

Klimaschutzszenarien 2050: Modellierung, Analyse und Vergleich von Zielszenarien

Sektor „Energiewirtschaft“

Freiburg, 24.10.2024

Autorinnen und Autoren

Öko-Institut e.V.

Lukas Emele
Franziska Flachsbarth
Luca Lena Jansen
Charlotte Loreck
Roman Mendelevitch
Katja Schumacher
Dennis Appenfeller

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Kontakt

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	6
1 Einleitung	7
2 Vorgehen und Methode	9
2.1 Szenarien	9
2.2 Modellierung	9
2.3 Nachfragen nach Energieträgern	10
2.3.1 Endenergieverbrauch	10
2.3.2 Strom	11
2.3.3 Fernwärme und andere netzgebundene Wärme	12
2.3.4 Strombasierte Energieträger	14
2.3.5 Fossile Energieträger	15
3 Ausgestaltung Instrumente	17
4 Folgenabschätzung	20
4.1 THG-Emissionen	20
4.2 Energiebereitstellung	22
4.2.1 Bruttostromverbrauch und Stromerzeugung	22
4.2.2 Wärmeerzeugung	25
4.3 Strukturelle Entwicklung	27
4.4 Sektorale ökonomische Folgen	28
5 Kernbotschaften	32
Anhang	35
Anhang I. Modellbeschreibung ENUSEM	35
Anhang II. Lange Instrumententabelle	36
Anhang III. Bruttostromerzeugungstabellen	40

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Abgrenzung zwischen Energiewirtschaft und Industrie	7
Abbildung 2: Endenergieverbrauch und stofflicher Verbrauch von Energieträgern	11
Abbildung 3: Endenergieverbrauch an Strom	12
Abbildung 4: Nachfrage nach netzgebundener Wärme	13
Abbildung 5: Nachfrage nach strombasierten Energieträgern aus den Endverbrauchssektoren	14
Abbildung 6: Fossiler Endenergieverbrauch und nichtenergetischer Verbrauch	16
Abbildung 7: Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft	20
Abbildung 8: CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke	21
Abbildung 9: Bruttostromverbrauch nach Verbrauchssektoren	23
Abbildung 10: Bruttostromerzeugung und Stromhandelssaldo	24
Abbildung 11: Vollbenutzungsstunden der Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke	25
Abbildung 12: Bereitstellung der netzgebundenen Wärme nach Erzeugungstechnologie	26
Abbildung 13: Installierte Netto-Nennleistung in GW	27
Abbildung 14: Investitionen und Investitionszuschüsse	29
Abbildung 15: Betriebskosten, Betriebskostenzuschüsse und Vergütungen der stromproduzierenden Energiewirtschaft	30

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über die zentralen Instrumente der vier Klimaschutzszenarien	17
Tabelle 2: Detaillierte Übersicht der Instrumente in den Szenarien	36
Tabelle 3: Bruttostromerzeugung im Szenario REF in TWh	40
Tabelle 4: Bruttostromerzeugung im Szenario KS1 in TWh	41
Tabelle 5: Bruttostromerzeugung im Szenario KS2 in TWh	42
Tabelle 6: Bruttostromerzeugung im Szenario KS3 in TWh	43
Tabelle 7: Bruttostromerzeugung im Szenario KS4 in TWh	44

Abkürzungsverzeichnis

EnWi	Energiewirtschaft
CCfD	Carbon contract for difference
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU-ETS	Europäisches Emissionshandelssystem
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
H ₂	Wasserstoff
KS1	Klimaschutzszenario 1 (Policy Mix Szenario)
KS2	Klimaschutzszenario 2 (CO ₂ -Bepreisungsszenario)
KS3	Klimaschutzszenario 3 (CO ₂ -Bepreisungsszenario)
KS4	Klimaschutzszenario 4 (Ordnungsrechtszenario)
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario im Projektionsbericht 2023
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
PtL	Power-to-Liquid
REF	Referenzszenario

1 Einleitung

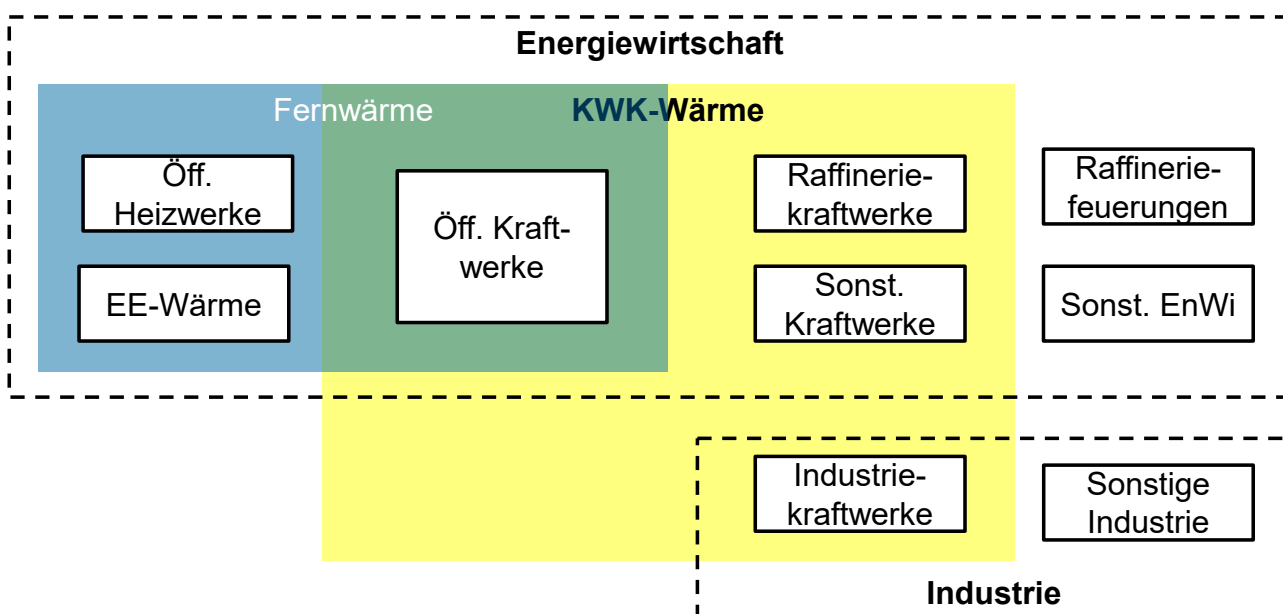
Aufgabe der Energiewirtschaft ist es, die in anderen Sektoren nachgefragten Energieträger bereitzustellen. Strom, Fernwärme und Erdgas werden dabei über Leitungsnetze zu den Endverbrauchern transportiert. Darüber hinaus stellt die Energiewirtschaft Mineralölprodukten wie Heizöl, Benzin und Dieselmotorkraftstoff sowie Kohleprodukten wie Koks und Briketts bereit. Zukünftig kommt noch die Bereitstellung von strombasierten Brennstoffen wie Wasserstoff, synthetischen Flüssigkraftstoffen und synthetischem Methan hinzu.

Dementsprechend ordnet das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) folgende Emissionsquellen der Energiewirtschaft zu:¹

- 1.A.1.a Öffentliche Kraftwerke und Heizwerke,
- 1.A.1.b Mineralölraffinerien einschließlich Raffineriekraftwerken,
- 1.A.1.c übrige Anlagen des Umwandlungssektors (z.B. Kokereien, Brikettfabriken) einschließlich zugehöriger Kraftwerke,
- 1.A.3.e Verdichterstationen im Erdgasnetz,
- 1.B diffuse Emissionen aus Brennstoffen

Abbildung 1 grenzt den KSG-Sektor Energiewirtschaft vom KSG-Sektor Industrie ab. Es verdeutlicht dabei, dass der Sektor Energiewirtschaft nicht alle Kraftwerke umfasst, sondern Kraftwerke des verarbeitenden Gewerbes („Industrie“) dem KSG-Sektor Industrie zugeordnet sind. Die Abbildung grenzt auch Fernwärme von KWK-Wärme ab. Die Gesamtmenge aus KWK-Wärme und Fernwärme wird im Folgenden als „netzgebundene Wärme“ bezeichnet.

Abbildung 1: Abgrenzung zwischen Energiewirtschaft und Industrie



¹ Alphanumerische Codes aus den Common Reporting Tables (CRT), früher Common Reporting Format (CRF)

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Historisch ist die Energiewirtschaft der KSG-Sektor mit den größten Emissionen. Im Jahr 1990 emittierte die Energiewirtschaft etwa 470 Mt CO₂e. Bis 2019, dem Basisjahr der vorliegenden Modellierung sanken die Emissionen um knapp 45 % auf 260 Mt CO₂e. Mit Abstand größte Emissionsquelle sind dabei die Kraftwerke, obwohl Strom im Basisjahr nach Mineralölprodukten und Erdgas nur den drittgrößten Teil des Endenergieverbrauchs abdeckt.

Die Energiewirtschaft steht in einer doppelten Transformation: Die Dekarbonisierung der übrigen Sektoren verändert die Nachfragen nach Energieträgern: Statt fossiler Energieträger werden zunehmend Strom, Fernwärme und strombasierte Brennstoffe nachgefragt. Zugleich soll die Energiewirtschaft und dabei insbesondere die Stromerzeugung selbst grundlegend transformiert werden. Nachdem bis 2023 erfolgten Kernenergieausstieg erfolgt ist, folgt nun die Dekarbonisierung der Stromerzeugung durch den Ersatz von zunächst Kohlekraftwerken und anschließend Gaskraftwerken durch erneuerbare Stromerzeugungsanlagen.

Die Energiewirtschaft soll klimaneutral werden. Da sie aber nicht vollständig emissionsfrei umgestaltet werden kann, ergibt sich ein Bedarf nach Emissionssenkungen.

2 Vorgehen und Methode

2.1 Szenarien

Es wurden vier Klimaschutzszenarien (KS) entwickelt, die alle das Ziel verfolgen, bis 2045 eine nahezu treibhausgasneutrale Energiewirtschaft zu erreichen. Alle vier Szenarien gehen vom Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) des Projektionsberichts 2023 (PB 2023, Harthan et al. (2023)) aus und bis 2030 wurde der Policy-Mix des MMS im Wesentlichen übernommen. Danach unterscheiden sich die Szenarien in der Ausgestaltung der zugrunde gelegten Politiken und Maßnahmen. Das MMS dient zudem als Referenzszenario (REF) für den Vergleich der unterschiedlichen Wirkungen der untersuchten Klimaschutzszenarien.

Das Klimaschutzszenario 1 (KS1) ist ein Policy-Mix-Szenario und stellt eine Fortentwicklung dar. Eine wesentliche Rolle spielen in diesem Szenario Ausschreibungen und Investitionszuschüsse sowie eine moderate CO₂-Bepreisung, wobei die Preisentwicklung des MMS beibehalten wird.

Die Klimaschutzszenarien 2 und 3 setzen den Fokus auf eine CO₂-Bepreisung, wobei im Klimaschutzszenario 2 (KS2) der Europäische Emissionshandel (EU-ETS) und der nationale Emissionshandel (nEHS) als zwei getrennte Systeme beibehalten werden und im KS3 ein einheitliches Bepreisungssystem etabliert wird, das auch die Sektoren Landwirtschaft und LULUCF mit einschließt. Sowohl das KS2 als auch das KS3 erreichen im Jahr 2045 reale CO₂-Preise in Höhe von 350 Euro₂₀₁₉ pro Tonne CO₂.²

Das Klimaschutzszenario 4 ist ein Szenario das stärker auf Ordnungsrecht, wie ein Erdgasverbot in der Stromerzeugung bis 2045 und Nachweispflichten bei der erneuerbaren Fernwärme, setzt. Die CO₂-Bepreisung wird dabei auf dem Stand des Jahres 2035 eingefroren.

Der Kohleausstieg erfolgt bereits in der Referenz bis Ende 2032. In den Klimaschutzszenarien wird der Kohleausstieg einheitlich auf das Jahr 2030 vorgezogen. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ist 2030 weit fortgeschritten und bereits in der Referenz wird ein erneuerbarer Anteil von 80 % am Bruttostromverbrauch erreicht. Gleichzeitig ist die Energiewirtschaft mit stark steigenden Stromnachfragen aus den Endverbrauchssektoren konfrontiert. Bei den Wärmenetzen gilt in den Klimaschutzszenarien für 2030 das Ziel eines erneuerbaren Anteils von 50 %, für das MMS des Projektionsberichts 2023 galt noch das Erneuerbare-Ziel von 25 %.

Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität der Energiewirtschaft bis 2045 ergeben sich zwei Leitfragen:

- Nach dem Kohleausstieg verbleibt Erdgas wichtigster fossiler Energieträger in der Energiewirtschaft. Wie kann der Ausstieg aus der Erdgasnutzung gestaltet werden?
- Welche Auswirkungen haben die sich stark ändernden Energienachfragen aus den Endverbrauchssektoren auf die Energiewirtschaft?

2.2 Modellierung

Das Hauptmodell für Modellierung der Energiewirtschaft ist das Modell PowerFlex des Öko-Instituts. Es ist ein Strommarktmodell mit dem Ziel der Deckung der Nachfragen nach Strom, netzgebundener

² Zu Details zu den Preispfaden siehe Kapitel 2.2.2 im übergreifenden Bericht (Repenning et al. 2024).

Wärme und strombasierten Brennstoffen. Dazu optimiert PowerFlex den Einsatz von Kraftwerken, erneuerbaren Strom- und Fernwärmerzeugungsanlagen, Speichern und Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Elektrolyseuren entsprechend einer deutschlandweiten Merit-Order. PowerFlex kann dabei auch den Ausbau der wichtigsten zukünftigen erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien (Windenergiekraftanlagen an Land, Freiflächen- und Dach-Photovoltaikanlagen³ sowie Wasserstoffkraftwerke) modellendogen bestimmen.

Alle Klimaschutzszenarien, nicht aber das Referenzszenario aus dem Projektionsbericht 2023, wurden mit der Investitionsoption berechnet. Bei den Szenarien KS1 und KS4 wurde der Ausbau erneuerbarer Anlagen so begrenzt, dass sie sich am EEG-Ausbaukorridor orientieren. Bei den Szenarien KS2 und KS3 konnte auch über den EEG-Ausbaukorridor hinaus investiert werden allerdings auch nur bis zu bestimmten Grenzen.

PowerFlex umfasst nicht nur Kraftwerke der Energiewirtschaft, sondern auch industrielle Kraftwerke zur Eigenerzeugung von Strom und Wärme im verarbeitenden Gewerbe. Die Emissionen dieser industriellen Kraftwerke (überwiegend KWK-Anlagen) werden entsprechend den Regeln des Treibhausgasinventars im KSG-Sektor Industrie bilanziert (siehe auch Abbildung 1). Die Zuordnung der Brennstoffeinsätze (und damit der Emissionen) auf die relevanten Inventarquellgruppen und damit auf die KSG-Sektoren Energiewirtschaft und Industrie erfolgt nicht in PowerFlex, sondern in einem nachgelagerten Berechnungsschritt im Integrationsmodell ENUSEM.

Alle Teile der Energiewirtschaft, die nicht im Strommarktmodell PowerFlex enthalten sind, werden im Integrationsmodell ENUSEM des Öko-Instituts vereinfacht abgebildet (siehe Anhang I). Die Berechnung erfolgt dabei rein auf technischer und nicht auf ökonomischer Ebene und erfolgt nicht anlagenscharf, sondern rein auf Subsektorebene.

2.3 Nachfragen nach Energieträgern

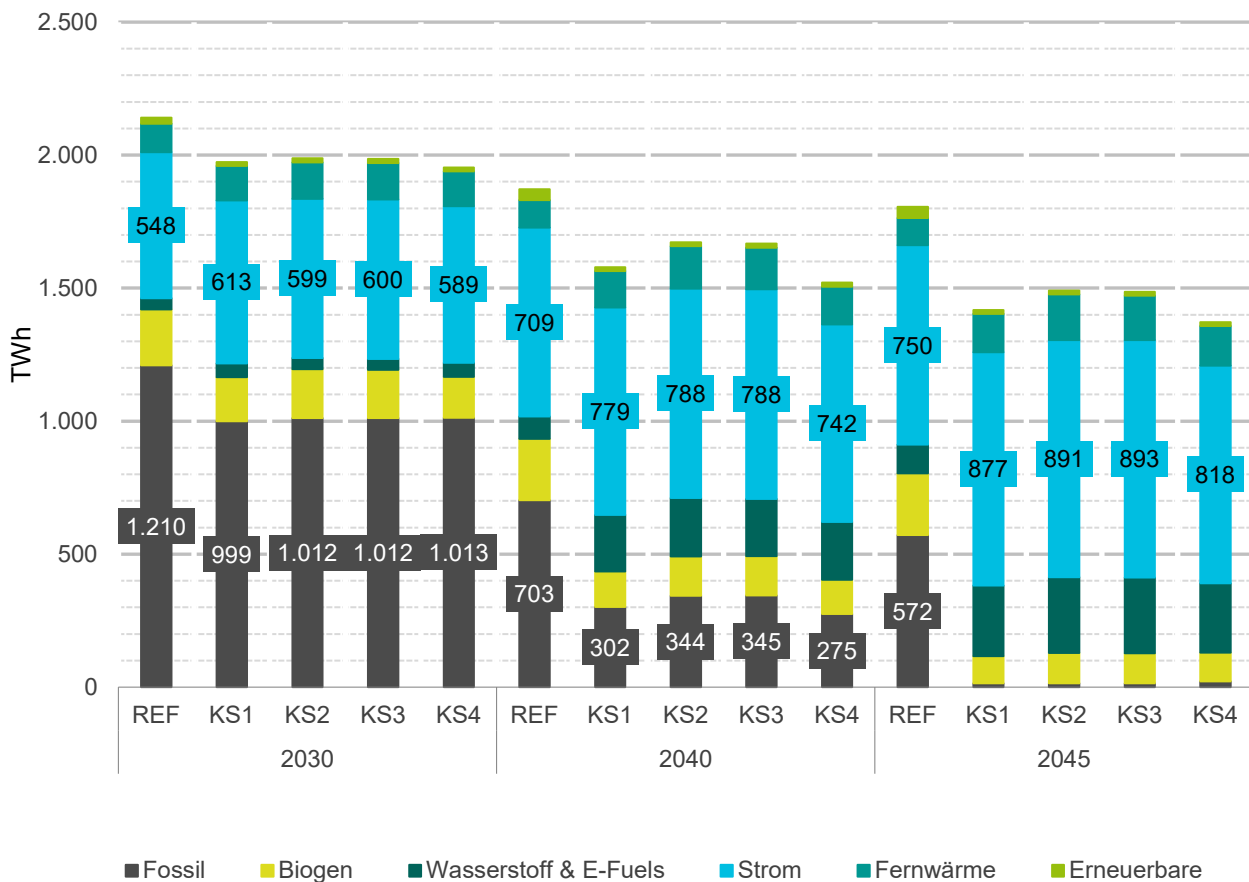
2.3.1 Endenergieverbrauch

Da die Energiewirtschaft die Energienachfragen der übrigen Sektoren bedienen muss, stellt die je nach Szenario unterschiedliche Entwicklung der Endenergieverbräuche eine wesentliche Determinante dar.

Wie Abbildung 2 zeigt, sinkt der Endenergieverbrauch in allen Szenarien, wobei die Reduktion in den Klimaschutzszenarien durchgehend deutlich höher ist als im Referenzszenario. Auffällig ist, dass der Energieverbrauch im Ordnungsrechtsszenario KS4 deutlich niedriger ist als in den Bepreisungsszenarien KS2 und KS3. Mit der Reduktion der Höhe des Endenergieverbrauchs geht eine deutliche strukturelle Änderung einher: Fossile Energieträger werden zunehmend durch Strom, aber auch durch Fernwärme und strombasierte Brennstoffe (Wasserstoff und PtL-Kraftstoffe) ersetzt. Die direkte Nutzung erneuerbarer Energieträger spielt in den Endverbrauchssektoren eine untergeordnete Rolle. Anders als in den Klimaschutzszenarien, in denen nur noch marginale Mengen fossiler Energieträger nachgefragt werden, verbleibt im Referenzszenario eine relevante Nutzung fossiler Energieträger.

³ Bei Dachanlagen inklusive Batteriespeichern.

Abbildung 2: Endenergieverbrauch und stofflicher Verbrauch von Energieträgern



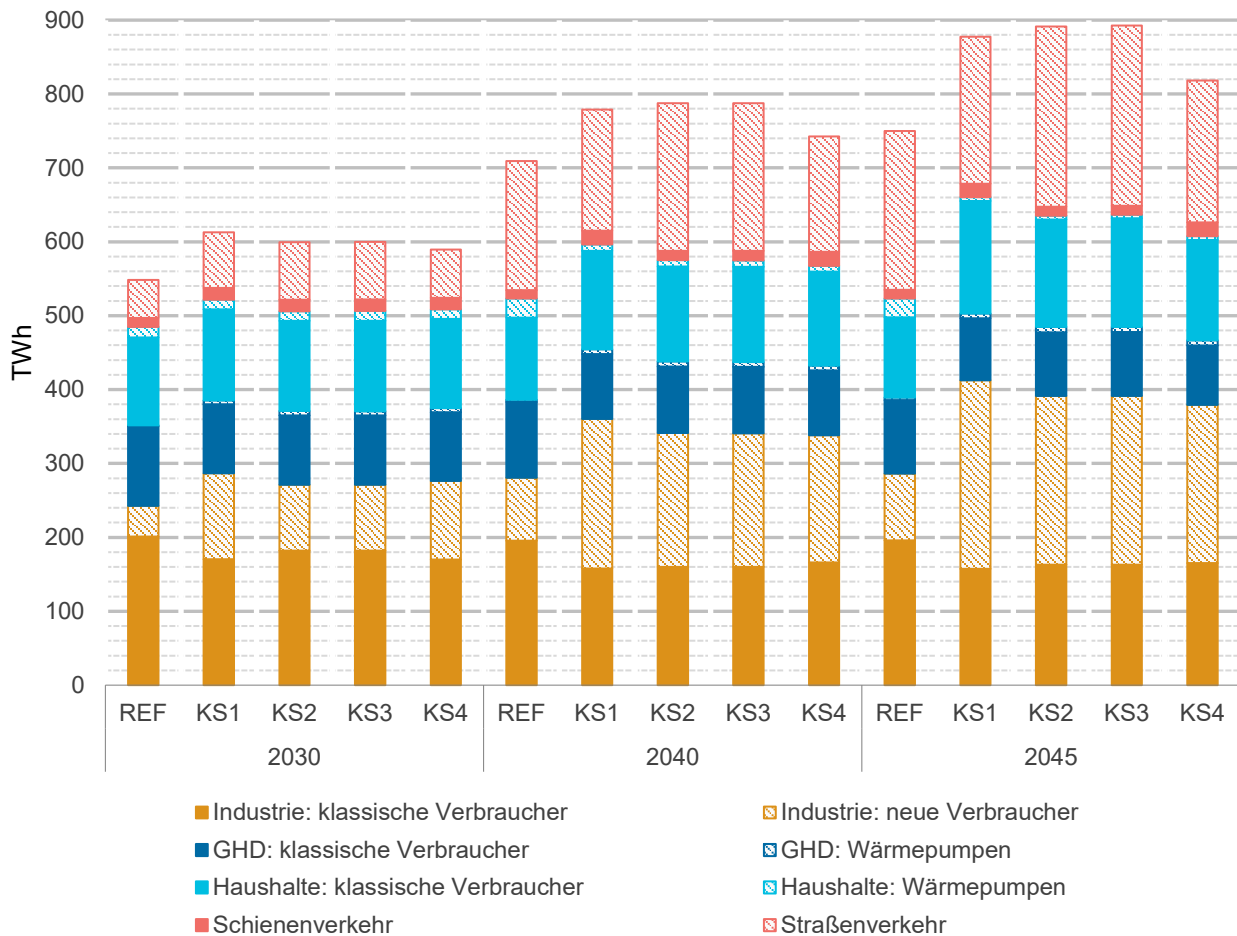
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

2.3.2 Strom

Die Dekarbonisierung des Endenergieverbrauchs führt zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs. Zu nennen sind hier insbesondere der Ersatz von auf fossilen Brennstoffen basierenden Wärmeerzeugern durch neue Stromanwendungen in der Industrie und durch Wärmepumpen in Gebäuden. Ebenso führt der Ersatz von Verbrennungsfahrzeugen durch Elektrofahrzeuge im Straßenverkehr zu einem Stromverbrauch des Verkehrs, der ein Vielfaches des bisherigen Stromverbrauchs beträgt.⁴ Daher unterscheidet Abbildung 3 neben den Sektoren auch zwischen klassischen und neuen Arten von Stromverbräuchen. So werden auch Stromeinsparungen bei klassischen Stromverbräuchen sichtbar, die z.B. durch Effizienzmaßnahmen ausgelöst werden. Insbesondere die Industrie zeigt in den Klimaschutzszenarien eine deutliche Reduktion des Stromverbrauchs bei klassischen Stromanwendungen.

⁴ Bisher wurde der Stromverbrauch des Verkehrs hauptsächlich durch den Schienenverkehr verursacht.

Abbildung 3: Endenergieverbrauch an Strom



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Zwar ist schon im Referenzszenario ein ansteigender Stromverbrauch zu verzeichnen, in den Klimaschutzszenarien ist der Anstieg aber deutlich stärker ausgeprägt. In den Klimaschutzszenarien wird dabei jeweils mehr Strom verbraucht. Das Ordnungsrechtsszenario KS4 führt langfristig (2045) zu einem deutlich niedrigeren Stromverbrauch als die anderen drei Klimaschutzszenarien. Während die Industrie und die Haushalte den größten Stromverbrauch im Instrumentenmixszenario KS1 hat, haben der GHD-Sektor und der Verkehrssektor die höchsten Stromverbräuche in den Preisszenarien KS2 und KS3. Erwähnenswert ist außerdem, dass der GHD-Sektor in allen vier Klimaschutzszenarien einen niedrigeren Stromverbrauch aufweist als in der Referenz, im Verkehr ist der Stromverbrauch in den Szenarien KS1 und KS4 niedriger als in der Referenz.

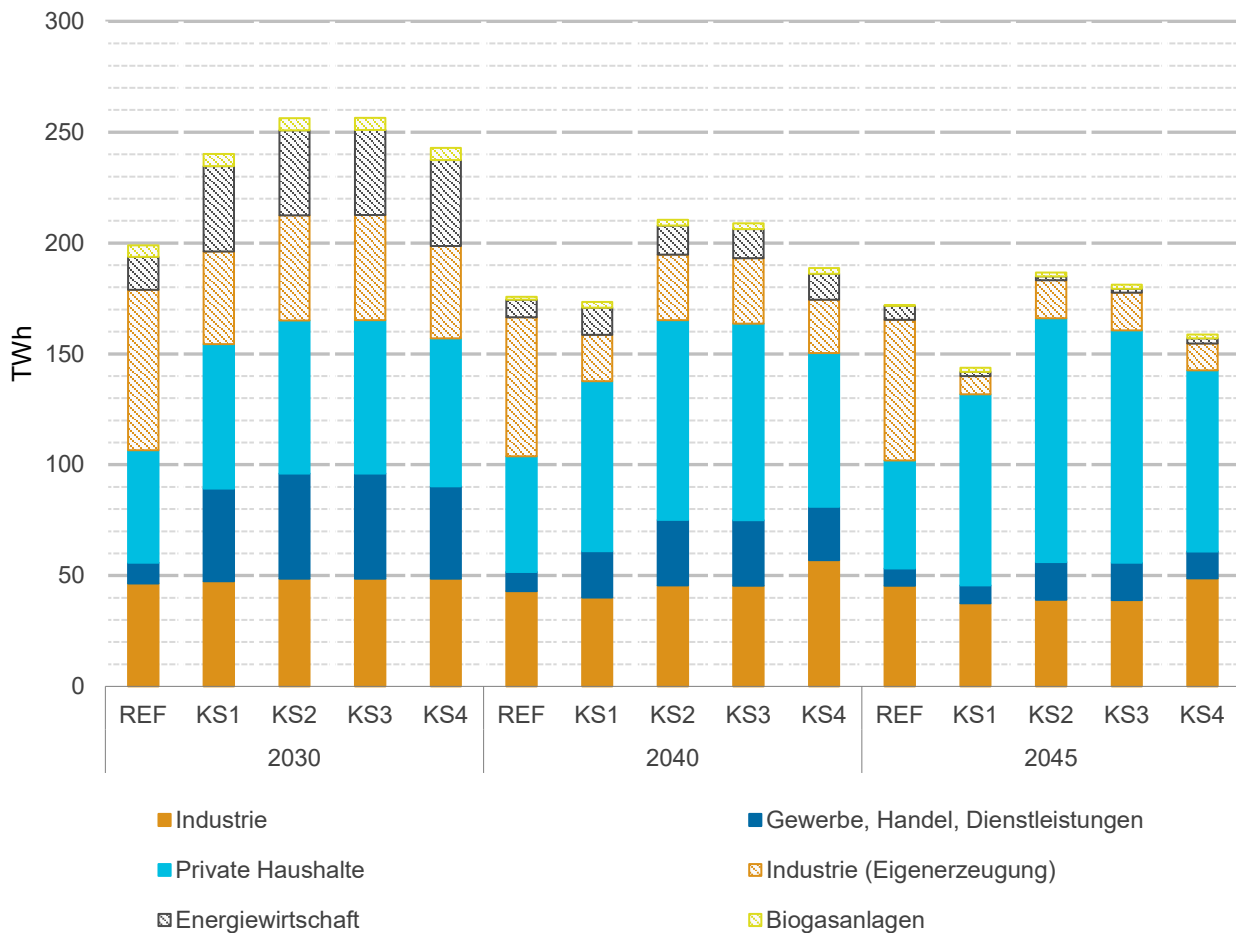
2.3.3 Fernwärme und andere netzgebundene Wärme

In Abbildung 4 ist die gesamte Nachfrage nach netzgebundener Wärme dargestellt. Dies umfasst einerseits in einfarbigen Säulen den Endenergieverbrauch an Fernwärme der Industrie, des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie der privaten Haushalte.⁵ Darüber hinaus sind weitere

⁵ Der Verkehrssektor hat keine Fernwärmenachfrage. Wärmenachfragen von Bahnhöfen, Flughäfen und ähnlicher Verkehrsinfrastruktur werden im GHD-Sektor bilanziert.

netzgebundene Wärmenachfragen dargestellt, die in die vom Strommarktmodell PowerFlex zu deckenden Nachfrage eingehen. Dies sind die industrielle KWK-Eigenerzeugung, Wärmenachfragen in der Energiewirtschaft selbst (z.B. von Raffinerien und Kokereien) sowie die Fermenterwärme der Biogasanlagen.

Abbildung 4: Nachfrage nach netzgebundener Wärme



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Die Nachfragen nach netzgebundener Wärme entwickeln sich in den fünf Szenarien deutlich heterogener als die Stromnachfragen. Wie auch die Stromnachfrage ist die Wärmenachfrage in den Preisszenarien KS2 und KS3 höher als in den Szenarien KS1 und KS4, die wiederum meist höher sind als die Referenz. Allerdings zeigen sich sektoral unterschiedliche Entwicklungen:

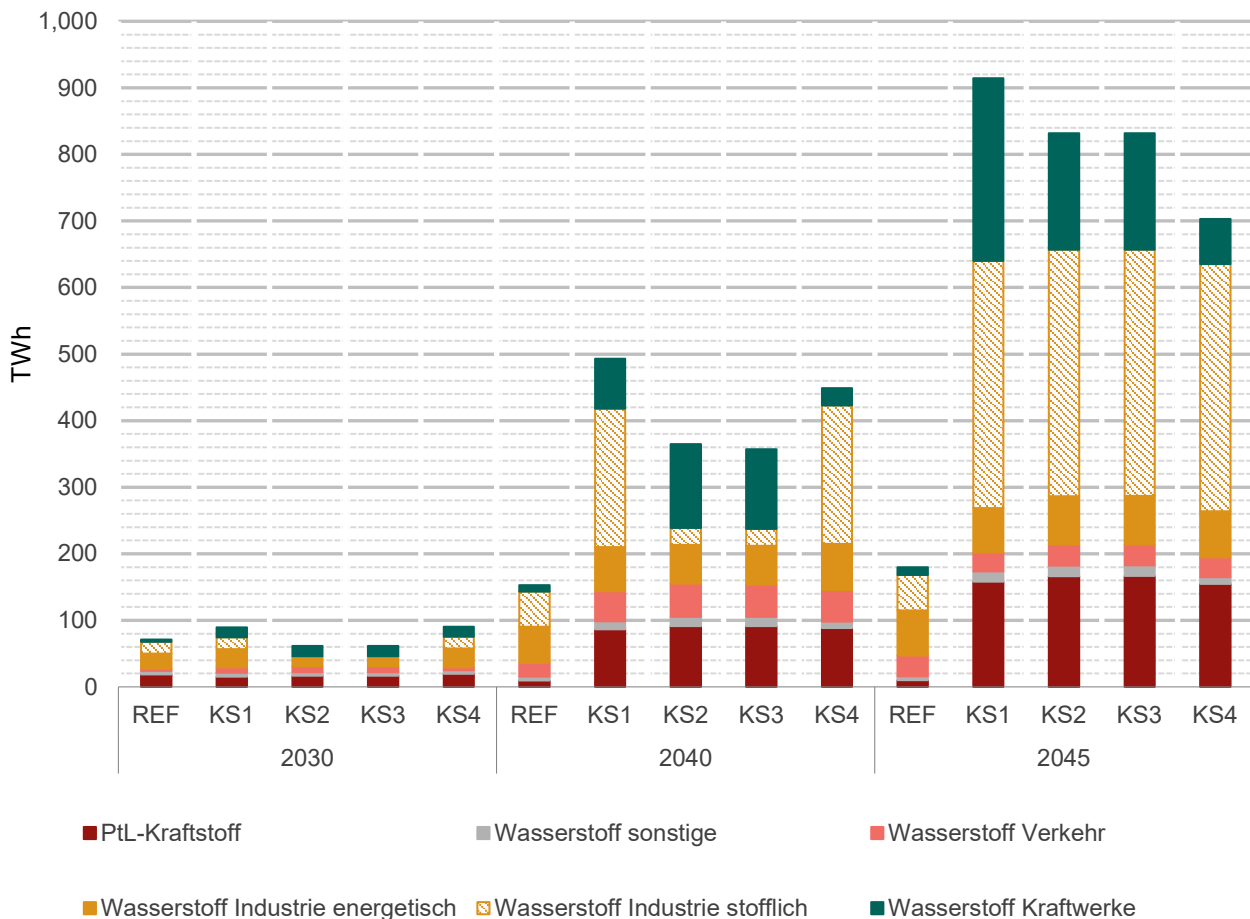
In der Industrie sinkt die Wärmenachfrage insgesamt deutlich, wobei vor allem die industrielle KWK-Eigenerzeugung stark sinkt. Die Fernwärmenachfrage der Industrie ist langfristig (2040/2045) je nach Szenario entweder niedriger oder höher als 2030, wo sich die Fernwärmenachfragen der Industrie noch kaum unterscheiden. Auch die Wärmenachfrage nach KWK-Eigenerzeugung der Energiewirtschaft (z.B. in Raffinerien und Kokereien) ist in allen Szenarien rückläufig.

Im Gebäudesektor (private Haushalte und GHD) werden in allen Klimaschutzszenarien mehr Fernwärme nachgefragt als in der Referenz. Auch hier zeigt sich das Muster, dass die Nachfragen in den Preisszenarien KS2 und KS4 am höchsten sind.

2.3.4 Strombasierte Energieträger

Stark ansteigend ist die Nachfrage nach strombasierten Energieträgern, wie Abbildung 5 zeigt. Die Nachfrage ist in den Klimaschutzszenarien langfristig ein Vielfaches der Nachfrage im Referenzszenario. Dabei wird deutlich mehr Wasserstoff als PtL-Kraftstoffe nachgefragt.

Abbildung 5: Nachfrage nach strombasierten Energieträgern aus den Endverbrauchssektoren



Anmerkung: Darstellung ohne Hochseeschifffahrt, da diese weder in den End- noch in den Primärenergieverbrauch eingeht.
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Die energetische Nachfrage der Industrie nach Wasserstoff ist in allen Szenarien relativ ähnlich. Anders hingegen Nachfrage der Industrie zur stofflichen Nutzung: In den Jahren 2030 und 2040 ist die stoffliche Nutzung in den Szenarien KS2 und KS3 deutlich niedriger als KS1 und KS4 und sogar niedriger als in der Referenz. Im Jahr 2045 hingegen wird dennoch in allen vier Klimaschutzszenarien das gleiche Niveau an stofflicher Nutzung erreicht. Grund hierfür ist insbesondere eine bis 2045 verzögerte Transformation der chemischen Grundstoffindustrie. Auch die Wasserstoffnutzung im Verkehr und in sonstigen Bereichen ist in KS2 und KS3 etwas höher als in KS1 und KS4. Dadurch das in den Klimaschutzszenarien auch für den internationalen Verkehr PtL-Kraftstoffe nachgefragt werden, ist die PtL-Nachfrage um ein Vielfaches höher als im Referenzszenario.

Für PtL-Kraftstoffe wurde angenommen, dass diese im Wesentlichen importiert werden und nur eine kleine Menge (4 TWh) inländisch hergestellt wird, daher haben diese Nachfragen nur einen kleinen Einfluss auf die Energiewirtschaft.

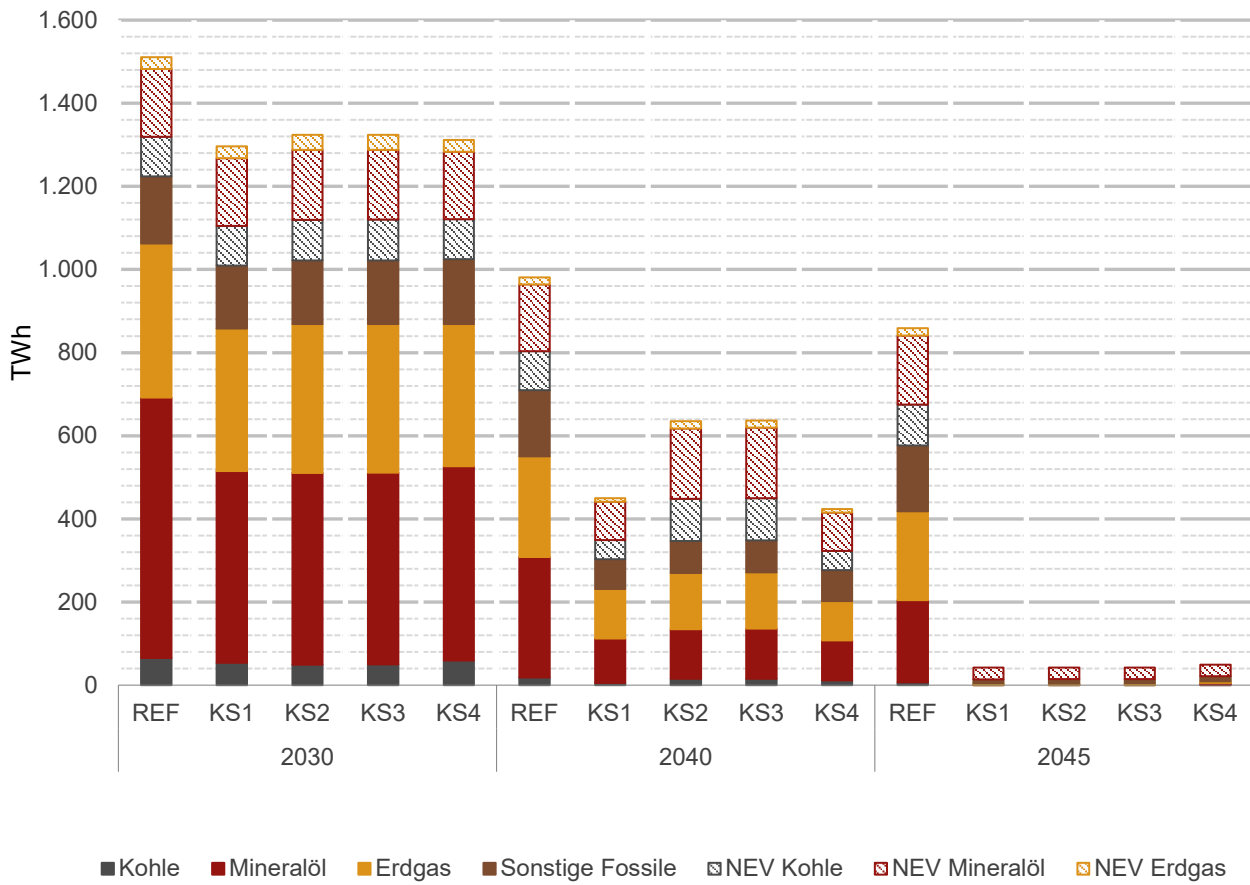
Die Wasserstoffnachfrage der Kraftwerke in der Energiewirtschaft unterscheidet sich dagegen stark zwischen den Szenarien. In 2040 ist diese in den CO₂-Preis getriebenen Szenarien um ein Vielfaches höher als in KS1 und KS4. In 2045 steigt die Nachfrage in allen Klimaschutzszenarien weiter an. Im Policy-Mix Szenario ist sie mit Abstand am höchsten, während KS4 weiterhin klar den geringsten Wasserstoffeinsatz in Kraftwerken aufweist.

2.3.5 Fossile Energieträger

Der Endenergieverbrauch von allen Mineralölprodukten (z.B. Benzin, Dieselkraftstoff und Heizöl), Kohleprodukten (Koks und Briketts) sowie Erdgas ist schon im Referenzszenario deutlich rückläufig (Abbildung 6). In den Klimaschutzszenarien verbleiben nur sehr geringe fossile Endenergieverbräuche und kleine nichtenergetische Verbräuche durch die Industrie. Dem entsprechend ist eine deutlich rückläufige Aktivität von Raffinerien, Kokereien, Verdichterstationen im Erdgasnetz und anderen Anlagen der Energiewirtschaft zur Bereitstellung fossiler Energieträger zu erwarten.

Im Zeitverlauf zeigt sich, dass in den Klimaschutzszenarien bereits 2030 die Nachfrage deutlich niedriger ist als in der Referenz, wobei der größte Unterschied bei den Mineralölprodukten auftritt. Im Jahr 2040 gibt es dann deutliche Unterschiede zwischen den Klimaschutzszenarien: Die Endenergienachfrage nach fossilen Energieträgern und insbesondere der nichtenergetische Verbrauch ist in den Preisszenarien KS2 und KS3 deutlich höher als in KS1 und KS4. Im Jahr 2045 verbleiben in den Klimaschutzszenarien anders als im Referenzszenario nur noch sehr geringe fossile Nachfragen, wobei die Nachfrage für den nichtenergetischen Verbrauch größer ist als der Endenergieverbrauch.

Abbildung 6: Fossiler Endenergieverbrauch und nichtenergetischer Verbrauch



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

3 Ausgestaltung Instrumente

In diesem Kapitel wird dargestellt, wie die Instrumente in den vier Klimaschutzszenarien im Sektor Energiewirtschaft umgesetzt wurden. Dazu wird zunächst im Allgemeinen umrissen, wie sich die Szenarien unterscheiden und in welchen Bereichen sie besondere Wirkung entfalten.

Das Szenario KS1 „Policy Mix“ zeichnet sich durch eine Kombination verschiedener politischer Instrumente aus. Die Szenarien KS2 und KS3 sind in der Ausgestaltung gleich und unterscheiden sich nur durch die Höhe der CO₂-Preispfade. Das Szenario KS4 legt einen Schwerpunkt auf ordnungsrechtliche Instrumente, die häufig durch exogen vorgegebene Inputs implementiert werden. Im Detail sind sieben Wirkungsfelder besonders relevant für den Sektor: EU-ETS- und nEHS-Preis, der EE-Ausbaukorridor, die disponible Stromerzeugung, die Umstellung der Wärmenetze, die Wasserstofferzeugung, der Umgang mit verbleibenden Emissionen (z.B. in Müllverbrennungsanlagen (MVA)), und Speicher und Flexibilitäten. Die Instrumentierung zwischen den Szenarien soll sich bis 2030 nicht unterscheiden, und Unterschiede erst ab dem Jahr 2031 umgesetzt werden. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Implementierung der verschiedenen Szenarien in diesen Bereichen. Eine vollständige Liste der hinterlegten Instrumente ist in Anhang II zu finden.

Tabelle 1: Überblick über die zentralen Instrumente der vier Klimaschutzszenarien

Instrument	KS1	KS2	KS3	KS4
EU-ETS und nEHS-Preis	mittel	hoch	sehr hoch	niedrig
EE-Ausbaukorridor nach 2030: mind. EE-Ausbaukorridor nach Kohleausstieg	EE-Ausbaukorridor	marktgetriebener Zubau bis Potentialgrenze	marktgetriebener Zubau bis Potentialgrenze	EE-Ausbaukorridor
Disponible Stromerzeugung nach 2030	H2-Kraftwerksaus-schreibung bis 2035 Heizölausstieg bis 2035	Marktgetriebener Zubau/Stilllegung	Marktgetriebener Zubau/Stilllegung	Erdgasausstieg bis 2040/2045 Heizölausstieg bis 2035
Verschärfter Pfad zur Umstellung der Wärmenetze	Invest. Zuschüsse für Großwärmepumpen und -speicher	Marktgetriebener Zubau	Marktgetriebener Zubau	EE-Nachweispflicht
Wasserstofferzeugung	Fixer Elektrolyseur-Zubaupfad			
Verbleibende Emissionen	CO ₂ -Abscheidung für MVA			
Speicher ab 2030	Invest. Zuschuss für Großspeicher			Höhere Flexibilität für Heim-WP und EMob

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Die **CO₂-Preispfade** sind sektorübergreifend festgelegt und somit der Energiewirtschaft exogen vorgegeben. Sie beeinflussen die Grenzkosten der fossilen disponiblen Erzeugungstechnologien und somit die Merit-Order. Der EU-ETS-Preis betrifft die Mehrzahl der fossilen Kraftwerke, für Kleinanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung unter 20 MW jedoch gilt der nEHS-Preis. Im Wesentlichen sind die CO₂-Preispfade in KS1 moderat hoch, in KS2 hoch, in KS3 sehr hoch und in KS4 vergleichsweise niedriger.⁶

⁶ Die konkreten Preispfade können dem übergreifenden Bericht entnommen werden (Repenning et al. 2024).

Die **EE-Ausbaukorridore** für PV und Wind Onshore orientieren sich bis 2030 an den Ausschreibungen nach dem EEG 2023. Im Vergleich zur Referenz wurden am aktuellen Rand die neuesten Ausschreibungsergebnisse und Zubauzahlen herangezogen, um Aktualität herzustellen. Dafür wurden die Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien der AGEE-Stat sowie Ausschreibungsmengen und Zuschläge bis Ende 2023 analysiert (BMWK 2024; Bundesnetzagentur 2024). Für KS1 orientiert sich der Zubau auch über 2030 hinaus an den Ausbauzielen des EEG. In den Szenarien KS2 und KS3 wird der Zubau modellendogen bestimmt, wobei es beschränkende jährliche Zubaupotentialobergrenzen gibt. In KS4 ist der Zubau exogen vorgegeben und orientiert sich ebenso am EEG, es wird allerdings mehr Fokus auf Onshore Wind im Gegensatz zu PV gelegt, was aufgrund der Systemdienlichkeit in einem ordnungsrechtlichen Szenario unterstellt werden kann. In allen vier Szenarien wird Offshore Wind gemäß des WindSeeG 2023 zugebaut.

Die Entwicklung des **Kraftwerksparks der disponiblen Stromerzeugung** ist von besonderer Relevanz und stellt den zentralen Unterschied zwischen den Szenarien dar. Um Klimaneutralität zu erreichen, müssen die Emissionen der fossilen Kraftwerke, besonders der mit Erdgas betriebenen aber auch der mit Heizöl betriebenen, zurückgefahren werden. Diese Kapazitäten sollen durch Wasserstoffkraftwerke ersetzt werden. In Szenario KS1 wird dies durch Ausschreibungen für den Bau und Betrieb von Wasserstoffkraftwerken angereizt. Die Betriebsförderung ist entsprechend des aktuellen politischen Diskussionsstandes modelltechnisch umgesetzt, indem den Wasserstoffkraftwerken eine Mindest-Volllaststundenzahl in Höhe von 1000 Stunden als Restriktion vorgegeben werden. In diesen Stunden wird den KW-Betreibern eine Kostenerstattung in Form von Differenzkosten zum Referenz-Erdgas-Kraftwerk ausgezahlt. Damit wird ein privatwirtschaftlicher Anreiz geschaffen, ein H₂-KW nicht nur zu bauen, sondern auch zu betreiben und ausreichend Deckungsbeiträge zur Investitionsdeckung zu erwirtschaften. Bei Bedarf und wie im Folgenden noch diskutiert wird kann diese Förderung erhöht werden, um die Betriebsstunden der Wasserstoffkraftwerke weiter zu steigern. Analog zum Kohleausstieg wird im ordnungsrechtlichen Szenario KS4 der Erdgasausstieg bis 2040 exogen vorgegeben. Sowohl in KS1 als auch in KS4 wirkt zusätzlich ein Kapazitätsmechanismus für Wasserstoff-Peaker zur Sicherung der Versorgungssicherheit sowie einer Prämie für die frühzeitige Errichtung von H₂-Kraftwerken, was zu zusätzlichen Wasserstoffkapazitäten führt. Ebenso wird in KS1 und KS4 der Heizölausstieg bis 2035 ordnungsrechtlich vorgegeben. In den beiden Szenarien KS2 und KS3 wird der Rückbau von fossilen und der Zubau von H₂-Kraftwerkskapazitäten marktgetrieben über die CO₂-Bepreisung umgesetzt, was im Rahmen einer Investitionsmodellierung umgesetzt wird. Es ist zu bemerken, dass in allen vier Szenarien der Zu- und Rückbau von Erdgas und Wasserstoffkraftwerken modeltechnisch möglich ist. Der Kohleausstieg erfolgt bereits in der Referenz bis Ende 2032. In den Klimaschutzszenarien wird der Kohleausstieg einheitlich auf das Jahr 2030 vorgezogen

Die **Umstellung der Wärmenetze** wird in allen Szenarien durch einen exogenen Pfad der erneuerbaren Wärmeerzeugungskapazitäten vorgegeben. In KS1 führt eine Kombination verschiedener Instrumente aus KWKG-Förderung für emissionsfrei Energieträger, Förderzuschüssen für Großwärmepumpen und -wärmespeicher sowie CCfD für erneuerbare Wärmeeinspeisung zu einer Umstellung der Wärmenetze basierend auf verschiedenen Technologien. In KS4 wird mittels einer EE-Nachweispflicht für Wärmenetzbetreiber ein technologieunabhängiges Instrument eingesetzt. In KS2 und KS3 soll auch in den Wärmenetzen eine marktgetriebene Umstellung stattfinden. Im Gegensatz zu KS1 kommt dadurch in den drei anderen Szenarien mehr Power-to-Heat sowie Wasserstoff-KWK zum Einsatz.

Die nationale **Wasserstoffherzeugung** wird in allen vier Szenarien gefördert durch Ausschreibungen von Elektrolyseurleistungen (sowohl onshore als auch offshore) und der Förderung des Ausbaus

einer Wasserstoffinfrastruktur. Implementiert ist dieser Ausbau durch einen exogen vorgegeben Ausbaupfad der Elektrolyseure.

Verbleibende Emissionen der Müllverbrennungsanlagen werden in allen Szenarien ab 2045 durch eine Pflicht zur CO₂-Abscheidung per CCS adressiert.

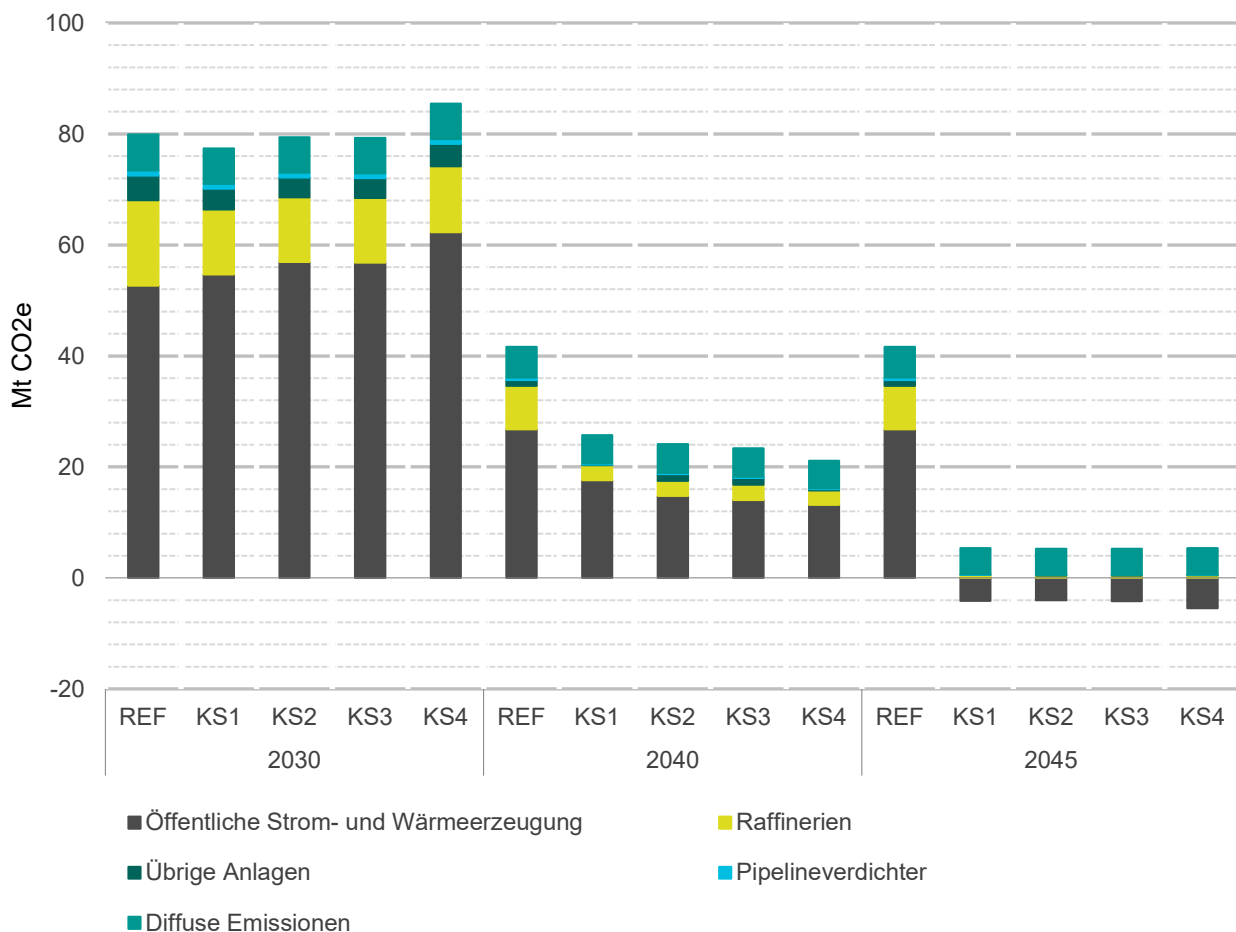
Für den Aus- und Zubau der **Speicher und Flexibilitäten** wird in KS1 im Wesentlichen auf große Akteure gesetzt, nämlich durch Investitionszuschüsse für Industrie-DSM, gekoppelte Großspeicherbatterien und PSW-Neubauprojekte. In Szenario KS4 hingegen werden mit Pflichten für PV-Heimspeicher, DSM-Readiness bei Elektroautos und privaten Wärmepumpen, und dynamischen Endkunden-Stromtarifen eher kleinere Verbraucher adressiert. In KS2 und KS3 reizen die höheren CO₂-Preise die Teilnahme an DSM-Programmen und Investitionen in Speicher an.

4 Folgenabschätzung

4.1 THG-Emissionen

In Abbildung 7 ist die Entwicklung der Treibhausgasemissionen der vier Klimaschutzszenarien im Vergleich zum Referenzszenario aufgeführt. Die Emissionen sind dabei entsprechend der den KSG-Sektor Energiewirtschaft definierenden Inventarquellgruppen dargestellt.

Abbildung 7: Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft



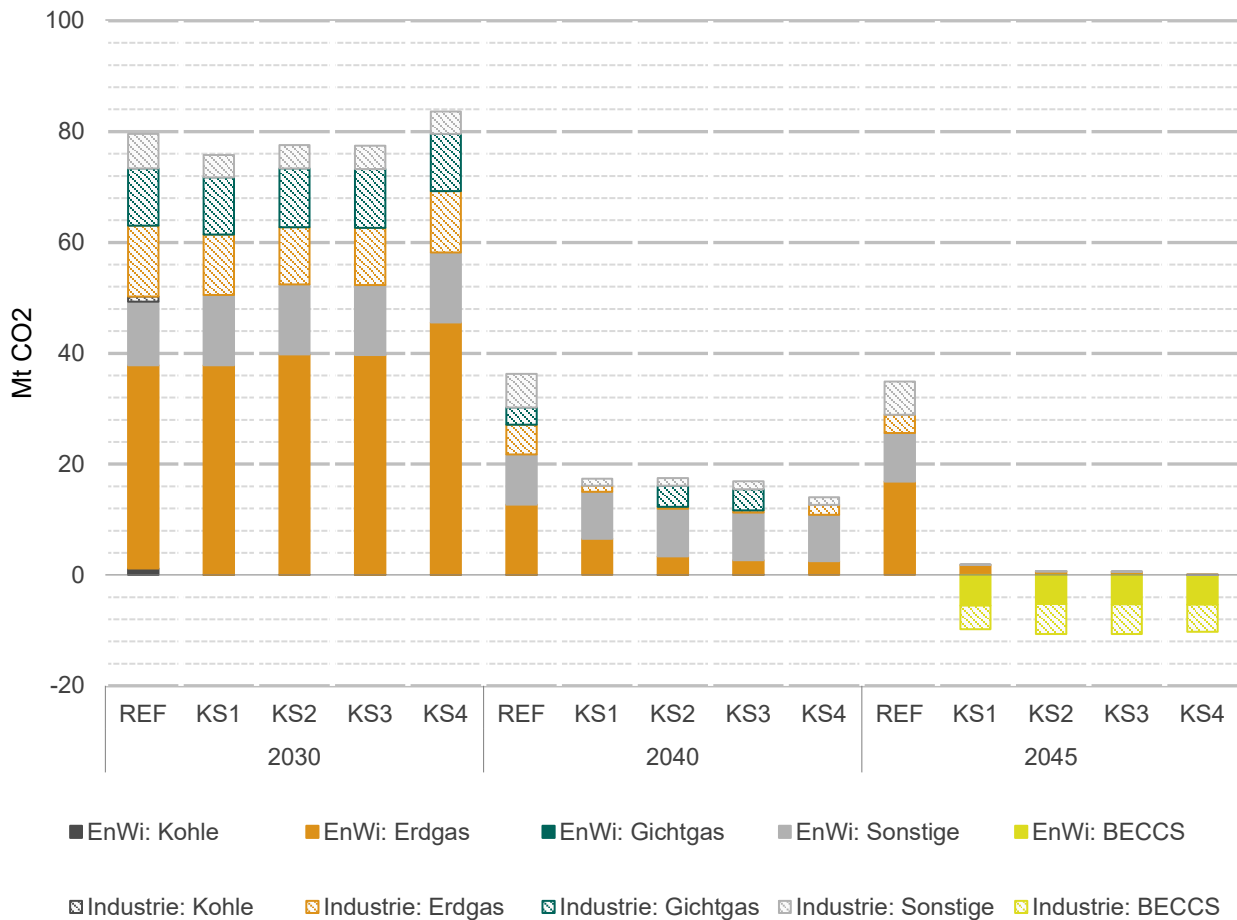
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Kurzfristig bis zum Jahr 2030 liegen die Emissionen des Referenzszenarios noch in der Emissionsspanne der Klimaschutzszenarien. Langfristig ergeben sich in allen vier Klimaschutzszenarien deutlich niedrigere Emissionen als im Referenzszenario. Während im Referenzszenario 2045 noch relevante Emissionen verbleiben, wird der Sektor in allen vier Klimaschutzszenarien nahezu treibhausgasneutral, da sich die verbleibenden Emissionsquellen und Emissionssenken nahezu ausgleichen.

Die öffentliche Strom- und Wärmeerzeugung war historisch und verbleibt auch bis zum Jahr 2040 die größte Emissionsquelle innerhalb der Energiewirtschaft. Kurzfristig bis 2030 liegen diese Emissionen in allen vier Klimaschutzszenarien höher als im Referenzszenario. Wesentliche Treiber

sind die in den Szenarien KS1 bis KS3 gegenüber der Referenz deutlich höheren Stromnachfragen und in allen vier Szenarien deutlich höheren Fernwärmeforderungen. Im Jahr 2040 hingegen werden durch die öffentliche Strom- und Wärmeerzeugung etwa ein Drittel (KS1) bis die Hälfte (KS4) Treibhausgase emittiert als in der Referenz. Durch den Einsatz von CCS an Müllheizkraftwerken, werden die Emissionen der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung sogar negativ, da die Abscheidung und Einspeicherung von CO₂, das aus dem biogenen Anteil des Mülls entstanden ist, eine Emissionssenke darstellt.

Abbildung 8: CO₂-Emissionen der Kraftwerke



Anmerkung: Die Abscheidung von CO₂ aus biogenem Abfall (BECCS) führt zu einer bilanziellen CO₂-Senke.
 Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Die Emissionen der übrigen Quellgruppen der Energiewirtschaft sind in den vier Klimaschutzszenarien durchgehend niedriger als in der Referenz. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass die Endenergienachfragen nach fossilen Energieprodukten in den Klimaschutzszenarien durchgehend niedriger sind als in der Referenz. Besonders groß ist dabei der Unterschied in Abbildung 7 für die Mineralölraffinerien. Da diese Quellgruppen über nichtökonomische Modelle abgebildet wurden und daher keine szenariospezifischen Maßnahmen berücksichtigt wurden, variieren die die Emissionen dieser Quellgruppen deutlich weniger zwischen

den Szenarien als die Emissionen der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung. Im Jahr 2045 verbleiben im Wesentlichen nur noch diffuse Emissionen.⁷

Abbildung 8 zoomt in die CO₂-Emissionen der Kraftwerke hinein. Dargestellt sind neben den fällig dargestellten Emissionen der Kraftwerke der Energiewirtschaft auch die Emissionen der Industriekraftwerke dargestellt, da diese in PowerFlex gemeinsam berechnet wurden.

Im Jahr 2030 spielt Kohle schon im Referenzszenario kaum mehr eine Rolle bei der Stromerzeugung, in den Klimaschutzszenarien wird dann überhaupt keine Kohle mehr eingesetzt. Erdgas ist 2030 sowohl der wichtigste Brennstoff bei Kraftwerken der Energiewirtschaft als auch bei Industriekraftwerken. Zudem haben 2030 industrielle Gichtgaskraftwerke einen relevanten Emissionsanteil, ebenso wie die sonstigen fossilen Brennstoffe, worin auch Müll enthalten ist. Im Jahr 2040 sind die Emissionen der Kraftwerke der Energiewirtschaft höher als in den anderen Klimaschutzszenarien. In KS2 und KS3 verbleibt 2040 noch ein relevanter Rest an Gichtgasemissionen (verursacht durch eine verbleibende Menge an Oxygenstahlproduktion). Dem entsprechend ist eine niedrigere Stromerzeugung aus öffentlichen Erdgaskraftwerken notwendig. Durch den Einsatz von CCS entsteht im Jahr 2045 eine Emissionssenke: Abfall besteht aus einem fossilen und einem biogenen Anteil, dem entsprechend entsteht anteilig fossiles und biogenes CO₂. Durch die Abscheidung von biogenem CO₂ entsteht eine bilanzielle CO₂-Senkenwirkung. Im Jahr 2045 ist die Emissionssenke durch den Einsatz von CCS an Müllheizkraftwerken deutlich höher als die verbleibenden Restemissionen der übrigen Brennstoffe, die Senke ist dabei im KS2 und KS3 am größten. Von den vier Klimaschutzszenarien hat KS1 die höchsten Restemissionen (hauptsächlich Erdgas), KS4 die geringsten.

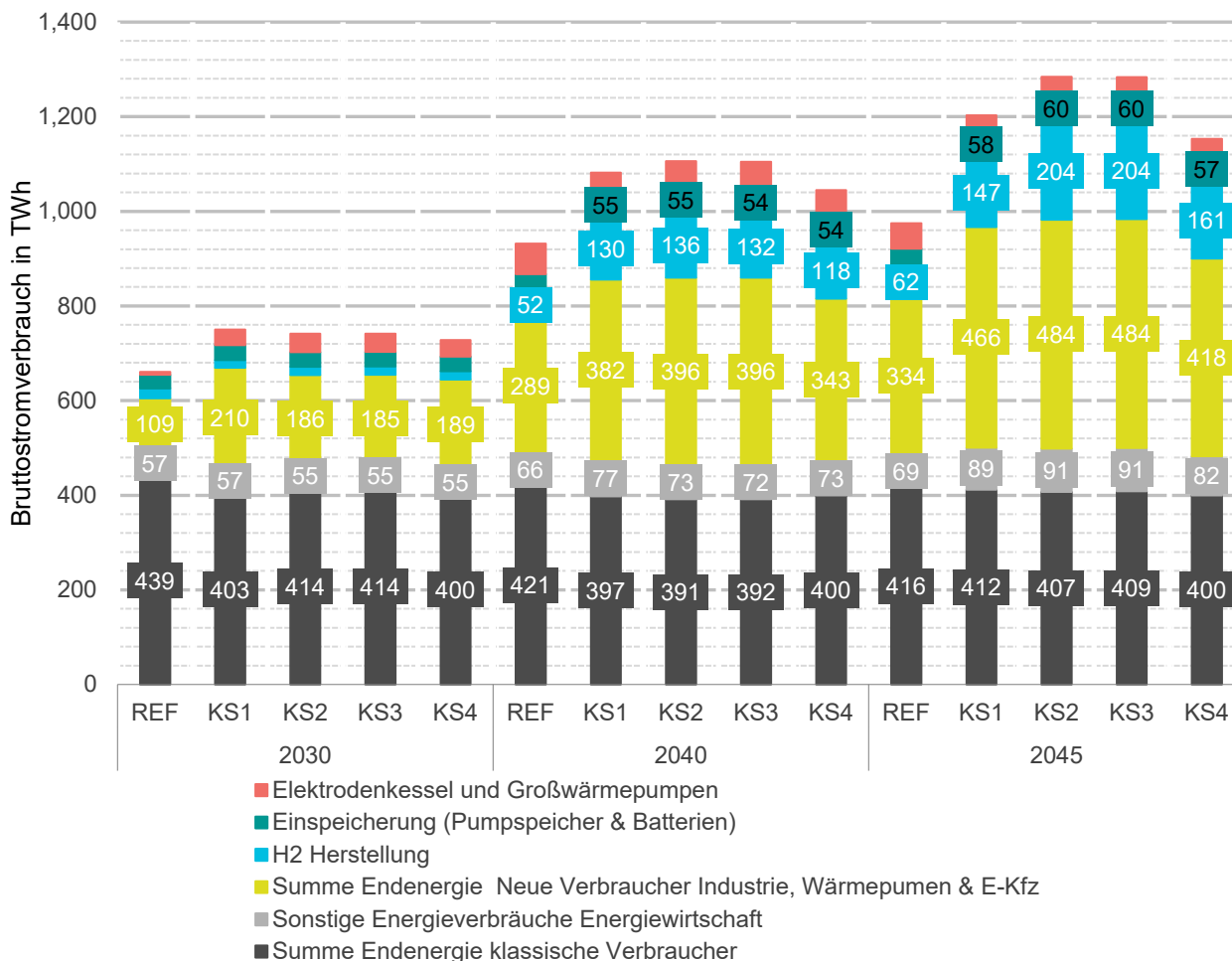
4.2 Energiebereitstellung

4.2.1 Bruttostromverbrauch und Stromerzeugung

Abbildung 9 zeigt den Bruttostromverbrauch nach verschiedenen Verbrauchsclustern im Vergleich zwischen Referenz und Klimaschutzszenarien für die Jahre 2030, 2040 und 2045. Im Unterschied zu Abbildung 3, die den Endverbrauch an Strom aus den unterschiedlichen Endverbrauchssektoren zeigt, sind hier neben der Endnachfrage der klassischen Verbraucher und neuen Verbraucher aus den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr auch die Energieverbräuche für die Herstellung aus Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff, die Verbräuche von netzgebundenen Wärmeerzeugern (Elektrodenkessel und Großwärmepumpen) sowie von Speichern abgebildet. Daneben sind auch die sonstigen Energieverbräuche der Energiewirtschaft dargestellt, welche einerseits von den Eigenverbräuchen der Stromerzeugungsanlagen getrieben werden. Diese nehmen mit dem Anteil an thermischen Erzeugungsanlagen ab. Andererseits sind hier auch die Netzverluste subsumiert, die mit steigender Netzlänge und Stromnachfrage auch steigen.

⁷ Die Berechnung der vorliegenden Studie basiert noch auf dem nationalen Treibhausgasinventar 2022. Mit dem Treibhausgasinventar 2024 hat das Umweltbundesamt methodische Änderungen bei der Berechnung der diffusen Emissionen vorgenommen (insbesondere bei den Gasnetzen). Dies führt dazu, dass die Emissionen für das Basisjahr 2019 von 7,7 Mt CO_{2e} auf 4,7 Mt CO_{2e} geändert haben. Daher ist anzunehmen, dass die verbleibenden diffusen Emissionen 2045 signifikant niedriger lägen, wenn das aktuelle Treibhausgasinventar als Berechnungsgrundlage genutzt worden wäre.

Abbildung 9: Bruttostromverbrauch nach Verbrauchssektoren



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

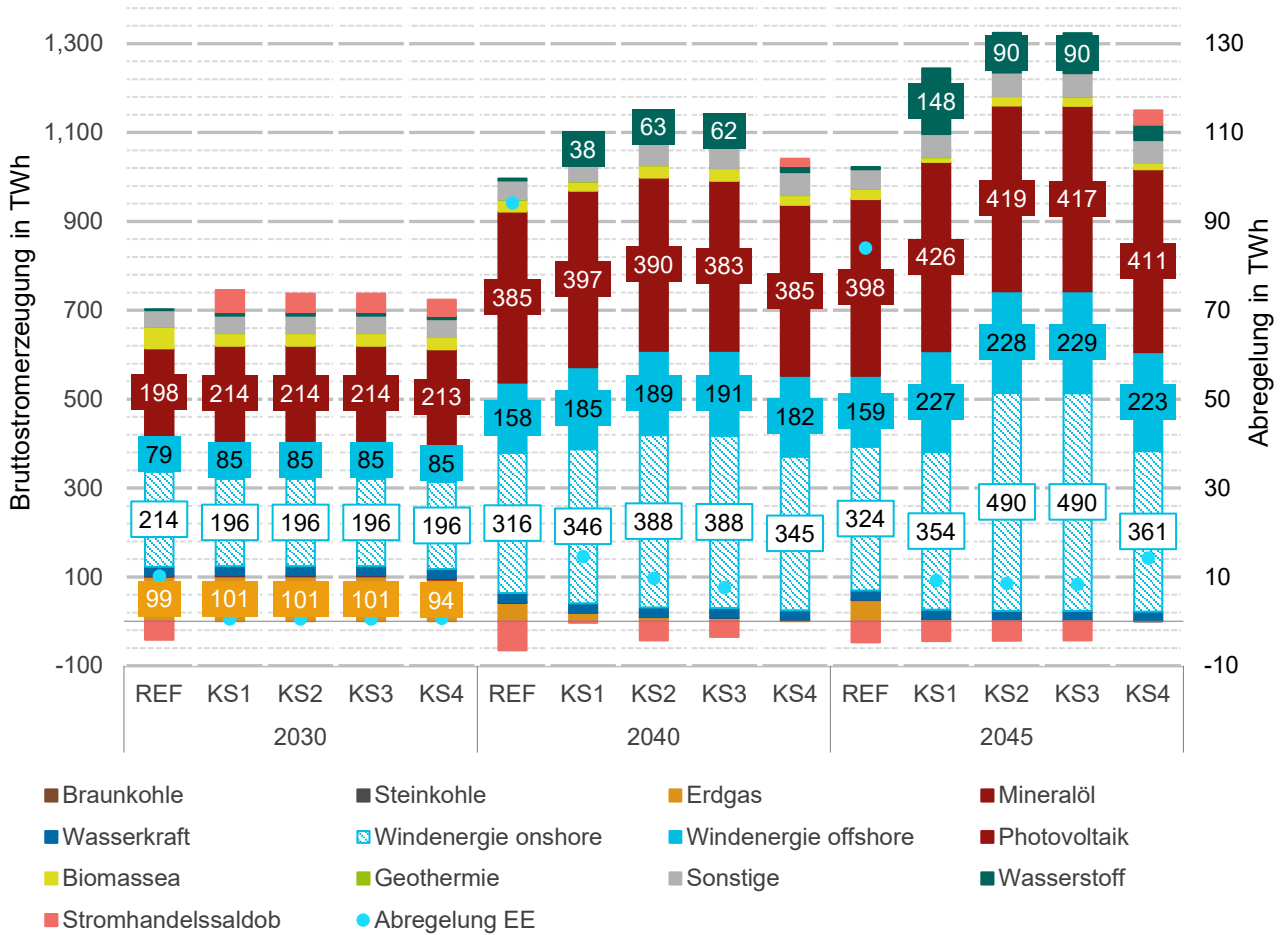
Getrieben durch die Stromnachfrage der Endnachfragesektoren, steigt der Bruttostromverbrauch zwischen der Referenz und allen Klimaschutzszenarien an. Die Elektrifizierung stellt in allen Klimaschutzszenarien eine zentrale Dekarbonisierungsoption dar. Der Stromverbrauch aus Sektoren außerhalb der Energiewirtschaft ist in S4 allerdings am niedrigsten. Hier werden über ordnungsrechtliche Vorgaben Energieeffizienzmaßnahmen durchgesetzt, die zu einer Verringerung der Energienachfrage führen. Diese wirkt sich auch auf den Stromverbrauch aus. Als nachgelagerter Effekt sinken auch die Stromverluste mit dem geringeren Verbrauch.

Einen weiteren Treiber stellt der Stromverbrauch der Elektrolyse dar. Wie in Abbildung 5 ersichtlich, ist die Nachfrage nach strombasierten Energieträgern in den Klimaschutzszenarien deutlich höher als in der Referenz, womit auch der entsprechende Stromverbrauch verbunden ist. Im Jahr 2040 unterscheidet sich die H₂-Produktion der Elektrolyseure zwischen den Klimaschutzszenarien nur geringfügig. Im Jahr 2045 liegt sie in den beiden CO₂-Preis getriebenen Szenarien deutlich höher als in KS1 und KS4.

Die Bereitstellung des Stroms sowie das Stromhandelssaldo ist in Abbildung 10 dargestellt⁸.

⁸ Detaillierte Bruttostromerzeugungstabellen sind in Anhang III aufgeführt.

Abbildung 10: Bruttostromerzeugung und Stromhandelssaldo

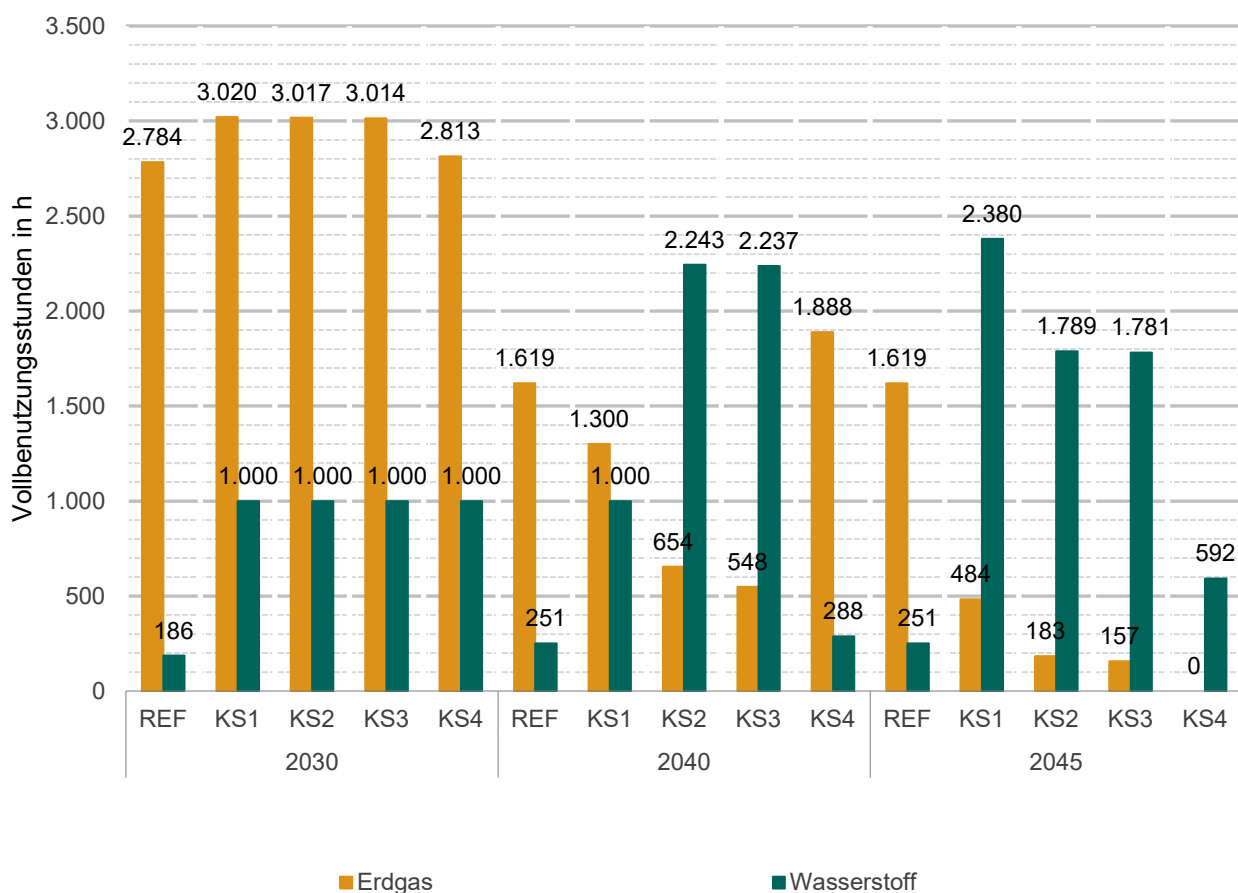


Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

In den Klimaschutzszenarien wird mit Ausnahme von KS1 bereits ab 2040 kein Erdgas mehr zur Stromerzeugung eingesetzt, im Gegensatz zur Referenz, in der der Erdgasausstieg nicht adressiert wird. In KS1 reicht die Betriebsförderung der Wasserstoffkraftwerke auf 1000 Volllaststunden im Jahr 2040 nicht aus um die nationale Erdgasverstromung zu verdrängen. Dies ist darin begründet, dass zunächst ausländische ineffiziente Erdgaskraftwerke aus der internationalen Merit-Order verdrängt werden, bevor effiziente deutsche Kraftwerke verdrängt werden. Für letzteres sind zudem höhere Betriebsstunden nötig, diese werden 2045 in KS1 durch eine Betriebsstundenförderung erreicht, aber genügen dennoch nicht um Erdgas vollends aus der deutschen Stromerzeugung zu verdrängen. Die Vollbenutzungsstunden von Erdgas und Wasserstoffkraftwerken sind in Abbildung 11 gezeigt. Daraus ist ebenso ersichtlich, dass ein Fuel-switch von Erdgas zu Wasserstoff unter den hohen CO₂-Preis Szenarien KS2 und KS3 bereits im Jahr 2040 stattfindet. In KS4 wird der Erdgasausstieg ordnungsrechtlich durchgeführt. Dies führt dazu, dass in KS4 deutlich weniger Wasserstoff verstromt wird als in den anderen Szenarien, was wiederum Abbildung 10 zu entnehmen ist. In KS1 ist die Stromerzeugung aus Wasserstoff aus zuvor genannten Gründen am höchsten. In allen Szenarien stellt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen den größten Anteil dar. In den CO₂-Preis-Szenarien KS2 und KS3 zeigt sich, dass im Vergleich zu den anderen Szenarien eine leichte Verschiebung von PV zu Onshore Wind zu sehen ist, da dieser systemdienlicher zur Stromerzeugung beiträgt. In allen Szenarien ist ein leichter Exportüberschuss

zu beobachten, was zusammen mit den EE-Abregelungen darauf schließen lässt, dass eine leichte Überdimensionierung der Kapazitäten stattgefunden hat. Eine Ausnahme bildet KS4, hier kommt es zu Nettoimporten. An dieser Stelle ist es sinnvoll dies in den europäischen Kontext einzuordnen. In allen Szenarien wird das Ausland konstant gehalten und es finden keine Transformationen wie in den Klimaschutzszenarien in Deutschland statt. Somit verbleiben etwa Erdgaskraftwerke in Europa, besonders in KS4, in dem der CO₂-Preis ab 2035 konstant bleibt, bleiben diese Kraftwerke konkurrenzfähig, wohingegen sie in KS2 und KS3 ebenso hohe CO₂-Preise sehen und in KS1 von subventionierten deutschen Wasserstoffkraftwerken verdrängt werden. Die Stromerzeugung aus Wasserstoffkraftwerken verdrängt dort emissionsintensivere und eigentlich noch kostengünstigere Stromerzeugung. Die Maßnahme ist also förderlich für europäischen Klimaschutz, kommt Deutschland aber recht teuer zu stehen.

Abbildung 11: Vollbenutzungsstunden der Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

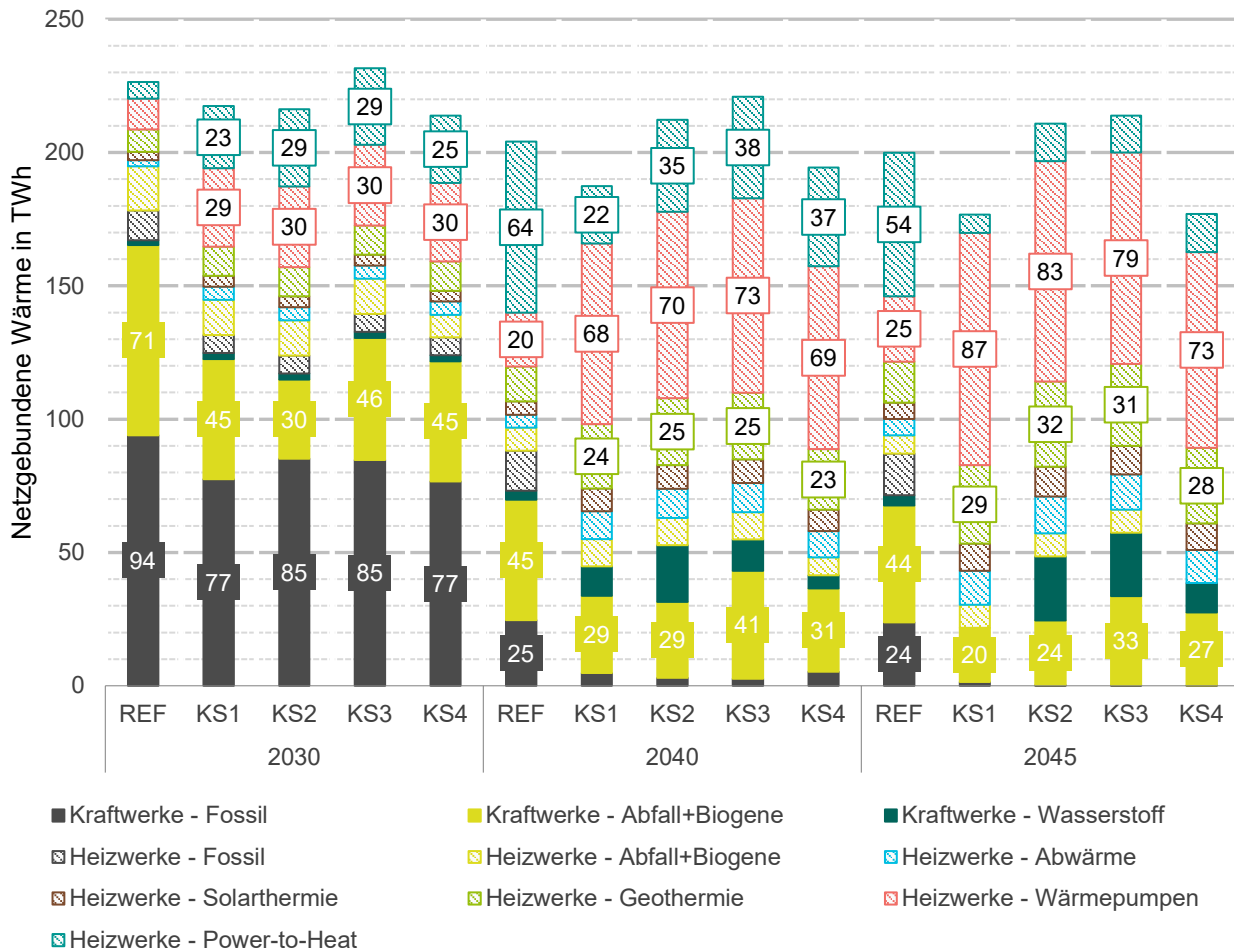
4.2.2 Wärmeerzeugung

Wie bereits in Abschnitt 2.3.3 erläutert stellt sich die Nachfrage nach Fernwärme der Sektoren, die die Energiewirtschaft decken muss als heterogen dar. Besonders im Jahr 2045 liegt die Nachfrage in KS2 und KS3 über den anderen Szenarien und deutlich über den anderen Klimaschutzszenarien.

Es ist zu bemerken, dass in der Modellierung der Energiewirtschaft nicht der gesamte Wärmesektor abgebildet wird, sondern nur die Wärmenachfrage, die durch KWK-Wärme oder Fernwärme

bereitgestellt wird. Die dezentralen Wärmeerzeugungsoptionen wie z.B. die Ölheizung oder die private Wärmepumpe sind in der Energiewirtschaft wärmeseitig nicht abgebildet. Die Stromnachfrage der privaten Wärmepumpen sind in der Energiewirtschaft in Form von flexibilisierbarer Nachfrage enthalten. Die Erzeugung der netzgebundenen Wärme nach Erzeugungstechnologie ist in Abbildung 12: dargestellt.

Abbildung 12: Bereitstellung der netzgebundenen Wärme nach Erzeugungstechnologie



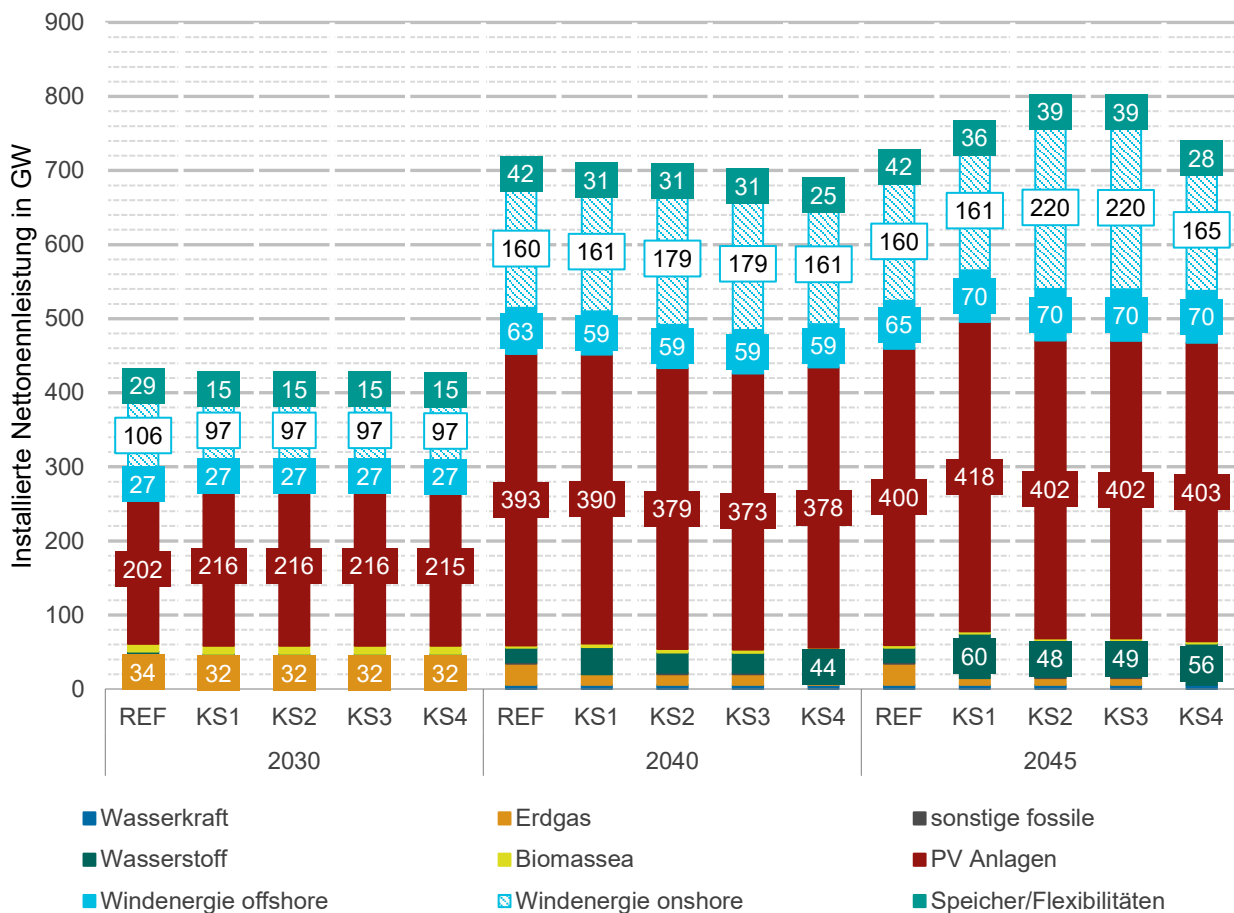
Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

In den Klimaschutzszenarien wird der Großteil der Fernwärmenachfrage von Großwärmepumpen gedeckt. Power-to-Heat spielt nur zur Spitzenlastdeckung eine Rolle, was sich im Referenzszenario anders darstellt. Dort sind die anderen alternativen Wärmeerzeugungstechnologien nicht ausreichend ausgebaut, zudem gibt es einen großen Überschuss an erneuerbarem Strom, der in Power-to-Heat-Anlagen eingesetzt wird. Im Vergleich zur Referenz reduziert sich die Wärmeerzeugung aus Müllverbrennungsanlagen in allen Klimaschutzszenarien deutlich und fossile Wärmeerzeugung hat 2045 keinen Anteil mehr. Wasserstoff-KWK ist 2045 im Szenario KS1 in der Wärmeerzeugung nicht vertreten, im Gegensatz zu den anderen Klimaschutzszenarien. In KS1 sind somit die alternativen Wärmeerzeugungstechnologien ausreichend vorhanden um ohne den Einsatz von Wasserstoff den Fernwärmebedarf zu decken. In KS2 und KS3 ist der Einsatz von Wasserstoff am größten, da in diesen Szenarien auch die Nachfrage deutlich höher ist.

4.3 Strukturelle Entwicklung

Die installierte Leistung der Stromerzeugungstechnologien ist in Teilen Modellinput (Wasserkraft, Biomasse, Windenergie Offshore) und in Teilen Modellierungsergebnis der Investitionsrechnung. In Abbildung 13: sind die installierten Netto-Nennleistungen in GW der Szenarien gezeigt.

Abbildung 13: Installierte Netto-Nennleistung in GW



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Generell ist ersichtlich, dass in allen Szenarien die Erzeugungskapazitäten stark zunehmen. Der Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten schreitet aktuell stark voran. Allein schon durch ein Update der aktuellen Daten der installierten Leistungen und Zuschläge der Ausschreibungen, unterscheidet sich der Ausbaupfad der Klimaschutzszenarien von dem des Referenzszenarios bereits bis 2030. In den Jahren 2040 und 2045 stellt PV den größten Anteil der Kapazitäten dar, gefolgt von Onshore Wind. In KS2 und KS3 zeigt sich in 2040, dass im Vergleich zu den anderen Szenarien, weniger PV zugunsten von Onshore Wind zugebaut wird. Dies ergibt sich aus einer größeren Freiheit der Investitionsmodellierung, die bis an vorgegebene jährliche Potentialgrenzen im Gegensatz zu den Ausschreibungen des EEG 2023, die die Basis für den Pfad in KS1 und in KS4 darstellt. So zeigt sich, dass es systemisch attraktiver ist, weniger auf PV und mehr auf Wind Onshore zu setzen. Im Gegensatz zum Referenzszenario sinken die Erdgaskapazitäten in allen Klimaschutzszenarien. Lediglich in KS4 werden ordnungsrechtlich alle Erdgaskraftwerke stillgelegt, in den anderen drei

Szenarien kann marktgetrieben stillgelegt werden. Es zeigt sich, dass jedoch trotz hoher CO₂ Preise (KS2 und KS3) und Subventionierung von Wasserstoffkraftwerken (KS1) Erdgaskapazitäten im System verbleiben. Dies kann mit Aspekten der Versorgungssicherheit erklärt werden, die auch dazu führen, dass in KS4 relativ hohe Wasserstoffkapazitäten entstehen, bei gleichzeitiger geringer Auslastung (siehe dazu auch Abbildung 11). In KS1 hingegen zeigen sich höhere Wasserstoffkapazitäten als in KS4, dies deutet darauf hin, dass ein indirekter Erdgasausstieg durch eine geförderte Substitution durch Wasserstoff potenziell zu Überkapazitäten führt. Wie oben bereits beschrieben, liegt dies darin begründet, dass nicht nur deutsche sondern auch ausländische Erdgaskraftwerke aus der Merit-Order verdrängt werden müssen.

4.4 Sektorale ökonomische Folgen

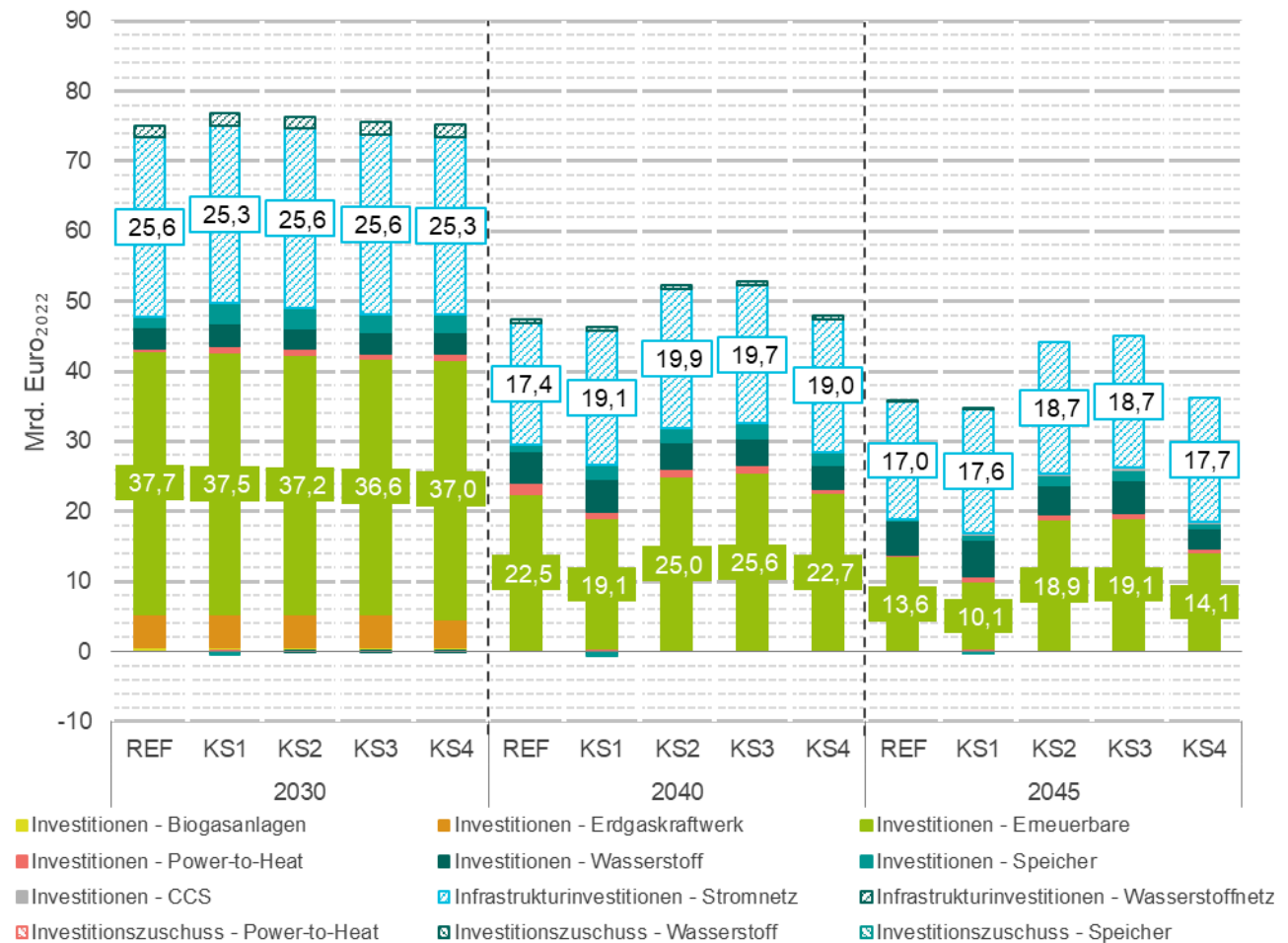
Im Folgenden sind in Abbildung 14 die Investitionskosten und die Investitionszuschüsse im Sektor Energiewirtschaft aufgeführt. Es besteht Investitionsbedarf bei den Erzeugungstechnologien (Biogasanlagen, Erdgaskraftwerke, Erneuerbare, und Wasserstoff), Speichertechnologien, Power-to-Heat (Wärmepumpen und Elektrodenkessel), Kohlenstoffabscheidungstechnologien (CSS) und Infrastruktur (Stromnetz und Wasserstoffnetz). Die Berechnung der Investitionskosten basieren maßgeblich auf der Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts (Bründlinger et al. 2018)⁹. Investitionszuschüsse gibt es für Power-to-Heat, Wasserstoff- und Speichertechnologien, wobei ein prozentualer Anteil der Investitionskosten staatlich gefördert wird.

Die höchsten Investitionen werden im Bereich der Erneuerbaren und der Stromnetzinfrastruktur benötigt. Bis 2040 sind die ambitionierten Ziele des EEG 2023 maßgeblich, danach flacht die Kurve des Zubaus ab, was vor allem in KS1 und KS4 zu sehen ist, wo vor allem Investitionen zum Erhalt der existierenden Kapazitäten getätigt werden müssen. Der größere Zubau von Onshore Wind in KS2 und KS3, sowie die generell höhere Stromnachfrage im System, führen dazu, dass größere Investitionen in die Infrastruktur nötig sind. So sind generell die gesamten Investitionskosten in KS2 und KS3 am höchsten. Die staatlichen Investitionszuschüsse machen im Vergleich zu den gesamten Investitionen nur einen kleinen Anteil aus.

In Abbildung 15 werden die Betriebskosten, die Betriebskostenzuschüsse und die Vergütungen in der Energiewirtschaft in den verschiedenen Szenarien dargestellt. Betriebskosten setzen sich im Allgemeinen aus einem fixen und einem variablen Anteil zusammen. Dabei handelt es sich bei dem fixen Teil um Wartungs- und Instandhaltungskosten und bei dem Variablen im Wesentlichen um Brennstoffkosten und CO₂-Kosten. Die Annahmen, die der Berechnung der Fixkosten zu Grunde liegen, stammen wie bei den Investitionskosten im Wesentlichen auf der Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts (Bründlinger et al. 2018). Die Brennstoff- und CO₂-Kosten für Fossil-, Erdgas-, Biogas- und Wasserstoffkraftwerke ergeben sich aus dem jeweiligen Brennstoffverbrauch und den CO₂-Preisen, die den Rahmendaten entnommen werden können. Einschränkend anzumerken ist, dass Erlöse, die durch den Verkauf von Strom, Wasserstoff und E-Fuels sowohl an Verbrauchende in anderen Sektoren als auch an Verbrauchende innerhalb der Energiewirtschaft entstehen, nicht berücksichtigt werden.

⁹ Die Investitionskostendatenbank wird laufend aktuell gehalten und durch fortlaufende Recherche aktualisiert, neben der oben genannten Quelle, werden die getroffenen Annahmen darüber hinaus informiert durch International Energy Agency (IEA) 2019; Siegemund et al. 2017; International Energy Agency (IEA) 2020; Helgeson und Peter 2020; Wilhelmsen und Maritime; Mantzos et al. 2016.

Abbildung 14: Investitionen und Investitionszuschüsse



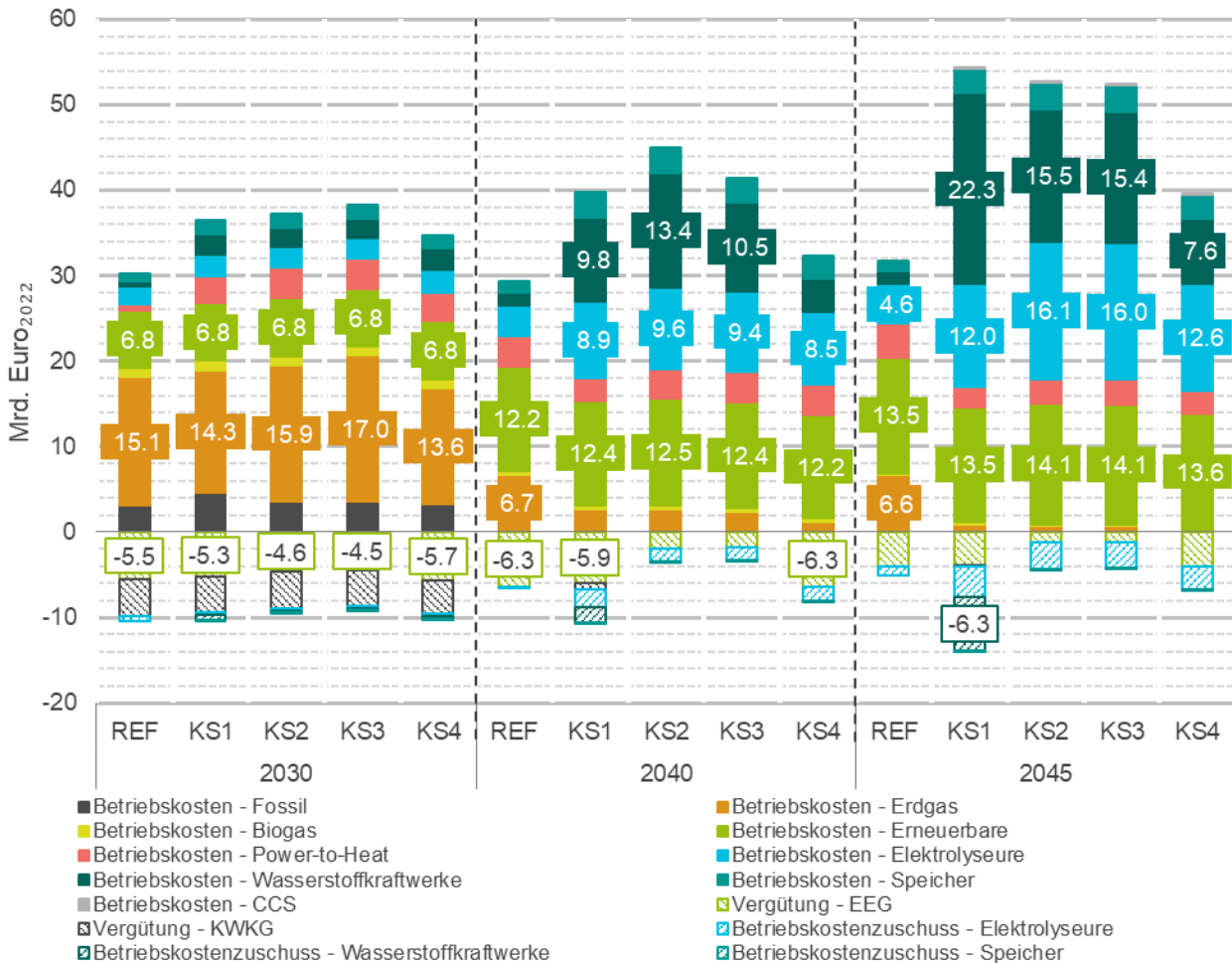
Quelle: Eigene Darstellung; Modellrechnung Öko-Institut

Anmerkungen: Werte sind über 5 Jahre gemittelt (z. B. enthält 2030 den Durchschnittswert 2028-2032); Investitionen ohne MwSt.; Erneuerbare beinhaltet Investitionen in Geothermie, Laufwasser, PV-Anlagen, Solarthermie, Wind Onshore und Wind Offshore; Power-to-Heat beinhaltet Investitionen in Elektrodenkessel und Wärmepumpen; Speicher beinhaltet Investitionen in Batterien, Pumpspeicherkraftwerke und Wärmespeicher; Wasserstoff beinhaltet Investitionen in Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke

Betriebskostenzuschüsse werden für drei Technologien gezahlt, für Wasserstoffkraftwerke, für Elektrolyseure und für Pumpspeicherkraftwerke. Für Erstere gibt es eine Förderung des Betriebs für 1000 VLH, die es in allen Szenarien bis 2030 gibt und darüber hinaus in KS1 bis 2044. Der Zuschuss wird bestimmt, indem Modellierungen mit und ohne die Nebenbedingung der Mindestvolllaststunden von 1000 h für Wasserstoffkraftwerke gerechnet werden. Es ergibt sich ein Unterschied in den Gesamtsystemkosten, diese Differenz wird umgelegt auf die Stromerzeugung der Wasserstoffkraftwerke und es ergibt sich die nötige Betriebskostenförderung, um die Gesamtsystemkosten konstant zu halten. Ab 2045 müssen Wasserstoffkraftwerke nicht nur ihre Rentabilität sichern, sondern es soll auch Klimaneutralität erreicht werden. In KS1 wird dies im Bezug auf die disponible Stromerzeugung erreicht, indem der Betrieb von Wasserstoffkraftwerken durch Ausschreibungen weiter angereizt wird, so dass Erdgaskraftwerke in der Merit-Order von Wasserstoffkraftwerken verdrängt werden. Dafür ist ein Betriebskostenzuschuss von 52 EUR/MWh in 2045 und 50 EUR/MWh in 2050 nötig. Ein wichtiger Baustein hierfür ist zudem die Ausweitung der Elektrolyseleistung. So wird in allen Klimaschutzszenarien zum Ende hin der Ausbau der Elektrolyseure massiv gefördert. Neben der Versorgung der Wasserstoffkraftwerke wird durch die

Elektrolyseure auch die Wasserstoffnachfrage aus dem Industriesektor und zu einem kleineren Teil die E-Fuel-Nachfrage aus dem Verkehrssektor, insbesondere dem Luftverkehr, gedeckt. Pumpspeicher, die in ihrem Betrieb Strom verbrauchen und speichern, müssen nur einen Strompreis bezahlen, der von Umlagen (KWK und Offshore) befreit ist. Dadurch ergibt sich der nötige Betriebskostenzuschuss, der sich allerdings auf einem deutlich niedrigeren Niveau von jährlich gut 100 Mio. Euro bewegt, die in Abbildung 15 nicht darstellbar sind.

Abbildung 15: Betriebskosten, Betriebskostenzuschüsse und Vergütungen der stromproduzierenden Energiewirtschaft



Quelle: Eigene Darstellung; Modellrechnung Öko-Institut

Anmerkungen: Werte sind über 5 Jahre gemittelt (z. B. enthält 2030 den Durchschnittswert 2028-2032); Kosten mit Energiesteuern und CO₂-Kosten, aber ohne MwSt.; Erneuerbare beinhaltet Betriebskosten für Geothermie, Laufwasser, PV-Anlagen, Solarthermie, Wind Onshore und Wind Offshore; Power-to-Heat beinhaltet Betriebskosten für Elektrodenkessel und Wärmepumpen; Speicher beinhaltet Betriebskosten für Batterien, Pumpspeicherkraftwerke und Wärmespeicher

Zuletzt werden zwei Arten von Förderungen berücksichtigt: die EEG-Vergütung und die KWKG-Vergütung. Analog zur zuvor existierenden EEG-Umlage, wird die benötigte Förderung der Erneuerbaren Technologien anhand der Erlöse errechnet, die durch die Vermarktung des erzeugten Stroms erzielt werden können und der benötigten kostendeckenden Einnahmen. Die KWKG-Förderung wird für alle KWK-Technologien bis einschließlich 2030 gezahlt und darüber hinaus lediglich für Wasserstoff im Szenario KS1 bis 2044. Sie kompensiert die durch schlechtere Wirkungsgrade bedingte Diskrepanz zwischen KWK-Stromerzeugung und Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken und liegt bei ca. 104 EUR/MWh.

Insgesamt schlägt sich sowohl im Referenzszenario als auch in allen Klimaschutzszenarien der massive Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung auf die Betriebskosten nieder. So fallen im Jahr 2045 jährlich rund 14 Mrd. Euro, vor allem für den Betrieb von Windkraft- und PV-Anlagen, an. Im Gegensatz zum Referenzszenario fallen in den Klimaschutzszenarien zudem hohe Kosten für den Betrieb von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken an. Dies ist nötig, um zum einen die Nutzung von Erdgas zur Produktion von Strom durch Wasserstoff zu ersetzen und zum anderen die erhöhte Strom-, Wasserstoff und E-Fuel-Nachfrage in den nachgelagerten Sektoren zu decken, die insbesondere in den Jahren nach 2040 stark ansteigt, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Die Produktion von Wasserstoff bzw. die Nutzung von Wasserstoff zur Stromproduktion wird in den Klimaschutzszenarien unterschiedlich angereizt. Während im KS1 der Ausbau der Wasserstoffwirtschaft vor allem durch die beschriebenen Förderungen angereizt wird, werden im KS4 ordnungsrechtliche Vorgaben, allen voran ein Erdgasverbot der Stromerzeugung bis 2045, eingeführt. In den Szenarien KS2 und KS3 wird die Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung aufgrund des hohen CO₂-Preises unwirtschaftlich, zugunsten der Nutzung von Wasserstoff. Die Betriebskosten für die Elektrolyseure können sich hier im Jahr 2045 auf bis zu 16 Mrd. Euro und die Betriebskosten für Wasserstoffkraftwerke auf über 20 Mrd. Euro belaufen.

Die Unterschiede in den Betriebskosten zwischen den Szenarien werden hauptsächlich durch die Betriebskosten für die Wasserstoffwirtschaft determiniert. Während die Betriebskosten im Jahr 2040 im KS2 am höchsten sind, sind sie im Jahr 2045 im KS1 am höchsten. Im KS4 weisen die Betriebskosten in beiden Jahren das geringste Niveau auf. Ordnungsrechtliche Vorgaben stellen hier rein wirtschaftlich betrachtet das günstigste Szenario dar. Die Erdgaskraftwerksbetriebskosten werden als größter Posten von den Wasserstoffbetriebskosten in den Jahren 2040 und 2045 abgelöst. Der Fuel-switch von Erdgas zu Wasserstoff und die hohe Stromnachfrage führen dazu, dass KS2 im Jahr 2040 die höchsten Wasserstoffbetriebskosten aufweist. Insbesondere im Verkehrssektor besteht in den CO₂-Preis-Szenarien KS2 und KS3 eine deutlich höhere Stromnachfrage als in den anderen Szenarien. Im Jahr 2045, in welchem Klimaneutralität erreicht werden soll, zeigt sich, dass in KS1 die Betriebskosten der Wasserstoffkraftwerke und der Elektrolyseure dazu führen, dass auch die gesamten Kosten am höchsten sind. Auf der Förderungsseite sind ebenso in diesem Jahr im KS1 die Betriebskostenzuschüsse für Wasserstoffkraftwerke und Elektrolyseure am höchsten. Hier sind hohe Förderungen notwendig, um die nationalen Erdgaskraftwerke aus der europäischen Merit-Order zu drängen.

5 Kernbotschaften

Aus der Analyse der Szenarien lassen sich folgende Kernbotschaften ermitteln:

1. Der Sektor Energiewirtschaft kann in allen Klimaschutzszenarien mit den vorgesehenen Instrumenten das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 erreichen.
2. Wird wie in KS1 über eine nationale Subventionierung der Stromerzeugung aus Wasserstoff ein impliziter Erdgasausstieg angestrebt, ist es mit hohen Kosten verbunden, nationale Erdgaskraftwerke aus der europäischen Merit Order zu verdrängen.
3. Der CO₂-Preis erscheint in einer (idealisierten) Energiesystemmodellierung als wirkungsvolles Instrument zur Unterstützung der Treibhausgasneutralität. Für die vollständige Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 sind in den Szenarien KS2 und KS3 jedoch zusätzliche Instrumente erforderlich. Nachteile eines stark preisgetriebenen Ansatzes aus Energiesystemsicht sind hohe Strompreise und hohe Endenergiebedarfe.
4. Durch ordnungsrechtliche Vorgaben kann der Erdgasausstieg gezielt und kosteneffizient umgesetzt werden, wie das Szenario KS4 zeigt. Da der Einsatz von Erdgaskraftwerken direkt begrenzt wird, sind weniger Wasserstoffkraftwerke erforderlich als in preisgetriebenen Szenarien, in denen diese gegen bestehende europäische Erdgaskapazitäten konkurrieren müssen. Zusätzlich senken ordnungsrechtliche Vorgaben zu Energieeffizienzmaßnahmen die gesamte Energienachfrage in der Energiewirtschaft.

6 Literaturverzeichnis

- BMWK (2024): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1993-2023. unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2024). Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 24.10.2024.
- Bründlinger, Thomas; König, Julian Elizalde; Frank, Oliver; Gründig, Dietmar; Jugel, Christoph; Kraft, Patrizia et al. (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena), Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios). Hg. v. Deutsche Energie-Agentur (dena). Berlin.
- Bundesnetzagentur (2024): Beendete Ausschreibungen. Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Windenergie-Anlagen an Land. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html, zuletzt geprüft am 24.10.2024.
- Harthan, Ralph O.; beide Projektleitung (Hannah Förster); Borkowski, Kerstin; Hannes Böttcher; Braungardt, Sibylle; Bürger, Veit et al. (2023): Projektionsbericht 2023 für Deutschland. Gemäß Artikel 18 der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates sowie §10 (2) des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA) (Climate Change, 39/2023). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/39_2023_cc_projektionsbericht_12_23.pdf, zuletzt geprüft am 02.09.2024.
- Helgeson, Broghan; Peter, Jakob (2020): The role of electricity in decarbonizing European road transport – Development and assessment of an integrated multi-sectoral model. In: *Applied Energy* 262, S. 114365. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.114365.
- International Energy Agency (IEA) (2019): The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Paris. Online verfügbar unter https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.
- International Energy Agency (IEA) (2020): World Energy Outlook 2020. Paris.
- Mantzou, Leonidas; Matei, Nicoleta Anca; Roszai, Mate; Russ, Peter; Soria Ramirez, Antonio (Hg.) (2016): POTEnCIA: A new EU-wide energy sector. 2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM). Dresden, Germany, 6/6/2017 - 9/6/2017. [Piscataway, New Jersey]: IEEE. Online verfügbar unter 10.1109/EEM.2017.7982028.
- Repenning, Julia; Schumacher, Katja; Appenfeller, Dennis; Kreye, Konstantin; Emele, Lukas; Harthan, Ralph et al. (2024): Klimaschutzszenarien 2050: Modellierung, Analyse und Vergleich von Zielszenarien. Übergreifender Bericht. Hg. v. Öko-Institut. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Klimaschutzszenarien-2050.pdf>, zuletzt geprüft am 04.02.2026.

Siegemund, Stefan; Trommler, Marcus; Kolb, Ole; Zinnecker, Valentin; Schmidt, Patrick; Weindorf, Werner et al. (2017): E-Fuels Study: The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU. An expertise by LBST and dena. Hg. v. Verband der Automobilindustrie. Deutsche Energie-Agentur GmbH; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Berlin.

Wilhelmsen, E.; Maritime, M.: Hydrogen in the Electricity Value Chain. Det Norske Veritas Germanischer Lloyd (DNV GL). Oslo. Online verfügbar unter <https://www.dnv.com/publications/hydrogen-in-the-electricity-value-chain-225850/>.

Anhang

Anhang I. Modellbeschreibung ENUSEM

Das Energie-Umwandlungs-Sektor-Modell (ENUSEM) ist das Integrationsmodell des Öko-Instituts zur Kopplung spezifischer Sektormodelle. Es verbindet dabei die wesentlichen Energieflüsse der einzelnen Energiemodelle und berechnet die Emissionen, die aus der Energienutzung entstehen. Neben der reinen Sektorintegration schließt es Lücken, die nicht durch die einzelnen Sektormodelle abgebildet sind. Dies sind insbesondere die folgenden Teile der Energiewirtschaft:

- Ungekoppelte Fernwärmeerzeugung: ENUSEM deckt diejenigen Brennstoffe von Heizwerken (z.B. Kohlen, Mineralöl) ab, die nicht in PowerFlex abgebildet sind.¹⁰ Die Entwicklung der einzelnen Brennstoffe orientiert sich dabei an der Entwicklung des Brennstoffeinsatzes der öffentlichen Kraftwerke.
- Raffinerien zur Erzeugung von Mineralölprodukten: Neben den bereits in PowerFlex enthaltenen Raffineriekraftwerken gibt es in Raffinerien eine Reihe von Feuerungsanlagen. In der Modellierung wird berücksichtigt, dass zukünftig Wasserstoff aus Elektrolyseuren statt Steam Crackern zum Einsatz kommen wird. Die Aktivität der Raffinerien wird durch die Mineralölnachfrage determiniert.
- Pipelineverdichter im Erdgasnetz dienen dazu, den für den Transport von Erdgas nötigen Druck zu erzeugen. Die wesentlichen Eingangsgrößen zur Modellierung der Aktivität der Erdgasverdichter sind die Menge des zu transportierenden Erdgases sowie die Gesamtlänge des Erdgasnetzes.
- Für die Sammelkategorie „übrige Umwandlungsanlagen“ wird jeweils pro Brennstoff die wesentliche Treibergröße identifiziert, die die Entwicklung des jeweiligen Brennstoffs determiniert. Beispielsweise bestimmt die die Koksnachfrage durch die Stahlindustrie den Steinkohleeinsatz in Kokereien.
- Diffuse Emissionen entstehen bei der Förderung, Aufbereitung, Transport, Verteilung und Nutzung fossiler Brennstoffe. Beispielsweise führen Leckagen im Erdgasnetz zu Methanemissionen. Für die Emissionen wesentlich sind daher die Entwicklung der Verbräuche fossiler Energieträger, insbesondere von Erdgas.

Eine detaillierte Modellbeschreibung von ENUSEM ist online verfügbar: https://www.oeko.de/uploads/oeko/das_institut/institutsbereiche/energie-klimaschutz/OEKO-ENUSEM.pdf

¹⁰ Im Basisjahr etwa ein Zehntel des Brennstoffeinsatzes

Anhang II. Lange Instrumententabelle

Die folgende Tabelle zeigt eine detaillierte Aufstellung der Instrumente und in welchen Szenarien sie hinterlegt sind.

Tabelle 2: Detaillierte Übersicht der Instrumente in den Szenarien

Instrument	Szenario KS1 "Policy Mix"	Szenario KS2 "CO2-Preise"	Szenario KS3 "Einheitlicher CO2-Preis"	Szenario KS4 "Ordnungsrecht"
EU-ETS und BEHG	mittel	hoch	sehr hoch	niedrig
Änderung Strommarktdesign	moderat	gering	gering	moderat
EE-Ausbaukorridor bis 2030: 80% der Bruttostromnachfrage aus EE	x	x	x	x
Flächenfreigabe Wind und PV ("2%-Ziel")	x	x	x	x
PV-Aufdachanlagenpflicht bis 2030	x	x	x	x
Repowering PV ermöglichen	x	x	x	x
EE-Ausbaukorridor nach 2030: mind. EE-Ausbaukorridor nach Kohleausstieg	x			x
Fortsetzung EEG-Einspeisevergütung	x			
PV-Aufdachanlagenpflicht nach 2030	x			x
"kommunale Zubaupflicht bei Zielverfehlung"				x
Stärkung energy communities: Quartiers- und Mieterstrommodelle				x
Disponible Stromerzeugung bis 2030				
Kohleausstieg 2030	x	x	x	x
H2-ready	x	x	x	x

Instrument	Szenario KS1 "Policy Mix"	Szenario KS2 "CO2-Preise"	Szenario KS3 "Einheitlicher CO2-Preis"	Szenario KS4 "Ordnungsrecht"
Ausschreibungen Bau & Betrieb H2-KW	x	x	x	x
Disponibile Stromerzeugung nach 2030				
Ausschreibungen für Bau und Betrieb von H2-KW	x			
Kapazitätsmechanismus für klimaneutrale Peaker	x	x	x	x
H2 "really": Prämie bei frühzeitiger Errichtung von H2-Kraftwerken	x			x
Neubau-Verbot für Erdgas-KW ab 2030				x
Erdgasausstieg (öffentl. Versorgung) bis 2040				x
Erdgasausstieg bis 2045				x
Heizölausstieg bis 2035 (Ausnahme Raffinerie-Kraftwerke)	x			x
Verschärfter Pfad zur Umstellung der Wärmenetze (50% bis 2030, 100% bis 2045)	x			x
Beschränkung Biomasse	x	x	x	x
EE-Nachweispflicht für Wärmenetzbetreiber				x
KWKG-Förderung nach 2030 nur bei Umstieg auf emissionsfreie Energieträger	x			
Förderzuschuss Invest in Großwärmepumpen	x			
Förderzuschuss Invest in Großwärmespeicher	x			
CCfD für erneuerbare Wärmeeinspeisung in Wärmenetz ggü Erdgas-Heizkessel				
Wasserstoffherzeugung				

Instrument	Szenario KS1 "Policy Mix"	Szenario KS2 "CO2-Preise"	Szenario KS3 "Einheitlicher CO2-Preis"	Szenario KS4 "Ordnungsrecht"
"Ausschreibung" Elektrolyseurleistung	x	x	x	x
"Ausschreibung" Importmenge H2	x	x	x	x
Förderung Offshore Elektrolyseure bis 2035	x	x	x	x
Ankaufprogramm für H2 und H2-Derivate	x	x	x	x
Aufbau Wasserstoffinfrastruktur (Importkapazitäten, H2-Netz, Ausstieg Erdgasnetz)	x	x	x	x
Verbleibende Emissionen				
Pflicht zur Abscheidung von CO2 an Müllverbrennungsanlagen (CCS)	x	x	x	x
Speicher bis 2030				
Umlagenbefreiung für Pumpstrom	x	x	x	x
Smart-Meter-Rollout	x	x	x	x
Abschaffung verzerrender Anreize im Stromverbrauch Industrie ("StromNEV")	x	x	x	x
Flex-Bonus Biogasanlagen	x	x	x	x
Speicher ab 2030				
Flex-Bonus Biogasanlagen	x			
Investitionszuschuss Industrie-DSM	x			
Investitionszuschuss gekoppelte Großspeicherbatterien	x			
Investitionszuschuss für PSW-Neubauprojekte	x			

Instrument	Szenario KS1 "Policy Mix"	Szenario KS2 "CO2-Preise"	Szenario KS3 "Einheitlicher CO2-Preis"	Szenario KS4 "Ordnungsrecht"
Pflicht dynamische Endkunden-Stromtarife				x
Pflicht zu "DSM-Ready" bei E-Mob und WP				x
PV-Heimspeicherungspflicht ab 2030				x
Stärkung des europäischen Netzverbunds (inkl. der Austauschkapazitäten); FBMC	x	x	x	x

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Anhang III. Bruttostromerzeugungstabellen

Tabelle 3: Bruttostromerzeugung im Szenario REF in TWh

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Braunkohle	90,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	39,8	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	111,0	98,9	68,9	41,9	47,5	49,0
Mineralöl	9,7	2,1	1,7	0,8	0,8	0,6
Wasserkraft	19,9	20,2	20,5	20,8	21,1	21,4
Windenergie onshore	125,9	213,6	287,8	315,9	323,5	332,1
Windenergie offshore	35,1	79,3	119,7	157,8	159,4	164,4
Photovoltaik	92,3	198,5	296,8	385,1	398,3	401,9
Biomasse ^a	53,8	48,2	34,5	26,2	23,5	23,2
Geothermie	0,4	0,6	0,8	0,9	1,0	1,0
Sonstige	24,8	37,4	42,8	43,1	42,1	41,9
Wasserstoff	0,0	1,5	5,6	4,2	5,1	7,9
Bruttostromerzeugung	603,4	701,9	879,0	996,6	1.022,2	1.043,4
<i>Erneuerbarer Anteil</i>	<i>54,3%</i>	<i>79,8%</i>	<i>86,5%</i>	<i>91,0%</i>	<i>90,7%</i>	<i>90,5%</i>
Stromhandelssaldo ^b	-24,0	-41,3	-88,5	-65,0	-47,2	-34,2
Bruttostromverbrauch	579,5	660,6	790,6	931,6	975,0	1.009,2
<i>Erneuerbarer Anteil</i>	<i>56,5%</i>	<i>84,8%</i>	<i>96,1%</i>	<i>97,3%</i>	<i>95,1%</i>	<i>93,5%</i>

Anmerkungen: ^a Einschließlich organischem Anteil des Mülls. ^b Ein positives Vorzeichen zeigt einen Importüberschuss, ein negatives Vorzeichen einen Exportüberschuss an.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Tabelle 4: Bruttostromerzeugung im Szenario KS1 in TWh

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Braunkohle	93,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	40,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	91,4	101,1	31,2	19,2	4,5	2,9
Mineralöl	5,2	2,5	0,3	0,2	0,0	0,0
Wasserkraft	20,6	20,9	21,2	21,5	21,8	22,1
Windenergie onshore	123,2	196,4	289,6	346,5	354,2	360,5
Windenergie offshore	35,2	85,3	150,5	184,6	227,3	235,8
Photovoltaik	102,8	213,9	315,6	397,2	425,8	425,5
Biomasse ^a	34,1	28,1	21,7	20,4	10,5	2,7
Geothermie	0,4	0,6	0,8	0,9	1,0	1,0
Sonstige	28,8	39,3	47,0	52,7	51,1	50,9
Wasserstoff	0,0	7,6	31,2	38,1	148,0	160,5
Bruttostromerzeugung	576,2	695,7	909,1	1.081,1	1.244,3	1.262,1
<i>Erneuerbarer Anteil</i>	<i>54,9%</i>	<i>78,4%</i>	<i>87,9%</i>	<i>89,8%</i>	<i>83,6%</i>	<i>83,0%</i>
Stromhandelssaldo ^b	11,9	50,1	11,8	-3,1	-44,4	-32,4
Bruttostromverbrauch	588,1	745,8	920,9	1.078,0	1.199,8	1.229,7
<i>Erneuerbarer Anteil</i>	<i>53,8%</i>	<i>73,1%</i>	<i>86,8%</i>	<i>90,1%</i>	<i>86,7%</i>	<i>85,2%</i>

Anmerkungen: ^a Einschließlich organischem Anteil des Mülls. ^b Ein positives Vorzeichen zeigt einen Importüberschuss, ein negatives Vorzeichen einen Exportüberschuss an.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Tabelle 5: Bruttostromerzeugung im Szenario KS2 in TWh

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Braunkohle	93,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	40,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	91,7	101,0	30,2	9,7	1,7	0,6
Mineralöl	5,2	2,7	0,3	0,2	0,0	0,0
Wasserkraft	20,6	20,9	21,2	21,5	21,8	22,1
Windenergie onshore	123,2	196,4	289,5	387,7	490,5	572,3
Windenergie offshore	35,2	85,3	151,4	189,1	228,3	233,2
Photovoltaik	102,8	213,9	316,6	390,1	418,7	428,0
Biomasse ^a	34,1	28,0	27,1	27,7	20,4	11,5
Geothermie	0,4	0,6	0,8	0,9	1,0	1,0
Sonstige	28,1	39,3	48,7	54,5	52,5	53,9
Wasserstoff	0,0	7,6	54,3	63,1	89,6	81,5
Bruttostromerzeugung	575,6	695,6	940,1	1.144,5	1.324,6	1.404,3
<i>Erneuerbarer Anteil</i>	<i>54,9%</i>	<i>78,4%</i>	<i>85,8%</i>	<i>88,9%</i>	<i>89,1%</i>	<i>90,3%</i>
Stromhandelssaldo ^b	10,4	42,0	-25,2	-42,7	-43,7	-28,8
Bruttostromverbrauch	586,0	737,6	915,0	1.101,8	1.280,8	1.375,5
<i>Erneuerbarer Anteil</i>	<i>54,0%</i>	<i>73,9%</i>	<i>88,1%</i>	<i>92,3%</i>	<i>92,2%</i>	<i>92,2%</i>

Anmerkungen: ^a Einschließlich organischem Anteil des Mülls. ^b Ein positives Vorzeichen zeigt einen Importüberschuss, ein negatives Vorzeichen einen Exportüberschuss an.
 Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Tabelle 6: Bruttostromerzeugung im Szenario KS3 in TWh

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Braunkohle	93,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	40,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	91,6	100,9	30,3	8,1	1,5	0,6
Mineralöl	5,2	2,6	0,3	0,2	0,0	0,0
Wasserkraft	20,6	20,9	21,2	21,5	21,8	22,1
Windenergie onshore	123,2	196,4	289,9	388,0	490,5	572,3
Windenergie offshore	35,2	85,3	152,5	190,9	228,5	233,3
Photovoltaik	102,8	213,9	304,4	382,8	417,5	428,0
Biomasse ^a	34,1	28,0	27,0	27,6	20,4	11,5
Geothermie	0,4	0,6	0,8	0,9	1,0	1,0
Sonstige	28,2	39,3	47,6	53,5	52,5	54,0
Wasserstoff	0,0	7,6	23,7	61,8	89,6	80,5
Bruttostromerzeugung	575,7	695,5	897,8	1.135,2	1.323,3	1.403,4
<i>Erneuerbarer Anteil</i>	<i>54,9%</i>	<i>78,4%</i>	<i>88,6%</i>	<i>89,1%</i>	<i>89,2%</i>	<i>90,4%</i>
Stromhandelssaldo ^b	10,8	42,1	13,4	-34,7	-43,0	-27,7
Bruttostromverbrauch	586,5	737,6	911,2	1.100,5	1.280,2	1.375,7
<i>Erneuerbarer Anteil</i>	<i>53,9%</i>	<i>73,9%</i>	<i>87,3%</i>	<i>91,9%</i>	<i>92,1%</i>	<i>92,2%</i>

Anmerkungen: ^a Einschließlich organischem Anteil des Mülls. ^b Ein positives Vorzeichen zeigt einen Importüberschuss, ein negatives Vorzeichen einen Exportüberschuss an.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut

Tabelle 7: Bruttostromerzeugung im Szenario KS4 in TWh

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Braunkohle	93,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	39,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	89,8	94,2	37,0	3,4	0,0	0,0
Mineralöl	5,2	2,5	0,3	0,2	0,0	0,0
Wasserkraft	20,6	20,9	21,2	21,5	21,8	22,1
Windenergie onshore	123,2	196,4	307,0	345,5	361,2	367,5
Windenergie offshore	35,2	85,2	150,0	181,6	222,9	235,2
Photovoltaik	102,8	212,8	304,4	385,0	411,0	411,2
Biomasse ^a	34,1	28,1	22,0	21,6	15,7	6,9
Geothermie	0,4	0,6	0,8	0,9	1,0	1,0
Sonstige	29,0	39,0	46,5	51,6	49,4	48,1
Wasserstoff	0,0	7,6	6,2	13,1	34,2	71,1
Bruttostromerzeugung	573,8	687,3	895,4	1.024,2	1.117,2	1.163,2
<i>Erneuerbarer Anteil</i>	<i>55,1%</i>	<i>79,1%</i>	<i>90,0%</i>	<i>93,3%</i>	<i>92,5%</i>	<i>89,7%</i>
Stromhandelssaldo ^b	6,7	36,7	8,7	16,6	32,7	25,4
Bruttostromverbrauch	580,5	724,0	904,0	1.040,8	1.150,0	1.188,6
<i>Erneuerbarer Anteil</i>	<i>54,5%</i>	<i>75,1%</i>	<i>89,1%</i>	<i>91,8%</i>	<i>89,9%</i>	<i>87,8%</i>

Anmerkungen: ^a Einschließlich organischem Anteil des Mülls. ^b Ein positives Vorzeichen zeigt einen Importüberschuss, ein negatives Vorzeichen einen Exportüberschuss an.

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut