

Bayernplan Energie 2040

Wege zur Treibhausgasneutralität –
Abschlussbericht

Impressum

Herausgeber



Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
Bayernplan-energie@ffe.de
www.ffe.de
www.bayernplan-energie.ffe.de

Abschlussbericht zum Projekt:

Bayernplan Energie 2040: Wege zur
Treibhausgasneutralität

Veröffentlicht am

14.07.2023
Version 1.1

Projektleitung

Dr.-Ing. Andrej Guminski, Stephan Kigle

Bearbeiter:innen

Stephan Kigle, Dr.-Ing. Andrej Guminski, Veronika
Engwerth, Ryan Harper, Fabian Jetter, Dr.-Ing. Timo
Kern, Timo Limmer, Miguel Martínez Pérez, Konstantin
Metzger, Alexander Murmann, Verena Pichler, David
Ruprecht, Dr.-Ing. Tobias Schmid, Quirin Strobel,
Christian Wendlinger

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsführer

Dr.-Ing. Christoph Pellingner
Dr.-Ing. Serafin von Roon

Im Auftrag von

VBEW Dienstleistungsgesellschaft mbH

Begleitet durch

vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V. &
Prognos AG

Bitte zitieren als

FfE (2023): Bayernplan Energie 2040 – Wege zur
Treibhausgasneutralität. Abschlussbericht im Auftrag
der: VBEW Dienstleistungsgesellschaft mbH.
DOI: 10.34805/ffe-17-23

DOI

10.34805/ffe-17-23

Bayernplan Energie 2040

Wege zur Treibhausgasneutralität –
Abschlussbericht

Danksagung

Wir bedanken uns bei den nachfolgenden Institutionen für ihre wertvollen Beiträge im Rahmen der Stakeholderworkshops¹:



¹ Die dargestellten Institutionen wurden im Rahmen von Workshops eingebunden. Die Teilnahme an den Workshops sagt nichts über die Positionierung der Institutionen gegenüber den Inhalten der Studie aus.

Vorwort

Die Dienstleistungsgesellschaft des Verbandes der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. – VBEW ist der größte berufsbegleitende Fortbilder für die Energiewirtschaft in Bayern. An unseren über 200 Schulungen im Jahr nehmen mehr als 6.000 Teilnehmer:innen teil.

Wir wollten daher im Jahr 2021 möglichst genau von der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) wissen, in welchen Bereichen wir in den nächsten Jahren unsere Aus- und Fortbildungstätigkeiten verstärken oder auch ganz neu aufbauen müssen.

Herausgekommen ist im Frühjahr 2023 letztendlich der „Bayernplan Energie 2040“, eine Studie, die den Weg zur Treibhausgasneutralität Bayerns bis zum Jahr 2040 aufzeigt. Mit dem Bayerischen Klimaschutzgesetz ist diese ab dem 01.01.2023 zum Staatsziel erhoben worden.

Unser großer Dank gilt den Wissenschaftler:innen der FfE. Diese haben in diese Arbeit ihre ganze Kompetenz und Leidenschaft für ein nachhaltiges Wirtschaften investiert.

Es ist daher deutlich mehr herausgekommen als eine reine Fortbildungsbedarfserhebungsstudie. Dieses Werk ist ein zentraler Wegweiser für alle Unternehmen in unserem Wirtschaftszweig und für die gesamte Gesellschaft, denn um die Klimaneutralität muss sich jeder kümmern.

Alle betrachteten FfE-Szenarien, die zur Klimaneutralität hinführen, weisen einen gemeinsamen roten Faden auf: Elektrizität und klimaneutrale Gase bilden die Hauptsäulen unserer zukünftigen Energieversorgung.

Klar wird darüber hinaus aber auch, dass nur in der Kombination durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien und deutlich mehr Suffizienz eine realistische Chance zur Klimaneutralität bis 2040 für Bayern liegt.

In unserem Wirtschaftszweig muss dabei niemand um seinen Arbeitsplatz fürchten. Die nächsten Jahrzehnte gibt es mehr als genug Arbeit für alle Unternehmen. Packen wir es gemeinsam an. Respekt vor der Aufgabe darf man haben, Bange machen gilt nicht.



Die VBEW Dienstleistungsgesellschaft mbH wird mit ihren Schulungsangeboten weiterhin bestmöglich die Beschäftigten in der Energiewirtschaft unterstützen, damit diese den vielfältigen Anforderungen einer nachhaltigen Energiewirtschaft gerecht werden können.

Wir wünschen Ihnen viel Spaß beim Lesen, Verstehen und Verinnerlichen der Studie. Wenn Sie diese zum Anlass nehmen, ihr tägliches berufliches und privates Handeln nachhaltiger zu gestalten, freut uns das besonders.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Fischer'.

Detlef Fischer, 19.04.2023

Geschäftsführer VBEW Dienstleistungsgesellschaft mbH

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	4
Vorwort	5
Kurzzusammenfassung	8
1 Einleitung: Status quo des bayerischen Energiesystems	11
1.1 Aufbau der Studie.....	11
1.2 Status quo des bayerischen Energiesystems	12
2 Untersuchte Szenarien	16
2.1 Szenarioprozess	16
2.2 Szenariorahmen und Szenario-Narrative	17
2.2.1 Szenariorahmen „Energiewende nach Plan der Bundesregierung“	17
2.2.2 Alternative: Szenariorahmen „Hemmnisse verzögern die Transformation“	19
3 fFE Modelllandschaft	21
3.1 Modellierung der Energienachfrage	22
3.1.1 Industrie – Sektormodell SmInd	24
3.1.2 Verkehr – Sektormodell TraM	28
3.1.3 Haushalte und GHD-Sektormodelle PriHM und TerM	30
3.2 Modellierung der Erneuerbaren Energien	34
3.3 Modellierung der Energiebereitstellung	37
3.4 Umgang mit nicht detailliert modellierten Sektoren	41
3.4.1 Exkurs: Landwirtschaft.....	42
3.4.2 Exkurs: Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	45
4 Transformationspfade der Endenergiesektoren	48
4.1 Industrie.....	48
4.1.1 Basisdaten und Grundannahmen.....	51
4.1.2 Scope 1-Emissionen und Endenergieverbrauch	59
4.2 Verkehr	66
4.2.1 Basisdaten und Grundannahmen.....	67
4.2.2 Scope 1-Emissionen und Endenergieverbrauch	70
4.3 Private Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.....	74
4.3.1 Basisdaten und Grundannahmen.....	75
4.3.2 Scope 1-Emissionen und Endenergieverbrauch	79
4.4 Exkurs: Aufbereitungssektor	83

5	Ergebnisse des Szenarios E.plan	86
5.1	Endenergieverbrauch	86
5.2	Energiebereitstellungsseite	89
5.3	Regionale Auswirkungen und Implikationen für die Infrastruktur	98
6	Ergebnisse des Szenarios H₂igher	103
6.1	Endenergieverbrauch	103
6.2	Energiebereitstellungsseite	105
6.3	Regionale Auswirkungen und Implikationen für die Infrastruktur	109
6.4	Exkurs: Entwurf Netzentwicklungsplan 2037/2045 (Version 2023)	110
7	Ergebnisse des Szenarios bEElated	113
7.1	Endenergieverbrauch	113
7.2	Energiebereitstellungsseite	115
7.3	Regionale Auswirkungen und Implikationen für die Infrastruktur	118
8	Kosten der Transformation	122
8.1	Differenz-Investitionen in den Endenergiesektoren	123
8.2	Transformationskosten Gesamtsystem	126
9	Schlussbetrachtung	130
	Literatur	132
	Abbildungsverzeichnis	141
	Tabellenverzeichnis	144
	Anhang	145
	Workshopagenda Klimaneutrales Bayern 2040 – Szenarien & Maßnahmen	145
	Workshopagenda Klimaneutrales Bayern 2040 – Transformationspfad	146
	Sneak-Preview Klimaneutrales Bayern 2040 – Bereitstellungsseite	146
	Statistische Definition des Sektors Industrie gem. Eurostat Energiebilanzlogik	147
	Schlüsselung der Eurostat Industriezweige auf bayerische Energiebilanzlogik	149
	Produktionsmengen in Bayern nach Prozess	150
	Wirtschaftszweige im Sektor Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungen	151
	Szenarienabhängige Parametrierung der Antriebsarten der Neuzulassungen	152
	Regionale Entwicklung der Stromerzeugung im Szenario E.plan	153
	Abkürzungsverzeichnis der Landkreise	154

Kurzzusammenfassung

Am 13. Dezember 2022 hat der bayerische Landtag die Neufassung des bayerischen Klimaschutzgesetzes (BayKlimaG) beschlossen, das am 1. Januar 2023 in Kraft getreten ist. Bayern soll „spätestens bis zum Jahr 2040“ klimaneutral sein. Ziel der vorliegenden Studie ist es, anhand wissenschaftlicher Analysen – im Dialog mit wesentlichen Akteuren aus Industrie und Energiewirtschaft – Wege zur Erreichung dieses Ziels, deren Implikationen für das Energiesystem und die damit verbundenen Herausforderungen und Chancen für Bayern aufzuzeigen. Erarbeitet wurden deshalb vier Zielszenarien: E.plan, H₂igher, AgreE und bEElated, die unterschiedliche Ansätze zur Erreichung der Klimaneutralität beleuchten. Im Rahmen der Studie haben sich einige Erkenntnisse mit szenarioübergreifender Gültigkeit herauskristallisiert, die nachfolgend zusammengefasst sind.

Grundvoraussetzungen für eine erfolgreiche bayerische Energiewende

1

Tempo, Tempo, Tempo

Eine sofortige Beschleunigung der Transformation in allen Sektoren – Industrie, Verkehr, Gebäude und Energiewirtschaft – ist nötig, um die Chance auf Zielerreichung bis 2040 aufrechtzuerhalten.

2

Keine Energiewende ohne Wind und PV

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist in allen Szenarien der Grundstein für das Gelingen der bayerischen Energiewende. In den Szenarien werden 2.000 bis 2.800 PV-Aufdach-Anlagen der 10-kW Leistungsklasse, Freiflächen-PV-Anlagen auf der Fläche von 40 - 55 Fußballfeldern und ca. 2 neue 5,5 MW-Windkraftanlagen pro Woche in Betrieb genommen, um das Erreichen der Klimaziele zu ermöglichen.

3

Primärenergieeffizienz ist das Gebot der Stunde

Um den enormen Ausbaubedarf bei den Erneuerbaren Energien einzugrenzen, muss Strom sowohl in neuen als auch in klassischen Anwendungen so effizient wie möglich eingesetzt werden.

4

Überregionale Energieinfrastruktur muss ausgebaut werden

Kein Landkreis kann sich zu jeder Stunde im Jahr selbst versorgen. Die bayerische Energiewende kann nur gemeinsam und mit viel Flexibilität im Energiesystem gelingen. Stromimporte nach Bayern decken in allen Szenarien über 30 % der Bruttostromnachfrage. Übertragungs- und Transportnetze stellen die größte Flexibilität dar, aber auch verbrauchsnahe Flexibilitäten wie Elektroautos mit bidirektionaler Lademöglichkeit bieten großes Ausgleichspotenzial.

5

Zielerreichung nur mit Treibhausgasenken

Im Zieljahr 2040 gibt es selbst bei konsequenter Transformation des Energiesystems noch Treibhausgasemissionen, beispielsweise aus dem Sektor Landwirtschaft. Um die verbleibenden Emissionen auszugleichen und das Ziel von Netto-Null-Emissionen zu erreichen, sind natürliche und/oder technische Treibhausgasenken notwendig.

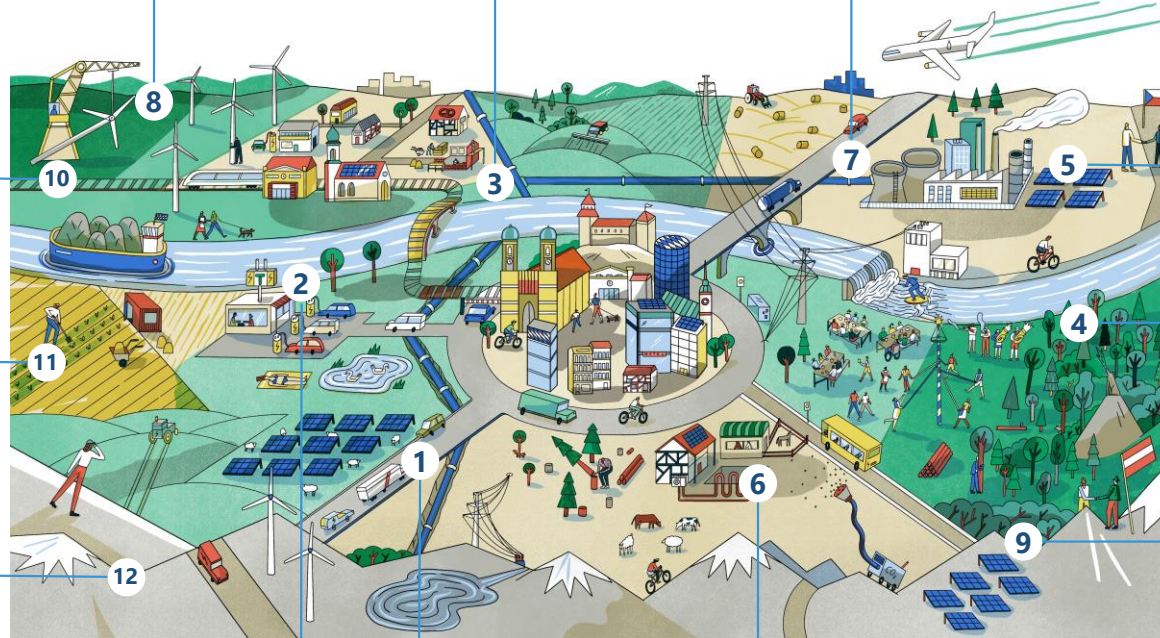
Wärmewende: Gebäude sanieren, fossile Heizsysteme substituieren und Fernwärme ausbauen

Die Zeit läuft – nur noch 17 Jahre bis zur Klimaneutralität in Bayern

Risiko Verkehrswende: bei inkonsequenter Transformation droht die Klimazielerfehlung

Flexibilität stellt einen zentralen Baustein der Energiewende dar

Keine Erreichung von Klimazielen ohne den Ausbau Erneuerbarer Energien



Warten verteuert die Transformation

Intakte natürliche Senken sind eine Voraussetzung zur Erreichung der Klimaneutralität

Für eine tiefe Dekarbonisierung benötigt die bayerische Industrie eine CO₂-Infrastruktur

Klimaneutralität 2040: möglich, wenn alle zusammenarbeiten

Ein Ausbau der regionalen und überregionalen Energieinfrastruktur ist notwendig

Eine regionale Perspektive im Kontext der europäischen Transformation

Wissen schafft Praxis und Praxis schafft Wissen – Szenarioentwicklung mit Stakeholderbeteiligung



Einleitung: Status quo des bayerischen Energiesystems

1 Einleitung: Status quo des bayerischen Energiesystems

Am 13. Dezember 2022 hat der bayerische Landtag die Neufassung des bayerischen Klimaschutzgesetzes (BayKlimaG) beschlossen, das am 1. Januar 2023 in Kraft getreten ist. Bayern soll „spätestens bis zum Jahr 2040“ klimaneutral sein. Vor diesem Hintergrund hat die VBEW Dienstleistungsgesellschaft mbH die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) damit beauftragt, eine wissenschaftliche Studie zu erstellen, die Wege zur Erreichung dieses Ziels, deren Implikationen für das Energiesystem und die damit verbundenen Herausforderungen für Bayern aufzeigt.²

1.1 Aufbau der Studie

Um das Klimaschutzziel zu erreichen, muss Bayern seine Treibhausgas- (THG)-Emissionen bis 2040 auf Nettonull reduzieren³. Wie dieses ambitionierte Vorhaben gelingen kann, wird in der vorliegenden Studie anhand der vier Szenarien E.plan, H₂igher, bEElated und AgreE analysiert. Der Fokus der Studie liegt neben der Transformation der vier Endenergiesektoren Industrie, Verkehr, private Haushalte (pHH) sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) auch auf dem notwendigen Umbau des Energiesystems. Die Ausweisung der Ergebnisse erfolgt landkreisscharf, wodurch auch die regionalen Unterschiede innerhalb Bayerns ersichtlich werden.

Im Rahmen des Projekts wurde eine Workshopreihe mit einer Vielzahl bayerischer Akteure aus Industrie und Energiewirtschaft aufgesetzt. Ziel der Workshops war es, ein Szenario unter Stakeholderbeteiligung zu entwickeln und das Wissen der Akteure zu nutzen, um grundlegende Annahmen zu technoökonomischen Parametern wie der Entwicklung der Bruttowertschöpfung (BWS) auf den Prüfstand zu stellen. Die Workshopreihe wurde in drei Phasen gegliedert: 1) Szenarien und Maßnahmen 2) Transformationspfade 3) Bereitstellungsseite. Die Agenden der Workshops sind im Anhang enthalten (s. Anhang). Aus den Workshops

ging der Umsetzungspfad E.plan hervor. Ausgehend von diesem wurden die übrigen Szenarien entwickelt.

Die Szenarien wurden mittels der Modelllandschaft der FfE quantifiziert und ausgewertet. Bayern wurde dabei nicht isoliert betrachtet. Sowohl für die energieverbrauchenden Sektoren als auch den Bereitstellungssektor wurden europaweite Transformationspfade berechnet. Folglich werden in den Szenarien auch außerhalb Bayerns ambitionierte Transformationspfade abgeschritten und es wird berücksichtigt, dass sich die Zieljahre in Bayern (2040), Deutschland (2045) und auf EU-Ebene (2050) unterscheiden.

Die Emissionsberechnungen erfolgen gemäß Quellprinzip. Das bedeutet, dass nur die in Bayern tatsächlich entstehenden Emissionen bewertet werden. Stromimporte nach Bayern werden nicht mit Emissionen belegt. Da auch außerhalb Bayerns Zielpfade gerechnet werden, kann jedoch nicht behauptet werden, dass Bayern auf Kosten des Klimaschutzes in anderen Ländern oder dem Rest von Deutschland klimaneutral wird. Da Bayern annahmegemäß vor Deutschland und Europa klimaneutral wird, ist es möglich, dass die Strom- und Wasserstoffimporte nicht vollständig emissionsfrei sind.

Im Folgenden werden der Status quo in Bayern (Abschnitt 1.2), der Prozess zur Erstellung der Szenarien (Abschnitt 2), die genutzten Modelle (Abschnitt 3), die Transformationspfade der Endenergiesektoren (Abschnitt 4) sowie die Ergebnisse der Energiebereitstellungsseite der vier Szenarien (Abschnitt 5 bis Abschnitt 7) vorgestellt.

² Die Studie entstand in Kooperation mit der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. und der Prognos AG, die uns im Laufe des Projekts bei der Organisation und Durchführung von Workshops unterstützt und im Rahmen von Review-Workshops die Methodik und Zwischenergebnisse auf den Prüfstand gestellt haben.

³ Das im BayKlimaG genannte Ziel der Klimaneutralität wird in der vorliegenden Studie mit dem Ziel der THG-Neutralität oder auch

Netto-Null-Emissionen gleichgesetzt. Regionale oder lokale biogeophysikalische Auswirkungen menschlicher Aktivitäten zum Beispiel auf den Oberflächenalbedo oder das lokale Klima werden daher nicht berücksichtigt. In diesem Bericht werden die beiden Begriffe synonym verwendet.

1.2 Status quo des bayerischen Energiesystems

In diesem Abschnitt werden grundlegende Kennzahlen zu Emissionen, Energieerzeugung und -verbrauch in Bayern zusammengefasst. Um in der Modellierung Sondereffekte aufgrund des niedrigen Energieverbrauchs während der Corona Pandemie zu vermeiden, wurde das Vor-Corona-Jahr 2019 als Ausgangsjahr gewählt. Der nachfolgende Abschnitt zeigt folglich Zahlen für das Jahr 2019, auch wenn in einigen Bereichen bereits aktuellere Daten vorliegen.

Nach Nordrhein-Westfalen ist Bayern das Bundesland mit den höchsten THG-Emissionen in Deutschland. Zwölf Prozent der nationalen THG-Emissionen entfallen auf die in Bayern emittierten Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan- (CH₄), Lachgasemissionen (N₂O) und die fluorierten Gase (F-Gase) [118]. Um die verschiedenen Treibhausgase in einer gemeinsamen Bilanz auszuweisen, werden sie in CO₂-Äquivalente (CO₂-Äq.) umgerechnet, da sich ihr Effekt auf die Erwärmung der Atmosphäre stark unterscheidet.

Die CO₂-Emissionen haben mit ~80 % den wesentlichen Anteil an den THG-Emissionen. Die übrigen Treibhausgase stammen hauptsächlich aus der bayerischen Landwirtschaft (s. Abschnitt 3.4.1). Das CO₂ wird vorwiegend (95 %) als Folge der Umwandlung von Energieträgern im Bereitstellungssektor und den Sektoren Industrie, Verkehr, pHH und GHD emittiert (s. Abbildung 1-1). Die prozessbedingten CO₂-Emissionen als Folge chemischer Umwandlungsprozesse in der Industrie und die CO₂-Emissionen aus der

Landwirtschaft stehen für ca. sechs Prozent der emittierten CO₂-Emissionen im Jahr 2019 [118].

Die Anteile der Verbrauchssektoren (Industrie, Verkehr, pHH und GHD) an den CO₂-Emissionen und dem Endenergieverbrauch (EEV) unterscheiden sich aufgrund des Energieträgermixes der einzelnen Sektoren (vgl. Abbildung 1-1 und Abbildung 1-2). Während im Jahr 2019 im Verkehrssektor der Anteil der fossilen Kraftstoffe am EEV dominiert (≈95 %), wird bei pHH und GHD ca. ein Fünftel des EEVs durch erneuerbare Energieträger (EE) gedeckt. Im Energieträgermix der Industrie kommen zu annähernd gleichen Teilen Gase (34 %) und Strom (38 %) zur Deckung des EEVs zum Einsatz. In Summe benötigen die Verbrauchssektoren in Bayern 2019 insgesamt 17 % des gesamten deutschen Endenergieverbrauchs.

Der Anteil von Strom am Energieträgermix in Bayern beträgt knapp 20 %. Wie in Abbildung 1-3 dargestellt, betrug der Anteil Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung in Bayern 2019 ca. 50 %. Den größten Anteil hat dabei die Stromerzeugung aus der Wasserkraft, gefolgt von Strom aus Photovoltaikanlagen und Biomasse [119]. Abbildung 1-3 zeigt zudem die installierte Leistung je Energieträger sowie die jeweiligen Volllaststunden im Jahr 2019. Die Betriebscharakteristik Erneuerbarer Energien unterscheidet sich aufgrund des geografisch vorhandenen Dargebots an Sonne, Wind und Wasser deutlich. So kamen im Jahr 2019 Photovoltaikanlagen auf weniger als halb so viele Volllaststunden wie Windkraftanlagen.

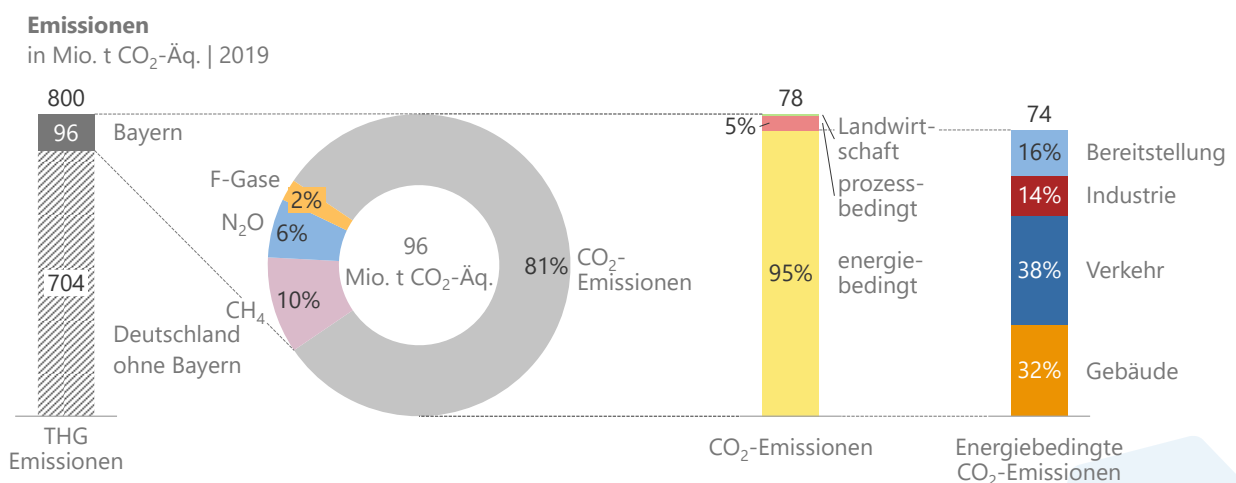


Abbildung 1-1: Treibhausgasemissionen in Bayern⁴

⁴ Eigene Darstellung mit Daten aus [165] und [119].

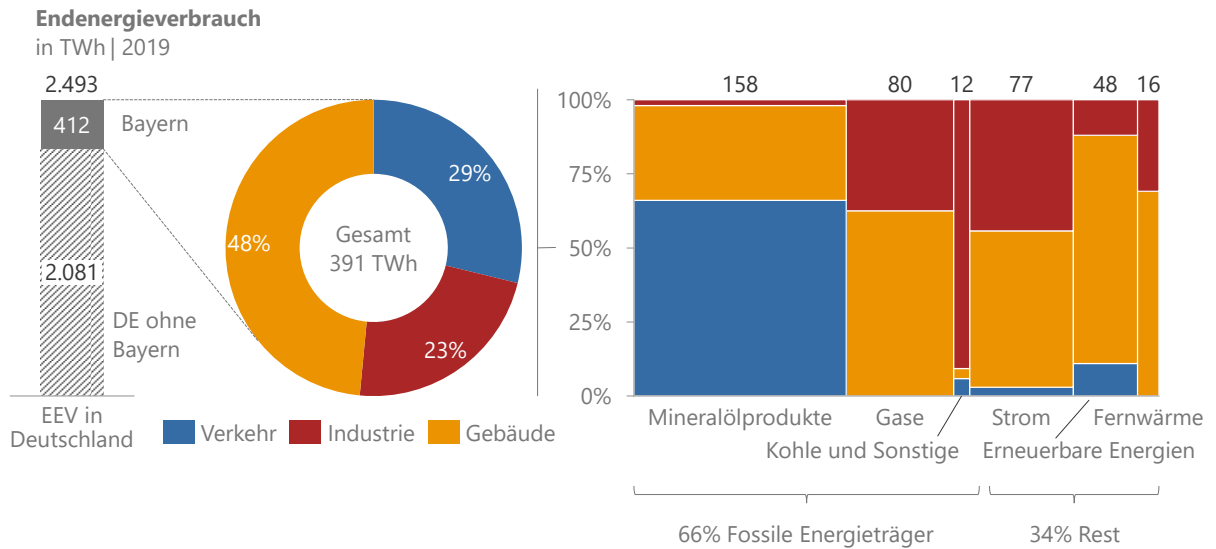


Abbildung 1-2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren im Basisjahr⁵

Stromerzeugung, installierte Leistung und Volllaststunden

in TWh (links) GW bzw. h (rechts) | 2019

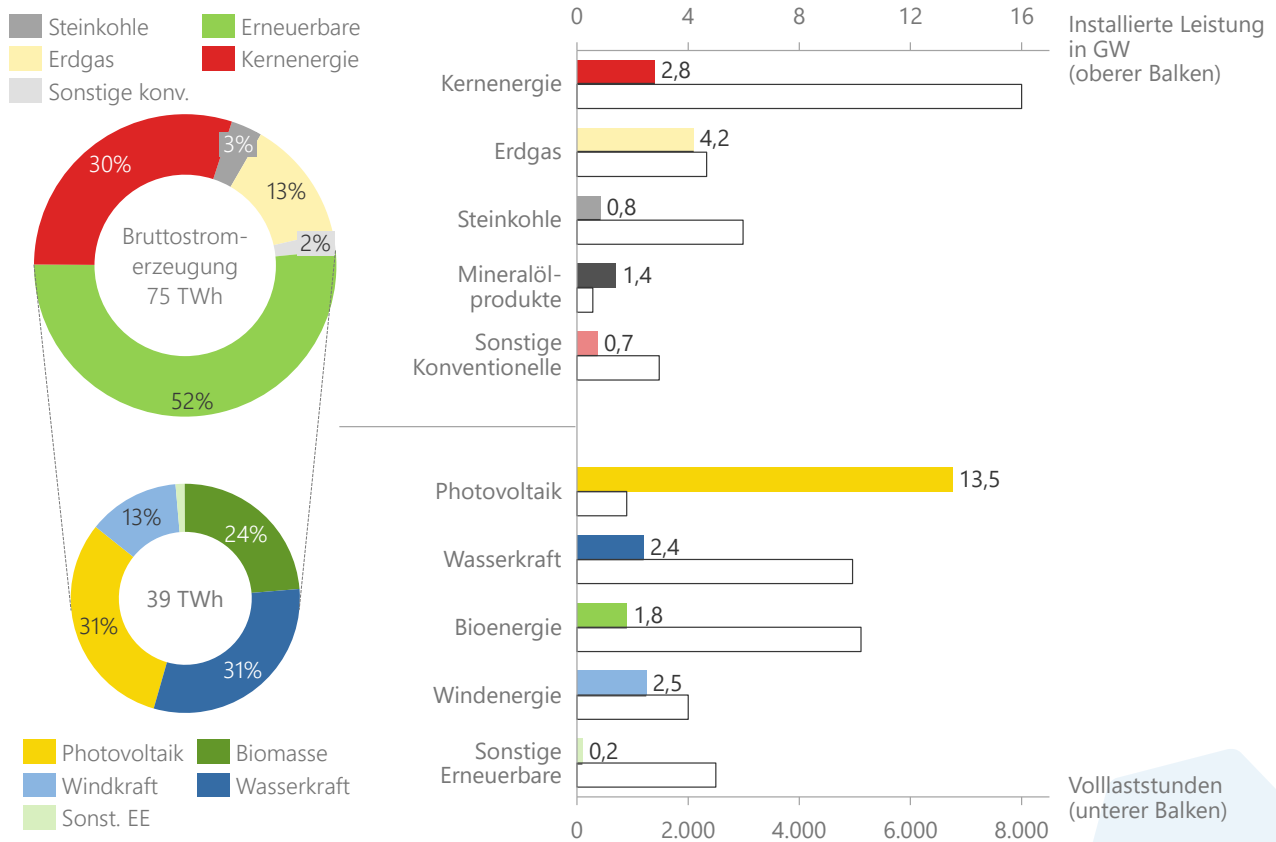


Abbildung 1-3: Stromerzeugung, installierte Leistung und Volllaststunden⁶

⁵ Eigene Darstellung mit Daten aus [166] und [100]. Verbrauch exkl. internationalem Flugverkehr.

⁶ Eigene Darstellung mit Daten aus [119].

Im Bundesländervergleich liegt Bayern bei den Erneuerbaren Energien aufgrund der hohen installierten Leistung der an Vollbenutzungsstunden ärmeren Photovoltaikanlagen mit 20 GW (2022) vorne und damit knapp vor Niedersachsen (s. Abbildung 1-4). Für einen aussagekräftigen Vergleich von Photovoltaik- und Windkraftnutzung der Bundesländer sollte die installierte Leistung jedoch in Relation zur verfügbaren Fläche bzw. zur Bevölkerung gesetzt werden. Bezieht man die installierte Leistung aus Photovoltaik und Windkraft auf die Fläche der Bundesländer, liegt Bayern im unteren Mittelfeld des Bundesländervergleichs (s. Abbildung 1-4) [184].

Diese kurze Einführung in den Stand der Emissionen in Bayern sowie den Status quo von Energieverbrauch- und -erzeugung zeigt bereits, dass in allen Bereichen Handlungsbedarf besteht, um die Transformation von fossilen zu klimaneutralen Energieträgern zu vollziehen. Dabei existiert, ausgehend vom Status quo, eine Vielzahl von denkbaren Pfaden in ein klimaneutrales Bayern. Das Ziel der nachfolgenden Abschnitte ist es daher, vier mögliche Technologiepfade aufzuzeigen und so in einem ersten Schritt zu umreißen, welche Optionen es gibt, in Bayern bis 2040 Klimaneutralität zu erreichen.

Stromerzeugung, installierte Leistung und Volllaststunden

in kW je km² (links) GW (rechts) | 2022

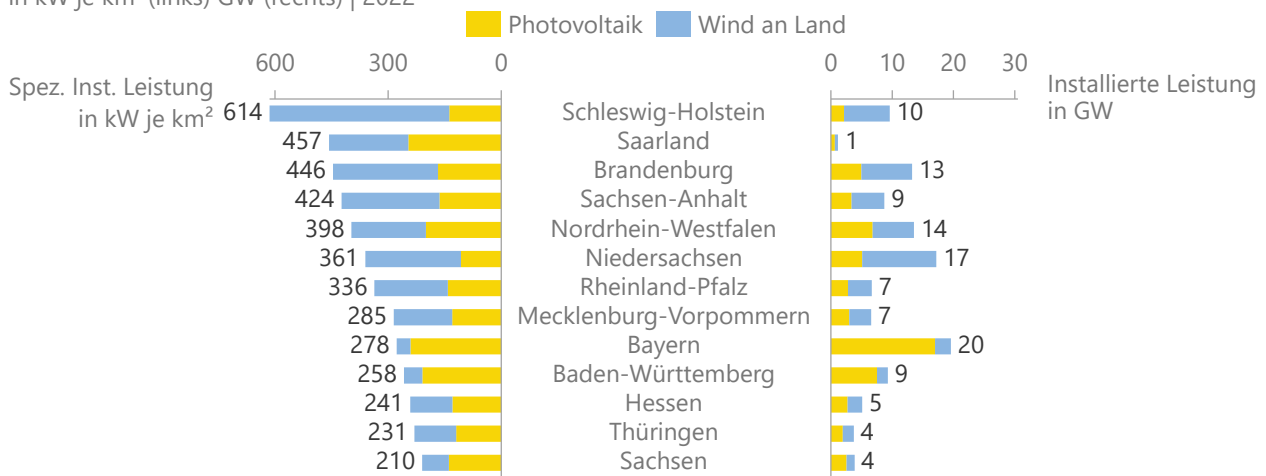


Abbildung 1-4: Installierte PV- und Windleistung im Ländervergleich⁷

⁷ Eigene Darstellung mit Daten aus [184].



Untersuchte Szenarien

2 Untersuchte Szenarien

Szenarien geben einen „[...] Ausblick auf den zukünftigen Zustand der Welt [...]“ [120] und beschreiben die notwendigen Entwicklungen und Voraussetzungen zur Erreichung des Zukunftsbilds. Ziel des Szenarioprozesses ist die Beschreibung qualitativer Zukunftsbilder und die Übersetzung der Zukunftsbilder in Zahlen als Grundlage für die Energiesystemmodellierung (s. Abschnitt 3) [1].

In Abschnitt 2.1 wird der Szenarioprozess beschrieben. Zunächst wird das allgemeine Vorgehen erläutert, bevor auf die konkrete Umsetzung eingegangen wird. Im darauffolgenden Abschnitt 2.2 werden die einzelnen Szenarien vorgestellt.

2.1 Szenarioprozess

Der Szenarioprozess ist in Abbildung 2-1 dargestellt und orientiert sich an dem im Projekt eXtremOS [1] entwickelten Prozess „Von Wort zu Wert“.

Der Prozess beginnt im ersten und zweiten Schritt mit der qualitativen Ausarbeitung der betrachteten Szenarien in Form von Szenariorahmen und Szenario-Narrativen. Der Szenariorahmen beschreibt die Parameter, Voraussetzungen und Ziele als gemeinsame Grundausrichtung der zugeordneten Szenarien. Das Szenario-Narrativ beschreibt das individuelle soziopolitische und ökonomische Zukunftsbild jedes Szenarios. Im dritten Schritt werden Szenariorahmen und -narrative quantifiziert, indem die entscheidenden modellexogenen Modellparameter mit Werten belegt werden. Die modellexogenen Parameter dienen als Eingangsgrößen für die in Abschnitt 3 beschriebenen Modelle [1].

Im Zuge des Szenarioprozesses wurden die Schritte eins bis vier für ein Szenario ergebnis- und technologieoffen durchgeführt. Die anderen Szenarien wurden ausgehend von diesem durch Parametervariationen abgeleitet, um eine gewisse Technologiebandbreite und die entsprechenden Rückwirkungen auf das Energiesystem analysieren zu können. Anhand von Meta-studienanalysen und Experteninterviews wurden zunächst der Szenariorahmen und ein Entwurf des Szenario-Narrativs auf Grundlage aktueller klimapolitischer Ziele und gesellschaftlicher Entwicklungen ausgearbeitet. Anschließend wurden im Rahmen der ersten Runde der Szenarioworkshops mit über 65 Branchenexpert:innen unterschiedlichen Hintergrunds die Annahmen und Voraussetzungen des Szenariorahmens und des Szenario-Narrativs diskutiert (s. Agenda Workshop Phase I im Anhang). Dabei wurden Themen wie die Zukunft einzelner Sektoren, zukünftig verfügbare Technologien sowie Anforderungen und Hemmnisse der Transformation erörtert. Die Aussagen der Teilnehmenden wurden in Protokollen zusammengefasst und die Quintessenz herausgearbeitet. Schlussendlich führte die erste Runde der Stakeholderworkshops zur Schärfung eines Szenario-Narrativs, das in das Szenario E.plan (s. Abschnitt 2.2) mündete.

Ein zweiter und dritter Stakeholderworkshop mit vergleichbarer Teilnehmer:innenzusammensetzung wurde im Zuge der Quantifizierung der modellexogenen Parameter von E.plan durchgeführt (s. Agenda Workshop Transformationspfad sowie Bereitstellungsseite im Anhang). Hier wurden die berechneten Szenarioergebnisse (Endenergieverbrauchsentwicklung und Energiebereitstellung) erneut mit Branchenexpert:innen diskutiert und die modellexogenen Parameter auf Basis der Rückmeldungen nachgeschärft.

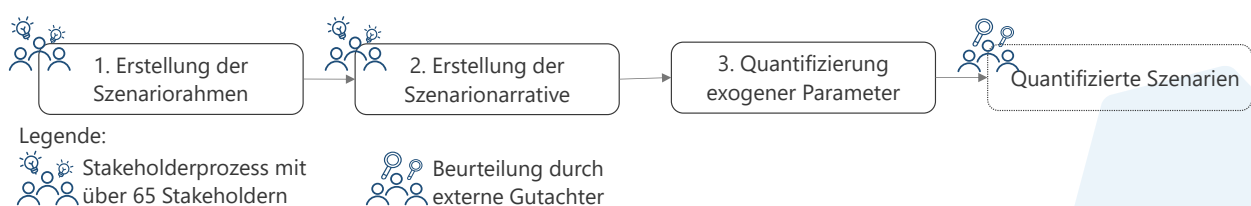


Abbildung 2-1: Szenarioprozess im Projekt „Bayernplan Energie 2040“

Auf Grundlage der Parametrierung des Szenarios E.plan wurden im Anschluss die Varianten H₂igher (stärkerer H₂ Fokus) und AgreE (E.plan inkl. Suffizienz-effekte) ausgearbeitet. Aufgrund des hohen Ambitionsniveaus der klimapolitischen Zielvorgaben und Pläne, die den Szenariorahmen von E.plan prägen, wurde zudem ein weiteres Szenario-Narrativ mit gänzlich neuem Szenariorahmen ausgearbeitet (bE-Elated).⁸ Im folgenden Abschnitt werden die Szenariorahmen und die zugehörigen Szenario-Narrative dargestellt.

2.2 Szenariorahmen und Szenario-Narrative

Abbildung 2-2 gibt einen Überblick über die beiden Szenariorahmen „Energiewende nach Plan der Bundesregierung“ und „Hemmnisse verzögern die Transformation“ sowie die zugehörigen Szenarien. In allen Szenarien wird die Klimaneutralität nach dem novellierten bayerischen Klimaschutzgesetz 2040 und somit fünf Jahre vor dem von der Bundesregierung festgelegten Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 erreicht.

Zunächst werden in Abschnitt 2.2.1 und 2.2.2 die Szenariorahmen vorgestellt, bevor im Anschluss die einzelnen Szenario-Narrative folgen.

2.2.1 Szenariorahmen „Energiewende nach Plan der Bundesregierung“

Das Szenario E.plan wurde im Rahmen des Szenarioprozesses unter Beteiligung zahlreicher bayerischer Stakeholder entwickelt. Die Szenarien H₂igher und AgreE sind im Verlauf des Szenarioprozesses als Variationen des E.plan-Szenarios entstanden. Alle drei Szenarien richten sich nach dem Szenariorahmen: „Energiewende nach Plan der Bundesregierung“ (s. Abbildung 2-2). Die Richtung und Ziele dieses Plans wurden im Koalitionsvertrag Ende 2021 besiegelt [2]. Im darauffolgenden Monat wurde im Rahmen der Eröffnungsbilanz ein erstes Maßnahmenpaket zur Umsetzung des im Koalitionsvertrag vereinbarten Klimaschutz-Sofortprogramms vorgestellt und durch das Osterpaket im April 2022 ergänzt und konkretisiert. Hieraus gingen zahlreiche Gesetzesentwürfe und -anpassungen hervor: Erneuerbare-Energien-Gesetz, Wind-an-Land-Gesetz, Windenergie-auf-See-Gesetz, Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Gesetz über den Bundesbedarfsplan (BBPIG), Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG), etc.

Nach diesen Plänen sollen 65 % der THG-Emissionen bis 2030 gegenüber 1990 eingespart werden. Dafür ist es unabdingbar, dass alle Sektoren ihren Beitrag zur Zielerreichung leisten und jeder Einzelne solidarisch im Kampf gegen den Klimawandel handelt. Insgesamt werden bereits auf dem Markt befindliche Klimaschutztechnologien aller Sektoren schneller hochlaufen und vorhandene technische Effizienzpotenziale ausgenutzt, um eine sektorübergreifende



Abbildung 2-2: Szenarioüberblick im Projekt „Bayernplan Energie 2040“

⁸ Sämtliche Endenergieszenarien sowie der erste Entwurf der Ergebnisse der Bereitstellungsseite des E.plan-Szenarios wurden zudem mit den Projektpartnern vbw und Prognos diskutiert und von diesen kritisch hinterfragt. Auf Basis des Feedbacks der Stakeholderworkshops und dieser Sparring-Workshops wurden die quantifizierten Szenarien finalisiert.

Dekarbonisierung zu ermöglichen. Der Hochlauf der Klimaschutztechnologien wird durch Herausforderungen wie unzureichende Handwerkerverfügbarkeit, Lieferkettenprobleme und lange Genehmigungsverfahren erschwert. Um die notwendige Transformationsgeschwindigkeit zu erreichen, werden beschleunigte Gesetzgebungsverfahren, Abbau von Bürokratie und zielgerichtete Ausbildungsprogramme umgesetzt, um diese Hemmnisse zeitnah zu beseitigen.

Die Abkehr von fossilen Energieträgern in der Industrie soll durch die Elektrifizierung von Industrieprozessen und den Einsatz von Wasserstoff und Biomasse gelingen. Für die Bereitstellung des notwendigen Wasserstoffs wird sowohl der Hochlauf des einheimisch produzierten Wasserstoffs als auch der Import von Wasserstoff notwendig. Die energetische Biomassennutzung wird sektorübergreifend auf das nachhaltig verfügbare Potenzial von ca. 1000 bis 1200 PJ beschränkt und insbesondere in ansonsten schwer zu dekarbonisierenden Bereichen eingesetzt. Hierzu zählen auch industrielle Prozesse.

Im Verkehrssektor werden die Elektromobilität, der Ausbau des Schienengüter- und -personenverkehrs sowie der Einsatz synthetischer Kraftstoffe im Bereich des Luftverkehrs als Haupttreiber gesehen. Dafür sollen neue Technologien gefördert und die Attraktivität des öffentlichen Personenschienenverkehrs erhöht werden.

Im Bereich des Gebäudesektors sollen konventionelle Technologien, wie z. B. mit fossilen Brennstoffen betriebene Kessel, durch einen starken Ausbau von Wärmepumpen ersetzt werden, um die notwendige Raumwärme und das Warmwasser bereitzustellen. Außerdem soll die Fernwärme in Ballungsgebieten stark an Bedeutung zunehmen.

Eine wichtige Voraussetzung für die Bereitstellung des zusätzlichen Stroms zur Deckung des steigenden Strombedarfs ist der starke Zubau Erneuerbarer Energien und der dafür notwendige Ausbau der Stromnetze. Die Nutzung Erneuerbarer Energien steht im überragenden öffentlichen Interesse.

Szenario E.plan

Im Szenario E.plan wird die direkte Elektrifizierung von Wärme im Industrie- und Gebäudesektor und für die Bereitstellung mechanischer Energie für den Verkehrssektor gegenüber anderen Lösungen wie dem Einsatz von Wasserstoff oder synthetischen Energieträgern präferiert. Grund hierfür ist die höhere systemische Gesamteffizienz dieser Lösung. Falls technisch möglich, werden fossile Energieträger durch Strom ersetzt, der im Verlauf der Zeit zunehmend aus

regenerativen Energien bereitgestellt wird. In Bereichen, in denen eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist, spielt ab Anfang der 2030er-Jahre Wasserstoff eine immer wichtigere Rolle. Ab diesem Zeitpunkt wird mit der benötigten Infrastruktur für die Wasserstoffversorgung gerechnet. In der Industrie wird der Wasserstoff auch energetisch bei Hochtemperatur-Anwendungen genutzt, bei denen eine Elektrifizierung nur schwer möglich ist. Ausschlaggebend für den konservativen Einsatz von Wasserstoff in diesem Szenario ist die einhellige Aussage der zahlreichen Vertreter:innen des verarbeitenden Gewerbes in den Stakeholderworkshops, „dass nicht mit nennenswerten Wasserstoffmengen zur Nutzung in der Industrie vor 2030“ gerechnet wird. Im Gebäudesektor findet Wasserstoff aufgrund mangelnder Verfügbarkeit und hoher Kosten fast keine Anwendung. Aus diesen Gründen findet Wasserstoff im Verkehrssektor nur in Anwendungen wie schweren Nutzfahrzeugen und vereinzelt in der Schifffahrt, dem Schienenverkehr und in Form von synthetischem Kerosin im Flugverkehr ab 2030 Einzug.

Szenario H₂igher

Im H₂igher-Szenario kommt dem Einsatz von Wasserstoff eine bedeutendere Rolle zu. Der Spielraum, den das Osterpaket diesbezüglich ausweist, wird genutzt. H₂ wird nicht nur stofflich, sondern auch in größerem Umfang energetisch eingesetzt, da er in diesem Szenario günstig und in großer Menge zur Verfügung steht. Ab 2030 kommt es so zu einem stärkeren Einsatz von wasserstoffbasierten Verfahrensrouten (z. B. Einsatz von H₂-Brennern zur Bereitstellung von Hochtemperaturprozesswärme). Die Industrie fungiert dabei als Treiber beim Einsatz von Wasserstoff, da die großen industriellen Punktquellen als Erstes an den European Hydrogen Backbone (EHB) angeschlossen werden. Davon ausgehend kommt es beim Wasserstoffeinsatz zu Übertragungseffekten (Spill-over-Effekten) von der Industrie auf den Gebäude- und Verkehrssektor. Im Gebäudesektor dient der Wasserstoff somit in geringem Umfang der Bereitstellung der benötigten Raumwärme. Ab 2030 werden einzelne Gasverteilnetze in der Nähe der Industrie auf den Einsatz von Wasserstoff umgestellt. Voraussetzung dafür ist eine vollständige Umstellung der Bestandskessel auf die Nutzung von Wasserstoff (H₂-ready). Im Verkehrssektor wird ab 2025 der Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV) stärker forciert. Aufgrund der geringen Effizienz kommt Wasserstoff aber nur bei Fahrzeugen mit großem Gewicht und hohen jährlichen Fahrleistungen zum Einsatz.

Szenario AgreE

Das AgreE-Szenario ist eine Variante des E.plan-Szenarios. AgreE steht für eine „Übereinstimmung (engl.: agree) zum Energiesparen“. Das Szenario untersucht, wie Veränderungen des Lebensstils und die damit einhergehende Einsparung von Ressourcen dazu beitragen können, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Es geht von einer einvernehmlichen Verhaltensanpassung der Bevölkerung hin zu bescheideneren Bedürfnissen in Bereichen der Mobilität, Wohnen und Bauen, Produkten im Allgemeinen und der Ernährung aus. Das umweltbewusstere Verhalten jedes Einzelnen zeigt sich in der Entwicklung der Nachfrage nach Wohnraum und einem bewussteren Verbrauch von Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor. Der umweltbewusste Lebensstil zeigt sich außerdem in der nachhaltigen Entwicklung des Konsumverhaltens. Durch größere Produktlebensdauern und Innovationen in der Produktion kann der Bedarf an industrieller Prozesswärme verringert werden. Besonders deutlich wird das suffizientere Verhalten im Verkehrssektor. Durch politische Anreize steigt das Bewusstsein für umweltfreundlichere Mobilität. Insbesondere in urbanen Regionen hat das eine steigende Nachfrage nach öffentlichen Verkehrsmitteln, Sharing-Angeboten und eine Stärkung des Rad- und Fußverkehrs zur Folge. Als Folge nimmt der motorisierte Individualverkehr stark ab. Alternativ zum Flugverkehr werden sowohl für private als auch für geschäftliche Reisen vermehrt Verkehrsmittel auf dem Boden genutzt.

Als Folge des breiten Bündnisses zum Energiesparen in der Gesellschaft werden somit niedrigere Endenergieverbräuche in den Verbrauchssektoren erzielt.

2.2.2 Alternative: Szenariorahmen „Hemmnisse verzögern die Transformation“

Auch der Szenariorahmen des vierten Szenarios bEElated orientiert sich an den Plänen der Bundesregierung. Die direkte Elektrifizierung von Wärme und

Verkehr wird auf Grund der höheren Effizienzen politisch präferiert. Die Hemmnisse unserer Zeit – Handwerkerverfügbarkeit, Lieferkettenprobleme, lange Genehmigungszeiten – können jedoch nicht schnell genug abgebaut werden, weshalb zentrale Zielvorgaben in diesem Bereich nicht erreicht werden können (z. B. 6 Millionen Wärmepumpen oder die deutliche Erhöhung der Sanierungsraten bis 2030). Um die Klimaneutralität im Jahr 2040 dennoch zu erreichen, steht eine Forcierung des Wasserstoffhochlaufs ab dem Ende der 2020er-Jahre neben der bereits begonnenen, aber zu langsamen Elektrifizierung. So wird zusätzlich zum Strom Wasserstoff als ein weiterer potenziell klimaneutraler Energieträger in die Fläche transportiert. Trotz großer Anstrengungen beim Ausbau von Strom- und heimischer Wasserstofftechnologien können die Versäumnisse der 2020er-Jahre nicht aufgeholt werden. Nicht der gesamte Anlagenbestand wird transformiert. Klimaneutralität in Bayern ist daher nur durch den signifikanten Import von Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen aus dem Ausland möglich.

In diesem Kontext untersucht bEElated, wie die Klimaneutralität in Bayern 2040 trotz einer verzögerten Transformation der Sektoren durch einen signifikanten Import von Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen gelingen kann.

Infobox:

In diesem Bericht werden die Berechnungsergebnisse der Szenarien in gesonderten Kapiteln dargestellt. Eine Ausnahme bildet AgreE, das wir aufgrund des vereinfachten Modellierungsansatzes in Abschnitt 5 als Variante des Szenarios E.plan analysieren.



FfE Modelllandschaft

3 FfE Modelllandschaft

Zur Modellierung der in Abschnitt 2 beschriebenen Szenarien kommt die an der FfE entwickelte Modelllandschaft zum Einsatz. Mit ihr wird die Entwicklung des Endenergieverbrauchs und die Transformation des bayerischen Energiesystems berechnet. Die Modelllandschaft besteht, wie in Abbildung 3-1 zu sehen ist, aus drei unterschiedlichen Arten von Modellen – den Endenergiesektormodellen zur Modellierung der Transformation in den Sektoren Industrie, Verkehr, private Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, den EE-Modellen zur Bestimmung der Potenziale und Erzeugungszeitreihen für Photovoltaik (PV), Wind On- und Offshore und dem Energiesystemmodell ISAaR (Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung) zur Modellierung der Energiebereitstellung. Insgesamt kommen sieben unterschiedliche Modelle zum Einsatz, die über eine Datenbankschnittstelle miteinander gekoppelt sind.

Die quantitative Modellierung der Szenarien erfolgt in vier Schritten (s. Abbildung 3-1):

1. Modellierung des Endenergieverbrauchs in stündlicher und landkreisscharfer Auflösung,
2. Berechnung der Potenziale und Erzeugungszeitreihen für EE,
3. Anlageneinsatz- und Ausbauplanung sowie
4. Exkurse zu den nicht detailliert modellierten Sektoren.

In **Schritt 1** wird mittels der Endenergiesektormodelle Smlnd (Industrie), TraM (Verkehr), PriHM (pHH) und TerM (GHD) die Entwicklung des EEVs in stündlicher und landkreisscharfer Auflösung für den Zeitraum 2019 bis 2040 modelliert. Die Modelle wurden u. a. im Rahmen des Forschungsprojektes eXtremOS [1] entwickelt und für die vorliegende Studie erweitert. Modellaufbau und -beschreibungen können Abschnitt 3.1 entnommen werden. Die resultierenden zeitlich und räumlich aufgelösten Energieträgerverbräuche sind direkte Eingangsparameter für das Energiesystemmodell ISAaR.

In **Schritt 2** erfolgt die Berechnung der verfügbaren Potenziale und Erzeugungszeitreihen für Wind On- und Offshore sowie PV. Unter Berücksichtigung

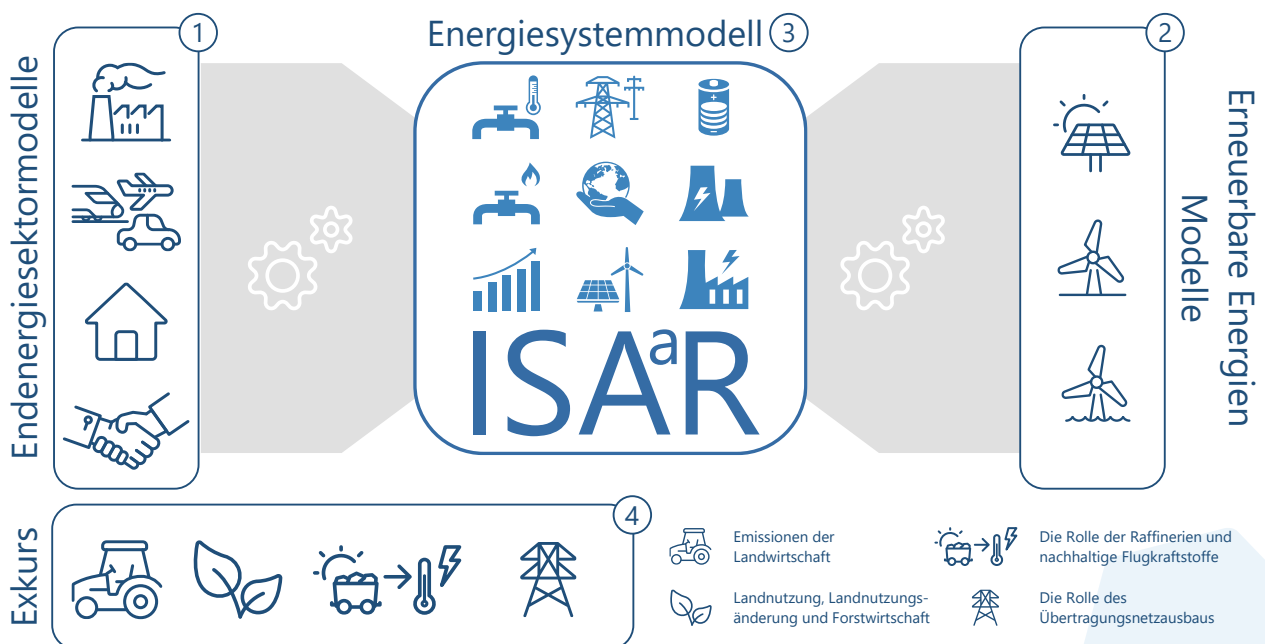


Abbildung 3-1: FfE-Modelllandschaft im Projekt Bayernplan 2040

räumlich aufgelöster Informationen zu bestehenden Anlagen [3], potenziell verfügbarer Flächen für einen weiteren EE-Ausbau und meteorologischer Bedingungen (Strahlung, Albedo, Temperatur, Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen, etc. [4], [5], [6]) haben wir Modelle entwickelt, um das EE-Erzeugungspotenzial europaweit in regionaler (NUTS-3) und stündlicher Auflösung zu berechnen [7], [1]. Weitere Informationen können Sie Abschnitt 3.2 entnehmen. Die Ergebnisse der EE-Modelle wiederum stellen einen weiteren zentralen Eingangsparameter für das Energiesystemmodell ISAaR dar.

In **Schritt 3** erfolgt die Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit dem Energiesystemmodell ISAaR, das ein lineares Optimierungsmodell ist und das europäische Energiesystem mathematisch beschreibt. Ziel des Modells ist es, die Systemgesamtkosten zu minimieren. Das Modell wurde über viele Forschungsprojekte hinweg eingesetzt und weiterentwickelt [8], [9], [10], [1], [11], [12], [13]. Im Modell werden unter anderem der konventionelle Kraftwerkspark, die Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Abhängigkeit von den jeweiligen Erzeugungspotenzialen aus Schritt 2, den Nachfragen der Endenergiesektoren aus Schritt 1, Sektorkopplungs- und Speichertechnologien wie Elektrolyseure, Power-to-Heat oder Großbatteriespeicher sowie das europäische Übertragungsnetz abgebildet. Das Modell umfasst neben dem Energieträger Elektrizität auch die Energieträger Wasserstoff, Fernwärme (öffentliche Versorgung), gasförmige Kohlenwasserstoffe, flüssige Kohlenwasserstoffe und Biomasse sowie deren Interaktionen untereinander. Klimaschutzziele werden über THG-Obergrenzen vorgegeben. Eine ausführlichere Modellbeschreibung inklusive der Details zur Modellierung des bayerischen Energiesystems im Kontext der Transformation im übrigen Deutschland und der EU findet sich in Abschnitt 3.3.

In **Schritt 4** werden mittels Exkursen Bereiche der bayerischen THG-Emissionen adressiert, die von der beschriebenen Modellkette nicht detailliert erfasst werden. So wird zum Beispiel der Rückgang der nicht-energetischen Emissionen des Sektors Landwirtschaft im Rahmen der Modellierung des Energiesystems mittels ISAaR quantitativ berücksichtigt, es erfolgt jedoch keine sektorspezifische Modellierung wie für die Sektoren Industrie, Verkehr, pHH und GHD. Der Status quo sowie mögliche Maßnahmen, die in der Landwirtschaft zu der entsprechenden THG-Reduktion führen können, werden folglich in einem Exkurs thematisiert (s. Abschnitt 3.4.1). Auch die Primärenergieverbräuche, die in Bayern zur Herstellung von klimaneutralen Kraftstoffen für den internationalen Flugverkehr anfallen, sind aufgrund der Logik zur Emissions-

bilanzierung im nationalen Treibhausgasinventarbericht nicht in den Bilanzgrenzen der Modellkette enthalten. THG-Emissionen des internationalen Flugverkehrs sind aus den nationalen THG-Zielen ausgeschlossen. Da die benötigten Kraftstoffmengen jedoch transformationsrelevant sind und starke Rückwirkungen auf das hiesige Energiesystem und die zukünftige Rolle von Raffinerien haben könnten, erfolgt eine Behandlung im Rahmen eines Exkurses (s. Abschnitt 4.4). Gleiches gilt für die Rolle des Übertragungsnetzausbaus und dessen Modellierung (s. Abschnitt 6.4) sowie den Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) (s. Abschnitt 3.4.2), die in diesem Vorhaben nicht detailliert modelliert werden.

Die dargestellte Modelllandschaft ermöglicht es, Szenarien für die Transformation des bayerischen Energiesystems im Kontext der übrigen deutschen und europäischen Transformation zu berechnen. Die Ergebnisse des Forschungsvorhabens [1] zeigen, dass aufgrund des hohen Vernetzungsgrads des Stromsystems innerhalb Europas regionale Betrachtungen stets unter Berücksichtigung der Transformation in angrenzenden Gebieten berechnet werden sollten, da das Ausland bzw. im Falle der vorliegenden Studie Deutschland ohne Bayern (DEwoBY) und das übrige Europa eine wichtige Flexibilitätsoption darstellen [1]. Folglich haben wir uns dazu entschieden, trotz des ungleich höheren Rechenaufwands für alle Szenarien europaweite Modellierungen entlang der gesamten Modellkette durchzuführen. Das bedeutet, dass die unterschiedlichen Zielhierarchien innerhalb Europas und Deutschlands und die in einem Zielszenario damit einhergehenden unterschiedlichen Transformationsgeschwindigkeiten vollständig berücksichtigt werden. In den Szenarien wird Deutschland im Jahr 2045 klimaneutral, Bayern im Jahr 2040 und das übrige Europa im Jahr 2050.

Im Folgenden werden die eingesetzten Modelle und deren Erweiterungen im Rahmen des Projekts „Bayernplan Energie 2040“ näher beschrieben.

3.1 Modellierung der Energienachfrage

Schritt 1 in der Modellkette ist die Berechnung der Endenergieverbräuche je Szenario. Als Endenergie wird die Energie bezeichnet, die in den vier Endenergiesektoren Industrie, Verkehr, private Haushalte und GHD nachgefragt wird. Folglich wird zum Beispiel der Wasserstoffbedarf für die stoffliche oder energetische Nutzung in diesen Sektoren als solcher ausgewiesen. Die Berechnung der sektorspezifischen

Transformationspfade erfolgt mittels der FfE-Sektormodelle. In diesen wird der Endenergieverbrauch jeweils ausgehend vom „Vor-Corona-Jahr“ 2019 jährlich bis in die Zieljahre für Bayern (2040), Deutschland (2045) und die übrigen EU27+3 Länder (2050) transformiert. Dabei werden in den Modellen die sektorspezifischen Strukturen und technischen Transformationsmaßnahmen detailliert abgebildet. Im Ergebnis steht jeweils die Energieträgernachfrage in stündlicher Auflösung auf Landkreisebene. Da der Modellaufbau in allen Sektoren ähnlich ist, wird dieser im Folgenden beschrieben, bevor die Spezifika der einzelnen Sektormodelle in den Abschnitten 3.1.1 bis 3.1.3 erläutert werden. In Abbildung 3-2 ist der modulare Aufbau, der durch die Datenbankschnittstelle FREM⁹ verknüpft wird, dargestellt.

Jedes Sektormodell besteht aus den folgenden drei Modulen: Transformation, Regionalisierung und Lastprofile. Im Transformationsmodul wird der jährliche Endenergieverbrauch je Sektor von 2019 bis in das Zieljahr nach Energieträgern, Anwendungen und Subsektoren berechnet. Zudem werden im Sektor Industrie transformationsrelevante stoffliche Verbräuche abgebildet (s. Abschnitt 3.1.1). Grundlage für die Berechnung sind eine Reihe von sektorspezifischen Annahmen (z. B. Technologieaustauschraten oder -durchdringungen) und Datensätzen (z. B. Wirtschaftsentwicklung oder Fahrzeugbestand). Im Regionalisierungsmodul werden die Ergebnisse der jährlichen Transformationspfade je Betrachtungsgebiet (Bayern, DEwoBY und Europa) über sektorspezifische Regionalisierungslogiken auf die einzelnen Landkreise

disaggregiert. Hierbei fließen ebenfalls sektorspezifische Daten ein, um Indikatoren für die Regionalisierung zu bilden (z. B. Industriestandorte). Der Fokus der vorliegenden Studie liegt auf Bayern. Eine Übersicht über die 96 bayerischen Landkreise und kreisfreie Städte sowie die 7 Regierungsbezirke findet sich in Abbildung 3-3. Aus Gründen der einfacheren Lesbarkeit wird die Bezeichnung „Landkreis“ auch für kreisfreie Städte verwendet. Jeder Landkreis ist in der Karte mit einem Kürzel versehen, das an die KFZ-Bezeichnung der Landkreise angelehnt ist. Diese sollen bei der Zuordnung und Beschreibung von kartographisch dargestellten Informationen unterstützen. Eine Zuordnung von Landkreis Kürzel zu Landkreisnamen ist im Abkürzungsverzeichnis der Landkreise im Anhang enthalten. Der Fokus der Studie liegt zwar auf Bayern, aber dennoch muss das Energiesystem immer im europäischen Kontext betrachtet werden. Die europäischen Gebietseinheiten sind in Hierarchiestufen eingeteilt und ermöglichen einen grenzüberschreitenden statistischen Vergleich von EU-Regionen. Die Gebietseinheiten sind an die Verwaltungsgliederung der einzelnen Länder, wie im Folgenden für Deutschland dargestellt, angelehnt:

- NUTS-0: Nationalstaat,,
- NUTS-1: Bundesländer,
- NUTS-2: überwiegend Regierungsbezirke,
- NUTS-3: kreisfreie Städte und Landkreise.

Da im Rahmen der Studie eine europaweite Modellierung erfolgt, wird im Folgenden auch die

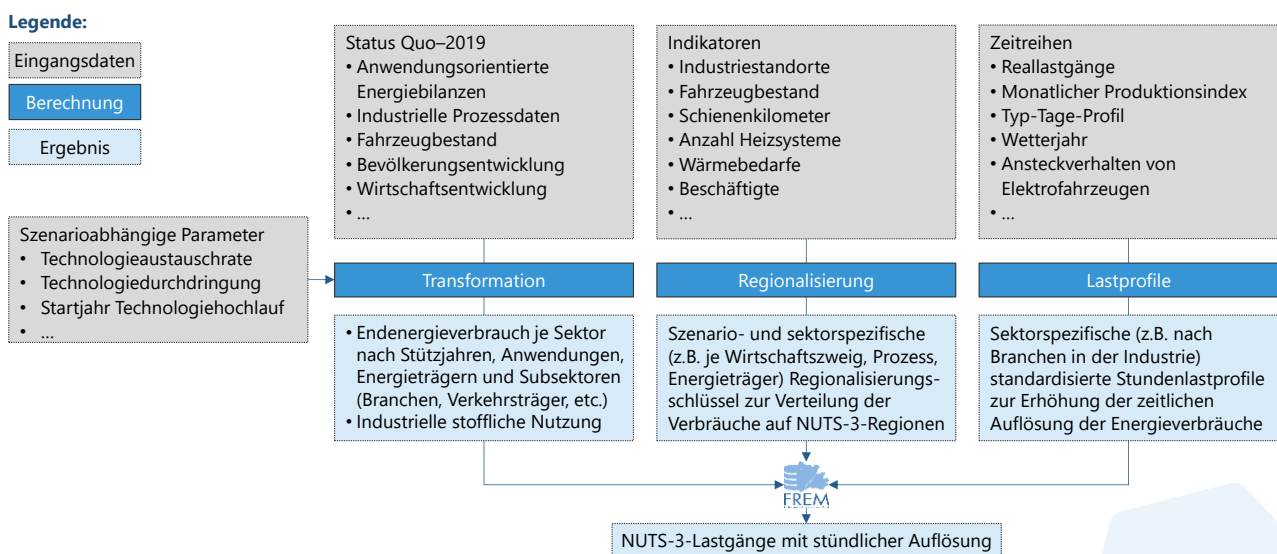


Abbildung 3-2: Modularer Aufbau der Sektormodelle inkl. beispielhafter Datensätze [1]

⁹ FREM: FfE Regionalisiertes Energiesystem-Modell [167].

NUTS-Bezeichnung gerade im Zusammenhang von Modellbeschreibungen verwendet.

Schließlich wird im Lastprofilmodul die zeitliche Auflösung der jährlichen Werte auf Landkreisebene durch die Kombination mit anwendungs- und technologie-spezifischen Lastprofilen auf stündliche Werte erhöht. Die Lastprofile werden je Sektor auf Grundlage von Daten wie realen, anonymisierten Industrielastgängen oder Wetterdaten berechnet. Der Aufbau der Sektormodelle ist in [1], [14] und [15] ausführlich beschrieben.

In den folgenden Abschnitten werden die sektorspezifischen Besonderheiten je Modell hinsichtlich der drei Module beschrieben. Die Ausgestaltung der konkreten Transformationspfade je Szenario und Sektor erfolgt in Abschnitt 4.

3.1.1 Industrie – Sektormodell Smlnd

Die industriellen Transformationspfade werden mit dem Sektormodell Smlnd berechnet. Nachfolgend

wird der grundlegende Modellaufbau zusammengefasst. Details zu den einzelnen Modulen können [15] entnommen werden.

Ziel von Smlnd ist die szenariobasierte Berechnung des räumlich und zeitlich aufgelösten industriellen Endenergieverbrauchs, des Verbrauchs transformationsrelevanter stofflich genutzter Energieträger sowie der prozessbedingten Emissionen. Analog zu der in Abbildung 3-2 aufgezeigten Sektormodellstruktur werden zunächst der jährliche Endverbrauch (energetisch und stofflich) und die Prozessemissionen von 2019 bis in das Zieljahr berechnet. Für diesen Schritt werden Eingangsdaten auf Branchen-, Prozess- und Maßnahmenebene verwendet. Anschließend werden die Endverbräuche und Prozessemissionen regionalisiert und mit synthetischen Lastprofilen skaliert, um Zeitreihen in stündlicher Auflösung auf Landkreisebene zu erhalten. Daten und Ergebnisse jedes Moduls werden in FREM gespeichert und dienen als direkte Eingangsdaten für das Energiesystemmodell ISAaR (s. Abbildung 3-1).

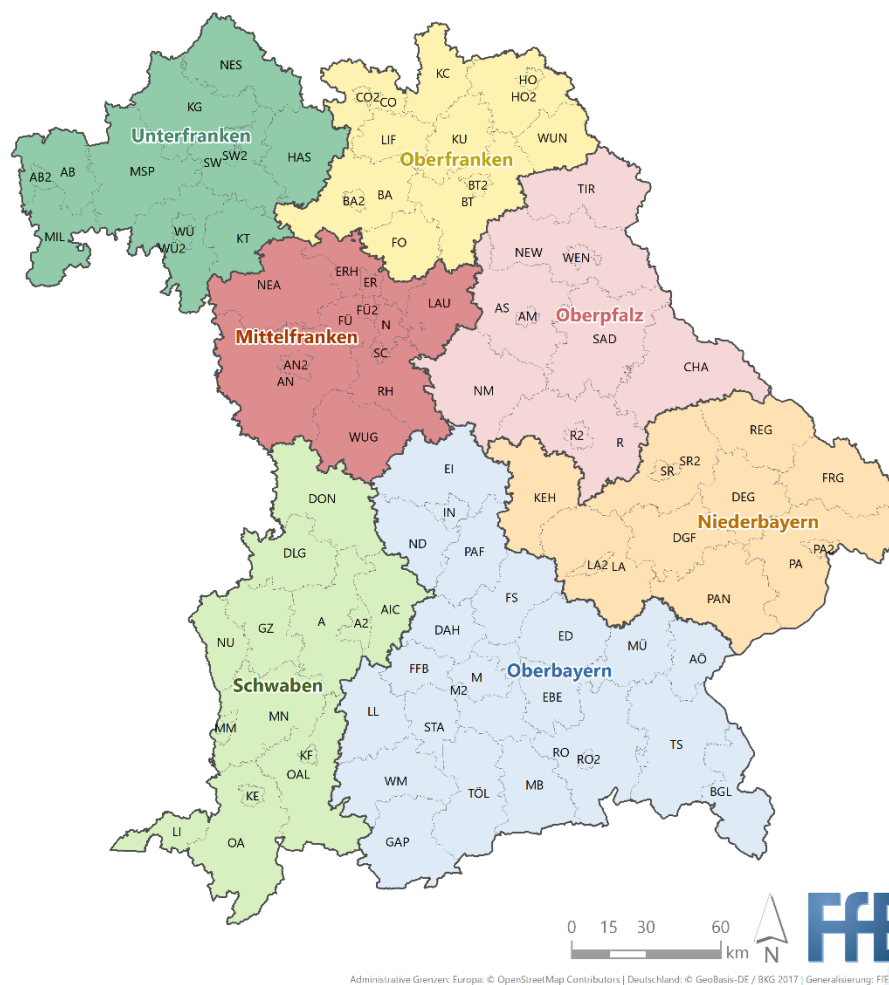


Abbildung 3-3: Landkreise und Regierungsbezirke in Bayern

Transformationsmodul

Das Smlnd-Transformationsmodul ist ein hybrides Bottom-up- und Top-down-MATLAB-Modell, das zur Berechnung von nationalen industriellen Transformationspfaden für die EU27, Norwegen, Großbritannien und die Schweiz genutzt werden kann. Die Kombination aus Bottom-up- (prozessspezifischen) und Top-down- (prozessunspezifischen) Modulen wird benötigt, um sowohl die Heterogenität und Komplexität der Transformation energieintensiver industrieller Prozesse als auch den industriellen Energie- und Rohstoffverbrauch sowie die Prozessemissionen insgesamt berücksichtigen zu können.

Das Modell erfasst den industriellen Endenergieverbrauch und die Prozessemissionen vollständig. Darüber hinaus werden ca. 50 % der fossilen stofflichen Nutzung von Energieträgern modelliert [15].¹¹ Der Endverbrauch und Prozessemissionen werden in den Berechnungen in 13 Wirtschaftszweige (WZ), 27 industrielle Prozesse, 12 Anwendungen, 14 Energieträger und 4 stofflich genutzte Energieträger strukturiert. Die Transformation des energetischen und stofflichen Energieverbrauchs sowie der Prozessemissionen resultiert aus der szenariobasierten Umsetzung von ca. 130 CO₂-Verminderungsmaßnahmen sowie der

Entwicklung der makroökonomischen Kennzahlen Bruttowertschöpfung, Energieintensität und Produktionsstonnagen. Hierdurch werden ca. 80 % der europäischen Industrieemissionen von konkreten technologiebezogenen Verminderungsmaßnahmen adressiert. Die Transformation der verbleibenden 20 % wird über generische Energieträgerwechsel- und Effizienzmaßnahmen berücksichtigt.

Abbildung 3-4 zeigt, dass gemessen am industriellen Endenergieverbrauch in Deutschland ca. 80 % und in Bayern ca. 55 % des Industrieverbrauchs durch im Detail modellierte technische THG-Verminderungsmaßnahmen adressiert werden. Dabei lässt sich die geringere Abdeckung in Bayern auf den Anteil energieintensiver Prozesse am Endenergieverbrauch zurückführen, der in Bayern mit 57 % kleiner ist als in Gesamtdeutschland mit 70 %. Dafür ist u. a. ausschlaggebend, dass in Bayern keine Ammoniak-, Methanol- und Primärstahlproduktion ansässig ist. Der Anteil des Endenergieverbrauchs, der über die 27 modellierten Industrieprozesse abgebildet wird, ist folglich mit 25 % in Bayern etwa halb so hoch wie bei der bundesweiten Betrachtung. Bottom-up modelliert werden verschiedene Produktionsrouten für die in Bayern relevanten Produkte Zement, Kalk, Hohlglas, Flachglas,

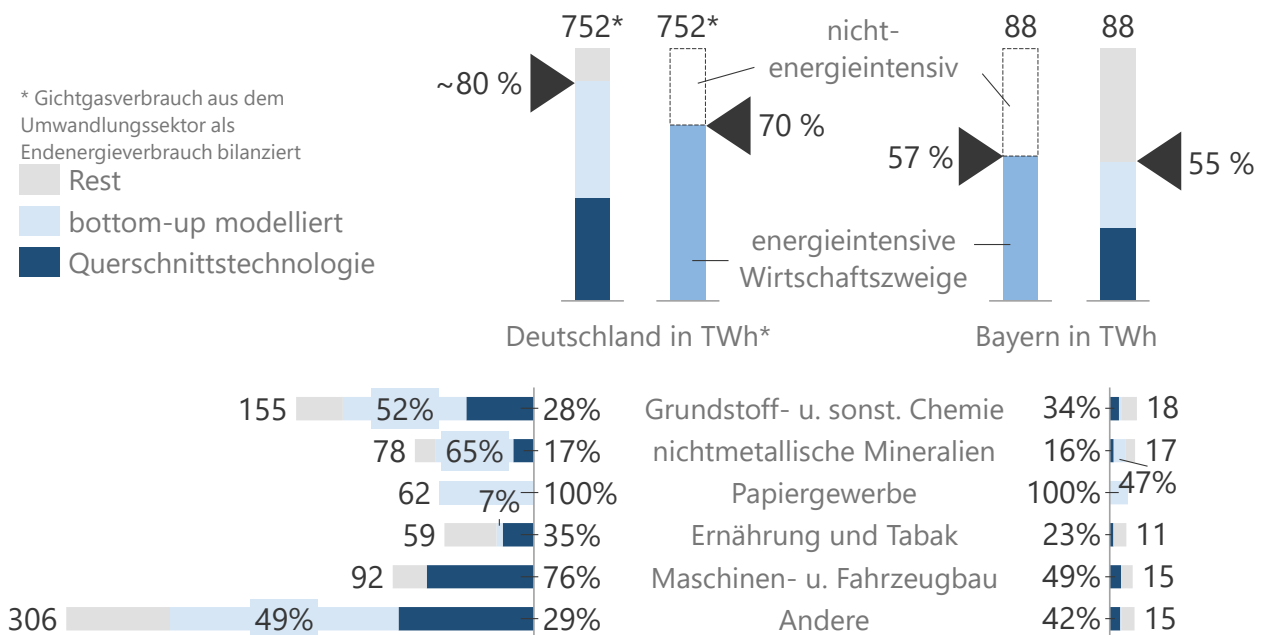


Abbildung 3-4: Abdeckung des Industriemodells Smlnd im Projekt „Bayernplan Energie 2040“¹⁰

¹⁰ Eigene Darstellung in Anlehnung an [15] mit Daten aus [145] und diversen prozessspezifischen Publikationen, die in [15] zusammengefasst sind. Unter Querschnittstechnologien werden hier alle industriellen Anwendungsarten mit Ausnahme der Prozesswärme zusammengefasst (d. h. Raumwärme- und Warmwasser, Beleuchtung, Kälte, mechanische Energie, Informations- und Kommunikationstechnologie sowie Lüftung).

¹¹ Dies entspricht ca. 25 % der gesamten stofflichen Nutzung. Biogene stoffliche Verbräuche werden nicht näher betrachtet. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass diese stofflichen Verbräuche auch in Zukunft biomassebasiert gedeckt werden.

Papier, Holzstoff, Zellstoff, Stahl, Aluminium, Olefine, Aromaten und Chlor.

Ergebnis des Transformationsmoduls sind jährliche Energie- und Stoffströme sowie Prozessemissionen für die EU27+3, die nach Wirtschaftszeigen, Prozessen, Energieträgern und Anwendungen im Zeitraum 2019 bis 2050 ausgegeben werden können. Dabei können durch unterschiedliche Szenarioparametrisierungen bereits im Transformationsmodul regionale Spezifika wie z. B. die unterschiedlichen benötigten Transformationsgeschwindigkeiten zur Zielerreichung in Bayern, Deutschland und Europa abgebildet werden. Die lokale Ausweisung der Verbräuche auf Landkreisebene wird durch die Kombination des Transformations- und des Regionalisierungsmoduls ermöglicht.

Regionalisierungsmodul

Die räumliche Auflösung des jährlichen Endenergieverbrauchs und des Rohstoffverbrauchs wird im Zuge der Regionalisierung von der NUTS-0 auf die NUTS-3-Ebene erhöht. Für die europäischen Länder ohne Deutschland wird dazu die in [15] beschriebene Methodik angewandt. Die Regionalisierung innerhalb von Deutschland erfolgt auf Grundlage des nach Wirtschaftszweigen und energieintensiven Prozessen differenzierten Energieträgerverbrauchs auf Landkreisebene zum Status quo. Dieser Datensatz wurde in einem iterativen Verfahren berechnet und basiert auf

den standortscharfen Produktionsmengen der energieintensiven Industrie ([16], [3], [17], [18] und weiteren vor allem branchenspezifischen Quellen), der Regionalstatistik zum Energieverbrauch im verarbeitenden Gewerbe auf Landkreisebene [19], der Statistik zum Energieverbrauch nach Wirtschaftszweigen auf Deutschlandebene [20], den sozialversicherungspflichtig Beschäftigten nach Wirtschaftszweigen [21] sowie vereinzelter weniger Verbrauchsmeldungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Am Beispiel des Stromverbrauchs ist die zugrundeliegende Methodik in Abbildung 3-5 dargestellt.

Die in Smlnd berechneten Energieträgerverbräuche für Deutschland werden entsprechend dem oben beschriebenen regionalen Verbrauch im Status quo auf Landkreisebene verortet. Bei der Regionalisierung wird im Allgemeinen die Wirtschaftszweigezugehörigkeit von nationalem Verbrauch und Regionalisierungskriterium bewahrt. Der transformationsbedingte Verbrauch, d. h. derjenige Verbrauch, der aus einem Energieträgerwechsel resultiert, wird im Falle von Strom anhand des Brennstoffeinsatzes (ohne Biomasse und H₂), im Falle von Biomasse anhand des Verbrauchs fester fossiler Brennstoffe sowie Kohlen oder Abfall und im Falle von Wasserstoff anhand des Gasverbrauchs sowie des Braunkohleverbrauchs für die Primärstahlherstellung regionalisiert. Die Prozessemissionen werden basierend auf den regionalen Produktionsmengen standortscharf verortet.

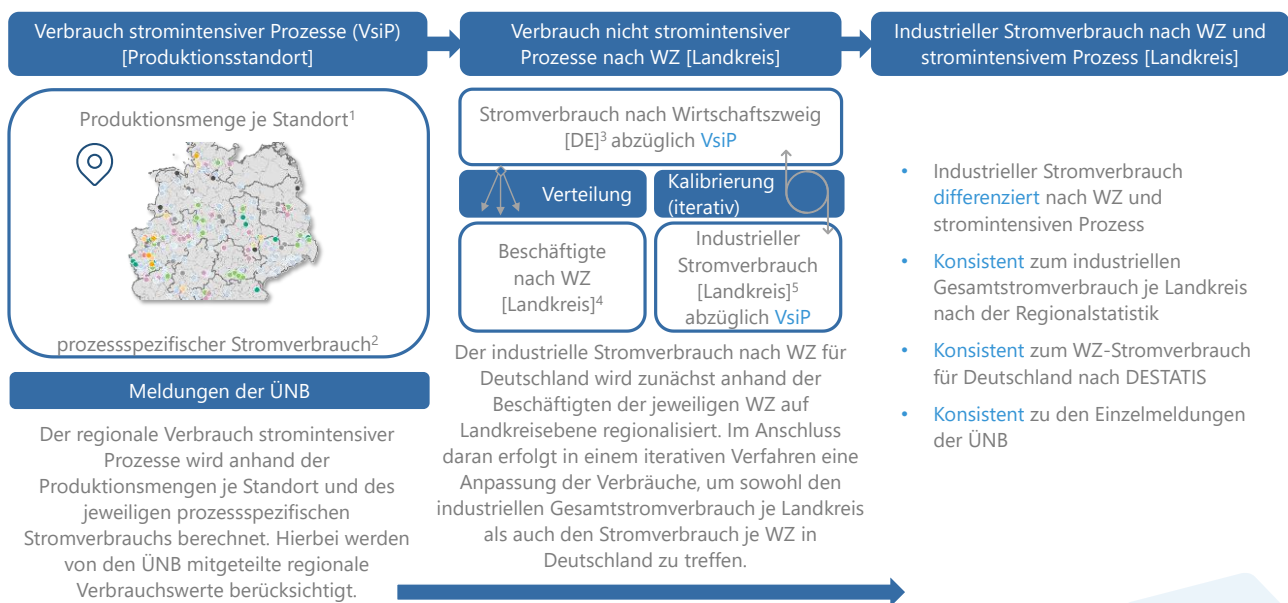


Abbildung 3-5: Methodik zur Regionalisierung des industriellen Stromverbrauchs [122]¹²

¹² ¹Standorte nach [16], [3], [17], [18] und weiteren Quellen → Produktionsmengen/-kapazitäten aus unterschiedlichen v. a. branchenspezifischen Quellen. ²[1], [168], [169] und eigene Berechnungen.

³[20]. ⁴[21] → Synthese fehlender Werte durch FfE. ⁵[19] → Synthese fehlender Werte durch FfE.

Lastprofilmodul

Das Lastprofilmodul von Smlnd wird schlussendlich verwendet, um die zeitliche Auflösung von jährlichen auf stündliche oder tägliche Endverbrauchswerte zu erhöhen. Hierzu wird die Last mit branchen- und energieträgerspezifischen synthetischen Lastprofilen skaliert. Für Raumwärme und Warmwasser wird davon ausgegangen, dass sich der Industriesektor ähnlich verhält wie der GHD-Sektor und folglich dasselbe Profil verwendet. Die Methodik zur Ableitung synthetischer Lastprofile für alle anderen industriellen Anwendungen wurde in einer Reihe von Publikationen entwickelt und ist in [15] zusammengefasst. Dabei

werden synthetische Lastprofile entwickelt, die auf anonymisierten realen Lastdaten aus Energieaudits der FfE in Österreich und Deutschland aufbauen. Das Ergebnis der Lastprofilanalyse sind Prozesswärme- und Stromprofile für alle Industriezweige. Aufgrund fehlender realer Lastdaten wurde für die Eisen- und Stahlindustrie sowie die Papier-, Zellstoff- und Druckindustrie ein konstantes Profil verwendet. Da diese Branchen durch hohe Volllaststunden gekennzeichnet sind, ist diese Annahme gerechtfertigt.

Die Kombination der drei Module ermöglicht die Ausweisung des Endverbrauchs und folglich der

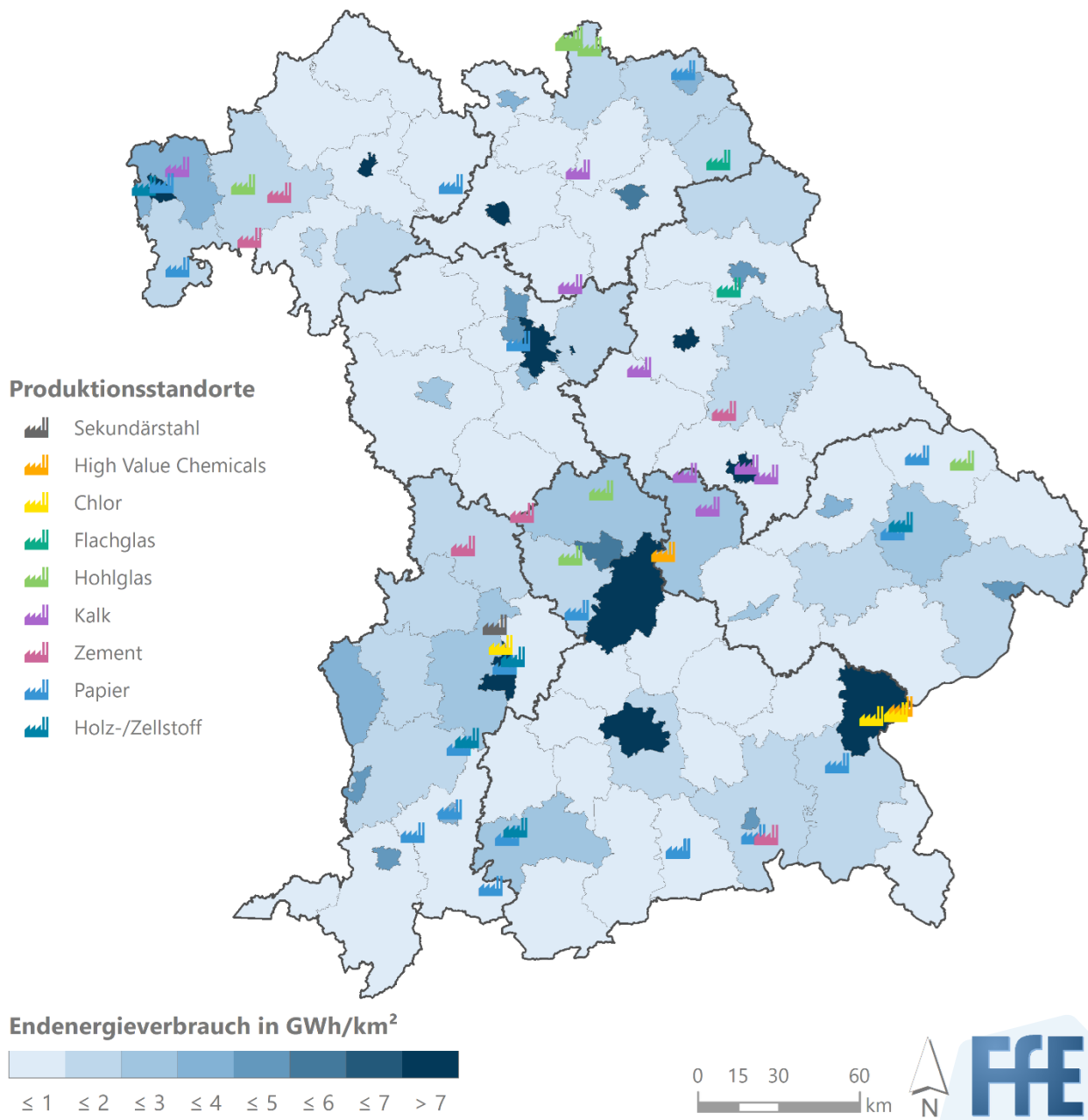


Abbildung 3-6: Industrieller EEV in Bayern im Jahr 2019 und Standorte der energieintensiven Industrie

Emissionen für alle 96 Landkreise und kreisfreien Städte in Bayern (bzw. alle 1348 NUTS-3 Regionen in Europa) in stündlicher Auflösung. Abbildung 3-6 zeigt exemplarisch den industriellen Endenergieverbrauch im Jahr 2019 sowie die Standorte der bayerischen energieintensiven Industrie, die in die Modellierung eingeflossen sind.

Die dargestellten Verbrauchsdaten sind der Startpunkt für eine regionale Analyse, die es ermöglicht, besonders relevante Regionen für die Industrietransformation zu identifizieren. So wird z. B. ersichtlich, dass das Chemdelta Bavaria im Landkreis Altötting (AÖ) zu den energieintensiven Industrieregionen in

Bayern zählt und die Transformation des Standorts folglich aus Systemsicht eine hohe Relevanz besitzt.

3.1.2 Verkehr – Sektormodell TraM

Die Transformation des Verkehrssektors wird mit dem Modell TraM berechnet. In diesem Abschnitt wird der grundlegende Modellaufbau beschrieben. Im Allgemeinen handelt es sich um eine Weiterentwicklung des in [14] beschriebenen Modells, in der v. a. in der Transformationslogik der Straßenfahrzeuge neue Methoden implementiert wurden.

TraM bildet den zukünftigen Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Verkehrsträgern bzw.

Tabelle 3-1: Verkehrsträger bzw. Fahrzeugklassen nach Energieträger¹³

PKW	Kleinwagen	Benzin, Diesel, Gas, elektrische Energie, Wasserstoff
	Kompaktwagen	
	Mittelklasse	
	Oberklasse	
Kraftrad		Benzin, elektrische Energie
LKW	< 3,5 t	Benzin, Diesel, Gas, elektrische Energie, Wasserstoff
	3,5 t bis 12 t	
	> 12 t	
	Sattelschlepper	
Bus	Linienbus	Benzin, Diesel, Gas, elektrische Energie, Wasserstoff
	Reisebus	
Eisenbahnen	im Personenverkehr	Diesel, elektrische Energie, Wasserstoff
	im Güterverkehr	
Binnenschifffahrt		Diesel, elektrische Energie, Wasserstoff
Luftverkehr	Passagierflugzeuge	Kerosin
	Transportflugzeuge	

¹³ Die Entscheidung, wann welche Menge der flüssigen bzw. gasförmigen Kohlenwasserstoffe durch synthetische Kraftstoffe ersetzt

wird, fällt im Energiesystemmodell ISAaR und ist somit nicht Teil des Verkehrsmodells.

Fahrzeugklassen und Energieträgern mit einer landkreisscharfen räumlichen (NUTS-3) sowie einer stündlichen zeitlichen Auflösung ab. Die modellierten Kategorien sind zusammen mit den jeweils betrachteten Energieträgern in Tabelle 3-1 gelistet. Konkret werden 11 Fahrzeugklassen für den Straßenverkehr sowie der nationale Luftverkehr, Eisenbahnen und die Binnenschifffahrt modelliert.

Der modulare Aufbau des Verkehrsmodells entspricht Abbildung 3-2. Nach der Berechnung der aus der szenarienabhängigen Transformation resultierenden jährlichen Endenergieverbräuche auf NUTS-0-Ebene, erfolgt die landkreisscharfe Regionalisierung der Ergebnisse über verkehrsträger- bzw. fahrzeugklassenspezifische Indikatoren. Die regionalen Verbräuche werden anschließend mit stündlichen Lastprofilen, die sich nach Verkehrsträger bzw. Fahrzeugklasse und Energieträger unterscheiden können, verschnitten.

Transformationsmodul

Das Transformationsmodul ist ein hybrides Bottom-up- und Top-down-Modell und ist in zwei Teile gegliedert. Zum einen wird der Straßenverkehr bottom-up über eine Neuzulassungs- und Außerbetriebsetzungslogik (Stock-and-Flow) abgebildet. Zum anderen erfolgt eine Top-down-Modellierung des Schienen-, Schiffs- und Flugverkehrs (s. Abbildung 3-7).

Für die Straßenverkehrsfahrzeuge ist je Fahrzeugklasse der Fahrzeugbestand nach Alter und Energieträger hinterlegt (Stock). Durch die jährliche

Neuzulassung von Fahrzeugen, für die je Szenario verschiedene Energieträgeranteile vorgegeben werden können, und die Außerbetriebsetzung alter Fahrzeuge ändert sich die Struktur des Fahrzeugbestandes über die Zeit bis ins Zieljahr der Modellierung (Flow). Dabei wird die Verkehrsleistung im Personenverkehr über Bevölkerungsprognosen sowie im Güterverkehr basierend auf der zu erwartenden Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts (BIP) fortgeschrieben. Zusätzlich kann bei PKW und LKW ein gewisser Anteil der Verkehrsleistung auf die Schiene verlagert werden (Modal Shift). Die Verlagerung der Verkehrsleistung von der Straße auf die Schiene wirkt sich schließlich auf die Anzahl der Neuzulassungen und damit den Fahrzeugbestand im jeweiligen Berechnungsjahr aus. Auf Basis des jährlich berechneten Fahrzeugbestands ergibt sich in Kombination mit den spezifischen Verbräuchen, den jährlichen Fahrleistungen und den Kapazitätsfaktoren je Fahrzeugklasse die Verkehrsleistung bzw. der Endenergieverbrauch je Fahrzeugklasse und Energieträger.

Bei den Verkehrsträgern Luftverkehr, Binnenschifffahrt und Eisenbahnen wird der Endenergieverbrauch und die Verkehrsleistung aus dem Startjahr über die Entwicklung der Bevölkerung (Personenverkehr) bzw. des BIP (Güterverkehr) fortgeschrieben. Ferner kann für den Flugverkehr eine Verlagerung von Verkehrsleistung hin zu Schiene (Modal Shift) modelliert werden. Ein szenarienabhängiger Energieträgerwechsel findet beim Schienen-, Schiffs- und Luftverkehr ausschließlich für fossile Energieträger statt, d. h. eine im

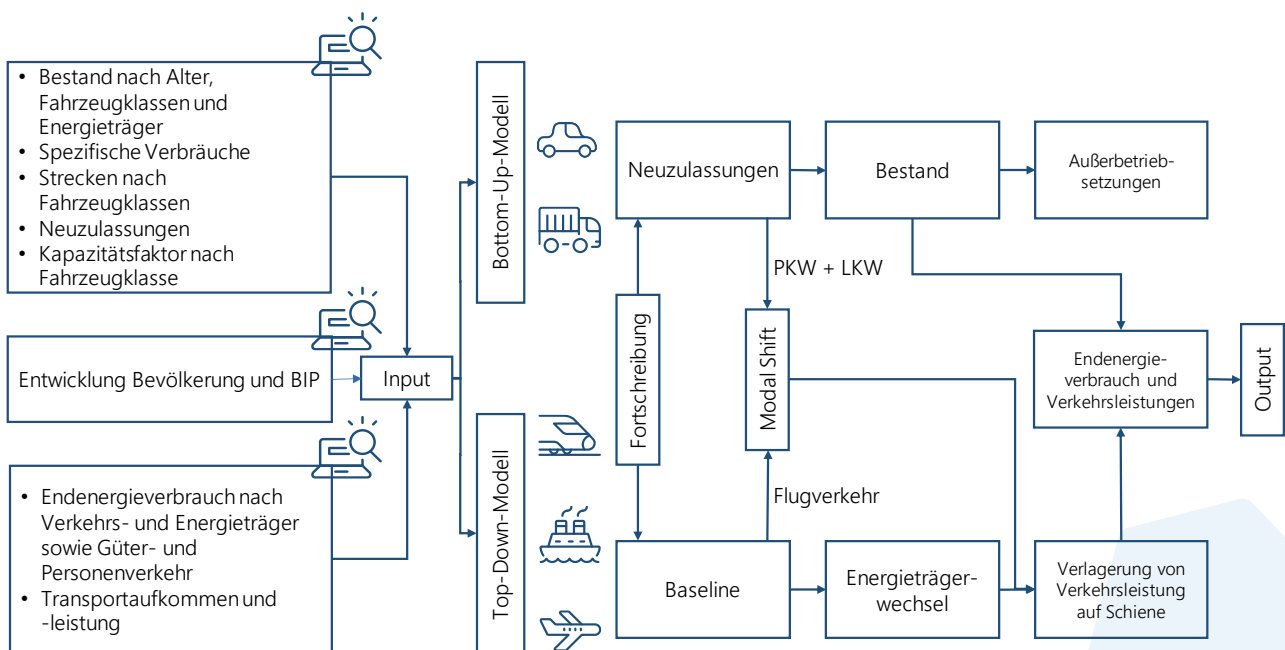


Abbildung 3-7: Modellablauf der Transformationspfade im Sektor Verkehr

Startjahr bereits elektrisch betriebene Eisenbahn wird nicht transformiert. Für mit Diesel betriebene Bahnen wird jedoch ein Transformationspfad berechnet. Ergebnis des Transformationsmoduls sind die Verkehrsleistung bzw. der Endenergieverbrauch je Fahrzeugklasse und Energieträger.

Regionalisierungsmodul

Die Regionalisierung der Endenergieverbräuche des Transformationsmoduls auf NUTS-3 Regionen erfolgt anhand unterschiedlicher Indikatoren für die einzelnen Verkehrsträger. Für Eisenbahnen werden die Endenergieverbräuche für den Güterverkehr anhand der Be- und Entlademengen [123], für den Personenverkehr anhand der Schienenkilometer je NUTS-3 Region [22] regionalisiert. Die Regionalisierung der Energieverbräuche für den Flugverkehr beruht auf Daten der Global Airport Database (GADB) sowie dem Passagier [124] und Frachtaufkommen [125]. Die für Bayern relevanten Energieverbräuche der Binnenschifffahrt werden über die Frachtmengen der Binnenhäfen [23] auf die Landkreise geschlüsselt. Die Verteilung der Energieverbräuche der einzelnen Fahrzeugklassen im Straßenverkehr wird für Europa basierend auf den Daten von Eurostat [24] und eigenen Annahmen durchgeführt. Für Deutschland fließen die Zahlen des KBA [126] je Gemeinde in die Regionalisierung ein, sodass der Fahrzeugbestand anhand der Zulassungszahlen je Gemeinde auf die einzelnen Landkreise aggregiert werden kann.

Lastprofilmodul

Um die räumlich aufgelösten Jahressummen der Endenergieverbräuche auch zeitlich aufzulösen, werden sie mithilfe von normierten Lastprofilen stündlich aufgelöst. Die Lastprofil-Methodik im Verkehrssektor wurde im Rahmen des Projekts eXtremOS entwickelt und ist in [14] veröffentlicht. Die Profile unterscheiden sich je nach Fahrzeugklasse und Antriebsart. Fahrzeuge, die mit fossilen Kraftstoffen oder Wasserstoff betrieben werden, erhalten ein konstantes Verbrauchsprofil. Die Profile für batterieelektrisch betriebene PKW, kleine LKW und Krafträder basieren u. a. auf spezifischen Mobilitätsdaten, Außentemperaturen, Batteriekapazitäten und der Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur. Den Mobilitätsdaten liegen hochaufgelöste Zählzeiten zugrunde, die kalenderjahrspezifische Ferienzeiten und Feiertage berücksichtigen. Diese Profile basieren auf deutschlandspezifischen Inputdaten. Anhand landesspezifischer jährlicher

Fahrleistungen werden sie auf andere europäische Länder übertragen.

Die Kombination der drei Module (Transformation, Regionalisierung, Lastprofile) ermöglicht die Ausweitung des Endenergieverbrauchs und folglich der Emissionen für alle 96 Landkreise und kreisfreien Städte in Bayern (bzw. alle 1348 Landkreise in Europa) in stündlicher Auflösung.

3.1.3 Haushalte und GHD-Sektormodelle PriHM und TerM

Die Transformation der Sektoren pHH und GHD wird mit den Modellen PriHM bzw. TerM modelliert. Beide Modelle sind im Projekt eXtremOs [1], [14] entstanden und wurden im Rahmen dieser Studie weiterentwickelt. Da der strukturelle Aufbau beider Modelle in Teilen identisch ist und auch im Sektor GHD die Energieverbräuche der Gebäude überwiegen, wird im Folgenden zur Vereinfachung von einer Modellierung des Gebäudesektors gesprochen. Besonderheiten und Alleinstellungsmerkmale der beiden Sektoren werden jedoch weiterhin im Detail berücksichtigt. Ein Beispiel hierfür ist der Zubau von Rechenzentren im Sektor GHD.

Ziel der Modellierung des Gebäudesektors ist die Berechnung der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Anwendung und Energieträger, die sich durch die Umsetzung der THG-Verminderungsmaßnahmen ergibt. Anwendungen sind beispielsweise die Raumwärmebereitstellung oder der Bereich der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Basierend auf [25] wird nach acht Anwendungen unterschieden, die in Kombination mit den auftretenden Energieträgern in Tabelle 3-2 aufgeführt sind. Im Sektor GHD erfolgt zusätzlich eine Differenzierung von neun Wirtschaftszweigen, die dem Anhang zu entnehmen sind. Durch das Zusammenspiel aus Transformations-, Regionalisierungs- und Lastprofilmodul (vgl. Abbildung 3-2) wird eine landkreisscharfe räumliche sowie stündliche zeitliche Auflösung der Nachfrage erreicht. Die Funktionsweise der einzelnen Module wird nachfolgend erläutert.¹⁴

¹⁴ Der Endenergieverbrauch des Baugewerbes wird nach der Methodik der AG Energiebilanzen e.V. dem Sektor GHD zugeordnet [170]. Im Rahmen dieser Studie werden auch die Emissionen des Baugewerbes entsprechend diesem Sektor zugeordnet.

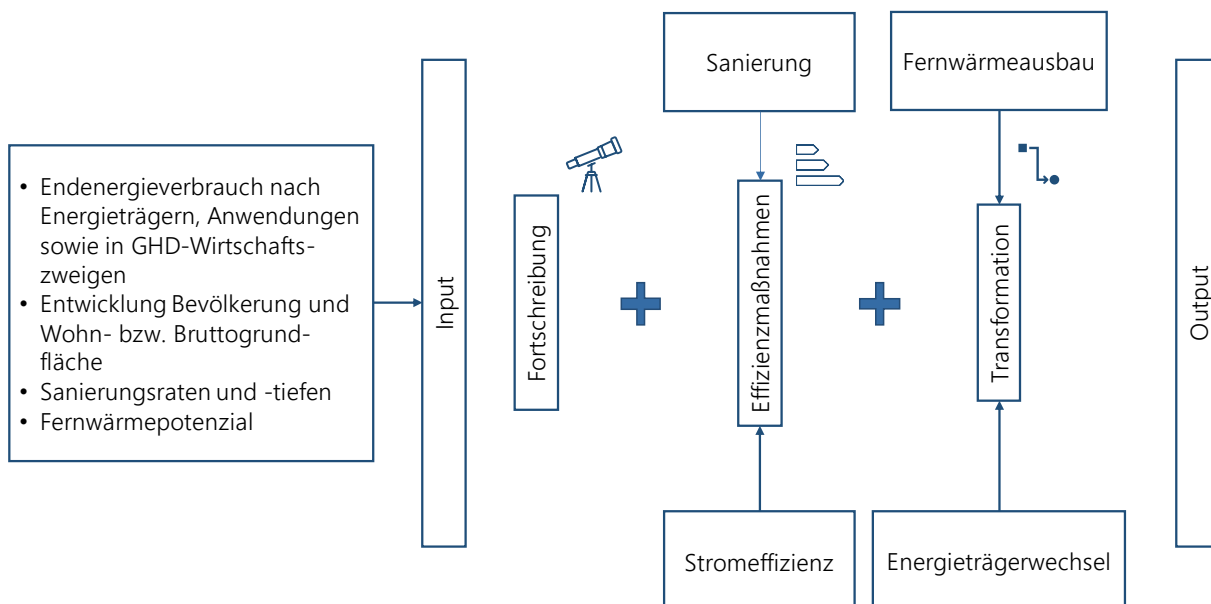


Abbildung 3-8: Ablauf zur Modellierung der Transformationspfade im Gebäudesektor

Tabelle 3-2: Anwendungen im Gebäudesektor und deren heutige und zukünftige Energieträger¹⁵

Anwendung	Energieträger
Raumwärme	Öl, Kohle, Gas, Biomasse, Solarthermie, Umweltwärme, Fernwärme, elektrische Energie, Wasserstoff
Warmwasser	
Prozesswärme	Gas, Biomasse, elektrische Energie
Prozesskälte	Elektrische Energie
Klimakälte	
Beleuchtung	
luK	
Mechanische Energie (nur GHD)	Flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe, elektrische Energie, Wasserstoff

¹⁵ Hinter der Anwendung „Prozesswärme“ steckt primär der Endenergiebedarf zum Kochen und Backen. Die Anwendung „mechanische Energie“ umfasst u.a. auch den Verbrauch von (Nutz-)Fahrzeugen, die dem Sektor GHD zugeordnet werden. Für die Anwendung luK wird in TerM zusätzlich eine Unterkategorie betrachtet, in der der durch den Zubau von Rechenzentren zu erwartende Strombedarf abgebildet ist.

Transformationsmodul

In diesem Modul wird die Modellierung zur Transformation des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor beschrieben. Ausgangspunkt ist dabei der Status quo im Startjahr 2019. Die Verbrauchsveränderung bis ins Zieljahr findet dabei mit Hilfe dreier Maßnahmenbündel statt. Diese umfassen, wie in Abbildung 3-8 dargestellt, die Fortschreibung des Energiebedarfs, der Effizienzmaßnahmen sowie die Transformation von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Wärmeerzeugern.

Als Grundlage für die Bedarfsfortschreibung dienen Prognosen für das Wachstum der Bevölkerung sowie der Wohn- bzw. Nettogrundflächen pro Kopf bzw. Erwerbsperson. Letztere werden ausschließlich zur Berechnung der Entwicklung des Raumwärme- und Klimakältebedarfs und des damit einhergehenden Zubau- bzw. Rückbaus von Heizungsanlagen verwendet. Die umgesetzten Effizienzmaßnahmen zielen zum einen auf eine energetische Sanierung der Gebäudehüllen ab. Dadurch sinkt der Raumwärmebedarf. Zum anderen kann durch den Tausch von Bestandteilen der Trinkwarmwasseraufbereitung, wie beispielsweise des Warmwasserspeichers, der Energiebedarf verringert werden. Das Maßnahmenbündel der Transformation

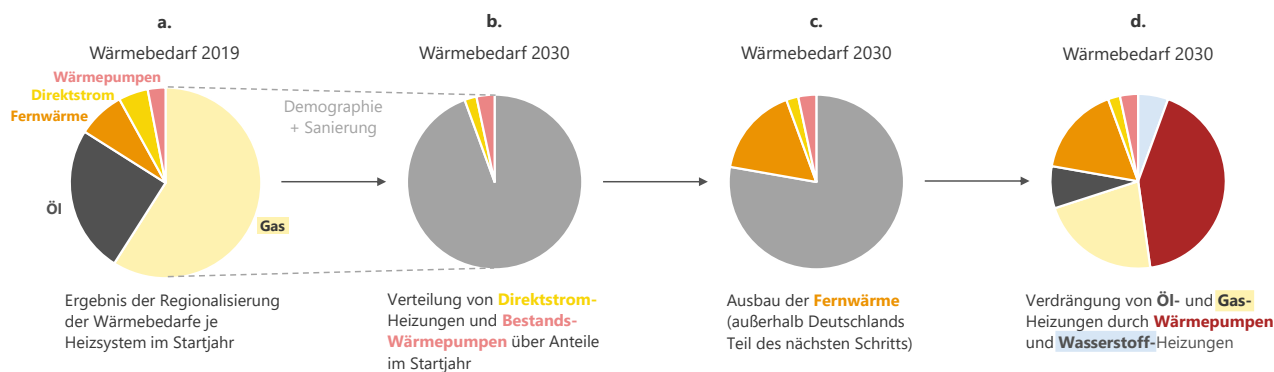


Abbildung 3-9: Vereinfachte Darstellung der Regionalisierung von Wärmeanwendungen

setzt sich aus dem Heizungstausch, dem Energieträgerwechsel bei Kraftfahrzeugen (z. B. landwirtschaftliche Maschinen, Gabelstapler, etc.) sowie dem Gerätetausch bei der Prozesswärmeerzeugung zusammen. Bei letzterem handelt es sich überwiegend um die Elektrifizierung von gasbetriebenen Herden und Backöfen. Mechanische Energie (z. B. landwirtschaftliche Maschinen, Gabelstapler, etc.) wird zukünftig vermehrt durch Elektromotoren und Brennstoffzellen, welche sukzessive mit Kohlenwasserstoffen betriebene Motoren ersetzen, bereitgestellt. Der Heizungstausch wird in zwei Schritten modelliert. In einem ersten Schritt wird durch einen exogen vorgegebenen Fernwärmeausbau der entsprechende Anteil an Bestandskesseln verdrängt. Im zweiten Schritt wird der Heizwärmebedarf (Nutzenergie), der durch konventionelle Heizkessel bereitgestellt wird, sukzessive durch klimaneutrale Heiztechnologien wie Wärmepumpen und H₂-Direktheizungen ersetzt. Bei Wärmepumpen wird dabei die benötigte Umweltwärme berücksichtigt und als Teil des Endenergieverbrauchs ausgewiesen. Aus der Umsetzung dieser drei Maßnahmenbündel resultiert die jährliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Anwendung und der Energieträger auf NUTS-0-Ebene.

Regionalisierungsmodul

Die Regionalisierungslogik des Modells für private Haushalte PriHM unterscheidet zwischen Wärmeanwendungen und sonstigen Anwendungen (Licht, IuK, Kälte, Prozesswärme, Mechanische Energie). Sonstige Anwendungen werden im Startjahr über die Bevölkerung [26] und in zukünftigen Jahren über eine Bevölkerungsprognose [27] [28] von NUTS-0 auf NUTS-3-Ebene regionalisiert.

Abbildung 3-9 zeigt anhand einer fiktiven, exemplarischen NUTS-3-Region die Methodik der Regionalisierung von Wärmeanwendungen in Deutschland. Im ersten Schritt findet eine Regionalisierung der

Wärmebedarfe je Heizsystem im Startjahr 2019 statt (Abbildung 3-9, a.). Diese basiert auf Gesamt-Wärmeverbräuchen, Heizsystem-Anteilen (in Deutschland ohne Fernwärme) [29] und deutschen Fernwärmeverbräuchen [30] je NUTS-3-Region. Die Indikatoren für die Gesamtwärmeverbräuche stammen für Deutschland aus dem Projekt Dynamis [31] und wurden um eine Gradtagzahlgewichtung (Multiplikation mit dem Faktor aus Gradtagzahl der NUTS-3-Region zu durchschnittlicher Gradtagzahl der NUTS-0-Region) erweitert. Die Gradtagzahlen werden auf Basis stündlicher Temperaturdaten [32] ermittelt.

Für Europa basieren die Indikatoren für die Regionalisierung des Gesamtwärmeverbrauchs auf Wohnflächen [33] [34], Baualtersklassen [35] und den Gradtagzahlen je NUTS-3 Region. Der Wärmebedarf aus dem Startjahr wird anhand der Ergebnisse des Transformationsmoduls an das jeweilige Modelljahr angepasst. In der Beispielregion in Abbildung 3-9 (b.) sinkt der Gesamtwärmebedarf zwischen 2019 und 2030, er kann aber in Regionen mit einer Bevölkerungszunahme zunächst auch steigen. In diesem ersten Skalierungsschritt wird angenommen, dass sich die prozentualen Anteile von bestehenden Wärmepumpen und Direktstromheizungen der NUTS-3-Regionen an der übergeordneten NUTS-0-Region nicht verändern, da diese nicht weiter transformiert werden müssen. Der Ausbau von Fernwärmenetzen je NUTS-3-Region basiert in Deutschland auf Daten des Projekts [30] (Szenario „Zentral“) in Anlehnung an die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ [36] (Abbildung 3-9, c.). Der nach Abzug von Direktstromheizungen, Bestandswärmepumpen und Fernwärme verbleibende Wärmebedarf (Abbildung 3-9, c., grauer Anteil) wird auf die Heiztechnologien Öl, Gas, Wärmepumpen und Wasserstoff verteilt (Abbildung 3-9, d.). Die Transformation auf NUTS-0-Ebene führt unter Berücksichtigung des regional aufgelösten Bestands zu einer Verdrängung der fossilen Heizsysteme.

Abweichend zu PriHM findet im Modell TerM die Regionalisierung der Verbräuche je Wirtschaftszweig statt. Sonstige Anwendungen werden sowohl im Startjahr als auch in der Zukunft über die Beschäftigtenzahlen je Wirtschaftszweig auf NUTS-2-Ebene [37],[38],[39] verteilt, die im Rahmen des Projekts eXtremOS [1] über die Bevölkerung auf NUTS-3-Ebene [26] regionalisiert wurden. Die Beschäftigtenzahlen für das Baugewerbe stammen aus [40]. Die Regionalisierung der Wärmeanwendungen basiert im Startjahr auf den Beschäftigtenzahlen je Wirtschaftszweig, einer Gradtagszahlgewichtung und Heizsystem-Anteilen (wie im Modell PriHM). Die Verteilung des Fernwärmeverbrauchs auf die Landkreise in Deutschland berücksichtigt zwei Zielgrößen: zum einen den zuvor ermittelten Gesamtfernwärmeverbrauch je NUTS-3-Region [30] und zum anderen die Anteile der Wirtschaftszweige am Fernwärmeverbrauch der NUTS-0-Region. Ansonsten läuft die Regionalisierung der Wärmeanwendungen ähnlich wie im Modell PriHM ab. Für die Entwicklung des Gesamtwärmebedarfs je NUTS-3-Region wurde neben der Sanierung aufgrund fehlender Daten zu Beschäftigtenprognosen ebenfalls die demographische Entwicklung herangezogen. Als Indikator für die Regionalisierung der künftigen Last von Rechenzentren in Deutschland wurden modellierte Anschlussleistungen auf Bundeslandebene (NUTS-1-Regionen) [41] (Szenario B/C, Mittelwert zwischen 2037 und 2045) über die Summe der Beschäftigten aller Wirtschaftszweige ohne Handel und Gastronomie auf NUTS-3-Regionen verteilt.

Lastprofilmodul

Um die räumlich aufgelösten Jahressummen der Endenergieverbräuche auch zeitlich aufzulösen, werden sie mittels normierter Lastprofile auf die Stunden eines Jahres verteilt. Die Lastprofil-Methodik des Gebäude-Sektors wurde im Rahmen des Projekts eXtremOS entwickelt und ist in [14] veröffentlicht. Sie wird im Folgenden zusammengefasst.

Die Profile werden nach Anwendung und Technologie unterschieden. Neben (im tertiären Sektor wirtschaftszweigspezifischen) Standardlastprofilen für sonstige Anwendungen wie Licht, IuK und Kühlung werden für Wärmeanwendungen und Klimakälte temperaturabhängige Profile verwendet. Profile für Wärmeanwendungen spiegeln dadurch einerseits klimatische Unterschiede zwischen NUTS-3 Regionen im zeitlichen Verlauf wider und außerdem die klimatischen Bedingungen des Wetterjahrs. Dazu werden die Profile mit einem Faktor aus Gradtagszahlen des Wetterjahrs (in diesem Projekt 2012) und dem dreißigjährigen Mittel

der Gradtagszahlen skaliert. Die Jahressumme der vorher normierten Profile ergibt damit nicht mehr 1, sondern z. B. 0,9, wenn es im Jahr 2012 in dieser Region wärmer als im dreißigjährigen Mittel ist, oder z. B. 1,1, wenn es im Jahr 2012 in dieser Region kälter als im dreißigjährigen Mittel ist. Somit sinken oder steigen die witterungsbereinigten regionalisierten Wärmeverbräuche durch die Kombination mit den Lastprofilen. Bei Wärmepumpen-Profilen werden zusätzlich stündliche Arbeitszahlen berücksichtigt.

Die Kombination der drei Module (Transformation, Regionalisierung, Lastprofile) ermöglicht die Ausweitung des Endenergieverbrauchs und folglich der Emissionen für alle 96 Landkreise und kreisfreien Städte in Bayern (bzw. alle 1.348 NUTS-3-Regionen in Europa) in stündlicher Auflösung.

Infobox: Wetterjahr 2012

Bezogen auf die Wetterjahre von 1980 bis heute stellt das für die Modellierung verwendete Wetterjahr 2012 ein typisches durchschnittliches Wetterjahr dar. 2012 war beispielsweise in Bezug auf die Heizgradtage typisch, nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa. Damit entspricht auch der Energieverbrauch – und damit eine der wichtigsten Größen – einem typischen Wert. Für Deutschland stellt das Wetterjahr 2012 außerdem ein typisches Jahr für die Stromerzeugung aus EE dar. Außer in Südeuropa ist die Windenergieerzeugung typisch für ganz Europa. Mit Ausnahme von Ost- und Südeuropa ist auch die PV-Stromerzeugung typisch für Europa. Auch wenn das Wetterjahr 2012 in vielen Parametern und in den meisten Regionen sehr typisch ist, muss auf ein besonderes Detail hingewiesen werden. In ganz Europa gab es im Februar 2012 eine besonders kalte Woche. Dies sollte bei der Auswertung der Modellergebnisse berücksichtigt werden, da die Spitzenlast in diesem Jahr vergleichsweise hoch war. Das könnte bedeuten, dass Stromnetze, Kraftwerke und Speicherkapazitäten einerseits ausreichend dimensioniert sind, um die Versorgung in einem besonders kalten Winter zu gewährleisten, andererseits könnte ihre Kapazität, bezogen auf Jahre mit weniger kalten Perioden, auch überschätzt werden. [1]

3.2 Modellierung der Erneuerbaren Energien

Die Modellierung der Erneuerbaren Energien erfolgt regional und nach Anlagentyp differenziert für PV auf Gebäuden und Freiflächen sowie für Windenergieanlagen an Land und auf See. Die Aufgabe der EE-Modelle ist die Bereitstellung des nach Anlagentyp differenzierten Erzeugungspotenzials in räumlicher und zeitlicher Auflösung für das Energiesystemmodell ISAaR. Das Erzeugungspotenzial gliedert sich hierbei in drei Kategorien:

- **Kategorie 1 – Entwicklung des Anlagenbestands:** Stromerzeugung bestehender Anlagen unter Berücksichtigung von Rückbau und dem Ersatz von Anlagen am Ende ihrer Nutzungsdauer
- **Kategorie 2 – Anlagenzubau im Rahmen eines übergeordneten Szenarios:** Jährliche nationale Ausbautzahlen bestimmen den Mindestzubau in einem Rechendurchlauf des Energiesystemmodells ISAaR.
- **Kategorie 3 – Nicht erschlossenes realisierbares Erzeugungspotenzial:** Modellendogener Zubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen über die im Szenario definierten nationalen Ausbautzahlen hinaus. Im Falle der Windenergie werden Zubaustufen bereitgestellt. Diese bilden zunächst eine Priorisierung guter Standorte, später eine gleichmäßige Erschließung des Potenzials ab.

Das realisierbare Potenzial berücksichtigt im Allgemeinen technische, wirtschaftliche und praktische Kriterien. Darüber hinaus werden die in einem übergeordneten Szenario definierten und parametrisierten Bedingungen eingehalten, zu denen der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgen soll. Diese Parameter bestimmen beispielsweise die durchschnittliche Nutzungsdauer der Anlagen, das Wetterjahr, Kostenannahmen oder die Abstände zu Siedlungen, die bei Windkraftanlagen eingehalten werden müssen. Die regionalen Erzeugungspotenziale umfassen stündliche Erzeugungszeitreihen, installierte Leistung und Kosten. Der Zubau in ISAaR erfolgt vor allem kostenoptimiert anhand der Erzeugungsprofile und der übergebenen Kosten.

Die **Regionalisierung von Gebäude- und Freiflächenphotovoltaik** erfolgt nach einem gemeinsamen Ansatz. Dabei wird das realisierbare Potenzial in den NUTS-3-Regionen eines Landes im Rahmen eines Ausbauszenarios (Kategorie 2) sowie im Zuge der

Ausbauplanung in ISAaR (Kategorie 3) zu gleichen Anteilen erschlossen.

Die **Berechnung des Dachflächenpotenzials für Photovoltaik** in Deutschland basiert dabei auf einer Analyse eines hochauflösenden Solardachkatasters (SDK) einer Großstadt mittels eines Geoinformationssystems (GIS) [42], dem FfE-Gebäudemodell [43] sowie weiteren Annahmen für landwirtschaftliche und gewerbliche Gebäude. Dabei werden die Erkenntnisse der SDK-Analyse in Form der durchschnittlich nutzbaren Dachflächenanteile für Photovoltaik je Gebäudetyp/Siedlungstyp/Dachform auf den Wohngebäudebestand übertragen, den das FfE-Gebäudemodell je Gemeinde u. a. anhand von Informationen zur Anzahl von Gebäuden, Gebäudetypen und Siedlungstypen beschreibt. Das Dachflächenpotenzial von Gewerbe- und landwirtschaftlichen Gebäuden wird auf Basis regionaler statistischer Kenngrößen wie der Anzahl von Großvieheinheiten, landwirtschaftlicher Maschinen und Krankenhausbetten sowie anhand räumlicher Analysen z. B. zu Gebäuden innerhalb von Gewerbegebieten abgeleitet [44].

Die **Berechnung des Freiflächenpotenzials für Photovoltaik** für Deutschland basiert auf einer GIS-Analyse, bei der verschiedene Flächenkategorien hinsichtlich ihres Raumwiderstandes bewertet werden. Der Raumwiderstand bestimmt in der Bauplanung allgemein die Machbarkeit von Infrastrukturmaßnahmen. Die Flächenbewertung orientiert sich dabei an [127] und wurde durch Erkenntnisse aus Interviews mit Anlagenprojektierer:innen ergänzt, um zusätzlich die Praxisnähe zu gewährleisten. Im Rahmen der Freiflächenpotenzialanalyse werden räumliche Informationen verarbeitet, deren Verfügbarkeit deutschlandweit gegeben ist. Flächenkategorien, die nur auf Ebene der jeweiligen Raumplanungsregionen oder in Flächennutzungsplänen von Gemeinden und zudem nicht flächendeckend vorliegen, werden bei einer deutschlandweiten Betrachtung nicht berücksichtigt. Damit wird eine Bevorzugung bzw. Benachteiligung von Regionen vermieden. Dies gilt auch für die Potenzialflächenberechnung für Windenergieanlagen. Anhand der Szenarien- bzw. Modellparameter werden Bedingungen definiert, zu denen der Ausbau Erneuerbarer Energien erfolgen soll. Wegen der hohen Anzahl an potenziellen Freiflächen für Photovoltaik müssen diese auch immer in Konkurrenz zu einer alternativen Flächennutzung gesehen werden. Daher gehen Potenzialflächen nicht in vollem Umfang in die Modellierung ein, sondern nur in dem Maß, das für den Ausbau im Rahmen der Energiesystemmodellierung und der gewählten Szenarioannahmen als realisierbar erachtet wird.

Für die **Berechnung der Erzeugungszeitreihen für Photovoltaik** werden sowohl die Wetterverhältnisse als auch technische Parameter wie die Schwachlichtleistung der Module und der Wirkungsgrad des Wechselrichters berücksichtigt. Das Modell verarbeitet Strahlungsdaten des Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) [5], die Informationen über ihre direkten und diffusen Komponenten enthalten. Die zeitliche Auflösung beträgt 15 Minuten. Neben den Strahlungsdaten werden die Wetterparameter Umgebungstemperatur und Albedo aus dem COSMO-EU-Modell [45] verwendet. Für Photovoltaikanlagen auf Gebäuden wird für jeden Landkreis ein mittlerer stündlicher Erzeugungsgang basierend aus gewichteten Erzeugungsgängen verschiedener Orientierungen und Neigungen bestimmt. Für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen werden in Abhängigkeit vom Standort die optimale Neigung und Ausrichtung gewählt.

Eine Beschreibung der Methodik zur Potenzialermittlung und Zeitreihenberechnung für die weiteren europäischen Länder erfolgt in [7].

Die **Berechnung des Potenzials für Windenergie** berücksichtigt zum einen die verfügbaren Flächen, zum anderen die Anlagentechnik und Wirtschaftlichkeit. Die verfügbaren Flächen werden durch die Gebietskulisse Windenergie beschrieben und sind das Ergebnis einer Weißflächenanalyse. Dabei wurden Standorte in „harten“ Schutzgebieten und Siedlungen ausgeschlossen sowie Standorte in Wäldern und „weichen“ Schutzgebieten abgewertet. Zu den „harten“ Schutzgebieten zählen Naturschutzgebiete, Fauna-Flora-Habitat-Gebiete, Zonen um Flughäfen und viele weitere. Zu den „weichen“ Schutzgebieten zählen unter anderem Landschaftsschutzgebiete, Waldgebiete und Naturparks. Die Basis für diese Klassifizierung bildet [46]. Ergänzt wird die Gebietskulisse

durch die bereits ausgewiesenen bzw. in Planung befindlichen Flächen für Windenergieanlagen (s. [47]).

Die Abstände zu den Siedlungen werden so gewählt, dass jeder Landkreis bis zu 4 % seiner Landkreisfläche für die Windenergie zur Verfügung stellt. Abweichend hiervon haben einige Landkreise bereits heute mehr Flächen ausgewiesen oder können das 4 %-Ziel unter Einhaltung eines Mindestabstands von 800 m zu Siedlungen nicht erreichen. Das 4 %-Ziel wird im Mittel leicht überschritten.

Die **Berechnung der Zeitreihen für Windenergie** erfolgt auf Landkreisebene mit Wetterdaten nach [48]. Kleinräumige Windhöffigkeiten werden mit [48] abgebildet. Basierend auf einer Auswahl von 15 verschiedenen Windenergieanlagen wird die optimale Windenergieanlage für jeden Landkreis bestimmt. Die Anlagen unterscheiden sich in ihrer Leistungsdichte und Nabenhöhe wie in Tabelle 3-3 dargestellt. Die Anlagentypen orientieren sich dabei an aktuell verfügbaren Anlagen und wurden in Rücksprache mit dem Bundesverband Windenergie festgelegt.

Basierend auf der typischen Windenergieanlage wird das Flächenpotenzial in ein Leistungspotenzial in jedem Landkreis umgerechnet. Dabei erfolgt die Erschließung der einzelnen Flächen nach einem realen Windparklayout. Die Berechnung erfolgt mit dem FfE-Tool WiSTI [47].

Die Investitionskosten der Windenergieanlagen werden durch einen funktionalen Zusammenhang aus Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe berechnet und schwanken zwischen 800 €/kW und 1.800 €/kW. Standorte mit Stromgestehungskosten über 80 €/MWh werden im Weiteren ausgeschlossen, in Bayern betrifft dies Teile Süd- und Ostbayerns.

Tabelle 3-3: Technische Daten der synthetischen Windenergieanlagen

Name	Leistungsdichte in W/m ²	Rotordurchmesser in m	Leistung in MW	Nabenhöhe gering in m	Nabenhöhe mittel in m	Nabenhöhe hoch in m
FfE 275 W/m²	274	160	5,5	120	140	166
FfE 300 W/m²	301	130	4,0	105	125	140
FfE 350 W/m²	350	116	3,7	100	120	135
FfE 400 W/m²	402	116	4,25	92	122	135
FfE 450 W/m²	449	116	4,75	92	122	135

Durch die kleinräumige Berücksichtigung der Windhöffigkeit nach [48] werden nicht zwingend alle Anlagen in einem windschwachen Landkreis ausgeschlossen. Damit wird im Mittel das 4 %-Flächenziel je Landkreis erreicht. Das gesamte Potenzial in Deutschland beträgt 293 GW bzw. 769 TWh.

Das gesamte Potenzial wird in fünf Stufen zusammengefasst. Jede Stufe umfasst die gleiche Leistung an Windenergieanlagen. Die erste Stufe soll die geringsten mittleren Stromgestehungskosten aufweisen, die fünfte Stufe die höchsten mittleren Stromgestehungskosten. Eine ausschließlich auf den Stromgestehungskosten basierende Einteilung der Stufen würde zu einer sehr ungleichmäßigen Erschließung des Potenzials und damit des „Flächenverbrauchs“ führen. Um dies zu vermeiden und eine gleichmäßigere Verteilung der Windenergie zu erreichen, wird die erste Stufe aus den 30 % günstigsten Anlagen gebildet, enthält aber auch Anteile mit höheren Kosten. Die fünfte Stufe hingegen wird zu 10 % aus den günstigen Anlagen gebildet und enthält 30 % der teuersten Standorte. Das Ergebnis dieser Einteilung ist in Abbildung 3-10 dargestellt. Nicht dargestellte Landkreise leisten keinen Beitrag bei den Zubaustufen, da sie entweder kein Potenzial aufweisen und/oder die Stromgestehungskosten zu hoch sind.

Die Einteilung des gesamten Potenzials in fünf Stufen führt zu steigenden Stromgestehungskosten mit hohem Erschließungsgrad. Dies wird im Modell ISAaR berücksichtigt und ermöglicht einen modellendogenen Zubau. Dieser berücksichtigt auch eine Begrenzung des Flächenverbrauchs je Landkreis.

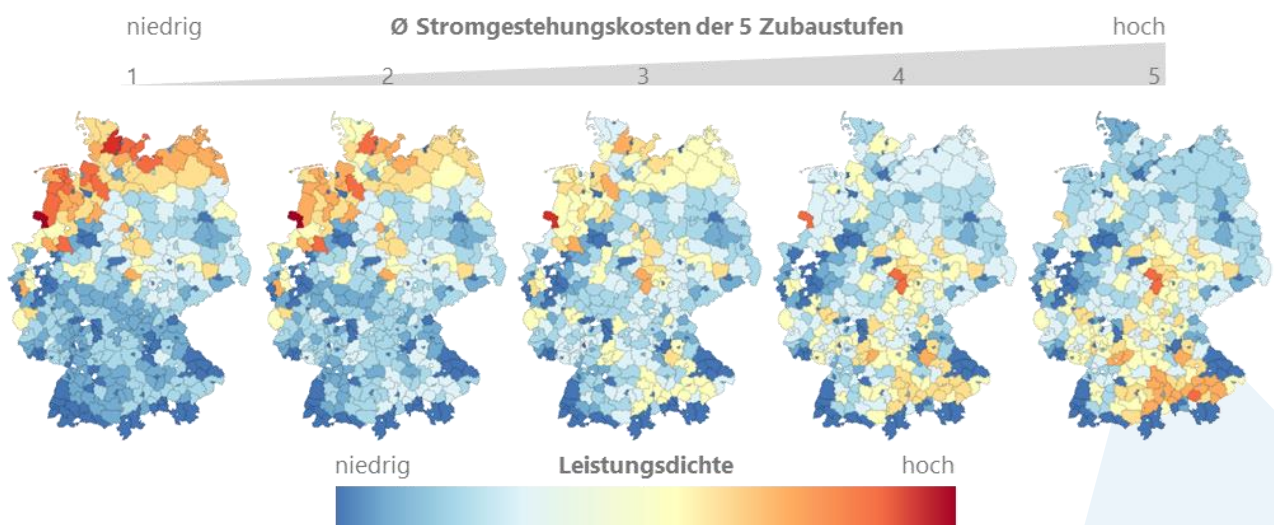


Abbildung 3-10: Windenergiepotenzial nach Zubaustufen

3.3 Modellierung der Energiebereitstellung

Die Modellierung der Energiebereitstellung erfolgt im Projekt „Bayernplan Energie 2040“ mit dem Energiesystemmodell ISAaR. ISAaR ist ein lineares Optimierungsmodell mit perfekter Voraussicht für den Optimierungszeitraum von jeweils einem Jahr, das die Systemgesamtkosten minimiert. Es handelt sich um ein Knoten- und Kantenmodell mit stündlicher und flexibler räumlicher Auflösung. In ISAaR wird jeder der abgebildeten Energieträger als ein Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung modelliert, die so genannten „Energieträgerschienen“ [9], [10]. Im Rahmen des Projekts eXtremos [1] wurde das Modell zuletzt so erweitert, dass das gesamte europäische Energiesystem modelliert werden kann. Eine ausführliche Beschreibung der mathematischen Grundlagen, des Modellumfangs und -aufbaus sowie der abgebildeten Modellkomponenten findet sich in [1], [11] und [13]. In diesem Projekt wurde der bestehende Ansatz in großen Teilen übernommen und weiterentwickelt.

Die Modellierung der Energiebereitstellung erfolgt für die Jahre 2025, 2030, 2035 und das Zieljahr 2040. Als Wetterjahr wird analog zu [49] und [50] das Jahr 2012 verwendet. Da es sich bei der Optimierung um eine myopische Optimierung handelt, dem Modell im jeweiligen Modellierungsjahr also keine Informationen über das darauffolgende oder vorangegangene Optimierungsjahr zur Verfügung stehen, erfolgt eine iterative Übernahme des Anlagenbestands des jeweils

vorangegangenen Optimierungsjahrs unter Berücksichtigung der jeweiligen Lebensdauer der Anlagen. Dadurch kann eine kontinuierliche Entwicklung des Energiesystems sichergestellt werden. Die modellierten Technologien und deren Wechselwirkungen innerhalb des Modells sind in Abbildung 3-11 dargestellt. Der Anlageneinsatz und -ausbau erfolgt mittels einer Marktberechnung. Das heißt, innerhalb eines Marktgebiets gibt es keine infrastrukturellen Beschränkungen, was den Transport von Energieträgern anbelangt. Eine Ausnahme stellt die Modellierung der Fernwärmeversorgung dar. Ein Wärmeaustausch zwischen zwei Fernwärmeregionen, die innerhalb eines Marktgebiets liegen, ist nicht möglich. Die einzelnen Marktgebiete wiederum sind über Handelskapazitäten für Elektrizität und Wasserstoff miteinander verbunden (NTC-Ansatz). Bei den Energieträgerschienen gasförmige Kohlenwasserstoffe, flüssige Kohlenwasserstoffe und Biomasse ist kein Energieaustausch zwischen Marktgebieten möglich.

Die Modellierung Bayerns erfolgt im Rahmen einer europäischen Energiesystemmodellierung. Eine integrierte Betrachtung ist notwendig, da sich das bayerische Energiesystem nicht isoliert vom deutschen und europäischen Energiesystem transformieren kann und vor allem das Stromsystem in den europäischen Strommarkt integriert ist. Aufgrund seiner zentralen Lage innerhalb Europas sind neben den nationalen Zielsetzungen in Deutschland auch die europäischen Zielsetzungen von Bedeutung. Wechselwirkungen können vor allem durch die europäischen

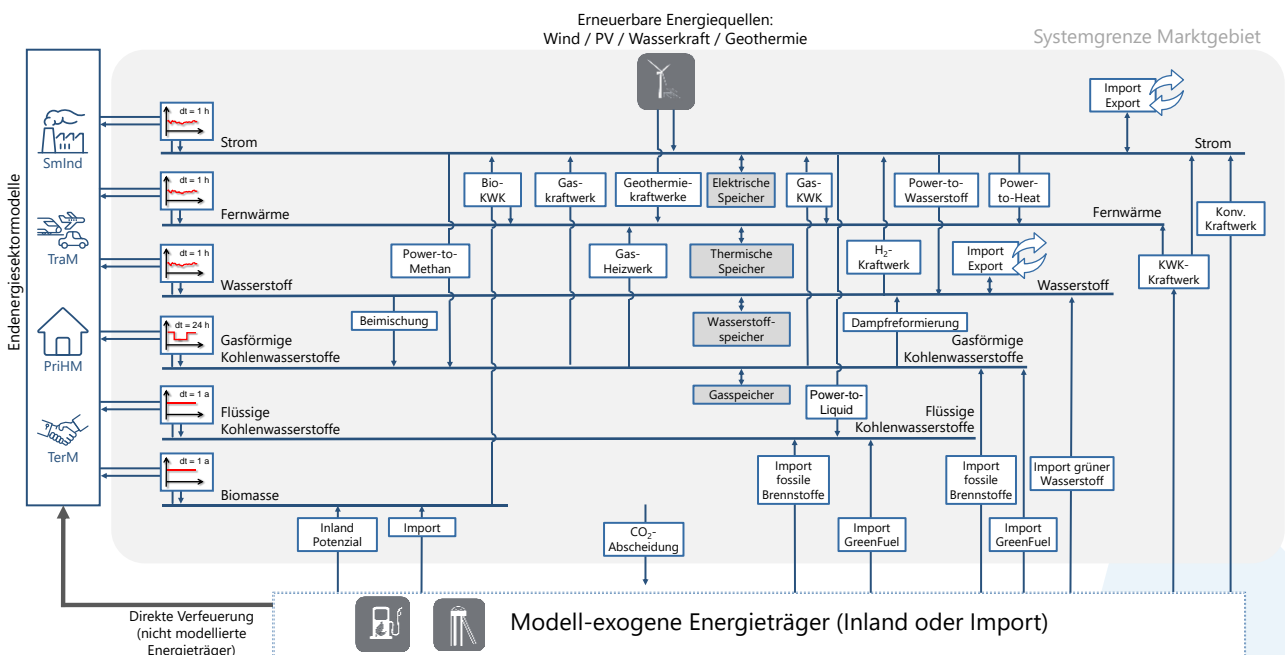


Abbildung 3-11: Systemgrenzen des Energiesystemmodells ISAaR und Energieträgerschienen

Gesetzgebungen zum Klimaschutz, aber auch die angestrebten Ausbaupfade für Erneuerbare Energien entstehen. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wird die regionale Auflösung des Modells ISAaR so angepasst, dass eine separate Betrachtung Bayerns möglich ist, d. h. in der Modellierung ist Bayern (BY) ein eigenständiges Marktgebiet, das mit den angrenzenden Nachbarländern und Deutschland ohne Bayern (DEwoBY) über Handelskapazitäten verbunden ist.

Es gibt somit drei unterschiedliche Zielerreichungsgeschwindigkeiten für die Klimaneutralität innerhalb der modellierten Systemgrenzen (EU27 + Großbritannien, Norwegen und Schweiz). Europa wird bis zum Jahr 2050 klimaneutral, Deutschland im Jahr 2045 und Bayern bereits im Jahr 2040. Die Zwischenziele für das Jahr 2030 werden ebenso berücksichtigt. Für das Jahr 2030 wird für Europa eine Emissionsminderung von 55 % gegenüber 1990 angenommen. Für Deutschland und Bayern wird für das Jahr 2030 von einer Reduktion der THG-Emissionen um 65 % gegenüber 1990 ausgegangen. Die THG-Obergrenzen sind in Tabelle 3-4 zusammengefasst. Die THG-Obergrenzen für die Jahre zwischen 2030 und dem jeweiligen Zieljahr werden linear interpoliert. Für Bayern ist des Weiteren zu beachten, dass die Emissionsminderungsziele für 2030 laut bayerischem Klimaschutzgesetz (BayKliMaG), Artikel 2.1, von der Einwohnerzahl Bayerns abhängen. Entsprechend wurde für das Zwischenziel im Jahr 2030 die zu erwartende Bevölkerungsentwicklung in Bayern (Variante 2 der 15. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung nach Bundesländern [128]) gegenüber der Einwohnerzahl im Jahr 1990 [129] berücksichtigt.

Die Annahmen für die Modellierung der elektrischen Handelskapazitäten zwischen den einzelnen Marktgebieten basieren für die europäischen Länder auf den Werten des TYNDP 2022 [130]. Es wird davon

ausgegangen, dass die Integration des europäischen Strommarktes auch in Zukunft weiter voranschreitet. Entsprechend steigen die Handelskapazitäten an. Das gilt auch für die elektrische Anbindung Deutschlands an seine europäischen Nachbarländer. Für Nachbarländer, für die eine Anbindung sowohl an BY als auch an DEwoBY besteht, werden die Handelskapazitäten proportional zu den bestehenden Leistungen des Übertragungsnetzes und den geplanten Netzausbauprojekten auf die beiden Marktgebiete aufgeteilt. Stromhandel zwischen Bayern und seinen europäischen Nachbarländern Tschechien und Österreich ist somit möglich.

Zusätzlich zum europäischen Stromhandel wird auch der Stromaustausch zwischen DEwoBY und BY in der Modellierung berücksichtigt. Dazu werden Handelskapazitäten zwischen DEwoBY und BY, basierend auf dem heutigen Übertragungsnetz und Netzausbauprojekten des Netzentwicklungsplans 2035 [131] berechnet. Folgende Neubauprojekte mit den entsprechenden Projekt-IDs und Realisierungsjahren werden berücksichtigt:

- bis 2025 TTG-P185 und AMP-P52,
- bis 2030 TNG-P48, DC3 (SüdLink), DC4 (SüdLink), DC5 (SüdOstLink) und DC20,
- bis 2035 P43 und P500.

Zur Berechnung der Handelskapazitäten werden die thermischen Leistungen der einzelnen Leitungen aufsummiert. Wechselstromleitungen gehen mit einem Sicherheitsfaktor von 30 % in die Berechnung ein [131], um das n-1 Kriterium zu approximieren. Daher beträgt die im Modell nutzbare Leitungskapazität für Wechselstromleitungen 70 % der Nennleistung/thermischen Grenzleistung.

Tabelle 3-4: THG-Emissionsreduktionsziele in Bayern, Deutschland und Europa¹⁶

Region	THG-Emissionen 1990 in Mio. t CO ₂ -Äq.	THG-Minderungsziel in 2030 ggü. 1990	THG-Obergrenze 2030 in Mio. t CO ₂ -Äq.	Klimaneutralität im Zieljahr
Bayern	108	65 % je Einwohner	46	2040
Deutschland	1249	65 %	437	2045
Europa	5756	55 %	2590	2050

¹⁶ THG-Emissionen 1990 für Bayern aus [171] und für Deutschland und Europa aus [172].

Tabelle 3-5 fasst die Handelskapazitäten zwischen Bayern und den angrenzenden Marktgebieten zusammen. Der hier verwendete Ansatz zur Abbildung des Übertragungsnetzes mittels Handelskapazitäten stellt eine Vereinfachung gegenüber der Realität dar. Insbesondere im Übertragungsnetz können vorgelagerte Netzengpässe die Stromübertragung zwischen zwei Regionen beeinflussen. Da im Rahmen des Projekts „Bayernplan Energie 2040“ keine Lastflussrechnungen im Übertragungsnetz durchgeführt werden, wird somit implizit die Annahme getroffen, dass innerhalb der Marktgebiete DEwoBY und BY keine Netzengpässe bestehen, die den Stromaustausch zwischen den beiden Regionen begrenzen. Da mit SüdLink und SüdOstLink mindestens zwei Gleichstromleitungen nach Bayern in Betrieb genommen werden, die DEwoBY und BY direkt verbinden, ist diese Annahme gerechtfertigt (s. auch Abschnitt 6.4).

Neben Elektrizität kann auch Wasserstoff zwischen den einzelnen Marktgebieten gehandelt werden. Die Kapazität für den Wasserstoffhandel zwischen den Ländern ist nicht beschränkt. Austauschmöglichkeiten zwischen einzelnen Marktgebieten orientieren sich am bestehenden Erdgasnetz [132]. Um den Lösungsraum der Optimierung zu verkleinern, sind die Wasserstofftransporte, analog zu den Stromtransporten, mit geringen Kosten (0,1 ct/MWh) beaufschlagt. Neben der Erzeugung von Wasserstoff in Europa mittels Elektrolyse besteht zusätzlich die Möglichkeit, Wasserstoff aus dem außereuropäischen Ausland zu importieren. Die Bezugskosten für Wasserstoff aus dem außereuropäischen Ausland sind in Abbildung 3-12 dargestellt und beruhen auf den Analysen von [51].

Neben den Bezugskosten von Wasserstoff aus dem außereuropäischen Ausland, sind auch die Preise für die Energieträger Erdgas, Öl, Steinkohle und

Braunkohle, zusammen mit den CO₂-Zertifikatskosten, wichtige Eingangsdaten. Diese sind ebenfalls in Abbildung 3-12 dargestellt. Die Preise für die nahe Zukunft (bis 2026) werden, wo möglich, anhand der an der Börse gehandelten Futures ([52], [53], [133], [54]) der jeweiligen Jahre bestimmt. Ab 2030 werden für Gas und Öl die Werte des World Energy Outlooks herangezogen. Es ist zu erkennen, dass die Gaspreise nach der Preiskrise im Winter 2022/2023 langsam sinken. Nachwirkungen der Krise sind bis ins Jahr 2030 zu spüren. Die Preise für Braunkohle basieren auf Zahlen des NEP 2035/2037 [49].

Für Europa erfolgen die Modellierung des Kraftwerksbestands und die Annahmen zum Kohleausstieg in Europa analog zu [1]. Für die Entwicklung des thermischen Kraftwerksparks werden die Zahlen des Szenarios „National Trends“ aus dem TYNDP 2022 [130] hinterlegt. Für Deutschland basiert der Kraftwerkspark auf der BNetzA-Kraftwerksliste mit Stand November 2022 [55]. Die Modellierung aller bestehenden thermischen Kraftwerke erfolgt blockscharf. Die Entwicklung des Kraftwerksparks orientiert sich an der BNetzA-Rückbauliste [56] und dem NEP 2037/2045 [49]. Zusätzlich zu den darin enthaltenen Rückbauten wird angenommen, dass der Kohleausstieg in Deutschland bereits, wie im Koalitionsvertrag [2] der Bundesregierung vereinbart, bis 2030 vollzogen wird. Neben dem vorgegebenen Bestand besteht die Möglichkeit, H₂-Ready Gaskraftwerke modellendogen zuzubauen.

Tabelle 3-5: Handelskapazitäten zwischen Bayern und den angrenzenden Marktgebieten¹⁷

in GW	DEwoBY nach BY	BY nach DEwoBY	BY nach AT	AT nach BY	BY nach CZ	CZ nach BY
2025	17,6	17,6	4,5	4,5	0,8	1,2
2030	25,4	25,4	5,4	5,4	0,8	1,2
2035	32,8	32,8	5,8	5,8	0,8	1,2
2040	32,8	32,8	6,1	6,1	0,8	1,2

¹⁷ Der im März 2023 veröffentlichte erste Entwurf des NEP 2037/45 konnte in der Modellierung leider nicht mehr berücksichtigt werden.

Durch den darin vorgeschlagenen Netzausbau würden die Handelskapazitäten nochmals höher ausfallen [104].

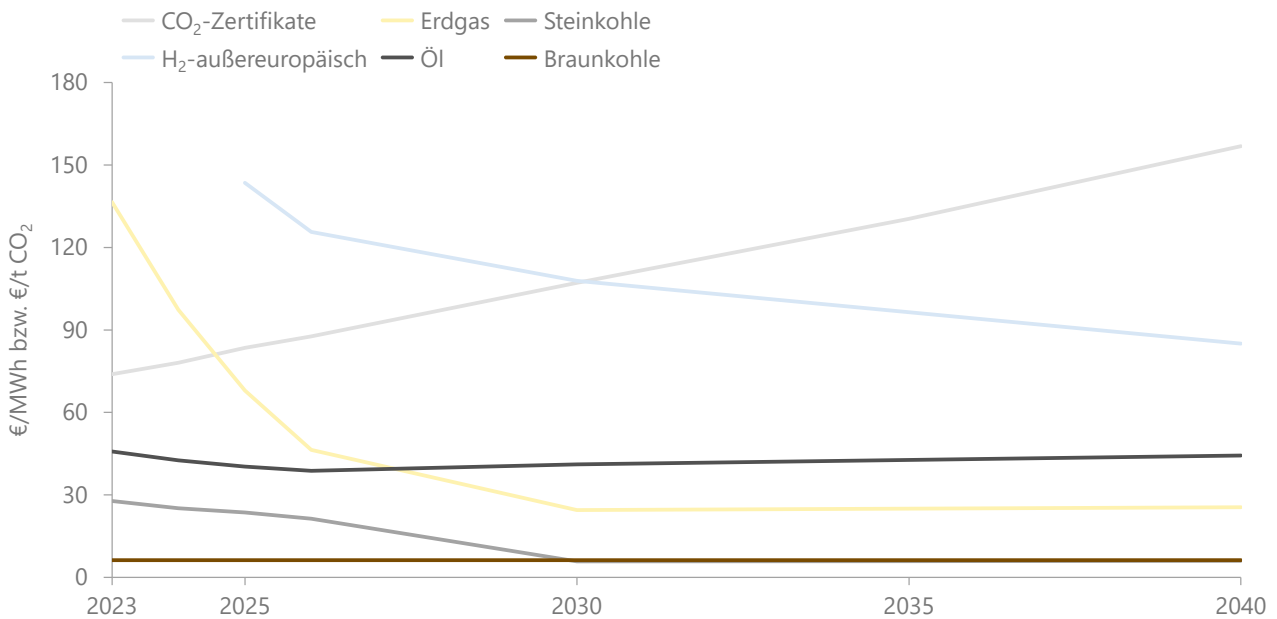


Abbildung 3-12: Parametrierung der erwarteten Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung (Realpreise 2019)¹⁸

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Europa orientiert sich an den Werten der Szenarien „National Trends“ und „Distributed Energy“ des TYNDP 2022 [130]. Für die Jahre 2025 werden die Werte des Szenarios „National Trends“ als Ausbauobergrenze vorgegeben.¹⁹ Für 2030 werden, mit Ausnahme der Szenarien AgreE und bEelated, die Werte des Szenarios „Distributed Energy“ als Ausbauobergrenze vorgegeben. Für die Szenarien E.plan und H₂igher stellen die Werte des Szenarios „Distributed Energy“ für die Jahre 2035 und 2040 die Untergrenzen der zu installierenden Leistung dar. Ein modellendogener Ausbau bis an die Potenzialgrenze ist zusätzlich möglich. Das Szenario „Distributed Energy“ stellt ein Szenario dar, in dem die EU-27 die Klimaneutralität im Jahr 2050 erreicht. Im Jahr 2030 wird mindestens eine THG-Reduktion von 55 % gegenüber 1990 erreicht. In den Szenarien AgreE und bEelated wird ein niedrigerer Ausbau der Erneuerbaren Energien angenommen (s. Tabelle 3-6).

Für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland werden gesonderte Annahmen getroffen. Diese entsprechen für PV, Wind Onshore und Wind Offshore den gesetzlich festgelegten Zielwerten des „Gesetzes für den Ausbau Erneuerbarer Energien“ (EEG 2023), das 2023 in Kraft getreten ist, bzw. dem „Windenergie-auf-See-Gesetz“ (WindSeeG) und dem Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 [49]. Da die angestrebten Ausbauziele bis 2030 für alle Technologien sehr ambitioniert sind, wird nicht davon

ausgegangen, dass bis 2030 ein Ausbau über die Zielvorgaben hinaus erfolgen kann. Deshalb werden die Werte, mit Ausnahme für die Szenarien AgreE und bEelated, für die Jahre 2025 und 2030 als Ausbauobergrenzen vorgegeben. Nach 2030 sind die gesetzlichen Zielvorgaben als Untergrenzen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien hinterlegt. Ein Ausbau bis zu den Potenzialobergrenzen ist nach 2030 modellendogen möglich. Lediglich bei Wind Offshore erfolgt eine stufenweise Erhöhung der Potenzialobergrenzen. Da der Ausbau der Offshore Energie stark von staatlichen Akteuren gesteuert wird, wird das Potenzial stufenweise so erhöht, dass auf der einen Seite die Ausbauziele erreicht werden können und auf der anderen Seite keine unrealistischen Zubauraten entstehen. In den Szenarien AgreE und bEelated wird ein niedrigerer Ausbau der Erneuerbaren Energien angenommen (s. Tabelle 3-6).

Zusätzlich zu den Stromerzeugungstechnologien spielen auch die flexiblen Verbrauchstechnologien eine wichtige Rolle im Energiesystem der Zukunft. Hier wird zwischen flexiblen Verbrauchern (Elektrolyse, Großwärmepumpen, Elektrodenkesseln) und Speichern (Wasserstoffspeicher, Großbatteriespeicher, Pumpspeicher) innerhalb des Bereitstellungssektors und flexiblen Verbrauchstechnologien in den Endenergiesektoren unterschieden. Die flexiblen Verbraucher innerhalb des Energiesystems können vom Modell endogen zugebaut werden. Für Elektrolyseure

¹⁸ Nach EEX [54], ICE [52], [133], Spectron [53], [49], [130] und [173] bezogen auf den Heizwert bzw. die t CO₂.

¹⁹ Für das Jahr 2025 wird das Szenario „National Trends“ gewählt, da die Trendfortschreibung die Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien gut beschreibt. Eine signifikante Beschleunigung des Ausbaus wird erst nach 2025 erwartet.

Tabelle 3-6: Parametrierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien in den Szenarien

Jahr	Szenario	Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland	Ausbau Erneuerbarer Energien in Europa	Modellendogener Ausbau Erneuerbarer Energien bis zur Potenzialgrenze möglich
2025	E.plan, H ₂ igher, AgreE, bEElated	EEG 2023	TYNDP 2022 National Trends	Nein
2030	E.plan, H ₂ igher	EEG 2023	TYNDP 2022 Distributed Energy	Nein
	AgreE, bEElated	EEG 2023 (5 Jahre verzögert)	TYNDP 2022 Distributed Energy (5 Jahre verzögert)	Nein
2035 und 2040	E.plan, H ₂ igher	EEG 2023	TYNDP 2022 Distributed Energy	Ja
	AgreE	EEG 2023 (5 Jahre verzögert)	TYNDP 2022 Distributed Energy (5 Jahre verzögert)	Ja
	bEElated	EEG 2023 (5 Jahre verzögert)	TYNDP 2022 Distributed Energy (5 Jahre verzögert)	Nein

werden zusätzlich Ausbauziele der bekannten Wasserstoffstrategien berücksichtigt und der Bestand anhand der Hydrogen Projects Database der IEA [134] vorgegeben.

Als flexible Verbrauchstechnologien auf der Endenergieverbrauchsseite wird Demand Side Management in der Industrie und im Sektor GHD sowie gesteuertes und bidirektionales Lademanagement bei Elektrofahrzeugen berücksichtigt. Wie in [135] gezeigt, weisen Elektrofahrzeuge im Vergleich zu Gebäudewärmepumpen wesentlich größere Lastverschiebungspotenziale auf. Aus diesem Grund wurde darauf verzichtet, die Flexibilität von Gebäudewärmepumpen explizit in die Modellierung aufzunehmen. Die Erschließung der Flexibilität in den Sektoren Industrie und GHD orientiert sich dabei an den Werten des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 [49]. Das absolute Potenzial steht allerdings nicht zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung, sondern ist an die Stromlast der Prozesse in den beiden Sektoren gekoppelt. Für die Modellierung der Flexibilität von Elektrofahrzeugen wird auf die Vorarbeiten aus [13] zurückgegriffen. Das Energiesystemmodell ISAaR kann somit frei entscheiden, inwieweit gesteuertes oder bidirektionales Lademanagement einen Mehrwert für das Energiesystem bedeuten. Entsprechend können diese Anwendungen erschlossen werden. Die Potenziale für gesteuertes und

bidirektionales Lademanagement werden auf jeweils 30 % der gesamten Flotte beschränkt. Damit wird verhindert, dass dem System zu viel Flexibilität zur Verfügung steht. [13] hat gezeigt, dass der systemoptimale Anteil bidirektionaler Fahrzeuge bei ca. 30 % bis 35 % liegt. Zusammen mit dem gesteuerten Lademanagement können also maximal 60 % der elektrischen PKW-Flotte Flexibilität für das Energiesystem bereitstellen.

3.4 Umgang mit nicht detailliert modellierten Sektoren

Die Modelle, die im Rahmen des Projekts „Bayernplan Energie 2040“ zum Einsatz kommen, decken im Jahr 2019 rund 90 % der gesamten deutschen THG-Emissionen ab. Die Modelle umfassen die direkten CO₂-Emissionen der in Abbildung 3-13 dargestellten Sektoren des Common Reporting Format (CRF) der United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC).

Die nicht detailliert modellierten THG-Emissionen werden trotzdem in der THG-Obergrenze als sonstige Emissionen berücksichtigt und in den Szenarien durch einen exogenen Verminderungspfad adressiert. Sie setzen sich hauptsächlich aus den Emissionen des

Sektors Landwirtschaft, dem LULUCF-Sektor, den ozonabbauenden Substanzen, Emissionen der Abfallwirtschaft und THG-Emissionen, die bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehen, zusammen.

Die Entwicklung der THG-Emissionen des Sektors Landwirtschaft wird im Abschnitt 3.4.1 betrachtet, die des LULUCF Sektors in Abschnitt 3.4.2. Die Emissionen der Landwirtschaft sinken bis ins Jahr 2040 um knapp 30 %. Die THG-Emissionen, die bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehen, reduzieren sich analog zum Einsatz der Brennstoffe. Bei THG-Emissionen, die durch ozonabbauende Substanzen oder die Abfallwirtschaft entstehen, gehen wir nur von einer geringen Emissionsreduktion gegenüber 2019 aus. Insgesamt ergibt sich zwischen 2019 und 2040 eine Reduktion der sonstigen Emissionen von 36 % zwischen 2019 und 2040.

3.4.1 Exkurs: Landwirtschaft

Die Landwirtschaft ist definiert als eine „auf Erwerb ausgerichtete, regelmäßige Nutzung des Bodens zur Gewinnung von Nahrungsmitteln und Rohstoffen pflanzlicher und tierischer Herkunft“ [136]. Fast die Hälfte der Fläche in Bayern (45 %) wird für diese Zwecke genutzt [137]. Dabei emittierte der Landwirtschaftssektor im Jahr 2019 rund 14 Mio. t CO₂-Äq. an direkten Emissionen und damit etwa 3 Mio. t CO₂-Äq. weniger als der Industriesektor.²⁰ Bei der Verminderung von Treibhausgasemissionen in Bayern kommt

dem Landwirtschaftssektor folglich eine wichtige Rolle zu (s. Abbildung 3-14).

Zu den direkten Emissionen der bayerischen Landwirtschaft zählen Methan- (CH₄), Lachgas- (N₂O) und Kohlendioxidemissionen (CO₂). Charakteristisch für den Landwirtschaftssektor sind dabei die vergleichsweise geringen CO₂-Emissionen.

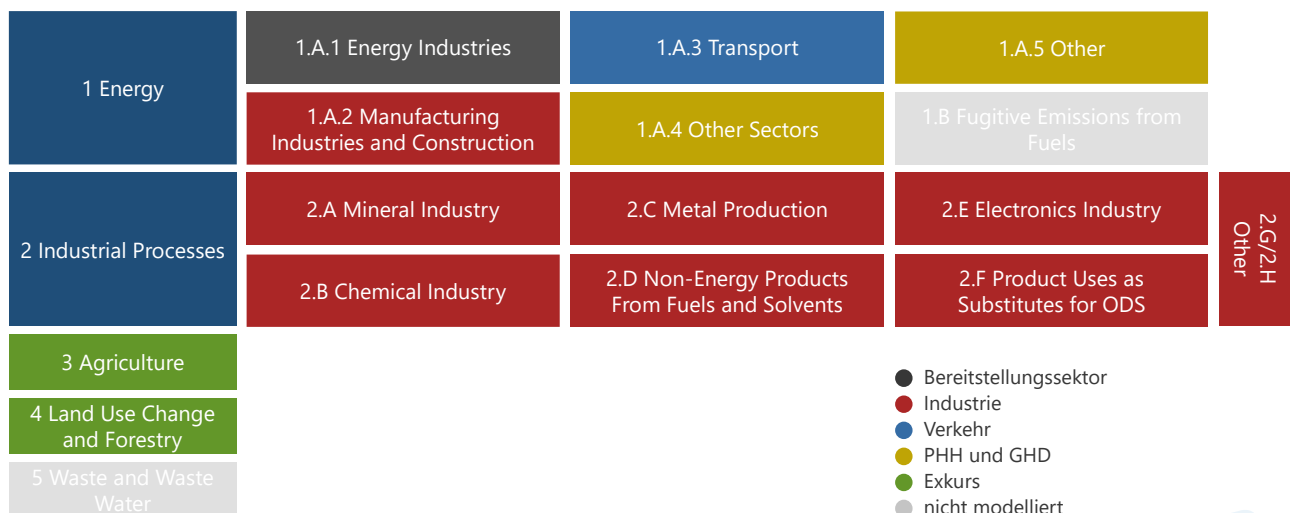


Abbildung 3-13: Matching modellierter Emissionen mit Common Reporting-Format des UNFCCC

²⁰ Die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft für z. B. Mobilität oder Raumwärme sind in den Sektoren Verkehr, private Haushalte und GHD verortet.

Treibhausgasemissionen nach Sektoren und Art der Gase in Mio. t CO₂-Äq. | Bayern | 2019

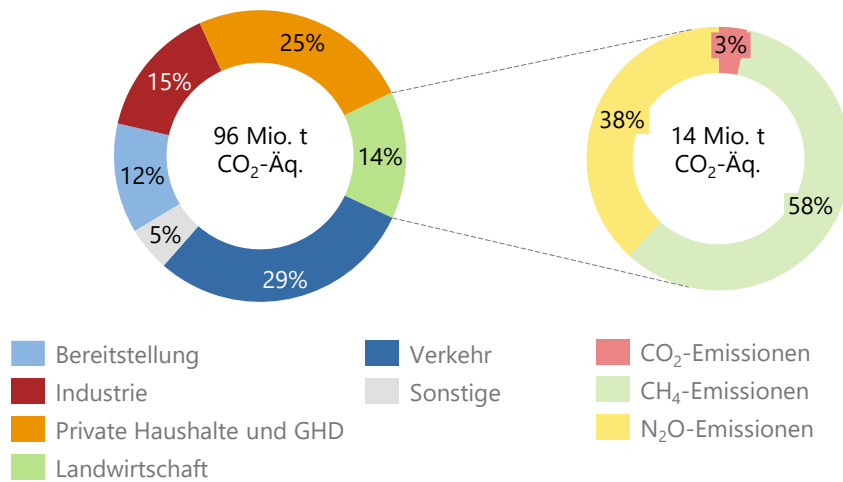


Abbildung 3-14: THG-Emissionen der Landwirtschaft

Die direkten CO₂-Emissionen in der Landwirtschaft entstehen durch die Ausbringung von Kalk (84 % der CO₂-Emissionen) und weiteren kohlenstoffhaltigen Düngern (z. B. Harnstoff) auf landwirtschaftliche Böden zur Gewährleistung der Bodenfruchtbarkeit und Bodengesundheit [138]. Die Methan- und Lachgasemissionen machen den größten Teil der Emissionen des bayerischen Landwirtschaftssektors aus (s. Abbildung 3-15). Die Methanemissionen sind zum größten Teil eine Folge der Tierhaltung. Hier entsteht das Treibhausgas vor allem bei Verdauungsprozessen

(Fermentation) von Rindern und Milchkühen (75 % der CH₄-Emissionen), aber auch die Lagerung von Wirtschaftsdünger – vorwiegend Exkremente von Rindern und Schweinen – sowie die Lagerungsprozesse von Gärresten aus nachwachsenden Rohstoffen in Biogasanlagen tragen zu den Methanemissionen bei [138]. Die Lachgasemissionen entstehen vorwiegend durch mikrobielle Umsetzungsprozesse als Folge der Ausbringung von mineralischen und organischen Düngern auf landwirtschaftliche Böden. Zusätzliche N₂O-Emissionen werden durch Lagerungsprozesse

Treibhausgasemissionen nach Emissionsquellen in Mt CO₂-Äq. | Bayern | 2019

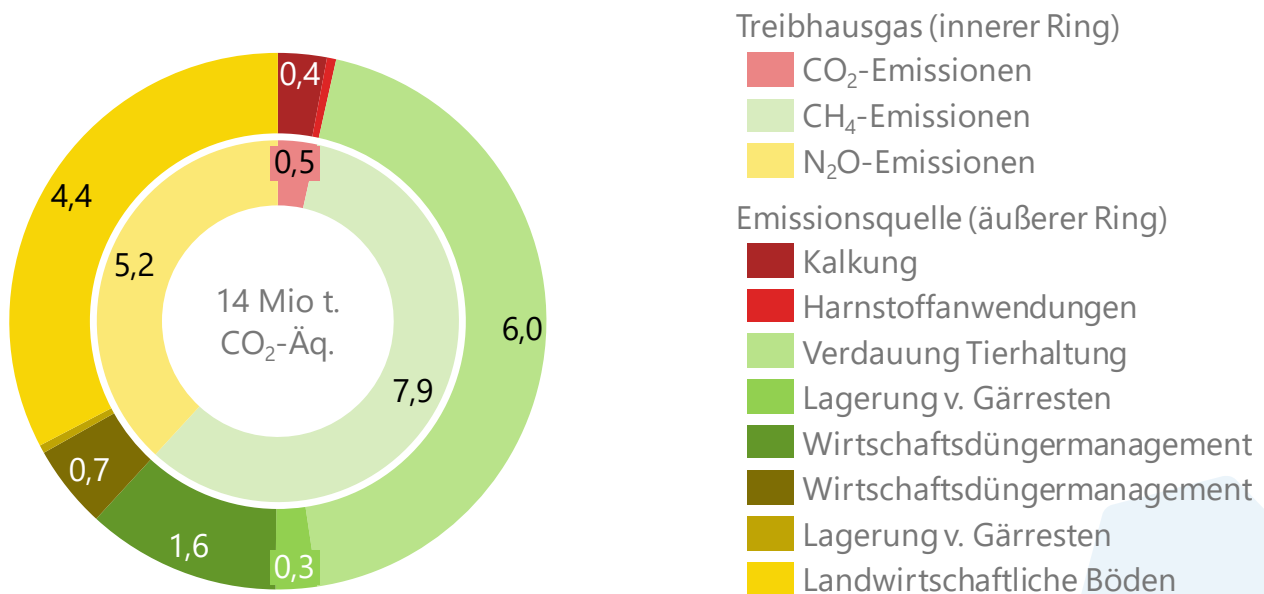


Abbildung 3-15: Emissionsquellen der Landwirtschaft

von Gärresten (z. B. in Biogasanlagen) und Exkremente von Nutztieren (Wirtschaftsdünger) verursacht [138]. Insgesamt sind die Lachgasemissionen für 38 % der THG-Emissionen der Landwirtschaft in Bayern verantwortlich (s. Abbildung 3-14).

Mit dem Ziel der Treibhausgasreduktion ist der Landwirtschaftssektor nach dem 2021 novellierten Klimaschutzgesetz (KSG) verpflichtet, die Emissionen von 2019 bis 2030 um 11 % zu senken [57].²¹ Unter der Annahme einer gleichmäßigen Verteilung des Emissionszielwerts auf alle Bundesländer und Emissionsquellen, muss die bayerische Landwirtschaft die direkten Emissionen nach dem KSG bis 2030 von ~14 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2019 auf ~12 Mio. t CO₂-Äq. (-11 %) reduzieren. [58] und [59] analysieren die Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft detailliert und skizzieren dabei einen Reduktionspfad, der – unter der Annahme einer bundesweit einheitlichen Reduktionsgeschwindigkeit – weitestgehend mit dem Ziel des KSG übereinstimmt. In den untersuchten Szenarien wird ein Rückgang von 15 % bis 2030 und 29 % bis 2040 berechnet [58] [59]. Für Bayern ergibt sich damit eine Reduktion der THG-Emissionen auf 11,6 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 und 9,6 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2040 (s. Abbildung 3-16).

Um die Ziele des KSG für die Landwirtschaft einzuhalten, hat das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft im September 2019 im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 vier

Maßnahmenkategorien mit dem Ziel verabschiedet, die nicht-energiebedingten Emissionen in der Landwirtschaft zu reduzieren:

- Senkung der Stickstoffüberschüsse,
- Stärkung der Vergärung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft und landwirtschaftlicher Reststoffe,
- Verringerung der Emissionen aus der Tierhaltung,
- Ausbau des Ökolandbaus.

Die Senkung der Stickstoffüberschüsse zielt in erster Linie auf die Reduktion der Lachgasemissionen aus landwirtschaftlichen Böden ab. Durch novellierte Düngerverordnungen wird die Ausbringungsmenge von Stickstoff auf landwirtschaftlichen Böden reguliert und nur so viel Stickstoff auf die Böden ausgebracht, wie diese in der Lage sind umzusetzen [138], [59]. Die Stärkung der Vergärung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft und landwirtschaftlicher Reststoffe hat eine steigende Vergärung der Güllemenge in Biogasanlagen zum Ziel. Finanzielle Förderungen für die Prüfung und Umrüstung bestehender Biogasanlagen und gasdichter Gärrestelager sollen Methan- und Lachgasemissionen reduzieren. Die Verringerung der Emissionen in Folge der Tierhaltung ist zentral für die Reduktion der Treibhausgasemissionen. Neben technologischen Maßnahmen, wie gasdichter Tierhaltung oder der Ernährungsanpassung zur Methanreduktion ist eine Verringerung der Tierbestände elementar für

Entwicklung der Treibhausgasemissionen

in Mio. t CO₂-Äq. | Bayern | Landwirtschaft

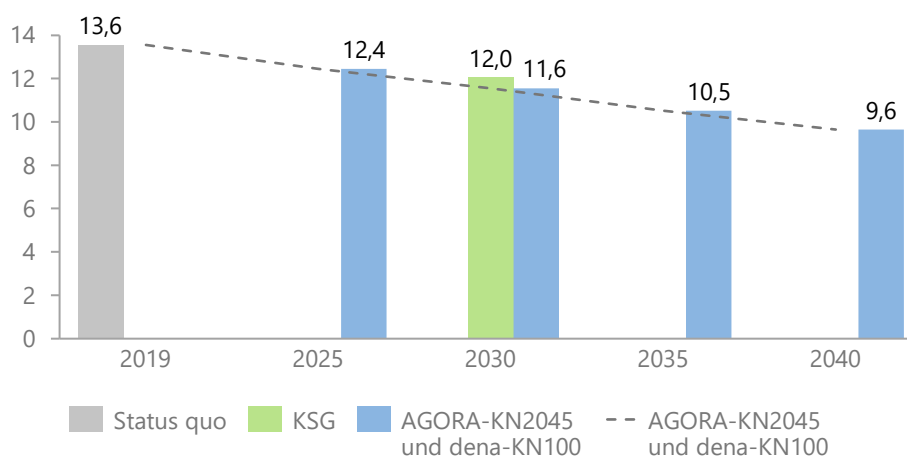


Abbildung 3-16: Treibhausgasreduktionsziel und -pfad in der Landwirtschaft

²¹ Hier gilt es zu beachten, dass die energiebedingten Emissionen aus dem landwirtschaftlichen Verkehr und der Wärmeerzeugung (z. B. Beheizen von Ställen und Gewächshäusern) bei den Emissionszielwerten zur Landwirtschaft gezählt werden [174].

die Verringerung der Treibhausgasemissionen [60], [61], [139]. Eine Flächenbindung für Großviehbetriebe und Förderung des Tierwohls sind Maßnahmen zur Verringerung der Emissionen aus der Tierhaltung. Aber auch eine Verhaltensänderung der Verbraucher hin zu einer vermehrt pflanzlichen Ernährung ist Grundvoraussetzung für die Verringerung der Emissionen aus der Tierhaltung. Mit Ausbau des Ökolandbaus wird chemisch-synthetischer Pflanzenschutz vermieden, zudem werden Synergien zu weiteren Umweltzielen wie der Biodiversität oder dem Gewässerschutz geschaffen [62], [61], [140]. Abbildung 3-16 zeigt den Effekt der Maßnahmen für die direkten Emissionen aus der Landwirtschaft, die in [59] quantifiziert werden.

Die Abbildung zeigt, dass eine vollständige Klimaneutralität der Landwirtschaft nicht möglich ist und verbleibende Treibhausgasemissionen durch negative Emissionen (technische- und natürliche CO₂-Senken) kompensiert werden müssen.

3.4.2 Exkurs: Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

Laut der Novelle des Klimaschutzgesetzes der Bundesregierung aus dem Jahr 2021 soll der Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft, Sektor 4 des Common Reporting Frameworks (s. Abbildung 3-17), erstmals einen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland leisten. Im Sektor LULUCF werden alle anthropogenen THG-Emissionen bilanziert, die durch Landnutzung, Landnutzungsänderung sowie Forstwirtschaft entstehen. Die Ziele des Klimaschutzgesetzes liegen für den Sektor LULUCF pro Jahr bei -25 Mio. t CO₂-Äq. für den Zeitraum bis 2030, bei -35 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr für den

Zeitraum bis 2040 und bei -40 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr für den Zeitraum bis 2045. Der Sektor LULUCF soll also als Senke die THG-Emissionen, die in anderen Sektoren ausgestoßen werden, kompensieren. Unter anderem aus diesem Grund hat die Bundesregierung das „Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz“ [63] entworfen. Das Aktionsprogramm versteht sich als zentrales Instrument der Bundesregierung, um die Zielsetzung des KSG im Sektor LULUCF zu erreichen. Denn entgegen der Zielsetzung im KSG steigen die THG-Emissionen des Sektors LULUCF seit 2016 an. In den Jahren 2020 (4,2 Mio. t CO₂-Äq.) und 2021 (4 Mio. t CO₂-Äq.) waren die THG-Emissionen sogar positiv. Im Sektor LULUCF wurden in diesen Jahren folglich THG-Emissionen freigesetzt statt eingespeichert [64].

Historisch schwanken die Nettoemissionen aus dem Sektor LULUCF stark. Dafür verantwortlich sind in erster Linie die Emissionen aus der Landnutzungskategorie Wald. Diese werden beispielsweise durch die Holznachfrage, den Holzpreis und Extremwetterereignisse (z. B. Sturm, Trockenheit), aber auch Schädlingsbefall beeinflusst. Die Landnutzungskategorie Wald stellt die größte THG-Senke dar. Dieser Senke gegenüber stehen unter anderem die Emissionen aus den Landnutzungskategorien Ackerland, Grünland und Feuchtgebieten. Werden die Emissionen aus diesen Kategorien nicht überkompensiert, verliert der Sektor LULUCF seine Senkenwirkung.

Auch im BayKlimaG werden Maßnahmen wie die Wiedervernässung von Mooren als Maßnahmen genannt, um THG-Emissionen des Sektors LULUCF zu reduzieren. Das im Jahr 2022 verabschiedete bayerische Klimaschutzprogramm (gem. Art. 5 BayKlimaG vom 30.

THG-Emissionen LULUCF
in Mio. t CO₂-Äq. | Bayern

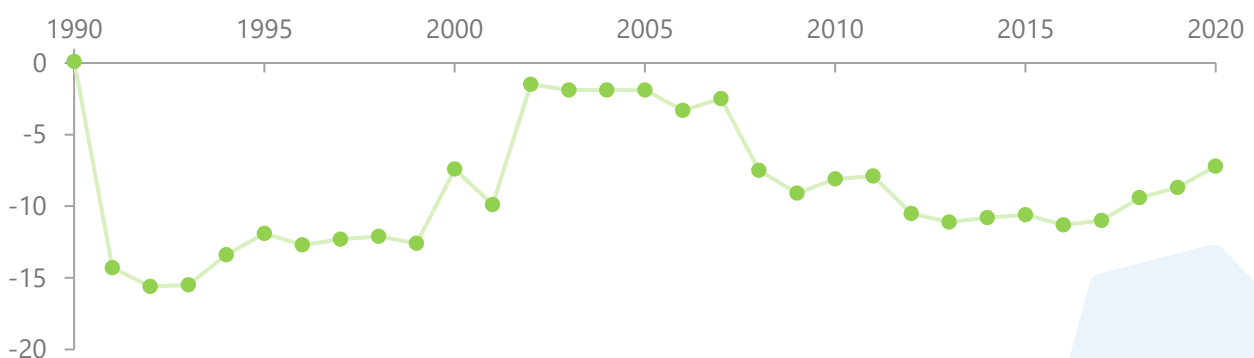


Abbildung 3-17: Historische THG-Emissionen des Sektors LULUCF in Bayern²²

²² Eigene Darstellung mit Daten aus [65].

Juni 2022) zielt unter anderem darauf ab. Daneben sollen durch Maßnahmen in der Landwirtschaft (z. B. Biolandwirtschaft), die Emissionen der landwirtschaftlich genutzten Flächen gesenkt werden. Inwieweit die Emissionen des Sektors LULUCF in Bayern zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen können, ist allerdings unklar. Denn die THG-Emissionen des Sektors LULUCF sind auch in Bayern in den vergangenen Jahren angestiegen (s. Abbildung 3-17). Außerdem schwächen die zunehmende Trockenheit, verursacht durch den Klimawandel, und Schädlingsbefall die bayerischen Wälder und damit die größte THG-Senke. Laut bayerischem Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten hat sich der Zustand des

Waldes in den letzten Jahren (Stand 2020) weiter verschlechtert [66].

Aufgrund der großen Unsicherheiten und den gegenläufigen Trends der letzten Jahre, werden in der vorliegenden Studie keine Annahmen zur Entwicklung der THG-Emissionen des Sektors LULUCF getroffen. Vielmehr wird in den Ergebnisteilen der Szenarien (Abschnitt 5.2, Abschnitt 6.2 und Abschnitt 7.2) auf die Bedeutung der natürlichen THG-Senken eingegangen. Dazu werden die zur Zielerreichung notwendigen THG-Kompensationen den historischen THG-Emissionen aus dem Sektor LULUCF gegenübergestellt.



4

Transformationspfade der Endenergiesektoren

4 Transformationspfade der Endenergiesektoren

Im nachfolgenden Abschnitt wird die Entwicklung des Endenergieverbrauchs je Sektor beschrieben. Grundlage hierfür sind die in Abschnitt 2 entwickelten Szenariorahmen und -ausprägungen sowie die in Abschnitt 3.1 eingeführten Sektormodelle. Je Sektor werden zunächst der Status quo in Bayern skizziert und die wesentlichen Basisdaten und Grundannahmen beschrieben. Im Anschluss erfolgt die Darstellung der Verbrauchs- und Emissionsentwicklung. Zuletzt beleuchten wir in einem Exkurs den Aufbereitungssektor.

4.1 Industrie

Bundesweit stand der Industriesektor 2019 für 23 % der gesamten Treibhausgasemissionen in Höhe von 800 Mio. t CO₂-Äq. Damit war nur der Umwandlungssektor für einen höheren THG-Ausstoß verantwortlich, was die Bedeutung der Treibhausgasverminderung in der Industrie für das Erreichen der Klimaziele in Deutschland unterstreicht. Auch in Bayern ist die vollständige Vermeidung energie- und prozessbedingter industrieller Emissionen eine Grundvoraussetzung für das Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2040. Dabei spielt der Sektor mit einem Anteil von 15 % an den bayerischen THG-Emissionen im Jahr 2019 eine geringe Rolle. Unter den Endenergiesektoren belegt der Industriesektor in Bayern mit 88 TWh bzw. 14 Mio. t CO₂-Äq. den dritten Rang hinter Verkehr und Gebäuden.²³

Prozessbedingte Industrieemissionen stehen für 25 % (ca. 3,6 Mio. t CO₂-Äq.) der industriellen Emissionen. Hiervon entfallen ca. drei Viertel auf prozessbedingte Emissionen aus der Zement- und Kalkproduktion, die an sechs bzw. neun Standorten stattfindet. Mit Blick auf den Energieträgerverbrauch und die daraus resultierenden energiebedingten Emissionen zeigt sich, dass 75 % des Endenergieverbrauchs auf Strom (39 %), Erdgas (34 %) sowie die erneuerbaren Energieträger (6 %) „Klärgas und andere Biogase,“ „feste Biomasse,“ „Abfälle“ und „Sonstige“ zurückzuführen sind. Abbildung 4-1 (a) fasst die eben beschriebenen Zusammenhänge graphisch zusammen.

²³ In der bayerischen Energiebilanz werden pHH und Gebäude unter „Haushalte und sonstige Verbraucher“ zusammengefasst.

Abbildung 4-1 (b) zeigt den EEV nach Energieträgern und Wirtschaftszweigen. Ca. 80 % des industriellen EEVs in Bayern entfallen auf die WZ Chemie, nichtmetallische Mineralien, Papiergewerbe, Ernährung und Tabak sowie Maschinen- und Fahrzeugbau.²⁴ In diesen sowie den aggregierten sonstigen WZ stellen Strom und Erdgas im Status quo die dominanten Energieträger dar. Die einzige Ausnahme bildet der Energieträger „Abfälle“, von dem ca. 60 % im WZ nichtmetallische Mineralien auftreten und dort vor allem zur Befuerung der Drehrohröfen in der Zementindustrie verwendet werden.

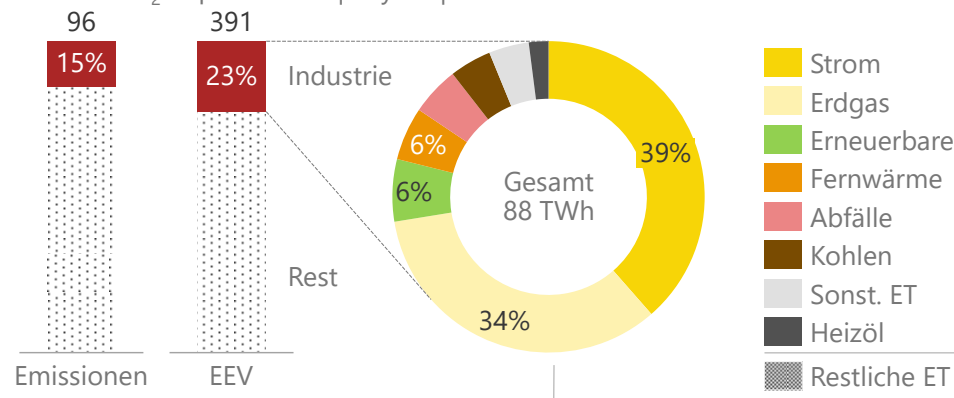
Aus der ersten oberflächlichen Analyse der Emissions- und Energieverbrauchsstruktur lässt sich bereits schlussfolgern, dass zwei der zentralen Herausforderungen zur THG-Verminderung innerhalb der bayerischen Industrie die Reduktion der prozessbedingten Emissionen, insbesondere der Zement- und Kalkproduktion, sowie die Substitution von Erdgas durch klimaneutrale Alternativen sind. Dabei kommt Erdgas in allen Wirtschaftszweigen und folglich auf unterschiedlichen Temperaturniveaus und in unterschiedlichen Anwendungen zum Einsatz. Unter den fossilen Energieträgern spielen Kohlen im Vergleich zum Rest von Deutschland eine untergeordnete Rolle, da es in Bayern keine emissionsintensive Primärstahlherstellung gibt.

Eine weitere industriespezifische Herausforderung ist die Transformation der stofflichen Nutzung von Energieträgern. Abbildung 4-1 (c) zeigt den Status quo der stofflichen Nutzung gemäß der bayerischen Energiebilanz. Daraus wird ersichtlich, dass ca. 50 % des nichtenergetischen Verbrauchs keinem Energieträger zugeordnet werden können, da diese aus Gründen der Geheimhaltung in der Energiebilanz nicht ausgewiesen werden. Diese stofflichen Verbräuche werden im Rahmen der Studie folglich nicht näher betrachtet und der Fokus auf die Verwendung von Naphtha gelegt, das als Ausgangsstoff für die Produktion von Olefinen und Aromaten in den beiden bayerischen Steamcrackern dient. Olefine (Ethylen, Propylen und Butadien) und Aromaten (Benzol, Toluol und Xylol) sind sogenannte Plattformchemikalien/High-Value-Chemicals (HVC) die zum Beispiel für die Produktion

²⁴ „Nicht-metallische Mineralien“ enthält die Verarbeitung von Steinen und Erden sowie Glas und Keramik.

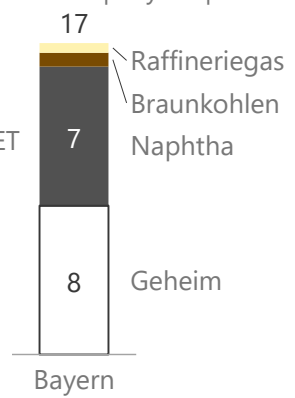
(a) Emissionen und Endenergieverbrauch (EEV)

in Mio. t CO₂-Äq. bzw. TWh | Bayern | 2019



(c) Nicht-energetisch

in TWh | Bayern | 2019



(b) Endenergieverbrauch nach Wirtschaftszweig und Energieträger

TWh | Bayern | 2019

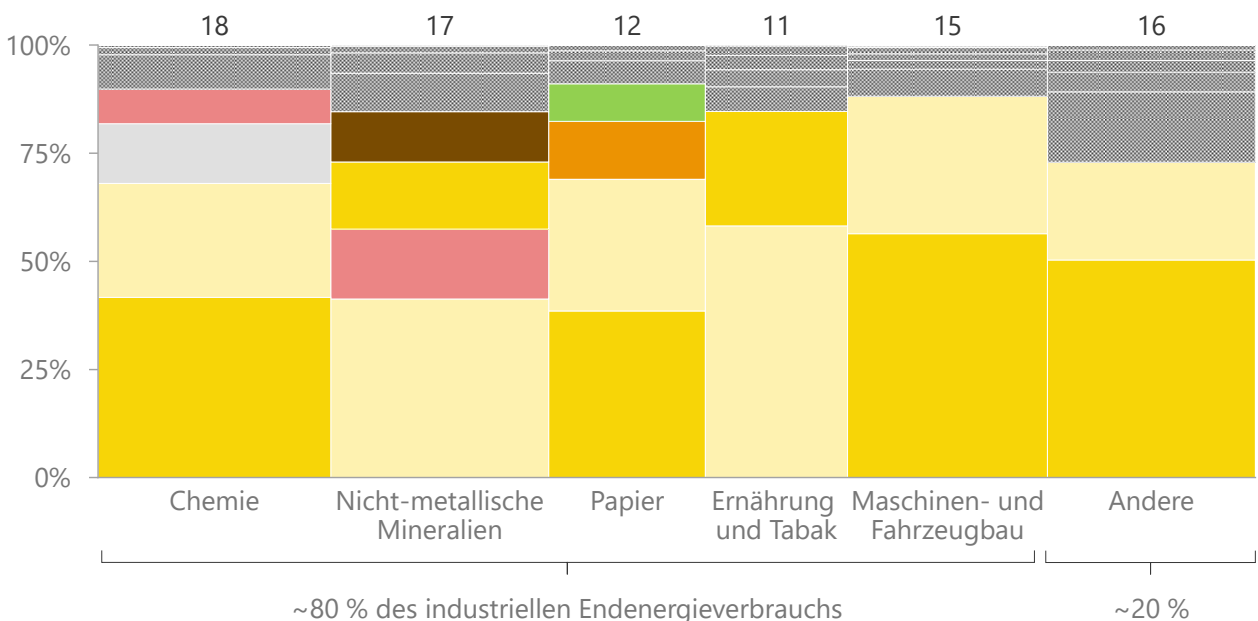
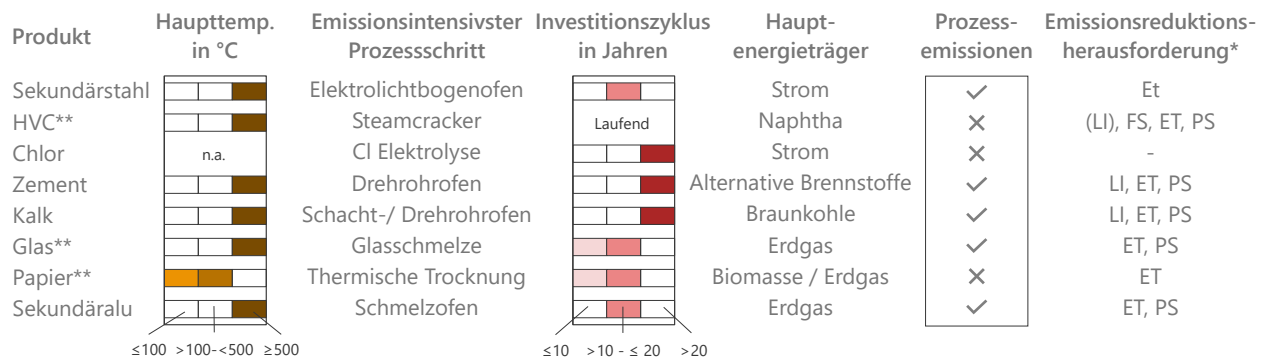


Abbildung 4-1: Status quo des Endenergieverbrauchs und der Emissionen der bayerischen Industrie²⁵

von Polymeren oder Lösungsmitteln zum Einsatz kommen. Der im Naphtha enthaltene Kohlenstoff wird im Rahmen des Cracking-Prozesses entweder direkt freigesetzt (da die Cracking-Koppelprodukte zur Dampfbereitstellung genutzt werden) oder in Produkten gebunden. Der gebundene Kohlenstoff wird in der Regel verspätet z. B. durch die Pyrolyse von Kunststoffabfällen freigesetzt. Aus der Analyse des Ist-Zustandes des stofflichen Verbrauchs ergibt sich folglich eine dritte zentrale Herausforderung für den Industriesektor in Bayern: die grüne Produktion von Olefinen und Aromaten.

Neben den beschriebenen grundsätzlichen Herausforderungen der Industrietransformation (Umgang mit Prozessemissionen sowie Substitution fossiler Energieträger und Feedstocks) liegen je Industrieprozess eine Reihe weiterer spezifischer Transformationshemmnisse vor. In Abbildung 4-2 werden die prozessspezifischen Herausforderungen der im Smlnd bottom-up abgebildeten und für Bayern relevanten Industrieprozesse (s. Abschnitt 3.1.1) anhand der Kriterien Prozesstemperatur, Investitionszyklen, Hauptenergieträger sowie dem Vorhandensein von Prozessemissionen charakterisiert.

²⁵ Eigene Darstellung in Anlehnung an [15] mit Daten aus [145]. Verbrauch und Emissionen des internationalen Flugverkehrs nicht enthalten.



* LI: high lock-in Risiko | FS: Wechsel zu emissionsfreiem feedstock nötig | ET: Wechsel zu emissionsfreiem Energieträger nötig | PS: innovative Prozessroute benötigt (LI): ein hohes lock-in Risiko liegt vor. Mittels Wartungsarbeiten kann die Lebensdauer jedoch verlängert und so der Reinvestitionszeitpunkt hinausgezögert werden
 ** Prozesse wurden zusammengefasst, um eine übersichtliche Darstellung zu ermöglichen.

Abbildung 4-2: Prozessspezifische Herausforderungen der bayerischen Industrietransformation²⁶

Die in Abbildung 4-2 gezeigten Prozesse weisen mit Ausnahme des Papiergewerbes (Papier- und Altpapier-, Zellstoff- und Holzstoffproduktion) Temperaturniveaus von über 500 °C auf. Dabei gilt, dass bei höherem Temperaturniveau auch die technischen Anforderungen an die benötigte THG-Verminderungstechnologie steigen. In unteren und mittleren Temperaturbereichen wird tendenziell mit Heißwasser und Dampf gearbeitet, deren Herstellung unabhängig vom jeweiligen Prozess mit Technologien wie Gaskesseln oder Elektrodenheizkesseln erfolgen kann. Auch wenn, wie eingangs dargestellt, der Anteil der energieintensiven Hochtemperaturprozesse in Bayern unter dem nationalen Durchschnitt liegt, zeigt die Abbildung, dass für eine klimaneutrale bayerische Industrie dennoch eine Reihe von Prozesstransformationen benötigt werden.

Mit Blick auf die geringe verbleibende Restzeit von heute bis ins Zieljahr 2040 und die oft sehr langen Lebensdauern industrieller Prozesstechnologien spielen zudem die typischen Investitionszyklen bzw. der nächste anstehende Investitionszeitpunkt eine wichtige Rolle bei der Industrietransformation.²⁷ Dabei geht es darum, die Reinvestition in eine potenziell klimaneutrale Verfahrensrouten möglichst dann zu tätigen, wenn die bestehenden Anlagen das Ende ihrer Lebensdauer erreichen oder größere Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten anstehen. So kann vermieden werden, dass noch lauffähige Anlagen mit teils hohen buchhalterischen Restwerten vorzeitig stillgelegt werden müssen. Dadurch reduzieren sich in der Investitionsrechnung und -bewertung die Mehrkosten

der in der Regel teureren klimaneutralen Verfahrensrouten gegenüber den konventionellen Technologien. Bei lediglich sieben Restjahren bis zur Erreichung des Ziels bedeutet das sogar für Prozesstechnologien mit nach industriellen Maßstäben kurzen Lebensdauern von ca. 10 - 15 Jahren (z. B. Ofenreisen von Glasschmelzen), dass lediglich ein günstiger Reinvestitionszeitpunkt existiert. Bereits durch den Vergleich der Lebensdauern von konventionellen Industrieanlagen mit der verbleibenden Restzeit bis zur Zielerreichung zeigt sich also, dass unverzüglich Investitionssicherheit und -anreize geschaffen werden müssen, damit in Bayern die anstehenden Investitionen in Hinsicht auf klimaneutrale Produktionsprozesse getätigt werden.

²⁶ Eigene Darstellung in Anlehnung an [15].

²⁷ Da die Altersstruktur der Anlagen in Bayern weder durch öffentlich verfügbare Dokumente noch durch den Stakeholderprozess in Erfahrung gebracht werden konnte, werden die typischen Investitionszyklen als Indikatoren für die theoretische Anzahl an Reinvestitionszeitpunkten bis 2040 herangezogen.

4.1.1 Basisdaten und Grundannahmen

Grundlage für die Analyse von Treibhausgasverminderungspfaden für den bayerischen Industriesektor sind Verbrauchsdaten auf Wirtschaftszweig- und Prozessebene sowie eine Sammlung von ca. 130 technischen CO₂-Verminderungsoptionen. Details zu den in der Modellierung angenommenen technischen und wirtschaftlichen Daten der Prozesse und Maßnahmen finden sich in [15]. Der Fokus in diesem Abschnitt liegt insbesondere auf den grundlegenden Annahmen zur Entwicklung der Bruttowertschöpfung (BWS) und den Produktionsmengen sowie den szenarioabhängigen Annahmen zur Implementierung von THG-Vermeidungstechnologien.²⁸

Bruttowertschöpfungs- und Produktionsmengenentwicklung

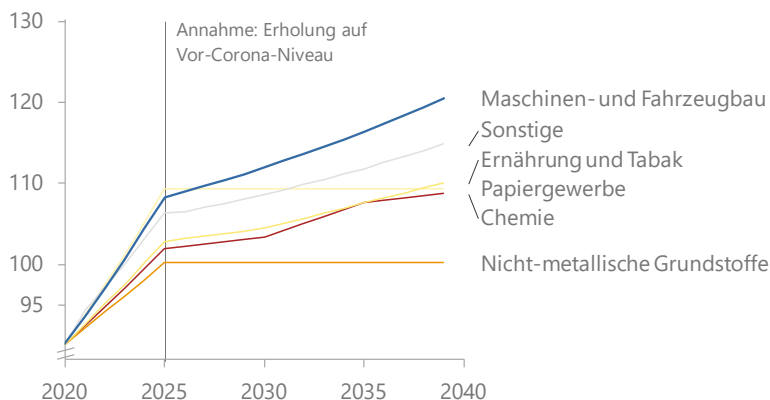
Aus Mangel an bayernspezifischen Szenarien und Prognosen zur Entwicklung der Bruttowertschöpfung nach Wirtschaftszweig und der Produktionsmengen energieintensiver Prozesse wurde im Rahmen des Vorhabens „Bayernplan Energie 2040“ für die Langzeitentwicklung auf bundesweite Annahmen aus [67] zurückgegriffen.³⁰ Da in [67] Annahmen zur Entwicklung während und nach der Corona-Pandemie getroffen wurden, die während der Erstellung dieser Studie zum Teil von Realdaten eingeholt wurden, wurde die folgende Vorgehensweise gewählt, um die kurzfristigen

Entwicklungen möglichst genau abzubilden und langfristig Konsistenz zu [67] zu wahren:

- 1) Verwendung verfügbarer statistischer Werte sofern möglich,
- 2) bis 2025 Steigerung der Wertschöpfung und Produktionsmengen auf das Vor-Corona-Niveau von 2019, sofern in [67] keine höhere Menge angesetzt wurde oder die Werte 2020 über denen von 2019 lagen,
- 3) 2025 bis 2040 wird die Wachstumsrate aus dem Projektionsbericht herangezogen,
- 4) Abweichung von den getroffenen Annahmen, sofern quantifizierbare bayernspezifische Aussagen in den Stakeholderworkshops getätigt wurden.

Im Rahmen der Stakeholderworkshops (s. Abschnitt 2) wurden gezielt Rückfragen zur Entwicklung dieser Kennzahlen gestellt, um bayernspezifische Trends aufzugreifen. Letztlich wurden aus diesem Grund lediglich die Annahmen für die Chlor- und Ethylenherstellung gegenüber dem Projektionsbericht leicht angepasst. Folglich liegen den Berechnungen bundesweite Entwicklungen zugrunde. Abbildung 4-3 zeigt das Ergebnis.

Bruttowertschöpfung
(2019 = 100)



Produkt	Ø Wachstumsrate '20-'40 in %/a
Aluminium	0.9
Stahl	0.9
Hohl- und Flachglas	0.7
Chlor	0.6
Holzstoff	0.6
Papier	0.4
Zellstoff	0.4
Methanol	0.3
Zement und Ethylen	0.0
Kalk	-0.6

Abbildung 4-3: Entwicklung der Bruttowertschöpfung und Produktionsmengen 2019 bis 2040²⁹

²⁸ Da im Rahmen der Vorrecherche und der Stakeholderworkshops in Vorbereitung auf die Modellierungsarbeiten keine bayernspezifischen Werte für technische Prozess- und Verminderungstechnologieparameter (z. B. spezifische Strom- und Brennstoffverbräuche, Nutzungsgrade, Brennstoffaufteilungen) identifiziert werden konnten, werden in der Regel deutsche oder europäische Durchschnittswerte für die Berechnung herangezogen. Auch für die Entwicklung der BWS und der Produktionsmengen liegen nach dem Wissen der Autoren keine bayernspezifischen Langzeitszenarien bzw. -prognosen vor. Auch hier wurde daher auf bundesweite Analysen zurückgegriffen.

²⁹ Bei der Einschätzung der Werte gilt es zu berücksichtigen, dass das Basisjahr entscheidenden Einfluss auf die dargestellten durchschnittlichen Wachstumsraten hat.

³⁰ Die im Januar 2023 veröffentlichten Rahmendaten für den Projektionsbericht 2023 konnten leider nicht mehr in den Berechnungen der Endenergieverbräuche berücksichtigt werden, da diese zu dem Zeitpunkt bereits abgeschlossen waren. Die langfristige BWS-Entwicklung unterscheidet sich jedoch nur geringfügig.

Es wurde darüber hinaus angenommen, dass die jeweiligen Technologiepfade, die in den vier Szenarien E.plan, H₂igher, AgreE und bEElated eingeschlagen werden, keine Rückwirkungen auf die zugrundeliegende Wachstumsprognose haben und diese folglich szenarioübergreifend gültig ist.³¹

Treibhausgasverminderungsstrategien

Abbildung 4-4 zeigt die grundlegenden Kategorien, in die THG-Verminderungstechnologien eingeordnet werden können. In den Szenarien E.plan, H₂igher und bEElated setzt sich der industrielle Transformationspfad aus einer Kombination von technischen Maßnahmen aus den Kategorien Energie- und Materialeffizienz, Brennstoff- und Materialsubstitution sowie CO₂-Abscheidung zusammen. Grundlage der Szenarien sind detaillierte quantitative technische Verminderungsmaßnahmen [15]. Aufbauend auf dem Szenario E.plan wird im Szenario AgreE mittels eines vereinfachten Ansatzes über sogenannte Suffizienzfaktoren der Effekt von Energie- und Material-suffizienzmaßnahmen auf den Endenergieverbrauch der Industrie analysiert.³²

Die Umsetzung von Energie- und Materialeffizienzmaßnahmen allein ist unzureichend, um die Klimaziele für die bayerische Industrie zu erreichen. Dies resultiert aus den unteren physikalischen Grenzen, die für den Energieverbrauch der verschiedenen Produktionsprozesse existieren. Darüber hinaus können die aufgrund von chemischen Reaktionen ausgestoßenen Prozessemissionen durch die Umsetzung von

Effizienzmaßnahmen nicht reduziert werden. Nichtsdestotrotz sind Effizienzmaßnahmen eine Grundvoraussetzung für das Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele. Grund hierfür ist, dass mittel- bis langfristig die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen den Bedarf an emissionsfreien Energieträgern wie Strom, Biomasse oder synthetischen Energieträgern eingrenzt. Darüber hinaus können sie dazu beitragen, bereits kurzfristig Emissionen zu reduzieren, da die Technologien oft bereits heute verfügbar sind, während innovative Verfahrensrouten in der Regel im industriellen Maßstab noch wenig erprobt sind. Grundsätzliche Leitlinie für die Umsetzung von THG-Verminderungstechnologien in der Industrie ist folglich das „Efficiency First“-Prinzip.

Die dem Modell Smlnd zur Verfügung stehenden Effizienztechnologien und deren technischen Potenziale wurden auf Grundlage realer Maßnahmendaten berechnet, die an der FfE über viele Jahre im Rahmen von Energieeffizienzaudits gesammelt wurden. Die daraus abgeleiteten technischen Effizienzpotenziale werden in den Szenarien vollständig umgesetzt. Es wird jedoch nicht davon ausgegangen, dass in Zukunft weitere, heute nicht absehbare Effizienzpotenziale auftauchen. Damit wird in den Szenarien zwar eine ambitionierte Umsetzung von technischen Effizienzmaßnahmen angenommen, die obere Potenzialgrenze kann jedoch als konservativ bzw. aus heutiger Sicht technisch begründbar angesehen werden. Auch in den Stakeholderworkshops wurden existierende Effizienzpotenziale thematisiert und die teils qualitativen

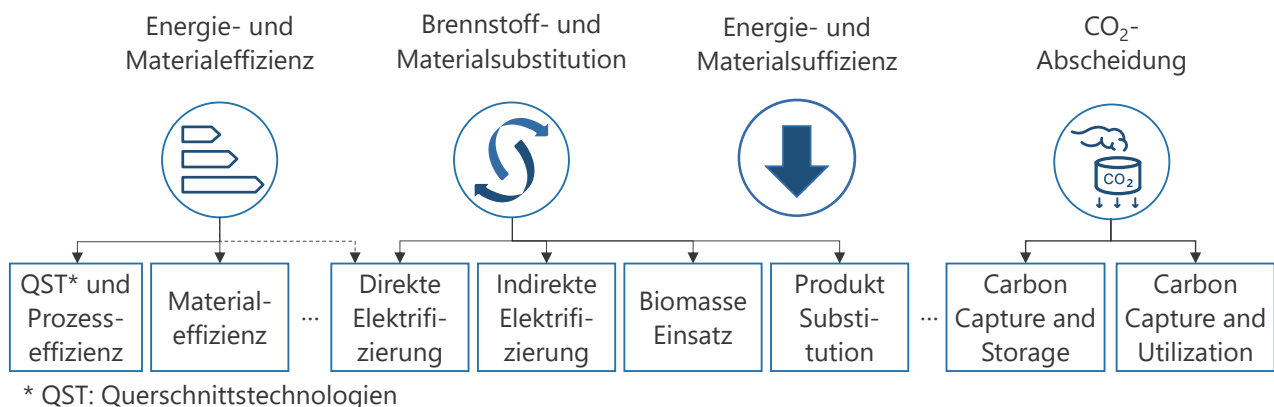


Abbildung 4-4: Kategorisierung von THG-Verminderungsoptionen³³

³¹ Die getroffenen Annahmen bilden die Folgeeffekte der extremen Energieträgerpreissteigerungen im Jahr 2022 nicht ab. Erste Abwanderungseffekte der Grundstoffindustrie wurden zum Zeitpunkt der Berichtserstellung jedoch bereits beobachtet. So hat z. B. die BASF beschlossen, die Ammoniakproduktion in Ludwigshafen aufgrund der hohen Erdgaspreise stillzulegen [175]. Aus Sicht der Autoren der Studie ist es jedoch sinnvoller, mit optimistischeren Wachstumsraten

zu rechnen und die damit verbundenen gesteigerten Herausforderungen an das Energiesystem zu überschätzen als umgekehrt.

³² Orientierung an der Studie [69].

³³ Übersetzt aus [15].

Aussagen der Akteur:innen im Nachgang mit den quantitativen Maßnahmendaten verglichen. Dabei wurde ersichtlich, dass je nach Branche Effizienzverbesserungen von ca. 1 %/a bis 2 %/a von heute bis ins Jahr 2040 eine valide Annahme darstellen.

Mit Blick auf die Umsetzung der Brennstoffsubstitutionsmaßnahmen können die eingesetzten Technologien grundlegend in drei Kategorien eingeteilt werden: direkte Elektrifizierung (Direktstromnutzung), indirekte Elektrifizierung (Einsatz von Wasserstoff oder synthetischen Brennstoffen) und Biomassesubstitution. Abbildung 4-5 zeigt den industriellen Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungen in Bayern sowie die daraus abgeleitete Größe des „theoretischen Substitutionspotenzials“. Letzteres zeigt die heute noch fossilen Verbräuche nach Temperaturniveau, die in Zukunft durch klimaneutrale Alternativen substituiert werden müssen, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen.³⁴

Abbildung 4-5 (a) zeigt, dass der Einsatz von Strom zur Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und industrieller Prozesswärme in allen Temperaturbereichen eine untergeordnete Rolle spielt. Fossile Energieträger dominieren die Produktionsprozesse. Im Bereich der Querschnittstechnologien (QST) hingegen dominieren strombasierte Technologien.³⁶ Diese Anwendungsbereiche sind für die Maßnahmen im Bereich der Energieträgersubstitution folglich nicht relevant.

Abbildung 4-5 (b) zeigt die fossilen Endenergieverbräuche des Industriesektors nach Anwendungen und Industriezweig. Im Bereich der Niedertemperaturwärme <100 °C stellen die Wirtschaftszweige Ernährung und Tabak (z. B. Pasteurisierung bei der Herstellung von Milch) sowie der Fahrzeug- und Maschinenbau die größten fossilen Verbraucher dar. Auch im Temperaturband 100 °C bis 500 °C dominieren Wirtschaftszweige, deren Prozesse eher im Bereich 100 °C bis 200 °C auf der Bereitstellung von Heißwasser und Dampf basieren (insbesondere Prozesse wie die thermische Trocknung im Papiergewerbe, die Ultrahochtemperaturerhitzung bei der Milchherstellung oder die Lackierereien im Fahrzeugbau). In diesem Temperaturbereich stehen bereits heute marktreife direktelektrische Technologien wie Großwärmepumpen, Heizstäbe und Elektrodenheizkessel zur Verfügung, die zum Teil hohe Effizienzverbesserungen gegenüber den aktuell eingesetzten fossil betriebenen Kesseln ermöglichen. Auch wenn im Rahmen der unterschiedlichen Technologieschwerpunkte in den Szenarien in diesem Temperaturbereich eine gewisse Variation der Durchdringungstiefe direktelektrischer Technologien angenommen wurde, bleibt festzuhalten, dass aufgrund der deutlichen primärenergetischen Effizienzvorteile direktelektrischer Lösungen im Vergleich zum Einsatz von grünem Wasserstoff und synthetischen Energieträgern in diesem Bereich davon ausgegangen werden kann, dass diese Wärmeanwendungen in Zukunft überwiegend direkt mit Strom betrieben werden. Dabei floss auch hier eine der zentralen Aussagen der Industrievertreter:innen aus den Stakeholderworkshops mit ein, in denen eindeutig konstatiert

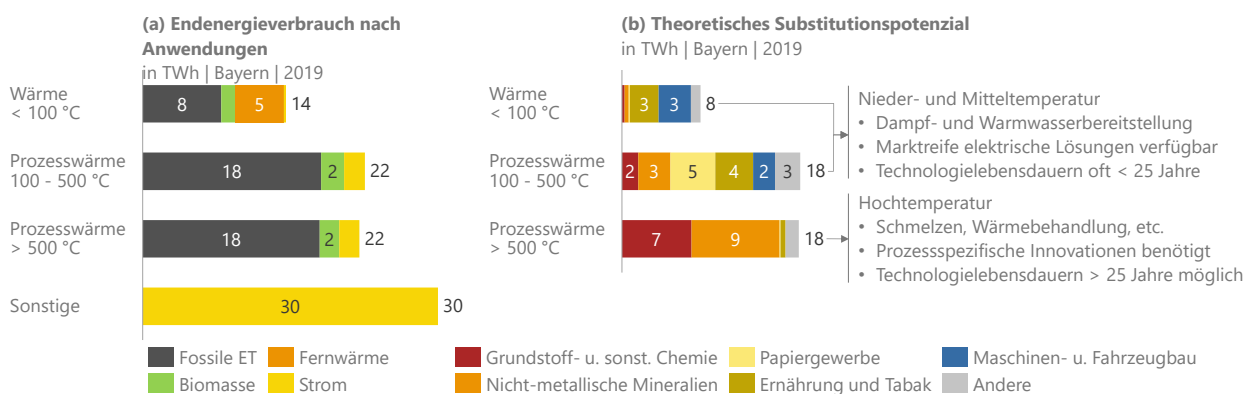


Abbildung 4-5: Endenergieverbrauch nach Anwendungen und Substitutionspotenzial in Bayern³⁵

³⁴ Dabei gilt als grundsätzliche Leitlinie der Szenariogestaltung, dass heute bereits auf Biomasse, Strom oder Fernwärme basierende Prozessanwendungen nicht substituiert werden, da dies keinen direkten Effekt auf die Reduktion der Scope 1-Emissionen der Industrie hat.

³⁵ Eigene Darstellung in Anlehnung an [15] mit Daten aus [145]. Für Bayern liegt keine gesonderte anwendungsorientierte Energiebilanz

vor, weshalb die Anwendungseinteilung je Energieträger und Wirtschaftszweig auf Grundlage der deutschen Anwendungsbilanz berechnet wurde [176].

³⁶ Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnologie, mechanische Energie und Prozess- und Klimakälte.

Exkurs: Suffizienzmaßnahmen im Szenario AgreE

Im Rahmen des Szenarios AgreE wird ein Trend hin zu suffizienterem Verhalten innerhalb der Gesellschaft zusätzlich zur Umsetzung von technischen Verminderungsmaßnahmen aus den zuvor beschriebenen THG-Verminderungskategorien unterstellt. Dieser wirkt sich annahmegemäß auch auf die hiesige Industrieproduktion aus. Wie in Abschnitt 2 beschrieben, ist das Ziel des Szenarios AgreE in erster Linie die Untersuchung der Rückwirkungen eines geringeren Endenergieverbrauchs auf die Energiebereitstellungsseite. Da im Rahmen dieses Vorhabens keine umfangreichen Analysen zur Quantifizierung der ökonomischen Rückwirkungen von Verhaltensveränderungen auf die industrielle Produktion möglich waren, wird für dieses Szenario auf Ergebnisse aus der Studie [69] zurückgegriffen.

wurde, dass „nicht damit gerechnet wird, dass vor 2030 nennenswerte Wasserstoffmengen zur energetischen Nutzung in Industrieanwendungen zur Verfügung stehen werden.“ Szenarioübergreifend kommt es folglich vor 2030 zu keinem nennenswerten Einsatz von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern, auch wenn auf der Anwendungsseite aus Industriesicht die technische Komplexität dieser Lösung geringer ist.

Im Temperaturbereich über 500 °C dominieren Prozesse aus den energieintensiven Wirtschaftszweigen nichtmetallische Mineralien sowie der Chemie den fossilen Energieverbrauch in Bayern. In einer Vielzahl der darunter aufgegliederten Prozesse sind direkte elektrische Lösungen im industriellen Maßstab noch unerprobt (z. B. elektrischer Drehrohrofen oder elektrischer Steamcracker). Diese „blinden Flecken“ der Direktstromnutzung stellen aus heutiger Sicht plausible Anwendungsgebiete für indirekte Elektrifizierungsmaßnahmen dar. Im Rahmen der Modellierung wurden in dieses Temperaturband keine generischen Elektrifizierungsmaßnahmen implementiert. Das bedeutet, dass der Einsatz von Direktstromtechnologien nur in Zusammenhang mit einem Bottom-up-modellierten Prozess und somit mit einer konkreten Technologieoption erfolgt. Grund hierfür

Aus den dort berechneten Rückwirkungen von suffizienterem Konsumverhalten auf die industrielle Produktion wurden für AgreE sogenannte Suffizienzfaktoren berechnet. Letztere quantifizieren den jährlichen Rückgang des industriellen EEV in %/a. Da auch in [69] nur wenige Informationen zum Zusammenhang zwischen rückläufigem Konsumverhalten und reduzierter Industrieproduktion aufgezeigt werden, wurde davon abgesehen, die Suffizienzfaktoren weiter zu untergliedern (z. B. nach Wirtschaftszweig). Insgesamt wird mit einem Rückgang des EEV von 0,25 %/a im Zeitraum 2020 bis 2040 gerechnet. Was suffizienteres Verhalten in den Sektoren Verkehr und Gebäude bedeutet, ist aus den Exkursen der Abschnitte 4.2.1 und 4.3.1 zu ersehen.

sind die teils hohen technischen prozessindividuellen Anforderungen an solche Lösungen.³⁷

In den weder durch Bottom-up modellierten Prozessen noch durch Querschnittstechnologien abgedeckten Bereichen des industriellen EEVs (s. Abschnitt 3.1.1) wurde über alle Szenarien hinweg angenommen, dass Wasserstoffbrenner zur Substitution fossiler gasförmiger Energieträger (v.a. Erdgas) ab ca. 2030 zur Verfügung stehen, und dass die verbleibenden Braun- und Steinkohleverbräuche durch biogene Alternativen substituiert werden. Dabei kommt es über die Sektoren und Szenarien hinweg zu einer intersektoralen Verschiebung der Nutzung biogener Energieträger insbesondere aus dem Verkehrssektor in den Industriesektor. In jedem Fall wird das erwartete verfügbare nachhaltige Biomassepotenzial für Europa aus [68] nicht überschritten. Für die Szenariokonstruktion in dieser Studie wird die Nutzung von Biomasse auf Anwendungsbereiche beschränkt, in denen es Stand heute keine Alternativen zur tiefen Emissionsminderung gibt oder aufgrund einer nachgelagerten CO₂-Abscheidung (und Speicherung) die Möglichkeit besteht, Negativemissionen zu erzielen (z. B. in der Zement- und Kalkindustrie).

Durch die Abscheidung von CO₂ aus dem Abgasstrom von Industrieanlagen werden sowohl energie- als auch prozessbedingte Emissionen vermindert. Wie

³⁷ Hinweis: es existiert eine Reihe von direktelektrischen Lösungen, mit denen bereits heute Temperaturen von mehreren Tausend Grad Celsius erreicht werden können [177], [178]. Teilweise ist jedoch noch unklar, wie genau die Prozessintegration im Einzelfall erfolgen soll. Daher wurde von einem pauschalen Einsatz der Technologien im Szenario abgesehen.

hoch der Anteil des abgeschiedenen klimaschädlichen Gases ist, hängt dabei u. a. von dessen Konzentration im Abgasstrom ab. Typische Abscheideraten im Bereich der Zementproduktion liegen bei ca. 90 - 95 %, während im Bereich der Primärstahlherstellung zum Teil nur ca. 30 % erreicht werden [70]. Der Einsatz von Technologien zur CO₂-Abscheidung ist in bestimmten Industrieprozessen aus Mangel an Alternativen dennoch eine Grundvoraussetzung für die tiefe Reduktion von THG-Emissionen (z. B. Zement und Kalk). Als grundlegende Leitlinie in den hier berechneten Szenarien gilt, dass die CO₂-Abscheidung aufgrund der hohen Kosten und der Akzeptanzprobleme nur bei industriellen Punktquellen eingesetzt wird, für die keine Alternative zur tiefen THG-Verminderung existieren.³⁸ Darüber hinaus wird darauf geachtet, dass die Technologie dort zum Einsatz kommt, wo Emissionen mit biogenem Ursprung abgeschieden werden, da dies bei anschließender Speicherung des CO₂ die Möglichkeit eröffnet, bilanziell Negativemissionen zu erzielen. In Bayern ist das die Zement- und Kalkindustrie.³⁹

Branchenspezifische Transformationspfade

Nachdem nun die grundlegenden Transformationsstrategien und -leitlinien für die Szenariokonstruktion umrissen wurden, sind in Tabelle 4-1 die technologie-spezifischen Annahmen für die drei im Detail modellierten Szenarien zusammengefasst. Für Übersichten zu den grundsätzlich zur Verfügung stehenden Technologieoptionen je Prozess wird auf [15] und die dort aufgeführte Literatur verwiesen.

Tabelle 4-1 zeigt, dass in allen im Detail modellierten Szenarien Effizienzmaßnahmen im Bereich der Querschnitts- und Prozesstechnologien zum Einsatz kommen. Es werden Parameterspannweiten angegeben, da ca. 100 Einzelmaßnahmen in den Kategorien Prozess- und Querschnittseffizienz zusammengefasst wurden. Als grundsätzliche Leitlinie für E.plan und H₂igher gilt, dass der Maßnahmenhochlauf beginnt, sobald die entsprechenden Technologien marktreif sind. Dies ist im Fall von Effizienzmaßnahmen überwiegend bereits heute der Fall, weshalb mit der Maßnahmenumsetzung sofort begonnen werden kann. Konsistent zu der in Abschnitt 2 aufgeführten

Szenariostoryline wird davon ausgegangen, dass im Szenario bEElated mit der Umsetzung der Effizienzmaßnahmen erst später begonnen werden kann.

Da es in Bayern keine Primärstahlherstellung gibt, spielen die Maßnahmen zur Transformation dieses energieintensiven Prozesses nur indirekt eine Rolle. Je nach Szenario erfolgt in Deutschland und dem Rest von Europa eine Substitution der Hochofenrouten durch Einsatz der wasserstoffbasierten Direktreduktionsroute (DRI) und einer Ausweitung der Sekundärstahlproduktion unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Stahlschrott (z. B. [141], [70], [68], [71], [72]). Dabei wird in E.plan und bEElated angenommen, dass in Deutschland ca. 40 % der heutigen Rohstahlproduktion bis in das Zieljahr 2045 durch Recyclingstahl zur Verfügung gestellt werden kann.⁴⁰ Es kommt folglich aufgrund der Maßnahmenumsetzung im Szenario sowie des Mengenwachstums in der Stahlerzeugung gegenüber dem Jahr 2019 bis 2040 zu einem Anstieg der Sekundärstahlproduktion in Bayern von ca. 25 %, was ca. 300 Mt Recyclingstahl entspricht.⁴¹ Dabei gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass die Transformation der Primärstahlherstellung bis 2040 nicht abgeschlossen ist, sondern erst mit Erreichung des deutschen Zieljahres 2045. Im Szenario H₂igher wird, wie in Abschnitt 2 beschrieben, verstärkt auf Wasserstofftechnologien gesetzt, weshalb hier davon ausgegangen wird, dass die Primärstahlproduktion vollständig auf DRI umgestellt wird. Über alle Szenarien hinweg werden die in Elektrolichtbogenöfen eingesetzten Erdgasbrenner zur Schrottvorwärmung durch Wasserstoffbrenner substituiert, um die energiebedingten Scope 1-Emissionen in diesem Prozess zu reduzieren. Darüber hinaus wird angenommen, dass die aus metallurgischen Gründen zum Einsatz kommende fossile durch biogene Kohle ersetzt wird und somit die Produktion im Zieljahr bis auf die durch den Elektrodenabbrand anfallenden Prozessmissionen vollständig emissionsfrei erfolgt. Die Transformation der Stahlindustrie in Bayern ist folglich vor allem von der Verfügbarkeit der emissionsfreien Energieträger Strom, Wasserstoff und Biomasse abhängig. Das Mengenwachstum hängt sowohl von der

³⁸ Hierzu zählen neben diversen industriellen Produktionsprozessen auch Müllverbrennungsanlagen (MVA). Werden Emissionen an MVA abgeschieden, so können Kohlenstoffkreisläufe, die bei der Produktion von Plattformchemikalien in Steamcrackern beginnen und mit der Verbrennung von z. B. Plastikabfällen enden, geschlossen werden. Im Rahmen dieser Studie erfolgte keine gesonderte Betrachtung der Kohlenstoffkreisläufe, weshalb auch keine CO₂-Abscheidung an MVA angenommen wird. Die Verbrennung von Abfällen verursacht Emissionen, die anderweitig kompensiert werden müssen.

³⁹ Mehr zum Thema Akzeptanzprobleme in [70], [179] und [180].

⁴⁰ Der Studienvergleich zur Entwicklung der Stahlproduktionsmengen je Verfahrensrouten in [141] zeigt eine Spannweite des Sekundärstahlanteils im Zieljahr von 35 % bis 50 %. Die in dieser Studie getroffene und auf [15] basierende Annahme liegt folglich im Rahmen der üblichen Annahmen.

⁴¹ In Bayern wird Recyclingstahl lediglich an einem Standort der Lechstahlwerke GmbH in Meitingen produziert. Ob am Standort eine solche Produktionsmengensteigerung realisiert werden könnte, wurde im Rahmen dieser Studie nicht gesondert überprüft.

Tabelle 4-1: Szenarioabhängige Eingangsparameter für die Industriemodellierung in Bayern⁴²

	CO ₂ Verminderungsmaßnahme	Referenz Prozess / Anwendung	Frühester Maßnahmenbeginn			Austauschrate %/a	Anwendungsfaktor in %		
			E.plan	H ₂ igher	bEElate		E.plan	H ₂ igher	bEElate
Effizienz	Prozesseffizienz	Prozessanwendungen	2021 & 2025	2023 & 2025	3 – 20	—	10 – 99	—	
	QST Effizienz	QST Anwendungen	— 2021 —	2023	4 – 100	—	16 – 99	—	
Energieträgerwechsel (Prozessinnovation)	Elektrolichtbogenofen	Primary steel	2025	-	2030	5	10	-	10
	MTO/MTA	HVC	— 2025 —	2030	7-10	60	100	50	
	Elektrocracker	HVC	2030	-	2030	10	40	-	50
	Multi-fuel & H ₂ -Brenner	Zement & Kalk	2025 & 2030	2030	7-10	—	100	—	
	Elek. Schmelzwanne	Hohlglas	— 2030 —	—	5 - 10	80	30	30	
	Oxyhybridwanne	Hohlglas	— 2025 —	2030	5 - 7	20	70	70	
	Elek. Schmelzwanne	Flachglas	— 2030 —	—	5 - 7	80	10	10	
	Oxyhybridwanne	Flachglas	— 2025 —	2030	7	20	90	90	
	Power-to-heat	Papiermaschine	2025	2025	2030	7-10	50	20	40
	Wasserstoffbrenner	Papiermaschine	— 2030 —	—	7-10	30	60	40	
Biomasseinsatz	Papiermaschine	— 2025 —	—	7-10	20	20	20		
QST ETW	GroßWP	RW & PW <100 °C	— 2025 —	2025	5 - 7	100	80	80	
	GroßWP & EHK	PW 100 °C – 500 °C	— 2025 —	2025	5 - 7	100	50	50	
	Multi-fuel-Brenner	RW & PW	— 2025 —	2030	7-20	—	100	—	
	H ₂ -Brenner	RW & PW	— 2030 —	—	5-25	—	100	—	
CC	CCS Zement / Kalk	Zement / Kalk	— 2030 —	—	10	—	100	—	

QST: Querschnittstechnologie | CC(S): Carbon capture and Storage | ETW: Energieträgerwechsel
HVC: High value chemicals | RW: Raumwärme | PW: Prozesswärme | WP: Wärmepumpe | MTO/MTA: Methanol-to-Olefines/Aromatics

Schrottverfügbarkeit als auch der Primärstahltransformation im übrigen Deutschland ab.

Es gilt hervorzuheben, dass eine Ausweitung der Sekundärstahlherstellung direkt von der Verfügbarkeit von Stahlschrotten in einer passenden Qualität abhängig ist. Die der Studie zugrundeliegenden Annahmen bei der Stahltransformation können also nur dann realisiert werden, wenn in Zukunft auch mehr Schrotte in der geeigneten Qualität zur Verfügung stehen. Hierzu muss aus heutiger Sicht die Recyclingquote von Stahl weiter erhöht werden und z.B. durch Verbesserungen bei der Sortierung von Schrotten sichergestellt werden, dass Qualitätsschrotte (z. B. aus der Automobilindustrie) vor dem Recycling nicht verunreinigt werden. [141] zufolge kann dieser Herausforderung bereits heute auch durch ein intelligenteres Produktdesign begegnet werden, das in Zukunft die Sortierung der Schrotte nach Qualität vereinfacht. Ob es tatsächlich zu einer Erhöhung der

Sekundärstahlproduktion in Bayern kommt, hängt folglich unter anderem auch von der Schrottverfügbarkeit ab [142].

Der Verbrauch der chemischen Industrie verändert sich in der Modellierung aufgrund der oben eingeführten Annahmen zur Veränderung der BWS, der Produktionsmengen sowie der Implementierung von technischen CO₂-Verminderungsmaßnahmen. Der Produktmix der chemischen Industrie bleibt hiervon weitestgehend unberührt. Zukünftige unternehmensspezifische Pläne zur Herstellung von Sustainable Aviation Fuels (SAF), wie sie in der Studie [73] ausgewiesen werden, sind nicht Teil der Industriemodellierung. Wie in Abschnitt 3 beschrieben, wird die Entscheidung, ob synthetische Energieträger in Bayern hergestellt oder importiert werden, im Modellverbund auf Basis der Kostenoptimierung im Energiesystemmodell ISAaR getroffen. Eine Zuweisung dieser Mengen zu einzelnen Akteuren der Industrie ist im Anschluss nicht mehr möglich. Unabhängig davon werden in

⁴² Eigene Darstellung in Anlehnung an [15]. Das Szenario Agree taucht in dieser Übersicht nicht auf, da keine Bottom-up-Modellierung durchgeführt wurde. Die Austauschrate sagt aus, wie viel der konventionellen Technologie jährlich durch die Verminderungstechnologie substituiert wird. Der Anwendungsfaktor zeigt auf, auf

welchen Anteil des aktuell verfügbaren Technologiebestandes die Maßnahme angewendet werden kann. Die der Darstellung zugrundeliegenden Einzelmaßnahmen und deren Parameter sind in [15] zusammengefasst.

Abschnitt 4.4 die SAF-Bedarfe des internationalen Flugverkehrs ausgewiesen, in einer gesonderten Rechnung wird aufgezeigt, welche zusätzlichen Strombedarfe durch deren Produktion (in Bayern) entstehen würden.

Zwei zentrale Herausforderungen zur Treibhausgasverminderung in der bayerischen Chemieindustrie sind die Transformation der Steamcracker sowie der heute überwiegend auf Erdgas basierenden Dampfherstellung [73]. Im Rahmen dieses Vorhabens wird die Herstellung von HVCs in Steamcrackern und die Chlorelektrolyse in Bayern Bottom-up abgebildet.⁴³ Darüber hinaus werden Maßnahmen zur direkten und indirekten Elektrifizierung der Dampfherstellung über sogenannte Querschnittsmaßnahmen, in Abhängigkeit vom Temperaturniveau und den Ausgangsenergeträgern, modelliert. Mit Blick auf die Transformation der Steamcracker orientiert sich die Studie an [74], [70], [75], wo überwiegend auf elektrische Steamcracker mit grünem, synthetischem Naphtha als Feedstock und/oder die methanolbasierten Verfahrensrouen Methanol-to-Olefines (MTO) bzw. Methanol-to-Aromatics (MTA) gesetzt wird.⁴⁴

In Bayern wurden 2019 ca. 600 kt Ethylen in Steamcrackern produziert.⁴⁵ Wie in Tabelle 4-1 dargestellt, werden in E.plan und bEELated im Zieljahr ca. 60 % der Olefine und Aromaten mittels MTO/MTA-Verfahren produziert und 40 % mittels Electrocracker. In H₂igher wird die im Vergleich zu anderen Systemstudien extreme Annahme getroffen, dass die Produktion vollständig über die MTO/MTA-Route erfolgt. Der dadurch im Rahmen der Szenarien entstehende Bedarf an grünem Methanol und Naphtha wird gesondert ausgewiesen (s. Abschnitt 4.1.2). Gem. der Übersicht zur Parametrierung der HVC-Produktion in anderen Systemstudien aus [141] liegt der Anteil der MTO/MTA-Routen zwischen 20 % und 90 % und der des elektrischen Crackers mit grünem Feedstock bei ca. 30 % bis ca. 60 %. Damit bewegen sich die in dieser Studie getroffenen Annahmen mit Ausnahme der

⁴³ Die Ammoniak- und Methanolherstellung werden ebenfalls bottom-up transformiert, sind jedoch nicht am Standort Bayern ansässig. Die Chlorproduktion ist bereits überwiegend strombasiert. Es bedarf daher keiner grundsätzlichen Prozesstransformation, um diese zu dekarbonisieren. Der als Abfallprodukt anfallende Wasserstoff sowie weitere Koppelprodukte der chemischen Industrie werden nicht gesondert ausgewiesen, sofern diese auch in der bayerischen Energiebilanz nicht gesondert ausgewiesen sind.

⁴⁴ In [141] steht zudem Pyrolyseöl als Eingangsstoff zur Verfügung. Diese Verfahrensroute wurde im vorliegenden Vorhaben nicht näher untersucht. Mit Ausnahme von [36], wo ca. 35 % der HVC-Produktion im Zieljahr über diese Verfahrensroute bereitgestellt werden, spielt diese jedoch nur eine untergeordnete Rolle [141].

Extremannahme in H₂igher grundsätzlich im Rahmen der gängigen Systemstudien.

Die Transformation der Herstellungsprozesse von Zement, Kalk und Glas orientiert sich an den Transformationspfaden aus [142], [31], [76], [77], [78], [79], [80] und [15]. Darüber hinaus konnten im Rahmen der Stakeholderworkshops Informationen zur Brennstoffaufteilung und dem Einsatz von Carbon Capture (CC)-Maßnahmen in diesen Prozessen in die Transformationspfade integriert werden.

Da ca. 60 % der spezifischen Emissionen bei der Kalk- und Zementherstellung prozessbedingt sind und diese auch bei einer vollständig klimaneutralen Energiebereitstellung anfallen würden, ist die CO₂-Abscheidung für die tiefe THG-Verminderung unumgänglich.⁴⁶ Hierbei können Abscheideraten von 90 % bis 95 % erzielt werden. Grundvoraussetzung für diese Maßnahmen ist jedoch eine CO₂-Infrastruktur, die die Quellen mit den entsprechenden Senken verbindet (entweder CO₂-Endlager oder Standorte wie Raffinerien und Chemieparks, an denen das CO₂ bei der Herstellung von Produkten oder synthetischen Energieträgern weiterverarbeitet wird). Da Infrastrukturbetrachtungen nicht im Fokus dieser Studie stehen, wird davon ausgegangen, dass die bayerischen Zementwerke bis in das Zieljahr 2040 an eine solche CO₂-Infrastruktur angeschlossen werden. Tabelle 4-1 zeigt, dass die sechs bayerischen Zementwerke mit Klinkerproduktion und neun Kalkproduktionsstandorte in allen Szenarien ab 2030 bis in das Zieljahr sukzessive mit CO₂-Abscheidetechnologien ausgerüstet werden.

Wie in [15], [81] und [80] ausgeführt, können die Drehrohr- und Schachtöfen der Zement- und Kalkindustrie mit Mehrstoffbrennern ausgestattet werden. Letztere existieren bereits heute und ermöglichen die flexible Verbrennung unterschiedlicher fester, flüssiger und gasförmiger Brennstoffe. Im Vergleich zu anderen Industrien ist die Brennstoffflexibilität bei der Zement- und Kalkherstellung folglich sehr hoch. Wenn die

⁴⁵ Im Anhang (s. Abschnitt 0) wird aufgezeigt, wie die Produktionsmengen der bayerischen Standorte ermittelt wurden.

⁴⁶ Zusätzlich zur Abscheidung der Emissionen aus der Klinkerproduktion können die Emissionen auch durch dessen effizienteren Einsatz oder Substitution reduziert werden. Diese Maßnahmen, wie z. B. der Einsatz alternativer Bindemittel, werden ausführlich in [70], [76], [143] und [181] diskutiert. Da aktuelle Studien wie [141], [70] und [142] davon ausgehen, dass alternative Bindemittel auch in Zukunft nur in Nischenmärkten eingesetzt werden, wurde von einer expliziten Modellierung der Maßnahmen in dieser Studie abgesehen. Dennoch wird berücksichtigt, dass durch den Wegfall der Klinkersubstitute Flugasche und Hüttensand zusätzlicher Klinker für die Zementproduktion benötigt wird und der Energieverbrauch hierdurch steigt.

Herausforderungen hinsichtlich der Flammeigenschaften und der Verbrennung niederkalorischer Biomasse bewältigt werden, könnten beide Verfahren in Zukunft rein mit Biomasse und (erneuerbaren) Abfällen betrieben werden [143], [80]. In Anlehnung an [82] wird daher für die Zementindustrie davon ausgegangen, dass der Anteil von erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Abfällen von heute ca. 65 % auf 90 % steigt. Dabei verdoppelt sich der biogene Anteil im selben Zeitraum auf ca. 50 %. Der restliche Energiebedarf wird durch Wasserstoff gedeckt. In der Kalkherstellung wird davon ausgegangen, dass Kohlen durch biogene Alternativen und Erdgas perspektivisch durch Wasserstoff substituiert werden können. Die Transformation der Festbrennstoffe in der Zement- und Kalkproduktion beginnt in E.plan und H₂igher bereits 2025, wobei Erdgas erst ab 2030 sukzessive aus dem Energiemix verdrängt wird. In bEElated beginnt die Transformation erst 2030, wird jedoch innerhalb von zehn Jahren abgeschlossen.

Da in den Szenarien bei der Kalk- und der Zementproduktion nachhaltige biogene Energieträger in Kombination mit Maßnahmen zur CO₂-Abscheidung zum Einsatz kommen, besteht grundsätzlich die Möglichkeit, bilanziell negative Emissionen zu erzielen. Grundvoraussetzung hierfür ist, dass das CO₂ in Produkten mit geschlossenem Recyclingkreislauf langfristig gebunden oder direkt gespeichert wird. Neben dem Einsatz biogener Energieträger zur stofflichen Nutzung bietet dieser Anwendungsfall aus Sicht der Autor:innen einen hohen Mehrwert, da hierüber Emissionen kompensiert werden können, die an anderer Stelle nur schwer zu vermeiden sind (z. B. Landwirtschaftssektor oder sonstige prozessbedingte Emissionen in der Industrie wie Schmierstoffe und Lösungsmittel).

Sowohl in der Flach- als auch der Behälterglasproduktion wird angenommen, dass in den Szenarien rein elektrische Glasschmelzen und Oxy-Hybridwannen zum Einsatz kommen [142]. Dabei wird in E.plan ein hoher Anteil vollelektrischer Schmelzen von ca. 80 % im Zieljahr angenommen. In den Szenarien H₂igher und bEElated spielen vollelektrische Glasschmelzen eine untergeordnete Rolle mit 10 % Anteil an der Produktionsmenge im Zieljahr bei der Flachglasproduktion und 30 % bei der Behälterglasproduktion. In diesen Szenarien überwiegt der Einsatz der Oxy-Hybridwannen, bei denen ca. 80 % der Schmelzenergie über Elektroden direktelektrisch der Schmelzwanne zugeführt werden und 20 % über die Verbrennung von Wasserstoff [142]. In E.plan und H₂igher wird analog zu den meisten anderen Prozessumstellungen bereits 2025 mit der Transformation begonnen, damit die Transformation bis in das Zieljahr 2040 noch gelingen

kann. Die direktelektrische Schmelzwanne erlangt jedoch erst Anfang der 2030er-Jahre Marktreife. In bEElated kommen beide Technologien erst ab 2030 zum Einsatz, weshalb die Transformation nicht vollständig gelingen kann.

Im Papiergewerbe liegt die Hauptherausforderung bei der treibhausgasneutralen Energiebereitstellung für die thermische Trocknung in der Papiermaschine. Aufgrund des geringen Temperaturniveaus von ca. 160 °C stehen hier neben dem Einsatz von Wasserstoff und Biomasse zukünftig auch die direktelektrischen Technologien Industrierärmepumpe (IWP) und Elektrodenheizkessel (EHK) grundsätzlich zur Verfügung. Wie in Tabelle 4-1 dargestellt, wird angenommen, dass auch weiterhin in der Papierindustrie biogene Abfälle und Biomasse zum Einsatz kommen. Aufgrund der Aussagen der Papierindustrie aus den Stakeholderworkshops wurde zudem angenommen, dass min. 20 % der Dampfbereitstellung über Wasserstoff in KWK-Anlagen oder Dampfkesseln erfolgen. Dies wurde damit begründet, dass für einen gewissen Anteil der Papiersorten durch direktelektrische Verfahren nicht ausreichend Dampf auf einem hohen Druckniveau bereitgestellt werden kann. Im Wasserstoffszenario wird aufgrund der günstigeren Bedingungen für Wasserstoff angenommen, dass ca. 60 % der Papierproduktion über diese Route erfolgen. In E.plan stellt die Kombination aus Elektrodenheizkessel und Wärmepumpe die dominante Technologielösung dar. Prozessemissionen spielen in der Papierindustrie kaum eine Rolle.

Zusätzlich zu den analysierten tiefen THG-Vermeidungstechnologien für die Bottom-up modellierten Prozesse wird eine Reihe von Querschnittsmaßnahmen zur Brennstoffsubstitution implementiert, um z. B. die Warmwasser- und Dampfbereitstellung im Temperaturbereich unter 500 °C zu transformieren. Hierzu gehören vor allem die Nieder- und Mitteltemperaturprozesse aus den Branchen Ernährung und Tabak sowie der Fahrzeug- und Maschinenbau. Tabelle 4-1 zeigt, dass je nach Anwendung und Temperaturniveau die IWP, eine Kombination aus IWP und EHK oder multi-fuel- bzw. Wasserstoffbrenner und -turbinen zum Einsatz kommen. Verbleibende feste fossile Brennstoffe werden ab 2030 durch biogene Alternativen substituiert. Das Potenzial und die Wirkung dieser Brenner werden modellhaft endogen berechnet, da nach Möglichkeit zunächst prozessspezifische Lösungen implementiert werden. Biomasse wird als Ersatz für die verbleibenden fossilen Festbrennstoffe in Wärmeanwendungen eingesetzt. Wasserstoff ersetzt verbleibende Erdgasmengen. Diese Substitution erfolgt sowohl bei Hochtemperaturanwendungen als auch

bei der Dampfbereitstellung in der chemischen Industrie.

4.1.2 Scope 1-Emissionen und Endenergieverbrauch

Die im vorherigen Abschnitt skizzierten Annahmen zu den Austauschraten und Anwendungsfaktoren der THG-Verminderungsmaßnahmen im Industriesektor führen im Zieljahr je nach Szenario zu Emissionsminderungen zwischen 98 % bzw. 90 % gegenüber 1990. Abbildung 4-6 zeigt den Emissionsverlauf nach Szenarien und Stützjahren.

Abbildung 4-6 zeigt, dass sich in den Szenarien E.plan und H₂igher trotz der deutlichen Unterschiede in den Technologieausprägungen vergleichbare Emissionsminderungspfade ergeben. Im Szenario bEElated beginnt der Hochlauf der direkten und indirekten Elektrifizierungsmaßnahmen erst Ende der 2020er-Jahre. In allen Stützjahren übersteigen die Emissionen aus bEElated die der anderen Szenarien. Der verspätete Maßnahmenbeginn kann bis in das Zieljahr nicht aufgeholt werden. Daraus lässt sich die Bedeutung eines schnellen und konsequenten Einstiegs der bayerischen Industrie in Investitionen für direkte und indirekte Elektrifizierungstechnologien ab 2025 ableiten. Da die Maßnahmenumsetzung mit zum Teil

deutlichen Mehrkosten gegenüber konventionellen Technologien verbunden ist (s. Abschnitt 8.1) und sich große Teile der bayerischen Industrie im globalen Wettbewerb bewegen, bedeutet dies gleichzeitig, dass die politischen Entscheidungsträger innerhalb der kommenden zwei bis drei Jahre Investitionssicherheit und -anreize schaffen müssen.

Abbildung 4-8 unterteilt die Emissionen der Industrie nach Wirtschaftszweigen. Bereits bei Betrachtung des Status quo wird ersichtlich, dass die Produktion von Zement, Kalk, Ziegel und Glas etwa die Hälfte der bayerischen Industrieemissionen ausmacht. Ca. 50 % dieser Emissionen sind prozessbedingte Emissionen und davon wiederum ist der Großteil auf die Dissoziation von Kalkstein bei der Zement- und Kalkherstellung zurückzuführen. Wenngleich die in den Prozessen und Querschnittsanwendungen umgesetzten Maßnahmen sich zwischen den Szenarien unterscheiden und auch die Durchdringungstiefen von Maßnahmen nach Wirtschaftszweigen variieren, ergibt sich über die Branchen hinweg und im Zeitverlauf ein relativ homogener Emissionsverminderungspfad. Dies liegt zum einen daran, dass aufgrund des kurzen Zielhorizontes in allen Branchen ab 2025 bzw. 2030 ein ambitionierter Maßnahmenhochlauf vollzogen wird und sich folglich eine vergleichbare Transformationsgeschwindigkeit einstellt. Zum anderen ist es darauf

THG-Emissionen

in Mio. t CO₂-Äq. | Bayern | Szenariovergleich

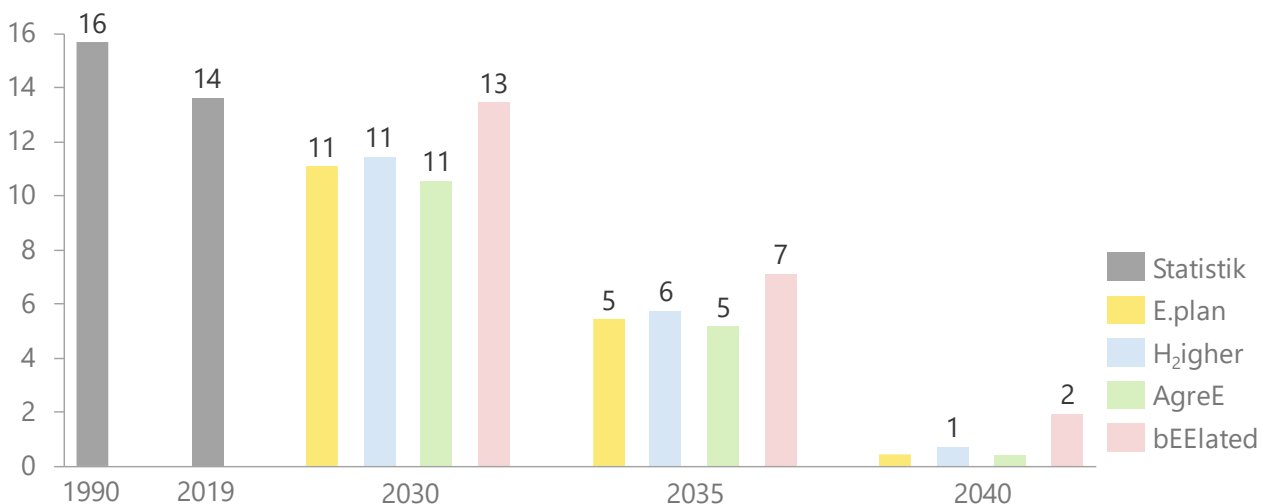


Abbildung 4-6: Scope-1 Emissionen der bayerischen Industrie nach Stützjahren und Szenarien⁴⁷

⁴⁷ Historische Emissionen 2019 aus [145] und 1990 aus [182] inkl. Schätzung zu prozessbedingten Emissionen, da hierfür kein statistischer Wert verfügbar ist. Scope 1-Emissionen beinhalten die direkten energiebedingten und die prozessbedingten Emissionen der Industrie. Gem. CRF Logik sind darüber hinaus die Emissionen des

bauwirtschaftlichen Verkehrs enthalten, dessen Energieverbrauch im Sektor GHD bilanziert wird. In dieser Studie werden die Emissionen des Baugewerbes und des bauwirtschaftlichen Verkehrs im GHD Sektor bilanziert.

THG-Emissionen nach Wirtschaftszweigen

in Mio. t CO₂-Äq. | Bayern | Industrie | Szenariovergleich

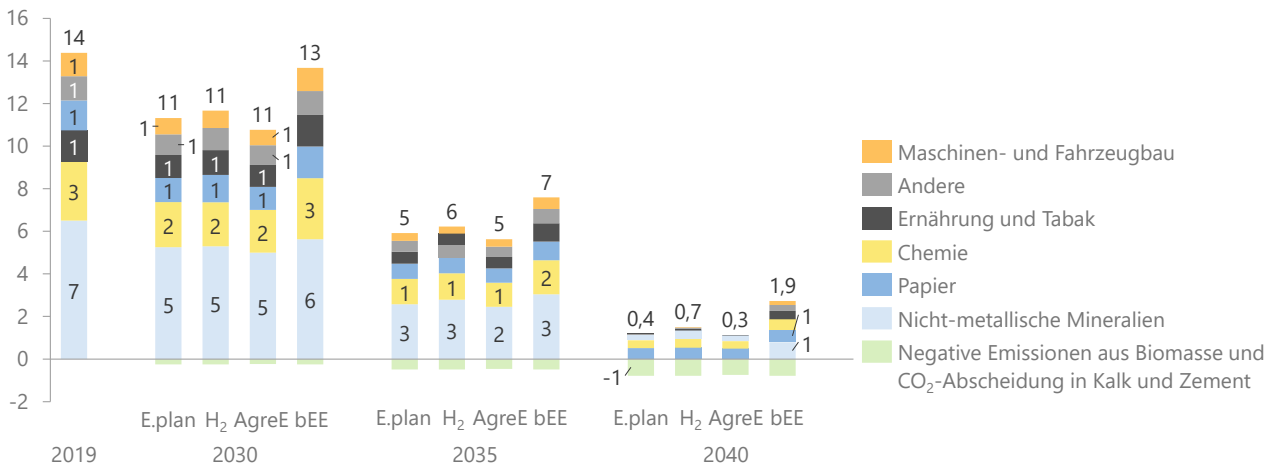


Abbildung 4-8: Industrielle THG-Emissionen nach Wirtschaftszweig

zurückzuführen, dass lineare Technologieaustauschraten unterstellt wurden, da keine standortscharfe Modellierung der Transformationspfade durchgeführt wurde und keine Informationen zu den anstehenden Reinvestitionszeitpunkten in der bayerischen Industrie in Erfahrung gebracht werden konnten.

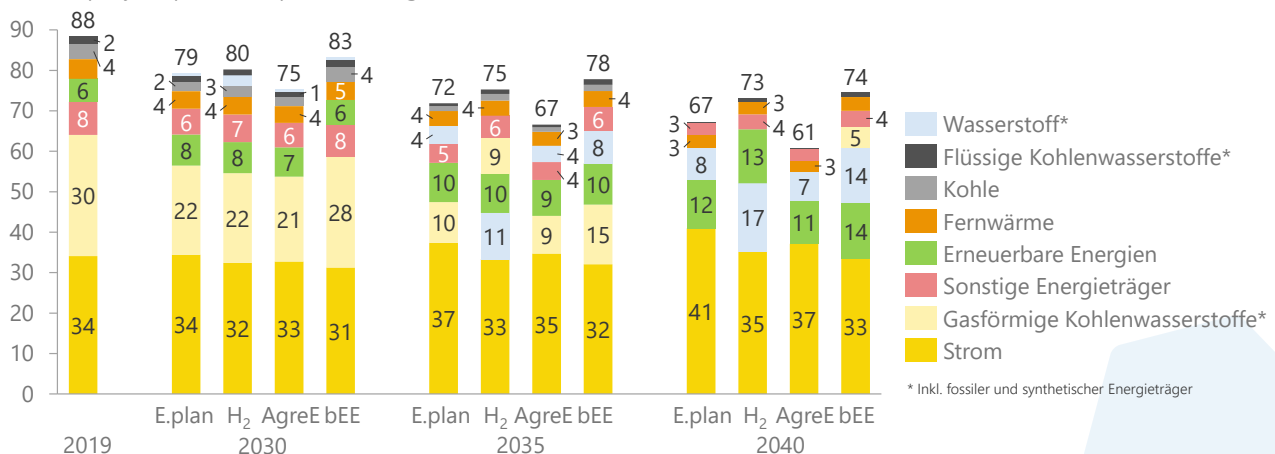
Abbildung 4-8 zeigt zudem, dass durch die CO₂-Abscheidung an den Drehrohr- und Schachtöfen der Zement- und Kalkindustrie und den gleichzeitigen Anstieg der Nutzung biogener Energieträger zur Befeuerung dieser Öfen, bilanziell negative Emissionen in Höhe von ca. 1 Mio. t CO₂-Äq. erzeugt werden können. Durch diesen Effekt können in E.plan (0,4 Mio. t CO₂-Äq.), H₂ (0,7 Mio. t CO₂-Äq.) und AgreE (0,4 Mio. t CO₂-Äq.) die industriellen THG-Emissionen

bis 2040 fast vollständig reduziert werden. Die Restemissionen entstammen überwiegend den Prozessemissionen aus der Papierindustrie und den energiebedingten Emissionen aus der Nutzung von fossilen Abfällen in der chemischen Industrie. Aufgrund der teilweise unvollständigen Transformation im Szenario bEElated verbleiben hier die höchsten Restemissionen, sodass gegenüber 1990 lediglich 90 % der bayerischen Industrieemissionen reduziert werden können.

Der Blick auf den Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Abbildung 4-7 zeigt, dass über alle Szenarien hinweg gegenüber 2019 ein Rückgang bis 2040 von 15 % (bEElated) bis 30 % (AgreE) erzielt wird. Hierbei sind die Haupttreiber die Umsetzung von klassischen Effizienzmaßnahmen im Bereich der

Endenergieverbrauch nach Energieträgern*

in TWh | Bayern | Industrie | Szenariovergleich



* Inkl. fossiler und synthetischer Energieträger

Abbildung 4-7: Industrieller Endenergieverbrauch nach Energieträgern in den Szenarien

Prozess- und Querschnittstechnologien, die Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs sowie in AgreE die Energieeinsparungen aufgrund des sparsameren Verhaltens der Bürger:innen.

Die Rolle des Energieträgers Strom unterscheidet sich zwischen den Szenarien. In dem aus dem Stakeholderprozess resultierenden Szenario E.plan kommen überwiegend Maßnahmen zur direkten Elektrifizierung der Industrieprozesse zum Einsatz. Folglich steigt der Stromverbrauch in diesem Szenario mit ca. 20 % zwischen 2019 und 2040 am stärksten. Die Haupttreiber sind die beiden elektrischen Steamcracker, die in Bayern in diesem Szenario zum Einsatz kommen, sowie die Elektrifizierung der Nieder- und Mitteltemperatur-Prozesswärme mit IWP und EHK. In H₂igher bleibt der Stromverbrauch auf dem heutigen Niveau, da elektrische Steamcracker nicht zum Einsatz kommen und auch in den Prozessen mit Temperaturanforderungen von <500 °C verstärkt auf Wasserstoff gesetzt wird. Folglich gleichen sich klassische Stromeffizienzgewinne in etwa mit dem Anstieg aufgrund von Maßnahmen zur Direktelektrifizierung aus. Auch in bEElated bleibt der Stromverbrauch ungefähr auf dem heutigen Niveau, da die Elektrifizierung in den unteren Temperaturbereichen nicht vollständig vollzogen werden kann und grundsätzlich ab 2030 Direktstrom- und Wasserstofflösungen parallel hochlaufen, um möglichst schnell klimaneutrale Energieträger in das System zu bringen. Folglich spielen in bEElated im Szenariovergleich gasförmige Energieträger mit einem Anteil von 25 % im Jahr 2040 die größte Rolle. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass bEElated das einzige Szenario ist, bei dem 2040 in der bayerischen Industrie sowohl synthetisches Methan als auch Wasserstoff zum Einsatz kommen. Zum Vergleich: Im Jahr 2019 lag der Erdgasverbrauch mit 30 TWh anteilig noch bei ca. 35 % des gesamten industriellen EEVs.

Aufgrund des hohen Anteils der Zement-, Kalk- und Papierindustrie am Endenergieverbrauch des verarbeitenden Gewerbes in Bayern spielt der Einsatz biogener Energieträger im Zieljahr eine bedeutende Rolle. In diesen Wirtschaftszweigen kommt es transformationsbedingt zu einer deutlichen Zunahme der Nutzung biogener Abfälle und primärer Biomasse, so dass der Biomasseeinsatz sich in allen Szenarien in etwa verdoppelt.

Im Wirtschaftszweig Nicht-metallische Mineralien, zu dem sowohl die Verarbeitung von Steinen und Erden sowie die Glas- und Keramikindustrie zählen, kommt es zwischen 2019 und 2040 sogar zu einer Verdreifachung. Haupttreiber sind der Zuwachs biogener Energieträger zur Befuerung der Drehrohröfen- und Schachtöfen in der Zement- und Kalkindustrie. Grund

hierfür ist, dass für diese beiden Prozesse in allen Szenarien daraufgesetzt wird, dass durch die Kombination aus Biomasse und CO₂-Abscheidung bilanziell negative Emissionen erzeugt werden können. Die Unterschiede in den Szenarien kommen aus der generischen Substitution von Kohlen durch Biokohlen in Bereichen der Industrie, deren Technologiestruktur im Rahmen dieser Studie nicht näher untersucht wurde.

Die sonstigen Energieträger (hierzu zählen sonstige fossile Brennstoffe und fossile Abfälle) sowie die Fernwärmeentwicklung in der Industrie werden in erster Linie durch das branchenspezifische Wirtschaftswachstum und die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen beeinflusst. Dabei umfasst die Fernwärme in der Industrie mutmaßlich in erster Linie die Bereitstellung von Dampf. Dabei wird angenommen, dass die über Fernwärme bereitgestellte Dampfmenge sich nicht grundlegend ändert. Wie diese Fernwärme erzeugt wird, ist Teil der Optimierungsentscheidung auf der Bereitstellungsseite und wird in den jeweiligen Ergebnisteilen der Szenarien thematisiert. In allen Szenarien verbleiben sonstige Energieträger im System, da vor allem bei der Zementproduktion auch im Zieljahr noch auf die sogenannten alternativen Brennstoffe gesetzt wird.

Mit Blick auf das Stützjahr 2030 zeigt Abbildung 4-7, dass es zu keiner grundlegenden, strukturellen Veränderung des Energieträgermixes kommt. In E.plan, H₂igher und AgreE sinkt der Erdgasverbrauch aufgrund der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen sowie den ersten Elektrifizierungsmaßnahmen im Bereich der Nieder- und Mitteltemperaturprozesswärme. Beide Effekte sind in bEElated kaum zu beobachten, da aufgrund der in Abschnitt 0 beschriebenen Hemmnisse erst verspätet mit der Maßnahmenumsetzung begonnen werden kann.

Abbildung 4-9 verdeutlicht die Wirkung der einzelnen Maßnahmencluster auf die Transformation des EEVs. Dabei wird jeweils der aggregierte Effekt aller Maßnahmen im Zieljahr 2040 ausgewiesen. Die Abbildung zeigt, dass das durchschnittliche Wachstum der BWS von 1,1 %/a im Zeitraum 2019 bis 2040 (s. Abschnitt 4.1.1) zu einer Zunahme des industriellen EEV um 8 TWh führt (entspricht ca. 0,4 %/a). Dabei wird, wie in [15] beschrieben, davon ausgegangen, dass sich die in der Vergangenheit beobachtete Entkopplung von Energieverbrauch und Wirtschaftsleistung weiter fortsetzt. Hierfür gibt es drei wesentliche Gründe [15], [83]:

- Der reale Wert der produzierten Güter steigt bei gleichbleibendem Energieeinsatz.
- Die Struktur des Industriesektors bzw. die Struktur innerhalb einzelner Wirtschaftszweige verschiebt sich hin zu Produkten mit geringeren Energieintensitäten und/oder die Vorleistungsintensität steigt.
- Energieeffizienzverbesserungen führen zu geringeren Energieverbräuchen bei gleichbleibendem Warenwert.

Durch die im Industriemodell Smlnd verwendete Methode wird sichergestellt, dass es zu keiner Dopplung der Effekte der technischen Effizienzmaßnahmen kommt. Der Effekt dieser Maßnahmen wird folglich wie eingangs beschrieben bottom-up über Einzelmaßnahmenumsetzung auf Prozess- und Wirtschaftszweigebene umgesetzt. Dies führt im Szenario E.plan zu einer Reduktion des EEVs um ca. 17 TWh, was einer jährlichen Effizienzsteigerung von ca. 0,9 %/a entspricht. Dabei führen Effizienzverbesserungen im Bereich der QST zu einer Verbesserung der Stromeffizienz in Höhe von 1,4 %/a.

Die strukturellen Veränderungen im EEV über den Betrachtungszeitraum resultieren aus den Maßnahmenkategorien Prozessinnovation, direkte Elektrifizierung der Nieder- und Mitteltemperatur sowie dem sonstigen Energieträgerwechsel. Im Bereich der Prozessinnovationen sind die größten Treiber im Szenario E.plan die Substitution der konventionellen durch elektrische Steamcracker sowie die Elektrifizierung der Papierherstellung. Bei der Nieder- und Mitteltemperatur elektrifizierung wird im Mittel mit elektrischen Nutzungsgraden von 350 % im Bereich unter 100 °C (IWP) und 220 % über 100 °C (Kombination IWP und

Endenergieverbrauch nach Maßnahmenclustern in TWh | Bayern | Industrie | E.plan

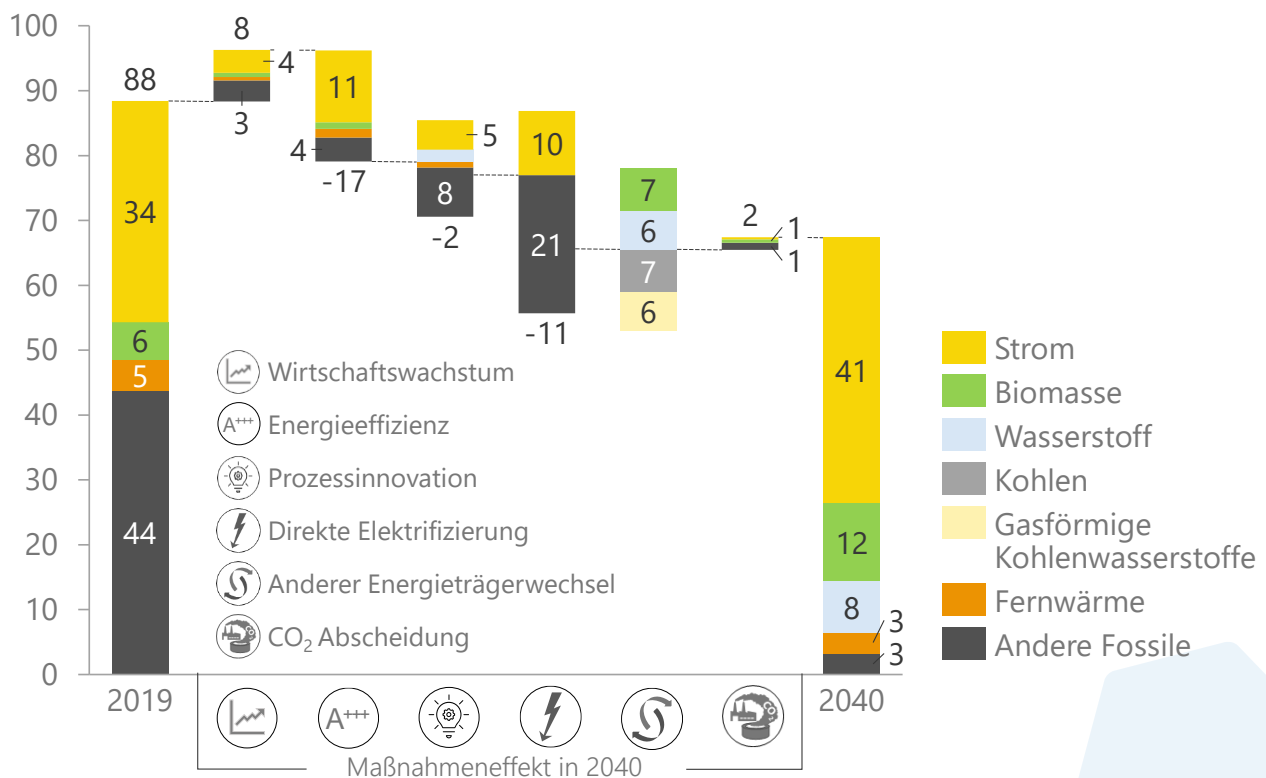


Abbildung 4-9: Endenergieverbrauch nach Maßnahmenkategorien

EHK) gerechnet. Folglich kommt es durch die Maßnahmen in diesem Cluster auch zu einer deutlichen Effizienzverbesserung gegenüber dem Status quo. Wie bereits ausgeführt, sind die Veränderungen durch die sonstigen Energieträgerwechsel vor allem auf den verstärkten Einsatz von Biomasse in der Zement- und Kalkherstellung sowie – in diversen Industriezweigen – die Substitution von Erdgas durch H₂-Brenner zurückzuführen.

Letztlich kommt es aufgrund der Umsetzung von Carbon Capture-Maßnahmen in der Zement- und Kalkindustrie zu einer Zunahme des Strom- und Brennstoffverbrauchs in Höhe von ca. 2 TWh.

Zusätzlich zu der Transformation des EEVs wurden Teile der stofflichen Nutzung von Energieträgern in den Bilanzraum der Modellierung hineingezogen. Wie in Abschnitt 3.1.1 ausgeführt und in Abbildung 4-10 gezeigt, sind große Teile der stofflichen Nutzung von Energieträgern gemäß der bayerischen Energiebilanz nicht auf einzelne Energieträger zurückzuführen.

Folglich wurde im Rahmen der Studie die Transformation des Feedstocks der Steamcracker analysiert.⁴⁹

Die Abbildung verdeutlicht, dass in Abhängigkeit von der Transformation der Steamcracker der Bedarf an klimaneutralem Methanol (MeOH) in den Szenarien stark zunimmt. Mit Ausnahme des H₂igher-Szenarios kommt es zudem in den Szenarien auch zu einem Bedarf an klimaneutralem Naphtha in Höhe von ca. 5 TWh (2040), das als Eingangsstoff in elektrischen Steamcrackern dient. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Feedstock der elektrischen Steamcracker vollständig auf Naphtha umgestellt wird und das heute noch zum Einsatz kommende Gasöl in Zukunft keine Rolle mehr spielt.

Ein zentraler Aspekt der Transformation hin zu klimaneutralen stofflichen Energieträgern ist die Frage, welcher Anteil dieser Stoffe in Bayern produziert und welcher über den Weltmarkt bezogen wird. Da hierüber zum jetzigen Zeitpunkt nur spekuliert werden kann, wird nachfolgend ausgewiesen, welche Bedeutung die Herstellung dieser Stoffe für den Strom- und CO₂-

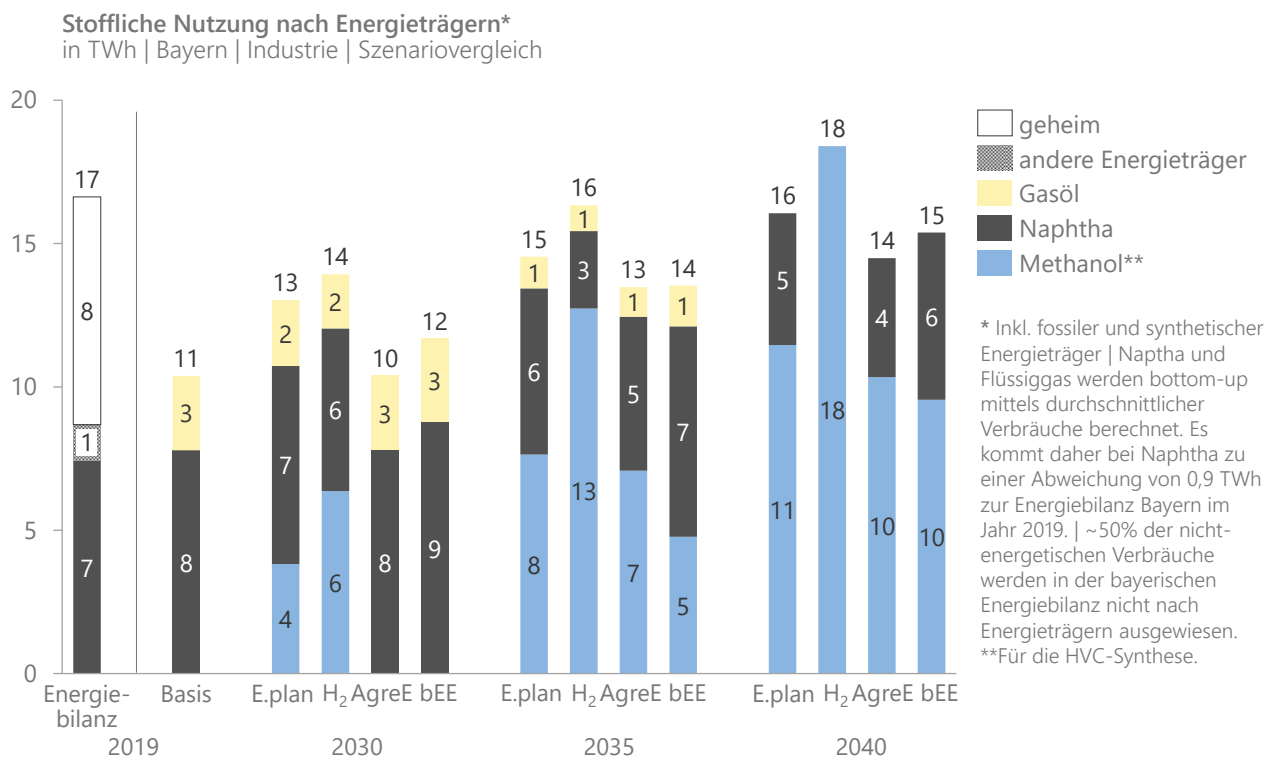


Abbildung 4-10: Stoffliche Nutzung nach Energieträgern⁴⁸

⁴⁸ Die deutliche Zunahme des MeOH Bedarfs ist darauf zurückzuführen, dass in der MTO-Route 2,8 tMeOH/tHVC und in der MTA-Route 4,3 tMeOH/tHVC zur Synthese der Olefine bzw. Aromaten benötigt werden [74]. In der Wasserstoffstrategie Bayern [96] wird bereits im Status quo 1 TWh Wasserstoff ausgewiesen, die nicht in der Energiebilanz auftaucht. Vermutlich handelt es sich um Wasserstoff, der aus

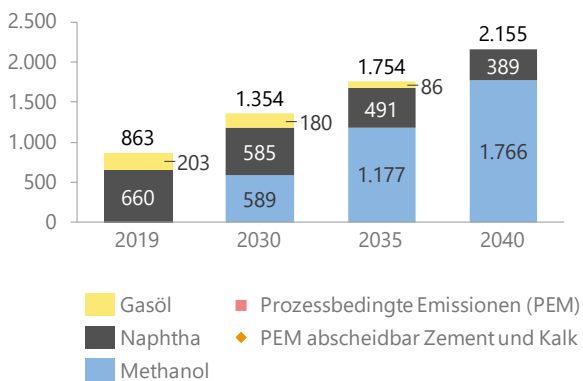
der Chlorelektrolyse entstannt. Dieser wird nicht gesondert ausgewiesen.

⁴⁹ Auch die stofflichen Wasserstoffbedarfe der klimaneutralen Stahl-, Ammoniak- und Methanolherstellung werden bilanziert. Diese sind jedoch für Bayern nicht relevant.

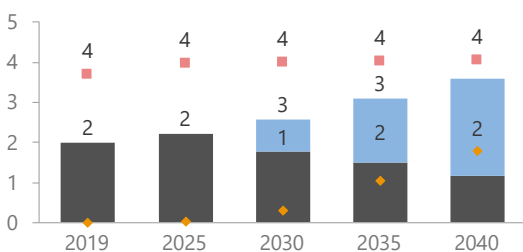
Bedarf (in Bayern) hätte. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass sowohl MeOH als auch Naphtha über die strombasierten Verfahrensrouten Power-to-MeOH (P2MeOH) bzw. die Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt werden. Die Produktion von MeOH kann auch über die Methanpyrolyse oder die Gasifizierung von biogenem Feedstock mit anschließender Methanolsynthese durch Wassergasshift-Reaktion erfolgen [74]. Da diese Verfahrensrouten einen geringeren Technologiereifegrad und eine geringere spezifische Emissionsminderung ggü. dem strombasierten Verfahren aufweisen, wird diese Exkursrechnung auf Grundlage des P2MeOH durchgeführt. Dabei ist wichtig, dass die ausgewiesenen Strommengen bei der Berechnung der Systemrückwirkungen in den Ergebnisabschnitten 5, 6 und 7 nicht berücksichtigt werden. Auch die Möglichkeit negativer Emissionen durch die Nutzung grüner Feedstocks wird in der Systembewertung nicht berücksichtigt.⁵⁰

Abbildung 4-11 (a) zeigt die Entwicklung des stofflichen Bedarfs aus Abbildung 4-10 in Tonnen der jeweiligen Energieträger im Szenario E.plan. Hieraus resultiert der in Abbildung 4-11 (b) dargestellte CO₂-Bedarf für die synthetische Herstellung von MeOH und Naphtha. Um diesen Bedarf einzuordnen, sind die gesamten bayerischen prozessbedingten Emissionen sowie die in E.plan abgeschiedenen Prozessemissionen der Zement- und Kalkindustrie dargestellt. Der Vergleich zeigt, dass in einer bilanziellen Betrachtung im Jahr 2040 rund die Hälfte des CO₂-Bedarfs für die Herstellung stofflicher Energieträger aus den abgeschiedenen Emissionen der Zement- und Kalkindustrie gedeckt werden könnte. Damit die Nutzung dieser Kohlenstoffquellen in der Gesamtbetrachtung Sinn ergibt, muss jedoch sichergestellt werden, dass der Kohlenstoff auf Dauer in den hergestellten Produkten gebunden bleibt (z. B. indem die Produkte dann in einem geschlossenen Recyclingkreislauf gefahren werden) oder dieser bei einer thermischen Verwertung

Stoffliche Nutzung nach Energieträgern (a)
in kt | Bayern | Industrie | E.plan



CO₂ Quellen und Senken (b)
in Mio. t CO₂-Äq. | Bayern | E.plan



Stromverbrauch (c)
in TWh | Bayern | Industrie

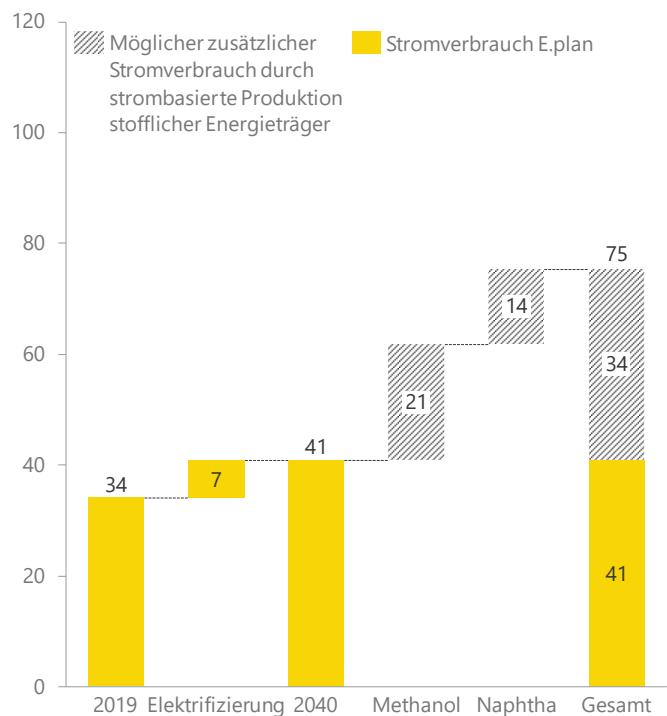


Abbildung 4-11: Exkursrechnung E.plan zur Herstellung synthetischer Feedstocks⁵¹

⁵⁰ Dem liegt der Gedanke zugrunde, dass die grünen Feedstocks der Umgebungsluft CO₂ bei ihrer Herstellung durch Direct-Air-Capture-Verfahren entziehen und dieses CO₂ im Anschluss in Produkten über viele Jahre hinweg gebunden bleibt. Sollten diese Produkte später z. B. in Müllverbrennungsanlagen energetisch verwertet werden, so werden Emissionen freigesetzt.

⁵¹ Annahmen zu (c): H₂ und CO-Bedarfe aus [74]; Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyseeffizienz von 66 %; CO₂-Bedarf durch Direct-Air-Capture-Anlagen mit Parametern aus [31].

der Abfälle wieder abgeschieden und gespeichert oder erneut dem Kreislauf zugeführt wird.

Abbildung 4-11 (c) zeigt, dass im Szenario E.plan für die synthetische Herstellung von MeOH und Wasserstoff im Jahr 2040 zusätzlich 55 TWh Strom benötigt werden. Sollte dies innerhalb Bayerns geschehen, würde dies zu mehr als einer Verdopplung des Strombedarfs der Industrie im Szenario E.plan im Zieljahr führen, was wiederum insgesamt eine Verdreifachung gegenüber dem Status quo bedeuten würde.

Alternativ zur verbrauchsnahen Produktion von Wasserstoff kann der benötigte Wasserstoff nach Bayern importiert werden. Der Gesamtstrombedarf würde dadurch weniger stark wachsen. Für die Produktion des in Abbildung 4-11 (a) angegebenen Methanols werden beispielweise im Zieljahr 17 TWh Wasserstoff benötigt. Stromseitig reduziert sich der Mehrbedarf von 21 TWh auf 4 TWh. Analog würde sich der Strommehrbedarf bei der synthetischen Naphtha-Produktion bis zu 97 % durch einen erhöhten Wasserstoffimport reduzieren.

Aus der Betrachtung der Transformation des industriellen Endenergieverbrauchs und der stofflichen Nutzung in der Industrie ergeben sich drei szenarioübergreifende Grundvoraussetzungen mit Bezug zur Bereitstellung klimaneutraler Energieträger, der Energietransportinfrastruktur und der Technologieentwicklung und -finanzierung.

Bereitstellung klimaneutraler Energieträger: Über alle Szenarien hinweg werden Strom, Wasserstoff und Biomasse die Energieträger der Zukunft. Damit diese der bayerischen Industrie auch zur Verfügung stehen, bedarf es eines Ausbaus der Erneuerbaren Energien und Elektrolysekapazitäten in Bayern und außerhalb des Bundeslandes (mehr hierzu in den Ergebnisabschnitten 5, 6 und 7). Da das nachhaltige Biomassepotenzial begrenzt ist, kann nicht davon ausgegangen werden, dass die gesamte energetische Nutzung in Zukunft über dem heutigen Niveau liegen wird. Damit dem Industriesektor die benötigten biogenen Energieträger zur Verfügung stehen, bedarf es folglich einer Reduktion der Nutzung in den Sektoren Verkehr und Gebäude. In den hier entwickelten Szenarien bleibt der Biomasse-EEV in etwa auf dem heutigen Nutzungsniveau, da in Verkehr und Gebäude ein Rückgang zu verzeichnen ist.

Energietransportinfrastruktur: Bereits bei Betrachtung der zukünftigen Energiebedarfe in den Szenarien werden drei Punkte ersichtlich:

1) Durch den Anstieg des Stromverbrauchs und vor dem Hintergrund eines möglicherweise noch ausgeprägteren Anstiegs bei heimischer Produktion stofflicher Energieträger bedarf es eines umfassenden Ausbaus der Stromübertragungs- und -verteilnetze (Indikatoren zum Infrastrukturbedarf können den regionalen Analysen der Ergebnisabschnitte entnommen werden).

2) Eine Anbindung Bayerns bzw. der bayerischen Industriestandorte an den Hydrogen-Backbone ab 2030 ist in allen Szenarien nötig, um die entsprechenden Wasserstoffmengen in Bayern zu verteilen. Insbesondere in den Szenarien H₂igher und bEElated wird Wasserstoff auch in kleineren Betrieben zur Bereitstellung der Prozesswärme verwendet. In diesen Szenarien existiert folglich auch der Bedarf für den Betrieb von Wasserstoffverteilnetzen.

3) Für tiefe Treibhausgasverminderung in den bayerischen Zement- und Kalkwerken bedarf es einiger Maßnahmen zur CO₂-Abscheidung. Damit dieses CO₂ gelagert oder weiterverwendet werden kann, müssen diese Werke zwischen 2030 und 2040 an eine CO₂-Infrastruktur angeschlossen werden.

Technologieentwicklung und -finanzierung: In allen Szenarien bis auf bEElated wird davon ausgegangen, dass ab 2025 Schlüsseltechnologien wie industrielle Großwärmepumpen und das MTO/MTA-Verfahren sowie ab 2030 CO₂-Abscheidung, Wasserstoffbrenner und elektrische Steamcracker im industriellen Maßstab zur Verfügung stehen. Dies bedarf einer optimalen Technologieentwicklung und -erprobung in den kommenden Jahren, für die seitens Industrie und Politik eine ausreichende Finanzierung sichergestellt werden muss.

4.2 Verkehr

Auf Bundesebene ist die Verkehrsleistung sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr seit der Jahrtausendwende im jährlichen Mittel gestiegen [84]. Im Jahr 2019 hat dieser Sektor in Deutschland 164 Mio. t CO₂-Äq. ausgestoßen, wodurch er nach dem Umwandlungssektor und der Industrie an dritter Stelle der größten Emittenten lag [144]. Im Gegensatz zur nationalen Rangfolge ist der Verkehr mit einem Anteil von 29 % an den bayerischen THG-Emissionen bzw. 28 Mio. t CO₂-Äq. für fast das Doppelte der Emissionen der bayerischen Industrie verantwortlich [145].

Die Emissionen sowie die Energienachfrage aus dem Sektor Verkehr in Bayern ist in Abbildung 4-12 aufgeschlüsselt nach Energie- und Verkehrsträgern dargestellt. Die Energienachfrage betrug im Jahr 2019 ca. 30 % des gesamten Endenergieverbrauchs [145]. Über 90 % der Energie werden als flüssige Kohlenwasserstoffe nachgefragt. Biokraftstoffe erreichen einen Anteil von 5 %. Die beiden Verkehrsträger mit dem größten Anteil am Endenergieverbrauch sind PKW mit 58 % und LKW mit 34 %. Diese Aufteilung ergibt sich aus der Regionalisierung der nationalen Nachfrage im Jahr 2019 mit Hilfe der in Abschnitt 3.1.2

beschriebenen Logik. Die nationalen Werte des Endenergieverbrauchs nach Verkehrsträgern wurden dabei mit Bezug auf [84], [85] und [146] validiert.

Auch die Herausforderungen der Transformation hin zur Klimaneutralität im Jahr 2040 sind aus Abbildung 4-12 ableitbar. Neben der Substitution von flüssigen Kohlenwasserstoffen durch die Verwendung alternativer Antriebstechnologien, die gerade bei schweren Fahrzeugen noch nicht in großer Breite verfügbar sind, spielt die Verlagerung von Teilen des Straßenverkehrs, der einen hohen spezifischen Energieverbrauch pro Personen- bzw. Tonnenkilometer aufweist, auf die Schiene eine bedeutende Rolle. Beide Maßnahmen sind nur begleitet von einem Infrastrukturausbau umsetzbar. Eine flächendeckende Verfügbarkeit von Ladesäulen und Wasserstofftankstellen sowie ein Ausbau der Schieneninfrastruktur sind somit Voraussetzung für eine erfolgreiche Transformation im Sektor Verkehr.

Emissionen und Endenergieverbrauch (EEV)

in Mio. t CO₂-Äq. bzw. TWh | Bayern | 2019 | Verkehr

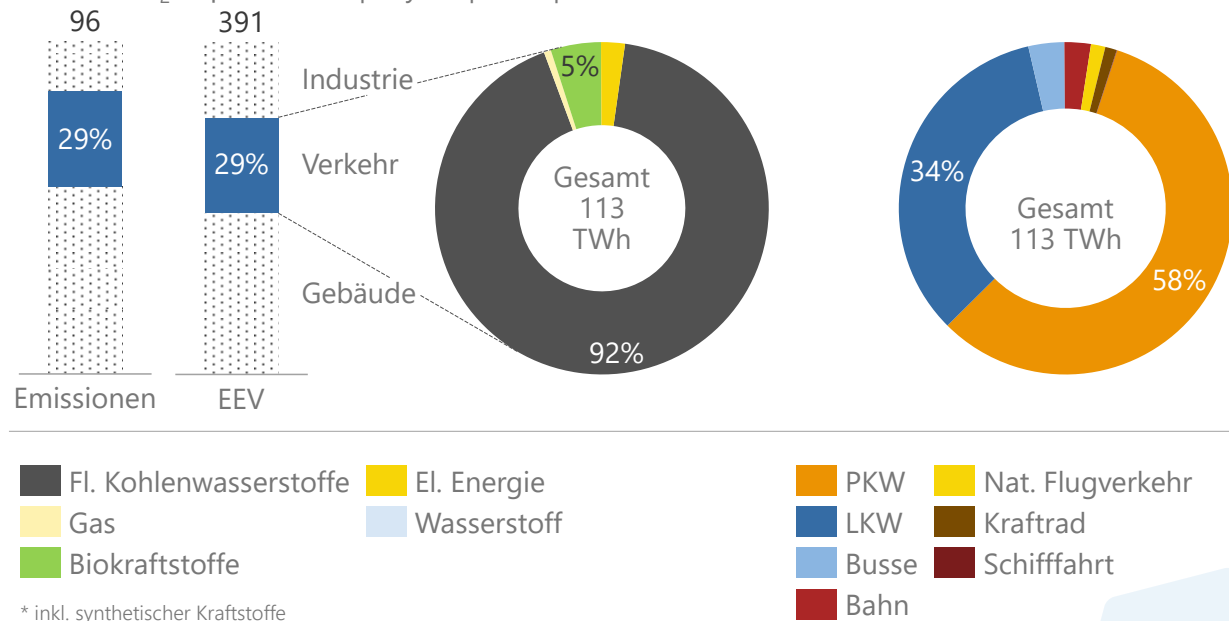


Abbildung 4-12: Emissionen und Endenergieverbrauch des bayrischen Verkehrssektors⁵²

⁵² Eigene Darstellung mit Daten aus [145] und [25]. Verbrauch und Emissionen des internationalen Flugverkehrs nicht enthalten.

4.2.1 Basisdaten und Grundannahmen

Die zukünftige Entwicklung des Personenverkehrs geht mit dem Bevölkerungswachstum einher. Für Güterverkehre ist das BIP-Wachstum entscheidend [67], s. Abbildung 4-13. Dies hat zur Folge, dass der Güterverkehr, vom Einbruch infolge der Coronapandemie abgesehen, stärker ansteigt als der Personenverkehr.

Ankerpunkte für die Transformation des Verkehrssektors hin zur Klimaneutralität sind durch bundesdeutsche bzw. europäische Strategien gegeben. In allen Szenarien werden ab dem Jahr 2035 in PKW und leichten Nutzfahrzeugen nur noch THG-neutrale Antriebe neu zugelassen [86]. Als Maßnahmen zur THG-Minderung werden vollelektrische Fahrzeuge sowie Brennstoffzellenfahrzeuge in Betracht gezogen. Auf Grundlage der Aussagen aus den Stakeholderworkshops werden mit synthetischen Kraftstoffen betriebene Verbrennungsmotoren aufgrund ihrer geringeren primärenergetischen Effizienz nicht aktiv als THG-Minderungsmaßnahme berücksichtigt. Fahrzeuge, die im Rahmen der Szenarien nicht transformiert werden, müssen jedoch spätestens im Zieljahr mit synthetischen Brennstoffen betrieben werden, um die Klimaziele im Verkehrssektor zu erreichen. Der Biomasseanteil im Straßenverkehr wird dabei auf den heutigen Anteil an den flüssigen Kohlenwasserstoffen gedeckelt, um das nachhaltige Biomassepotenzial über alle Sektoren hinweg zukünftig einzuhalten.

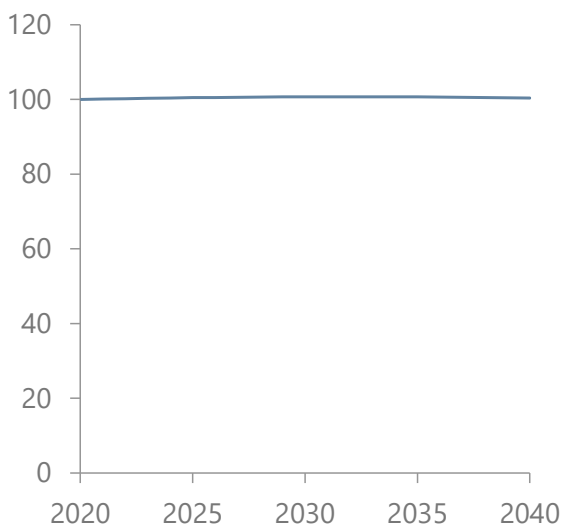
In den Szenarien E.plan und H₂igher wird jeweils die Forderung nach mindestens 15 Millionen vollelektrischen PKW im Jahr 2030 auf Bundesebene aus der

Eröffnungsbilanz umgesetzt [87]. Dies entspricht einem linearen Anstieg des Anteils der vollelektrischen PKW-Neuzulassungen auf 80 % im Jahr 2030. Auch für die Geschwindigkeit der Verlagerung von Straßenverkehrsleistung auf die Schiene wird in [87] ein Ziel vorgegeben, das in E.plan und H₂igher annahmemaß eingehalten wird. Die Verkehrsleistung der Bahn im Personenverkehr wird demnach bis 2030 verdoppelt und die Güterverkehrsleistung des Schienenverkehrs erreicht einen Anteil von 25 % an der gesamten Transportleistung. Entsprechend findet im Güterverkehr pro Jahr eine Verlagerung von ca. 0,5 % der LKW-Verkehrsleistung im Startjahr sowie im Personenverkehr von ca. 0,9 % der Verkehrsleistung der PKW im Startjahr statt. Damit dies möglich wird, ist neben einem Ausbau der Schieneninfrastruktur auch eine höhere Taktung der Züge notwendig. Laut Aussagen der Teilnehmer:innen der Stakeholderworkshops kann dies u. a. durch eine Modernisierung der Leittechnik erreicht werden. Der Modal Shift des nationalen Flugverkehrs wird aus [147], [148] abgeleitet. Es wird angenommen, dass Kurzstreckenflüge bis 600 km durch Bahnfahrten ersetzt werden können. Dies entspricht in etwa 5 % der Flugverkehrsleistung pro Jahr, die auf die Schiene umgelegt wird.

Im Szenario bEElated werden aufgrund der in Abschnitt 2.2.2 dargestellten Hemmnisse weniger ambitionierte Annahmen für den Transformationspfad im Verkehrssektor getroffen. Diese basieren z. B. auf Arbeiten der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität. Nach [149] werden im Jahr 2030 nur ca. 11 Millionen elektrische PKW in Deutschland zugelassen sein

Bevölkerungsentwicklung

(2019 = 100)



BIP-Entwicklung

(2019 = 100)

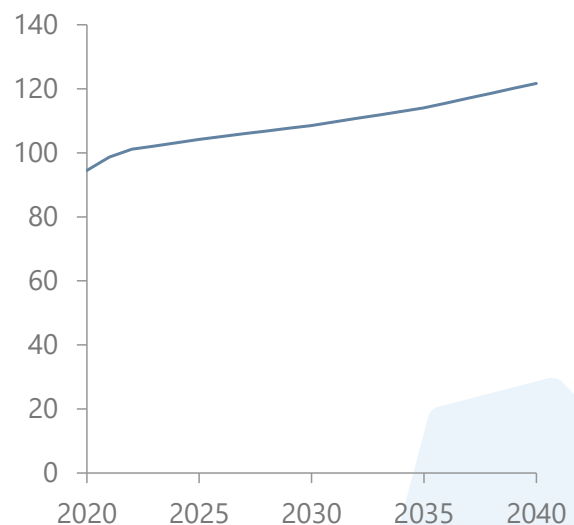


Abbildung 4-13: Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsprodukts [67]

und nach [150] werden pro Jahr nur jeweils ca. 0,4 % der Verkehrsleistung der PKW bzw. LKW im Startjahr auf die Schiene verlegt. Beim Modal Shift des nationalen Luftverkehrs wird die Distanzgrenze bei 500 km angesetzt, was in etwa einer Verlagerung von 4 % der Flugverkehrsleistung pro Jahr entspricht [148].

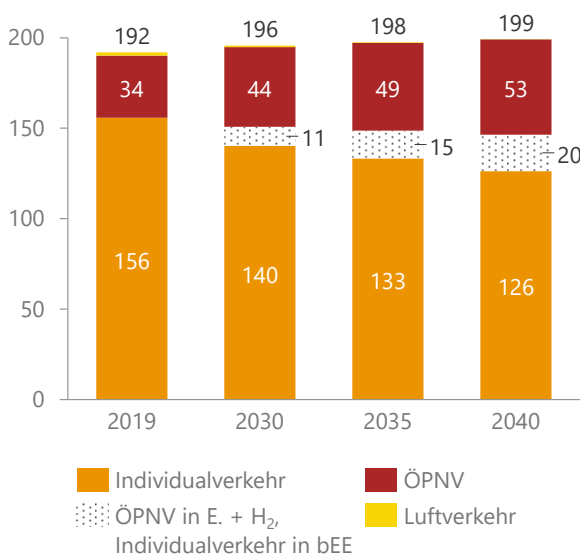
Die obigen Annahmen für den Modal Shift und die zukünftige Entwicklung der Bevölkerung bzw. des BIP ergeben kombiniert mit der in Abschnitt 3.1.2 eingeführten Regionalisierungslogik den in Abbildung 4-14 dargestellten Verlauf der Verkehrsleistung im Personen- bzw. Güterverkehr in Bayern. Die Verkehrsleistung wird mittels der Fahrleistungen je Fahrzeugklasse und dem Endenergieverbrauch berechnet. Abbildung 4-14 (a) zeigt die aufgrund der moderaten Bevölkerungsprognose kaum steigende Personenverkehrsleistung. Hervorzuheben ist jedoch der starke Anstieg der Schienenverkehrsleistung, der in den Szenarien E.plan und H₂igher stärker ausgeprägt ist. Im Gegensatz dazu nimmt durch den zukünftigen Anstieg des BIP die Güterverkehrsleistung fortwährend zu (s. Abbildung 4-14 (b)). Der Unterschied des Modal Shifts im Güterverkehr zwischen den beiden Szenario-rahmen ist dabei geringer ausgeprägt.

Unterschiede zwischen den Szenarien entstehen im Straßenverkehr ferner durch das Verhältnis der Antriebsarten bei den Neuzulassungen. Unterschiede bei der Transformation bestehen dabei insbesondere zwischen PKW und Sattelschleppern. Für diese beiden

Fahrzeugklassen sind die Anteile der Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeuge an den Neuzulassungen in Tabelle 4-2 angegeben. Die Jahre 2030 und 2035 werden bei den PKW durch die oben genannten bundesweiten bzw. europäischen Strategien geprägt. Dabei wird in E.plan und H₂igher von Synergien beim Hochlauf klimaneutraler Antriebsarten, die auf alle Straßenfahrzeuge übergreifen, ausgegangen. Bei den Sattelschleppern sind in diesen ambitionierten Szenarien 2030 die Hälfte der Neuzulassungen klimaneutral. Bei den PKW sind es entsprechend 80 %. Da die Unsicherheiten bezüglich der Wirtschaftlichkeit von batterieelektrischen Antrieben bzw. Brennstoffzellen im Schwerlastbereich größer sind, sind vor allem hier Unterschiede bei den Anteilen der Neuzulassungen zwischen den Szenarien zu finden.

Durch den starken Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur in H₂igher steigen die Anteile der Neuzulassungen von Brennstoffzellenfahrzeugen ab 2035 an. Wasserstoff-PKW erreichen im Zieljahr einen Anteil von 10 % an den Neuzulassungen. Dies entspricht in etwa dem Anteil an gewerblich genutzten Fahrzeugen, die häufig weite Strecken zurücklegen [151]. Dadurch, dass ab dem Jahr 2035 ausschließlich Fahrzeuge mit klimaneutralem Antrieb zugelassen werden, der Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur aber erst nachgelagert erfolgt, tritt der Effekt auf, dass im Jahr 2035 mehr Elektro-PKW zugelassen werden als im Jahr 2040. Dieser Effekt wird auch bei anderen Verkehrsträgern beobachtet.

(a) Verkehrsleistung im Personenverkehr
in Mrd. pkm | Bayern



(b) Verkehrsleistung im Güterverkehr
in Mrd. tkm | Bayern

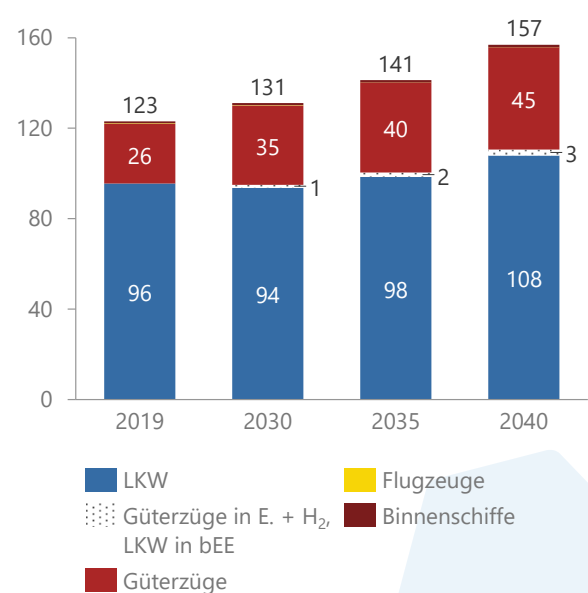


Abbildung 4-14: Entwicklung der Verkehrsleistung nach Verkehrsträger

Tabelle 4-2: Anteil der Elektro- und H₂-Fahrzeuge an den Neuzulassungen von PKW und Sattelschleppern

		2030		2035		2040	
		Strom	H ₂	Strom	H ₂	Strom	H ₂
PKW	E.plan	80 %	0 %	100 %	0 %	100 %	0 %
	H ₂ igher	79 %	1 %	95 %	5 %	90 %	10 %
	bEElated	65 %	3 %	90 %	10 %	90 %	10 %
Große LKW und Sattelschlepper	E.plan	40 %	10 %	80 %	20 %	80 %	20 %
	H ₂ igher	35 %	15 %	65 %	35 %	40 %	60 %
	bEElated	15 %	15 %	30 %	40 %	40 %	60 %

Im Gegensatz dazu erfolgt im Szenario bEElated eine verlangsamte Transformation. Der Hochlauf innerhalb der einzelnen Energieträger über die Jahre erfolgt kontinuierlich. Die Werte für alle Fahrzeugklassen des Straßenverkehrs sind im Anhang aufgeführt.

Im Schienen- und Schiffsverkehr, die top-down modelliert werden, erfolgen jeweils eine lineare sowie eine technologieoffene Transformation der konventionellen Energieträger, bei der elektrische Antriebe und Brennstoffzellen jeweils die gleichen Anteile erreichen. In den Szenarien E.plan und H₂igher werden 100 % der Dieselzüge substituiert. Im Szenario bEElated wird im Zieljahr noch ein Fünftel der Züge mit Diesel betrieben. Bei der Binnenschifffahrt werden entsprechend 20 % (vgl. [88]) bzw. 16 % der Schiffe ersetzt.

In allen drei detailliert modellierten Szenarien wird die Entwicklung des internationalen Flugverkehrs als identisch angenommen. Nach [152] stehen einer jährlichen Wachstumsrate von 0,8 %/a effizientere Flugzeuge (Effizienzgewinn von 17 % bis 2050) und optimierte Betriebsabläufe (Effizienzgewinn von 8 % bis 2050) gegenüber. Daraus resultiert ein jährlicher Anstieg des EEVs des internationalen Flugverkehrs um 0,07 %/a.

Die Datengrundlage, die verwendet wurde, um den Fahrzeugbestand der bottom-up modellierten Verkehrsträger PKW, Krafträder, LKW und Busse im Startjahr zu quantifizieren, ist in Tabelle 4-3 aufgeführt.

Zur Integration dieser Daten in das Modell werden u. a. folgende Schritte durchgeführt: Die aus [88] stammenden spezifischen Verbräuche werden für Elektrofahrzeuge mit Ladeverlusten von 10 % beaufschlagt. Um die Verkehrsleistung konsistent mit der

Neuzulassungs- und Außerbetriebsetzungslogik zu modellieren, werden innerhalb der Fahrzeugklassen über die Energieträger hinweg einheitliche Fahrleistungen angenommen. Hybridfahrzeuge werden nicht explizit abgebildet. Ihr Bestand wird in vollelektrische und fossil betriebene Fahrzeuge unterteilt (50/50).

Tabelle 4-3: Datengrundlage der Bottom-up-Modellierung des Straßenverkehrs

Kennwert	Quellen
Bestand nach Alter, Fahrzeugklasse und Energieträger	[186], [187], [188], [190]
Neuzulassungen	[84], [190]
Kapazitätsfaktor	[85]
Strecken	[189], [191]
Spezifische Verbräuche (Diesel, Benzin, Gas, Elektro, Wasserstoff)	[88], [84]

In der Top-down-Modellierung der übrigen Verkehrsträger erfolgt eine Unterscheidung nach Personen- und Güterverkehr sowie nach Verkehrsaufkommen und -leistung basierend auf [84], [146], [153], [88]. Um auch bei diesen Verkehrsträgern die Gegebenheit abzubilden, dass die spezifischen Verbräuche, den Quellen aus Tabelle 4-3 entsprechend, aufgrund technologischer Entwicklungen zurückgehen, wird für den elektrischen Bahnverkehr eine Effizienzsteigerung von 1 % pro Jahr angenommen. Diese Annahme basiert auf der historischen Entwicklung der spezifischen

Exkurs: Szenario AgreE

Die Berechnung des Szenarios AgreE basiert auf den Ergebnissen von E.plan. Dabei wird über einen exogenen Faktor (Suffizienzfaktor) ein suffizienteres Verhalten im Sektor Verkehr impliziert. Die Suffizienzfaktoren werden im Folgenden erläutert: Im Güterverkehr verbleibt die Verkehrsleistung auf dem Niveau von 2019 [89] und liegt damit im Zieljahr 2040 ca. 27 % unter der Güterverkehrsleistung des Szenarios E.plan. Dementsprechend nimmt der Endenergieverbrauch, der mit der Verkehrsleistung korreliert, für den LKW-Verkehr, die Binnenschifffahrt und den Güterschienenverkehr im Vergleich zu E.plan um 21 % ab. Im Personenverkehr erfährt die Verkehrsleistung

des motorisierten Individualverkehrs ausgehend von heute einen Rückgang um 30 %. Des Weiteren geht die Verkehrsleistung des Flugverkehrs um 55 % zurück [90]. Dies entspricht einer Abnahme des Endenergieverbrauchs der PKW und Krafträder um 14 % im Zieljahr sowie des internationalen Flugverkehrs, dessen Verkehrsleistung jährlich um 0,8 % steigt [152], um ca. 62 %. Beim Bus- und Schienenpersonenverkehr wird angenommen, dass der Modal Shift proportional zur Abnahme der Verkehrsleistung im motorisierten Individualverkehr zurückgeht, was zu einer Reduktion des Endenergieverbrauchs von 16 % führt.

Verbräuche des Bahnverkehrs nach [153]. Die historische Effizienzsteigerung liegt dabei höher als 1 % pro Jahr, umfasst allerdings auch die fossilen Energieträger. Aufgrund der sukzessiven Elektrifizierung und der damit sinkenden Steigerung der Effizienzzraten wird die historische Rate nach unten korrigiert.

Für eine konsistente Modellierung des gesamten Energiesystems wird die Transformation des Verkehrssektors auf europäischer Ebene modelliert. Die Datengrundlage hierfür ist äquivalent zu [14], wobei eine Anpassung des Startjahrs durchgeführt worden ist. Die zukünftige Entwicklung der Bevölkerung bzw. des BIP je Land wird [154] entnommen.

4.2.2 Scope 1-Emissionen und Endenergieverbrauch

Die zuvor beschriebenen Transformationspfade bewirken aufgrund der jeweils angenommenen Kraftstoff-, Antriebsart- und Verkehrsträgerwechsel eine fortlaufende Reduktion der THG-Emissionen des bayerischen Verkehrs. In Abbildung 4-15 ist der szenarienabhängige Verlauf der Emissionen bis ins Zieljahr 2040 abgebildet. Diese Grafik enthält, wie alle Grafiken in diesem Abschnitt, auch die entsprechenden Werte für den internationalen Flugverkehr. Dieser nimmt eine Sonderrolle ein, da seine THG-Emissionen kein Teil der Emissionsbilanzierungslogik des nationalen Treibhausgasinventarberichts sind. Somit sind die

THG-Emissionen im Sektor Verkehr

in Mio. t CO₂-Äq. | Bayern | Szenariovergleich

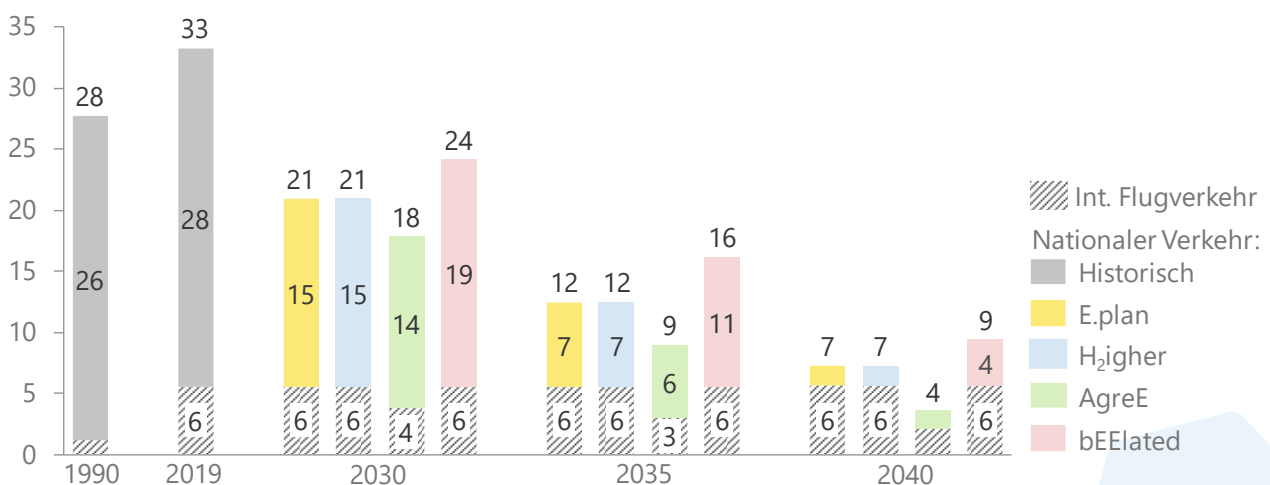


Abbildung 4-15: Scope 1-Emissionen des Verkehrs in Bayern nach Stützjahren und Szenarien

Emissionen des internationalen Flugverkehrs aus den nationalen THG-Zielen ausgeschlossen.⁵³

Wie zu Beginn dieses Abschnitts erwähnt, ist die Verkehrsleistung in den letzten Jahren im Mittel gestiegen. Diese Tatsache spiegelt sich auch in Abbildung 4-15 und den dort dargestellten historischen THG-Emissionen wider. Diese waren im Jahr 2019 mit 33 Mio. tCO₂-Äq. um 5 Mio. t CO₂-Äq. höher als im Jahr 1990. Dabei entfallen 40 % dieses Anstiegs auf den nationalen Verkehr. Bedingt durch die angenommenen Transformationsmaßnahmen, die ausgenommen des Szenarios AgreE keinen Rückgang der verkehrsträgerübergreifenden Verkehrsleistung (vgl. Abbildung 4-14) implizieren, erfolgt zukünftig in allen betrachteten Szenarien eine Verminderung der ausgestoßenen Emissionen. Da in E.plan und H₂igher nationale Strategien wie das Ziel von 15 Mio. vollelektrischen PKW im Jahr 2030 in Deutschland [87] umgesetzt werden, bewegen sich die beiden Szenarien innerhalb eines schmalen Korridors hinsichtlich ihrer THG-Emissionen. Da die Transformation hin zu klimaneutralen Energieträgern in einer ähnlichen Geschwindigkeit abläuft, liegen auch die THG-Emissionen durch den nicht transformierten Fahrzeugbestand im Jahr 2040 in der gleichen Größenordnung. In bE-Elated liegen die Emissionen deutlich über den Emissionen der anderen Szenarien. Grund dafür ist, neben der angenommenen langsameren Transformation der Antriebsarten, die Tatsache, dass wie im vorherigen Abschnitt 4.1.2 vorgestellt, der Modal Shift in diesem Szenario weniger stark ausgeprägt ist, d. h. ein größerer Anteil der Verkehrsleistung wird durch Straßenfahrzeuge, die pro Personen- und Tonnenkilometer höhere spezifische Verbräuche bzw. Emissionen aufweisen, zurückgelegt. Im Gegensatz dazu steht das Suffizienzscenario AgreE, das vor allem durch die angenommene Stagnation bzw. Abnahme der Verkehrsleistungen geringere Emissionen aufweist.

Die verbleibenden Scope 1-Emissionen im Jahr 2040 sind auf die unvollständige Transformation des gesamten Bestands zurückzuführen. Aufgrund von z. B. der mittleren Lebensdauer von über 10 Jahren eines PKWs, verbleiben trotz der ausschließlichen Neuzulassung von Fahrzeugen mit klimaneutralen Antriebsarten ab dem Jahr 2035 fossil betriebene Fahrzeuge im Bestand erhalten. Um das Ziel der THG-Neutralität dennoch zu erreichen, müssen synthetische Kraftstoffe für die verbleibenden Bestandsfahrzeuge eingesetzt werden oder diese durch zusätzliche

Maßnahmen und vorzeitige Außerbetriebsetzungen durch klimaneutrale Fahrzeuge ersetzt werden. Da die Verfügbarkeit und der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen eine gesamtsystemische Frage darstellen, wird darauf in den Abschnitten 5.2, 6.2 und 7.2 eingegangen.

Der entscheidende Anteil der Straßenfahrzeuge an den THG-Emissionen wird auch bei Betrachtung der Emissionen je Verkehrsträger deutlich. Diese sind für das Szenario E.plan in Abbildung 4-16 dargestellt.

Den internationalen Flugverkehr ausgenommen, erreichen die THG-Emissionen von PKW und LKW einen Anteil von 96 % an den gesamten Emissionen des Verkehrssektors. Dieser Anteil erreicht gegen Ende des betrachteten Zeitraums durch die zunehmende Elektrifizierung noch höhere Werte. Dennoch erfolgt eine Minderung der THG-Emissionen von PKW und LKW von ca. 26 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2019 auf ca. 1 Mio. t CO₂-Äq. im Zieljahr bzw. um ca. 96 %.

Der Verlauf der THG-Emissionen ist auf die Entwicklung des EEVs, die in Abbildung 4-17 je Szenario bezüglich der verschiedenen Energieträger dargestellt ist, zurückzuführen. Entscheidend ist der Rückgang der im Verkehrssektor nachgefragten flüssigen Kohlenwasserstoffe. Der EEV im Startjahr in Höhe von 133 TWh wird durch diese dominiert. Sie erreichen inklusive des internationalen Flugverkehrs einen Anteil von 94 % an der gesamten Endenergienachfrage. Weitere Energieträger im Jahr 2019 sind Biokraftstoffe, die vor allem beigemischt werden, und zu kleinen Anteilen elektrische Energie.

Ein Blick auf das Zieljahr 2040 zeigt einen deutlichen Rückgang des EEVs in allen Szenarien, der zwischen 36 % und 67 % liegt. Gleichzeitig gibt es einen starken Anstieg der Stromnachfrage. Je nach Szenario steigt auch die Wasserstoffnachfrage an, während die Nachfrage nach flüssigen Kohlenwasserstoffen in den einzelnen Szenarien, den internationalen Flugverkehr ausgenommen, variiert. Der Rückgang des EEVs ist in erster Linie auf die Effizienzsteigerung durch die direkte Elektrifizierung und den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen (Energieträgerwechsel) zurückzuführen. Dabei werden fossile Antriebe durch effizientere Antriebe ersetzt. Beispielsweise ist der spezifische Verbrauch eines vollelektrischen PKW-Kompaktwagens im Vergleich zu einem Benzinfahrzeug um ca. 67 %

⁵³ Der „internationale Flugverkehr“ umfasst die an Flugzeuge im internationalen Luftverkehr gelieferten Treibstoffmengen (und ihre Emissionen). Entscheidend sind dabei der Start- und Zielflughafen und nicht die Nationalität des Verkehrsunternehmens [101].

THG-Emissionen nach Verkehrsträgern in Mio. t CO₂-Äq. | Bayern | Verkehr | E.plan

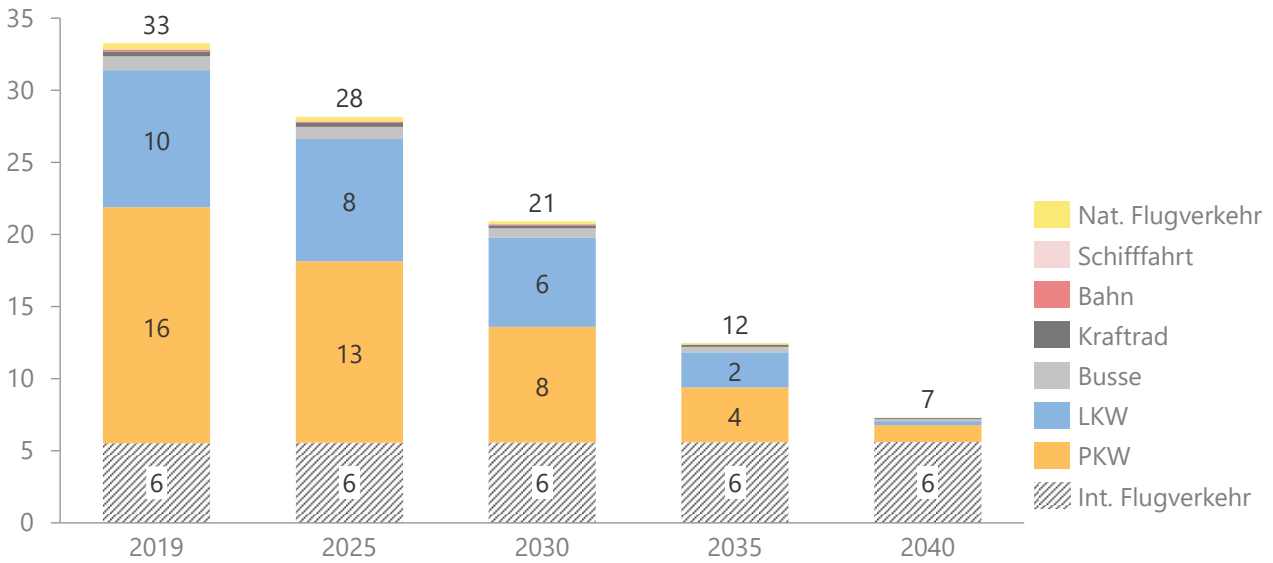


Abbildung 4-16: Scope 1-Emissionen nach Verkehrsträgern

niedriger, der eines entsprechenden Brennstoffzellenfahrzeugs um ca. 48 % [88]. Eine weitere Reduktion des EEVs wird durch die Verlagerung von Verkehr auf die Schiene sowie technologischen Fortschritt, der sich in rückläufigen spezifischen Verbräuchen widerspiegelt, erreicht. Auf die Ursachen der unterschiedlichen Verteilung der Energieträger und des nicht identischen Rückgangs des EEVs zwischen den Szenarien wird im Folgenden detailliert eingegangen.

Da in den Szenarien E.plan und H₂igher nationale Strategien umgesetzt werden, ist deren Transformationsgeschwindigkeit von fossilen Energieträgern hin zu klimaneutralen Energieträgern ähnlich. In der zweiten Dekade des betrachteten Zeitraums werden die divergierenden Annahmen bezüglich der Anteile der Wasserstofffahrzeuge an den Neuzulassungen, die in 4.2.1 eingeführt worden sind, deutlich. Im Zieljahr wird in H₂igher mit 9 TWh dreimal mehr Wasserstoff

Endenergieverbrauch nach Energieträgern in TWh | Bayern | Verkehr | Szenariovergleich

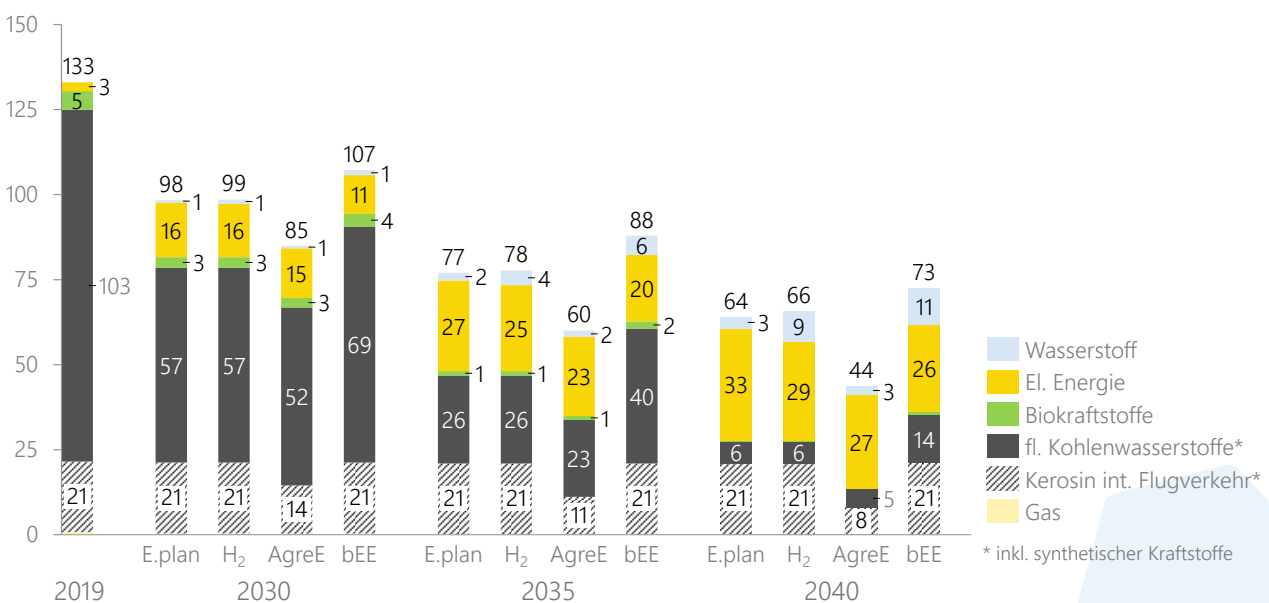


Abbildung 4-17: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern je Szenario

nachgefragt als im Szenario E.plan. Im Szenario E.plan werden im Zieljahr über die Hälfte des EEVs bzw. 77 % der Nachfrage des nationalen Verkehrs durch Strom gedeckt. Da vollelektrische Fahrzeuge effizienter als Brennstoffzellenfahrzeuge sind, ist der EEV in E.plan mit 64 TWh im Zieljahr um 2 TWh geringer als in H₂igher. Darüber hinaus existiert in beiden Szenarien im Zieljahr ein Bedarf an 6 TWh flüssigen Kohlenwasserstoffen, weil wegen der mittleren Lebensdauern von PKW von über 10 Jahren, auch trotz der abschließlichen Neuzulassung von Fahrzeugen mit klimaneutralen Antrieben ab dem Jahr 2035, nicht der gesamte Bestand ausgetauscht werden kann.

Die Nachfrage nach flüssigen Kohlenwasserstoffen fällt im Szenario bEElated aufgrund der langsameren Transformationsgeschwindigkeiten und eines langsameren Modal Shifts mehr als doppelt so hoch aus. Dieser höhere Verbrauch spiegelt sich auch im gesamten EEV wider, der im Jahr 2040 um 7 TWh höher ist als im Szenario H₂igher. Neben der höchsten Nachfrage nach flüssigen Kohlenwasserstoffen ist auch die Nachfrage nach Wasserstoff (11 TWh) im Szenario bEElated am höchsten. Neben der höheren Verkehrsleistung der Straßenfahrzeuge in diesem Szenario (vgl. Abbildung 4-14) – es findet weniger Verlagerung von Straßenverkehrsleistung auf die Schiene statt – ist die deutlich höhere Wasserstoffnachfrage auf die langsamere Transformation bis 2030 zurückzuführen. Zur Erreichung der Klimaziele muss die Transformationsgeschwindigkeit deshalb im Zeitraum von 2030 bis 2040 erhöht werden. Da Wasserstoff im Szenario bEElated

durch einen früheren Anschluss an das European Hydrogen Backbone in größeren Mengen zur Verfügung steht, besteht ein größerer Spielraum für den Einsatz im Verkehrssektor.

Am anderen Ende des Szenariotrichters liegt das Szenario AgreE. Aufgrund der angenommenen Stagnation der Güterverkehrsleistung sowie eines Rückgangs des motorisierten Individualverkehrs und des Flugverkehrs (vgl. Abschnitt 4.2.1) fällt der EEV in allen Stützjahren im Vergleich zu E.plan um 13 % bis 31 % niedriger aus.

Zu welchen Anteilen sich der Rückgang des Endenergieverbrauchs auf die einzelnen Verkehrsträger verteilt, geht aus Abbildung 4-18 hervor. Diese Grafik zeigt den Endenergieverbrauch nach Verkehrsträger im Start- und Zieljahr für das Szenario E.plan. Den mit Abstand größten Anteil am Rückgang des Endenergieverbrauchs haben die Maßnahmen, die im PKW-Bereich umgesetzt werden. Durch den Hochlauf der Elektrofahrzeuge und einen Modal Shift auf die Schiene reduziert sich der EEV der PKW in Bayern von 2019 bis ins Zieljahr 2040 um 46 TWh bzw. 71 %. Die identischen Maßnahmen, ergänzt um Wasserstofffahrzeuge im Schwerlastverkehr, erzielen im LKW-Bereich eine Reduktion um ca. 58 % bzw. 22 TWh. Eine Besonderheit hierbei ist, dass die Verkehrsleistung der LKW im Vergleich zu den PKW durch das prognostizierte BIP-Wachstum weiter ansteigt (vgl. Abbildung 4-14). Die Verlagerung von Personen- und Güterverkehrsleistung von der Straße auf die Schiene führt zu einer

Endenergieverbrauch nach Verkehrsträger
in TWh | Bayern | Verkehr | E.plan

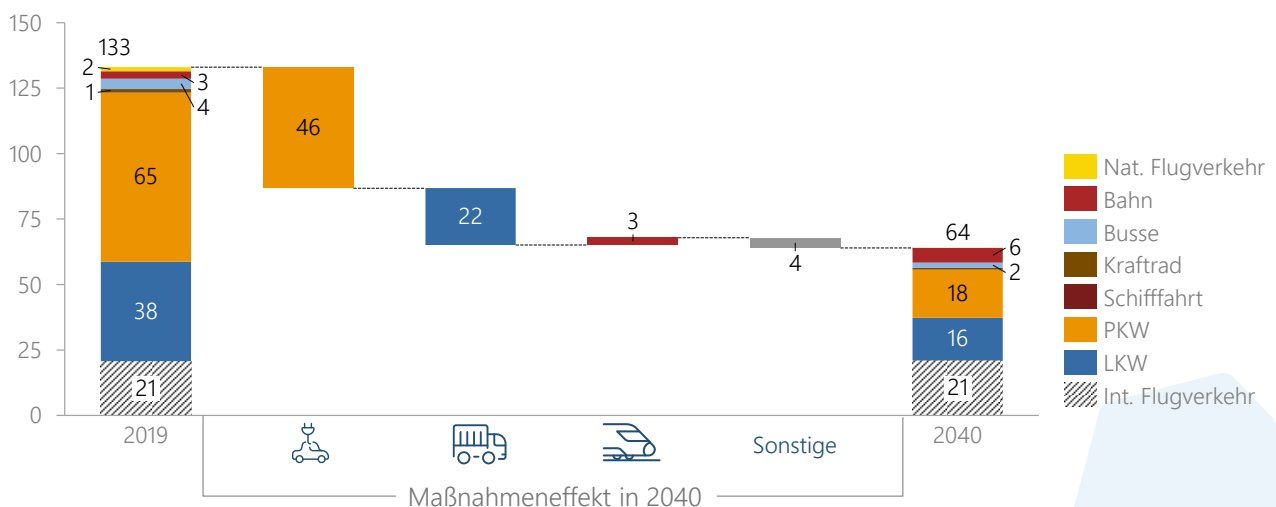


Abbildung 4-18: Endenergieverbrauch nach Verkehrsträger

Verdopplung der Energienachfrage des Bahnverkehrs. Daraus ergibt sich ein EEV von 6 TWh im Jahr 2040 für diesen Verkehrsträger. Die im Rahmen des Transformationsprozesses vorgenommenen Maßnahmen bei den übrigen Verkehrsträgern führen zu einer weiteren Reduktion des EEVs um 4 TWh. Zusammengefasst verringert sich die Energienachfrage durch den in E.plan angenommenen Pfad von 133 TWh im Startjahr auf 64 TWh im Zieljahr, wobei die Maßnahmen im PKW-Bereich für zwei Drittel des Rückgangs verantwortlich sind.

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verkehrsträgern im Szenario H₂igher unterscheidet sich nur bei den LKW von E.plan. Durch den höheren Anteil an Brennstoffzellenfahrzeugen, die einen höheren spezifischen Verbrauch aufweisen, fällt die Reduktion der Nachfrage dort um 2 TWh geringer aus. Im Szenario bEElated fällt die EEV-Reduktion mit 41 TWh bei den PKW, 18 TWh bei den LKW und 3 TWh bei den sonstigen Verkehrsträgern jeweils geringer aus. Auch der Anstieg im Bahnverkehr erreicht mit 1 TWh nicht das Niveau von E.plan. Gründe dafür sind die langsamere Transformation, der höhere Anteil von Wasserstofffahrzeugen sowie der moderater ausgeprägte

Modal Shift. Dadurch lässt sich der insgesamt höhere EEV im Szenario bEElated erklären.

4.3 Private Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

In Deutschland entfielen 2019 15,2 % der gesamten THG-Emissionen von 800 Mio. t CO₂-Äq. auf den Gebäudesektor [144], der sich in dieser Studie aus den privaten Haushalten und dem Sektor Gewerbe-Handel-Dienstleistungen zusammensetzt. Unter anderem durch die Tatsache bedingt, dass die Heizungsstruktur in Bayern stark durch Öl- und Gasheizungen geprägt ist [155], lag der Gebäudesektor, mit einem Anteil von knapp einem Viertel an den ausgestoßenen THG-Emissionen (96 Mio. t CO₂-Äq.), hinter dem Sektor Verkehr auf dem zweiten Rang der größten Emittenten [145]. Im Jahr 2019 entsprach dies pro Kopf 1,8 t CO₂-Äq., wohingegen dieser Wert auf Bundesebene bei nur 1,5 t CO₂-Äq. lag [67], [26].

Neben den Emissionen ist in Abbildung 4-19 der EEV der Gebäude nach Energieträgern [145] und Anwendung [25] dargestellt. Der Gebäudesektor ist 2019 für

Emissionen und Endenergieverbrauch (EEV)

in Mio. t CO₂-Äq. bzw. TWh | Bayern | 2019 | Gebäude

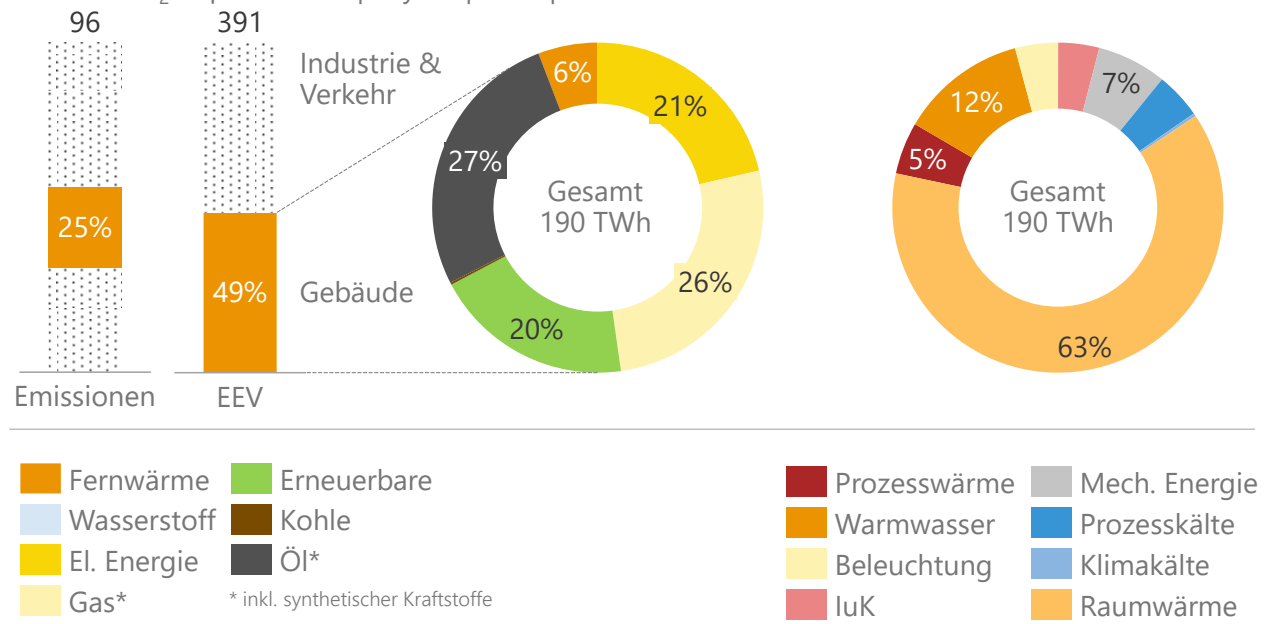


Abbildung 4-19: Emissionen und Endenergieverbrauch des Gebäudesektors in Bayern⁵⁴

⁵⁴ Eigene Darstellung mit Daten aus [145]. Der Anteil der Anwendungen, der für Bayern nicht explizit vorliegt, entspricht den deutschen Anteilen [25]. Hinter der Anwendung „Prozesswärme“ steckt primär der Endenergiebedarf zum Kochen und Backen. Die Anwendung

„mechanische Energie“ umfasst u.a. auch den Verbrauch von (Nutz-)Fahrzeugen, die dem Sektor GHD zugeordnet werden.

knapp die Hälfte des bayerischen Endenergieverbrauchs verantwortlich. Mit 75 % hat die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung einen signifikanten Anteil am Endenergiebedarf der Gebäude. Ferner wird über 50 % dieses Bedarfs durch die fossilen Energieträger Öl und Gas gedeckt. Weitere bedeutende Energieträger sind elektrische Energie und Erneuerbare Energieträger.

Die größten Herausforderungen der Dekarbonisierung des Gebäudesektors umfassen den notwendigen Austausch von Heizungsanlagen, aber auch die energetische Sanierung des Gebäudebestands, um den Bedarf an Raumwärme zu reduzieren. Beide Maßnahmen können nur bei entsprechender Verfügbarkeit von Fachkräften umgesetzt werden.

4.3.1 Basisdaten und Grundannahmen

Den Ausgangspunkt für die Modellierung des Gebäudesektors stellt der in Abbildung 4-19 eingeführte EEV nach Energieträgern und Anwendungen dar. Das für die Modellierung verwendete Wetterjahr ist 2012. Die zukünftige Nachfrageentwicklung aller Anwendungen, ausgenommen die Raumwärme und die Klimakälte, wird basierend auf der in Abbildung 4-13 dargestellten Bevölkerungsentwicklung fortgeschrieben. Die Entwicklung des Wohngebäudebestands bzw. deren Raumwärme- und Klimakältebedarf wird über die Bevölkerungsentwicklung sowie die Entwicklung der Wohnfläche pro Kopf (s. Tabelle 4-4) modelliert. Die Fortschreibung der Wohnfläche erfolgt auf Basis des relativen Zuwachses der Wohnflächen aus [67] mit einer Wohnfläche von 47 m² pro Einwohner im Jahr 2019 [156].

Tabelle 4-4: Entwicklung der spezifischen Wohnfläche je Einwohner

	2019	2025	2030	2035	2040
Wohnfläche in m²/Einwohner	47	49	50	52	53

Die jeweils angenommene Energieeffizienzklasse der Neubauten ist in Tabelle 4-5 enthalten. Diese steigt bis ins Zieljahr an, wobei die Entwicklung der Effizienzklassen der Nichtwohngebäude leicht zeitversetzt mit geringfügig niedrigeren Standards verläuft, da hier die Anforderungen an den Wärmekomfort oft

geringer sind.

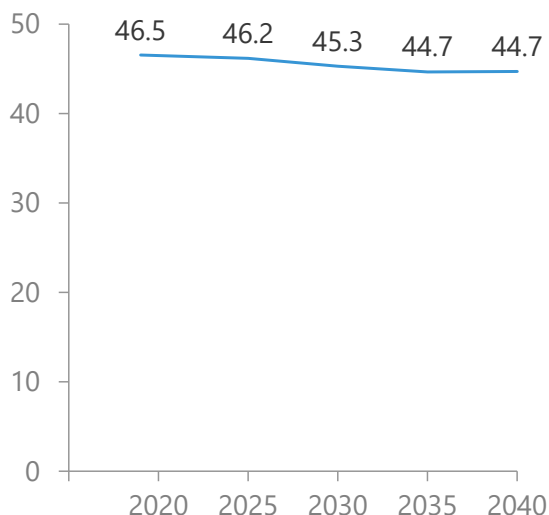
Tabelle 4-5: Energieeffizienzklassen des Neubaus von Wohn- und Nichtwohngebäuden

	Bis 2020	Bis 2025	Bis 2030	Bis 2035	Bis 2040
Wohngebäude	kfW 70	kfW 55	kfW 40	Passivhaus	Passivhaus
Nichtwohngebäude	kfW 70	kfW 55	KfW 55	kfW 40	kfW 40

Im Gegensatz zur Entwicklung der Wohnflächen nehmen die Flächen der Nichtwohngebäude über die Zeit ab. Diese Tatsache basiert auf der Annahme, dass es einen Zusammenhang zwischen der prognostizierten Anzahl der Erwerbspersonen und der Entwicklung der Nettogrundflächen der Nichtwohngebäude gibt (s. Abbildung 4-20) [157]. Der Startwert der Nettogrundfläche, die den beheizten Flächen im Sektor GHD entspricht, entstammt der „Forschungsdatenbank Nichtwohngebäude“ des IWU [158]. Der Ausschluss der Flächen der Nichtwohngebäude aus der Industrie, die nicht dem Gebäudesektor zuzuordnen sind, erfolgt dabei nach ihrem Anteil in [159]. Bei dieser Betrachtung wurde von einer konstanten Nettogrundfläche pro Erwerbsperson ausgegangen.⁵⁵

⁵⁵ Eine Erwerbsperson ist eine Person, die nach eigener Aussage einer Erwerbstätigkeit nachgeht bzw. nachgehen möchte. Somit sind Erwerbspersonen eine Teilmenge der Erwerbsbevölkerung bzw. der Bevölkerung im Alter zwischen 15 und unter 70 Jahre [157].

Erwerbspersonen in Mio. | Deutschland



Nettogrundfläche der Nichtwohngebäude in Mio. m² | Deutschland

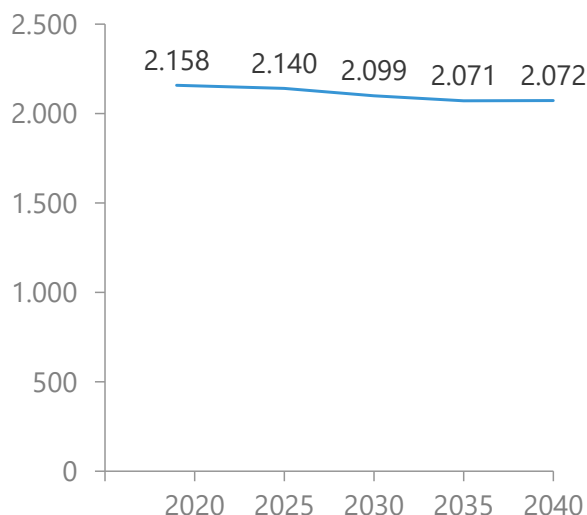


Abbildung 4-20: Entwicklung der Erwerbspersonen und der Nettogrundflächen der Nichtwohngebäude

Über alle Szenarien hinweg wird angenommen, dass die Stromeffizienz von Elektrogeräten und Leuchtmitteln durch deren Austausch innerhalb ihres natürlichen Lebenszyklus ansteigt. Für Elektrogeräte wird dabei auf den Mittelwert der historischen Entwicklung der Stromeffizienz aus [91] zurückgegriffen. Dieser beträgt im Sektor pHH 0,9 %/a sowie im Sektor GHD 0,7 %/a. Nach [92] existiert für die Effizienzsteigerung der Beleuchtung ein höheres Potenzial von ca. 1 %/a. Dieses wird berücksichtigt.

Technologischer Fortschritt geht jedoch nicht immer mit einer Reduktion des EEVs einher. Die fortschreitende Digitalisierung setzt einen Ausbau der Rechenzentren voraus. Der Neubau von Rechenzentren wird in Anlehnung an das „Szenario B/C“ des „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045“ modelliert [41]. Daraus resultiert unter der Annahme eines linearen Anstiegs des Bedarfs bis in das entsprechende Stützjahr ein zusätzlicher Strombedarf von ~2 TWh/a in Deutschland. Mit Hilfe des Regionalisierungsmoduls (s. Abschnitt 3.1.3) ergibt sich daraus für Bayern im Zieljahr 2040 ein zusätzlicher Strombedarf von 1,3 TWh, der die notwendige Kühlung der Rechenzentren beinhaltet.

Abhängig vom jeweiligen Szenariorahmen (s. Abschnitt 2.2) unterscheiden sich die Annahmen zu Sanierungsraten und -tiefen sowie der Effizienzsteigerung bei der Trinkwarmwasserbereitstellung. Die Sanierungsraten und -tiefen basieren auf der Studie „Klimaneutrale Wärme München 2035“ [93] und wurden um eigene Annahmen und auf Basis der Aussagen der Teilnehmer:innen der Stakeholderworkshops zu

Effizienzstandards und Umsetzungsgeschwindigkeiten zur Differenzierung zwischen den einzelnen Szenarien ergänzt. In den Szenarien unterscheidet sich der prozentuale Anteil des Gebäudebestands, der saniert wird, nicht aber die Sanierungstiefe. Die Sanierungstiefen für die einzelnen Zeitschritte sind in Tabelle 4-6 aufgeführt. Es wird dabei zwischen Gebäuden mit Fernwärmeanschluss sowie Gebäuden in pHH und GHD unterschieden. Hintergrund ist die höhere Vorlauftemperatur in den Fernwärmenetzen, die eine Sanierung über den Standard kfW 70 hinaus nicht unbedingt notwendig macht.

Tabelle 4-6: Gebäude-Sanierungstiefen ohne und mit Anschluss an das Fernwärmenetz

Sanierungstiefe	pHH	GHD	Fernwärmegebiet
Bis 2030	kfW 70	kfW 70	kfW 70
2030 bis 2035	kfW 55	kfW 55	
2035 bis 2040	kfW 40		

Es kommt hinzu, dass sich Gebäude mit einer Fernwärmeversorgung häufig in einem dicht besiedelten Gebiet, teilweise mit einer hohen Durchdringung mit denkmalgeschützten Häusern, befinden. Dadurch wird die Sanierung der Gebäude erschwert. Dies wirkt sich auf die Sanierungsaktivität aus, die in Fernwärmegebieten in entsprechend geringerem Maß erfolgt. Die

Sanierungsraten für die einzelnen Szenarien sind in Tabelle 4-7 dargestellt. Der Maximalwert der Sanierungsrate beträgt im Szenariorahmen „Energiewende nach Plan der Bundesregierung“ bei Standardgebäuden, also Häusern ohne Fernwärmeanschluss in pHH und GHD, 2,2 %. Im Szenariorahmen „Hemmnisse verzögern die Transformation“ ist davon auszugehen, dass durch fehlende Handwerkerverfügbarkeiten die Geschwindigkeit der Sanierung geringer ausfällt, weshalb der Maximalwert der Sanierungsrate bei Standardgebäuden bei nur 1,5 % liegt.

Grundlage für die Effizienzsteigerung bei der Trinkwarmwasserbereitstellung ist [94]. In E.plan und H₂igher wird angenommen, dass der Zapfenergiebedarf beim Duschen sinkt und bestehende Warmwasserspeicher beim Wechsel der Heizungssysteme durch effizientere Speicher ersetzt werden. Daraus resultiert ein Effizienzfaktor von 0,5 %/a für die Trinkwarmwasserbereitstellung. Durch die Annahme einer niedrigeren Austauschrate für Warmwasserspeicher fällt dieser Faktor im Szenario bEElated mit 0,45 %/a geringer aus.

Der Fernwärmeausbau wird exogen auf Basis von [30] modelliert. Dazu wird jährlich ein gewisser Prozentsatz des Fernwärmepotenzials erschlossen.⁵⁶ Dieser Anteil beträgt in den Szenarien E.plan und H₂igher bis 2025 0,2 %/a, bis 2030 0,5 %/a und bis 2040 0,85 %/a. Im Szenario bEElated liegt der Prozentsatz konstant bei 0,2 %/a. Ferner werden durch den Ausbau der Fernwärme bestehende Heizsysteme entsprechend ihres Anteils an der gesamten bereitgestellten Wärme verdrängt.

Während der Fernwärmeausbau v. a. in Ballungsgebieten zu lokalisieren ist, besteht in Bayerns

ländlichen Regionen ein großes Potenzial, Öl- und Gaskessel durch Wärmepumpen zu substituieren. Diese Art des Heizungsaustausches ist auch in un- bzw. teilsanierten Gebäuden möglich [95]. Nach Szenario verschieden stark ausgeprägt, werden ab 2030 Gasverteilnetze auf den Einsatz von Wasserstoff umgestellt. Dazu müssen die verbliebenen Gaskessel in diesen Netzen durch Wasserstoffdirektheizungen ersetzt werden. Die Umstellung findet in dezentral durch eigene Elektrolyseure versorgten Inselnetzen sowie in industrienahen Gasverteilnetzen statt, da Industriezentren vorrangig an das Wasserstofftransportnetz angeschlossen werden [96].⁵⁷ Bei der Wahl der zukünftigen Heiztechnologien wird das Einbauverbot von Öl- und Kohlekesseln sowie der Mindestanteil von 65 % Erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung ab dem Jahr 2024 berücksichtigt [97], [98].

Um diese Gegebenheiten adäquat mit PriHM und TerM abzubilden, wurden Erkenntnisse aus vergangenen Arbeiten wie „Dynamis“ [31], [99] und „Klimaneutrale Wärme München 2035“ [93], welche in ihrer Modellierung jeweils den Gebäudebestand berücksichtigt haben, fortwährend zur Validierung der Parametrierung bzw. Ergebnisse verwendet.

Bei der Modellierung der Heizsysteme werden in dieser Studie vier relevante, vereinfachende Annahmen getroffen. Zum einen werden in Neubauten ausschließlich Wärmepumpen eingebaut. Zum anderen werden Wasserstoffdirektheizungen nur in Gebäude eingebaut, die zuvor durch ein Gasverteilnetz versorgt wurden. Des Weiteren erfolgt keine Transformation von Biomasseheizungen. Der Endenergieverbrauch jener geht proportional zur Sanierung zurück, was wiederum näherungsweise einer sektorübergreifenden nachhaltigen Biomassenutzung entspricht.

Tabelle 4-7: Sanierungsraten je Szenario in Gebäuden mit und ohne Fernwärmeanschluss

Sanierungsraten		Bis 2025	Bis 2030	Bis 2035	Bis 2040
Standard	E.plan und H ₂ igher	1,1 %	1,5 %	1,9 %	2,2 %
	bEElated	1,1 %	1,2 %	1,4 %	1,5 %
Fernwärme	E.plan und H ₂ igher	0,7 %	0,9 %	1,1 %	1,25 %
	bEElated	0,55 %	0,75 %	0,95 %	1,1 %

⁵⁶ Das Fernwärmepotenzial in Deutschland beträgt 340 TWh [30].

⁵⁷ Eine Einspeisung in das gesamte bestehende Erdgasnetz ist nur begrenzt möglich, da Gaskessel mit dem Zertifikat „H₂-ready“ nach DVGW-Zertifizierungsprogramm ZP 3100 nur für einen Wasserstoffanteil von bis zu 20 Vol.-% ausgelegt sind [183].

Der Heizungstausch erfolgt basierend auf dem nachgefragten Wärmebedarf. Dabei wird in allen Szenarien für Öl- und Kohlekessel ein Wirkungsgrad von 90 % angenommen. Jener der Gas- und Wasserstoffheizungen liegt bei 92 %, um den notwendigen EEV zur Bereitstellung des Wärmebedarfs zu berechnen. Für Stromdirektheizungen werden vereinfachend keine Wirkungsgradverluste angenommen.

Zu Erreichung der Klimaziele wird in E.plan und H₂igher eine mittlere Kesseltauschrates hin zu Wärmepumpen und H₂-Direktheizungen von ca. 4,7 %/a angenommen. Dies entspricht einer Substitution aller konventionellen Heizkessel bis ins Zieljahr. Im Szenario bEElated liegt diese Rate durch die angenommenen Hemmnisse bei ca. 3,7 %/a. Die aus diesen Gegebenheiten resultierende szenarienabhängige Parametrierung des Kesseltausches ist Tabelle 4-8 zu entnehmen.

Weitere Anwendungen, deren Parametrierung sich bei den beiden Szenariorahmen unterscheiden, sind die Prozesswärme und die mechanische Energie. In E.plan und H₂igher werden bis ins Zieljahr knapp 100 % der nicht elektrisch bereitgestellten Prozesswärme, die

vorwiegend durch Herde und Backöfen erzeugt wird, elektrifiziert. Im Szenario bEElated liegt der bis 2040 umgestellte Anteil bei 80 %. Aufgrund der Heterogenität der Anwendung „mechanische Energie“ im Sektor GHD wird diese in keinem der Szenarien komplett auf elektrische bzw. Brennstoffzellentechnologien umgestellt. Im Szenariorahmen „Energiewende nach Plan der Bundesregierung“ wird eine lineare Transformation angenommen, die 2045 abgeschlossen ist. Im zweiten Szenariorahmen liegt das Zieljahr dieser Transformation im Jahr 2050. In E.plan werden am Ende 5 % der mechanischen Energie durch Brennstoffzellentechnologien bereitgestellt. In H₂igher und bEElated liegt dieser Anteil bei 15 %. Der Rest wird jeweils elektrifiziert. Da ein Teil dieser mechanischen Energie dem Verbrauch von Fahrzeugen im Sektor GHD zuzuordnen ist, erfolgt die Umrechnung zwischen den Energieträgern basierend auf dem Verhältnis der spezifischen Verbräuche von mittelgroßen LKW [88] folgend.

Tabelle 4-8: Parametrierung der Transformation der Bestandsheizungen

Gas	E.plan	Substitution von ca. 97 % der Gaskessel durch Wärmepumpen bis ins Zieljahr Umstellung von ca. 2,5 % der Gaskessel auf H ₂ -Direktheizungen bis ins Zieljahr
	H ₂ igher	Substitution von ca. 84 % der Gaskessel durch Wärmepumpen bis ins Zieljahr Umstellung von ca. 15 % der Gaskessel auf H ₂ -Direktheizungen bis ins Zieljahr
	bEElated	Substitution von ca. 56 % der Gaskessel durch Wärmepumpen bis ins Zieljahr Umstellung von ca. 22 % der Gaskessel auf H ₂ -Direktheizungen bis ins Zieljahr
Öl	E.plan	Substitution von 99 % der Ölkessel durch Wärmepumpen bis 2035
	H ₂ igher	
	bEElated	Substitution von 90 % der Ölkessel bis 2035 und weiteren 5 % bis 2040 durch Wärmepumpen
Kohle	E.plan	Umstellung aller Kohlekessel auf Wärmepumpen bis 2025
	H ₂ igher	
	bEElated	Umstellung aller Kohlekessel auf Wärmepumpen bis 2030
Strom	E.plan	Linear ablaufende Transformation aller Stromdirekt- und Nachtspeicherheizungen hin zu Wärmepumpen bis 2040
	H ₂ igher	
	bEElated	Linear ablaufende Transformation von 80 % der Stromdirekt- und Nachtspeicherheizungen hin zu Wärmepumpen bis 2040

Exkurs: Szenario AgreE

Ausgangspunkt für das AgreE-Szenario, das von einem suffizienteren Verhalten der Bevölkerung ausgeht, ist das Szenario E.plan. Die Zustimmung zum Energiesparen wird dabei durch Suffizienzfaktoren abgebildet. In den privaten Haushalten stagniert die beheizte bzw. gekühlte Fläche pro Kopf auf dem Niveau von 2019. Dies entspricht, nach der Entwicklung der Wohnfläche pro Person aus Tabelle 4-4, einem Rückgang der Raumwärme und Klimakälte im Jahr 2040 um ca. 11 %.

4.3.2 Scope 1-Emissionen und Endenergieverbrauch

Die Umsetzung der Klimaschutzmaßnahmen (s. Abschnitt 4.3.1) in den Szenarien E.plan, H₂igher, AgreE und bEElated führen im Gebäudesektor zu einer Verminderung der direkten THG-Emissionen. Der Verlauf der THG-Emissionen bis ins Zieljahr 2040 ist in Abbildung 4-21 für alle vier Szenarien dargestellt. Alle Ergebnisse in diesem Abschnitt basieren auf der Verwendung des Jahres 2012 als Wetterjahr. Dadurch sind etwaige Abweichungen gegenüber Abbildung 4-19 sowie [100] zu erklären.

Ferner wird davon ausgegangen, dass die Raumtemperatur um 1 °C gesenkt wird. Das entspricht in etwa einer Reduktion der Raumwärmebedarfe um 6 %. Schließlich werden zusätzliche Maßnahmen bei der Effizienzsteigerung der Trinkwarmwasserbereitstellung umgesetzt. Durch eine weitere Verringerung des Zapfenergiebedarfs und eine veränderte Einstellung der Zirkulationsleitungen können im Vergleich zum Referenzszenario weitere 20 % des Warmwasserbedarfs eingespart werden [94].

Die historischen Werte der THG-Emissionen im Gebäudesektor liegen für die Jahre 1990 und 2019 in etwa auf dem gleichen Niveau. Dabei ist zu beachten, dass dem Wert aus dem Jahr 2019 das Wetterjahr 2012 zugrunde liegt. In den Folgejahren wird in allen Szenarien durch die angenommenen Transformationspfade eine deutliche Reduktion der Emissionen erreicht. Der vergleichbare Rückgang um 58 % bis ins Jahr 2030 in den Szenarien E.plan und H₂igher, ist auf die nationalen Zielvorgaben wie etwa das Einbauverbot von Öl- und Gaskesseln (s. Abschnitt 4.3.1) zurückzuführen. Bis ins Zieljahr entwickeln sich beide Szenarien leicht unterschiedlich. Durch den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur im Szenario H₂igher ab

THG-Emissionen im Sektor Gebäude

in Mio. t CO₂-Äq. | Bayern | Wetterjahr 2012 | Szenariovergleich

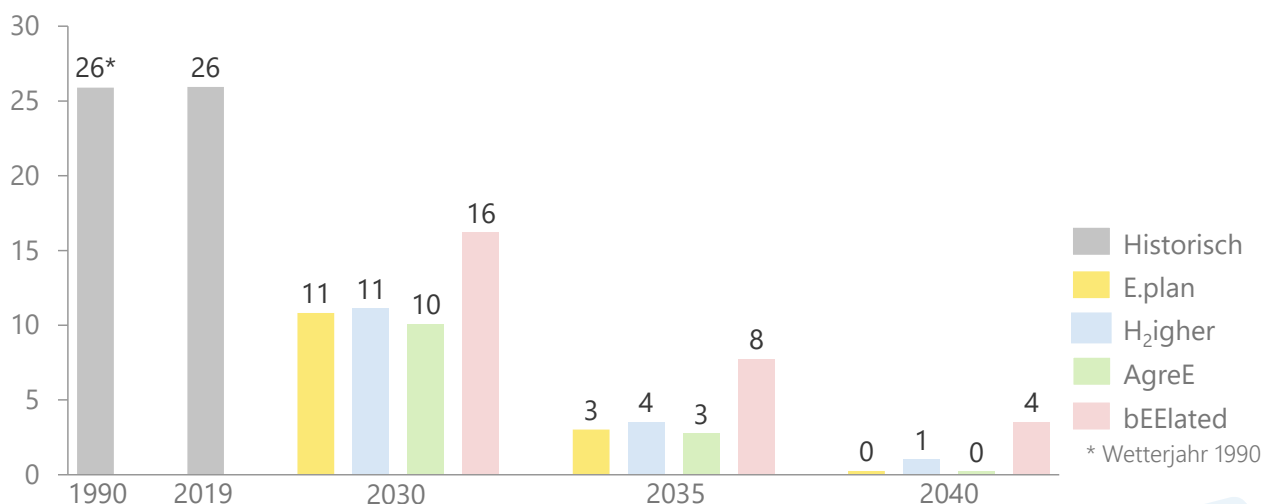


Abbildung 4-21: Scope 1-Emissionen des Gebäudesektors in Bayern nach Stützjahren und Szenarien⁵⁸

⁵⁸ Die Scope 1-Emissionen beinhalten nur die direkt in den Gebäuden ausgestoßenen Emissionen. D. h. die Emissionen der

Fernwärmebereitstellung und Stromerzeugung werden hier nicht bilanziert. Diese sind dem Bereitstellungssektor zuzuordnen.

dem Jahr 2030 schlagen sich die Unterschiede erst ab diesem Zeitpunkt in der Entwicklung der THG-Emissionen nieder. Das Szenario AgreE erreicht im Vergleich zu den anderen Szenarien des Szenariorahmens „Energiewende nach Plan der Bundesregierung“ (vgl. Abbildung 4-21) durch ein suffizienteres Verhalten der Bevölkerung eine schnellere Emissionsminderung, da insgesamt weniger Energie verbraucht wird. Durch die in bEElated implizierten Hemmnisse wie z. B. Lieferprobleme bei klimaneutralen Heiztechnologien (vgl. Abschnitt 2.2.2) weist dieses Szenario in den Jahren 2035 und 2040 höhere direkte THG-Emissionen auf. Äquivalent zum Verkehrssektor enthalten die hier dargestellten THG-Emissionen keine Information darüber, ab wann und in welchen Mengen synthetische Kraftstoffe zur Erreichung der Klimaziele verwendet werden. Der Einsatz synthetischer Kraftstoffe zur Erreichung der Klimaziele wird in den Abschnitten 5.2, 6.2 und 7.2 diskutiert.

Abbildung 4-22 zeigt die Bedeutung der Technologien zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Bezug auf die THG-Emissionen des Gebäudesektors. Dargestellt sind die THG-Emissionen des Gebäudesektors im Szenario E.plan nach den unterschiedlichen Anwendungen. Im Startjahr entfallen 92 % der THG-Emissionen auf die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung. Dabei sind 81 % der gesamten Emissionen allein auf die Anwendung Raumwärme zurückzuführen. Auch in den einzelnen Stützjahren bleibt deren Anteil hoch. Der Anteil der Raumwärme

an den gesamten THG-Emissionen geht dabei im Jahr 2035 auf etwa 67 % zurück, bevor im Zieljahr, bis auf sehr wenige Ausnahmen, eine klimaneutrale Wärmeversorgung erreicht wird. Der überwiegende Anteil der Restemissionen im Jahr 2040 geht im Szenario E.plan auf die mechanische Energie zurück. Die verbleibenden Emissionen werden im Sektor GHD durch schwer zu transformierende Spezialmaschinen verursacht.

Abbildung 4-22 zeigt deutlich auf, dass die entscheidende Maßnahme zur Erreichung der Klimaneutralität im Sektor Gebäude die Substitution fossil betriebener Heizanlagen durch klimaneutrale Heiztechnologien bzw. Brennstoffe ist. Die Auswirkungen des Wechsels zeigen sich auch in Abbildung 4-23, in der der Endenergieverbrauch im Gebäudesektor nach Energieträger und Szenario dargestellt ist. Über alle Szenarien nimmt der Anteil von Öl und Gas über die Jahre hinweg ab, wohingegen die Mengen an elektrischer Energie, Fernwärme, Wasserstoff und Umweltwärme für Wärmepumpen steigen. Ein weiterer allgemeiner Trend ist der Rückgang des gesamten Endenergieverbrauchs, der u. a. auf Effizienzmaßnahmen wie der Gebäudehüllensanierung beruht.

Aus Abbildung 4-23 wird darüber hinaus deutlich, dass Gemeinsamkeiten und Unterschiede zwischen den Pfaden der einzelnen Szenarien existieren. Der Fernwärmeausbau von 13 TWh im Jahr 2019 auf 22 TWh im Zieljahr sowie der Rückgang der Biomasse

THG-Emissionen nach Anwendungen

in Mio. t CO₂-Äq. | Bayern | Gebäude | Wetterjahr 2012 | E.plan

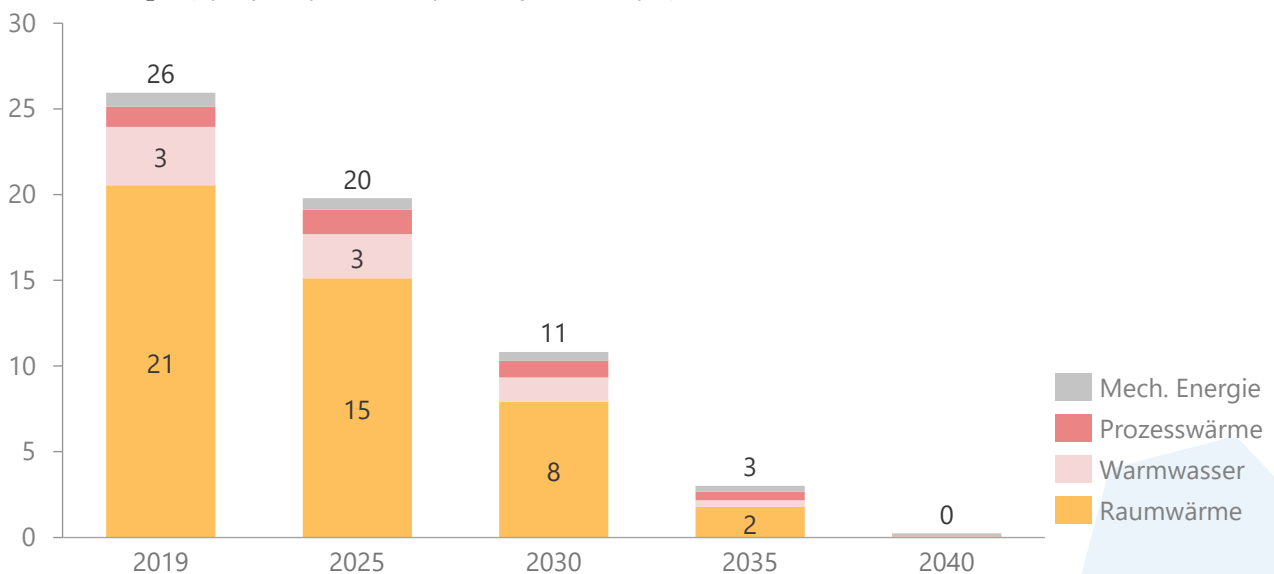


Abbildung 4-22: Emissionen des Gebäudesektors nach Anwendung

verläuft in E.plan und H₂igher, auch aufgrund der Annahme gleicher Sanierungsraten, identisch. Weiter unterscheiden sich in den beiden Szenarien, bedingt durch die Einhaltung nationaler Strategien, die Mengen an fossilen Brennstoffen im Jahr 2030 nicht. Differenzen treten vorrangig in den 2030er-Jahren auf. Im Szenario H₂igher werden im Zieljahr, in erster Linie durch H₂-Direktheizungen, 6 TWh Wasserstoff nachgefragt, wohingegen dieser Wert in E.plan unter 1 TWh liegt. Im Gegensatz dazu beziehen Wärmepumpen in E.plan ~23 TWh Strom, was ~1 TWh über der entsprechenden Nachfrage in H₂igher liegt. Dieser Unterschied wird auch durch den divergierenden Umweltwärmebedarf deutlich. Die im Vergleich zu den Wärmepumpen geringere Effizienz der H₂-Direktheizungen führt im Szenario mit „günstigen Bedingungen für Wasserstoff“ zu einem um 2 TWh höheren Endenergieverbrauch im Zieljahr. Zusammengefasst geht der EEV über den betrachteten Zeitraum in E.plan um ca. 14 % sowie in H₂igher um ca. 13 % zurück. Ohne Umgebungswärme beträgt der Rückgang entsprechend 41 % bzw. 39 %.

Der geringere EEV im Szenario AgreE gegenüber E.plan resultiert aus dem suffizienteren Verhalten der Bevölkerung, aus dem vor allem eine Reduktion des Wärmebedarfs folgt. Dadurch wird ein um ca. 10 % höherer Rückgang des EEVs um ca. 24 % bis ins Zieljahr erreicht. Trotz der vereinfachten Modellierung des Szenarios AgreE verdeutlicht dieses Ergebnis

mögliche Stellhebel fernab der technologiegeprägten Annahmen der übrigen Szenarien.

Im Gegensatz dazu steht der Rückgang des EEVs um lediglich ca. 8 % (bzw. 33 % ohne Umweltwärme) im Szenario bEElated. Lieferkettenprobleme und ein Mangel an Handwerkern verlangsamen dabei den Heizungstausch, den Fernwärmeausbau sowie die notwendige Sanierung von Bestandsgebäuden. Die verminderte Sanierungsaktivität spiegelt sich dabei vor allem in dem zuvor bereits quantifizierten geringeren Rückgang des gesamten EEVs wider. Ferner steigt durch das langsamere Tempo beim Fernwärmeausbau der Endenergieverbrauch im betrachteten Zeitraum lediglich um 3 TWh auf 16 TWh. Der langsamere Wärmepumpenhochlauf in den 2020er-Jahren führt zu einer um ca. 30 % höheren Öl- und Gasnachfrage im Jahr 2030. Dadurch steigt im Vergleich zu den anderen Szenarien die Anzahl an Heizungen, die nach 2030 noch getauscht werden müssen, deutlich an. Da angenommen wird, dass in diesem Szenario Wasserstoff ab 2030 weitreichend verfügbar ist, erfolgt in bEElated ein starker Hochlauf an H₂-Direktheizungen. Im Zieljahr liegt die Wasserstoffnachfrage demzufolge mit 11 TWh um 5 TWh höher als im Szenario H₂igher. Trotz dieses breiten Einsatzes von Wasserstoff können aber nicht alle Versäumnisse aus den 2020er-Jahren komplett aufgeholt werden, wodurch in bEElated im Jahr 2040 noch 16 TWh fossiler bzw. synthetischer Kraftstoffe nachgefragt werden.

Endenergieverbrauch nach Energieträgern

in TWh | Bayern | Gebäude | Wetterjahr 2012 | Szenariovergleich

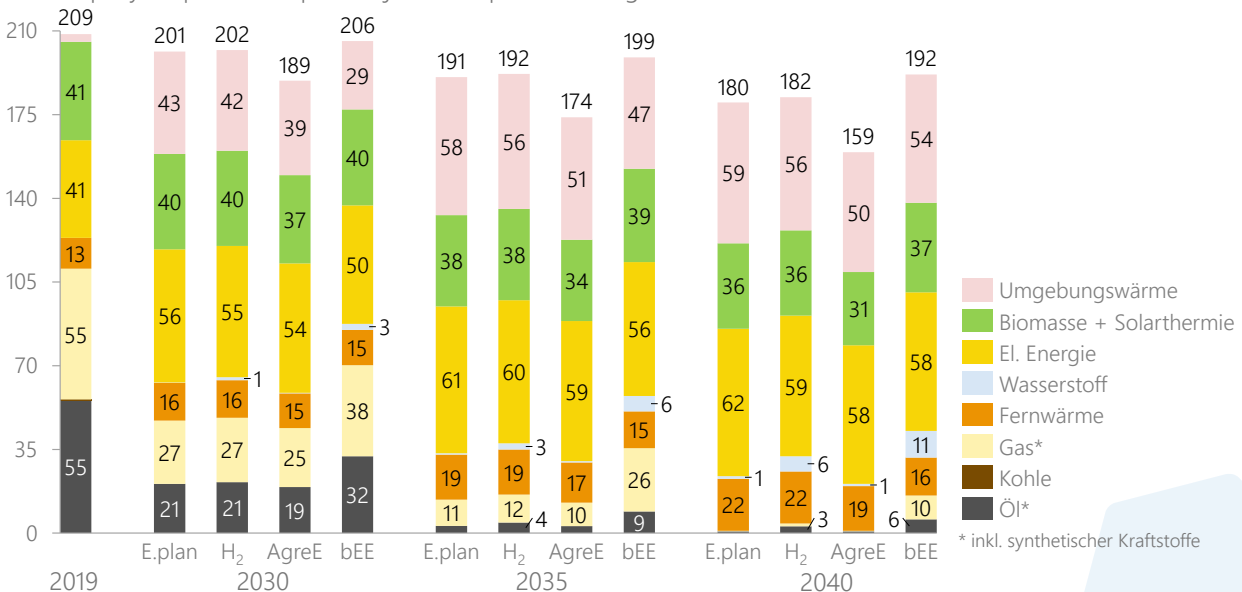


Abbildung 4-23: Endenergieverbrauch im Gebäudesektor nach Energieträgern in den Szenarien

Beim Vergleich des Stromverbrauchs in den Jahren 2035 und 2040 fällt auf, dass dieser in E.plan sowie bEELated weiter steigt und in den anderen beiden Szenarien einen Rückgang aufweist, obwohl durch die in 4.3.1 angenommene Parametrierung weiterhin eine starke Elektrifizierung vorgegeben wird. Ursache dafür ist, dass in diesem Zeitraum Kippunkte auftreten, an denen die Effizienzgewinne der Stromanwendungen bzw. durch die Sanierung den Mehrbedarf an Strom durch den Zubau von Wärmepumpen und Rechenzentren überschreiten. Somit kann in Summe, trotz einer weiter fortschreitenden Elektrifizierung, seitens des Gebäudesektors eine geringere Nachfrage nach elektrischer Energie auftreten.

Abbildung 4-24 zeigt innerhalb des Szenarios E.plan den Endenergieverbrauch je nach Anwendung im Start- und Zieljahr. Zusätzlich wird die jeweils kumulierte Auswirkung umgesetzter Maßnahmen auf die Entwicklung des EEVs nach Anwendung quantifiziert. Alle Maßnahmen zusammen reduzieren die Nachfrage von 209 TWh im Jahr 2019 auf 180 TWh im Jahr 2040. Den größten Anteil daran hat mit 23 TWh die Bedarfsminderung der Raumwärme, die sich aus der Sanierung der Gebäudehüllen und dem Tausch der Heizungsanlagen ergibt. Weitere mindernde Maßnahmen jeweils um ca. 1 TWh haben die Steigerung der Trinkwarmwassereffizienz sowie Strom- und Beleuchtungseffizienzmaßnahmen. Einen größeren Anteil am Rückgang hat darüber hinaus die Kategorie „Sonstiges“, die die Entwicklung der mechanischen Energie, der Prozess- und Klimakälte und der Prozesswärme

umfasst. Dieser Rückgang um 5 TWh ist zu jeweils 45 % auf die mechanische Energie und die Prozesswärme zurückzuführen. Letzterer resultiert vornehmlich aus der Elektrifizierung von gasbetriebenen Herden und Backöfen. Die übrige Verminderung ergibt sich aus einem Rückgang in der Prozesskälte und einem Zuwachs des EEVs für die Klimakältebereitstellung um 8 % bzw. 0,04 TWh. Eine weitere Entwicklung, die zu einem Anstieg des EEVs führt, ist der Zubau von Rechenzentren.

Die größten Unterschiede zwischen den Szenarien bezüglich der Auswirkungen der Maßnahmen treten bei der Nachfrage nach Raumwärme auf. In H₂igher erreicht deren Rückgang 22 TWh. Der Unterschied zu E.plan kann mit der höheren Durchdringung mit H₂-Direktheizungen begründet werden, die höhere Wirkungsgradverluste als Wärmepumpen aufweisen. Dieser Effekt spielt, neben der nicht so weit fortgeschrittenen Transformation sowie den niedrigeren Sanierungsraten, auch in bEELated eine Rolle. Dort wird bei der Raumwärmenachfrage ein Rückgang von 13 TWh erreicht. Auch die Effizienzgewinne bei der Trinkwarmwasserbereitstellung unterscheiden sich. Die Differenzen entsprechen dabei in etwa den relativen Unterschieden bei der Raumwärme. Ferner sind die Maßnahmeneffekte in der Kategorie „Sonstige“ nicht identisch. Hierfür sind die Anwendungen Prozesswärme und mechanische Energie verantwortlich. Gründe sind Unterschiede in der angenommenen Transformationsgeschwindigkeit zwischen bEELated sowie E.plan und H₂igher als auch divergierende Wirkungsgrade

Endenergieverbrauch nach Anwendung

in TWh | Bayern | Gebäude | Wetterjahr 2012 | E.plan

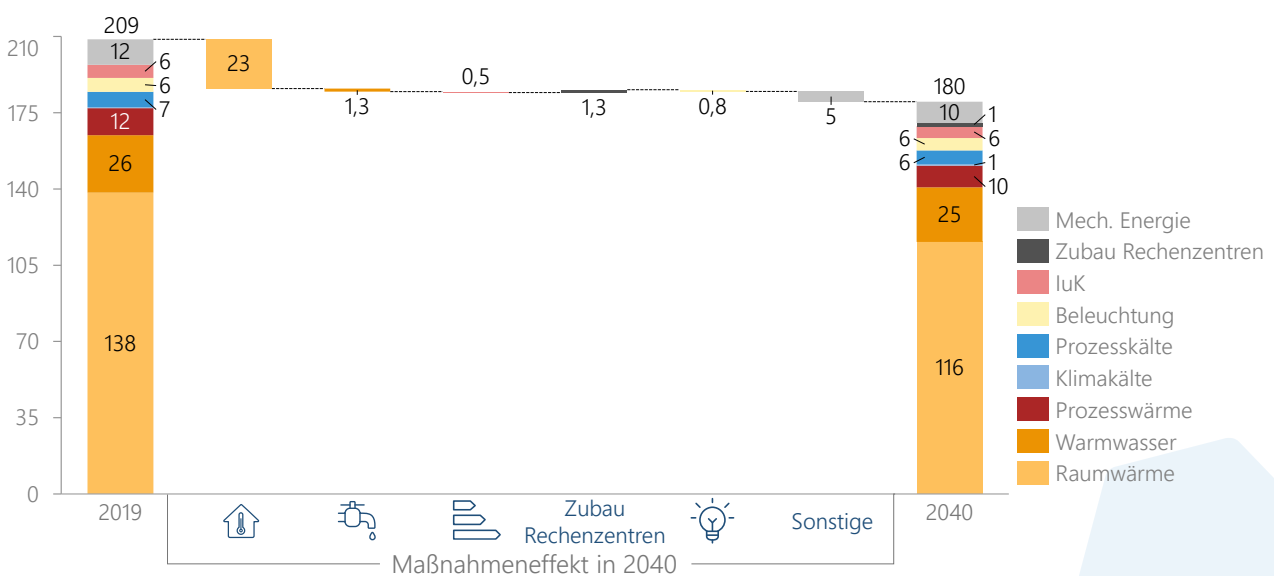


Abbildung 4-24: Endenergieverbrauch nach Anwendung im Gebäudesektor

zwischen strom- und wasserstoffbasierten Lösungen. Der kumulierte Rückgang des EEVs in der Kategorie „Sonstige“ beträgt in H₂igher 3 TWh bzw. 2 TWh in bEELated.

4.4 Exkurs: Aufbereitungssektor

Der Aufbereitungssektor umfasst die Energiemenge der Brennstoffe, die für die Förderung fossiler Brennstoffe vor ihrem Einsatz in konventionellen Kraftwerken notwendig ist. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um die Energie, die für Hilfsvorgänge in Raffinerien verbraucht wird. Nicht enthalten sind Brennstoffe, die zum Betrieb von Pipelines notwendig sind oder die in eine andere Energieform umgewandelt werden [101].

Als Datengrundlage für den Status quo im Jahr 2019 dient der Energiesektor der Eurostat-Energiebilanzen [146]. In der Modellierung wird dabei der Eigenverbrauch der Kraftwerke ausgeschlossen, welcher über die im Energiesystemmodell ISAaR hinterlegten Wirkungsgrade abgebildet wird, sowie die den Hochöfen vorgelagerte Brennstoffaufbereitung, die in Smlnd integriert ist. Da in der Datengrundlage in manchen Ländern Unstimmigkeiten bzgl. der Zuordnung des Aufbereitungsaufwandes zum Eigenverbrauch bzw. zum Aufbereitungssektor auftreten, erfolgt ein Abgleich mit den Lastdaten der ENTSOE [160]. Erscheint der Aufbereitungsaufwand beim Vergleich mit den Lastdaten der ENTSOE als zu niedrig, wird ihm zur Korrektur die Hälfte des als Eigenverbrauchsaufwand deklarierten Energiebedarfs zugeordnet.

Zur Transformation des Aufbereitungssektor-EEV wird der Aufbereitungsaufwand je Energieträger mit den im gesamten Endenergieverbrauch enthaltenen konventionellen Energieträgern auf NUTS-0-Ebene gemäß Tabelle 4-9 gekoppelt. Auf diese Weise reduziert sich die zur Brennstoffaufbereitung notwendige Energiemenge proportional mit dem Rückgang der fossilen Energieträger im System.

Ferner wird dieser jährliche Energiebedarf von der NUTS-0-Ebene auf die NUTS-3- bzw. Landkreisebene regionalisiert und mit stündlichen normalisierten Lastprofilen multipliziert. Die Regionalisierung erfolgt dabei anhand der Raffineriestandorte und den dort vorliegenden Rohöl-Verarbeitungskapazitäten.

Eine mögliche zukünftige Aufgabe der Raffinerien ist die Bereitstellung von synthetischen Kraftstoffen. Diese wird infolge der zuvor beschriebenen modellseitigen Ausgestaltung des Aufbereitungssektors nicht abgebildet. Die zukünftige Rolle der Raffinerien wird im folgenden Exkurs anhand der Bedarfe an synthetischen Brenn- bzw. Kraftstoffen, z. B. für die stoffliche Nutzung im Industriesektor, diskutiert.

Tabelle 4-9: Kopplung der Energieträger bei der Transformation des Aufbereitungsaufwands

Energieträger im Aufbereitungssektor	Energieträger im Energiesystem
Müll	Müll, Abfall nicht Erneuerbare, Abfall Erneuerbare
Flüssige Kohlenwasserstoffe	Flüssige Kohlenwasserstoffe, Heizöl, Diesel, Benzin
Kohle	Kohle
Gas	Gas
Erneuerbare Energieträger (Biomasse, Solarthermie, Umweltwärme)	Flüssige Kohlenwasserstoffe, Kohle, Gas
Fernwärme	Flüssige Kohlenwasserstoffe, Kohle, Gas
Elektrische Energie	Flüssige Kohlenwasserstoffe, Kohle, Gas

Exkurs: Zukünftige Rolle der Raffinerien

Die Transformation des Energiesystems stellt für die bayerischen Raffinerien eine Herausforderung dar, da die Nachfrage nach deren Hauptprodukt Mineralöl in allen Szenarien stark rückläufig ist und synthetische Alternativen diesen Rückgang nur teilweise kompensieren können. Die Herstellung synthetischer Brennstoffe (z. B. Kerosin) und stofflich genutzter Energieträger (z. B. Naphtha und Methanol) stellt ein mögliches zukünftiges Geschäftsmodell für die bayerischen Raffinerien dar. Bis zu welchem Grad der innerbayerische Bedarf an synthetischen Brennstoffen und stofflich genutzten Energieträgern durch heimische Produktion gedeckt wird, hängt in erster Linie davon ab, ob wettbewerbsfähige Preise erzielt werden können. Denn es ist davon auszugehen, dass diese Energieträger in Zukunft am Weltmarkt gehandelt und folglich importiert werden können. Da die Produktionsbedingungen für synthetische Energieträger vielerorts günstiger sind als in Deutschland und Bayern, gehen die meisten Studien davon aus, dass diese Produkte zukünftig vollständig oder zumindest zum Großteil importiert werden [141].

Im Rahmen dieses Exkurses wird kein Importanteil hergeleitet. Stattdessen wird aufgezeigt, welche zusätzlichen Strombedarfe auf Bayern zukämen, würde der Bedarf an synthetischem Kerosin, Naphtha und

Methanol durch eine Produktion in Bayern (z. B. an den Raffineriestandorten in Ingolstadt und Altötting) gedeckt.

Abbildung 4-25 zeigt den möglichen Stromverbrauch der bayerischen Industrie unter Berücksichtigung der synthetischen Herstellung von Methanol, Naphtha und Kerosin. Dieser würde sich gegenüber 2019 im Jahr 2040 auf 77 TWh vervierfachen. Die Konsequenzen für die Infrastruktur sind beachtlich. Unter der Annahme einer mittleren Volllaststundenzahl von 5200 kWh/kW entspricht dies einer zusätzlichen Elektrolyseleistung von 15 GW. Dieser genannte Strombedarf ergibt sich unter der Annahme, dass der benötigte Wasserstoff in Bayern hergestellt wird. Werden die Wasserstofflieferketten in ausreichendem Maße ausgebaut, ist es möglich, den benötigten Wasserstoff zu importieren. Der Mehrbedarf an Strom würde sich dadurch stark reduzieren.

Im Stakeholderprozess dieser Studie zeigten sich die Akteur:innen in Bayern bereit, diese Lücke in der Kreislaufwirtschaft zu schließen und entsprechende Verfahrensrouten aufzubauen. Voraussetzung seien die passende Infrastruktur und angemessene Energiepreise. Der stark beschleunigte Ausbau der Stromnetze müsse von einem Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz flankiert werden.

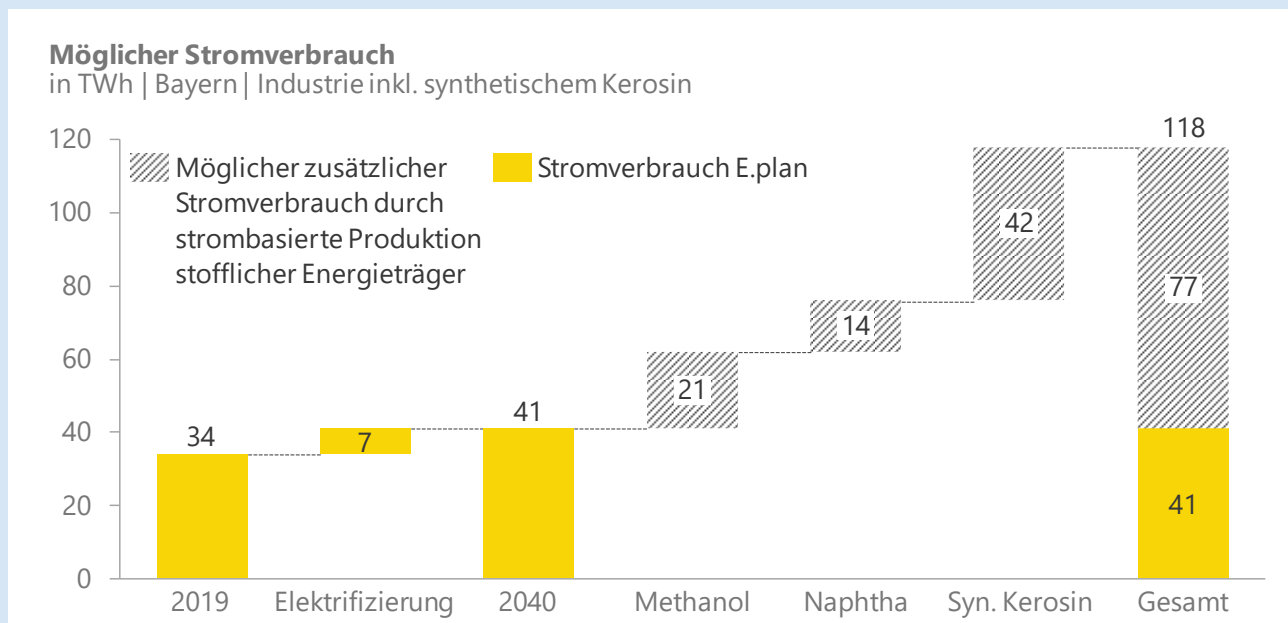


Abbildung 4-25: Möglicher Stromverbrauch in Bayern inkl. Kerosin



5

Ergebnisse des Szenarios E.plan

5 Ergebnisse des Szenarios E.plan

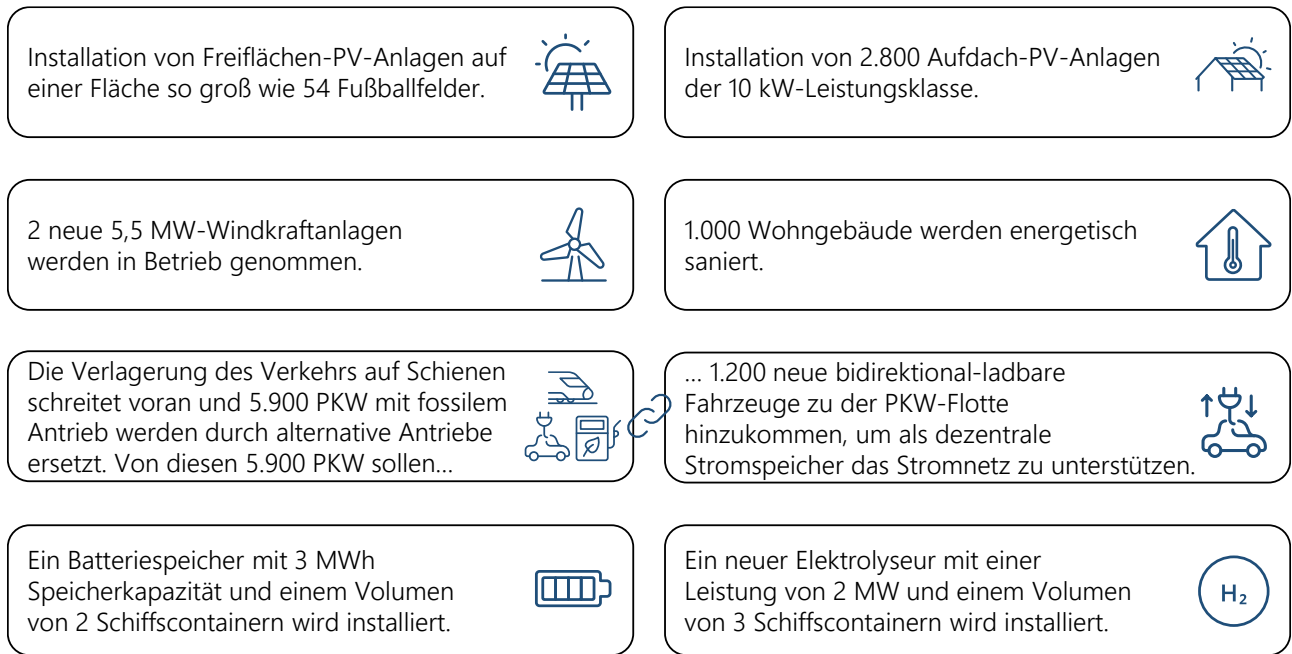


Abbildung 5-1: Eine Woche in Bayern 2023 bis 2040 im Szenario E.plan⁵⁹

Aus dem Szenario E.plan werden die in Abbildung 5-1 zusammengefassten Kennzahlen abgeleitet. Diese beziffern den mittleren Handlungsbedarf, der in jeder Woche in Bayern ab heute bis zur Zielerreichung im Jahr 2040 nötig ist.

Die der Abbildung zugrundeliegenden Szenarioergebnisse werden in den nachfolgenden Abschnitten erläutert. Diese enthalten eine Übersicht zur Entwicklung des Energieverbrauchs in den Endenergiesektoren (s. Abschnitt 5.1), den Ergebnissen des Energiesystemmodells ISAaR (s. Abschnitt 5.2) sowie eine Analyse ausgewählter regionaler Auswirkungen in Bayern und deren Implikationen (s. Abschnitt 5.3).

5.1 Endenergieverbrauch

Im Szenario E.plan sinkt der bayerische Endenergieverbrauch um 27 % von 430 TWh im Jahr 2019 auf 313 TWh im Jahr 2040 (s. Abbildung 5-2). Haupttreiber sind die Umsetzung klassischer Effizienzmaßnahmen und direkte Elektrifizierungsmaßnahmen, die

sektorübergreifend zum Einsatz kommen. Diese Effekte überlagern die aufgrund von Bevölkerungs- und Wertschöpfungswachstum grundlegende Zunahme des Energiebedarfs. Im sektoralen Vergleich sind die höchsten Effizienzgewinne durch die Elektrifizierung des Straßenverkehrs und die Verlagerung von Personen- und Güterverkehr auf die Schiene im Verkehrssektor zu beobachten.

Die Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs führt in allen Sektoren zu deutlichen Effizienzgewinnen. Beispiele hierfür sind der Hochlauf der batterieelektrischen Fahrzeuge im Personen- und Frachtverkehr, die flächendeckende Installation von Wärmepumpen im Gebäudesektor sowie die Elektrifizierung der Erzeugung von Nieder- und Mitteltemperaturprozesswärme zur Bereitstellung von Heißwasser und Dampf im Industriesektor. Im Ergebnis steht ein Anstieg des Strom-EEV von 75 % zwischen 2019 und 2040. Strom wird damit im Zieljahr mit einem Anteil von 44 % zum dominanten Energieträger.

⁵⁹ Um den Handlungsdruck greifbar darzustellen, wird für diese Darstellung vereinfachend ein mittlerer Handlungsbedarf je Woche von 2022 bis in das Zieljahr 2040 angenommen. In den

zugrundeliegenden Berechnungen wurden Hochlaufzeiten und weitere Details berücksichtigt.

Gasförmige Energieträger verlieren an Bedeutung und machen im Zielzustand einen Anteil von weniger als 5 % am EEV aus. Die Fernwärme gewinnt aufgrund der zusätzlichen Anschlüsse im Gebäudesektor und trotz leichter Verbrauchsreduktion im Industriesektor insgesamt an Bedeutung: es kommt zu einem Anstieg um 40 % im Betrachtungszeitraum. Konsistent zu den Zielen des Osterpakets bleibt die energetische Biomassenutzung ungefähr auf dem Ausgangsniveau von 2019. Dabei gibt es jedoch eine intersektorale Umverteilung von den Sektoren Verkehr und Gebäude hin zum Industriesektor, in dem Biomasse überwiegend in Prozessen eingesetzt wird, in denen es auch zu einer CO₂-Abscheidung kommt. Bis auf die fossilen Abfälle, die in der Zementindustrie zur Befeu-erung der Drehrohröfen genutzt werden, befinden sich keine fossilen Energieträger mehr im System. Die verbleibenden flüssigen Kohlenwasserstoffe im Verkehrssektor werden synthetisch bereitgestellt (s. Abschnitt 5.2). Energetischer Wasserstoffeinsatz spielt in E.plan in Bayern eine untergeordnete Rolle und kommt in erster Linie in der Industrie und dort im Hochtemperaturbereich zum Einsatz. Nicht dargestellt, für den EEV in Bayern bei heimischer Produktion insgesamt jedoch relevant, sind die Strombedarfe zur Produktion von synthetischem Kerosin, Naphtha und strombasiertem Methanol. Wie in den Exkursen in Abschnitt 4.1.2 und 4.4 aufgezeigt, könnten diese zu einem zusätzlichen Stromverbrauch in Bayern von ca. 100 TWh im Zieljahr führen.

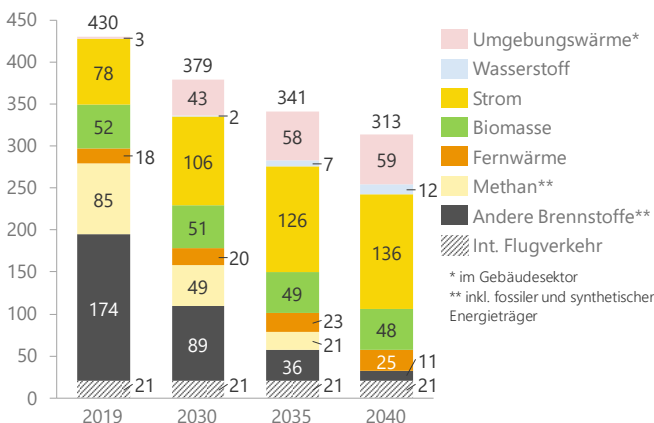
Die Endenergieverbräuche wurden mit den in Abschnitt 3.1.1 beschriebenen Methoden auf Landkreisebene regionalisiert. Für die bayerischen Landkreise

ist die Entwicklung des aggregierten Endenergieverbrauchs in Abbildung 5-3 flächenspezifisch dargestellt.

Diese Form der Darstellung gibt weniger Aufschluss über die absolute Höhe des Verbrauchs, gewährleistet aber die Vergleichbarkeit der flächenmäßig teils sehr unterschiedlichen Landkreise. Städte, die eine relativ geringe Fläche bei einem hohen Verbrauch aufweisen, haben in der Regel eine höhere Bedarfsdichte als ländlichere Landkreise. Daher sind insbesondere flächengroße Landkreise mit einer gleichzeitig hohen Bedarfsdichte wie Freising (FS) als Standort eines internationalen Flughafens und Altötting (AÖ) als bedeutender Standort der Chemieindustrie auffallend. Im Zeitverlauf ist erkennbar, dass die Bedarfsdichte insbesondere in dichtbesiedelten Gegenden abnimmt, da aufgrund der starken Elektrifizierung im Gebäude- und Verkehrssektor deutliche Effizienzgewinne erzielt werden können. Eine detaillierte Analyse der regionalen Effekte im Szenario E.plan erfolgt in Abschnitt 5.3.

Endenergieverbrauch nach Energieträgern

in TWh | Bayern | Wetterjahr 2012 | E.plan



Endenergieverbrauch nach Sektoren

in TWh | Bayern | Wetterjahr 2012 | E.plan

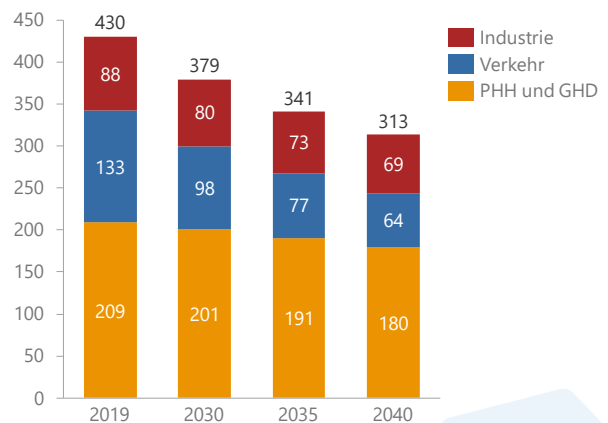


Abbildung 5-2: Endenergieverbrauch in Bayern nach Sektoren und Stützjahren im Szenario E.plan⁶⁰

⁶⁰ Abschnitt 4.4 zeigt, dass der zusätzliche Stromverbrauch in den Szenarien die hier dargestellten Werte übersteigen kann, sofern stofflich genutzte Energieträger wie Methanol und Naphtha

und/oder synthetisches Kerosin an Raffineriestandorten in Bayern produziert werden.

E.plan – Endenergieverbrauch

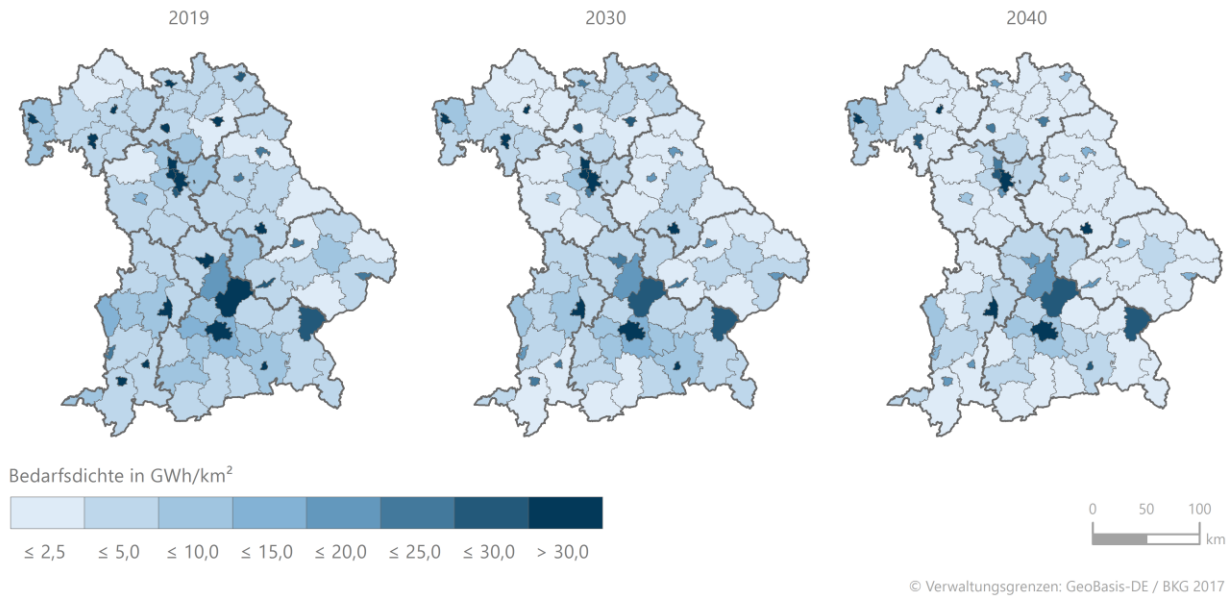


Abbildung 5-3: Regionale Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Szenario E.plan

Exkurs: Endenergieverbräuche im Szenario AgreE

Das Szenario AgreE baut direkt auf dem Szenario E.plan auf. Mittels eines vereinfachten Ansatzes werden je Sektor sogenannte Suffizienzfaktoren auf den EEV des Szenarios E.plans angewendet, um den Effekt von suffizienterem Verhalten in der Bevölkerung auf den EEV zu simulieren. Grundlage für die Ermittlung dieser Faktoren ist die Studie [69]. Eine Beschreibung der jeweiligen Suffizienzeffekte kann den Sektorabschnitten zu Industrie (4.1), Verkehr (4.2) und Gebäuden (4.3) entnommen werden. Abbildung 5-4 zeigt das Ergebnis. Der zugrundeliegende Technologietransformationspfad entspricht dem des Szenarios E.plan.

Die Grafik verdeutlicht, dass bereits mittelfristig bis 2030 durch suffizienteres Verhalten der Bevölkerung und die entsprechenden Folgeeffekte für die industrielle Produktion eine Energieeinsparung von 8 % erzielt werden kann. Bis in das Zieljahr 2040 können sogar 15 % eingespart werden. Aufgrund des vereinfachten Modellierungsansatzes bleiben die Energieträgerverhältnisse im Vergleich zu E.plan nahezu konstant. In Relation zum jeweiligen Sektorverbrauch im Zieljahr sind die Einsparungen aufgrund von verändertem Mobilitätsverhalten am stärksten ausgeprägt. Hier kommt es zu einer Energieeinsparung von ~30 % gegenüber dem Szenario E.plan. In den nachfolgenden Abschnitten wird aufgezeigt, welchen Effekt der geringere EEV auf die Bereitstellungsseite hat.

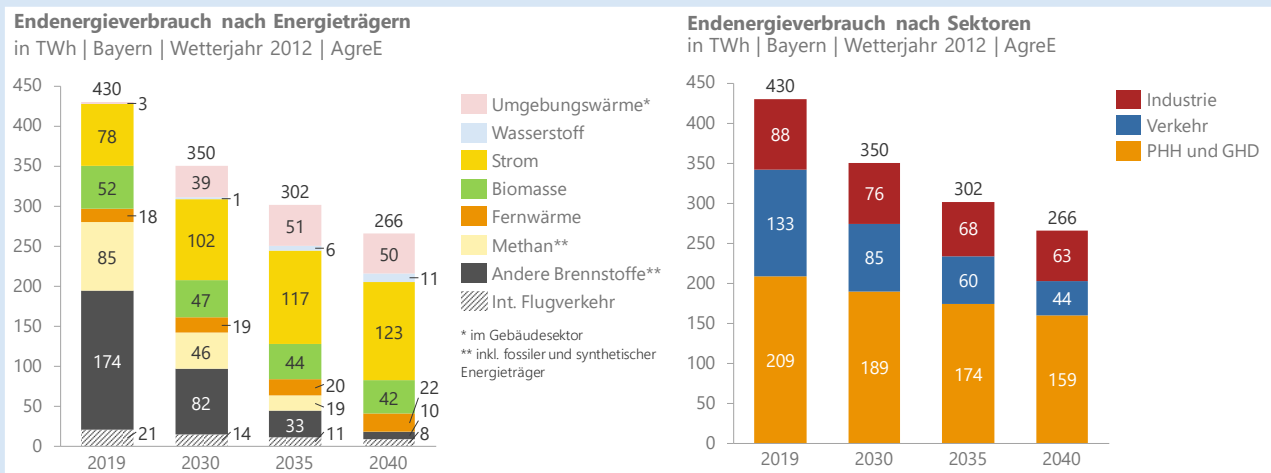


Abbildung 5-4: Endenergieverbrauch in Bayern nach Sektoren und Stützjahren im Szenario AgreE

5.2 Energiebereitstellungsseite

In den folgenden Abschnitten „Erneuerbare Energien“, „Strombilanz“, „Thermische Kraftwerke und Flexibilität“ sowie „THG-Emissionen“ werden die Ergebnisse des Bereitstellungssektors erläutert.

Erneuerbare Energien

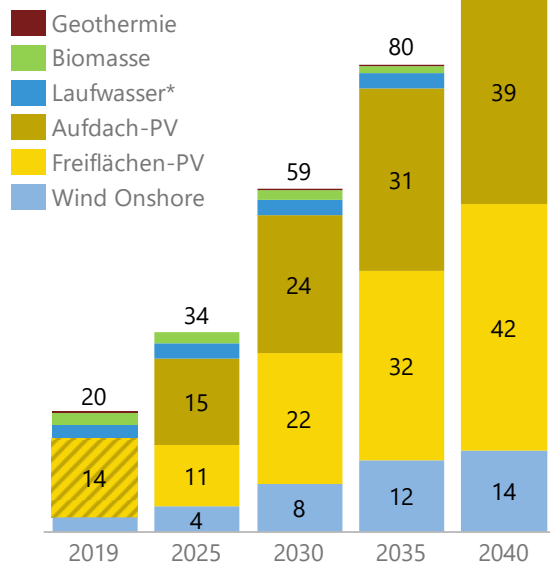
Damit der in Abschnitt 5.1 dargestellte Stromverbrauch gedeckt und die Klimaschutzziele erreicht werden können, müssen die Erneuerbaren Energien stark ausgebaut werden. Aus Abbildung 5-5 ist zu sehen, dass sich die installierte Leistung in Bayern im Szenario E.plan zwischen 2019 und 2040 verfünffacht. Der größte Teil der installierten Leistung entfällt auf PV-Anlagen und beträgt 80,7 GW im Jahr 2040. Die installierte Leistung setzt sich zu je einer Hälfte aus Freiflächen- und Dachflächenanlagen zusammen. Auch die Bedeutung der Windenergie nimmt stark zu. Waren im Jahr 2019 lediglich 2,5 GW Wind Onshore in Bayern installiert, steigt die installierte Leistung bis zum Jahr 2040 auf 13,9 GW an.

Zusammen mit der Stromproduktion aus Laufwasserkraftwerken, Speicherkraftwerken wie dem Walchenseekraftwerk und Biomasse können so im Jahr 2040 108 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt

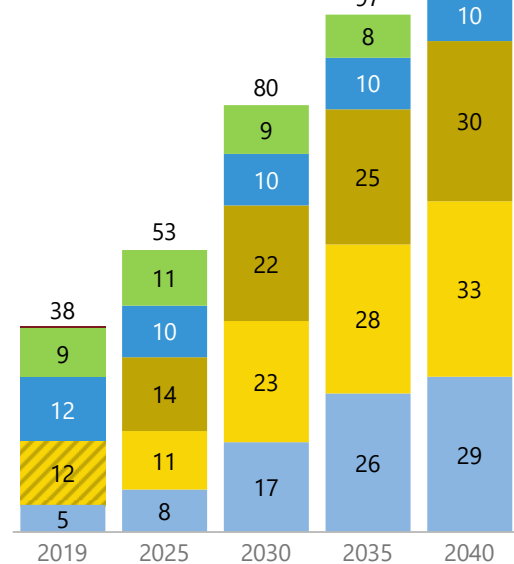
werden. Während die Stromerzeugung aus Biomasse und Laufwasser im Jahr 2019 rund die Hälfte der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ausmachte, sinkt deren Anteil im Jahr 2040 auf 15 %. Dies liegt in erster Linie an der massiven Steigerung der Stromerzeugung aus PV und Wind Onshore. Der absolute Rückgang der Stromerzeugung aus Wasserkraft zwischen 2019 und 2025 ist, trotz eines leichten Anstiegs der installierten Leistung, auf den für die Modellierung verwendeten Erzeugungsgang und das Wetterjahr 2012 zurückzuführen. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft schwankt in Abhängigkeit vom jährlichen Wasserdargebot. Der Rückgang der Stromerzeugung aus Biomasse ist auf die sinkenden installierten Leistungen (s. Abschnitt 3.3) zurückzuführen. Zusätzlich führt die Änderung des Förderregimes im EEG 2023 dazu, dass Biomethananlagen vermehrt als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden. Die förderfähigen Volllaststunden werden von 15 % auf 10 % herabgesetzt. Daher ist damit zu rechnen, dass die Volllaststunden in Zukunft eher sinken werden. Entsprechend geht die Stromerzeugung aus Biomasse zurück.

Zusätzlich zu den 108 TWh Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist in Abbildung 5-5 auch die marktbedingte Abregelung der volatilen Energiequellen PV und Wind Onshore dargestellt. Diese steigt im Zeitverlauf deutlich an und beträgt im Zieljahr

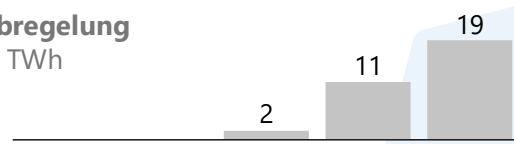
Installierte EE-Leistung in GW | Bayern | E.plan



Erzeugte EE-Strommenge in TWh | Bayern | E.plan



Abregelung in TWh



* inkl. Speicherwasser

Abbildung 5-5: Entwicklung der installierten Leistung und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Szenario E.plan

Tabelle 5-1: Abregelung der PV-Anlagen im Szenario E.plan im Jahr 2040 in GWh je Monat (a) und Stunde (b)

a)	Jan.	Feb.	Mär.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Dez.
2040	30	50	1396	1845	3685	2470	2600	2876	1874	477	52	14

b)	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2040	5	17	137	683	1637	2481	2982	3159	2865	2036	1016	265	43	6	1

18,8 TWh. Das entspricht 17 % des Dargebots der volatilen Erneuerbaren Energien. Abgeregelt werden in erster Linie PV-Anlagen in den Sommermonaten. Tabelle 5-1 zeigt die abgeregelt Energie der PV-Anlagen für das Jahr 2040. In Tabelle 5-1 a) ist die abgeregelt Energie je Kalendermonat, in der Tabelle 5-1 b) je Stunde des Tages über das gesamte Jahr aufsummiert. Der Gleichzeitigkeitseffekt der PV-Anlagen ist klar zu erkennen. Während die Stromerzeugung aus PV-Anlagen in Monaten mit hoher Sonneneinstrahlung (Mai bis August) abgeregelt werden muss, wird in Monaten mit geringer Sonneneinstrahlung

(Oktober bis März) fast die gesamte Stromerzeugung genutzt. Auch im zeitlichen Verlauf über den Tag wird dieser Effekt deutlich. Während die Energie aus PV-Anlagen in den Morgen- und Abendstunden gut in das Energiesystem integriert werden kann, findet die Abregelung hauptsächlich zur Mittagszeit statt. Elektrische Speicher reduzieren die Abregelung der Mittagsspitzen und verschieben die Stromerzeugung in die Morgen- und Abendstunden (s. Abbildung 6-6).

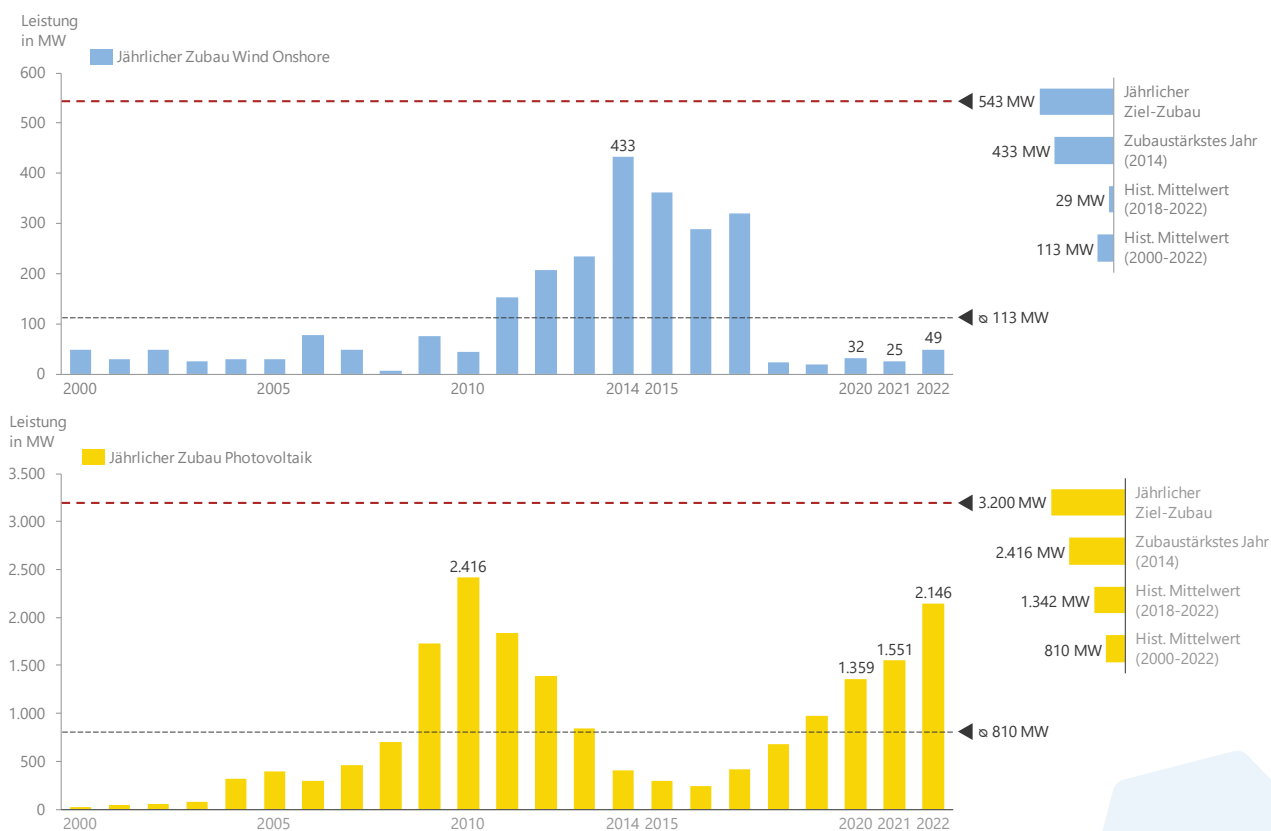


Abbildung 5-6: Historische installierte Leistungen und notwendige Nettoausbauraten Wind und PV⁶¹

⁶¹ Historische Daten aus [184].

Der Zubau der Erneuerbaren Energien erfolgt ausschließlich über die gesetzlich festgelegten Zielwerte (s. Abschnitt 3.3) und die regionale Verteilung (siehe Abschnitt 3.2) der Bundesziele nach Bayern. Dadurch, dass Bayern ein großes Flächenland ist, entfällt ein Fünftel des in Deutschland angestrebten PV-Ausbaus auf Bayern. Wind Onshore Anlagen werden auf einer Fläche von 651 km², was rund 0,9 % der Landesfläche entspricht, errichtet. Damit liegt der Wind Onshore Ausbau unter den Flächenzielen der Bundesregierung. Grund dafür sind einerseits die relativ hohen Stromgestehungskosten aus Windkraft in Bayern und andererseits der Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten zwischen BY und DEwoBY. Durch die hohen angenommenen Handelskapazitäten tritt kein Engpass zwischen DEwoBY und BY auf. Ein über die Zielvorgaben hinausgehender modellendogener Ausbau Erneuerbarer Energien ist folglich nicht notwendig. Die regionale Verteilung der installierten Leistungen je Landkreis wird in Abschnitt 5.3 diskutiert.

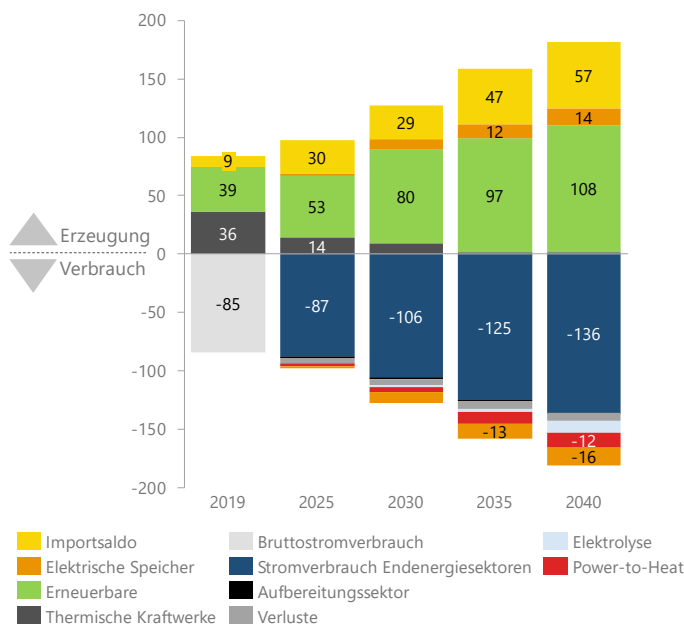
Die in E.plan realisierten Leistungen von PV und Wind Onshore erfordern eine starke Zunahme der jährlich zu installierenden Kapazitäten. Damit die Leistungen im Zieljahr erreicht werden, ist ein durchschnittlicher jährlicher Nettozubau von 543 MW für Wind Onshore und 3.200 MW für Photovoltaik zwischen 2019 und 2040 notwendig (s. Abbildung 5-6). Zusätzlich müssen Anlagen, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben, ersetzt werden. Auch der zu geringe Ausbau in den Jahren 2020 bis 2023 muss in den Folgejahren

ausgeglichen werden. Damit liegt die zu installierende Leistung (Bruttoszubau) noch einmal über den Nettoszubauraten. Vergleicht man den notwendigen Nettoszubau mit historischen Werten, wird klar, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Bayern stark beschleunigt werden muss. Abbildung 5-6 verdeutlicht, dass die notwendigen jährlichen Ausbauraten über den historischen Maximalwerten liegen. Während bei PV-Anlagen in den letzten Jahren ein starker Zuwachs der jährlich installierten Leistungen zu verzeichnen ist, stagniert der Ausbau von Wind Onshore auf niedrigem Niveau. Der Ausbaubedarf ist entsprechend groß. Es ist in etwa eine Verfünfachung des historischen Mittelwerts und der 19-fache mittlere Zubau der Jahre 2018 bis 2022 notwendig.

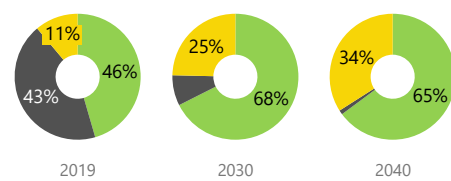
Strombilanz

Trotz der hohen Ausbauraten und dem damit verbundenen Anstieg der Stromerzeugung, deckt Bayern seine Stromnachfrage nicht komplett mit Erneuerbaren Energien. Abbildung 5-7 zeigt die elektrische Energiebilanz für Bayern. Es wird ersichtlich, dass neben der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auch Importe und thermische Kraftwerke die steigende Stromnachfrage decken. Dabei nimmt die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken über die Jahre stark ab. Wurden im Jahr 2019 noch 36,1 TWh Strom erzeugt, werden bereits im Jahr 2025 nur noch 14 TWh Strom aus thermischen Kraftwerken produziert. Dies liegt vor allem daran, dass Bayern am 15. April 2023 aus der Kernenergie ausgestiegen ist.

Bayerische Energiebilanz: Stromerzeugung und -verbrauch
in TWh | Bayern | E.plan



Anteil Erneuerbarer Energien und Importe am Bruttostromverbrauch



Installierte Elektrolyseleistung und produzierte Menge Wasserstoff



Abbildung 5-7: Elektrische Energiebilanz und installierte Elektrolyseleistung und Wasserstoffproduktion in E.plan

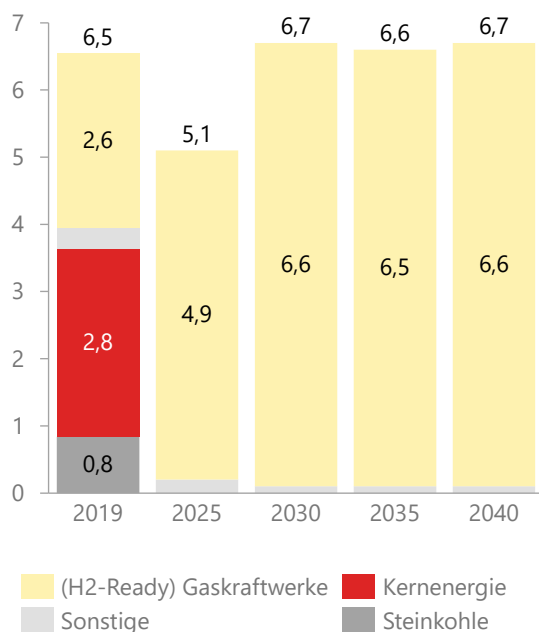
Damit fallen mehr als 20 TWh Stromerzeugung aus dem Kernkraftwerk Isar 2 weg [119]. Zusätzlich erfolgt der Kohleausstieg in Bayern fünf Jahre vor dem Kohleausstieg auf Bundesebene. Hintergrund ist, dass in Bayern ausschließlich Steinkohlekraftwerke in Betrieb sind. Durch den Kompromiss der Kohlekommission und die damit verbundene Auktionierung der Kapazitäten, die stillgelegt werden sollen, wird das letzte Steinkohlekraftwerk (Kraftwerk Zolling) laut BNetzA Rückbauliste [56] bereits Anfang 2025 vom Netz gehen. Damit entfällt 2025 auch die Stromproduktion aus Steinkohlekraftwerken, die 2019 noch bei 2,5 TWh (s. Abschnitt 1.2) lag. Durch die THG-Vorgaben zur Erreichung der Klimaschutzziele ab 2030, steigende CO₂-Zertifikatskosten und den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien sinkt die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken schließlich auf 1,9 TWh im Jahr 2040.

Neben der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und thermischen Kraftwerken tragen auch Importe zur Stromversorgung Bayerns bei. Das Importsaldo steigt bereits zwischen 2019 und 2025 um knapp 20 TWh von 9,4 TWh auf 29,3 TWh an. Es zeigt sich, dass die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien den Wegfall der Stromproduktion aus Kernenergie- und Steinkohlekraftwerken nicht kompensieren wird und zusätzliche Stromimporte notwendig

werden. Im Jahr 2040 liegt das Importsaldo schließlich bei 56,8 TWh. Der größte Teil der Stromimporte kommt aus DEwoBY. Das Importsaldo im Jahr 2040 beträgt 49,2 TWh mit DEwoBY und 8,4 TWh mit Österreich. Das Importsaldo mit Tschechien ist mit -0,8 TWh nahezu ausgeglichen. Die Entwicklung der gehandelten Strommengen ist in Tabelle 5-2 dargestellt. Voraussetzung für den Stromimport ist der in Abschnitt 3.3 beschriebene Netzausbau. Somit wird der Bruttostromverbrauch in Bayern im Jahr 2040 zu 65 % aus Erneuerbaren Energien, zu 34 % aus Importen und zu 1 % aus thermischen Kraftwerken gedeckt (s. Abbildung 5-7).

Neben der „klassischen“ Stromnachfrage aus den Endenergiesektoren Industrie, Verkehr, PHH und GHD, steigt der Stromverbrauch auch durch die Stromnachfrage der flexiblen Verbraucher an. Zu diesen zählen Power-to-Heat-Anlagen und Elektrolyseure. Zusätzlich müssen auch die Netzverluste und der Strombedarf des Aufbereitungssektors berücksichtigt werden. Insgesamt steigt der Bruttostromverbrauch gegenüber 2019 um ca. 70 % auf einen Wert von 166,8 TWh im Jahr 2040 an. Power-to-Heat-Anlagen (Wärmepumpen und Elektrodenheizkessel) sind für rund 7 % des Bruttostromverbrauchs verantwortlich und decken rund drei Viertel des Wärmebedarfs in den Fernwärmenetzen der öffentlichen Versorgung in Bayern.

Thermische Kraftwerke in GW | Bayern | E.plan



Anschlussleistung elektrischer Speicher, BDL und DSM in GW | Bayern | E.plan

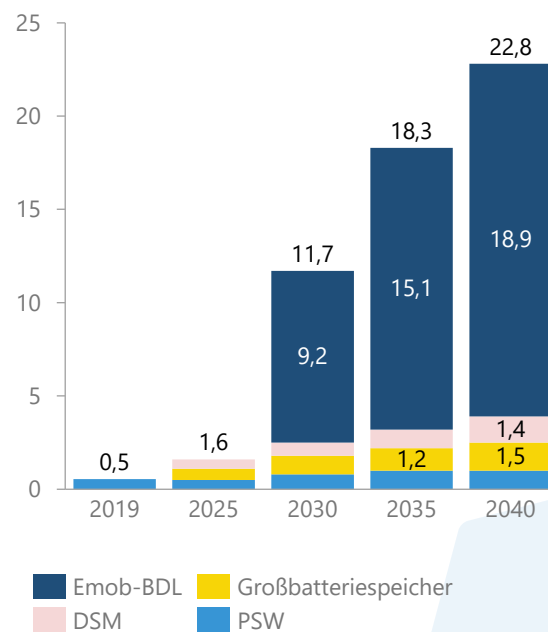


Abbildung 5-8: Installierte thermische Kraftwerksleistung, installierte Anschlussleistung von Flexibilitäten

Tabelle 5-2: Gehandelte Strommenge zwischen Bayern und den angrenzenden Marktgebieten

Werte in TWh	DEwoBY nach BY	BY nach DEwoBY	BY nach AT	AT nach BY	BY nach CZ	CZ nach BY
2025	34	2	13	8	2	5
2030	40	11	15	18	4	3
2035	50	9	12	19	3	3
2040	58	9	12	21	4	3

Rund 6 % des Bruttostromverbrauchs (10,4 TWh) entfallen im Jahr 2040 auf Elektrolyseure mit einer installierten Leistung von 2 GW. Bei 5200 Volllaststunden werden 7,1 TWh Wasserstoff erzeugt. Dieser wird zum einen dazu verwendet, die Nachfrage in den Endenergiesektoren (12,4 TWh) zu decken. Zum anderen werden 1,6 TWh Wasserstoff in H₂-Ready Gaskraftwerken verbrannt, um Lastspitzen ausgleichen zu können. Die Differenz zwischen Wasserstoffherzeugung und -verbrauch wird durch Importe (6,9 TWh) über das European Hydrogen Backbone gedeckt.

Thermische Kraftwerke und Flexibilitäten

Durch den Umbau des Energiesystems hin zu Erneuerbaren Energien nimmt die Volatilität der Stromerzeugung zu. Gleichzeitig steigen die Last und die Lastspitzen in den Endenergiesektoren durch die Elektrifizierungsmaßnahmen stark an. Um Last- und Erzeugungsspitzen ausgleichen zu können, nimmt die Bedeutung von Flexibilität innerhalb des Energiesystems zu. Flexibilität kann zum einen auf Erzeugerseite in Form von regelbarer Kraftwerksleistung, zum anderen durch Speicher und flexible Verbraucher bereitgestellt werden. Zu den verbrauchsnahe Flexibilitäten zählen Demand Side Management (DSM) in den Sektoren Industrie und GHD, sowie das gesteuerte und bidirektionale Lademanagement von Elektrofahrzeugen (s. auch Abschnitt 3.3). Die installierten Anschlussleistungen der jeweiligen Technologien sind in Abbildung 5-8 dargestellt.

Aufgrund des Kernenergie- und früheren Kohleausstiegs in Bayern stehen diese Kapazitäten ab 2025 nicht mehr zur Verfügung. Dagegen kehren in diesem Zeitraum zwei Reserve-Gaskraftwerke an den Markt zurück. Insgesamt sinkt die installierte Kraftwerksleistung zwischen 2019 und 2025, steigt danach aber wieder an. Ab 2025 wird die regelbare Kraftwerksleistung nahezu vollständig durch H₂-Ready Gaskraftwerken bereitgestellt. Laut BNetzA Zubauliste sind in Bayern bis 2025 831 MW zusätzliche

Kraftwerksleistung geplant [56]. Dieser Ausbau deckt sich gut mit den Modellergebnissen. Bis im Jahr 2030 ist anschließend ein weiterer Ausbau auf 6,7 GW notwendig. Dieses Niveau wird auch bis zum Ende des Betrachtungszeitraums nicht überschritten. Damit liegt die Leistung auf dem Niveau der Werten aus dem Jahr 2019. Trotz steigender Volatilität der Erzeugung wird kaum zusätzlicher Kraftwerksausbau über heutige Werte hinaus benötigt. Allerdings ändert sich die Charakteristik des Kraftwerkeinsatzes grundlegend. Werden Gaskraftwerke im Jahr 2019 noch mit ca. 2450 Volllaststunden betrieben, geht dieser Wert bis zum Jahr 2040 auf lediglich 280 Stunden zurück. H₂-Ready Gaskraftwerke werden nur noch in wenigen Stunden als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt. Betrieben werden sie in diesen Stunden mit klimaneutralen Gasen (4,0 TWh) und Wasserstoff (1,6 TWh).

Ergänzt werden die regelbaren Kraftwerksleistungen durch elektrische Speicher und verbrauchsnahe Flexibilitäten. Zu den elektrischen Speichern zählen Pumpspeicherkraftwerke und Großbatteriespeicher. In Bayern waren im Jahr 2019 Pumpspeicherkraftwerke mit einer installierten Leistung von 543 MW in Betrieb. Diese Leistung steht auch bis 2040 zur Verfügung und wird noch weiter ausgebaut. Mit dem geplanten Pumpspeicherkraftwerk Riedl geht bereits vor dem Jahr 2030 ein zusätzliches Pumpspeicherkraftwerk in Betrieb, sodass die installierte Leistung auf ca. 800 MW ansteigt. Ergänzend stellen Großbatteriespeicher im Jahr 2040 eine installierte Leistung von 1,5 GW und eine Speicherkapazität von 3 GWh bereit.

Die bei weitem größte Flexibilitätsoption sind Elektrofahrzeuge mit bidirektionalem Lademanagement. Diese Fahrzeuge können Strom sowohl aus dem Netz beziehen als diesen auch in Zeiten hohen Bedarfs in das Netz zurückspeisen. In Ihrer Funktion gleichen sie daher Großbatteriespeichern. Ihre Nutzung wird dadurch begrenzt, dass die Fahrzeuge nicht rund um die Uhr zur Verfügung stehen und Randbedingungen,

z. B. Mindestspeicherfüllstände zur Ermöglichung von Fahrten, eingehalten werden müssen. Aufgrund der Vielzahl der zu erwartenden batterieelektrischen PKW liefern sie dennoch einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems. Die Anzahl an PKW mit bidirektionalem Lademanagement steigt von ca. 835.000 PKW im Jahr 2030 auf 1,7 Millionen PKW im Jahr 2040. Mit ihnen wird im Jahr 2040 eine Energiemenge von 10,9 TWh ein- und gespeichert, was rund 8 % der Stromnachfrage der Endenergiesektoren beträgt. Sie tragen somit wesentlich dazu bei, Last- und Erzeugungsspitzen auszugleichen.

Exkurs: Szenario AgreE

Im Szenario AgreE (s. Abschnitt 2.2) ist der Ausbaudruck auf das Energiesystem im Vergleich zum Szenario E.plan geringer. Aufgrund der geringeren Energienachfrage aus den Endenergiesektoren durch suffizienteres Verhalten reicht eine geringere installierte Leistung Erneuerbarer Energien aus, um die benötigte Menge Energie bereitzustellen (s. Abbildung 5-9). Im Vergleich zum Szenario E.plan sind in Bayern im Zieljahr 14,5 GW weniger PV und 1,1 GW weniger Wind Onshore installiert. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sinkt damit um etwa 10 % auf 96,8 TWh ab. Gleichzeitig sinkt auch die erzeugte Strommenge aus thermischen Kraftwerken. Das heißt, dass die geringere Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien nicht mit einer zusätzlichen Erzeugung aus thermischen Kraftwerken kompensiert wird. Im Jahr 2040 werden 1,6 TWh Strom in thermischen Kraftwerken erzeugt. Der Betrieb erfolgt mit klimaneutralen Gasen – davon rund 25 % Wasserstoff.

Die installierte Leistung der thermischen Kraftwerke beträgt, wie im Szenario E.plan, rund 7 GW. Diese Kraftwerksleistung ist notwendig, um die Lastspitzen bei geringer Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und gleichzeitig geringeren Stromimporten ausgleichen zu können. Zwar sinkt die elektrische Lastspitze in der Stunde der höchsten Last um 3,6 GW, allerdings stehen zu diesem Zeitpunkt auch weniger Importe zur

Verfügung. Insgesamt werden im Jahr 2040 6,5 TWh weniger Strom nach BY importiert, und das bei gleichzeitiger Erhöhung des Exports (2,5 TWh). Damit sinkt der Importsaldo im Vergleich zu E.plan um 16 % auf 48 TWh.

Durch die geringere Nachfrage nach Wasserstoff und die geringere Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird auch weniger Wasserstoff in Bayern produziert. Die Wasserstoffherzeugung liegt im Szenario AgreE bei 4 TWh. Dazu ist eine installierte Elektrolyseleistung von 1,1 GW notwendig, die mit einem Stromverbrauch von 5,9 TWh einhergeht. Zusammen mit den Power-to-Heat-Verbräuchen und den Übertragungsverlusten liegt der Bruttostromverbrauch bei 146 TWh. Im Vergleich zu E.plan entspricht das einer Verringerung um 12 %.

Da sowohl weniger Stromerzeugung als auch -verbrauch miteinander in Einklang gebracht werden müssen, sind auch weitaus weniger Flexibilität zum Ausgleich notwendig. Bei gleichbleibender installierter Leistung von Großbatteriespeichern werden wesentlich weniger Fahrzeuge für das bidirektionale Lademanagement genutzt. Lag die Anzahl der im Szenario E.plan genutzten Fahrzeuge bei 1,7 Mio., werden im Szenario rund 270.000 Fahrzeuge weniger für das bidirektionale Lademanagement genutzt.

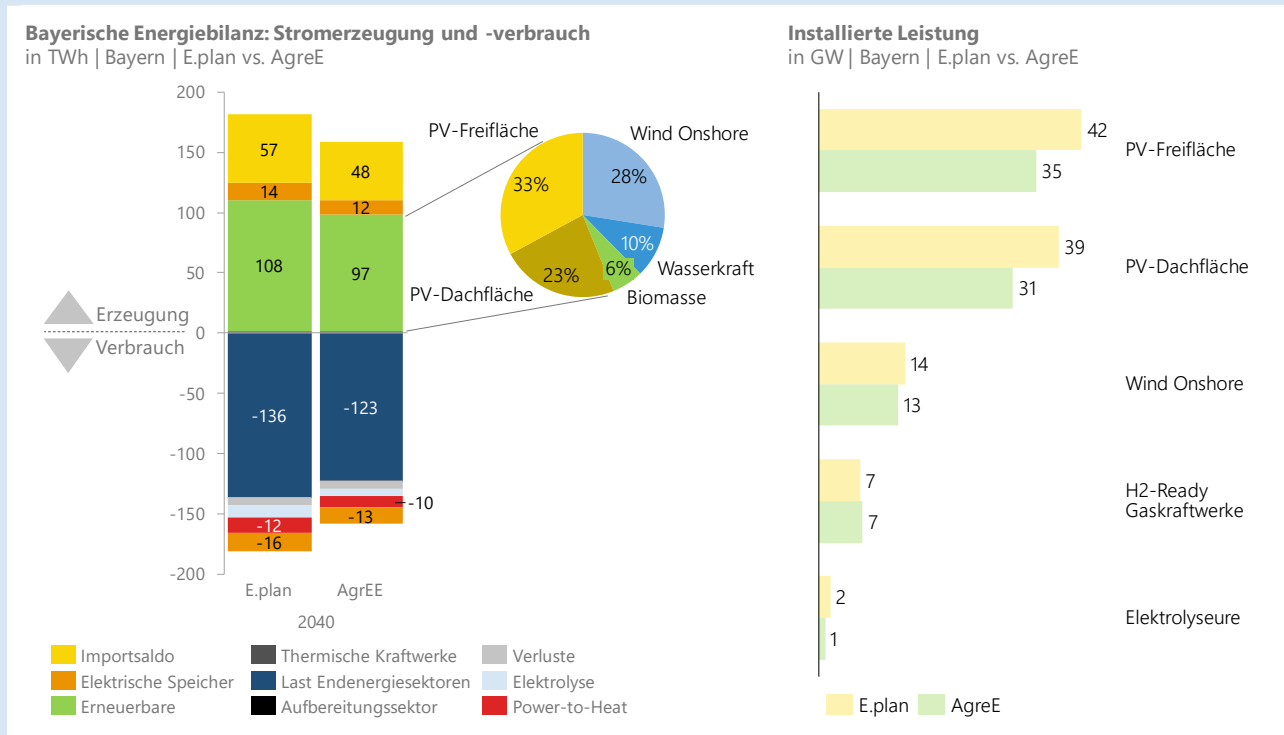


Abbildung 5-9: Elektrische Energiebilanz und installierte Leistungen 2040 in E.plan und AgreE

Durch suffizientes Verhalten kann also der Druck auf den Umbau des Energiesystems reduziert werden. Die geringeren Energienachfragen aus den Endenergiesektoren führen dazu, dass eine geringere installierte Erzeugungsleistung ausreicht, um die notwendige Energie bereitzustellen. Auch werden weniger elektrische Speicher und flexible Verbraucher benötigt, um die fluktuierende Erzeugung und Nachfrage ins Gleichgewicht zu bringen.

Im Vergleich zum Szenario E.plan sind dadurch bei fast allen Technologien geringere Ausbauraten ausreichend (s. Abbildung 5-9). Verglichen mit historischen Werten (s. Abbildung 5-6) liegen die Nettozubauraten für PV (2.505 MW) und Wind Onshore (490 MW) allerdings noch leicht über den historischen maximalen jährlich installierten Leistungen. Auch im Szenario AgreE ist eine Beschleunigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien dringend notwendig.

THG-Emissionen

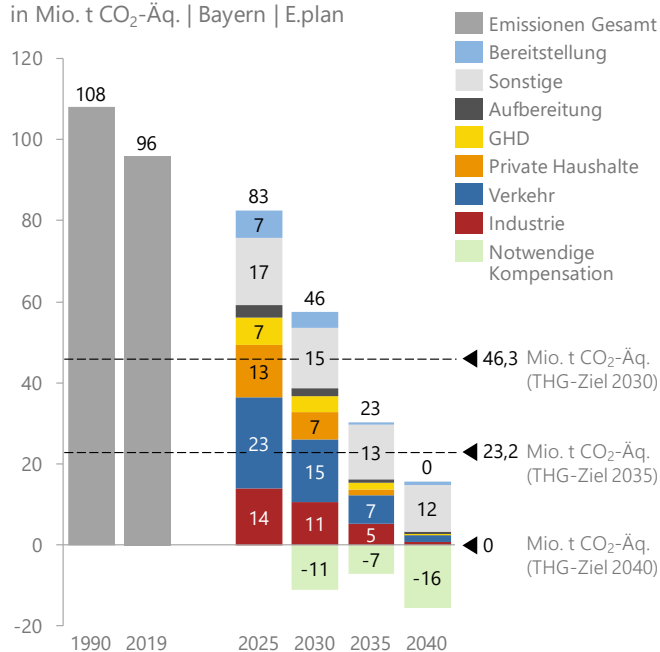
Abbildung 5-10 zeigt die Entwicklung der THG-Emissionen in Bayern von 1990 bis 2040 im Szenario E.plan. Für die Jahre 2030 und 2035 gelten die in Abschnitt 3.3 erläuterten THG-Obergrenzen von 46,3 Mio. t CO₂-Äq. bzw. 23,2 Mio. t CO₂-Äq. Im Jahr 2040 ist die Klimaneutralität das Ziel. Die THG-Emissionen sinken bereits im Jahr 2025 – auch ohne festgelegte THG-Obergrenze – gegenüber 2019 um rund 13 Mio. t CO₂-Äq. Verglichen mit den THG-Emissionen im Jahr 1990 entspricht das einem Rückgang von 23 %. Dieser Rückgang ist zum einen auf die Elektrifizierungsmaßnahmen in den Endenergiesektoren (s. Abschnitt 4) und den damit verbundenen Einsparungen fossiler Energieträger und zum anderen auf die Transformation des Energiesystems zurückzuführen. Durch den starken Ausbau Erneuerbarer Energien und

den Ausstieg aus der Verstromung von Kohle sinken die THG-Emissionen im Bereitstellungssektor auf 6,8 Mio. t CO₂-Äq. Für die Jahre 2030, 2035 und 2040 wird ersichtlich, dass die Klimaschutzziele nur erreicht werden können, wenn THG-Emissionen durch natürliche Senken kompensiert oder klimaneutrale Kraftstoffe zur Reduktion der direkten Emissionen eingesetzt werden.

Die Kompensation mittels natürlicher Senken unterliegt historisch starken Schwankungen. Da für Bayern keine Zielwerte für die THG-Kompensation durch LULUCF bekannt sind und keine öffentlich zugänglichen Potenzialabschätzungen vorliegen, kann keine allgemeingültige Aussage, in welchem Umfang eine Kompensation durch negative LULUCF-Emissionen möglich ist, getroffen werden (s. Abschnitt 3.4.2). In Tabelle 5-3 sind die negativen THG-Emissionen der

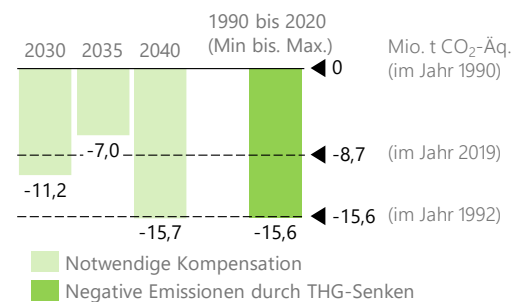
THG-Emissionen

in Mio. t CO₂-Äq. | Bayern | E.plan



Kompensation durch THG-Senken

in Mio. t CO₂-Äq. | Bayern | E.plan



CO₂-Abscheidung in der Industrie

in Mio. t CO₂-Äq.

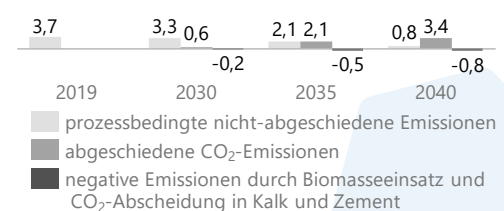


Abbildung 5-10: THG-Emissionen inkl. notwendiger Kompensation in E.plan

Tabelle 5-3: Zu kompensierende THG-Emissionen zur Erreichung der Klimaschutzziele⁶²

Werte in Mio. t CO ₂ -Äq.	Historische LULUCF-Emissionen	Mögliche THG-Reduktion durch den Einsatz klimaneutraler Kraftstoffe		Zusätzliche notwendige THG-Reduktion durch bspw. DAC und CCS		Notwendige Kompensation für Zielerreichung	
		2030	2040	2030	2040	2030	2040
Jahr		2030	2040	2030	2040	2030	2040
2020	-7.2	-4.0	-3.3		-5.2	-11.2	-15.7
2019	-8.7	-2.5	-3.3		-3.7	-11.2	-15.7
2018	-9.4	-1.8	-3.3		-3.0	-11.2	-15.7
2017	-11.0	-0.2	-3.3		-1.4	-11.2	-15.7
2016	-11.3	0.0	-3.3		-1.1	-11.2	-15.7

Jahre 2016 bis 2020 geordnet nach der absoluten Höhe dargestellt. Die historischen Werte liegen zwischen 0 (im Jahr 1990) und -15,6 Mio. tCO₂-Äq. (im Jahr 1992). Seit 2016 (-11,3 Mio. t CO₂-Äq.) steigen die Emissionen kontinuierlich an. Im Jahr 2019 wurden 8,7 Mio. t CO₂-Äq., im Jahr 2020 nur noch 7,2 Mio. t CO₂-Äq. durch LULUCF eingespart (s. Tabelle 5-3) [65].

Je nachdem, wie sich die LULUCF-Emissionen in den nächsten Jahren entwickeln, müssen bereits ab dem Jahr 2030 synthetische Kraftstoffe eingesetzt werden, um die Klimaziele zu erreichen. Sollte es durch entsprechende Maßnahmen nicht gelingen, THG-Senken in Höhe von -11,2 Mio. t CO₂-Äq. zu schaffen, reicht die Geschwindigkeit der Transformation der Endenergiesektoren nicht aus. Geht man beispielsweise von einem Kompensationspotenzial von -8,7 Mio. t CO₂-Äq. wie im Jahr 2019 aus, müssen im Jahr 2030 ca. 9,4 TWh synthetische Kraftstoffe eingesetzt werden. Dieser Wert deckt sich gut mit den ausgewiesenen Bedarfen der Wasserstoff-Roadmap Bayern [102]. Damit werden 2,5 Mio. t CO₂-Äq. direkter Emissionen eingespart. Schreibt man den Trend der steigenden LULUCF-Emissionen der Jahre 2016 bis 2020 bis in das Jahr 2030 fort, stehen überhaupt keine THG-Senken mehr für die Kompensation von THG-Emissionen zur Verfügung. Es könnten sogar positive Emissionen aus LULUCF entstehen. Damit würde bereits im Jahr 2030 der Einsatz von mindestens 42 TWh synthetischer Kraftstoffe notwendig werden. Das entspricht rund einem Viertel des Mineralölbedarfs im Jahr 2019.

Im Jahr 2040 verschärft sich die Situation. Zwar werden im Jahr 2040 bereits alle Kraftstoffe durch THG-neutrale Energieträger bereitgestellt, dennoch verbleiben THG-Emissionen, beispielsweise aus der Landwirtschaft (s. auch Abschnitt 3.4.1). Um diese Emissionen zu kompensieren, müssen mindestens 12,4 Mio. t CO₂-Äq. durch natürliche Senken ausgeglichen werden, um Nettonull Emissionen zu erreichen. Sollte es nicht gelingen, diese Emissionen durch natürliche Senken zu kompensieren, bleiben aus heutiger Sicht zwei Optionen zur THG-Minderung übrig. Eine Option stellt die CO₂-Abscheidung aus der Luft mittels Direct Air Capture (DAC) und der anschließenden Einspeicherung des Kohlenstoffs dar. Eine zweite Möglichkeit ist die Kompensation der Emissionen außerhalb Bayerns. Die notwendigen Technologien für erstere Option befinden sich allerdings noch in der Erprobung und politische Instrumente für die Kompensation existieren noch nicht.

Es zeigt sich, dass die natürlichen THG-Senken bei der Erreichung der bayerischen Klimaziele eine entscheidende Rolle spielen. Gelingt es, den Trend der letzten Jahre umzukehren und die natürlichen THG-Senken auszubauen, können die gesetzlich festgelegten Klimaschutzziele mit einer konsequenten Transformation der Endenergiesektoren und des Energiesystems erreicht werden. Der Einsatz von teuren synthetischen Kraftstoffen ist in diesem Fall erst im Zieljahr 2040 notwendig. Gelingt es andererseits nicht, die THG-Senken durch entsprechende Maßnahmen zu erweitern, müssen die teuren klimaneutralen Energieträger bereits im Jahr 2030 in großer Menge eingesetzt

⁶² Historische LULUCF-Emissionen nach [65].

werden. Das Szenario E.plan zeigt damit einen klaren Weg zur Erreichung der Klimaschutzziele auf.

5.3 Regionale Auswirkungen und Implikationen für die Infrastruktur

Der absolute Ausbau der Erneuerbaren Energien im Szenario E.plan ist in Abschnitt 5.2 5.2 beschrieben. Die daraus resultierende regionale Entwicklung der Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windkraft innerhalb Bayerns ist in Abbildung 5-11 dargestellt. In allen Landkreisen ist im Jahr 2040 eine starke Zunahme der Stromerzeugung aus Wind und PV gegenüber 2019 zu erkennen. Allerdings gibt es zum Teil große regionale Unterschiede. Während die nördlich gelegenen Landkreise in Unter-, Mittel- und Oberfranken sowie in der Oberpfalz sowohl gegenwärtig als auch im Zieljahr 2040 die größte Stromerzeugung durch Windkraft vorweisen, vollzieht sich der Ausbau der Windenergie im Alpenvorland sowie im Osten Bayerns deutlich langsamer. Für die regionalen Unterschiede sind zwei Gründe maßgeblich: die Flächenkulisse für Windenergie sowie die geringere Windhöffigkeit.

Landkreise, die eine gute Windhöffigkeit und damit gute Bedingungen für die Errichtung von Windkraftanlagen aufweisen liegen im Norden Bayerns; hierzu zählen insbesondere der Landkreis Hof (HO2),

Ansbach (AN) und der Landkreis Neumarkt in der Oberpfalz (NM). Unter den genannten Landkreisen stechen insbesondere die Landkreise Neumarkt in der Oberpfalz (NM) und Hof (HO2) hervor. Hier sind zum einen große Flächen und zum anderen gute Windbedingungen vorzufinden. In diesen Landkreisen werden im Zieljahr im Szenario E.plan 8 % der in Bayern installierten Windleistung realisiert. Sie leisten damit einen überproportional starken Beitrag zur Erreichung der Klimaziele in Bayern. Im Osten führt vor allem die geringere Windhöffigkeit und die damit verbundenen hohen Kosten der Winderzeugung zu einem geringeren Ausbau von Windenergieanlagen. Flächen für den Windkraftausbau sind aber auch in diesen Gebieten vorhanden und im Einzelfall kann die Errichtung von Windenergieanlagen durchaus sinnvoll sein. Dazu ist eine detaillierte Prüfung vor Ort notwendig, die in diesem Umfang nicht Teil des Szenarios ist. In den Städten ist die Errichtung von Windenergieanlagen aufgrund der dichten Bebauung und bestehenden Abstandsregelungen höchstens in geringem Umfang möglich. Dafür weisen Städte auf relativ kleinem Raum aufgrund der hohen Dichte an Gebäuden ein hohes Dachflächenpotenzial für die Nutzung von Photovoltaik auf. Da Photovoltaikanlagen sowohl auf Dach- als auch auf Freiflächen installiert werden können, ist der Stadt-Land-Effekt bei diesen nicht so stark ausgeprägt wie bei der Stromerzeugung aus Wind. Auch ist das Nord-Süd-Gefälle der Globalstrahlung innerhalb von Bayern gering und entscheidet nicht über die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen. Wie im Falle

E.plan – Stromerzeugung PV & Wind

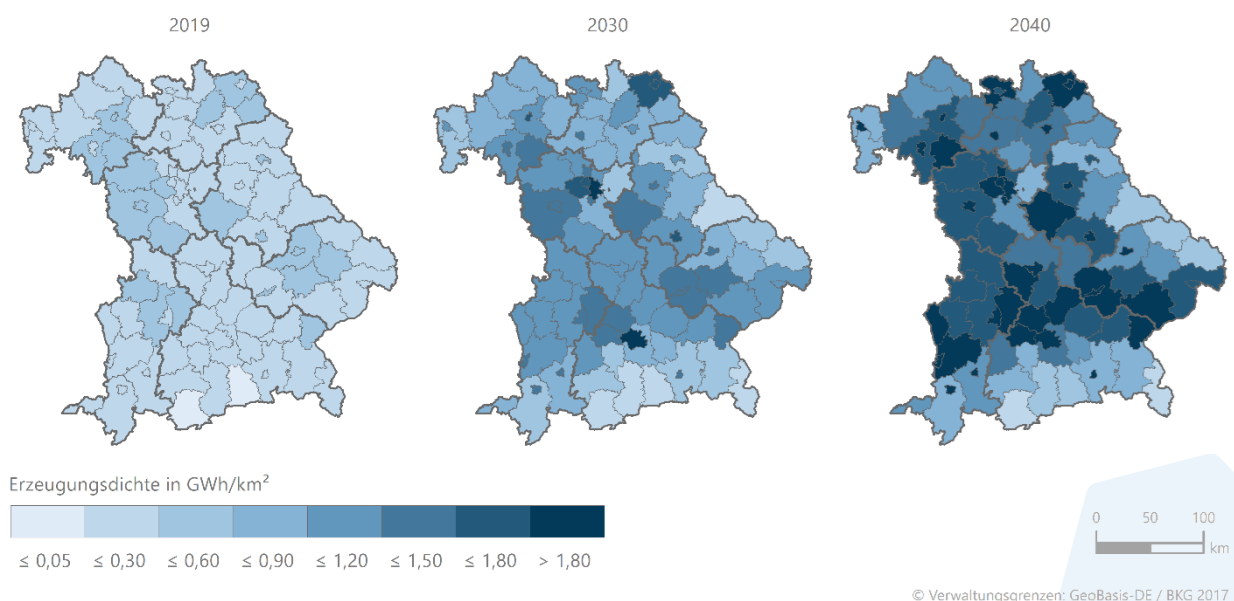


Abbildung 5-11: Entwicklung der Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windkraft im Szenario E.plan

E.plan – Stromverbrauch

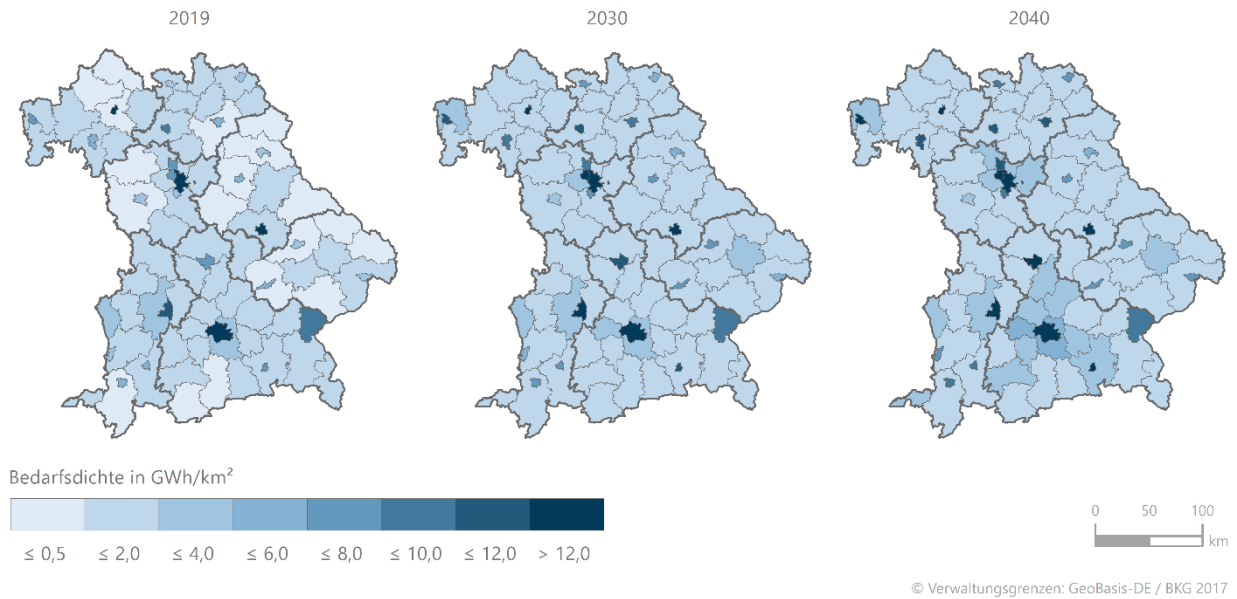


Abbildung 5-12: Regionale Entwicklung des Stromverbrauchs im Szenario E.plan

der Windenergie schreitet der Ausbau der Freiflächen-Photovoltaik im Alpenvorland und im östlichen Bayern ebenfalls langsamer voran. Ausschlaggebend hierfür sind Flächenrestriktion wie der Alpenplan und andere geschützte Gebiete (s. Abschnitt 3.2). Insgesamt ist das Freiflächenpotenzial deutlich gleichmäßiger über Bayern verteilt als das Potenzial für Windenergieanlagen. Die höchste Stromerzeugung durch Photovoltaik erfolgt im Zieljahr in Ansbach (AN),

Landshut (LA2) und Passau (PA). Nach den meisten Städten weisen die Landkreise Fürstentfeldbruck (FFB), Fürth (FÜ), Neu-Ulm (NU), Dachau (DAH) und Aichach-Friedberg (AIC) im Zieljahr 2040 die höchste Stromerzeugung bezogen auf die Fläche auf.

Gerade in einem Szenario, das durch eine zunehmende Elektrifizierung geprägt ist, ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien der bedeutendste Faktor auf

E.plan – Eigenversorgungsstunden Strom

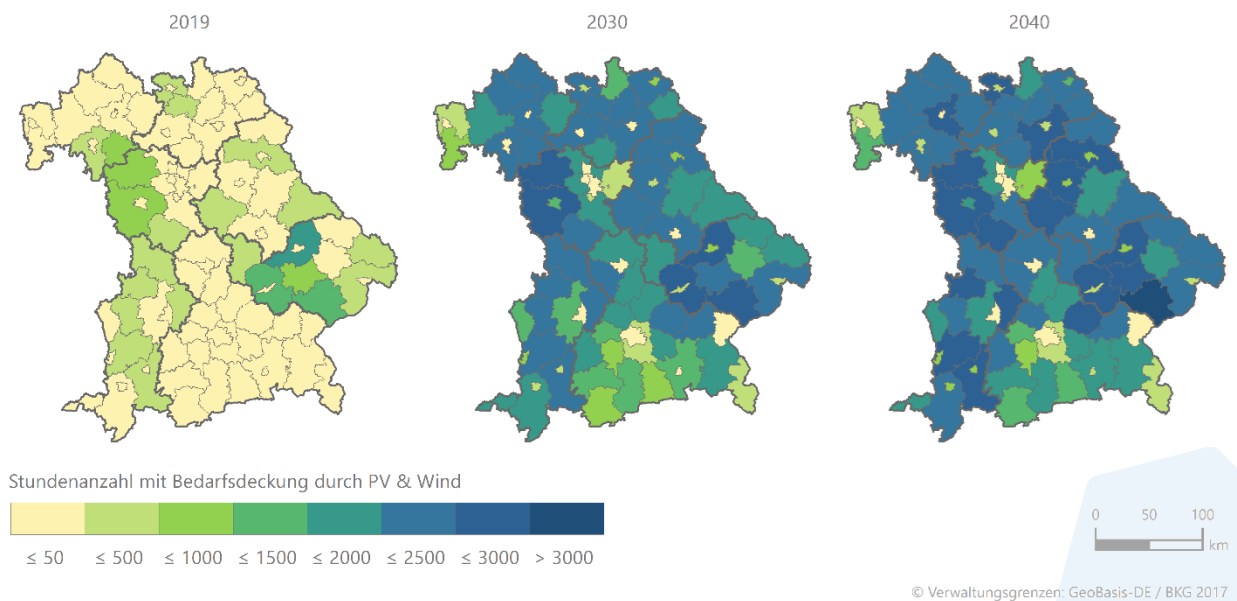


Abbildung 5-13: Regionale Entwicklung der Anzahl der Eigenversorgungsstunden im Szenario E.plan

E.plan – Netzausbaufaktor

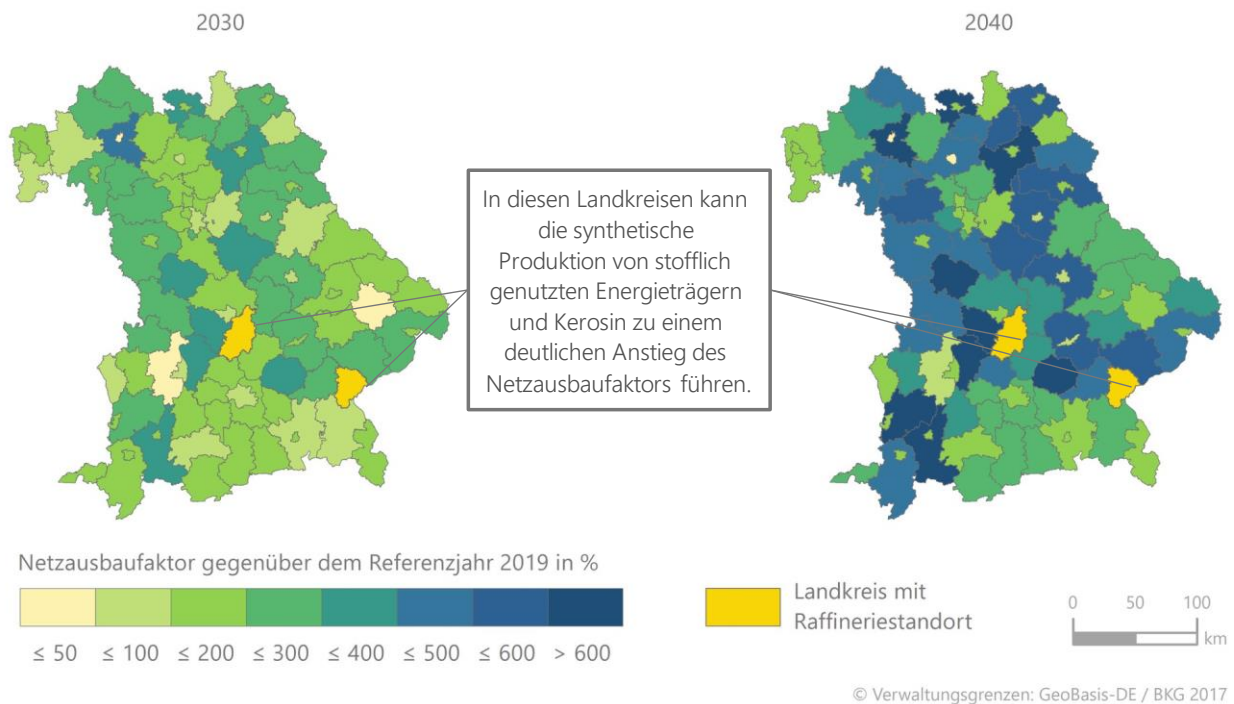


Abbildung 5-14: Regionaler Netzausbaufaktor im Szenario E.plan

dem Weg zur Klimaneutralität. Die Elektrifizierung wirkt sich besonders auf die Entwicklung der Stromnachfrage in Bezug auf die Straßenmobilität und das Heizen von Gebäuden aus. Diese Entwicklung vollzieht sich flächendeckend in Bayern (s. Abbildung 5-12), aber gerade städtische Regionen mit einer hohen Bevölkerungs- und Fahrzeugzahl wie Coburg (CO2), Bayreuth (BT2) und Memmingen (MM) erwartet eine wachsende Stromnachfrage. Auch in der Papier- und Chemieindustrie steigt der Bedarf an Elektrizität. Die größte absolute Verbrauchszunahme im Industriesektor erfolgt bis zum Jahr 2040 in Pfaffenhofen an der Ilm (PAF) als wichtiger Standort der Chemieindustrie sowie in den Landkreisen Kelheim (KEH) und Aschaffenburg (AB) für die Herstellung von Papier.

Abbildung 5-13 zeigt die Anzahl an Stunden im Jahr, in denen die Landkreise ihre Stromnachfrage vollständig mit eigenem PV- und Windstrom decken können. Es wird deutlich, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien trotz steigender Stromnachfrage die Anzahl der Eigenversorgungsstunden erhöht. Liegen im Jahr 2019 nur drei Landkreise bei über 1.000 Stunden mit Eigenversorgung, sind es im Jahr 2040 vorwiegend die Städte, die eine sehr geringe Anzahl an

Eigenversorgungsstunden aufweisen. Hier zeigt sich, dass der Anstieg des Stromverbrauchs in den Städten trotz des vergleichsweise starken PV-Ausbaus auf Dachflächen überwiegt. Beispielweise kann sich München (M) zu keiner Stunde des Jahres selbst komplett mit Strom versorgen. Es wird also deutlich, dass die Städte auch in Zukunft stark auf Stromimporte aus angrenzenden Landkreisen angewiesen sein werden. Der benötigte Strom wird in großen Teilen von den ländlich geprägten Landkreisen bereitgestellt. Das Land versorgt die Stadt. Auch in Bezug auf die absoluten Energiemengen über das Jahr gilt diese Aussage. Im Jahr 2040 gibt es in Bayern 34 Landkreise, die mit ihrem Stromüberschuss bilanziell 29 % des nicht durch EE gedeckten Stromverbrauchs der übrigen Landkreise decken könnten.

Abbildung 5-14 zeigt den Netzausbaufaktor im Szenario E.plan. Dieser dient der Abschätzung des notwendigen Netzausbaus auf Verteilnetzebene. Dazu wurde je Landkreis die betragsmäßig größte Residuallast in den Jahren 2030 und 2040 in Bezug zur betragsmäßig größten Residuallast (RLast) im Jahr 2019 gesetzt (Formel siehe unten).

$$\text{Netzausbaufaktor} = \frac{\max(|RLast_{max,20XX}|, |RLast_{min,20XX}|) - \max(|RLast_{max,2019}|, |RLast_{min,2019}|)}{\max(|RLast_{max,2019}|, |RLast_{min,2019}|)}$$

Die Residuallast dient in diesem Fall als Proxy für den Netzausbau, da diese anzeigt, wie viel Strom im jeweiligen Landkreis entweder exportiert (Stunden mit minimaler Residuallast bedeuten einen Überschuss der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien) oder importiert (in Stunden mit maximaler Residuallast kann die Last nicht aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden) werden muss. Dem zugrunde liegt die Annahme, dass die Netzbelastung in Stunden mit minimaler oder maximaler Residuallast am höchsten ist. Ein Netzausbaufaktor von 50 % im Jahr 2030 oder 2040 bedeutet entsprechend eine 50 % höhere Netzbelastung als im Jahr 2019.

In Abbildung 5-14 ist auch zu sehen, dass der Netzausbaufaktor bereits im Jahr 2030 in nahezu allen Landkreisen auf über 50 % ansteigt. Im Durchschnitt liegt der Netzausbaufaktor bei 167 %. Lediglich in den Landkreisen Altötting (AÖ), Augsburg (A), Deggendorf (DEG) und Schweinfurt (SW2) liegt der Netzausbau-

faktor unter 50 %. Hintergrund ist, dass diese Landkreise bereits 2019 durch große industrielle Stromverbräuche geprägt sind. Die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen (s. Abschnitt 4.1) führt zu einem Rückgang des Stromverbrauchs, der den Anstieg des Stromverbrauchs in den Sektoren Verkehr und Gebäude in Teilen kompensiert. Mit dem zusätzlichen Zubau Erneuerbarer Energien wächst der Betrag der Residuallast nur leicht. Zwischen 2030 und 2040 steigt der durchschnittliche Ausbaufaktor nochmals deutlich an und liegt bei 316 %. Das bedeutet, dass neben dem in Abschnitt 3.3 dargestellten Ausbau des Übertragungsnetzes auch das Verteilnetz ertüchtigt werden muss. Vor allem in Regionen, die in Abbildung 5-11 eine hohe Erzeugung aus Erneuerbaren Energien aufweisen, steigt der Ausbaufaktor stark an. Das bedeutet, dass die Netzbelastung weniger durch die steigende Last infolge der Elektrifizierung entsteht, als vielmehr durch die steigende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.



Ergebnisse des Szenarios H₂igher

6 Ergebnisse des Szenarios H₂igher

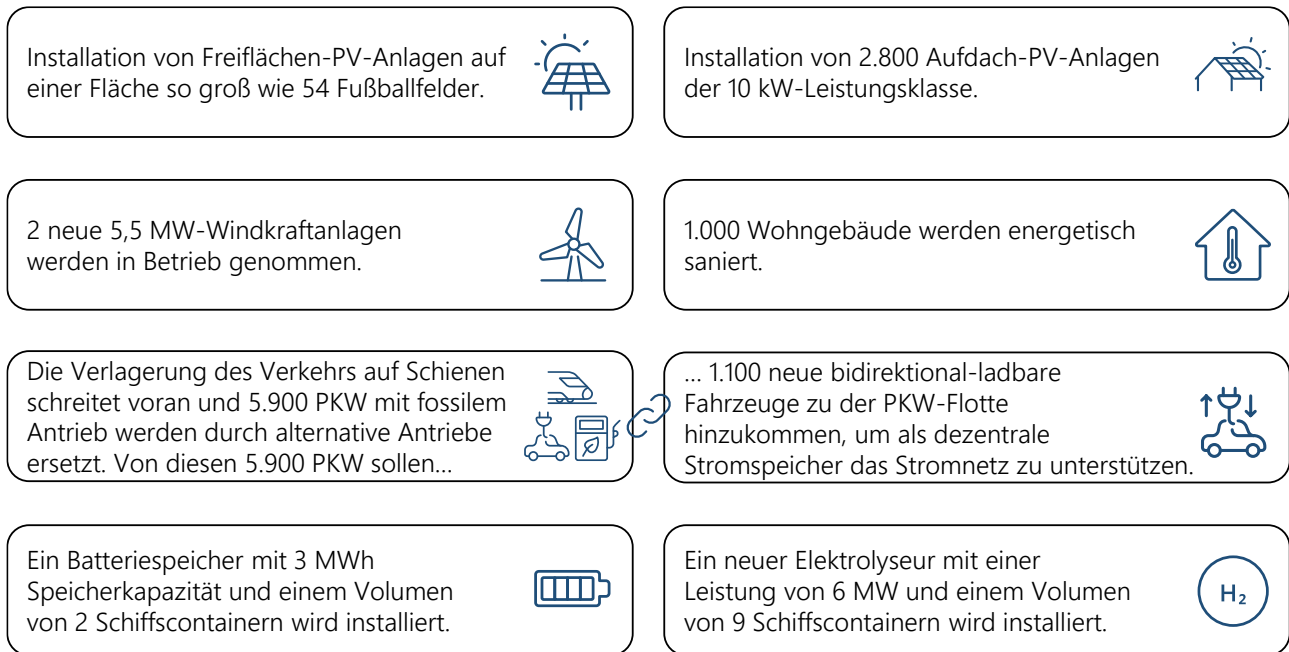


Abbildung 6-1: Eine Woche in Bayern 2023 bis 2040 im Szenario H₂igher⁶³

Aus dem Szenario H₂igher werden die in Abbildung 6-1 zusammengefassten Kennzahlen abgeleitet. Diese beziffern den mittleren Handlungsbedarf, der in jeder Woche in Bayern ab heute bis zur Zielerreichung im Jahr 2040 nötig ist. Unterschiede zu E.plan sind in der Übersicht v. a. bei der installierten Elektrolyseleistung zu erkennen.

Die der Abbildung zugrundeliegenden Szenarioergebnisse werden in den nachfolgenden Abschnitten erläutert. Diese enthalten eine Übersicht zur Entwicklung des Energieverbrauchs in den Endenergiesektoren (s. Abschnitt 6.1), zu den Ergebnissen des Energiesystemmodells ISAaR (s. Abschnitt 6.2) sowie eine Analyse ausgewählter regionaler Auswirkungen in Bayern und deren Implikationen (s. Abschnitt 6.3).

6.1 Endenergieverbrauch

Die Entwicklung des bayerischen Endenergieverbrauchs in H₂igher, unterteilt nach Energieträgern und Sektoren, ist in Abbildung 6-2 dargestellt. Im Szenario

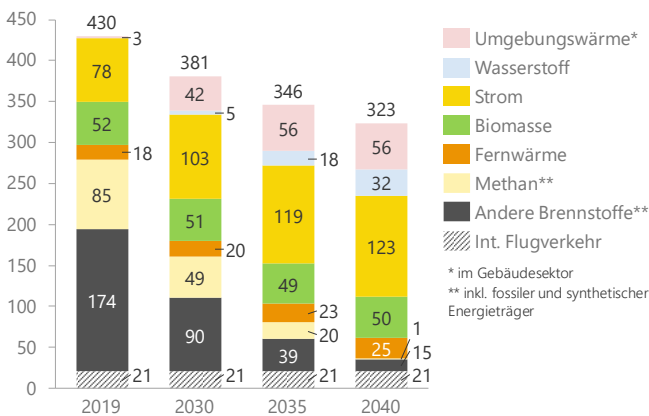
H₂igher sinkt der bayerische Endenergieverbrauch um ~25 % von 430 TWh im Jahr 2019 auf 323 TWh im Jahr 2040. Haupttreiber sind die Umsetzung klassischer Effizienzmaßnahmen und direkter Elektrifizierungsmaßnahmen, die sektorübergreifend zum Einsatz kommen. Im Vergleich zum Szenario E.plan nimmt der Energieträger Wasserstoff eine stärkere Rolle ein und wird zum Teil dort eingesetzt, wo in E.plan direktelektrische Lösungen zur Anwendung kommen. Folglich treten geringere Effizienzeffekte ein und der Rückgang des EEVs ist geringer. Auch in diesem Szenario überlagern jedoch die Effizienzgewinne aus der Maßnahmenumsetzung die Verbrauchszunahmen aus Bevölkerungs- und Wertschöpfungswachstum. In der sektoralen Betrachtung ist insbesondere der EEV-Rückgang in der Industrie im Vergleich zu E.plan geringer, da auch in der Nieder- und Mitteltemperatur (und folglich im Gasverteilnetz) Wasserstoff zum Einsatz kommt. Trotz der besseren Bedingungen für den Einsatz von Wasserstoff verdrängt dieser aufgrund der geringeren gesamtsystemischen Effizienz die direktelektrischen Alternativen Wärme-

⁶³ Um den Handlungsdruck greifbar darzustellen, wird für diese Darstellung vereinfachend ein mittlerer Handlungsbedarf je Woche von 2022 bis in das Zieljahr 2040 angenommen. In den

zugrundeliegenden Berechnungen wurden Hochlaufzeiten und weitere Details berücksichtigt.

Endenergieverbrauch nach Energieträgern

in TWh | Bayern | Wetterjahr 2012 | H₂igher



Endenergieverbrauch nach Sektoren

in TWh | Bayern | Wetterjahr 2012 | H₂igher

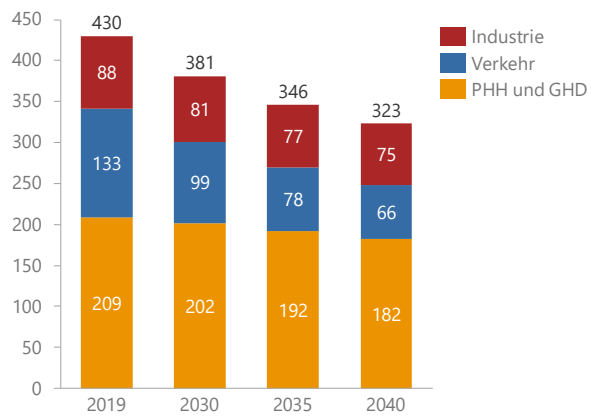


Abbildung 6-2: Endenergieverbrauch in Bayern nach Sektoren und Stützjahren im Szenario H₂igher⁶⁴

pumpe und Elektrofahrzeuge nur in begrenztem Ausmaß.

Die Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs führt auch in H₂igher in allen Sektoren zu deutlichen Effizienzgewinnen. Infolgedessen steigt der Strom-EEV von 2019 bis 2040 um 63 %. Strom wird damit im Zieljahr mit einem Anteil von 38 % zum dominanten Energieträger. Gasförmige Energieträger verlieren an Bedeutung, jedoch nicht so stark wie in E.plan. Im Zieljahr

liegt der Anteil bei ca. 10 % des EEVs. Die Fernwärme gewinnt auch in diesem Szenario an Bedeutung und der Einsatz biogener Energieträger ist vergleichbar mit E.plan, da in H₂igher nun vor allem die in E.plan strombasierten Anwendungen verstärkt mittels Wasserstoffbrennern ausgerüstet werden. Energetischer Wasserstoffeinsatz spielt, anders als in E.plan, in Bayern eine größere Rolle und kommt in allen Sektoren zum Einsatz. Dabei dominieren jedoch nach wie vor die Industrieanwendungen in der Mittel- und Hoch-

H₂igher – Endenergieverbrauch

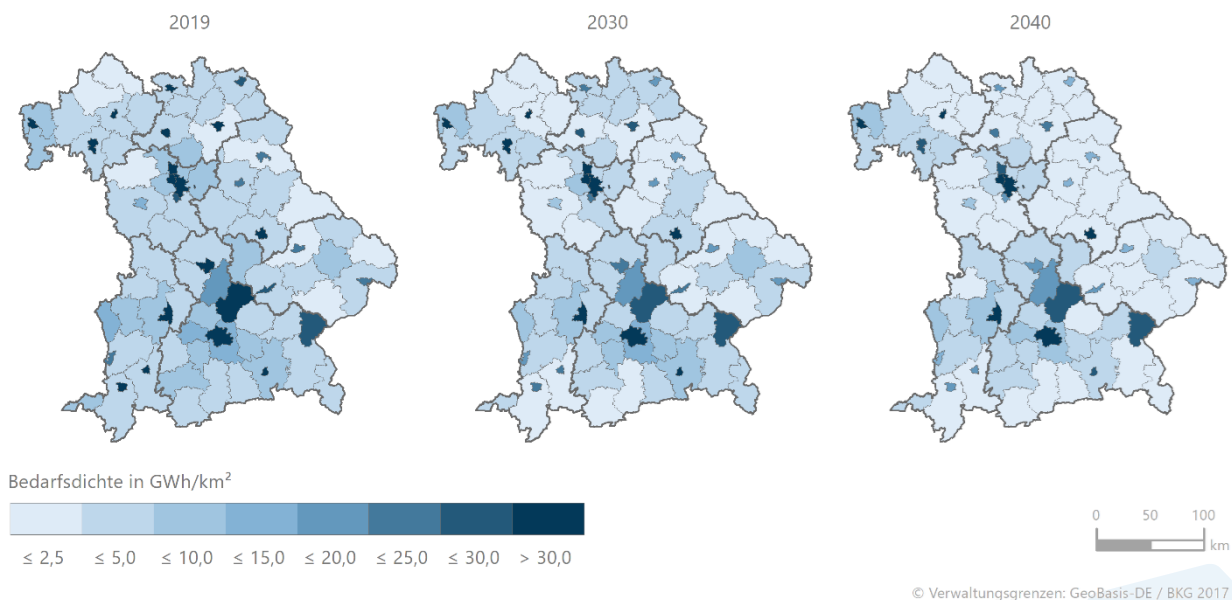
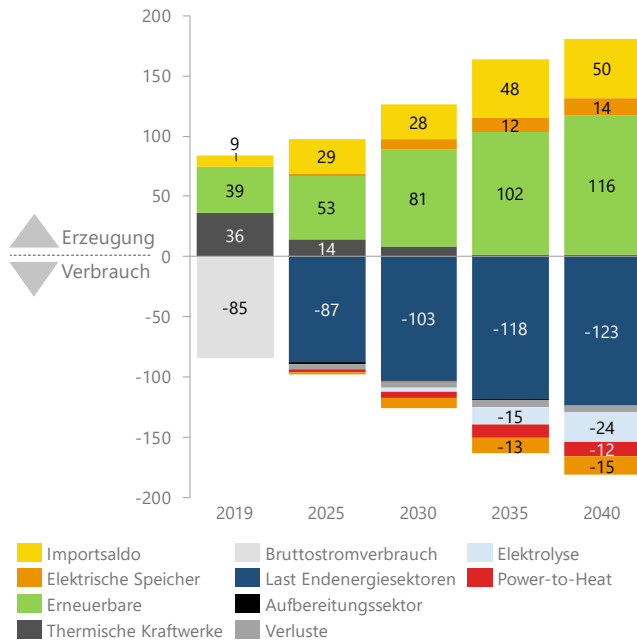


Abbildung 6-3: Regionale Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Szenario H₂igher

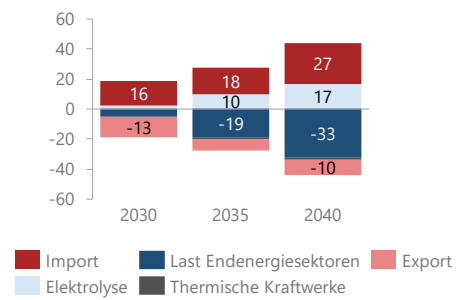
⁶⁴ Abschnitt 4.4 zeigt, dass der zusätzliche Stromverbrauch in den Szenarien die hier dargestellten Werte übersteigen kann, sofern stofflich genutzte Energieträger wie Methanol und Naphtha

und/oder synthetisches Kerosin an Raffineriestandorten in Bayern produziert werden.

Bayerische Energiebilanz: Stromerzeugung und -verbrauch
in TWh | Bayern | H₂igher



Bayerische Energiebilanz: Wasserstoff
in TWh | Bayern | H₂igher



Wasserstoffherzeugung pro Monat
in GWh | Bayern | H₂igher

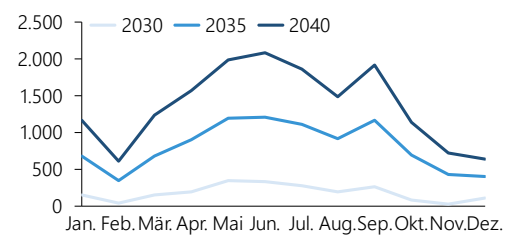


Abbildung 6-4: Elektrische Energie- und Wasserstoffbilanz sowie monatliche H₂-Erzeugung im Szenario H₂igher

temperatur. Ausgehend von größeren industriellen Punktbedarfen werden vereinzelt Verteilnetze auf Wasserstoff umgerüstet, sodass dieser auch im Gebäudesektor Einzug hält. Die Wärmepumpe bleibt jedoch auch in diesem Szenario die Schlüsseltechnologie zur Dekarbonisierung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs. Nicht dargestellt, für den EEV in Bayern bei heimischer Produktion insgesamt jedoch relevant, sind die Strombedarfe zur Produktion von synthetischem Kerosin und strombasiertem Methanol. Wie in den Exkursen in Abschnitt 4.1.2 und 4.4 am Beispiel des Szenarios E.plan gezeigt, könnte dies zu einer deutlichen Zunahme des Stromverbrauchs in Bayern führen. Abweichend von E.plan setzt die Chemieindustrie in diesem Szenario ausschließlich auf Methanol als Grundstoff zur Synthese für Olefine und Aromaten. Die regionale Entwicklung des EEVs ist in Abbildung 6-3 dargestellt.

Der Zeitverlauf zeigt einen weitestgehend flächendeckenden Rückgang des Endenergieverbrauchs bis 2040. Insbesondere der Verbrauch fossiler Energieträger wie Erdgas nimmt deutlich ab. Dieser Rückgang wird allerdings zum Teil durch Wasserstoff kompensiert. Da dem Einsatz von Wasserstoff im Szenario H₂igher eine bedeutendere Rolle zukommt, erfolgt in Abschnitt 6.3 eine detailliertere Betrachtung der regionalen Entwicklung des Wasserstoffverbrauchs.

6.2 Energiebereitstellungsseite

Auch im Szenario H₂igher findet ein Umbau des Energiesystems statt. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt wie im Szenario E.plan ausschließlich über die gesetzlich festgelegten Zielwerte (s. Abschnitt 3.3) und die regionale Verteilung (s. Abschnitt 3.2) der Bundesziele nach Bayern. Ein zusätzlicher Zubau über die Zielvorgaben hinaus wird im Modell aufgrund der hohen Handelskapazitäten mit DEwoBY nicht realisiert. Die installierten Leistungen der Erneuerbaren Energien sind in Abbildung 5-5 dargestellt.

Die Verwendung des erzeugten Stroms unterscheidet sich im Szenario H₂igher allerdings deutlich vom Szenario E.plan. Abbildung 6-4 zeigt die elektrische Energiebilanz. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien steigt von 38,7 TWh im Jahr 2019 über 80,7 TWh im Jahr 2030 auf 115,7 TWh im Jahr 2040 an. Von den erzeugten ca. 116 TWh entfallen 26 % auf Wind Onshore, 61 % auf PV-Anlagen und der Rest auf Biomasse und Wasserkraft. Die abgeregelte Strommenge liegt bei 11,3 TWh und damit 40 % unter dem Wert im Szenario E.plan (Abschnitt 5.2). Die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken liegt im Jahr 2040 bei 1,7 TWh. Zusätzlich werden Nettostromimporte in Höhe von 49,8 TWh benötigt, um die Stromnachfrage in Bayern zu decken. Der Bruttostromverbrauch steigt von 84,5 TWh im Jahr 2019 auf 167,1 TWh im Jahr 2040 an. 74 % davon, also

Stündliche bayerische Energiebilanz geordnet nach absteigender Residuallast in GW | Bayern | H₂igher

■ Importe ■ Ausspeicherung ■ Erneuerbare Energien ■ Thermische Kraftwerke
■ Elektrolyse ■ Power-to-Heat ■ Einspeicherung ■ Exporte ■ Residuallast



Abbildung 6-5: Stündliche Stromerzeugung, Residuallast und Stromverbrauch flexibler Verbraucher⁶⁵

ca. 123 TWh, entfallen, wie in Abschnitt 6.1 dargestellt, auf die Stromnachfrage der Endenergiesektoren. Während sich die Stromnachfrage der Power-to-Heat-Anlagen nahezu identisch wie im Szenario E.plan entwickelt, steigt die Stromnachfrage der Elektrolyseure deutlich an, da die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2040 in diesem Szenario rund 20 TWh höher ist. Die Stromnachfrage der Elektrolyseure im Jahr 2030 beträgt 3,4 TWh und steigt bis zum Jahr 2040 auf 24,2 TWh an.

Durch die im Vergleich zum Szenario E.plan geringere Stromlast aus den Endenergiesektoren kann mehr Strom für die Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden. Abbildung 6-4 zeigt die erzeugte Wasserstoffmenge in Bayern, die über die Jahre kontinuierlich auf 16,5 TWh im Jahr 2040 ansteigt. Die Wasserstoffnachfrage beträgt insgesamt 33,8 TWh. Davon entfallen 32,5 TWh auf die Endenergiesektoren und 1,3 TWh auf die H₂-Ready-Gaskraftwerke. Der in Bayern produzierte Wasserstoff reicht demnach nicht aus, um die in Bayern anfallende Wasserstoffnachfrage zu decken.

Zusätzlicher Wasserstoff muss deshalb importiert werden. Der Importsaldo für Wasserstoff steigt von 3,1 TWh im Jahr 2030 auf 17,4 TWh im Jahr 2040 an. Im Vergleich zum Szenario E.plan muss Bayern früher mehr Wasserstoff selbst produzieren und auch größere Mengen importieren, um den höheren Wasser-

stoffbedarf decken zu können. Die dafür notwendige installierte Elektrolyseleistung beträgt 1,3 GW im Jahr 2030, 3,1 GW im Jahr 2035 und 5,3 GW im Jahr 2040. Über die Zeit steigen die Volllaststunden der Elektrolyseure an. Liegen diese anfänglich noch bei 2600 Stunden, sind es im Zieljahr 4570 Volllaststunden. Der Anstieg der Volllaststunden ist der Tatsache geschuldet, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Jahr 2030 noch nicht ausreicht, um über das gesamte Jahr hinweg erneuerbaren Strom für die Elektrolyseure zur Verfügung zu stellen. Erst mit dem weiter steigenden Ausbau der Erneuerbaren Energien und dem ansteigenden Wasserstoffbedarf können Elektrolyseure mit höheren Volllaststunden betrieben werden.

Abbildung 6-4 zeigt die Wasserstoffproduktionsmenge in den einzelnen Monaten der Jahre 2030, 2035 und 2040. Es ist zu erkennen, dass der Hauptteil der Wasserstoffproduktion in den Frühjahrs- und Sommermonaten erfolgt, in denen die Last gering und die Stromerzeugung aus Wind und PV hoch ist. Insgesamt zeigt sich, dass die Produktion von Wasserstoff aus Elektrolyse von zwei Faktoren abhängt: einer geringen Stromlast bei gleichzeitig hohen Überschüssen aus Erneuerbaren Energien und der Importverfügbarkeit von Strom. In diesen Stunden werden die Elektrolyseure eingesetzt, um Wasserstoff zu erzeugen. Abbildung 6-5 verdeutlicht das Einsatzverhalten für das Jahr 2040. Dargestellt ist die geordnete

⁶⁵ Zunächst wird die Residuallast absteigend sortiert, darauf basierend werden alle übrigen Werte in der gleichen Reihenfolge der Stunden sortiert dargestellt.

Stündlicher Kraftwerkseinsatz in einer exemplarischen Winter- und Sommerwoche in GW | Bayern | H₂igher

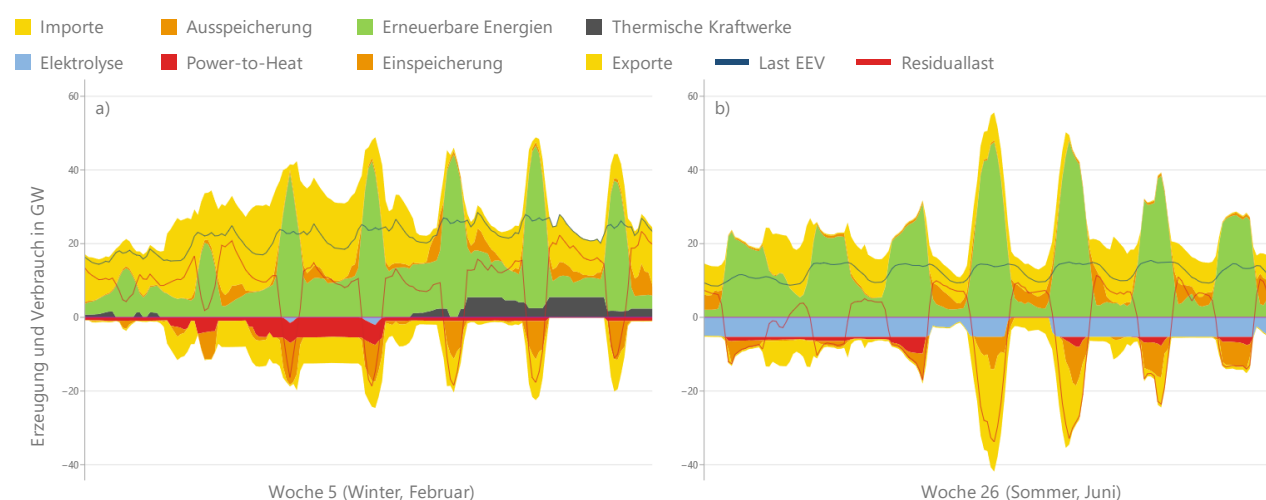


Abbildung 6-6: Stündliche Stromerzeugung und Einsatz flexibler Verbraucher⁶⁶

Jahresdauerlinie der Residuallast zusammen mit der Stromerzeugung, den Im- und Exporten und den flexiblen Verbrauchern. Klar zu erkennen ist, dass die Elektrolyseure zu 51 % in Stunden mit negativen Residuallasten, also Überschüssen aus Erneuerbaren Energien, eingesetzt werden. In diesen Stunden wird die größte Menge Wasserstoff erzeugt. In den übrigen Einsatzstunden liegt neben einer noch immer hohen EE-Erzeugung auch ein hoher Stromimport nach Bayern vor.

Abbildung 6-6 zeigt den Einsatz der flexiblen Verbraucher und der elektrischen Speicher in Kombination mit der Stromerzeugung, den Im- und Exporten sowie der Last für zwei exemplarische Wochen im Jahr. In Abbildung 6-6 a) ist eine Woche im Winter (Woche 5, Anfang Februar) des Berechnungszeitraums dargestellt. Im Wetterjahr 2012 ist dies der Beginn einer sehr kalten Woche mit wenig Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, insbesondere Windenergie. Auf einen Tag mit geringer Last, wenig Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Stromimporten um die 10 GW pro Stunde folgt eine Phase mit steigender Last bei gleichzeitigem Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Deutlich zu erkennen ist die charakteristische Stromerzeugung aus PV-Anlagen. Diese wird durch den Einsatz elektrischer Speicher aufgefangen und auf die angrenzenden Stunden verteilt. Die hohen Stromimporte, die durch eine hohe Stromproduktion aus Windenergie in DEwoBY entstehen, ermöglichen es, Wärme aus Power-to-Heat-Anlagen bereitzustellen. In der zweiten Wochenhälfte ist

ein deutlicher Rückgang der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem Rückgang der Stromimporte zu erkennen. In dieser zweiten Wochenhälfte geht die Stromproduktion aus Wind Onshore in DEwoBY stark zurück. Deshalb kann weniger Strom nach Bayern importiert werden. Dies führt dazu, dass thermische Kraftwerke eingesetzt werden müssen, um die Stromlast decken zu können. Elektrische Speicher verschieben den PV-Peak weiterhin so gut wie möglich in die angrenzenden Stunden.

Abbildung 6-6 b) zeigt eine Woche im Sommer (Woche 26, Ende Juni). Die Woche ist geprägt von einer gleichmäßigen Stromerzeugung aus PV-Anlagen. Wind Onshore trägt nur einen kleinen Teil zur Stromerzeugung bei. Die elektrische Spitzenlast liegt im Vergleich zu Abbildung 6-6 a) um rund 13 GW niedriger. Dies ist in erster Linie auf die geringere Last der Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung zurückzuführen. Auffällig sind im Vergleich außerdem die deutlich länger ausgeprägten PV-Peaks. Die elektrischen Speicher verschieben die PV-Erzeugung von Stunden mit negativer Residuallast in Stunden mit positiver Residuallast. Damit kann auch erreicht werden, dass die Elektrolyseure fast durchgehend Wasserstoff produzieren können. Power-to-Heat Anlagen werden ebenfalls zu Zeiten mit negativer Residuallast betrieben, um die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nutzen zu können. Die erzeugte Wärme wird gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder ausgespeichert. In Wärmenetzen wird auch im Sommer Wärme benötigt, da neben der Warmwasser-

⁶⁶ Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, thermischen Kraftwerken, Einsatz elektrischer Speicher, Im- und Exporte in Kombination mit dem Verbrauch der flexiblen Verbraucher Elektrolyse und

Power-to-Heat. Gleichzeitig sind sowohl die Residuallast als auch die elektrische Last dargestellt.

bereitstellung auch Industriebetriebe Prozesswärme aus den Wärmenetzen der öffentlichen Versorgung beziehen. In Zeiten mit deutlichen PV-Überschüssen wird Strom zusätzlich exportiert. Hier zeigt sich der Mehrwert eines gut vernetzten Energiesystems mit Speichern und flexiblen Verbrauchern sehr deutlich.

Abbildung 6-4 und Abbildung 6-6 zeigen, dass die Wasserstoffherzeugung in Bayern stark saisonal geprägt ist. Gleichzeitig weist auch der Verbrauch ein saisonales Profil auf, da Wasserstoff im Szenario H₂igher auch zur Wärmebereitstellung in PHH und GHD zum Einsatz kommt (s. Abschnitt 4.3.2). Da die Heizbedarfe im Winter höher sind als im Sommer, verhält sich das Verbrauchsprofil umgekehrt zum Erzeugungsprofil. Während die Erzeugung von Wasserstoff zu großen Teilen in den Sommermonaten stattfindet, findet der größte Verbrauch in den Wintermonaten statt. Ein saisonaler Ausgleich ist deshalb notwendig.

Für die Speicherung von Wasserstoff stehen zwei unterschiedliche Möglichkeiten zur Verfügung: die Speicherung in geologischen Formationen wie Salzkavernen und Porenspeichern und die Speicherung in Tankspeichern. Da für den saisonalen Ausgleich große Mengen Wasserstoff gespeichert werden müssen, kommen dafür nur die geologischen Formationen in Frage, in erster Linie Salzkavernen. Bestehende Salzkavernenspeicher, die zur Speicherung von Erdgas genutzt werden, können so umgerüstet werden, dass auch Wasserstoff gespeichert werden kann [161]. Erste Pilotprojekte laufen bereits im Rahmen der Realprojekte [162]. Salzkavernenspeicher existieren in Bayern allerdings nicht. Die in Bayern vorhandenen Porenspeicher bedürfen einer individuellen Prüfung, inwieweit sie für die Speicherung von Wasserstoff geeignet sind [161]. Da nicht abschließend geklärt ist, ob die Porenspeicher in Bayern zur Speicherung von Wasserstoff geeignet sind, wurden keine geologischen Wasserstoffspeicher in Bayern angenommen. In Bayern werden deshalb nur Tankspeicher mit einer Speicherkapazität von 79 MWh ausgebaut, um kurzfristig Wasserstoff zwischenspeichern. Um die saisonalen Unterschiede in der Wasserstoffherzeugung ausgleichen zu können, ist deshalb ein Anschluss Bayerns an das European Hydrogen Backbone (EHB) ab dem Jahr 2030 erforderlich.

Die THG-Emissionen im Szenario H₂igher unterscheiden sich nur geringfügig von den THG-Emissionen im Szenario E.plan. Grund dafür ist, dass die Umstellung auf klimaneutrale Energieträger in einer ähnlichen Geschwindigkeit abläuft. Dadurch werden Emissionen in der gleichen Größenordnung vermieden. Unterschiede zu E.plan ergeben sich aber bei den Kosten (s. Abschnitt 8). Abbildung 6-7 zeigt die Emissionen je

Sektor im Szenario H₂igher. Den natürlichen THG-Senken kommt im Szenario H₂igher eine ebenso wichtige Bedeutung zu, wie im Szenario E.plan.

6.3 Regionale Auswirkungen und Implikationen für die Infrastruktur

Im Gegensatz zum Szenario E.plan steigt der Stromverbrauch im Szenario H₂igher weniger stark an. Dafür kommen ca. 20 TWh mehr Wasserstoff zum Einsatz, um den Energiebedarf der Endenergiesektoren zu decken. Wasserstoff wird im Szenario H₂igher, wie in Abschnitt 2.2.2 beschrieben, sowohl in den Sektoren Verkehr und Gebäude als auch in der Industrie zur Dekarbonisierung des Endenergieverbrauchs eingesetzt. Während Wasserstoffbedarfe im Sektor Industrie in erster Linie in Landkreisen auftreten, in denen die energieintensive Herstellung bzw. Verarbeitung von chemischen Produkten, Papier, Glas, Metall und Lebensmitteln erfolgt, fallen die Wasserstoffbedarfe in den Sektoren Verkehr und Gebäude in der Fläche an. Für die Verteilung des Wasserstoffs wird eine entsprechende Infrastruktur benötigt.

In Abbildung 6-8 ist zu sehen, dass der Bedarf an Wasserstoff in vielen Landkreisen mit energieintensiver Industrie bereits im Jahr 2030 steigt. Damit der Wasserstoff die Verbrauchszentren erreicht, ist neben der Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse in Bayern auch ein Anschluss an das Wasserstoffnetz notwendig. Die für 2030 geplante Ausbaustufe des European Hydrogen Backbones [103] ist ebenfalls in Abbildung 6-8 dargestellt. Es zeigt sich, dass viele der

industriellen Verbrauchszentren in der Nähe des European Backbone angesiedelt sind. Es ist davon auszugehen, dass meist kein direkter Anschluss an das Transportnetz besteht. Deshalb muss der Wasserstoff über die lokalen Verteilnetze zu den Verbrauchern gebracht werden. Dafür ist eine Umstellung von Teilen der lokalen Gasverteilstetze auf Wasserstoff notwendig. In diesem Zuge kann auch die Versorgung von Gebäuden in diesen Verteilnetzen umgestellt werden. Ausgehend von den industriellen Verbrauchszentren und dem European Hydrogen Backbone werden deshalb zuerst daran angrenzende Landkreise mit höheren Mengen Wasserstoff versorgt. Es gibt in Bayern allerdings auch Landkreise, die sich nicht in unmittelbarer Nähe des European Hydrogen Backbone befinden, deren Wasserstoffbedarfe aber trotzdem ansteigen. Hier fallen zum Beispiel die Landkreise Deggen-dorf (DEG) in Niederbayern, Aschaffenburg (AB) in Unterfranken und München (M) auf. Damit auch diese mit den entsprechenden Mengen Wasserstoff versorgt werden können, muss dieser entweder dezentral über Elektrolyseure erzeugt werden oder ein forcierter Ausbau des European Backbones mit entsprechender Umstellung der Verteilnetze erfolgen.

Bis zum Jahr 2040 verbessert sich die Versorgungslage. Durch den erwarteten Ausbau des European Backbones können fast alle Verbrauchszentren mit Wasserstoff versorgt werden. Lediglich in den südlichen Teilen Bayerns und in Niederbayern verläuft

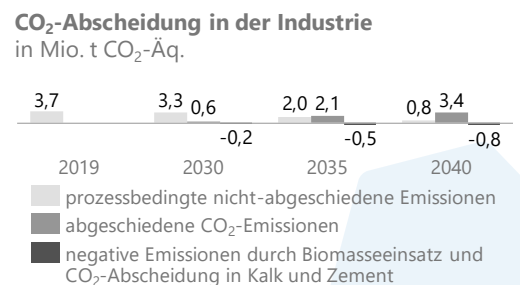
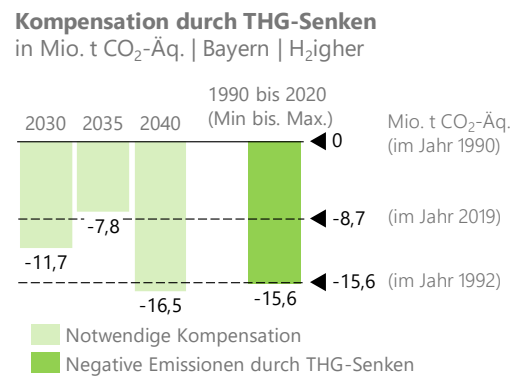
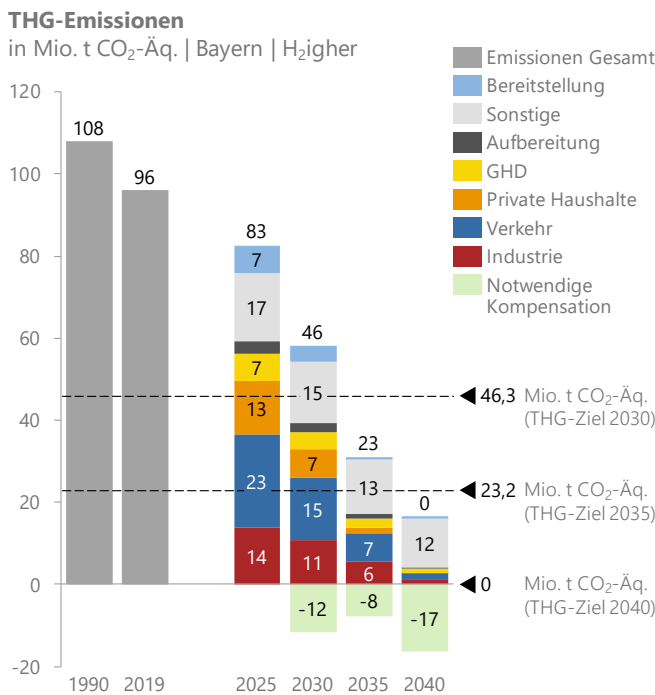


Abbildung 6-7: THG-Emissionen inkl. notwendiger Kompensation im Szenario H₂igher

der European Backbone nicht in unmittelbarer Nähe zu den Verbrauchszentren. Hier werden weiterhin dezentrale Lösung notwendig sein.

Die in den Landkreisen Pfaffenhofen a. d. Ilm (PAF) und Altötting (AÖ) ansässige Chemieindustrie hat bereits im Status quo einen hohen Bedarf an Wasserstoff in Form von Derivaten, der sich bis zum Zieljahr 2040 insbesondere für die Herstellung von HVC verdoppeln wird. In den genannten Landkreisen fallen im Jahr 2030 rund 83 % des gesamten Wasserstoff- und Derivatbedarfs in Bayern an. Durch den zunehmenden Einsatz von Wasserstoff in anderen industriellen Prozessen und Sektoren reduziert sich der Anteil bis zum Jahr 2040 auf rund 53 %.

6.4 Exkurs: Entwurf Netzentwicklungsplan 2037/2045 (Version 2023)

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (Version 2023) [104], der im März 2023 veröffentlicht wurde, umfasst drei Szenarien und weist ebenfalls Werte für Bayern aus. Szenario A beschreibt eine Dekarbonisierung durch höhere Anteile an Wasserstoff, Szenario B stellt ein Szenario dar, in dem Dekarbonisierung durch intensive Elektrifizierung erfolgt. Auch in Szenario C erfolgt eine starke Elektrifizierung, allerdings bei geringerer Effizienz. Die im NEP 2037/2045 analysierten Szenarien sind nicht direkt mit den Szenarien der vorliegenden Studie vergleichbar.

Denn sowohl die Entstehung der Szenarien als auch die Modellkette, mit der die Szenarien berechnet werden, ist eine andere. Dass Bayern anstrebt, bereits im Jahr 2040 klimaneutral zu sein, wird im NEP 2037/2045 nicht explizit berücksichtigt. Fokus des NEP 2037/2045 liegt außerdem auf der Quantifizierung des notwendigen zukünftigen Netzausbaus, der in der vorliegenden Studie nur anhand exogener Annahmen in das Modell einfließt. Im Folgenden werden die wichtigsten Gemeinsamkeiten und Unterschiede zwischen den Szenarien A und B des NEP 3037/2045 und den Szenarien E.plan und H₂igher im Projekt „Bayernplan Energie 2040“ aufgezeigt.

Im Vergleich zum NEP 2037/2045 liegt die installierte Leistung von Wind Onshore und die daraus erzeugte Energie in den Szenarien E.plan und H₂igher in einer ähnlichen Größenordnung. Die installierte Leistung in den Szenarien A und B liegt mit 16,8 GW und 17,1 GW in den Jahren 2037 und 2045 zwar rund 3 GW über der installierten Leistung der Szenarien E.plan und H₂igher im Jahr 2040, durch die Wahl der Windkraftanlagen (s. Abschnitt 3.2) wird aber dennoch fast die gleiche Menge Energie (rund 30 TWh) erzeugt. Bei PV auf der anderen Seite liegt sowohl die installierte Leistung als auch die erzeugte Energie im NEP 2037/2045 in Bayern höher als in den Szenarien E.plan und H₂igher. So sind im NEP beispielsweise bereits im Jahr 2037 PV-Anlagen in Höhe der installierten Leistung des Jahres 2040 der Szenarien E.plan und H₂igher installiert. Hintergrund sind unterschiedliche Regionalisierungskriterien. Die in Deutschland installierte

H₂igher – Verbrauch von Wasserstoff und -derivaten

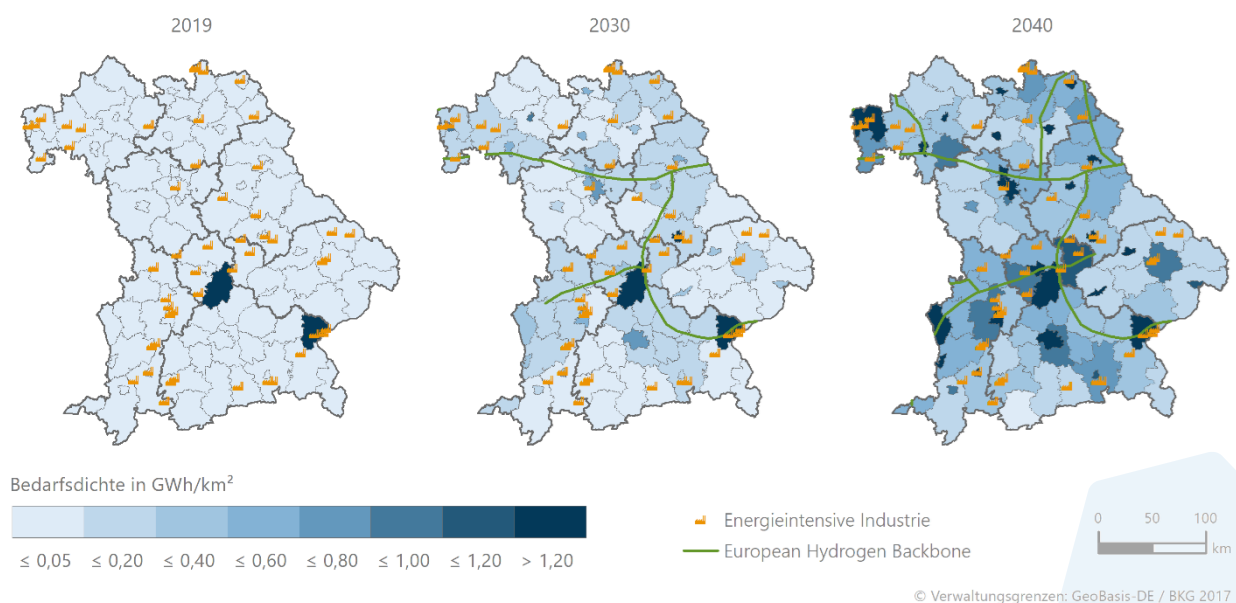


Abbildung 6-8: Regionale Entwicklung des Wasserstoff- und -derivateverbrauchs im Szenario H₂igher

gesamte PV-Leistung für das Jahr 2040 ist in beiden Studien gleich und liegt dem EEG 2023 zufolge bei 400 GW [49]. Auch die in Bayern aus PV erzeugte Energie liegt damit im NEP entsprechend höher, was durch eine geringere Abregelung der PV-Anlagen zusätzlich akzentuiert wird. Ein Grund hierfür könnte die unterschiedliche Modellierung der Elektrolyseure sein. Während im NEP Elektrolysekapazitäten in Deutschland in Höhe von 50 GW exogen vorgegeben werden und gegen einen exogen festgesetzten Preis produzieren, erfolgt der Zubau der Elektrolyseure in der vorliegenden Studie modellendogen, um den bestehenden Bedarf zu decken. Dadurch steigen die Kosten für eine stärkere Integration der PV-Anlagen.

Im Vergleich zum NEP 2037/2045 liegt der Bruttostromverbrauch in Bayern in den Szenarien E.plan und H₂igher höher als in den Szenarien A und B. Bereits im Jahr 2040 liegt der Bruttostromverbrauch der Szenarien E.plan und H₂igher in etwa 25 TWh über dem Bruttostromverbrauch des Szenarios B im Jahr 2045 und 15 TWh über dem Bruttostromverbrauch des Szenarios A im Jahr 2045. Der höhere Bruttostromverbrauch der Szenarien E.plan und H₂igher lässt sich zum einen durch die schnellere Zielerreichungsgeschwindigkeit der Transformation der Endenergiesektoren und zum anderen durch einen höheren Strombedarf der Power-to-Heat-Anlagen erklären. Letzterer wird notwendig, um die Fernwärmenetze der öffentlichen Versorgung, die in beiden Szenarien stark ausgebaut werden, zu versorgen. In den genannten Punkten unterscheidet sich auch der Importsaldo Bayerns in den Szenarien E.plan und H₂igher von den Werten der Szenarien A und B im NEP 2037/2045.

Ein weiterer Unterschied zwischen der vorliegenden Studie und dem NEP 2037/2045 sind die Unterschiede der Stromhandelsmengen mit Österreich. Während

der Importsaldo von Bayern mit Österreich in den Szenarien E.plan und H₂igher in den Jahren 2035 und 2040 zwischen 7 TWh und 13 TWh liegt, steigt der Importsaldo im NEP 2037/2045 von 7 TWh im Jahr 2037 (Szenario B) auf 37 TWh (Szenario B) bzw. 40 TWh (Szenario A) im Jahr 2040 an. Da Informationen zur Entwicklung von Strombedarf und -erzeugung in Österreich im NEP 2037/2045 nicht dargelegt sind, lässt sich nicht abschließend klären, wodurch die Unterschiede hervorgerufen werden. Erschwert wird der Vergleich durch die unterschiedlichen Stützjahre. Im Jahr 2040 wird in der vorliegenden Studie aber auch insgesamt weniger Strom (12 TWh im Szenario E.plan und 45 TWh im Szenario H₂igher) nach Deutschland importiert, als das im NEP 2037/2045 im Jahr 2045 der Fall ist (129 TWh im Szenario A und 120 TWh im Szenario B). Die Größenordnung der deutschen Stromimporte in den Szenarien E.plan und H₂igher deckt sich dagegen gut mit den Werten aus den Langfristszenarien [105].

Der in Abschnitt 3.3 dargestellte Ansatz bezüglich der elektrischen Anbindung Bayerns an DEwoBY stellt eine Vereinfachung dar. Im Folgenden soll geprüft werden, ob der Ansatz eine valide Annahme darstellt. Dazu werden die Werte der maximalen Im- und Exporte der Szenarien E.plan und H₂igher mit den Werten des NEP verglichen. Es zeigt sich, dass die maximalen Importe über den Werten des NEP liegen (E.plan 2040 31,7 GW, NEP 2045 24,7 GW). Allerdings treten Importe von über 25 GW nur in wenigen Stunden des Jahres auf. Bei den maximalen Exporten hingegen werden die Werte des NEP 2045 (33,4 GW) nicht überstiegen, diese liegen bei 27,9 GW in E.plan 2040. Es lässt sich also festhalten, dass der NTC-Ansatz keine überproportional starke Vereinfachung darstellt, und die entsprechenden Lastspitzen größtenteils über das im NEP modellierte Netz transportiert werden können.



Ergebnisse des Szenarios bEElated

7 Ergebnisse des Szenarios bEElated

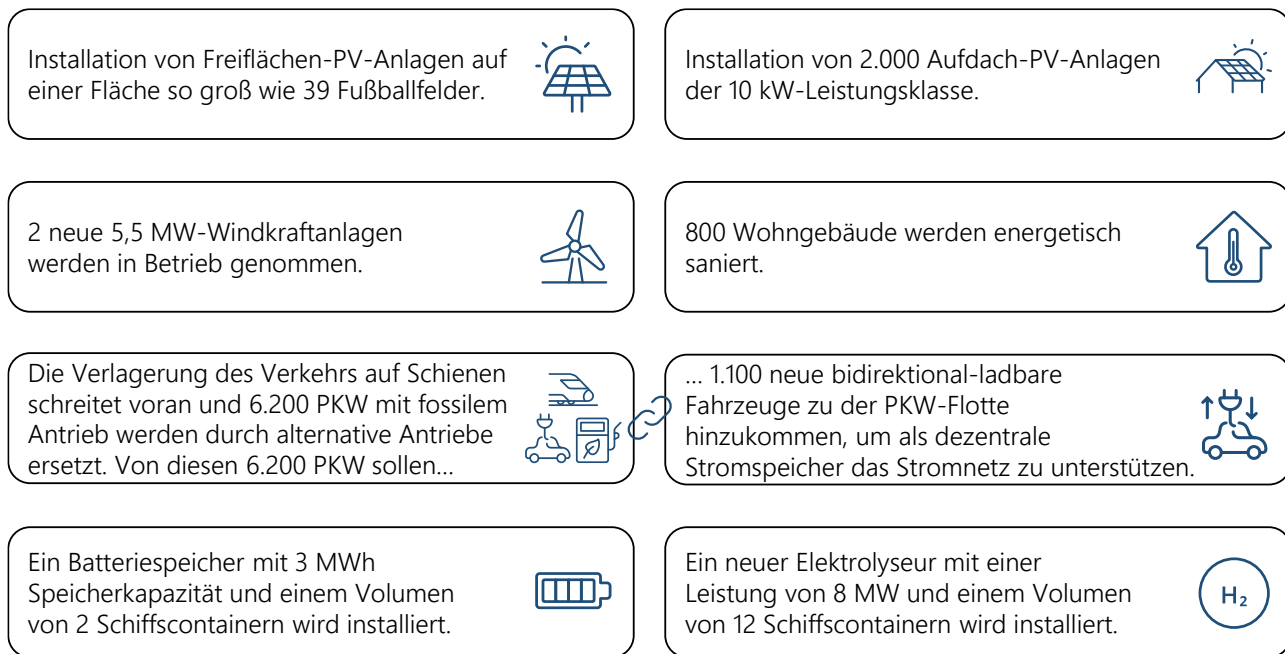


Abbildung 7-1: Eine Woche in Bayern 2023 bis 2040 im Szenario bEElated⁶⁷

Aus dem Szenario bEElated werden die in Abbildung 7-1 zusammengefassten Kennzahlen abgeleitet. Diese beziffern den mittleren Handlungsbedarf, der ab heute in jeder Woche in Bayern bis zur Zielerreichung im Jahr 2040 nötig ist. Im Vergleich zu den Szenarien E.plan und H₂igher ist der wöchentliche Handlungsbedarf in bEElated geringer. Dabei gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass dies insgesamt zu höheren Transformationskosten führt, da große Mengen synthetischer Brennstoffe bezogen werden müssen, um die Klimaziele zu erreichen (s. Abschnitt 8).

Die der Abbildung zugrundeliegenden Szenarioergebnisse werden in den nachfolgenden Abschnitten erläutert. Diese enthalten eine Übersicht zur Entwicklung des Energieverbrauchs in den Endenergiesektoren (s. Abschnitt 7.1), den Ergebnissen des Energiesystemmodells ISAaR (s. Abschnitt 7.2) sowie eine Analyse ausgewählter regionaler Auswirkungen in Bayern und deren Implikationen (s. Abschnitt 7.3).

7.1 Endenergieverbrauch

Im Vergleich zu E.plan und H₂igher beginnt die tiefgreifende Transformation des bayerischen Energieverbrauchs aufgrund zahlreicher Hemmnisse wie Fachkräftemangel, langen Genehmigungszeiten und Lieferkettenproblemen erst gegen Ende der 2020er-Jahre. Der EEV im Jahr 2030 ist mit ~400 TWh in bEElated im Vergleich zu ~380 TWh in E.plan und H₂igher höher, da weder klassische Effizienz- noch Elektrifizierungsmaßnahmen eine vergleichbare Durchdringungstiefe erreichen. Abbildung 7-3 zeigt den Verlauf des EEVs im Szenario bEElated.

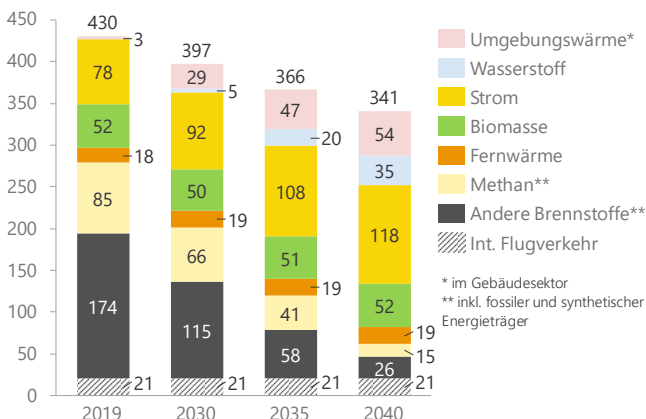
Der Hochlauf von Direktelektrifizierungsmaßnahmen erfolgt in bEElated mit sichtbarer Verzögerung. So beginnt dieser z. B. in der Industrie erst ab 2030. Dies hat zur Folge, dass sektorübergreifend Direktstromtechnologien im Vergleich zu E.plan in allen Stützjahren eine geringere Rolle spielen. Der Anteil von Strom am EEV beträgt 2040 in bEElated folglich nur 35 %. Sowohl 2030 als auch 2040 spielen gasförmige

⁶⁷ Um den Handlungsdruck greifbar darzustellen, wird für diese Darstellung vereinfachend ein mittlerer Handlungsbedarf je Woche von 2022 bis in das Zieljahr 2040 angenommen. In den zugrunde-

liegenden Berechnungen wurden Hochlaufzeiten und weitere Details berücksichtigt.

Endenergieverbrauch nach Energieträgern

in TWh | Bayern | Wetterjahr 2012 | bEElated



Endenergieverbrauch nach Sektoren

in TWh | Bayern | Wetterjahr 2012 | bEElated

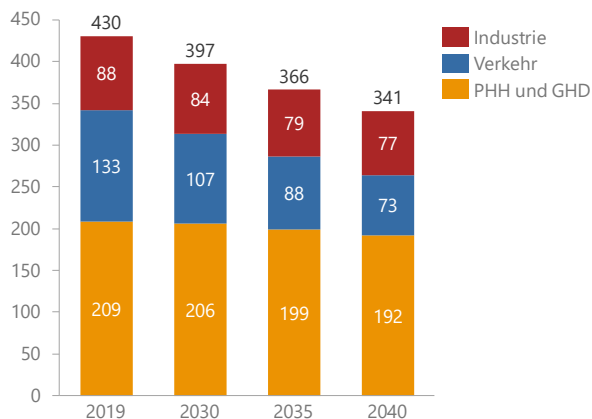


Abbildung 7-3: Endenergieverbrauch in Bayern nach Sektoren und Stützjahren im Szenario bEElated⁶⁸

Energieträger eine vergleichsweise große Rolle. Im Zieljahr liegt der Anteil bei ca. 15 % des EEVs. Dabei verbleiben in allen Sektoren mit Ausnahme des Verkehrssektors gasförmige Kohlenwasserstoffe im System, da die Transformation auf Anwendungsseite innerhalb des Zeitraums 2030 bis 2040 nicht vollständig abgeschlossen wird. Dies ist auch am Energieträger Fernwärme erkennbar, der in diesem Szenario kaum an Bedeutung gewinnt, da die Anzahl der zusätzlichen Anschlüsse gegenüber den anderen Szenarien geringer ausfällt. Im Haushaltssektor steigt der

Wasserstoffeinsatz im Vergleich zu den anderen Szenarien (11 TWh im Jahr 2040) an. Im Industriesektor verbleibt dieser auf einem ähnlichen Niveau im Vergleich zu H₂igher, da hier bereits ein sehr ambitionierter H₂-Hochlauf stattfindet. Schlussendlich führt die langsamere Transformationsgeschwindigkeit dazu, dass flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe als Energieträger im Zieljahr benötigt werden, die, um Klimaneutralität in Bayern zu erreichen, synthetisch bereitgestellt werden müssen.

bEElated – Endenergieverbrauch

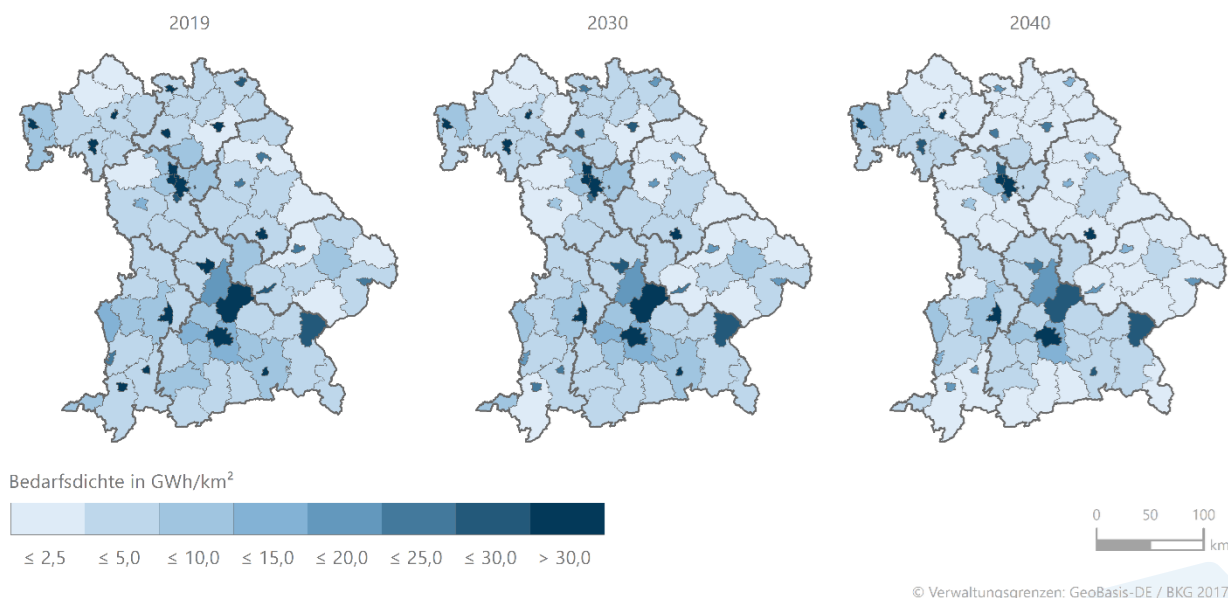
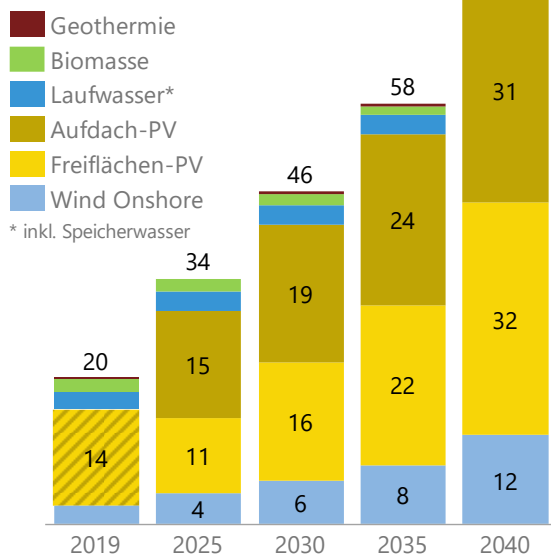


Abbildung 7-2: Regionale Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Szenario bEElated

⁶⁸ Abschnitt 4.4 zeigt, dass der zusätzliche Stromverbrauch in den Szenarien die hier dargestellten Werte übersteigen kann, sofern stofflich genutzte Energieträger wie Methanol und Naphtha

und/oder synthetisches Kerosin an Raffineriestandorten in Bayern produziert werden.

Installierte EE-Leistung in GW | Bayern | bEElated



Erzeugte Energie aus EE in TWh | Bayern | bEElated

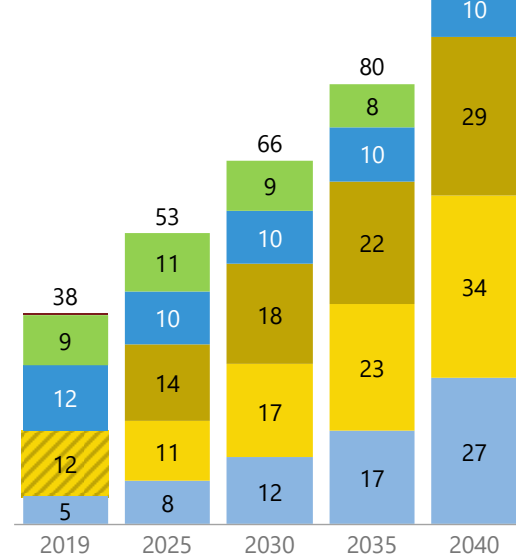


Abbildung 7-4: Installierten Leistung und Stromerzeugung aus EE in bEElated

In den Karten in Abbildung 7-2 ist, wie in den anderen beiden Szenarien, ein flächendeckender Rückgang des Endenergieverbrauchs zu erkennen.

Ein Vergleich der regionalen Entwicklung im Szenario bEElated mit der Entwicklung in den Szenarien E.plan (Abbildung 5-4) und H₂igher (Abbildung 6-3) offenbart auf der Ebene des aggregierten Endenergieverbrauchs nur vereinzelte regionale Unterschiede. Eine genauere Betrachtung von Aspekten regionaler Entwicklungen und Implikationen für die Infrastruktur erfolgt daher in Abschnitt 7.3.

7.2 Energiebereitstellungsseite

Aufgrund der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Hemmnisse verzögert sich der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Szenario bEElated. Die in Bayern installierten Leistungen und die daraus erzeugte Energie ist in Abbildung 7-4 dargestellt. Im Vergleich zu den Szenarien E.plan und H₂igher sind im Zieljahr 2040 rund 17 GW weniger PV und 1,6 GW weniger Wind Onshore in Bayern installiert. Damit sind auch die Nettozubauraten entsprechend niedriger. Für PV-Anlagen betragen sie bei 2.386 MW pro Jahr, für Wind Onshore 467 MW. Damit liegt der Zubau für PV-Anlagen leicht unter dem historischen jährlichen Maximum von 2.416 MW im Jahr 2010 (s.). Auch für Wind Onshore liegen die jährlichen Ausbauraten nahe am historischen Maximum von 433 MW im Jahr 2014. So müssen im Szenario bEElated jährlich lediglich 34 MW mehr installiert werden. Wenn also die

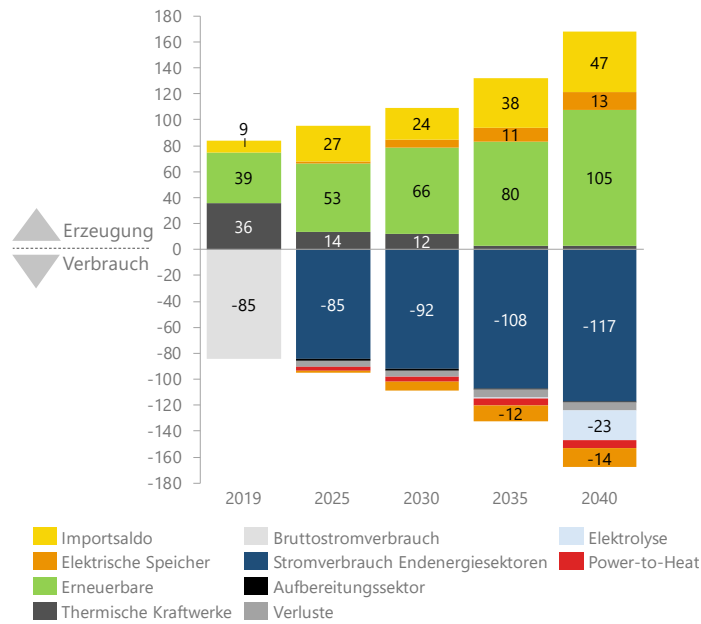
Rahmenbedingungen geschaffen werden, zeigt sich, dass der notwendige Ausbau machbar ist.

Die erzeugte Energie aus Erneuerbaren Energien beträgt 105 TWh und kann nahezu vollständig genutzt werden. Marktbedingte Abregelung findet kaum statt (1,2 TWh im Jahr 2040). Das bedeutet, dass im Gegensatz zu den Szenarien E.plan und H₂igher auch im Sommer keine marktbedingte Abregelung der PV-Anlagen stattfinden muss. Geschuldet ist dieser Umstand der Tatsache, dass in Deutschland insgesamt weniger Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zur Verfügung steht. Deswegen kann im Sommer mehr Strom von Bayern in die anderen Bundesländer exportiert werden. Damit ist aber auch klar, dass im Winter weniger Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zur Verfügung steht, als das in den Szenarien E.plan und H₂igher der Fall ist.

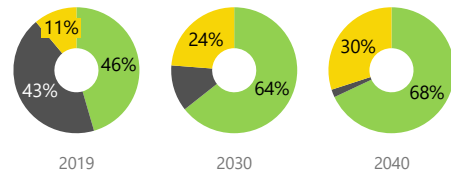
Das hat Auswirkungen auf die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken. Diese liegt 2030 bei 12,1 TWh und damit zwar deutlich unter den Werten von 2019, aber auch 30 % über der thermischen Erzeugung in den Szenarien E.plan und H₂igher (s. Abbildung 7-5). Da der EE-Ausbau auch in DEwoBY langsamer voranschreitet, kann weniger Strom aus Erneuerbaren Energien nach Bayern importiert werden. Der Handelssaldo liegt im Jahr 2030 bei 24,1 TWh. Auch nach 2030 macht sich der verzögerte Ausbau Erneuerbarer Energien noch bemerkbar.

Aus Abbildung 7-5 ist zu ersehen, dass neben der langsamer steigenden Stromlast aus den

Bayerische Energiebilanz: Stromerzeugung und -verbrauch
in TWh | Bayern | bEElated



Anteil erneuerbarer Energien und Importe am Bruttostromverbrauch



Bayerische Energiebilanz: Wasserstoff
in TWh | Bayern | bEElated

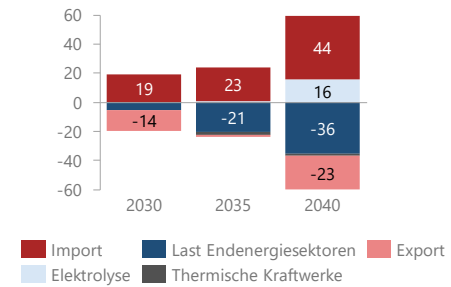


Abbildung 7-5: Elektrische Energie- und Wasserstoffbilanz in bEElated sowie Rolle der EE

Endenergiesektoren auch die Stromverbräuche der flexiblen Verbraucher nur langsam ansteigen. Trotz einer hohen Wasserstoffnachfrage und einer geringeren Stromlast als im Szenario H₂igher werden in Bayern im Jahr 2035 nur wenige Elektrolyseure betrieben. Dafür ist die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu gering. Der Hochlauf der Wasserstoffproduktion in Bayern verzögert sich deshalb. Wasserstoff muss importiert werden.

Durch den früheren Anschluss an das EHB können die Wasserstoffbedarfe schon ab 2030 über den Import von Wasserstoff gedeckt werden. Der Importsaldo liegt bereits 2030 bei 4,8 TWh und damit um 50 % höher als im Szenario H₂igher. In den Folgejahren steigt der Import weiter stark an (s. Abbildung 7-5). Nennenswerte Wasserstoffproduktion in Bayern findet erst im Jahr 2040 statt. Dann werden 15,9 TWh über Elektrolyseure in Bayern mit einer installierten Leistung von 7,2 GW produziert.

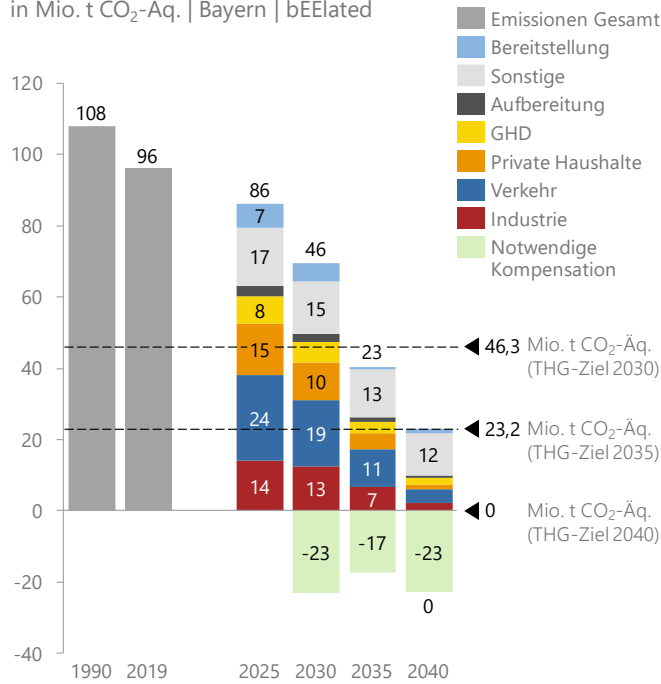
Die geringere Stromnachfrage aus den Endenergiesektoren und der geringere Ausbau volatiler Energiequellen haben auch Auswirkungen auf den Kraftwerkspark. Da die Lastspitzen in bEElated im Vergleich zu E.plan und H₂igher niedriger sind, werden weniger thermische Kraftwerke zugebaut. In Bayern liegt die installierte Leistung von H₂-Ready-Gaskraftwerken im Jahr 2040 bei insgesamt 5,8 GW und damit rund 1 GW niedriger als im Szenario E.plan. Andererseits werden elektrische Speicher weiterhin gebraucht, um die fluktuierende Energieerzeugung und den Verbrauch aus-

zugleichen. Da der Hochlauf der Elektromobilität langsam anläuft, stehen im Jahr 2030 nur 6,8 GW Anschlussleistung aus elektrischen PKW für bidirektionales Lademanagement zur Verfügung. Dies entspricht in etwa 618.000 PKW. Im Jahr 2040 steigt die Anzahl von Fahrzeugen mit bidirektionalem Lademanagement schließlich auf 1,6 Mio. PKW an. Zusätzlich wird ein größerer Anteil an Fahrzeugen mit gesteuertem Laden in das System integriert. Aufgrund der geringeren installierten Leistung der Erneuerbaren Energien ist es lohnend, auch diese Flexibilität stärker zu nutzen.

Insgesamt führt die langsame Transformation allerdings zu höheren Emissionen in den Endenergiesektoren und erfordert an anderer Stelle größere Anstrengungen, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Selbst wenn die historischen Maximalwerte bei den THG-Senken auch zukünftig genutzt werden können, ist es bereits ab 2030 erforderlich, synthetische Kraftstoffe einzusetzen. Werden wie im Jahr 2019 8,7 Mio. t CO₂-Äq. durch natürliche Senken kompensiert, müssen im Szenario bEElated 14,4 Mio. t CO₂-Äq. durch den Einsatz synthetischer Kraftstoffe reduziert werden. Das entspricht in etwa der Nutzung von 54 TWh synthetischer Kraftstoffe und somit rund einem Drittel des Mineralölbedarfs oder zwei Dritteln des Gasbedarfs aus dem Jahr 2019. Setzt sich der Trend des Rückgangs der natürlichen THG-Senken der letzten Jahre hingegen fort und tragen diese im Jahr 2030 nicht mehr zur Reduktion der THG-Emissionen bei, müssen 23,1 Mio. t CO₂-Äq. durch die Nutzung

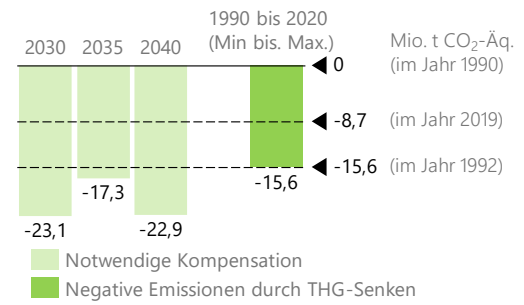
THG-Emissionen

in Mio. t CO₂-Äq. | Bayern | bEElated



Kompensation durch THG-Senken

in Mio. t CO₂-Äq. | Bayern | bEElated



CO₂-Abscheidung in der Industrie

in Mio. t CO₂-Äq.

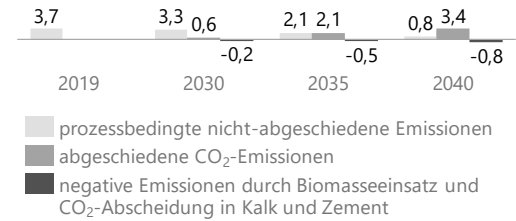


Abbildung 7-6: THG-Emissionen inkl. notwendiger Kompensation im Szenario bEElated

synthetischer Kraftstoffe reduziert werden. Das entspricht 86,7 TWh synthetischer Kraftstoffe und damit mehr als der Hälfte des Mineralölbedarfs oder mehr als dem gesamten Gasbedarf des Jahres 2019.

Im Gegensatz zu den Szenarien E.plan und H₂igher wird deutlich, dass die Stärkung der natürlichen Senken im Szenario bEElated nochmals an Bedeutung gewinnt. Denn sollte es nicht gelingen, natürliche THG-Senken zu erhalten und auszubauen, werden schon früh sehr große Mengen synthetischer Kraftstoffe notwendig, um die gesetzlich festgelegten Klimaschutzziele, insbesondere das Zwischenziel im Jahr 2030, zu erreichen. Es ist jedoch sehr unwahrscheinlich, dass bereits im Jahr 2030 klimaneutrale Kraftstoffe in den benötigten Mengen zur Verfügung stehen [106]. Sollte dies dennoch eintreten, fallen dadurch wesentlich höhere Kosten an, da die klimaneutralen Kraftstoffe im Gegensatz zu ihren fossilen Pendanten deutlich teurer sind. Die Systemgesamtkosten steigen daher deutlich an (s. Abschnitt 8).

Durch die langsame Transformation der Endenergiesektoren und des Energiesystems im Szenario bEElated bleibt die Situation hinsichtlich der Erreichung des Ziels von Nettonull-THG-Emissionen sehr angespannt. Sollten alle verbleibenden Energieträger, die in den Endenergiesektoren und im Energiesystem eingesetzt werden, klimaneutral sein, müssen zusätzlich noch immer natürliche THG-Senken in Höhe von 12,6 Mio. t CO₂-Äq. zur Kompensation verbleibender THG-

Emissionen genutzt werden. Dies entspricht der gleichen Größenordnung wie in den Szenarien E.plan und H₂igher, allerdings bei deutlich höherem Einsatz synthetischer Kraftstoffe. Sollte es nicht gelingen, THG-Senken in entsprechendem Umfang zu aktivieren oder die erforderlichen Mengen (44,8 TWh) an synthetischen Kraftstoffen und synthetischen Gasen zu importieren, werden zusätzliche Maßnahmen zur Erreichung des Klimaziels im Jahr 2040 notwendig. Die erste Option stellt die CO₂-Abscheidung aus der Luft mittels Direct Air Capture und der anschließenden Einspeicherung des Kohlenstoffs dar. Eine zweite Möglichkeit ist die Kompensation der Emissionen außerhalb Bayerns. Die notwendigen Technologien befinden sich allerdings noch in der Erprobung und politische Instrumente für die Kompensation existieren noch nicht.

Tabelle 7-1: Zu kompensierende THG-Emissionen zur Erreichung der Klimaschutzziele⁶⁹

Werte in Mio. t CO ₂ -Äq.	Historische LULUCF-Emissionen	Mögliche THG-Reduktion durch den Einsatz klimaneutraler Kraftstoffe		Zusätzlich notwendige THG-Reduktion durch bspw. DAC und CCS		Notwendige Kompensation für Zielerreichung	
		2030	2040	2030	2040	2030	2040
Jahr		2030	2040	2030	2040	2030	2040
2020	-7.2	-15.9	-10.7		-5.0	-23.1	-22.9
2019	-8.7	-14.4	-10.7		-3.5	-23.1	-22.9
2018	-9.4	-13.7	-10.7		-2.8	-23.1	-22.9
2017	-11.0	-12.1	-10.7		-1.2	-23.1	-22.9
2016	-11.3	-11.8	-10.7		-0.9	-23.1	-22.9

Tabelle 7-1 zeigt noch einmal deutlich auf, dass die Zielerreichung im Szenario bEElated für die Jahre 2030, 2035 und 2040 deutlich unwahrscheinlicher wird. Denn neben leistungsfähigen natürlichen THG-Senken sind auch früh große Mengen klimaneutraler Kraftstoffe notwendig. Damit beides zusammen eintritt, müssen die Anstrengungen diesbezüglich deutlich erhöht werden.

Liegt die Herausforderung bei den Szenarien E.plan und H₂igher in der schnellen Transformation der Endenergiesektoren, müssen im Szenario bEElated früh große Mengen synthetischer Kraftstoffe – zu hohen Kosten (s. Abschnitt 8) – bereitgestellt werden.

7.3 Regionale Auswirkungen und Implikationen für die Infrastruktur

Im Szenario bEElated vollzieht sich der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Vergleich zu den Szenarien E.plan und H₂igher langsamer. Gleichzeitig bleibt die Stromlast auf einem niedrigeren Niveau, da auch die Elektrifizierung in den einzelnen Sektoren langsamer voranschreitet. Dies hat Auswirkungen auf den Netzausbaufaktor, der in Abbildung 7-7 für das Szenario bEElated dargestellt ist. Der regionale Netzausbaufaktor liegt in 2030 insgesamt deutlich unter den Werten des Szenarios E.plan (s. Abbildung 5-14). Der durchschnittliche Netzausbaufaktor beträgt im Jahr 2030 122 %. Nichtsdestotrotz wächst die Belastung auf die

Stromverteilnetze auch im Szenario bEElated. Während der Netzausbaufaktor im Jahr 2030 in etwa der Hälfte der Landkreise unter 100 % liegt, steigt er in den übrigen Landkreisen auf bis zu 360 %.

Der Anstieg betrifft vor allem flächengroße Landkreise, in denen eine hohe Stromerzeugung aus PV- und Windenergieanlagen stattfindet (s. Abbildung 7-8). Im Jahr 2040 steigt der Netzausbaufaktor auch im Szenario bEElated weiter an, was darauf hindeutet, dass die Verteilnetze auch bei geringerem Ausbau der Erneuerbaren Energien flächendeckend verstärkt werden müssen.

Der im Vergleich zu den Szenarien E.plan und H₂igher geringere Druck auf den Netzausbau im Szenario bEElated ist zum einen durch den verzögerten Ausbau der Erneuerbaren Energien zu erklären. Zum anderen werden mehr Anwendungen, nicht nur in der Industrie, sondern auch in den Sektoren Gebäude und Verkehr, auf Wasserstoff als Energieträger umgestellt. Dabei verläuft die Transformation aufgrund der bestehenden Hemmnisse (s. Abschnitt 2.2.2) langsamer und bereits ab dem Jahr 2030 werden synthetische Kraftstoffe sowie ab 2035 auch synthetische Gase zur Erreichung der Klimaneutralität benötigt (s. Abschnitt 7.2). Durch die geringere Transformationsgeschwindigkeit sinken die Gasverbräuche im Szenario bEElated langsamer als in den Szenarien E.plan und H₂igher. Abbildung 7-9 zeigt die regionale Verteilung

⁶⁹ Historische Emissionen nach [65].

bEElated – Netzausbaufaktor

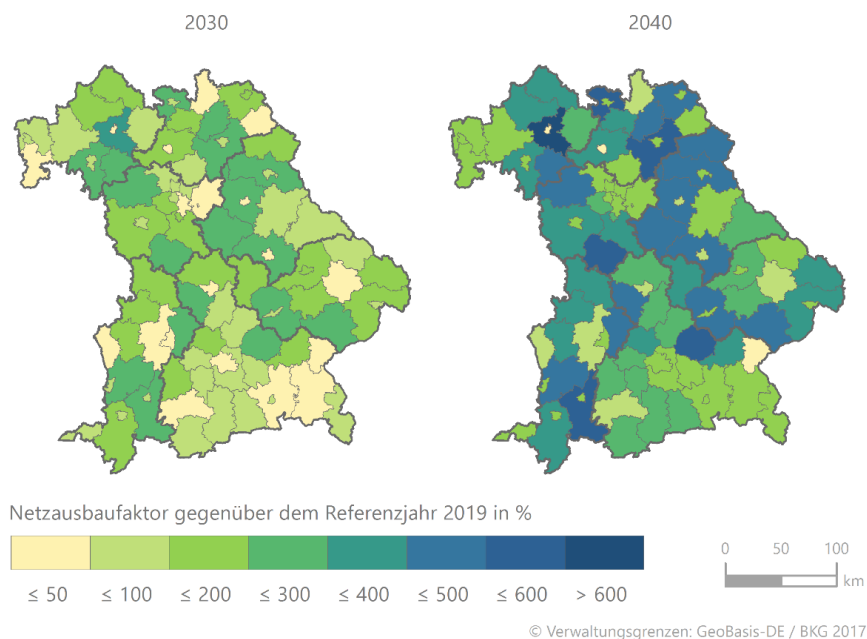


Abbildung 7-7: Regionaler Netzausbaufaktor im Szenario bEElated

der Gas- und Wasserstoffverbräuche im Szenario bEElated.

Es ist zu erkennen, dass die Verbräuche in allen Landkreisen langsam abnehmen. Der Gasverbrauch sinkt gegenüber 2019 zunächst um durchschnittlich 22 % im Jahr 2030 und um 83 % im Zieljahr 2040. Dabei werden diese Rückgänge teilweise durch den Einsatz

von Wasserstoff kompensiert. Der Anteil von Wasserstoff am gesamten Gas- und Wasserstoffverbrauch steigt von durchschnittlich 6 % im Jahr 2030 auf 70 % bis zum Jahr 2040. Die Verteilung findet zum einen über geplante Wasserstoffnetze und zum anderen über die Gasverteilnetze statt. Letztere müssen in Teilen umgestellt werden, sodass reiner Wasserstoff transportiert werden kann. In andere Gasverteilnetze

bEElated – Stromerzeugung PV & Wind

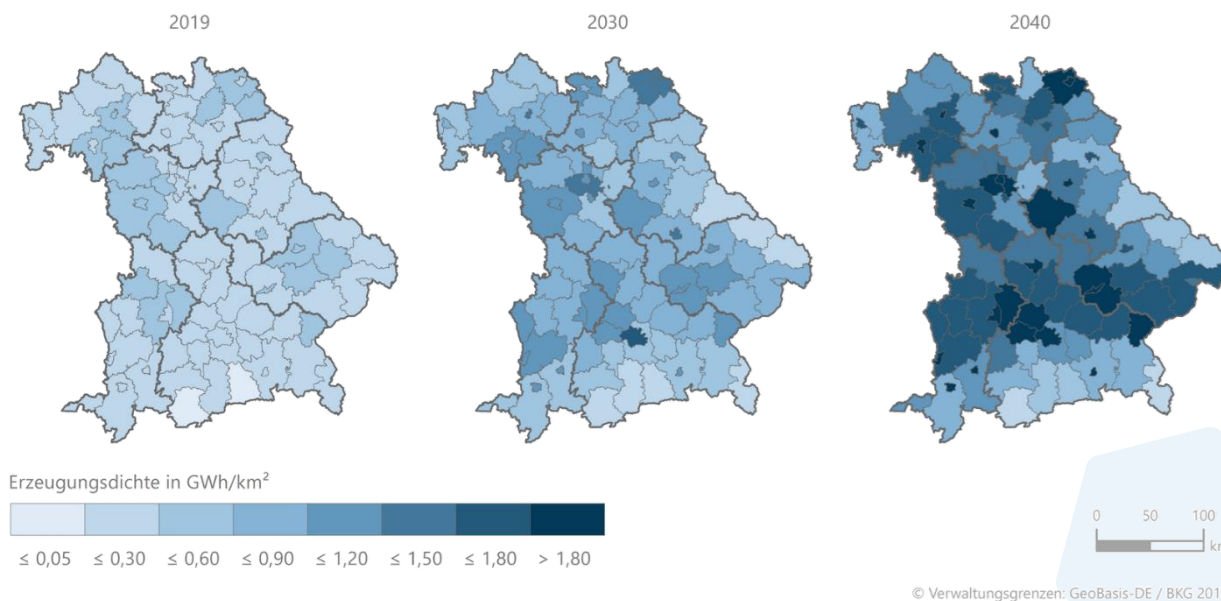


Abbildung 7-8: Regionale Entwicklung der Stromerzeugung durch Wind & PV im Szenario bEElated

bEElated – Verbrauch von Gas und Wasserstoff

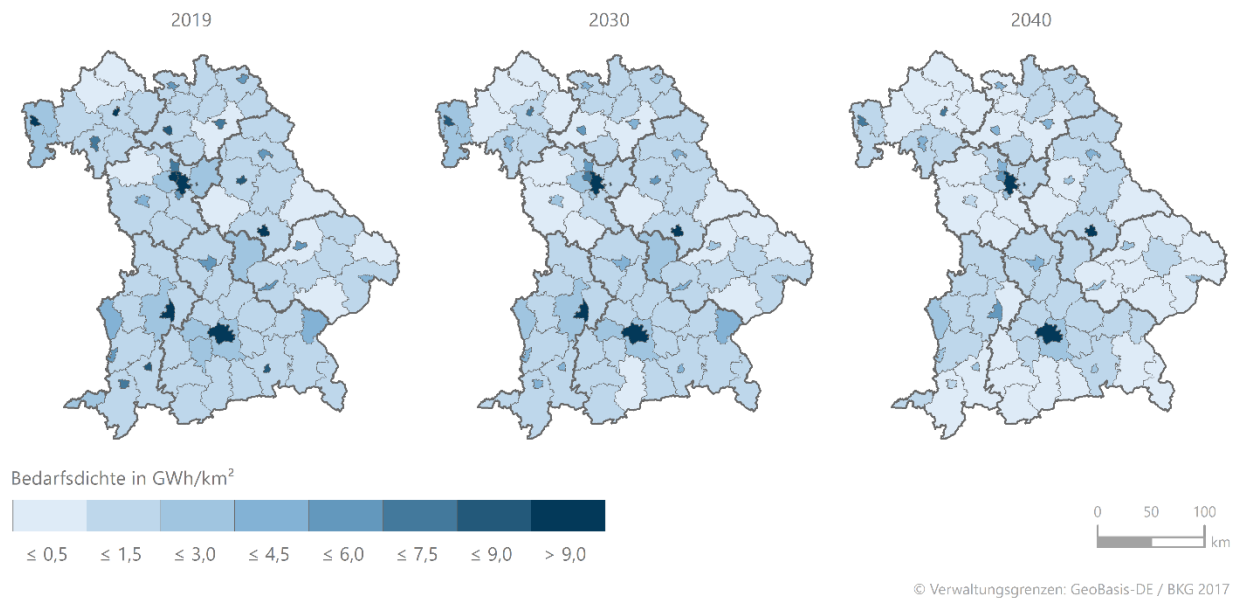


Abbildung 7-9: Regionale Entwicklung des Verbrauchs von Gas und Wasserstoff im Szenario bEElated

wird Wasserstoff beigemischt. Die Regionen mit dem geringsten relativen Verbrauchsrückgang bis zum Jahr 2040 sind die Stadt München (M) und der Landkreis München (M2). Diese weisen im Zieljahr einen Rückgang von 46 % bzw. 72 % im Vergleich zum Jahr 2019

auf. Das ist auf einen Anstieg des Wärmebedarfs im Gebäudesektor bis 2030 zurückzuführen, der wiederum durch das Bevölkerungswachstum bedingt ist. 95 % der Landkreise in Bayern verzeichnen hingegen einen Verbrauchsrückgang von mindestens 80 %.



8

Kosten der Transformation

8 Kosten der Transformation

In den Abschnitten 5 bis 7 wurden die Auswirkungen der in Abschnitt 4 beschriebenen Transformationspfade der Endenergiesektoren auf die Energieverbräuche und deren Rückwirkungen auf das Energiesystem dargestellt. In diesem Abschnitt werden die Szenarien hinsichtlich der durch die Transformation entstehenden annuitätischen Mehr- oder Minderkosten gegenüber dem Startjahr 2019 verglichen (nachfolgend Transformationskosten genannt).

Für die Interpretation von Transformationskosten sind drei Aspekte von zentraler Bedeutung [15]:

1. Die Methode der Kostenberechnung,
2. die Kostenperspektive,
3. die Unsicherheiten in den zugrundeliegenden Annahmen.

Die hier verwendete **Methode der Kostenberechnung** stützt sich auf den Ansatz aus [31] und [15]. Es werden jeweils die annuitätischen Mehr- oder Minderkosten der Szenarien (Differenzkostenbetrachtung) gegenüber dem Startjahr 2019 berechnet. Dabei werden sowohl Investitionen (CAPEX) als auch Betriebskosten (OPEX) berücksichtigt.

Die Differenz-CAPEX werden durch Berechnung der annuitätischen Mehr- oder Minderinvestitionen der Klimaschutztechnologien im Vergleich zu der heutigen konventionellen Technologie berechnet.⁷⁰ Das heißt, es werden die Differenzkosten im Vergleich zum Status quo berechnet. Mit dieser Regel wird nur dann gebrochen, wenn zum Zeitpunkt der Investition in die Klimaschutzmaßnahmen (z. B. 2030) die Status quo-Technologie per Gesetz verboten wurde oder bereits heute absehbar ist, dass sich bei dieser Technologie bis dahin ein neuer Industriestandard unabhängig von Klimaschutzbemühungen einstellen wird (z. B. Einsatz effizienterer Elektromotoren). Sollte dies der

⁷⁰ Die Kostenbetrachtung erfolgt annuitätisch, da hierdurch die Investitionen in jährliche Differenzkosten heruntergebrochen werden und somit Technologien mit unterschiedlichen Lebensdauern miteinander verglichen werden können. Technische Lebensdauer und Abschreibungsdauer werden gleichgesetzt. Da natürliche Reinvestitionszyklen unterstellt werden, erfolgt keine Berücksichtigung von Restwerten (stranded assets) einzelner Technologien.

⁷¹ Damit ist gemeint, dass bereits aus heutiger Sicht in Zukunft voraussichtlich mehr Investitionen in den Sektoren getätigt werden, die einen Beitrag zum Klimaschutz im Vergleich zu der heute

Fall sein, wird der neuere Standard als Referenztechnologie für die Berechnung der Differenzinvestitionen herangezogen. Dieser Ansatz wurde gewählt, da er eine möglichst klare Interpretation der Kosten erlaubt. Er führt tendenziell zu einer Überschätzung der Differenzinvestitionen, da „sowieso“-Investitionen unterschätzt werden.⁷¹ Die Berechnung der Differenz-CAPEX erfolgt separat in den einzelnen Modellen. Je nach Aufbau der Modelle werden unterschiedliche Berechnungsalgorithmen angesetzt, um sowohl technologiespezifische Maßnahmen als auch generische THG-Verminderungsmaßnahmen zu bewerten.

Die Differenz-OPEX ergeben sich aus den im jeweiligen Jahr anfallenden realen Energieträgerkosten abzüglich der Kosten im Startjahr. Fixe und variable OPEX, die aufgrund von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen anfallen, wurden vereinfachend über unterschiedliche Ansätze auf die CAPEX aufgeschlagen. Die Berechnung der Differenz-OPEX erfolgt für alle Energieträger gebündelt auf Grundlage der Ergebnisse des Energiesystemmodells ISAaR. Grund hierfür ist, dass die Preise der Energieträger Wasserstoff, Strom, Fernwärme und synthetische Brennstoffe ein Ergebnis der Optimierung auf der Bereitstellungsseite sind.

Die **Kostenperspektive** beschreibt, aus welcher Sicht die Kosten betrachtet werden und welche Kostenkomponenten folglich in der Berechnung berücksichtigt werden. In dieser Studie werden die Kosten aus Systemsicht bewertet. Die Systemsicht ist eine quasi-volkswirtschaftliche Kostenperspektive und ist abzugrenzen von der Akteurssicht.⁷² Das bedeutet, dass z. B. Steuern, Abgaben und Umlagen, die lediglich zu einer Umverteilung der Kosten zwischen Akteuren führen, nicht berücksichtigt werden. Darüber hinaus

verwendeten Technologie liefern. Sofern die Technologien, die im Rahmen dieser „sowieso“-Investitionen implementiert werden, Mehrkosten gegenüber der Status quo-Technologie aufweisen, kommt es durch den Ansatz zu einer Überschätzung der Kosten.

⁷² Der Ansatz ist quasi-volkswirtschaftlich, da zahlreiche Externalitäten in der Kostenrechnung nicht internalisiert bzw. quantifiziert werden können. In der Akteurssicht werden alle Kostenkomponenten berücksichtigt, die der Akteur auch in der Realität sieht. Darüber hinaus werden akteurspezifische Diskontierungssätze verwendet, die unterschiedliche Opportunitätskosten widerspiegeln.

wird ein sektorübergreifend einheitlicher Zinssatz von 3,5 % zur Bewertung der Investitionen herangezogen.

Bei der Interpretation der Kosten gilt es zudem, **die Unsicherheiten in den zugrundeliegenden Annahmen** zu berücksichtigen. Wenngleich im Rahmen dieser Studie keine Unsicherheits- und Sensitivitätsanalyse der Kosten durchgeführt werden konnte, zeigen Publikationen wie [107], dass diese zum Teil einen starken Effekt auf das Ergebnis haben können. Grund hierfür sind die vielfältigen Annahmen zur Entwicklung von Energieträgerpreisen und Technologieinvestitionen, die für eine solche Berechnung getroffen werden müssen. Dabei müssen u. a. auch Kostenpunkte für Zukunftstechnologien gesetzt werden, für die Stand heute noch keine oder nur ungenaue Schätzungen vorliegen. Die Werte in diesem Abschnitt sollten folglich als Indikation der Kosten gesehen werden. Grund hierfür ist, dass diese, auch wenn die technologische Entwicklung in den Szenarien so eintritt, wie in dieser Studie modelliert, von den dargestellten Werten abweichen können.

Die drei Aspekte – Kostenmethode, -perspektive und -unsicherheiten – zusammengenommen ermöglichen es, die ausgewiesenen Transformationskosten zu interpretieren und diese auch im Kontext anderer Studien oder Szenarien einzuordnen. So werden die Kosten in der zum heutigen Zeitpunkt einzigen anderen vorliegenden Transformationskostenabschätzung für Bayern [163] nicht diskontiert und nicht annualisiert. Aus diesem und weiteren Gründen sind die Kostenergebnisse nur bedingt vergleichbar. Darüber hinaus wurde im Rahmen des Projekts „Bayernplan Energie 2040“ keine Bewertung der Kosten für die Transformation der benötigten Infrastruktur durchgeführt. Diese Kosten sind folglich nicht enthalten. Die Mehrkosten der Transformation in den Szenarien sind folglich als untere Abschätzung zu interpretieren. Die Integration der Infrastrukturkosten in die Berechnung würde zu einer Erhöhung der Mehrkosten führen.

Im Folgenden werden die zusätzlichen Investitionskosten der Szenarien E.plan, H₂igher und bEElated in den Endenergiesektoren sowie die Transformationskosten des Gesamtsystems dargestellt. Aufgrund des vereinfachten Modellierungsansatzes für das Szenario AgreE wird auf eine Kostenberechnung für dieses Szenario verzichtet. Alle Angaben wurden, sofern nötig, durch Verwendung der entsprechenden Indizes (z. B. Verbraucherpreisindex) auf das Basisjahr 2019 umgerechnet.

⁷³ In der Top-down-Kostenabschätzung in [163] liegt dieser Anteil bei 14,7 %.

8.1 Differenz-Investitionen in den Endenergiesektoren

In diesem Abschnitt werden zunächst die Differenz-CAPEX je Sektor beschrieben, die aufgrund der in Abschnitt 4 beschriebenen Transformationspfade auftreten.

Industrie

Abbildung 8-1 zeigt die kumulierten Mehrinvestitionen je Maßnahmenkategorie. Die gesamten annuitätischen Mehrinvestitionen liegen je nach Szenario zwischen 6 und 9 Mrd. €. Je nach Szenario liegt der Anteil der bayerischen Mehrkosten an denen der gesamten deutschen Industrie bei 9 bis 13 %.⁷³ Grund für den verhältnismäßig geringen Anteil der Kosten ist, dass die energieintensive Industrie in Bayern einen geringeren Anteil am EEV ausmacht als im bundesdeutschen Durchschnitt (z. B. keine Primärstahl- und Ammoniakherstellung in Bayern). Für Bayern entsprechen die Mehrkosten etwa der Hälfte bis zwei Dritteln der getätigten Investitionen des bayerischen verarbeitenden Gewerbes im Jahr 2021 von ~13 Mrd. € [164]. Vor dem Hintergrund, dass diese Mehrinvestitionen kumuliert über einen Zeitraum von 20 Jahren anfallen, sind diese folglich gering. Auch im Sektorvergleich fallen die industriellen Mehrkosten geringer aus als die der Sektoren Verkehr und Gebäude. Bei der Interpretation der Mehrkosten gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass diese für Industriebetriebe, die im globalen Wettbewerb stehen, die Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigen können. Regulatorische Maßnahmen und Finanzierungsanreize sind deshalb für eine Transformation hin zu einer klimaneutralen Industrie unumgänglich, um anfallende Mehrkosten (CAPEX und OPEX) abzufedern.

Investitionen in effizientere Querschnitts- und Prozesstechnologien stellen in allen Szenarien und Stützjahren den größten Anteil der annuitätischen Differenz-CAPEX dar. Auch wenn es sich bei Effizienzverbesserungen (besonders im Bereich der QST) um verhältnismäßig geringe absolute (Mehr-)Investitionen handelt (z. B. Austausch Elektromotor), sind diese Maßnahmen für fast alle Industriebetriebe relevant. Die hohe Summe der Austauschvorgänge im Bereich der Effizienzmaßnahmen führt dazu, dass der Anteil dieser Maßnahmenkategorie an den Gesamtkosten sehr hoch ist. Abbildung 8-1 zeigt dies für Bayern. Kumuliert über den gesamten Betrachtungszeitraum 2021 bis 2040 beträgt der Anteil im Szenario E.plan ca. 67 %.⁷⁴ In H₂igher und bEElated liegt dieser Anteil

⁷⁴ In der Top-down-Kostenabschätzung in [163] liegt dieser Anteil bei 66 %.

Kumulierte Differenzinvestitionen in Mrd. €₂₀₁₉ | Bayern | Szenariovergleich

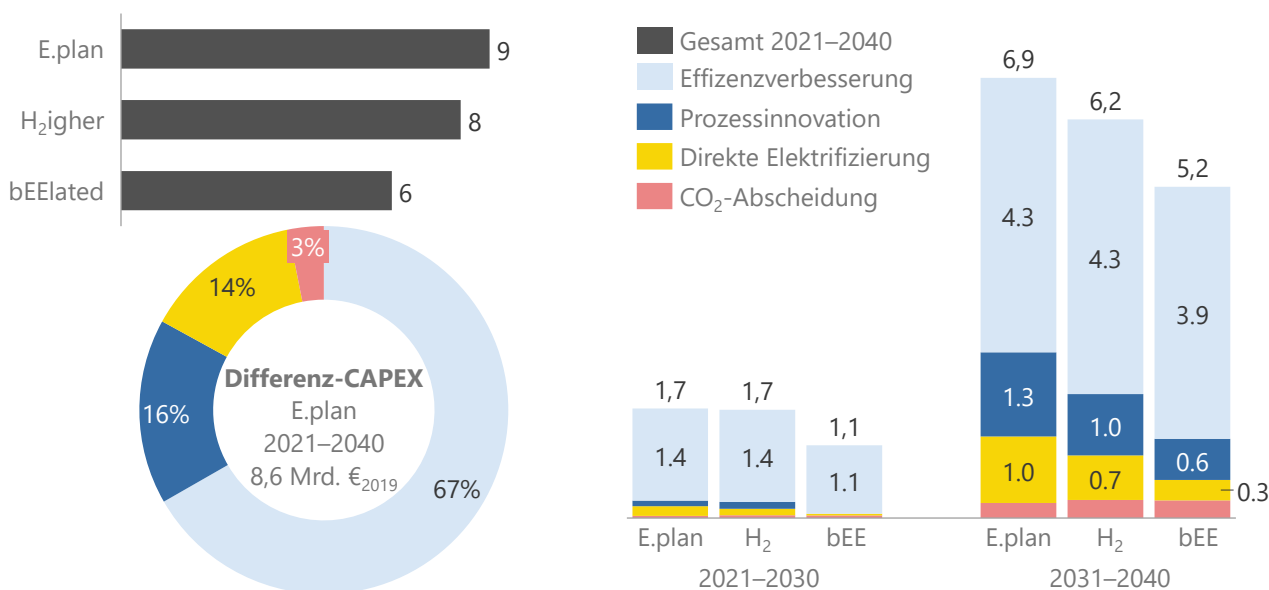


Abbildung 8-1: Kumulierte Differenzinvestitionen in der Industrie je Maßnahmenkategorie⁷⁵

aufgrund der geringeren Investitionen in den anderen Maßnahmenkategorien noch höher.

Insgesamt ist das Szenario E.plan mit den höchsten CAPEX verbunden, da auf investitionsintensive innovative direktelektrische Verfahrensrouten und Elektrifizierungsmaßnahmen im Bereich der Nieder- und Mitteltemperatur gesetzt wird. In bEElated hingegen werden aufgrund der hier angenommenen verspäteten Transformation weniger Industrieanlagen durch klimafreundlichere Alternativen ausgetauscht, wodurch insgesamt die Investitionen, insbesondere aber solche für innovative Prozesse und Direkt-Elektrifizierung, geringer ausfallen. Abschnitt 8.2 zeigt jedoch, dass dieses Szenario auf der OPEX-Seite mit deutlichen Mehrkosten verbunden ist, da statt Strom und Wasserstoff teure synthetische Brennstoffe zum Einsatz kommen.

Gebäude

Die kumulierten Differenzinvestitionen des Gebäudesektors sind in Abbildung 8-2 in Bezug auf Maßnahmenkategorien dargestellt. Im Rahmen der Kostenbewertung betrachtete Maßnahmen sind Fernwärmeausbau, Kesseltausch, Anstieg des Heizungsbestands durch Flächenzuwachs sowie Sanierung. Im

Zieljahr liegen die daraus resultierenden gesamten kumulierten Mehrinvestitionen je nach Szenario zwischen 36 und 56 Mrd. €. Dies entspricht ungefähr einem Viertel der gesamtdeutschen Differenzinvestitionen im Gebäudesektor.⁷⁶ Grund für den verhältnismäßig hohen Anteil der Kosten sind der hohe Anteil dezentraler fossiler Heizkessel in Bayern. Im Vergleich der Endenergiesektoren weist der Gebäudesektor mit Anteilen von ca. 59 % an den gesamten kumulierten Mehrinvestitionen der Nachfragesektoren in allen Szenarien die höchsten Werte auf.

Den höchsten Anteil an den Differenzinvestitionen haben der Kesseltausch und die Sanierung. Im Szenario E.plan liegt dieser bei 51 % bzw. 46 %. Die Differenz-CAPEX des Kesseltauschs ergeben sich aus der Differenz der Investitionen zwischen konventionellen Kesseln und Wärmepumpen. Für H₂-Direktheizungen und Gaskessel wird Kostenparität angenommen. Die Betrachtung der annuitätischen Differenz-CAPEX der Sanierung bezieht sich auf das Verhältnis der heutigen Sanierungsaktivität zu deren Anstieg in den jeweiligen Szenarien. Es werden ausschließlich die energiebedingten Mehrkosten analysiert.⁷⁷

⁷⁵ Die ersten THG-Vermeidungsmaßnahmen werden in den Szenarien im Jahr 2021 implementiert (detaillierte Kostenannahmen in [15]). Es wurde vereinfachend angenommen, dass Wasserstoff- und Methanbrenner in Zukunft Kostenparität erreichen und diese Umstellung keine Mehrinvestitionen verursacht.

⁷⁶ Dieser Anteil liegt bei der Top-down-Kostenabschätzung in [163] bei 20,1 %.

⁷⁷ Definition der energiebedingten Mehrkosten nach [93]: Häufig findet eine Sanierung statt, wenn das Gebäude modernisiert (z. B. gestrichen) wird. Die bereits für die Modernisierung anfallenden Kosten (z. B. Bereitstellung eines Gerüsts) werden daher nicht der Sanierung zugerechnet, sondern der Modernisierung.

Kumulierte Differenzinvestitionen

in Mrd. €₂₀₁₉ | Bayern | Szenariovergleich

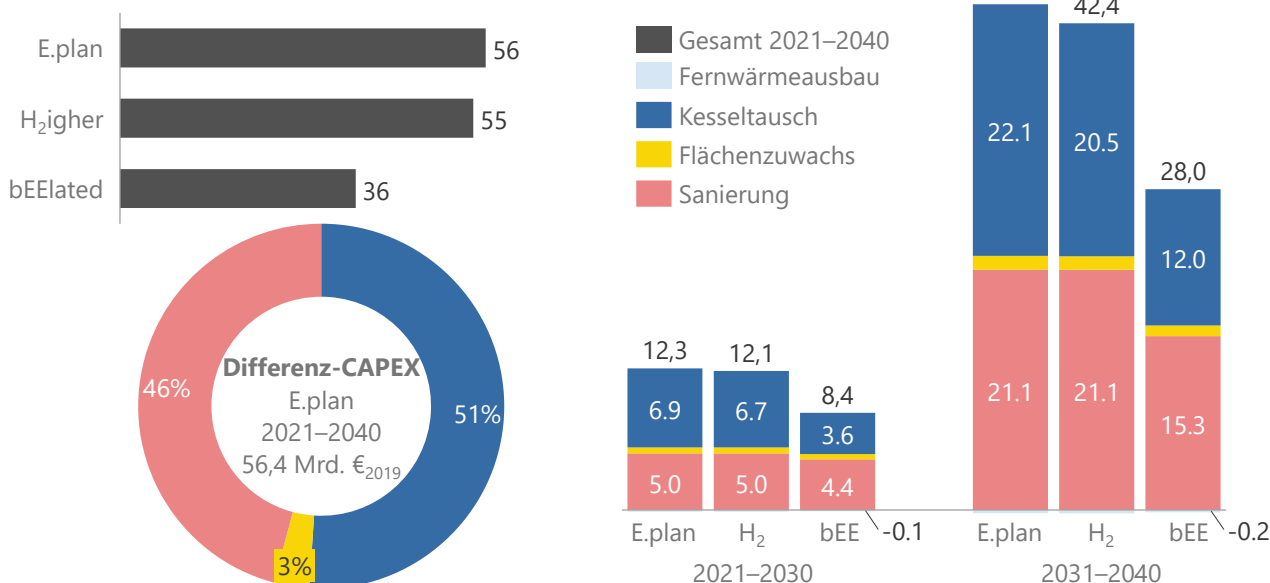


Abbildung 8-2: Kumulierte Differenzinvestitionen im Gebäudesektor nach Maßnahme⁷⁸

Die annuitätischen Differenz-CAPEX des Fernwärmeausbaus ergeben sich als Differenz zwischen den Investitionen in Fernwärmeanschlüsse und konventionelle Kessel. Dabei wird ausschließlich der Fernwärmeanschluss eines Hauses monetär bewertet. Kosten für einen möglicherweise notwendigen Infrastrukturausbau liegen außerhalb des Bilanzraums. Diese Prämissen führen zu Minderinvestitionen für den Fernwärmeausbau. Eine zusätzliche Bewertung der Infrastrukturkosten könnte jedoch zu einer Veränderung der Differenz-CAPEX führen. Die Kategorie Flächenzuwachs beschreibt den Anstieg des Heizungsbestandes durch die Zunahme der gesamten beheizten Wohnfläche. Zur Berechnung der annuitätischen Differenzkosten werden konventionelle Kessel als Referenztechnologie angenommen. D. h. es werden Differenzinvestitionen zwischen dem Einbau von Wärmepumpen und konventionellen Kesseln ausgewiesen.

Die höchsten kumulierten Differenzinvestitionen treten im Szenario E.plan durch den Wechsel hin zu Wärmepumpen und eine hohe Sanierungsaktivität auf. Basierend auf der Annahme der Kostenparität zwischen fossil und mit Wasserstoff betriebenen Gaskesseln fallen die Investitionen in H₂igher beim Kesseltausch geringer aus. Im Szenario bEElated sind die Investitionen aufgrund des langsameren Kesseltausches, der höheren Anteile an H₂-Direktheizungen sowie einer weniger ambitionierten Sanierung geringer.

⁷⁸ Kostenannahmen Heiztechnologien nach [108] sowie Sanierung nach [185]. Keine Bewertung der Differenzkosten eines möglicherweise notwendigen Infrastrukturausbaus, z. B. Fernwärmeleitungen.

Jedoch zeigt Abschnitt 8.2, dass die OPEX in bEElated höher sind, da Klimaneutralität nur durch den Einsatz teurer synthetischer Kraftstoffe möglich ist.

Verkehr

Abbildung 8-3 zeigt die kumulierten Differenzinvestitionen im Verkehrssektor nach Verkehrsträger. Der Bilanzraum umfasst dabei die Mehrinvestitionen des Antriebsartwechsels sowie für verbrauchernahe Infrastruktur, z. B. Wallboxen oder Ladestationen. Je nach Szenario treten Mehrinvestitionen von 20 - 31 Mrd. € auf. Dies entspricht 17 % der gesamtdeutschen Differenz-CAPEX. Die kumulierten Mehrinvestitionen des Verkehrssektors werden durch den Antriebsartwechsel im Straßenverkehr getrieben und sind mit 30,6 Mrd. € (E.plan) höher als jene der bayerischen Industrie mit 8,6 Mrd. € (E.plan), aber niedriger als jene des Gebäudesektors mit 56,4 Mrd. € (E.plan).⁷⁹

Die höchsten kumulierten Differenzkosten des Antriebsartwechsels treten im Straßenverkehr auf, wobei PKW und LKW maßgeblich sind. Im Szenario E.plan liegt der Anteil der PKW an den kumulierten Differenzinvestitionen bei 57 % sowie der der LKW bei 35 %. Referenztechnologien für die Antriebe zur Berechnung der Kostendifferenz sind jeweils die korrespondierenden Antriebsarten aus dem Startjahr 2019. Im Szenariovergleich sind die Differenz-CAPEX in E.plan am höchsten und in bEElated am niedrigsten. Die

⁷⁹ In der Top-down-Kostenabschätzung in [163] liegt dieser Anteil bei 16,7 %.

Kumulierte Differenzinvestitionen

in Mrd. €₂₀₁₉ | Bayern | Szenariovergleich

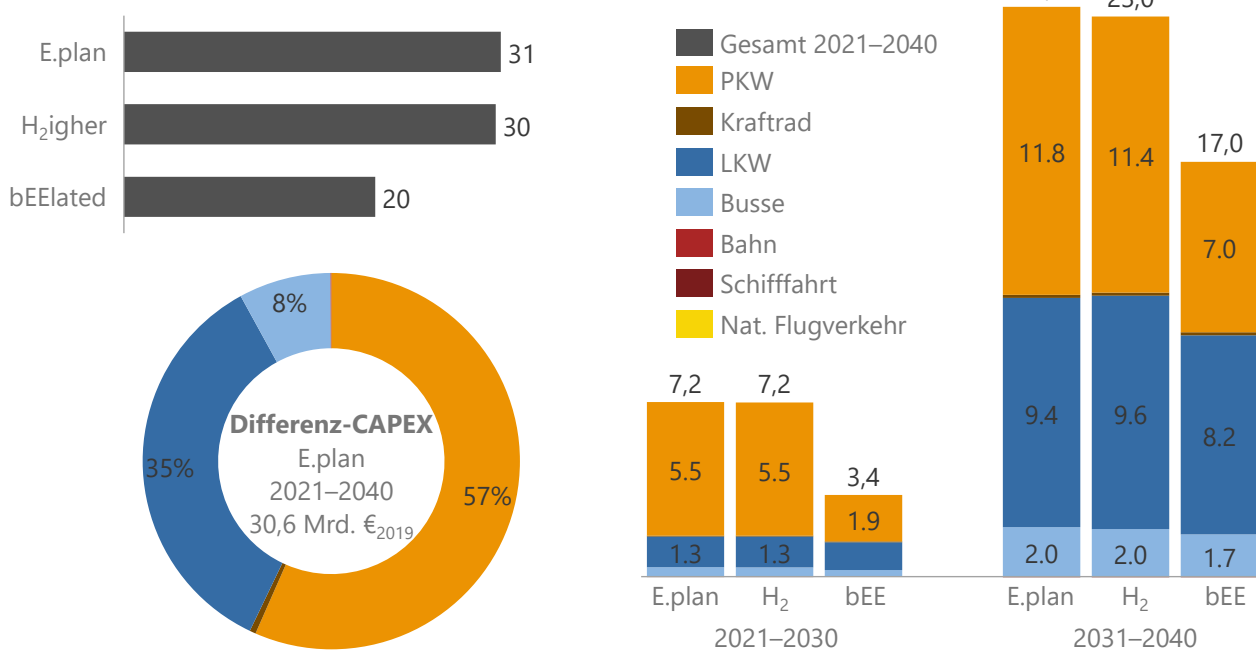


Abbildung 8-3: Kumulierte Differenzinvestitionen im Verkehrssektor nach Verkehrsträger⁸⁰

Unterschiede zwischen E.plan und H₂igher basieren auf der Tatsache, dass abhängig von der Fahrzeugklasse und vom Jahr vollelektrische oder Brennstoffzellenfahrzeuge günstiger sein können. Beispielsweise haben Sattelschlepper mit Brennstoffzellenantrieb im Zieljahr nach [108] einen geringeren CAPEX als voll-elektrische Sattelschlepper. Die niedrigeren kumulierten Differenzinvestitionen im Szenario bEElated gehen auf die abgeschwächten Transformationsgeschwindigkeiten hin zu klimaneutralen Antrieben zurück. Diesem CAPEX-Vorteil stehen jedoch hohe Kosten für synthetische Brennstoffe, die zur Erreichung der Klimaziele notwendig werden, gegenüber.

Die Dominanz der CAPEX der PKW wird auch bei der Kostenbewertung des Modal Shifts deutlich. Bei diesem geht bei einem Zuwachs der Schienenverkehrsleistung und einem Rückgang der Verkehrsleistung im Straßenverkehr möglicherweise auch die Anzahl an PKW- und LKW-Neuzulassungen und somit deren CAPEX zurück. Für die Kostenbewertung wird der Extremfall angenommen, dass die Verkehrsleistung des Straßenverkehrs ausschließlich durch die Neuzulassungsanzahl reguliert wird und die Fahrleistung je Fahrzeugklasse konstant bleibt. Dadurch werden im Szenario E.plan gesamte Differenzinvestitionen von - 66 Mrd. € für den Modal Shift erreicht. Diese

setzen sich aus Minderinvestitionen von - 63 Mrd. € für PKW sowie - 4 Mrd. € für LKW und Flugzeuge und Mehrinvestitionen von 860 Mio. € für Züge zusammen. Im Szenario H₂igher werden Werte in der gleichen Größenordnung erreicht, wohingegen in bEElated die gesamten kumulierten Differenz-CAPEX des Modal Shifts mit - 31 Mrd. € geringer ausfallen. Grund dafür ist die Annahme eines weniger stark ausgeprägten Modal Shifts im Szenario bEElated (vgl. 4.2.1). Haupttreiber der Minderinvestitionen sind erneut die PKW mit - 28 Mrd. €. Durch zusätzlich benötigte Züge fallen in bEElated Mehrinvestitionen von 450 Mio. € an. In dieser Betrachtung sind notwendige Ausbaumaßnahmen der Schieneninfrastruktur nicht enthalten. Dennoch zeigt die monetäre Bewertung des Modal Shifts, dass durch einen möglicherweise stattfindenden Rückgang an Neuzulassungen aus System-sicht finanzielle Mittel für den Infrastrukturausbau frei werden.

8.2 Transformationskosten Gesamtsystem

Zusätzlich zu den annuitätischen Differenzinvestitionen in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude sind auch Investitionen im Bereitstellungssektor not-

⁸⁰ Die Grafik beinhaltet ausschließlich Mehrinvestitionen durch Antriebsartwechsel mit Kostenannahmen nach [108]. Eine zusätzliche monetäre Bewertung des Modal Shifts führt je nach Szenario zu Minderinvestitionen von - 31 bis - 65 Mrd. €. Hauptgrund dafür sind

die bei Normierung auf die Verkehrsleistung deutlich höheren CAPEX der PKW verglichen mit Zügen. Die notwendigen Investitionen in die Schieneninfrastruktur werden nicht betrachtet.

wendig. Vor allem der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist mit zusätzlichen Investitionen verbunden. Abbildung 8-4 zeigt die kumulierten annuitätischen Differenzkosten über alle Sektoren. Es ist zu sehen, dass die kumulierten annuitätischen Differenzinvestitionen im Bereitstellungssektor zwischen 2021 und 2030 zwischen acht und zehn Mrd. € liegen. Da der Ausbau der erneuerbaren Energien im Szenario bEElated verzögert erfolgt und der Verzug nicht aufgeholt werden kann, fallen in diesem Szenario geringere kumulierte annuitätische Differenzinvestitionen an. Das zeigt sich auch in der Zeitspanne zwischen 2031 und 2040. Mit 26 Mrd. € liegen die kumulierten annuitätischen Differenzinvestitionen im Szenario bEElated rund 10 Mrd. € niedriger als in den Szenarien E.plan und H₂igher. Die kumulierten annuitätischen Differenzinvestitionen des Bereitstellungssektors in diesen Szenarien liegen bei 36 Mrd. bzw. 37 Mrd. €.

Für den gesamten Transformationspfad ergeben sich über alle Sektoren kumulierte annuitätische Differenzinvestitionen zwischen 97 Mrd. und 141 Mrd. €. bEElated weist dabei die geringsten kumulierten annuitätischen Differenzinvestitionen auf. Die Szenarien E.plan und H₂igher liegen mit einer Differenz von ca. einer Mrd. € sehr eng beieinander. Zwar sind im Szenario E.plan höhere Investitionen in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude notwendig, diese werden aber von geringeren Investitionen im Bereitstellungssektor nahezu ausgeglichen. Die höheren Differenzinvestitionen des Szenarios H₂igher gegenüber dem Szenario E.plan im Bereitstellungssektor lassen

sich durch die zusätzlich notwendigen Investitionen für die Elektrolysekapazitäten zur Herstellung des benötigten Wasserstoffs erklären. Die kumulierten annuitätischen Differenzinvestitionen des Szenarios bEElated liegen mit 97 Mrd. € deutlich unter denen der Szenarien E.plan und H₂igher.

Den geringeren kumulierten annuitätischen Differenzinvestitionen stehen allerdings zusätzliche Betriebskosten (OPEX) gegenüber. Die kumulierten Differenz-OPEX berechnen sich aus der Differenz der OPEX des Gesamtsystems im Jahr 2019 und den OPEX des Gesamtsystems im entsprechenden Modellierungsjahr. Die Differenz wird anschließend über alle Jahre aufsummiert. Während die Differenz-OPEX für den Zeitraum bis in das Jahr 2030 in allen Szenarien positiv sind, werden sie in der Zeitspanne zwischen 2031 und 2040 für die Szenarien E.plan und H₂igher negativ. In bEElated bleiben die Differenz-OPEX dagegen auch in diesem Zeitraum positiv.

Die höheren Differenz-OPEX bis 2030 lassen sich damit erklären, dass die Preise für Öl und Gas aufgrund der Energiekrise infolge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine noch immer höher als im Jahr 2019 (s. Abbildung 3-12) sind. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die zunehmende Elektrifizierung kann diesen Preiseffekt nicht vollständig ausgleichen, aber deutlich abschwächen. Deshalb liegen die Differenz-OPEX in den Szenarien E.plan und H₂igher auch deutlich unter denen des Szenarios bEElated. In bEElated kommt zusätzlich hinzu, dass ab dem Jahr

Kumulierte annuitätische Differenzkosten in Mrd. € | Bayern

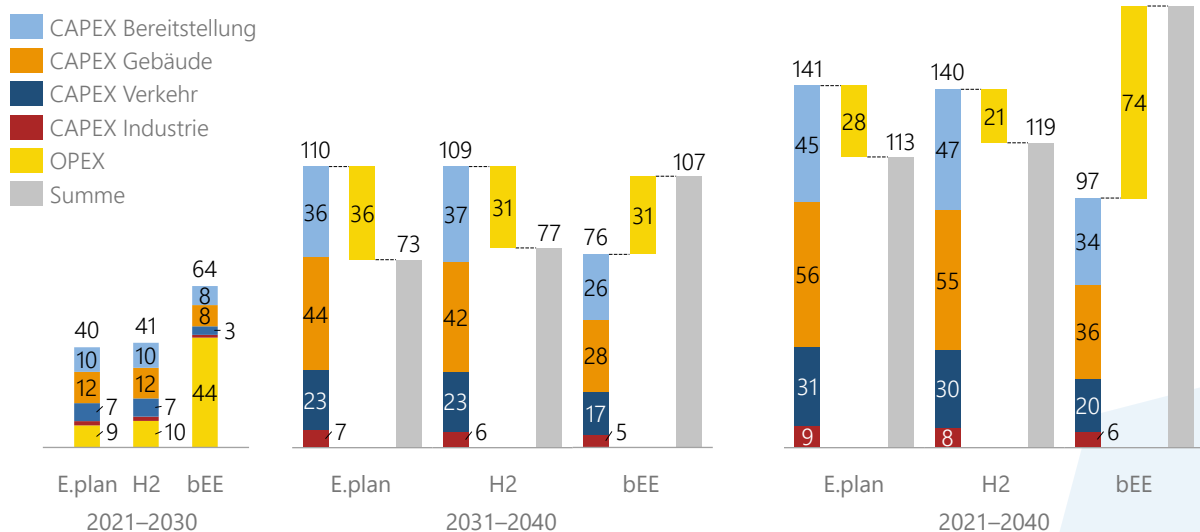


Abbildung 8-4: Kumulierte annuitätische Differenzinvestitionen je Sektor und Differenz-OPEX des Gesamtsystems

2030 höhere Mengen synthetischer Kraftstoffe als in den Szenarien E.plan und H₂igher benötigt werden. Da diese deutlich teurer als ihre fossilen Pendanten sind, steigen die Differenz-OPEX nochmals deutlich an. Im Zeitraum zwischen 2031 und 2040 überwiegen in den Szenarien E.plan und H₂igher schließlich die positiven Effekte der Elektrifizierung. Durch die Umstellung der Anwendungen auf klimaneutrale Energieträger, die in Bayern hergestellt werden (Strom und Wasserstoff), wird der Bezug von fossilen Energieträgern verdrängt. Damit ergeben sich negative Differenz-OPEX. Im Szenario bEElated auf der anderen Seite reichen die Maßnahmen nicht aus, um den teuren Bezug synthetischer Kraftstoffe auszugleichen. Die Differenz-OPEX bleiben positiv. Über den gesamten

Zeitraum ergeben sich damit negative Differenz-OPEX für die Szenarien E.plan und H₂igher, wohingegen die Differenz-OPEX für bEElated mit 74 Mrd. € zu den gesamten kumulierten annuitätischen Differenzkosten beitragen.

Für die gesamte Transformation ergeben sich kumulierte annuitätische Differenzkosten in Höhe von 113 Mrd. bzw. 119 Mrd. € für die Szenarien E.plan und H₂igher sowie 171 Mrd. € für das Szenario bEElated. Damit liegen die kumulierten annuitätischen Differenzkosten des Szenarios bEElated rund 50 % höher als in den beiden anderen Szenarien. Eine konsequente Transformation ohne Verzögerungen kann die Kosten der Transformation also deutlich senken.



Schlussbetrachtung

9 Schlussbetrachtung

Die Studie hat vier Szenarien beleuchtet, die unterschiedliche Technologiepfade zur Erreichung der Klimaneutralität in Bayern im Jahr 2040 aufzeigen. Alle Szenarien haben gemeinsam, dass der Wohlstand und die Lebensqualität in Bayern erhalten bzw. gesteigert werden können und gleichzeitig Verantwortung für die Erreichung der globalen Klimaschutzziele übernommen wird. Im Zielbild wird hierdurch ein Zustand erreicht, der auch den nachfolgenden Generationen eine attraktive Perspektive bietet.

Über die Szenarien hinweg wird eines deutlich: es bedarf einer sofortigen Beschleunigung der Transformation in allen Sektoren, um die Erreichung der Klimaziele bis 2040 zu ermöglichen. Der Vergleich des Szenarios bEelated mit den Szenarien E.plan, H₂igher und AgreE zeigt, dass Verzögerungen beim Start der Transformation innerhalb der kurzen noch verbleibenden Zeit von 17 Jahren bis zur angestrebten Zielerreichung nicht mehr aufgeholt werden können. Dies hat zur Folge, dass die Zielerreichung grundsätzlich gefährdet ist, mindestens aber deutlich teurer wird. Grund hierfür ist, dass die konventionellen Verbraucher in den Endenergiesektoren bis 2040 nicht vollständig gegen klimafreundliche Anwendungen ausgetauscht werden können. Um trotzdem klimaneutral zu werden, bedarf es des Einsatzes teurer synthetischer Brennstoffe in der Breite. Dies führt zu hohen Mehrkosten im Vergleich zu einer Transformation „nach Plan“.

Die Ergebnisse zeigen zudem, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien unabhängig vom gewählten Technologiepfad eine Grundvoraussetzung für die Erfüllung der Klimaziele ist. Übersetzt bedeutet dies, dass im Mittel bis zum Zieljahr 2040 jede Woche PV-Freiflächen-Anlagen mit einer Gesamtfläche von mindestens 50 Fußballfeldern und 2.800 Aufdach-PV-Anlagen mit einer Leistung von je 10 kW installiert werden müssen. Bei der Windkraft sind die Herausforderungen ebenfalls sehr groß. Jede Woche müssen im Mittel zwei neue Anlagen mit einer Leistung von jeweils 5,5 MW in Betrieb genommen werden, um den notwendigen Zubau zu erreichen. Die Zubaurate beträgt damit das Fünffache des historischen Mittels. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist grundlegende Voraussetzung in allen Szenarien und hilft langfristig, die Strompreise zu senken, da der Einsatz von klimaneutralen Brennstoffen in der Strom-

erzeugung im Zielbild reduziert wird. Um den notwendigen Zubau innerhalb der zur Verfügung stehenden Zeit noch zu realisieren, müssen ausreichend Flächen zur Verfügung gestellt und Genehmigungs- und Planungsverfahren beschleunigt werden.

Ein weiterer Baustein der bayerischen Energiewende ist die Flexibilität im Energiesystem. Diese wird benötigt, um die steigende Stromnachfrage und die damit verbundenen Lastspitzen mit der volatilen Stromerzeugung ausgleichen zu können. Flexibilitäten bieten Speicher (elektrische Speicher, Wasserstoffspeicher, thermische Speicher). In Kombination mit flexiblen Verbrauchern wie Elektrolyseuren und Power-to-Heat-Anlagen lassen sich so Erzeugungsspitzen abdämpfen und Lastspitzen abfedern. Verbrauchsnahe Flexibilitäten wie das bidirektionale Lademanagement oder Demand Side Management in den Sektoren Industrie und GHD entlasten das Energiesystem weiter und ermöglichen einen effizienten Betrieb. Da der regulatorische Rahmen eine effiziente Einbindung kleinteiliger Flexibilitäten bisher nicht ausreichend anreizt, besteht an dieser Stelle Nachbesserungsbedarf.

Auch die überregionale Energieinfrastruktur stellt neben Versorgungssicherheit große Mengen an Flexibilität zur Verfügung. Durch den Ausbau der Übertragungsnetze fungiert der europäische Strommarkt wie ein großer Stromspeicher. Nachfrage und Erzeugung können so in Einklang gebracht werden. Die überregionale Wasserstoffinfrastruktur gleicht saisonale Nachfrage- und Erzeugungsunterschiede aus. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass im Rahmen der Studie keine Modellierung der Energieinfrastruktur erfolgte. Diese Limitation muss auch bei der Betrachtung der Kostenevaluation berücksichtigt werden. In allen Szenarien dürften die Mehrkosten der Transformation daher deutlich höher ausfallen, als in dieser Studie ausgewiesen. Die Modellierung der Energieinfrastruktur stellt folglich weiteren Forschungsbedarf dar und sollte in zukünftigen Studien berücksichtigt werden.

Das Ziel, Klimaneutralität in Bayern bis zum Jahr 2040 zu erreichen, erfordert eine konsequente Umsetzung der Energiewende in allen Sektoren. Eine Zusammenarbeit aller Beteiligten ist dabei unerlässlich, um dieses ambitionierte Vorhaben erfolgreich umzusetzen. Da die Zeit knapp ist, müssen fast alle Energieverbräuche innerhalb von nur 17 Jahren auf klimaneu-

trale Energieträger wie Strom und Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivate umgestellt werden. Erneuerbare Energien bilden dabei die Basis und der Ausbau muss deutlich beschleunigt werden. Bayern kann auf dem Weg bis 2040 zeigen, dass eine Verkehrswende, Wärmewende und Industriewende gleichzeitig erfolgreich sein kann. Um dies zu erreichen, ist eine strenge Überwachung und regelmäßige Veröffentlichung der bayerischen Treibhausgasemissionen notwendig, um

Maßnahmen gegebenenfalls rechtzeitig anpassen zu können.

Die verbleibende Zeit ist gemessen an energiewirtschaftlichen Zeitspannen sehr kurz. Bayern kann jedoch seine ambitionierten Ziele bei einem konsequenten und ambitionierten Vorgehen noch erreichen. Die dabei zu bewältigenden Herausforderungen sind in allen Bereichen epochal.

Literatur

- [1] Guminski, Andrej et al.: eXtremOS Summary Report - Modeling Kit and Scenarios for Pathways Towards a Climate Neutral Europe. Munich: FfE, 2021.
- [2] Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, Freie Demokratische Partei (FDP): Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit - Koalitionsvertrag 2021 - 2025. 2021.
- [3] Marktstammdatenregister - Öffentliche Marktakteursübersicht: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Akteur/Marktakteur/IndexOeffentlich>; Bonn: Bundesnetzagentur, 2020.
- [4] Regionalmodell COSMO-EU. In https://www.dwd.de/DE/forschung/wettervorhersage/num_modellierung/01_num_vorhersagemodelle/regionalmodell_cosmo_eu.html. (Abruf am 2022-7-21); Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2022.
- [5] Schroedter - Homscheidt, Marion et al.: User's Guide to the CAMS Radiation Service - Status December 2016. Shinfield Park: ECMWF, 2016.
- [6] MERRA-2 - Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/>; Greenbelt (MD, USA): Global Modeling and Assimilation Office (GMAO), 2018.
- [7] Ebner, Michael et al.: Regionalized Potential Assessment of Variable Renewable Energy Sources in Europe. In: 16th International Conference on the European Energy Market (EEM). Piscataway: IEEE, 2019.
- [8] Pelling, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Hauptbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016
- [9] Fattler, Steffen et al.: Dynamis Hauptbericht - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019.
- [10] Böing, F., & Regett, A. (2019). Hourly CO2 Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems. *Energies*, 12(12), 2260. Basel, Switzerland: MDPI AG, 2019.
- [11] Kigle, Stephan et al.: Greenhouse Gas Abatement in EUROPE—A Scenario-Based, Bottom-Up Analysis Showing the Effect of Deep Emission Mitigation on the European Energy System. In: *Energies* 2022, 15, 1334. Basel: MDPI, 2022. <https://doi.org/10.3390/en15041334>.
- [12] Gils, Hans Christian: Verbundvorhaben FlexMex: Modellexperiment zur zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Untersuchung des zukünftigen Lastausgleichs im Stromsystem. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Abteilung Energiesystemanalyse, 2022.
- [13] Kern, Timo et al.: Modeling and Evaluating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles in the Future European Energy System. In: *Energy Reports ICACER 2022 conference proceedings*. Amsterdam: FfE München, 2022.
- [14] Fiedler, Claudia et al.: Modelling transformation pathways for EU27+3 final energy demand using temporally and spatially resolved sector models. In: *Conference Proceedings Current and Future Challenges to Energy Security; 5th AIEE Energy Symposium, virtual conference, December 2020*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2020.
- [15] Guminski, Andrej: CO2 Abatement in the European Industry Sector - Evaluation of Scenario-Based Transformation Pathways and Technical Abatement Measures. Dissertation. Published by the Technical University Munich (TUM) - TUM School of Engineering and Design: Munich, Germany, 2021.
- [16] Industrial Reporting under the Industrial Emissions Directive 2010/75/EU and European Pollutant Release and Transfer Register Regulation (EC) No 166/2006 ; Copenhagen: European Environment Agency (EEA), 2022.
- [17] Schneider, Clemens et al.: klimaneutrale Industrie - Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Berlin: AGORA Energiewende, 2020.
- [18] Brunke, Jean-Christian: Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland - Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparkostenkurven. Dissertation. Herausgegeben durch die Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle

- Energieanwendung, geprüft von Voß, Alfred und Sauer, Alexander: Stuttgart, 2017.
- [19] Jahrerhebung über die Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe - Energieverbrauch, Jahressumme - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte (Tabelle: 43531-01-02-4); Düsseldorf: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2022.
- [20] Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe - Stromerzeugung, Strombezug, Stromabgabe, Stromverbrauch: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (Tabelle: 43531-0002); Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2022.
- [21] Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Wirtschaftsabteilungen der WZ 2008; Nürnberg: Bundesagentur für Arbeit, 2021.
- [22] OpenStreetMap und Mitwirkende: OpenStreetMap - Deutschland. Daten mit Open-Database-Lizenz veröffentlicht unter: <http://www.openstreetmap.org>. (Abruf am 2022-1-24); Cambridge: OpenStreetMap Foundation, 2022.
- [23] Eurostat: Goods loaded and unloaded in ports for inland waterways transport; Luxemburg: European Commission (EC), 2022.
- [24] Eurostat: Stock of vehicles by category and NUTS 2 regions; Luxemburg: European Commission (EC), 2022.
- [25] Dossow, Patrick et al.: Application-oriented energy and emission balances for Europe. München: FfE, 2021.
- [26] Bevölkerung am 1. Januar nach Altersgruppen, Geschlecht und NUTS 3 Regionen - 2014-2021; Luxemburg: European Commission - Eurostat, 2022.
- [27] Main scenario - Population on 1st January by age, sex and NUTS 3 regions [proj_13rpms3]; Luxemburg: European Commission (EC), 2016.
- [28] Eurostat: Population on 1st January by age, sex and type of projection [proj_19np]; Luxemburg: European Commission (EC), 2020.
- [29] Pelling, Christoph et al.: Generating energy carrier specific space heating and hot water load profiles at NUTS-3-level in Europe. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2019.
- [30] Schmid, Tobias: Wärmenetze - Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland. München: FfE, 2022.
- [31] Fattler, Steffen; Conrad, Jochen; Regett, Anika et al.: Dynamis Hauptbericht - Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems - Online: <https://www.ffe.de/dynamis>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019. DOI: 10.34805/ffe-144-19
- [32] Muñoz Sabater, J.: ERA5-Land hourly data from 1981 to present: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-land> (Abruf 16.06.2021), Copernicus Climate Change Service, Climate Data Store, 2021. DOI: 10.24381/cds.e2161bac
- [33] Eurostat: Average household size - EU-SILC survey [ilc_lvph01]; Luxemburg: European Commission (EC), 2022.
- [34] Eurostat: Average size of dwelling by household type and degree of urbanisation [ilc_hcmh02]; Luxemburg: European Commission (EC), 2019.
- [35] GHS population grid, derived from GPW4, multitemporal (1975, 1990, 2000, 2015): http://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/jrc-ghsl-ghs_pop_gpw4_globe_r2015a; Brüssel, Columbia: Joint Research Centre (JRC) European Commission, Center for International Earth Science Information Network - CIESIN Columbia University, 2015.
- [36] Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut: Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann (Langfassung). Berlin: Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, 2021.
- [37] Eurostat: Structural business statistics (SBS) data by NUTS 2 regions and NACE Rev. 2 - sbs_r_nuts06_r2: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=sbs_r_nuts06_r2&lang=en; Luxembourg: European Commission - Eurostat, 2017.
- [38] Eurostat: Beschäftigungsdaten im Technologiebereich und in Sektoren mit umfassenden Kenntnissen nach NUTS-2-Regionen und Geschlecht (von 2008, NACE Rev. 2). In: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=htec_emp_reg2&lang=de. (Abruf am 2020-05-20); Luxemburg: Eurostat, 2020.
- [39] Eurostat: Beschäftigung nach Vollzeit-/Teilzeittätigkeit, Geschlecht und NUTS-2-Regionen (1 000) - lfst_r_lfe2eftpt. In: https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=lfst_r_lfe2eftpt&lang=de. (Abruf am 2020-05-20); Luxemburg: Eurostat, 2020.
- [40] Arbeitsstätten und Beschäftigte nach Jahr, Kanton, Wirtschaftsabteilung, Grössenklasse und Variable: https://www.pxweb.bfs.admin.ch/pxweb/de/px-x-0602010000_101/px-x-0602010000_101/px-x-0602010000_101.px; Neuenburg, Schweiz: Bundesamt für Statistik (BFS), 2017 (überarbeitet: 2017).

- [41] Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, 2022.
- [42] Jetter, Fabian: GIS-gestützte Analyse des Photovoltaik-Potenzials einer Großstadt anhand siedlungsgenetischer Merkmale. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Universität Augsburg, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2015.
- [43] Schmid, Tobias; Beer, Michael; Corradini, Roger: Energiemodell der Wohngebäude in: BWK Bd. 64 (2012) Nr. 1/2. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012
- [44] Schmid, Tobias; Jetter, Fabian; Gallet, Marc: Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien - Grundlage für die Abbildung regionalisierter Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom 2030 in: https://www.ffe.de/download/article/616/20160518_Begleitdokument_regionalisierung_erneuerbarer_energien.pdf. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016
- [45] Schulz, Jan-Peter; Schättler, Ulrich: Beschreibung des Lokal-Modells Europa COSMO-EU (LME) und seiner Datenbanken auf dem Daten-server des DWD. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2011
- [46] Langholz, Thies; Zimmermann, Dirk; Zaspel-Heipers, Brigitte: Potenziale für Erneuerbare Energien. Bonn: Bundesanstalt für Immobilienaufgaben, 2016
- [47] Schmid, Tobias et al.: Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2021.
- [48] New European Wind Atlas - a free, web-based application developed, owned and operated by the NEWA Consortium. In: www.neweuropeanwindatlas.eu. (Abruf am 2021-05-11); www.neweuropeanwindatlas.eu: NEWA Consortium, 2019.
- [49] Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.
- [50] Gutachten für den Monitoringbericht 2022 zur Versorgungssicherheit mit Strom gem. § 63 EnWG-E. Bonn: BNetzA, 2023.
- [51] Pichlmaier, Simon et al.: Integration of Renewable Energies through the Production of Hydrogen under Investigation of Disruptive Developments in Investment Costs: A Techno-economic Evaluation. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbh, 2020.
- [52] ICE: Marktdaten ICE NatGas Futures. 2022.
- [53] Spectron: Spectron OTC API#2. 2022.
- [54] EEX: Marktdaten EEX 4. Period European Carbon Futures. 2022.
- [55] Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand 22.11.2022; Bonn: Bundesnetz Agentur (BNetzA), 2022.
- [56] Veröffentlichung Zu- und Rückbau - BNetzA Kraftwerksliste - Stand 25.11.2022; Bonn: BNetzA, 2022.
- [57] Klimaschutzgesetz: Emissionen der in die Zieldefinition einbezogenen Handlungsfelder für 2020 und 2030: <https://www.umweltbundesamt.de/bild/tab-emissionsentwicklung-sektorziele-fuer-2020-2030>; Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2022 (überarbeitet: 2022).
- [58] dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Zwischenfazit Impulse und Erkenntnisse aus dem Studienprozess. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2017
- [59] Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Berlin: Prognos AG, 2021.
- [60] Harthan, Ralph et al.: Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung - Teilbericht des Projektes „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politiksznarien IX“)“. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2020.
- [61] Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2019.
- [62] Koalitionsvertrag zwischen SPD, FDP und Grünen- 20. Legislaturperiode - Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Berlin: Koalitionsvertrag zwischen SPD, FDP und Grünen, 2021.
- [63] Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz - Entwurf vom 14.02.2023. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV), 2023.
- [64] Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2023. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2023.
- [65] Länderspezifischen Emissionsinventare für den Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF), Bayern; Braunschweig: Thünen-Institut für Agrarklimaschutz,

- Arbeitsgruppe Emissionsinventare (emissionsinventare@thuenen.de), 2023.
- [66] Waldbericht 2020. München: Bayerische Forstverwaltung, 2020.
- [67] Projektionsbericht 2021 für Deutschland. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2021.
- [68] Fleiter, Tobias et al.: Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry - Part 2: Scenario analysis and pathways to deep decarbonisation. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2019.
- [69] Brandes, Julian et al.: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem 2050 - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen – Update unter einer Zielvorgabe von 65% CO₂-Reduktion in 2030 und 100% in 2050. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2020.
- [70] Witecka, Wido et al.: Breakthrough Strategies for Climate-Neutral Industry in Europe - Policy and Technology Pathways for Raising EU Climate Ambition. Berlin: Agora Energiewende, 2020.
- [71] Otto, Alexander; Robinius, Martin; Grube, Thomas; Schiebahn, Sebastian; Praktiknjo, Aaron; Stolten, Detlef: Power-to-Steel - Reducing CO₂ through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry in: *Energies* (4), 2017, S. 451. Basel: MDPI, 2017. DOI: 10.3390/en10040451
- [72] Wörtler, Martin et al.: Steel's contribution to a low-carbon Europe 2050 - Technical and economic analysis of the sector's CO₂ abatement potential. Boston: The Boston Consulting Group (BCG), Steel Institute (VDEh), 2013
- [73] Hench, Philipp; Hübner, Tobias; von Roon, Serafin: Trans4In - Energietransformation im Chemiedreieck. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2022.
- [74] Roadmap Chemie 2050 - Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland. München, Frankfurt: Dechema, 2019.
- [75] Bazzanella, Alexis et al.: Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., 2017.
- [76] Hübner, Tobias et al.: Energiewende in der Industrie - Branchensteckbrief der Zement- und Kalkindustrie. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2019.
- [77] Leisin, Matthias: Branchensteckbrief der Glasindustrie. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), 2019.
- [78] Hübner, Tobias: Small-scale modeling of individual GHG abatement measures in the industry. *Energies*, 05/20. Basel: MDPI, 2020. DOI: 10.3390/en13071619
- [79] Joas, Fabian et al.: Klimaneutrale Industrie - Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, Wuppertal: Agora Energiewende, 2019.
- [80] Stork, Michiel et al.: A Competitive and Efficient Lime Industry - Cornerstone for a Sustainable Europe. Brüssel: European Lime Association, 2014.
- [81] Kleinertz, Britta et al.: Kosteneffizienz von fossilen und erneuerbaren Gasen zur CO₂-Vermeidung im Energiesystem. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 43 (1), p 51-68. Heidelberg: Springer-Verlag GmbH, 2019.
- [82] Dekarbonisierung von Zement und Beton - Minderungspfade und Handlungsstrategien - Eine CO₂ - Roadmap für die deutsche Zementindustrie. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ), 2020.
- [83] Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2014.
- [84] Verkehr in Zahlen 2020/2021 - 49. Jahrgang; Bonn: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2020.
- [85] Gleitende Mittelfristprognose für den Güter- und Personenverkehr - Mittelfristprognose Winter 2020/21. München/Köln: INTRAPLAN Consult GmbH, 2021.
- [86] CO₂ emission standards for cars and vans (2021/0197(COD)). Ausgefertigt am 2023-02-14; Straßburg: European Parliament, 2023.
- [87] Eröffnungsbilanz Klimaschutz. Berlin: BMWK, 2022.
- [88] Pichlmaier, Simon: Ecological Assessment of Scenarios for the Energy Supply of the German Transport Sector. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München (TUM): München, 2022.
- [89] Doll, Claus et al.: Verlagerungswirkungen und Umwelteffekte veränderter Mobilitätskonzepte im Personenverkehr - Wissenschaftliche Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Berlin: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2019.
- [90] Strechele, Philip et al.: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher

- Verhaltensweisen. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2020.
- [91] Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland - Daten für die Jahre von 1990 bis 2020 - Daten für die Jahre von 1990 bis 2020; Berlin: AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2021.
- [92] Kemmler, Andreas et al.: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 - Gesamtdokumentation der Szenarien. Basel: Prognos AG, 2021.
- [93] Kleinertz, Britta et al.: Klimaneutrale Wärme München 2035 - Ermittlung der Möglichkeiten zur Umsetzung von Lösungspfaden für eine klimaneutrale Wärmeversorgung in der Landeshauptstadt München. München & Freiburg: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH & Öko-Institut e.V., 2021.
- [94] Kleinertz, Britta; Dufter, Christa; Greif, Simon; Conrad, Jochen: Energieeinsparpotenziale durch die Optimierung bestehender Trinkwassersysteme - Betrachtung von Mietwohnungen und Einfamilienhäusern mit zentralem und dezentralem System. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017
- [95] Greif, Simon; Freiberger, Leona; Corradini, Roger; Trentmann, Lennart; Schenk, Werner: Wärmepumpen in Bestandsgebäuden - Möglichkeiten und Herausforderungen im Eigenheim. Ludwigsburg: Wüstenrot Stiftung, 2022. ISBN: 978-3-96075-027-7.
- [96] Bayerische Wasserstoffstrategie. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2020.
- [97] 65 Prozent erneuerbare Energien beim Einbau von neuen Heizungen ab 2024 - Konzeption zur Umsetzung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz; Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, 2022.
- [98] Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (GEG). Ausgefertigt am 2020-08-08; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat, 2020.
- [99] Conrad, Jochen: Modellierung und Bewertung von Maßnahmen zur kosteneffizienten CO₂-Verminderung im Sektor private Haushalte. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, geprüft von Wagner, Ulrich und Auer, Thomas: München, 2020.
- [100] Energiebilanz Bayern 2019; Fürth: Bayrisches Landesamt für Statistik, 2022.
- [101] Energy balance guide - Methodology guide for the construction of energy balances & Operational guide for the energy balance builder tool. Brüssel: Statistische Amt der Europäischen Union (Eurostat), 2019.
- [102] Wasserstoff-Roadmap Bayern. Nürnberg: Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B), 2022.
- [103] van Rossum, Rik: European Hydrogen Backbone - A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. Utrecht, NL: Guidehouse, 2022.
- [104] Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, 2023.
- [105] Sensfuß, Frank: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Treibhausgasneutrale Szenarien T45 [Überblickswebinar 15.11.2022]. In: www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAs-sets/docs/LFS3_T45_Szenarien_15_11_2022_final.pdf (Abruf am 2022-11-15); Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2022
- [106] Ueckerdt, Falko: E-Fuels - Aktueller Stand und Projektionen. Potsdam: Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), 2023.
- [107] Bühler, Fabian et al.: Evaluation of energy saving potentials, costs and uncertainties in the chemical industry in Germany. In: Applied Energy Volume 228. Philadelphia, USA: Elsevier, 2018.
- [108] Fattler, Steffen, Conrad, Jochen, Regett, Anika et al.: Dynamis Datenanhang - Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems - Online: <https://www.ffe.de/dynamis>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019. DOI: 10.34805/ffe-146-19
- [109] Umweltbundesamt: Die deutsche Papierindustrie. In <https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/verwertung-entsorgung-ausgewaehlter-abfallarten/altpapier#vom-papier-zum-altpapier>. (Abruf am 2023-3-30); Dessau-Roßlau, Germany: Umweltbundesamt (UBA), 2021.
- [110] Chlor-alkali industry review 2019-2020. Brussels: Euro Chlor, 2020.
- [111] Jahresbericht 2019 - Annual Report 2019. Düsseldorf: BV Glas, 2019.

- [112] Papier 2019 - Ein Leistungsbericht. Bonn: Verband Deutscher Papierfabriken e.V. (VDP), 2019.
- [113] Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V. (BDKI): Geschäftsbericht 2019/2020. Köln, DE: Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V., 2020.
- [114] Jahresbericht 2019 - Neue Technologien für mehr Klimaschutz. Berlin: Mineralölwirtschaftsverband e.V., 2019.
- [115] Wirtschaftsvereinigung Stahl (WVS): Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2017. Düsseldorf: Wirtschaftsvereinigung Stahl (WVS), 2017.
- [116] Cracker Capacity. In: <https://www.petrochemistry.eu/about-petrochemistry/chemical-facts-and-figures/cracker-capacity/>. (Abruf am 2021-12-16); Brussels: Petrochemicals Europe, 2021.
- [117] Verein Deutscher Zementwerke e.V.: Zementindustrie im Überblick 2020/2021. Düsseldorf / Berlin: Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2020.
- [118] Umweltökonomische Gesamtrechnungen der Länder - Treibhausgas(THG)-Emissionen 2019 nach Art der Gase und Bundesländern. In <https://www.statistikportal.de/de/ugrdl/ergebnisse/gase/thg#8972>. (Abruf am 2023-03-15); Baden-Württemberg: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2023.
- [119] Monitoringbericht Bayern - Zum Umbau der Energieversorgung Bayerns. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (STMWI), 2022.
- [120] Porter, Michael E.: Wettbewerbsstrategie - Methode zu Analyse von Methoden und Konkurrenten. Frankfurt a. M.: Campus Verlag GmbH, 2013.
- [121] Syranidou, Chloi: MODEX-Net: Model comparison of power grid models in the European context. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 2022.
- [122] Jetter, Fabian: Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung. München: FfE, 2022.
- [123] Eurostat: Railway transport - national and international railway goods transport by loading/unloading NUTS 2 region; Luxembourg: European Commission (EC), 2022.
- [124] Eurostat: Air transport of passengers by NUTS 2 regions; Luxembourg: European Commission (EC), 2022.
- [125] Eurostat: Air transport of freight by NUTS 2 regions; Luxembourg: European Commission (EC), 2022.
- [126] Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Fahrzeugalter; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2022.
- [127] Büchs, Sebastian: Steuerung von Photovoltaikanlagen auf Freiflächen in Unterfranken - Planungshilfe für Städte, Gemeinden und Projektträger. Würzburg: Regierung von Unterfranken, 2021.
- [128] Statistischer Bericht - 15. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung - Bundesländer - 2021 bis 2070: <https://service.destatis.de/laenderpyramiden/>; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2022.
- [129] Bevölkerung nach Bundesländern 1990 bis 2021: <https://www.umweltbundesamt.de/bild/tab-bevoelkerung-nach-bundeslaendern-1990-bis-2021>; Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2022.
- [130] TYNDP 2022 Scenario Report. Brüssel: ENTSO-E, 2022.
- [131] Netzentwicklungsplan 2035, Version 2021 - Bestätigung des NEP 2035. Bonn: Bundesnetzagentur, 2022.
- [132] The European Natural Gas Network 2021. Brüssel: entsog, 2021.
- [133] ICE: ICE Brent Crude Futures. 2022.
- [134] Hydrogen Projects Database: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>; Paris, France: International Energy Agency (IEA), 2022.
- [135] Kröger, David: Electricity market modeling considering a high penetration of flexible heating systems and electric vehicles. Dortmund: Technische Universität Dortmund. Institute of Energy Systems, Energy Efficiency and Energy Economics (ie3), 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120406>.
- [136] Landwirtschaftlicher Betrieb - Informationen zur Existenzgründung und Betriebsführung in der Land- und Forstwirtschaft und im Gartenbau. In https://www.lwk-rlp.de/fileadmin/lwk-rlp.de/Beratung/Allgemein_Landwirtschaftlicher_Betrieb.pdf. (Abruf am 2022-09-12); Pfalz: Landwirtschaftskammer Rheinland-Pfalz, 2021.
- [137] Bayerischer Agrarbericht 2022. In <https://www.agrarbericht.bayern.de/landwirtschaft/wertschoepfung.html>. (Abruf am 2022-09-12); Bayern: Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, 2021.
- [138] Beitrag der Landwirtschaft zu den Treibhausgas-Emissionen. In <https://www.umweltbundesamt.de/daten/land-forstwirtschaft/beitrag-der-landwirtschaft-zu-den-treibhausgas#treibhausgas-emissionen-aus-der-landwirtschaft>.

- (Abruf am 2022-09-12); Dessau-Roßlau: Umwelt Bundesamt, 2022.
- [139] DeFabrizio, Sam: Curbing methane emissions - How five industries can counter a major climate threat. New York: McKinsey, 2021.
- [140] Ökologische Landwirtschaft - Aktueller Trend. In https://www.lfu.bayern.de/umweltdaten/indikatoren/ressourcen_effizienz/landwirtschaft/index.htm. (Abruf am 2022-09-26); Bayer: Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2021.
- [141] Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 - Ein Szenario aus dem Projekt SCI4climate.NRW. Wuppertal: Wuppertal Institut & Institut der deutschen Wirtschaft, 2023.
- [142] Guidehouse, IER, FfE & BBG & Partner: Energiewende in der Industrie: Potenziale, Kosten und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor (2018 - 2021) - Unveröffentlichter Projektbericht. 2021.
- [143] The ECRA Technology Papers 2022 - State of the Art Cement Manufacturing - Current Technologies and their Future Development. Dueseldorf, Germany: European Cement Research Academy, 2022.
- [144] Trendtabellen THG nach Sektoren; Dessau-Roßlau: Umwelt Bundesamt, 2022.
- [145] Energiebilanz Bayern 2019; Fürth: Bayrisches Landesamt für Statistik, 2022.
- [146] Eurostat Energiebilanzen - Daten 2019 (Ausgabe 2021): https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_c/default/table?lang=en; Luxemburg: Eurostat, Statistisches Amt der Europäischen Kommission, 2021.
- [147] BUND-Kurzinfo Kurzstreckenflüge auf die Schiene verlagern - Eine Strategie für Klimaschutz durch weniger Flugverkehr. Berlin: Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND), 2019.
- [148] Pressemitteilung Nr. N037 vom 4. Juni 2021 - Mehr als die Hälfte aller Passagierflüge in Deutschland waren 2020 Kurzstreckenflüge. In https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/06/PD21_N037_46.html. (Abruf am 2023-03-23); Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021.
- [149] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 2 "Alternative Antriebe und Kraftstoffe für nachhaltige Mobilität": AG2-Bericht - Roadmap-Markthochläufe alternativer Antriebe und Kraftstoffe aus technologischer Perspektive. Berlin: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2021.
- [150] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 1 "Klimaschutz im Verkehr": AG1-Bericht - Wege für mehr Klimaschutz im Verkehr. Berlin: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2021.
- [151] Fahrzeugzulassungen (FZ) - Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Haltern, Wirtschaftszweigen 1. Januar 2022; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt (KBA), 2022.
- [152] Eurocontrol Aviation Outlook 2050 - Main Report. Brüssel: Eurocontrol, 2022.
- [153] Umweltökonomische Gesamtrechnungen - Verkehr und Umwelt; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2020.
- [154] Reference Scenario 2020 (REF2020) - Summary report: Energy, transport and GHG emissions; Brüssel: European Commission, 2021.
- [155] Wie heizt Deutschland 2019? - BDEW-Studie zum Heizungsmarkt. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2019.
- [156] Bautätigkeit und Wohnungen - Bestand an Wohnungen - 31. Dezember 2020. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021.
- [157] Forschungsbericht 526/3 - Aktualisierte BMAS-Prognose "Digitalisierte Arbeitswelt". Berlin: Bundesministerium für Arbeit und Soziales (BMAS), 2021.
- [158] Hörner, Michael: Forschungsdatenbank Nichtwohngebäude - Teilbericht Strukturdaten: Stand und Dynamik der energetischen Modernisierung von Gebäudehülle und haustechnischen Anlagen im Bestand der Nichtwohngebäude. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), 2022.
- [159] Langfristige Renovierungsstrategie der Bundesregierung - Gemäß Artikel 2a der Richtlinie 2018/844/EU des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Energy performance of buildings directive, EPBD 2018). Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020.
- [160] ENTSO-E: Transparency Plattform. In <https://transparency.entsoe.eu>. (Abruf am 2023-03-27); Brüssel: ENTSO-E, 2023.
- [161] Herausgeber: WASSERSTOFF SPEICHERN – SOVIEL IST SICHER - Transformationspfade für Gasspeicher. Bonn: DVGW, DBI, 2022.
- [162] Neitz-Regett, Anika: Handlungsansätze zur Unterstützung des Markthochlaufs von Wasserstoff - Erkenntnisse aus der Transferforschung der Reallabore der Energiewende. München: FfE, 2023.
- [163] Kirchner, Almut: Abschätzung der Investitionen der "Klimapfade 2.0" (BDI 2021) für Bayern.

- München: Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V., 2022.
- [164] Investitionen des Verarbeitenden Gewerbes in Bayern 2021 - (sowie Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden): https://www.statistik.bayern.de/mam/produkte/veroeffentlichungen/statistische_berichte/e1600c_202100.pdf; Fürth: Bayerisches Landesamt für Statistik, Bayerisches Landesamt für Statistik, 2023.
- [165] Treibhausgasemissionen. In <https://www.statistikportal.de/de/ugrdl/ergebnisse/gase/thg#8972>. (Abruf am 2023); Stuttgart: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2023.
- [166] Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2019: <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2017.html>; Berlin: AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2021.
- [167] Corradini, Roger; Konetschny, Claudia; Schmid, Tobias: FREM - Ein regionalisiertes Energiesystemmodell in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017
- [168] Hübner, Tobias; Serafin von Roon: Modellierung kosteneffizienter Transformationspfade der deutschen Industrie. In: Energieinnovation 2020 - 16. Symposium Energieinnovation 16(20). München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2020.
- [169] Laufendes, Projekt: Energiewende in der Industrie: Potenziale, Kosten und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor (2018 - 2021). München: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019.
- [170] AGEB AG Energiebilanzen e.V. - Definitionen/Methodik. In <https://ag-energiebilanzen.de/faq/definitionen-methodik/>. (Abruf am 2023-03-28); Berlin: AGEB AG Energiebilanzen e.V., 2023.
- [171] Umweltökonomische Gesamtrechnungen der Länder - Emissionen an Treibhausgasen 1990 - 2019 nach Bundesländern: <https://www.statistikportal.de/de/ugrdl/ergebnisse/gase/thg#5924>; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2022.
- [172] National emissions reported to the UNFCCC and to the EU Greenhouse Gas Monitoring Mechanism: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/national-emissions-reported-to-the-unfccc-and-to-the-eu-greenhouse-gas-monitoring-mechanism-17>; Copenhagen: European Environment Agency (EEA), 2021.
- [173] World Energy Outlook 2022. Paris: International Energy Agency (IEA), 2022.
- [174] Klimaschutz in der Landwirtschaft. In <https://www.umweltbundesamt.de/themen/boden-landwirtschaft/landwirtschaft-umweltfreundlich-gestalten/klimaschutz-in-der-landwirtschaft#weitere-emissionen-der-landwirtschaft>. (Abruf am 2022-09-13); Dessau-Roßlau: UBA - Umweltbundesamt, 2022.
- [175] BASF will Teil der Ammoniak-Produktion stilllegen. In <https://www.sueddeutsche.de/wissen/chemie-ludwigshafen-am-rhein-basf-will-teil-der-ammoniak-produktion-stilllegen-dpa.urn-newsml-dpa-com-20090101-230222-99-692467>. (Abruf am 2023-3-26); München: Süddeutsche Zeitung, 2023.
- [176] Rohde, Clemens: Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD. Karlsruhe: Fraunhofer ISI, 2021.
- [177] Veitengruber, Frank: Energetische Hybridisierung von energieintensiven Prozessen – Leitfaden für die Erschließung der Potenziale im Unternehmen. München: FfE GmbH, 2019.
- [178] Deutsch, Matthias et al.: No-regret hydrogen - Charting early steps for H2 infrastructure in Europe. Berlin: Agora Energiewende, 2021.
- [179] Gebert, Philipp et al.: Klimapfade für Deutschland. München: The Boston Consulting Group (BCG), Prognos AG, 2018.
- [180] dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität - Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.), 2021.
- [181] Development of State of the Art-Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead, Revision 2017. Düsseldorf: European Cement Research Academy GmbH (ECRA), 2017
- [182] Glauber, Sebastian: Treibhausgasemissionen in Bayern. Fürth: Bayerisches Landesamt für Statistik, 2017.
- [183] DVGW e.V.: DVGW-Zertifizierungsprogramm ZP 3100 Ergänzungsprüfungen für Heizkessel für gasförmige Brennstoffe für einen Wasserstoffgehalt von bis zu 20 Vol.-%. 2020. Karlsruhe: DVGW, 2020
- [184] Marktstammdatenregister Gesamtdatenexport - Revision 1.3. Bonn: regiocom, 2022.
- [186] Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen - 1. Januar 2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2020.
- [187] Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen - 1. Januar 2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2020.
- [188] Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach

Fahrzeugalter - 1. Januar 2020; Flensburg:
Kraftfahrt-Bundesamt, 2020.

- [189] Transport data collection supporting the quantitative analysis of measures relating to transport and climate change (TRACCS); Thessaloniki: EMISIA SA, 2013.
- [190] Fahrzeugzulassungen (FZ) Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen Jahr 2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2020.
- [191] Verkehr in Kilometern (VK) Zeitreihe Jahre 2014-2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2021.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Treibhausgasemissionen in Bayern.....	12
Abbildung 1-2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren im Basisjahr	13
Abbildung 1-3: Stromerzeugung, installierte Leistung und Volllaststunden.....	13
Abbildung 1-4: Installierte PV- und Windleistung im Ländervergleich	14
Abbildung 2-1: Szenarioprozess im Projekt „Bayernplan Energie 2040“	16
Abbildung 2-2: Szenarioüberblick im Projekt „Bayernplan Energie 2040“	17
Abbildung 3-1: fFE-Modelllandschaft im Projekt Bayernplan 2040.....	21
Abbildung 3-2: Modularer Aufbau der Sektormodelle inkl. beispielhafter Datensätze [1].....	23
Abbildung 3-3: Landkreise und Regierungsbezirke in Bayern	24
Abbildung 3-4: Abdeckung des Industriemodells Smlnd im Projekt „Bayernplan Energie 2040“	25
Abbildung 3-5: Methodik zur Regionalisierung des industriellen Stromverbrauchs [122].....	26
Abbildung 3-6: Industrieller EEV in Bayern im Jahr 2019 und Standorte der energieintensiven Industrie	27
Abbildung 3-7: Modellablauf der Transformationspfade im Sektor Verkehr	29
Abbildung 3-8: Ablauf zur Modellierung der Transformationspfade im Gebäudesektor	31
Abbildung 3-9: Vereinfachte Darstellung der Regionalisierung von Wärmeanwendungen	32
Abbildung 3-10: Windenergiepotenzial nach Zubaustufen	36
Abbildung 3-11: Systemgrenzen des Energiesystemmodells ISAaR und Energieträgerschienen	37
Abbildung 3-12: Parametrierung der erwarteten Brennstoff- und CO ₂ -Preisentwicklung (Realpreise 2019)	40
Abbildung 3-13: Matching modellierter Emissionen mit Common Reporting-Format des UNFCCC.....	42
Abbildung 3-14: THG-Emissionen der Landwirtschaft	43
Abbildung 3-15: Emissionsquellen der Landwirtschaft	43
Abbildung 3-16: Treibhausgasreduktionsziel und -pfad in der Landwirtschaft	44
Abbildung 3-17: Historische THG-Emissionen des Sektors LULUCF in Bayern	45
Abbildung 4-1: Status quo des Endenergieverbrauchs und der Emissionen der bayerischen Industrie	49
Abbildung 4-2: Prozessspezifische Herausforderungen der bayerischen Industrietransformation	50
Abbildung 4-3: Entwicklung der Bruttowertschöpfung und Produktionsmengen 2019 bis 2040	51
Abbildung 4-4: Kategorisierung von THG-Verminderungsoptionen.....	52
Abbildung 4-5: Endenergieverbrauch nach Anwendungen und Substitutionspotenzial in Bayern	53
Abbildung 4-6: Scope-1 Emissionen der bayerischen Industrie nach Stützjahren und Szenarien	59
Abbildung 4-7: Industrieller Endenergieverbrauch nach Energieträgern in den Szenarien.....	60
Abbildung 4-8: Industrielle THG-Emissionen nach Wirtschaftszweig	60
Abbildung 4-9: Endenergieverbrauch nach Maßnahmenkategorien	62
Abbildung 4-10: Stoffliche Nutzung nach Energieträgern.....	63
Abbildung 4-11: Exkursrechnung E.plan zur Herstellung synthetischer Feedstocks.....	64
Abbildung 4-12: Emissionen und Endenergieverbrauch des bayrischen Verkehrssektors	66
Abbildung 4-13: Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsprodukts [67].....	67
Abbildung 4-14: Entwicklung der Verkehrsleistung nach Verkehrsträger	68
Abbildung 4-15: Scope 1-Emissionen des Verkehrs in Bayern nach Stützjahren und Szenarien	70
Abbildung 4-16: Scope 1-Emissionen nach Verkehrsträgern	72

Abbildung 4-17: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern je Szenario	72
Abbildung 4-18: Endenergieverbrauch nach Verkehrsträger	73
Abbildung 4-19: Emissionen und Endenergieverbrauch des Gebäudesektors in Bayern	74
Abbildung 4-20: Entwicklung der Erwerbspersonen und der Nettogrundflächen der Nichtwohngebäude.....	76
Abbildung 4-21: Scope 1-Emissionen des Gebäudesektors in Bayern nach Stützjahren und Szenarien.....	79
Abbildung 4-22: Emissionen des Gebäudesektors nach Anwendung	80
Abbildung 4-23: Endenergieverbrauch im Gebäudesektor nach Energieträgern in den Szenarien.....	81
Abbildung 4-24: Endenergieverbrauch nach Anwendung im Gebäudesektor.....	82
Abbildung 4-25: Möglicher Stromverbrauch in Bayern inkl. Kerosin	84
Abbildung 5-1: Eine Woche in Bayern 2023 bis 2040 im Szenario E.plan	86
Abbildung 5-2: Endenergieverbrauch in Bayern nach Sektoren und Stützjahren im Szenario E.plan.....	87
Abbildung 5-3: Regionale Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Szenario E.plan.....	88
Abbildung 5-4: Endenergieverbrauch in Bayern nach Sektoren und Stützjahren im Szenario AgreE.....	88
Abbildung 5-5: Entwicklung der installierten Leistung und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Szenario E.plan.....	89
Abbildung 5-6: Historische installierte Leistungen und notwendige Nettoausbauraten Wind und PV	90
Abbildung 5-7: Elektrische Energiebilanz und installierte Elektrolyseleistung und Wasserstoffproduktion in E.plan	91
Abbildung 5-8: Installierte thermische Kraftwerksleistung, installierte Anschlussleistung von Flexibilitäten	92
Abbildung 5-9: Elektrische Energiebilanz und installierte Leistungen 2040 in E.plan und AgreE	95
Abbildung 5-10: THG-Emissionen inkl. notwendiger Kompensation in E.plan	96
Abbildung 5-11: Entwicklung der Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windkraft im Szenario E.plan	98
Abbildung 5-12: Regionale Entwicklung des Stromverbrauchs im Szenario E.plan	99
Abbildung 5-13: Regionale Entwicklung der Anzahl der Eigenversorgungsstunden im Szenario E.plan.....	99
Abbildung 5-14: Regionaler Netzausbaufaktor im Szenario E.plan	100
Abbildung 6-1: Eine Woche in Bayern 2023 bis 2040 im Szenario H ₂ igher.....	103
Abbildung 6-2: Endenergieverbrauch in Bayern nach Sektoren und Stützjahren im Szenario H ₂ igher.....	104
Abbildung 6-3: Regionale Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Szenario H ₂ igher.....	104
Abbildung 6-4: Elektrische Energie- und Wasserstoffbilanz sowie monatliche H ₂ -Erzeugung im Szenario H ₂ igher	105
Abbildung 6-5: Stündliche Stromerzeugung, Residuallast und Stromverbrauch flexibler Verbraucher	106
Abbildung 6-6: Stündliche Stromerzeugung und Einsatz flexibler Verbraucher.....	107
Abbildung 6-7: THG-Emissionen inkl. notwendiger Kompensation im Szenario H ₂ igher.....	109
Abbildung 6-8: Regionale Entwicklung des Wasserstoff- und -derivateverbrauchs im Szenario H ₂ igher.....	110
Abbildung 7-1: Eine Woche in Bayern 2023 bis 2040 im Szenario bEElated	113
Abbildung 7-2: Regionale Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Szenario bEElated	114
Abbildung 7-3: Endenergieverbrauch in Bayern nach Sektoren und Stützjahren im Szenario bEElated.....	114
Abbildung 7-4: Installierten Leistung und Stromerzeugung aus EE in bEElated	115
Abbildung 7-5: Elektrische Energie- und Wasserstoffbilanz in bEElated sowie Rolle der EE.....	116
Abbildung 7-6: THG-Emissionen inkl. notwendiger Kompensation im Szenario bEElated	117
Abbildung 7-7: Regionaler Netzausbaufaktor im Szenario bEElated	119

Abbildung 7-8: Regionale Entwicklung der Stromerzeugung durch Wind & PV im Szenario bEElated.....	119
Abbildung 7-9: Regionale Entwicklung des Verbrauchs von Gas und Wasserstoff im Szenario bEElated.....	120
Abbildung 8-1: Kumulierte Differenzinvestitionen in der Industrie je Maßnahmenkategorie..	124
Abbildung 8-2: Kumulierte Differenzinvestitionen im Gebäudesektor nach Maßnahme	125
Abbildung 8-3: Kumulierte Differenzinvestitionen im Verkehrssektor nach Verkehrsträger	126
Abbildung 8-4: Kumulierte annuitätische Differenzinvestitionen je Sektor und Differenz-OPEX des Gesamtsystems	127
Abbildung A-1: Regionale Entwicklung der Stromerzeugung durch Photovoltaik im Szenario E.plan	153
Abbildung A-2: Regionale Entwicklung der Stromerzeugung durch Windkraft im Szenario E.plan	153

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Verkehrsträger bzw. Fahrzeugklassen nach Energieträger	28
Tabelle 3-2: Anwendungen im Gebäudesektor und deren heutige und zukünftige Energieträger	31
Tabelle 3-3: Technische Daten der synthetischen Windenergieanlagen	35
Tabelle 3-4: THG-Emissionsreduktionsziele in Bayern, Deutschland und Europa	38
Tabelle 3-5: Handelskapazitäten zwischen Bayern und den angrenzenden Marktgebieten	39
Tabelle 3-6: Parametrierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien in den Szenarien	41
Tabelle 4-1: Szenarioabhängige Eingangsparameter für die Industriemodellierung in Bayern ..	56
Tabelle 4-2: Anteil der Elektro- und H ₂ -Fahrzeuge an den Neuzulassungen von PKW und Sattelschleppern	69
Tabelle 4-3: Datengrundlage der Bottom-up-Modellierung des Straßenverkehrs	69
Tabelle 4-4: Entwicklung der spezifischen Wohnfläche je Einwohner	75
Tabelle 4-5: Energieeffizienzklassen des Neubaus von Wohn- und Nichtwohngebäuden	75
Tabelle 4-6: Gebäude-Sanierungstiefen ohne und mit Anschluss an das Fernwärmenetz	76
Tabelle 4-7: Sanierungsraten je Szenario in Gebäuden mit und ohne Fernwärmeanschluss	77
Tabelle 4-8: Parametrierung der Transformation der Bestandsheizungen	78
Tabelle 4-9: Kopplung der Energieträger bei der Transformation des Aufbereitungsaufwands ..	83
Tabelle 5-1: Abregelung der PV-Anlagen im Szenario E.plan im Jahr 2040 in GWh je Monat (a) und Stunde (b)	90
Tabelle 5-2: Gehandelte Strommenge zwischen Bayern und den angrenzenden Marktgebieten	93
Tabelle 5-3: Zu kompensierende THG-Emissionen zur Erreichung der Klimaschutzziele	97
Tabelle 7-1: Zu kompensierende THG-Emissionen zur Erreichung der Klimaschutzziele	118
Tabelle A-1: Agenda Industrieworkshop Phase I	145
Tabelle A-2: Agenda Workshop Verkehr & Gebäude Phase I	145
Tabelle A-3: Agenda Industrieworkshop Phase I	146
Tabelle A-4: Agenda Workshop Verkehr & Gebäude Phase II	146
Tabelle A-5: Agenda Sneak-Preview Ergebnisse Bereitstellungsseite	146
Tabelle A-6: Statistische Definition des Sektors Industrie gem. Eurostat Energiebilanzlogik ..	147
Tabelle A-7: Schlüsselung der Eurostat Industriezweige auf bayerische Energiebilanzlogik ..	149
Tabelle A-8: Produktionsmengen in Bayern nach Prozess	150
Tabelle A-9: Wirtschaftszweige im Sektor Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungen	151
Tabelle A-10: Szenarienabhängige Parametrierung der Antriebsarten der Neuzulassungen ...	152
Tabelle A-11: Abkürzungsverzeichnis der Landkreise	154

Anhang

Workshopagenda Klimaneutrales Bayern 2040 – Szenarien & Maßnahmen

Tabelle A-1: Agenda Industrieworkshop Phase I

Dauer (Min)	Schwerpunkt	Verantwortliche
30	Begrüßung und Vorstellung des Vorhabens	VBEW / FfE / vbw
15	Szenariosetting - Klimaneutrales Bayern 2040	FfE
30	Ihre Branche in Zukunft	FfE / Prognos
15	Pause	
45	TOP Technologien und Parameter	FfE / Prognos
90	Anforderungen für erfolgreiche Transformation	FfE / Prognos
15	Wrap-up & Ausblick	FfE / Prognos

Tabelle A-2: Agenda Workshop Verkehr & Gebäude Phase I

Dauer (Min)	Schwerpunkt	Verantwortliche
30	Begrüßung und Vorstellung des Vorhabens	VBEW / FfE
15	Szenariosetting - Klimaneutrales Bayern 2040	FfE
30	Sektor / Branche der Zukunft	FfE
15	Pause	
45	TOP Technologien und Parameter	FfE
90	Anforderungen für erfolgreiche Transformation	FfE
15	Wrap-up & Ausblick	FfE

Workshopagenda Klimaneutrales Bayern 2040 – Transformationspfad

Tabelle A-3: Agenda Industrieworkshop Phase I

Dauer	Schwerpunkt	Verantwortliche
15	Begrüßung und Rückblick	FfE / vbw
30	Transformation des Endenergieverbrauchs	FfE
30	Kaffeepause	
90	Transformationspfade im Detail	FfE / Prognos
15	Zusammenfassung und Ausblick	FfE

Tabelle A-4: Agenda Workshop Verkehr & Gebäude Phase II

Dauer	Schwerpunkt	Verantwortliche
15	Begrüßung und Rückblick	FfE / vbw
30	Transformation des Endenergieverbrauchs	FfE
30	Kaffeepause	
90	Transformationspfade im Detail	FfE / Prognos
15	Zusammenfassung und Ausblick	FfE

Sneak-Preview Klimaneutrales Bayern 2040 – Bereitstellungsseite

Tabelle A-5: Agenda Sneak-Preview Ergebnisse Bereitstellungsseite

Dauer	Schwerpunkt	Verantwortliche
15	Begrüßung und Status Quo	FfE
30	Die Methoden im Überblick	FfE
90	Kernergebnisse KNBY2040 – Szenario E.plan	
15	Ausblick	FfE
30	Fragen und Diskussion	FfE

Statistische Definition des Sektors Industrie gem. Eurostat Energiebilanzlogik

Tabelle A-6: Statistische Definition des Sektors Industrie gem. Eurostat Energiebilanzlogik⁸¹

Industriezweige	NACE Rev. 2 Gruppen
Eisen & Stahl	24.1 Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen 24.2 Herstellung von Stahlrohren, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohrverbindungsstücken aus Stahl 24.3 Sonstige erste Bearbeitung von Eisen und Stahl 24.51 Eisengießereien 24.52 Stahlgießereien
Chemie & Petrochemie	20 Herstellung von chemischen Erzeugnissen 21 Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen
Nicht-Eisen Metalle	24.4 Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen 24.53 Leichtmetallgießereien 24.54 Buntmetallgießereien
Nicht-metallische Mineralien	23 Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden
Fahrzeugbau	29 Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen 30 Sonstiger Fahrzeugbau
Maschinenbau	25 Herstellung von Metallerzeugnissen 26 Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen 27 Herstellung von elektrischen Ausrüstungen 28 Maschinenbau
Gewinnung von Steinen und Erden	07 (exkl. 07.21) Erzbergbau (exkl. Bergbau auf Uran- und Thoriumerze) 08 (exkl. 08.92) Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau (exkl. Torfgewinnung) 09.9 Erbringung von Dienstleistungen für den sonstigen Bergbau und die Gewinnung von Steinen und Erden
Ernährung und Tabak	10 Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln 11 Getränkeherstellung 12 Tabakverarbeitung
Papier, Zellstoff & Druck	17 Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus 18 Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild und Datenträgern
Holzwirtschaft	16 Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel)

⁸¹ Eigene Tabelle basierend auf [15]. NACE steht für „Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne“.

Baugewerbe	41 Hochbau 42 Tiefbau 43 Vorbereitende Baustellenarbeiten, Bauinstallation und sonstiges Ausbaugewerbe
Textilien & Leder	13 Herstellung von Textilien 14 Herstellung von Bekleidung 15 Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen
Non-spezifiziert	22 Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren 31 Herstellung von Möbeln 32 Herstellung von sonstigen Waren

Schlüsselung der Eurostat Industriezweige auf bayerische Energiebilanzlogik

Tabelle A-7: Schlüsselung der Eurostat Industriezweige auf bayerische Energiebilanzlogik

Industriezweige gem. Eurostat	NACE Rev. 2 Gruppen	Zuordnung Eurostat zu BY Energiebilanz	Industriezweige gem. Energiebilanz Bayern	NACE Rev. 2 Gruppen
Eisen & Stahl	24.1, 24.2, 24.3, 24.51, 24.52	Eindeutig möglich	H. v. Nahrungs- und Futtermitteln, Getränkeherstellung	10, 11
Chemie & Petrochemie	20, 21	Eindeutig möglich	H. v. Textilien	13
Nicht-Eisen Metalle	24.4, 24.53, 24.54	Eindeutig möglich	H. v. Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (o. Möbel)	16
Nicht-metallische Mineralien	23	Eindeutig möglich	H. v. Papier, Pappe und Waren daraus	17
Fahrzeugbau	29, 30	30 vmtl. unter „Übrige“	H. v. Druckerzeugn.; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern	18
Maschinenbau	25, 26, 27, 28	27 vmtl. unter „Übrige“	H. v. chem. u. pharmazeut. Erzeugnissen	20, 21
Gewinnung von Steinen und Erden	07 (exkl. 07.21), 08 (exkl. 08.92), 09.9	Eindeutig möglich	H. v. Gummi und Kunststoffwaren	22
Ernährung und Tabak	10, 11, 12	12 unter „Übrige“	H. v. Glas u. Glaswar., Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	23
Papier, Zellstoff & Druck	17, 18	Eindeutig möglich	Metallerzeugung und -bearbeitung	24
Holzwirtschaft	16	Eindeutig möglich	H. v. Metallerzeugnissen	25
Baugewerbe	41, 42, 43	Eindeutig möglich	H. v. Datenverarbeitungsgerät., elektron. u. opt. Erzeugn.	26
Textilien & Leder	13, 14, 15	14 & 15 unter „Übrige“	Maschinenbau	28
Non-spezifiziert	22, 31, 32	Eindeutig möglich	Übrige WZ	Alle nicht genannten

Produktionsmengen in Bayern nach Prozess

Tabelle A-8: Produktionsmengen in Bayern nach Prozess ⁸²

Prozess	Produktionsmenge in kt	Quelle ⁸³
Altpapierstoff	3.064,0	[109], Skalierung
Chlor	199,8	[110]
Flachglas	397,6	[111], Skalierung
Hohlglas	847,6	[111], Skalierung
Holzstoff	467,8	[112], Skalierung
Kalk	824,0	[113], Skalierung
Papier	4.424,8	[109], Skalierung
Raffinerie	18.638,2	[114]
Sekundärstahl	1.133,3	[115], Skalierung
High Value Chemicals	607,1	[116]
Zellstoff	145,0	[112], Skalierung
Zementklinker	4.179,3	[117], Skalierung
Zementmühlen	4.884,3	[117], Skalierung

⁸² Für den Fall, dass Produktionsmengen in Bayern zum Zeitpunkt der Erhebung nicht für das Basisjahr abrufbar waren, werden die verfügbaren Werte auf das Jahr 2019 skaliert. Hierfür werden die standortscharfen Angaben aus [18] für das Jahr 2013 fortgeschrieben, indem sie mit dem Verhältnis 2013/2019 der deutschlandweiten Produktionsmenge aus der angegebenen Quelle des jeweiligen Prozesses verrechnet werden.

Wirtschaftszweige im Sektor Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungen

Tabelle A-9: Wirtschaftszweige im Sektor Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungen⁸⁴

Wirtschaftszweige GHD
Groß- und Einzelhandel
Hotels, Cafés, Restaurants
Verkehr und Datenübertragung
Finanzen
Gesundheit
Bildung
Öffentliche Ämter
Sonstige Dienstleistungen
Baugewerbe

⁸⁴ Der Endenergieverbrauch des Baugewerbes wird nach der Methodik der AG Energiebilanzen e.V. dem Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen zugeordnet [170]. Im Rahmen dieser Studie werden seine Emissionen auch diesem Sektor zugewiesen.

Szenarienabhängige Parametrierung der Antriebsarten der Neuzulassungen

Tabelle A-10: Szenarienabhängige Parametrierung der Antriebsarten der Neuzulassungen

		2030		2035		2040	
		Strom	H2	Strom	H2	Strom	H2
PKW	E.plan	80%	0%	100%	0%	100%	0%
	H2igher	79%	1%	95%	5%	90%	10%
	bEElated	65%	3%	90%	10%	90%	10%
Kraftrad	E.plan						
	H2igher	67%	0%	100%	0%	100%	0%
	bEElated						
Bus	E.plan	67%	0%	100%	0%	100%	0%
	H2igher	66%	1%	95%	5%	90%	10%
	bEElated	60%	3%	90%	10%	90%	10%
Kleine LKW	E.plan	67%	0%	100%	0%	100%	0%
	H2igher	66%	1%	95%	5%	90%	10%
	bEElated	50%	3%	90%	10%	90%	10%
Mittlere LKW	E.plan	45%	5%	90%	10%	90%	10%
	H2igher	45%	5%	90%	10%	88%	12%
	bEElated	40%	5%	80%	10%	85%	15%
Große LKW & Sattelschlepper	E.plan	40%	10%	80%	20%	80%	20%
	H2igher	35%	15%	65%	35%	40%	60%
	bEElated	15%	15%	30%	40%	40%	60%

Regionale Entwicklung der Stromerzeugung im Szenario E.plan

E.plan – Stromerzeugung PV

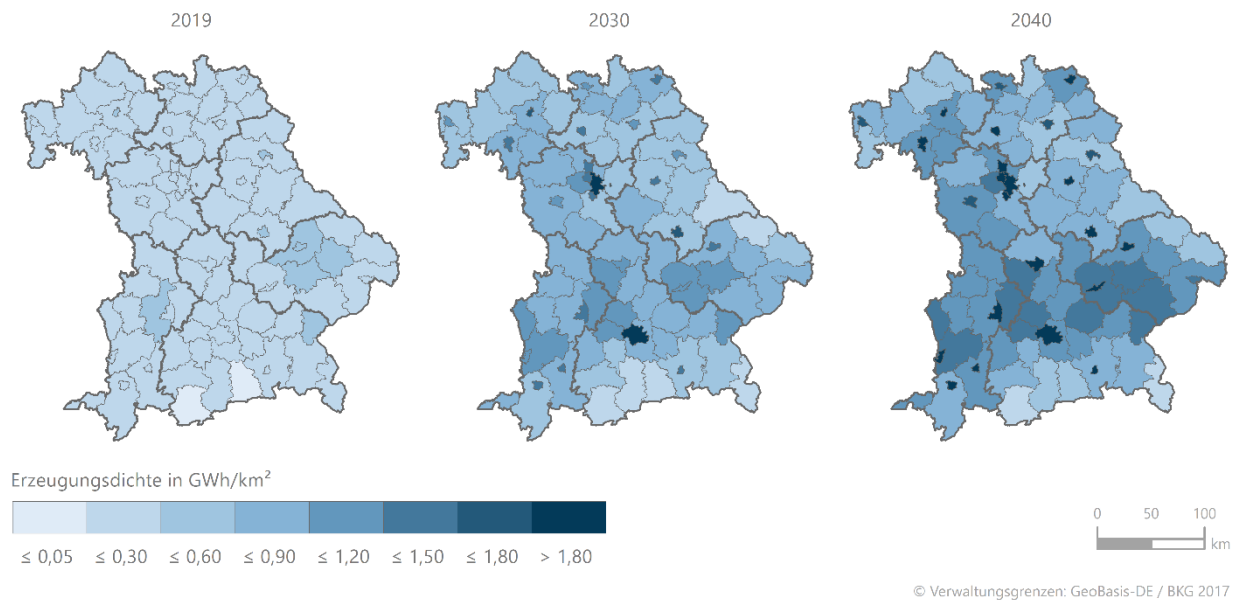


Abbildung A-1: Regionale Entwicklung der Stromerzeugung durch Photovoltaik im Szenario E.plan

E.plan – Stromerzeugung Wind

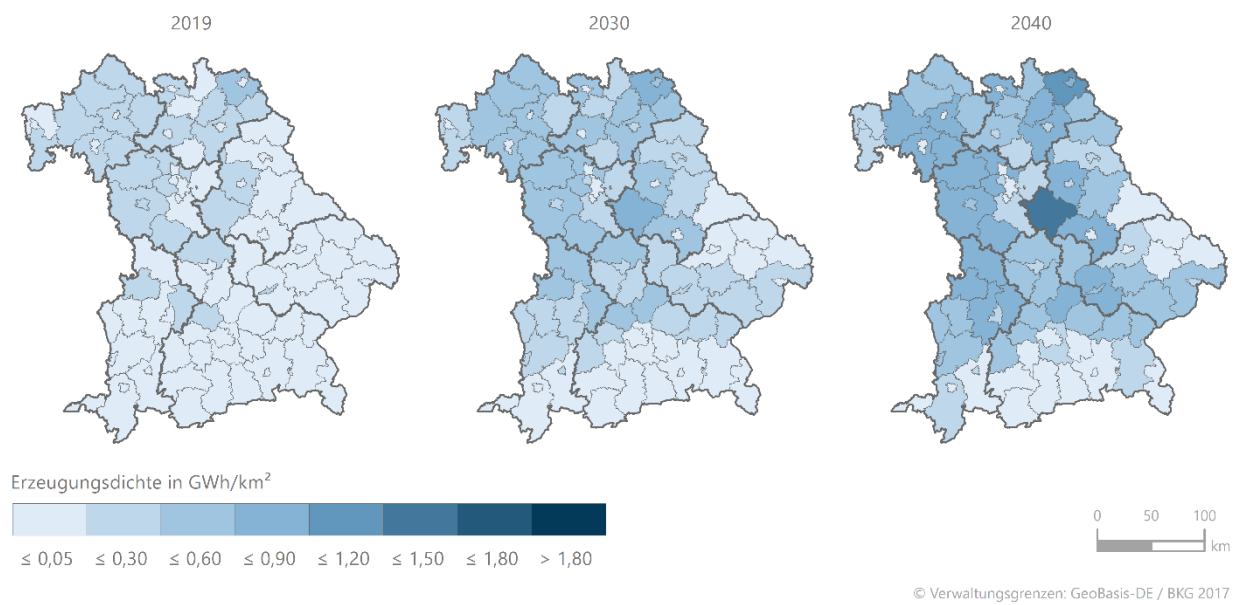


Abbildung A-2: Regionale Entwicklung der Stromerzeugung durch Windkraft im Szenario E.plan

Abkürzungsverzeichnis der Landkreise

Tabelle A-11: Abkürzungsverzeichnis der Landkreise

Kürzel	Landkreis	Kürzel	Landkreis
A	Augsburg, Landkreis	LA2	Landshut, Kreisfreie Stadt
A2	Augsburg, Kreisfreie Stadt	LAU	Nürnberger Land
AB	Aschaffenburg, Landkreis	LI	Lindau (Bodensee)
AB2	Aschaffenburg, Kreisfreie Stadt	LIF	Lichtenfels
AIC	Aichach-Friedberg	LL	Landsberg am Lech
AM	Amberg, Kreisfreie Stadt	M	München, Kreisfreie Stadt
AN	Ansbach, Landkreis	M2	München, Landkreis
AN2	Ansbach, Kreisfreie Stadt	MB	Miesbach
AS	Amberg-Sulzbach	MIL	Miltenberg
AÖ	Altötting	MM	Memmingen, Kreisfreie Stadt
BA	Bamberg, Landkreis	MN	Unterallgäu
BA2	Bamberg, Kreisfreie Stadt	MSP	Main-Spessart
BGL	Berchtesgadener Land	MÜ	Mühl Dorf a. Inn
BT	Bayreuth, Landkreis	N	Nürnberg, Kreisfreie Stadt
BT2	Bayreuth, Kreisfreie Stadt	ND	Neuburg-Schrobenhausen
CHA	Cham	NEA	Neustadt a. d. Aisch-Bad Windsheim
CO	Coburg, Landkreis	NES	Rhön-Grabfeld
CO2	Coburg, Kreisfreie Stadt	NEW	Neustadt a. d. Waldnaab
DAH	Dachau	NM	Neumarkt i. d. OPf.
DEG	Deggendorf	NU	Neu-Ulm
DGF	Dingolfing-Landau	OA	Oberallgäu
DLG	Dillingen a.d. Donau	OAL	Ostallgäu

DON	Donau-Ries	PA	Passau, Landkreis
EBE	Ebersberg	PA2	Passau, Kreisfreie Stadt
ED	Erding	PAF	Pfaffenhofen a. d. Ilm
EI	Eichstätt	PAN	Rottal-Inn
ER	Erlangen, Kreisfreie Stadt	R	Regensburg, Landkreis
ERH	Erlangen-Höchstadt	R2	Regensburg, Kreisfreie Stadt
FFB	Fürstenfeldbruck	REG	Regen
FO	Forchheim	RH	Roth
FRG	Freyung-Grafenau	RO	Rosenheim, Landkreis
FS	Freising	RO2	Rosenheim, Kreisfreie Stadt
FÜ	Fürth, Landkreis	SAD	Schwandorf
FÜ2	Fürth, Kreisfreie Stadt	SC	Schwabach, Kreisfreie Stadt
GAP	Garmisch-Partenkirchen	SR	Straubing, Kreisfreie Stadt
GZ	Günzburg	SR2	Straubing-Bogen
HAS	Haßbergen	STA	Sarnberg
HO	Hof, Kreisfreie Stadt	SW	Schweinfurt, Landkreis
HO2	Hof, Landkreis	SW2	Schweinfurt, Kreisfreie Stadt
IN	Ingolstadt, Kreisfreie Stadt	TIR	Tirschenreuth
KC	Kronach	TS	Traunstein
KE	Kempten (Allgäu), Kreisfreie Stadt	TÖL	Bad Tölz-Wolfratshausen
KEH	Kelheim	WEN	Weiden i. d. Opf, Kreisfreie Stadt
KF	Kaufbeuren, Kreisfreie Stadt	WM	Weilheim-Schongau
KG	Bad Kissingen	WUG	Weißenburg-Gunzenhausen
KT	Kitzingen	WUN	Wunsiedel i. Fichtelgebirge
KU	Kulmbach	WÜ	Würzburg, Kreisfreie Stadt

