

TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

Rahmendaten für die Treibhausgas-Projektionen 2025



TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

Ressortforschung

Forschungskennzahl 37K2 44 201 0

FB001745

Rahmendaten für die Treibhausgas- Projektionen 2025

von

Andreas Kemmler, Sven Kreidelmeyer, Jan Limbers,
Sebastian Lübbers, Fabian Muralter
Prognos AG, Basel, Berlin

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Verantwortlich für die Zusammenstellung der Rahmendaten:

Prognos AG
St. Alban-Vorstadt 24
CH 4052 Basel

Abschlussdatum:

Januar 2025

Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie
Kai Wehnmann, Marcel Koßmann, Karlotta Schultz und Maximilian Pagel,
Kirsten op de Hipt - Layout

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7765>

Dessau-Roßlau, Februar 2025

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen*Autoren.

Kurzbeschreibung: Rahmendaten für die Treibhausgas-Projektionen 2025

Dieses Dokument beinhaltet die übergreifenden Rahmendaten für die Projektionen 2025. Diese umfassen zum einen die demografische und die gesamtwirtschaftliche Entwicklung. Zum anderen werden Energiepreise sowie Preise für Treibhausgas-Emissionszertifikate abgeleitet.

Abstract: Greenhouse gas projections 2025 for Germany – Modelling data

This document comprises overarching modelling data for the projections 2025. These include on the one hand data on the demographic and economic development. On the other hand, energy prices as well as prices for GHG emission certificates are derived.

Dieses Dokument stellt eine Fortschreibung und Ergänzung der Veröffentlichung Mendelevitch et al. (2024) dar. Einige Teile des Textes sind aus dieser Veröffentlichung entnommen, andere wurden grundsätzlich überarbeitet und die Text entsprechend angepasst. Tabellen und Abbildungen sind mit den neuen Rahmendaten und weiteren für die Einordnung verwendeten Daten befüllt.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis.....	7
Abkürzungsverzeichnis.....	9
1 Einleitung.....	11
2 Demografische und ökonomische Rahmendaten.....	12
2.1 Demografische Entwicklung.....	12
2.2 Ökonomische Entwicklung.....	15
3 Energiepreisprojektionen.....	21
3.1 Vorbemerkungen.....	21
3.2 Zusammenfassung der als Rahmendaten für die Projektionen 2025 vorgeschlagenen Primärenergiepreise.....	22
3.3 Details zu Preisprojektionen für Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Wasserstoff.....	23
3.3.1 Großhandelspreise für Rohöl.....	23
3.3.2 Großhandelspreise für Erdgas.....	25
3.3.3 Großhandelspreise für Steinkohle.....	26
3.3.4 Großhandelspreise für Wasserstoff.....	28
4 Entwicklung der Preise für Treibhausgas-Emissionszertifikate im EU-ETS und CO ₂ -Preise für Verkehr und Wärme sowie für die nicht vom EU-ETS erfassten Emissionen der Industrie.....	31
4.1 Entwicklung der Preise für Treibhausgas-Emissionszertifikate im EU-ETS.....	31
4.2 Entwicklung der CO ₂ -Preise für Verkehr und Wärme sowie für die nicht vom EU-ETS erfassten Emissionen der Industrie.....	34
5 CO ₂ -Transport und -Speicherung.....	38
Quellenverzeichnis.....	41

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Bevölkerungsprojektionen im Vergleich	14
Abbildung 2:	Wachstumszerlegung der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung	17
Abbildung 3:	Preise für Rohöl (Brent) im historischen Trend sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2025	24
Abbildung 4:	Großhandelspreise Erdgas NWE/THE im historischen Trend sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2025	26
Abbildung 5:	Großhandelspreise Steinkohle, historische Entwicklung sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2025	27
Abbildung 6:	Großhandelspreise Wasserstoff bzw. Herstellungskosten, aktuelle Niveauschätzung und Projektionen, sowie Empfehlung für die Projektionen 2025.....	29
Abbildung 7:	Preise für CO ₂ im EU-ETS sowie nach BEHG (EU-ETS 2), historische Entwicklung sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2025	32

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Variation der demografischen Komponenten in der 15. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung.....	12
Tabelle 2:	Bevölkerungsentwicklung.....	14
Tabelle 3:	Veränderung des Bruttoinlandproduktes (inflationsbereinigt) in Deutschland in verschiedenen Projektionen in Prozent pro Jahr	18
Tabelle 4:	Ausgewählte demografische und ökonomische Kenngrößen der Treibhausgas-Projektionen 2025, Absolutwerte.....	19
Tabelle 5:	Ausgewählte demografische und ökonomische Kenngrößen der Treibhausgas-Projektionen 2025, durchschnittliche Veränderung in Prozent pro Jahr	20
Tabelle 6:	Empfehlung für Projektionen 2025 und Vergleich mit Projektionen 2024: Energiepreis-Projektionen für Rohöl, Erdgas und Steinkohle zu Preisen von 2023 (EUR/MWh Hu), 2023- 2050.....	22
Tabelle 7:	Empfehlung für die Projektionen 2025 und Vergleich mit den Projektionen 2024: Projektion Großhandelspreise Wasserstoff	30

Tabelle 8:	Empfehlung für die Projektionen 2025 und Vergleich mit den Projektionen 2024: Historische Entwicklung und Projektion für den Preis für CO ₂ im EU-ETHS.....	34
Tabelle 9:	Empfehlung für die Projektionen 2025 und Vergleich mit den Projektionen 2024: CO ₂ -Preise für Verkehr und Wärme sowie für die nicht vom EU-ETS 1 erfassten Emissionen der Industrie	36
Tabelle 10:	Entwicklung der CO ₂ -Transport- und Speicherkosten	39

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AP	Announced Pledges
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BioCCS	Biomass use with carbon capture and storage; Biomassenutzung in Kombination mit CO ₂ -Abscheidung und Speicherung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CCS	Carbon Capture and Storage; CO ₂ -Abscheidung und Speicherung
CCU	Carbon Capture and Utilization; CO ₂ -Abscheidung und Nutzung z.B. in chemischen Prozessen
CDM	Clean Development Mechanism
CO₂	Kohlendioxid
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage; Direkte CO ₂ -Abscheidung aus der Atmosphäre und Speicherung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EUA	EU Allowance
EU COM	Europäische Kommission
EU-ETS (EU-EHS)	EU-Emissionshandelssystem
FID	Finale Investitionsentscheidung
Hu	unterer Heizwert
JI	Joint Implementation
JRC	Joint Research Centre
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
MSR	Marktstabilitätsreserve
MWMS	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario
MWSt	Mehrwertsteuer
MWh (NCV)	Megawattstunde (net calorific value) unterer Heizwert
NECP	Nationaler Energie- und Klimaplan
nEHS	nationales Emissionshandelssystem
OPEC	Organisation erdölexportierender Länder

Abkürzung	Erläuterung
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin, erneuerbare Brenn- und Kraftstoff nicht biogenen Ursprungs
StBA	Statistisches Bundesamt
EUR	Euro
WAM	With Additional Measures
WEO	World Energy Outlook
WEM	With Existing Measures

1 Einleitung

Die Rahmendaten, die in diesem Bericht vorgestellt werden, beschreiben die Entwicklungen wichtiger Einflussfaktoren des Energiesystems bis zum Jahr 2050. Diese Treiber sind selbst weitgehend unabhängig von den Einflüssen des Energiesystems. Der vorliegende Rahmendatenbericht beschreibt die in den Treibhausgas-Projektionen 2025 unterstellte demografische und ökonomische Entwicklung in Deutschland bis 2050. Die Rahmendaten umfassen außerdem die Großhandelspreise wichtiger Energieträger (Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Wasserstoff) sowie die CO₂-Preise im Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) und im nationalen Emissionshandelssystem (nEHS). Ebenfalls Teil der Rahmendaten sind Annahmen zu Kosten für den Transport und die Speicherung von CO₂. Die Kosten der CO₂-Abscheidung hängen sehr stark von der Anwendung, bzw. der CO₂-Quelle ab. Aus diesem Grund werden die Kosten für die CO₂-Abscheidung nicht im Rahmendatenbericht dokumentiert, sondern im Teilbericht zu den wesentlichen sektorspezifischen Parameter und Annahmen beschrieben. Die Endverbraucherpreise für Energie sind ebenfalls nicht Bestandteil des Rahmendatenberichts. Die Entwicklung der Endverbraucherpreise werden zusammen mit den Annahmen zu relevanten Preisbestandteilen (u.a. Netzentgelte, Steuern, Abgaben) in einem eigenständigen Teilbericht dokumentiert und veröffentlicht. Die zentrale Grundlage für die Endverbraucherpreise bilden die hier beschriebenen Großhandelspreise.

Die Rahmendaten werden einzeljährlich bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Im Rahmendatenbericht sind ausgewählte Stichjahre dargestellt. Die vollständigen Zeitreihen werden in einer ergänzenden Excel-Datei gleichzeitig mit dem Bericht veröffentlicht.

Die Treibhausgas-Projektionen umfassen zwei Szenarien: das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) und das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS). Für die Berechnung beider Szenarien werden die identischen Rahmendaten verwendet.

Für die Auswahl der Quellen der Rahmendaten sind folgende Kriterien relevant:

- ▶ Konsistenz - die ausgewählten Projektionen für die Rahmendatenparameter müssen ein in sich stimmiges, konsistentes Gesamtbild ergeben,
- ▶ Vergleichbarkeit mit weiteren Arbeiten des Bundes und
- ▶ Plausibilität der dargestellten Entwicklung.

Der Bericht ist folgendermaßen aufgebaut: Kapitel 2 beschreibt die demografischen und ökonomischen Rahmendaten. In Kapitel 3 folgt die Darstellung der Energiepreisprojektionen auf Ebene des Großhandels. Anschließend wird Kapitel 4 die Entwicklung der CO₂-Preise im europäischen und im nationalen Emissionshandelssystem beschrieben. Abschließend folgt in Kapitel 5 die Diskussion der Annahmen zu den CO₂-Transport- und Speicherkosten.

Ergänzend zu den ausgewählten Projektionen der Rahmendaten werden zum Vergleich die Annahmen der letztjährigen Treibhausgas-Projektionen (Ausgabe 2024) sowie alternative Projektionen bzw. Quellen dargestellt.

2 Demografische und ökonomische Rahmendaten

2.1 Demografische Entwicklung

Die Veränderung der Bevölkerung ist eine wichtige Determinante für die Entwicklung der Treibhausgase. Es besteht ein direkter Zusammenhang zwischen der Bevölkerungsgröße und den Treibhausgasen, z. B. durch die Nutzung von Kraft- und Brennstoffen für Transport- und Heizzwecke. Zudem wirkt die Bevölkerungsdynamik auf das Wirtschaftswachstum und damit auch indirekt auf die Entwicklung der Treibhausgase in den verschiedenen Sektoren bzw. Wirtschaftsbereichen.

Für die Treibhausgas-Projektionen werden keine eigenen Bevölkerungsvorausberechnungen erstellt. Wir greifen hierfür auf die 15. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung (15. kBv) zurück, welche das Statistische Bundesamt in mehreren Varianten 2022 veröffentlicht hat (StBA 2023). Die Vorausberechnung basiert auf dem Bevölkerungsstand vom 31. Dezember 2021, welcher von den Ergebnissen des Zensus 2011 ausgehend fortgeschrieben wurde.

Die Annahmen zu den drei demografischen Komponenten Geburtenhäufigkeit, Lebenserwartung und Wanderungssaldo definieren die jeweils gerechnete Variante in der Vorausberechnung. Das Statistische Bundesamt unterscheidet hier jeweils drei Ausprägungen (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Variation der demografischen Komponenten in der 15. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung

	Geburtenhäufigkeit	Lebenserwartung	Wanderungssaldo
Niedrig (1)	1,44 Kinder je Frau	Jungen 82,6 Mädchen 86,1	150 Tsd. Personen
Moderat (2)	1,55 Kinder je Frau	Jungen 84,6 Mädchen 88,2	250 Tsd. Personen
Hoch (3)	1,67 Kinder je Frau	Jungen 86,4 Mädchen 90,1	350 Tsd. Personen

Quelle: Statistisches Bundesamt (2023)

Die in Tabelle 1 angegebenen Ausprägungen sind Zielwerte, welche in der Vorausberechnung ausgehend vom zum Zeitpunkt der Erstellung der Vorausberechnung aktuellen statistischen Rand (2021) sukzessive erreicht werden. Die Geburtenhäufigkeit betrug 2021 1,58 Kinder je Frau, dieser Wert sank tatsächlich gemäß der aktuellen Bevölkerungsstatistik bis 2023 auf 1,35 Kinder je Frau. Diese Kenngröße ist damit selbst in der niedrigen Ausprägung (1,44 Kinder je Frau) in den ersten beiden Jahren der Vorausberechnung leicht überzeichnet. Der Wanderungssaldo lag 2021 bei 329 Tsd. Personen und stieg in den beiden Folgejahren aufgrund des Ukraine-Krieges auf 1'462 bzw. 663 Tsd. Personen an. Diese Kenngröße liegt damit wesentlich höher als in der Vorausberechnung für 2022 und 2023 unterstellt.

Im Juni 2024 wurden die Ergebnisse des neuen Zensus vom Mai 2022 veröffentlicht. Diesem zufolge lag die Bevölkerungszahl in Deutschland 2022 mit 82,7 Mio. Personen rund 1,4 Mio. Personen niedriger als in der bisherigen Fortschreibung auf Basis des Zensus 2011 kalkuliert. Aktuell liegen nur für 2022 die Ergebnisse des Zensus 2022 vor, eine korrigierte Fort- bzw. Rückschreibung des Bevölkerungsstandes (für den Zeitraum vor 2022 und aktuell 2023) wird voraussichtlich erst im Frühjahr 2025 vom Statistischen Bundesamt veröffentlicht.

Für die Treibhausgas-Projektionen 2025 wurden daher die Ergebnisse der 15. kBv wie folgt modifiziert:

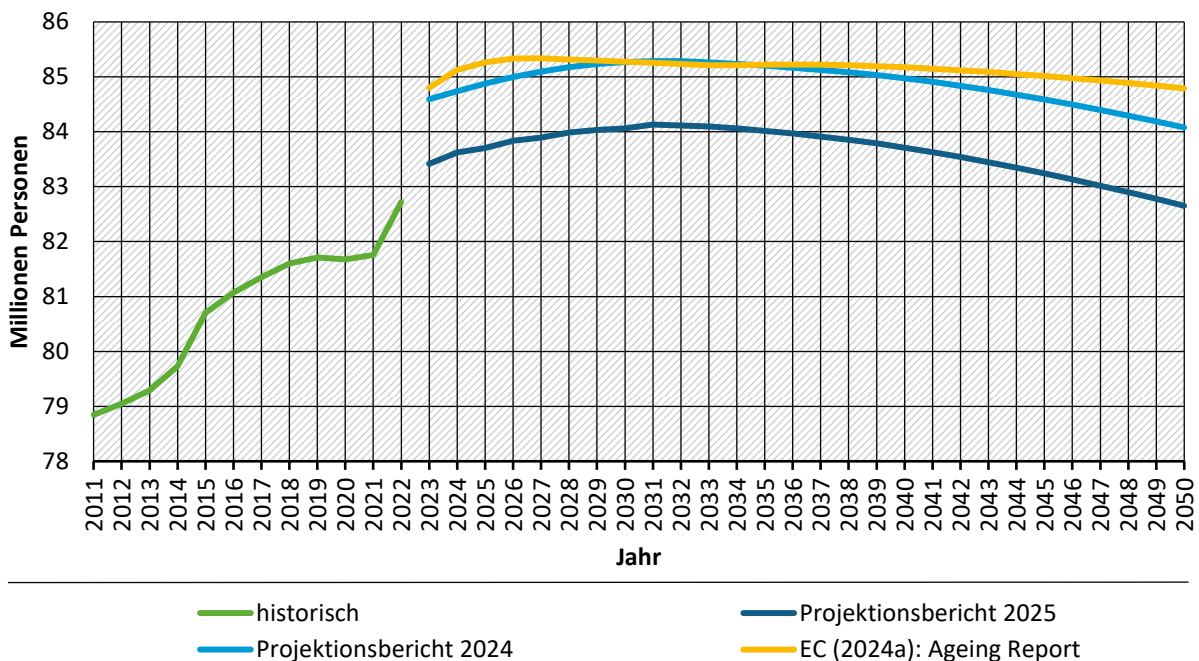
- ▶ Ausgangsbasis der Bevölkerungsprojektion sind die Ergebnisse des Zensus 2022. Für 2023 wurden diese Ausgangswerte mit den Veränderungsdaten (nach Einzelalter und Geschlecht differenziert) der Bevölkerungsfortschreibung (auf Basis des Zensus 2011) dynamisiert. Hierdurch können die oben dargelegten Abweichungen zwischen der 15. kBv und dem aktuellen statistischen Rand weitgehend aufgefangen werden.
- ▶ Der entsprechend berechnete Bevölkerungsstand für 2023 wird anschließend für die Folgejahre mit den Veränderungsdaten (nach Einzelalter und Geschlecht differenziert) einer Variante der 15. kBv dynamisiert.
- ▶ Die Geburten werden mittels einer vereinfachten „Geburtenziffer“ (Geburten je Tsd. Frauen im Alter 15-49 Jahre) festgelegt. Hierbei unterstellen wir eine lineare Annäherung des statistischen Ausgangswertes 2023 in Höhe von 41,9 Geburten je Tsd. Frauen an den entsprechenden Wert der gewählten Variante der 15. kBv bis 2028 (44,9 Geburten je Tsd. Frauen in der Variante G2-L2-W2). Die Aufteilung der Geburten nach Geschlecht entspricht der Quote in der 15. kBv (Anteil Mädchen: 48,7 %).

Diese Modifizierung der Bevölkerungsvorausberechnung berücksichtigt damit sowohl die Niveaushiftung des Bevölkerungsstandes 2022 durch die Ergebnisse des neuen Zensus als auch die abweichende Bevölkerungsdynamik am aktuellen Rand (gegenüber der 15. kBv).

Wir verwenden die jeweils moderate Ausprägung der demografischen Komponenten (Variante 2 der 15. kBv: G2-L2-W2) für die Treibhausgas-Projektionen. Die konkreten Werte folgen bei der Geburtenhäufigkeit und der Lebenserwartung den längerfristigen Trends in der Vergangenheit. Der Konvergenzwert beim Wanderungssaldo (250 Tsd. Personen ab 2033) fällt ohne die Sondereffekte 2015 und 2022/23 etwas niedriger aus als im Schnitt der letzten Dekade. Wir gehen davon aus, dass die aktuell zu beobachtende Übernahme migrationskritischer Positionen in weiten Teilen des politischen Spektrums auch mittelfristig anhält. Die Annahme eines geringeren Wanderungssaldos erscheint uns vor diesem Hintergrund plausibel. Die mittlere Variante der 15. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnungen wurde ebenfalls für die vorjährigen Treibhausgas-Projektionen 2024 herangezogen – allerdings noch ohne die Niveaueinstellung durch den Zensus 2022 (vgl. Abbildung 1).

Die oben beschriebenen Modifikationen der Originalrechnung der 15. kBv (Variante 2) führen zu einem ähnlichen Verlauf auf einem niedrigeren Niveau (Vergleich Projektionsbericht 2024 zu 2025 in Abbildung 1). Im Jahr 2050 wird mit einer Bevölkerungszahl von 82,7 Mio. Personen wieder der Wert des Jahres 2022 erreicht.

Abbildung 1: Bevölkerungsprojektionen im Vergleich



Quelle: historisch und Projektionsbericht 2025: eigene Berechnungen, Prognos basierend auf Angaben des StBA, Projektionsbericht 2024: Mendelevitch et al. 2024

Die EU-Kommission veröffentlicht alle zwei Jahre im Rahmen ihrer „Recommended parameters for reporting on GHG projections“ Projektionen zur Bevölkerungsentwicklung und ökonomischen Dynamik in den EU-Mitgliedsländern. Diese Projektionen beruhen auf den „Ageing Reports“ der Kommission (EC 2024). Die Kerngrößen der Bevölkerungsmodellierung stammen aus den Eurostat-Bevölkerungsvorausschätzungen EUROPOP2023 und enthalten aktualisierte Werte für die historischen Daten (2021-2022) aus der jüngsten Veröffentlichung des Eurostat-Bevölkerungsdatensatzes. Für den Vergleich wird diese Bevölkerungsprojektion hier ebenfalls aufgeführt. Die Ergebnisse des Zensus 2022 konnten hier noch nicht berücksichtigt werden. Entsprechend liegt im Ageing Report die Bevölkerungsanzahl höher als die für den Projektionsbericht 2025 vorgeschlagene Entwicklung.

Für die Projektionen 2025 wird die Variante 2 (G2-L2-W2) der 15. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung verwendet – angepasst an die Zensusergebnisse vom Mai 2022 und die Entwicklung am aktuellen statistischen Rand.

Tabelle 2 gibt einen Überblick zu Bevölkerungsentwicklungen der einzelnen Quellen.

Tabelle 2: Bevölkerungsentwicklung

Quellen	Bevölkerung in Millionen					
	2022	2025	2030	2035	2040	2050
StBA (2024a) – Zensus Mai 2022	82,7					
StBA (2023) - 15. koordin. Bevölkerungsvorausberechnung, Variante 2 (G2-L2-W2), zum 31.12.	84,2	84,8	85,2	85,1	84,9	84,0

Quellen	Bevölkerung in Millionen					
EC (2024) Ageing Report / Recommended Parameters, zum 31.12.		85,3	85,3	85,2	85,2	84,8
Projektionen 2024, zum 31.12.	84,4	84,9	85,3	85,2	85,0	84,1
Projektionen 2025, zum 30.06.	82,7	83,7	84,1	84,0	83,7	82,7

Quelle: wie angegeben, eigene Berechnungen, Prognos

2.2 Ökonomische Entwicklung

Die den Treibhausgas-Projektionen 2025 zugrunde liegende ökonomische Entwicklung in Deutschland wird mit dem VIEW-Modell der Prognos bestimmt. VIEW ist ein dynamisches Input-Output-Modell, in welchem die Entstehung (Bruttowertschöpfung nach Produktionsbereichen), die Verwendung (Konsum, Investitionen, Ex-/Importe) sowie die Einkommensverteilung (Lohnsumme, Bruttobetriebsüberschuss) des Bruttoinlandsprodukts bis 2050 abgebildet werden.

Das Modell stellt die ökonomischen Inputgrößen für die energiewirtschaftlichen Sektormodelle bereit, in welchen die Treibhausgase berechnet werden. Auf diese Weise wird die Konsistenz zwischen der Bevölkerungsentwicklung, der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, der Dynamik der Produktionsbereiche und der Veränderung der Treibhausgase sichergestellt.

Eine Iteration zwischen der ökonomischen Modellierung und der Modellierung der THG-Emissionen ist im Vorhaben Treibhausgas-Projektionen 2025 aufgrund des engen Zeitplans nicht vorgesehen. Im Anschluss an die Modellierung der THG-Emissionen erfolgt ein Impact Assessment, in welchem die Effekte des Klimaschutzes auf die volkswirtschaftliche Entwicklung untersucht werden. Es erfolgt jedoch keine Rückkopplung der dort berechneten Effekte auf die ökonomischen Rahmendaten.

Klimaschutzinstrumente werden in der Modellierung der ökonomischen Entwicklung mit VIEW aufgrund des engen Zeit- und Budgetrahmens nicht explizit abgebildet. Implizit sind die bestehenden Klimaschutzinstrumente im hier vorgestellten Szenario enthalten. Zudem wurden die unter der aktuellen Regulierung erwarteten Produktionsmengen der energieintensiven Industriegüter mit den sektorverantwortlichen Berbeitern abgestimmt und bei der Modellierung entsprechend berücksichtigt. Eine detaillierte Beschreibung dieser Abstimmung und der Produktionsmengen findet sich im Teilbericht zu den wesentlichen sektorspezifischen Parametern und Annahmen.

Das Modell basiert auf den vom Statistischen Bundesamt bereitgestellten Input-Output-Tabellen und Zeitreihen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung. Letztere liegen aktuell für die Verwendungsrechnung (Konsum, Investitionen, Ex-/Importe) in der notwendigen Differenzierung bis 2023 vor, für die Entstehungsrechnung (Produktionswert, Wertschöpfung, Erwerbstätige, etc. nach Wirtschaftsbereichen) bis 2022. Für die kurze Frist (2024-2026) wird das VIEW-Modell so kalibriert, dass es näherungsweise der Herbstprojektion 2024 (BMWK 2024) der Bundesregierung folgt.

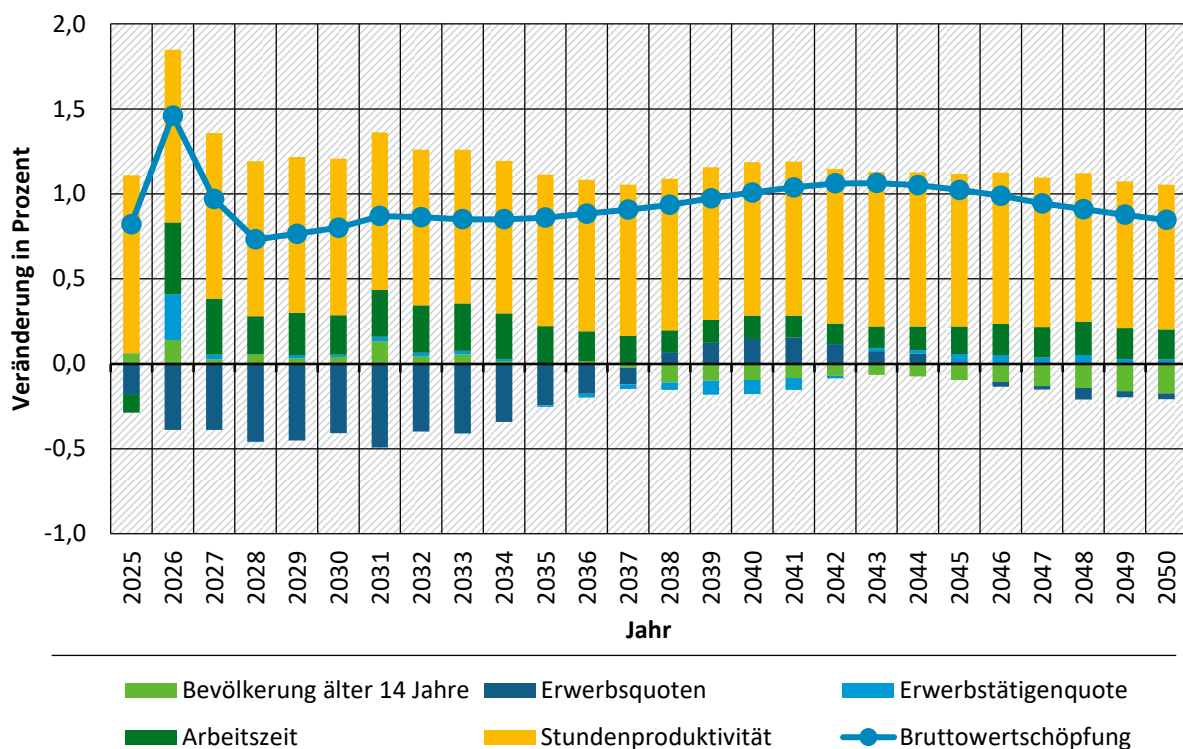
Für die Veranschaulichung des längerfristigen Wachstums einer Volkswirtschaft bietet sich eine (definitorische) Zerlegung desselben in verschiedene Komponenten an. Der Fokus liegt hier auf der Entstehung des Bruttoinlandsprodukts bzw. der Wertschöpfung aller Produktionsbereiche, welche das Produkt aus dem eingesetzten Arbeitsvolumen (in Stunden) und der

Arbeitsproduktivität (Wertschöpfung je Stunde) ist. Das Arbeitsvolumen selbst lässt sich wie folgt in weitere Komponenten zerlegen (vgl. Abbildung 2):

- ▶ Die Bevölkerung älter 14 Jahre ist die Ausgangsgröße für das Arbeitsangebot. Etwa bis Ende der 2030er Jahre stagniert die entsprechende Bevölkerungszahl, in den Folgejahren sinkt sie um ca. 0,1 % pro Jahr. Die Kernbevölkerung für das Arbeitsangebot im Alter von 15 bis 65 Jahren verzeichnet einen frühzeitigeren und deutlicheren Rückgang.
- ▶ Die Erwerbsquote gibt an, welcher Teil der Bevölkerung älter 14 Jahre dem Arbeitsmarkt als Erwerbspersonen zur Verfügung steht. Im VIEW-Modell werden die Erwerbsquoten nach Altersgruppen und Geschlecht differenziert in Abhängigkeit von historischen Trends und der trendmäßigen Relation zwischen dem gesamtwirtschaftlichen Arbeitsvolumen und der Bevölkerung im Alter 15 bis 65 Jahre fortgeschrieben. Die Relation spiegelt die Anspannungssituation auf dem Arbeitsmarkt wider und in Folge der demografischen Veränderungen verschärft sich diese im Projektionszeitraum. Als Konsequenz steigen die Erwerbsquoten in allen Bevölkerungsgruppen an. Da die Bevölkerungsgruppen mit einer niedrigen Erwerbsquote (vor allem Ältere) an Gewicht gewinnen, ist im Aggregat der Wachstumsbeitrag der Erwerbsquote in den meisten Jahren negativ.
- ▶ Die Erwerbspersonen teilen sich in Erwerbstätige und Erwerbslose auf. Die Erwerbstätigenquote ist das Gegenstück zur Erwerbslosenquote. Letztere nähert sich im Projektionszeitraum dem Niveau der Sockelarbeitslosigkeit an, welche im Modell nicht unterschritten werden kann (etwas unter drei Prozent). Die Erhöhung der Erwerbstätigenquote kann entsprechend nur in den ersten Projektionsjahren zum Wachstum beitragen.
- ▶ Die durchschnittliche jährliche Arbeitszeit je Erwerbstätigen ist in den letzten zwanzig Jahren von etwa 1.440 auf 1.350 Stunden p.a. gesunken. Ein Treiber hierfür war die relative Ausweitung von Teilzeitbeschäftigungsverhältnissen (insbesondere von Frauen). In der Projektion kehrt sich dieser Trend als Reaktion auf den zunehmenden demografischen Druck allmählich wieder um und der Anteil der Vollzeitbeschäftigungsverhältnisse wird ausgeweitet. Im Ergebnis steigt die durchschnittliche jährliche Arbeitszeit bis 2050 moderat wieder auf 1404 Stunden p.a. an und der Wachstumsbeitrag der Arbeitszeit ist entsprechend geringfügig positiv. Die Arbeitszeit erreicht damit 2050 wieder ein Niveau, wie es Anfang bis Mitte der 2010er Jahre vorlag. Der genannte Anstieg der durchschnittlichen jährlichen Arbeitszeit ist ein aggregiertes Resultat der entsprechenden Prozesse auf der Ebene der im Modell abgebildeten 72 Produktionsbereiche. In den meisten Produktionsbereiche steigt aufgrund des demografischen Drucks die Arbeitszeit, in wenigen Bereichen mit einer strukturellen Nachfrageschwäche (z.B. Bergbau auf Energieträger) stagniert oder sinkt sie.
- ▶ Die oben aufgeführten Prozesse resultieren in der Summe in der Veränderung des gesamtwirtschaftlichen Arbeitsvolumens (Menge der Arbeitsstunden aller Erwerbstätigen). Dieses liegt 2050 mit etwas über 61 Mrd. Stunden auf einem ähnlichen Niveau wie 2023.
- ▶ Wird zur Veränderung des Arbeitsvolumens der Produktivitätsfortschritt hinzugefügt, ergibt sich rechnerisch die Veränderung der Bruttowertschöpfung. Der Produktivitätsfortschritt wird im VIEW-Modell auf der Ebene der 72 Produktionsbereiche in Abhängigkeit von historischen Trends und expliziten Annahmen zum autonomen technischen Fortschritt sowie der Veränderung der Kapitalintensität (Kapitalstock je Erwerbstätigen) bestimmt. Das Tempo, in welchem neue Techniken Einzug in die Produktionsprozesse halten, hängt

wiederum von der Erneuerungsrate des Kapitalstocks (Bruttoinvestitionen zu Kapitalstock) ab. Gesamtwirtschaftlich resultiert mittel-/langfristig in den Treibhausgas-Projektionen 2025 eine Steigerung der Arbeitsproduktivität um ca. 0,9 % pro Jahr. Diese Zuwachsrate liegt geringfügig unter den entsprechenden Werten (gut 1,0 % pro Jahr bis 2050) des Nationalen Produktivitätsberichts 2023, welcher vom Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung erstellt wurde (SVR 2023) und etwas über dem Niveau der Herbstprojektion 2024 der Bundesregierung (ca. 0,7 % pro Jahr, bis 2029 ausgewiesen).¹ Alle drei genannten Zuwachsraten fallen höher aus als der Produktivitätsfortschritt der vergangenen Jahre (Trendwachstum ca. 0,5 % pro Jahr). Ein zentraler Treiber für die Beschleunigung im Projektionszeitraum ist wie auch vom SVR (2023) argumentiert die stärkere Zunahme der Kapitalintensität, durch welche knapper werdende Arbeit durch Kapital substituiert wird.

Abbildung 2: Wachstumszerlegung der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung



Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

Zwischen 2023 und 2050 wächst das Bruttoinlandsprodukt in den Treibhausgas-Projektionen 2025 (inflationsbereinigt) durchschnittlich um 0,9 % pro Jahr. Diese Zuwachsrate fällt ab den 2030er Jahren geringer aus als im vorjährigen Projektionsbericht 2024, welcher ab 2032 dem „Ageing Report 2022“ der EU-Kommission folgte. Der Ageing Report unterstellt eine markante Beschleunigung des Produktivitätsfortschritts von etwa 1,0 % p.a. in den 2020er Jahren auf ca. 1,5 % p.a. ab den 2030er Jahren. Auch der aktuelle „Ageing Report 2024“ (EC 2024) sieht eine ähnlich starke Beschleunigung vor. Das Potenzialwachstum im Nationalen Produktivitätsbericht

¹ In beiden Quellen wird die Veränderung der Arbeitsproduktivität (Bruttowertschöpfung, deflationiert, je Arbeitsstunde) nicht explizit ausgewiesen. Näherungsweise resultiert diese, wenn vom Potenzialwachstum die Veränderung des Arbeitsvolumens abgezogen wird.

(SVR 2023) liegt bei durchschnittlich 0,7 % pro Jahr. Dämpfend wirkt dort der unterstellte Rückgang der Arbeitszeiten bzw. als Resultat des Arbeitsvolumens.

Eine Zusammenschau der vorliegenden Projektionen respektive ihrer Wachstumsraten liefert Tabelle 3.

Tabelle 3: Veränderung des Bruttoinlandproduktes (inflationsbereinigt) in Deutschland in verschiedenen Projektionen in Prozent pro Jahr

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2030-2040	2040-2050	2023-2050
BMWK (2024) Herbstprojektion	-0,2	1,1	1,6	0,9	0,9	0,9				
EC (2024) Ageing Report*	1,1	1,0	0,9	1,0	0,8	0,8	0,7	1,1	1,4	1,2
SVR (2023) Produktivitätsbericht*	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,6	0,8	0,6
Projektionen 2024	1,3	1,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	1,1	1,3	1,1
Projektionen 2025	-0,2	1,1	1,6	1,0	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	0,9

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos auf Basis der oben angegebenen Quellen

* = Potenzialwachstum

In der nachfolgenden Tabelle 4 sind ausgewählte demografische und ökonomische Kenngrößen der Treibhausgas-Projektionen 2025 ausgewiesen. In der Tabelle 5 sind für diese Kenngrößen außerdem die durchschnittlichen jährlichen Veränderungen in Prozent dargestellt. Die in den beiden Tabellen enthaltenen Kenngrößen dienen der Veranschaulichung der hier erläuterten Rahmendaten. Die von den energiewirtschaftlichen Sektormodellen verwendeten Kenngrößen sind in der separaten Excel-Datei aufgeführt, die ebenfalls veröffentlicht wird.

Tabelle 4: Ausgewählte demografische und ökonomische Kenngrößen der Treibhausgas-Projektionen 2025, Absolutwerte

	2023	2030	2035	2040	2045	2050
Bevölkerung Total (Mio. Personen)	83,4	84,1	84,0	83,7	83,2	82,7
Bevölkerung 15-64 Jahre (Mio. Personen)	53,1	51,2	49,9	49,6	49,5	49,0
Erwerbsbevölkerung (Mio. Personen)	47,0	46,3	45,5	45,4	45,4	45,0
Erwerbstätige (Inland) (Mio. Personen)	46,0	45,1	44,4	44,2	44,2	43,9
Arbeitszeit Erwerbstätige (h/a)	1335	1354	1372	1382	1391	1404
Erwerbslosenquote	2,6%	3,1%	3,0%	3,2%	3,2%	3,0%
Index Stundenproduktivität (2023=100)	100,0	106,1	111,0	116,1	121,5	126,9
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. Euro ₂₀₂₃)	4186	4441	4632	4858	5124	5372
Konsum Privat (Mrd. Euro ₂₀₂₃)	2206	2345	2473	2620	2788	2947
Konsum Staat (Mrd. Euro ₂₀₂₃)	905	973	1016	1069	1128	1174
Bruttoanlageinvestitionen (Mrd. Euro ₂₀₂₃)	900	946	973	1014	1077	1150
Exporte (Mrd. Euro ₂₀₂₃)	1817	2031	2180	2315	2454	2583
Importe (Mrd. Euro ₂₀₂₃)	1649	1829	1983	2133	2294	2451
Preisindex Bruttoinlandsprodukt (2023=100)	100,0	122,3	133,5	146,1	161,0	178,5
Bruttowertschöpfung für ausgewählte Wirtschaftsbereiche (Mrd. Euro ₂₀₂₃)						
A Land-/Forstwirtschaft, Fischerei	43	43	43	43	43	43
C Verarbeitendes Gewerbe	781	802	825	849	876	898
C20 Chemische Industrie	54	54	54	54	53	53
C23 Glas, Keramik, Steine u. Erden	21	21	22	22	22	23
C24 Metallerzeugung	27	24	23	23	23	22
C28 Maschinenbau	112	123	128	133	139	144
C29 Kraftwagen/-teile	163	151	152	152	152	150
F Baugewerbe	181	185	191	200	212	224
G-U Dienstleistungen	2640	2807	2947	3108	3296	3468

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

Tabelle 5: Ausgewählte demografische und ökonomische Kenngrößen der Treibhausgas-Projektionen 2025, durchschnittliche Veränderung in Prozent pro Jahr

	2023-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2045	2045-2050	2023-2050
Bevölkerung Total	0,1%	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	0,0%
Bevölkerung 15-64 Jahre	-0,5%	-0,5%	-0,1%	0,0%	-0,2%	-0,3%
Erwerbsbevölkerung	-0,2%	-0,3%	0,0%	0,0%	-0,2%	-0,2%
Erwerbstätige (Inland)	-0,3%	-0,3%	-0,1%	0,0%	-0,1%	-0,2%
Arbeitszeit Erwerbstätige	0,2%	0,3%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%
Erwerbslosenquote						
Index Stundenproduktivität	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
Bruttoinlandsprodukt	0,8%	0,8%	1,0%	1,1%	1,0%	0,9%
Konsum Privat	0,9%	1,1%	1,2%	1,3%	1,1%	1,1%
Konsum Staat	1,0%	0,9%	1,0%	1,1%	0,8%	1,0%
Bruttoanlageinvestitionen	0,7%	0,6%	0,8%	1,2%	1,3%	0,9%
Exporte	1,6%	1,4%	1,2%	1,2%	1,0%	1,3%
Importe	1,5%	1,6%	1,5%	1,5%	1,3%	1,5%
Preisindex Bruttoinlandsprodukt	2,9%	1,8%	1,8%	2,0%	2,1%	2,2%
Bruttowertschöpfung für ausgewählte Wirtschaftsbereiche						
A Land-/Forstwirtschaft, Fischerei	0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
C Verarbeitendes Gewerbe	0,4%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%
C20 Chemische Industrie	0,1%	0,0%	-0,2%	-0,2%	-0,3%	-0,1%
C23 Glas, Keramik, Steine u. Erden	0,2%	0,2%	0,2%	0,4%	0,4%	0,3%
C24 Metallherzeugung	-1,8%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,3%	-0,6%
C28 Maschinenbau	1,3%	0,8%	0,8%	0,9%	0,7%	0,9%
C29 Kraftwagen/-teile	-1,1%	0,1%	0,0%	0,0%	-0,2%	-0,3%
F Baugewerbe	0,4%	0,6%	0,9%	1,2%	1,2%	0,8%
G-U Dienstleistungen	0,9%	1,0%	1,1%	1,2%	1,0%	1,0%

Quelle: Eigene Berechnungen, Prognos

3 Energiepreisprojektionen

3.1 Vorbemerkungen

Im Vorfeld und insbesondere nach Ausbruch des Angriffskriegs der Russischen Föderation auf die Ukraine am 24.02.2022 war die Situation auf den Brennstoff-Großhandelsmärkten extrem unübersichtlich. Zunächst war nicht klar, ob und bis wann mit einer „Normalisierung“ für die zentralen Indikatoren auf den Brennstoffmärkten zu rechnen ist. Es scheint sich jedoch abzuzeichnen, dass nach einer Phase der extremen Preisanstiege seit Herbst 2022 eine Trendumkehr stattgefunden hat.

In diesem Dokument werden die Annahmen zur Entwicklung der Großhandelspreise der bedeutendsten Primärenergieträger (Rohöl, Erdgas, Steinkohle) dargelegt. Ebenfalls in diesem Papier enthalten sind die Preisannahmen zum Wasserstoff. Nicht in diesem Papier enthalten sind die Preise, die tatsächlich von den unterschiedlichen Endverbrauchern bezahlt werden (Strom, Erdgas unterschiedlicher Abnahmeklassen, Heizöl; Benzin; Diesel und weitere). Diese Preise werden im Anschluss über Annahmen zu den jeweiligen weiteren Preisbestandteilen (u. a. Beschaffung, Vertrieb und Margen, Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern) erarbeitet und in einem eigenständigen Bericht veröffentlicht.

Die zukünftige Entwicklung der Märkte für Energie, Brennstoffe und CO₂-Zertifikate ist mit Unsicherheiten behaftet. Um diesen Unsicherheiten zu begegnen sind im Rahmen des Projektes Sensitivitäten vorgesehen, in denen die Annahmen zu den Energiepreisen variiert werden können. Die detaillierte Festlegung der Sensitivitäten ist nicht Teil des Rahmendatenberichts und erfolgt zu einem späteren Zeitpunkt.

Zur Festlegung der Energiepreise innerhalb des Rahmendatenberichts werden folgende Kriterien zu Grunde gelegt:

- ▶ Möglichst gute Anschlussfähigkeit an aktuell am Markt beobachtete Preistrends. Dies wird insbesondere über Bereitstellung der historischen Daten und die Nutzung von Futures² sichergestellt.
- ▶ Möglichst gute Konsistenz zwischen den Projektionen einzelner Preistrends für die mittlere bis lange Frist, welche über die Auswahl möglichst desselben für die Dynamiken zu Grunde gelegten Szenarios erfolgt.
- ▶ Plausibilität der Projektionen im Kontext der aktuellen Entwicklungen auf globalen Energieträgermärkten und globalen klimapolitischen Ambitionsniveaus.

Zur Umsetzung dieser Kriterien wird methodisch wie folgt vorgegangen:

- ▶ Für die kürzere Frist beruhen die vorgeschlagenen Parameter auf den zum Erstellungszeitpunkt aktuell vorliegenden Terminmarktpreisen, sogenannten Futures. Hierbei ist anzumerken, dass Terminmarktpreise nicht direkt die zukünftigen Preise an den

² Für mittelfristige Preisprognosen verwendete, real gehandelte Futures enthalten auch Annahmen zur allgemeinen Entwicklung der Inflation (Kontrakte müssen erst zum Stichtag beglichen werden). Somit müssen Annahmen über die den Futures zugrunde liegenden Inflationserwartungen getroffen werden. Hierfür ist es wichtig, die Inflationsschätzungen konsistent mit den Zeiträumen, für die die Futures erhoben wurden, zu halten. Für eine konsistente Behandlung von Preisen sowie Steuern und Abgaben werden die ermittelten Deflatoren auch für eine Indexierung von Abgaben und Steuern genutzt, um beispielsweise real konstante Steuern in der Modellierung abzubilden. Die genutzten Deflatoren werden im Rahmen der Volkswirtschaftlichen Modellierung (Kapitel 2) berechnet.

Spotmärkten bzw. Kurzfristmärkten darstellen. Vielmehr spiegeln Terminmarktpreise die aktuellen Erwartungen der Marktakteure wider. Bei sich veränderter Marktlage können die Terminmarktpreise von Preisen, die sich zum jeweiligen Zeitpunkt auf den Kurzfristmärkten einstellen, teils deutlich abweichen. Dennoch werden die Terminmarktpreise verwendet, da sie zum aktuellen Zeitpunkt und mit den aktuell verfügbaren Informationen als bester Indikator für die nähere zukünftige Entwicklung betrachtet werden.

- ▶ Die mittel- und langfristigen Trends orientieren sich an den Empfehlungen der EU Commission (EC 2024b) und dem World Energy Outlook (WEO) 2024 der International Energy Agency (IEA) 2024). Für die fossilen Energieträger wurden die Preisannahmen aus dem WEO 2024 des Announced Pledges (AP) Szenario verwendet. Dieses Szenario stellt das mittlere Szenario der WEO Szenarien dar und spiegelt die Entwicklung unter der angekündigten Klima- und Energiepolitik der Staaten wider.
- ▶ Die hier dargestellten Energiepreise sind standardmäßig mit der Preisbasis 2023 dargestellt. Hierfür wurden Deflatoren aus Kapitel 2 (s. Tabelle 4: Preisindex Bruttoinlandsprodukt) verwendet.

Die Treibhausgas-Projektionen umfassen das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) und das Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS). Für die Berechnung beider Szenarien werden die identischen Großhandelsenergiepreise verwendet.

3.2 Zusammenfassung der als Rahmendaten für die Projektionen 2025 vorgeschlagenen Primärenergiepreise

Tabelle 6 fasst die als Rahmendaten für die Projektionen gewählten Energiepreise zusammen und stellt einen Vergleich zu den in den Projektionen 2024 verwendeten Preisen her. Im nachfolgenden Text werden die Abwägungen für die Zusammenstellung der Projektionen dargestellt und die zugrunde gelegten Herangehensweisen erläutert.

Tabelle 6: Empfehlung für Projektionen 2025 und Vergleich mit Projektionen 2024: Energiepreis-Projektionen für Rohöl, Erdgas und Steinkohle zu Preisen von 2023 (EUR/MWh Hu), 2023-2050

		Einheit	2023*	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Projektionen 2025	Rohöl Brent	EUR(2023)/MWh (NCV)	45	42	41	38	37	36	34	33
	Steinkohle	EUR(2023)/MWh (NCV)	17	11	15	7	7	6	5	5
	Erdgas	EUR(2023)/MWh (NCV)	60	37	42	21	19	18	17	17
	Wasserstoff	EUR(2023)/MWh (NCV)					137	126	118	111
Projektionen 2024	Rohöl Brent	EUR(2023)/MWh (NCV)	45	41	38	30	28	27	25	24
	Steinkohle	EUR(2023)/MWh (NCV)	17	16	15	13	12	11	11	10

		Einheit	2023*	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Erdgas	EUR(2023)/ MWh (NCV)	60	58	50	24	23	22	21	20
	Wasserstoff	EUR(2023)/ MWh (NCV)	210	200	190	141	120	100	94	89

Anmerkungen: * Die ausgewiesenen Werte für 2023 werden nicht für die Modellierungen der Projektionen 2025 genutzt, sondern sind hier nur nachrichtlich aufgeführt. Das erste Modellierungsjahr ist 2024.

Quelle: eigene Darstellung, Prognos. Historische Daten der jeweiligen Projektionen für Rohöl und Erdgas aus Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (o. J.b). Alle Angaben sind Grenzübergangs- bzw. nordwesteuropäische Großhandelspreise in EUR₂₀₂₃/MWh, bezogen auf den unteren Heizwert.

3.3 Details zu Preisprojektionen für Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Wasserstoff

Im Folgenden wird die Entwicklung der Energieträgerpreise detaillierter dargelegt. Die dargestellten Preise beziehen sich dabei jeweils auf die Jahresdurchschnittspreise der jeweiligen Energieträger. Für die Energieträger Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Wasserstoff werden identische Preisannahmen auf Großhandelsebene im MMS und MWMS verwendet. Im mittel- und langfristigen Zeithorizont folgen die Preisannahmen dem Announced Pledges (AP) Szenario des WEO 2024. Das Announced Pledges Szenario stellt den Mittelweg der drei WEO Szenarien hinsichtlich der Intensität der angenommenen Klimaschutzpolitik dar. In diesem Szenario wird angenommen, dass die kommunizierten Klimaziele der Nationalstaaten erreicht werden. Implizit wird damit angenommen, dass sowohl im MMS als auch im MWMS die übrigen Staaten ihre angekündigten Klimaschutzziele weiterverfolgen und zum Erreichen dieser Ziele zusätzliche Klimaschutzinstrumente implementieren. Diese Instrumente dämpfen bzw. reduzieren die globale Nachfrage nach fossilen Energieträgern. Auch in Deutschland werden die Klimaschutzziele weiterverfolgt, es werden jedoch nur im MWMS zusätzliche Instrumente eingeführt. Da das Handeln Deutschlands nur einen geringen Effekt auf die Weltmarktenergiepreise hat, kann die Entwicklung der Weltmarktenergiepreise als Vereinfachung losgelöst von der Entwicklung in Deutschland angenommen werden.

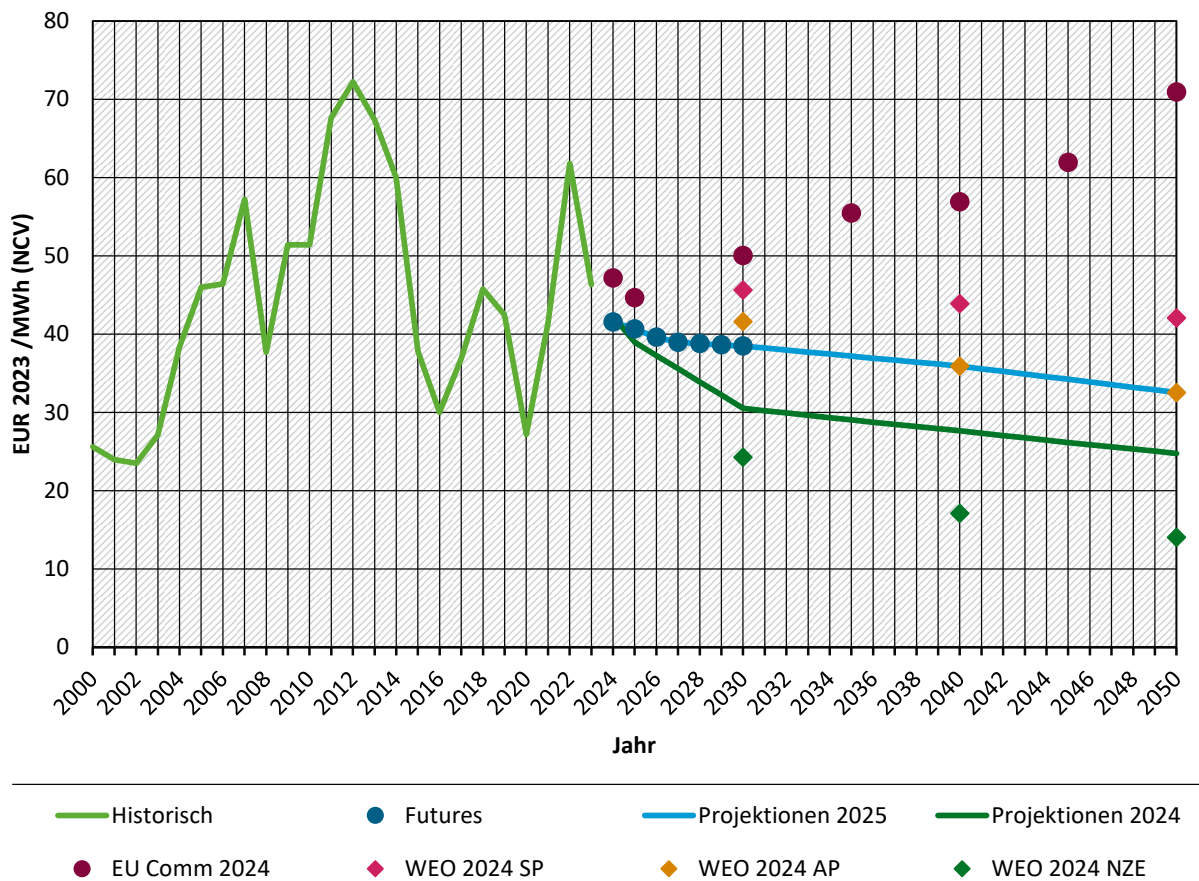
Alternativ zum Announced Pledges Szenario wäre die Verwendung des Szenarios Stated Policies des WEO denkbar, welches eine Weiterführung des aktuell geltenden Regulierungsstands abbildet. Klimapolitische Instrumente werden jedoch stetig weiterentwickelt, bzw. neue Klimaschutzinstrumente werden implementiert und bestehende abgelöst, was im Stated Policy Szenario nicht berücksichtigt wird. Das Announced Pledges Szenario bildet vor diesen Hintergrund daher die zukünftige zu erwartende Entwicklung aus Sicht der Auftraggeber besser ab als das Stated Policies Szenario.

3.3.1 Großhandelspreise für Rohöl

Abbildung 3 zeigt zunächst die historische Entwicklung für die Rohölpreise der Sorte Brent von 1991 bis 2023. Nach einer Phase relativ niedriger Preise im Verlauf der 1990er Jahre (die u. a. durch den Zusammenbruch der Sowjetunion und anderer ost- und mitteleuropäischer Staaten sowie den entsprechenden Einflussverlust des OPEC-Kartells geprägt waren) ergaben sich nach der Jahrtausendwende erhebliche Preissteigerungen, an die sich nach der Finanz- und Wirtschaftskrise wieder ein Preiszusammenbruch und in den letzten 5 Jahren eine volatile Preissituation anschlossen. Die Jahre 2020 und 2021 waren durch die Sondersituation der weltweiten Covid-19-Pandemie beeinflusst, zunächst durch den Rückgang der Preise auf Grund

einer verringerten Nachfrage durch Verringerung der wirtschaftlichen Tätigkeit und des motorisierten Verkehrs (vor allem in 2020) und dann durch einen Preisanstieg (in 2021), der unter anderem auf wirtschaftliche Nachholeffekte zurückzuführen ist. Ab Herbst 2021 zogen die Preise in Europa im Rahmen der sich anbahnenden Energiekrise an und die Markttrends verschärften sich nochmals nach Beginn des Angriffskrieges der Russischen Föderation auf die Ukraine im Februar 2022.

Abbildung 3: Preise für Rohöl (Brent) im historischen Trend sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2025



Quelle: eigene Darstellung, Prognos basierend auf: historische Preise: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Futures: Barchart (2024a), Projektionen: European Commission (EC) (2024b), International Energy Agency (IEA) (2024).

- ▶ Seitdem kam es an Rohölmärkten zu einigen Ausschlägen nach oben, vor allen Dingen aufgrund geopolitischer Spannungen und Konflikte im Nahen Osten. Die Preise lagen aber weiter unterhalb eines Bereichs, der auch schon in den Jahren 2011-2013 erreicht wurde. 2024 deutet sich eine Rückkehr zum Preisniveau an, welches sich vor 2019 eingestellt hatte. Dieser Markttrend spiegelt sich nicht in den Empfehlungen der European Commission (EC) (2024b) wider, welche bis 2030 ein Verharren auf dem hohen Niveau von 2022 projizieren.
- ▶ Auch für den Zeitraum ab 2030 bis 2050 gibt es eine Abweichung zwischen den Empfehlungen der European Commission (EC) (2024b) und den Szenarien des World Energy Outlook 2024 (International Energy Agency (IEA) 2024). Alle WEO 2024-Werte liegen auf einem deutlich niedrigeren Niveau. Alle drei Szenarien des WEO 2024 gehen im

Trend von einem Absinken des Rohölpreises aus, während die von der EU COM vorgeschlagenen Werte für Rohölpreise ab 2035 ansteigen.

- ▶ In der Zusammenschau werden in der kurzen Frist bis 2030 Future Preise für die Modellierungen verwendet. Zur Vermeidung von Sprüngen wird der Wert des AP Szenarios für 2040 gewählt und zwischen diesem und dem Wert 2030 interpoliert. Nach 2040 werden weiter die Werte des Szenarios AP des WEO 2024 verwendet.

3.3.2 Großhandelspreise für Erdgas

Für die historische Entwicklung der Erdgaspreise (Abbildung 4) bis zum Jahr 2023 ergibt sich ein strukturell ähnliches Bild wie für die Rohölpreise, auch wenn die Volatilitäten jeweils etwas stärker ausgeprägt sind. Des Weiteren ist die Situation für das Jahr 2020 der krisenbedingten Sondersituation sowie die dadurch und andere Faktoren (Wetter etc.) bedingten hohen Speicherstände der europäischen Erdgasspeicher geschuldet. Ab Sommer 2021, in den Monaten vor der russischen Invasion in die Ukraine, wurden die Erdgaslieferungen nach Mitteleuropa im Vergleich zu den Vorjahren reduziert und die Erdgasspeicher wurden nicht in dem Maße gefüllt wie in den Vorjahren, was zu einem Anstieg der Erdgaspreise seit Herbst 2021 geführt hat. Nach dem Beginn des Angriffskrieges der Russischen Föderation auf die Ukraine im Februar 2022 verschärften sich diese Markttrends, und das weiter verringerte Erdgasangebot führte zu einem Anstieg der Erdgaspreise. Im Verlauf des Jahres 2022 kam es zu einem weiteren Anstieg der Preise. Dieser wurde unter anderem getrieben durch die Einstellung der Lieferungen über Nord Stream 1, dem Aufkaufen von zusätzlichen am zentraleuropäischen Markt verfügbaren Mengen für die Befüllung der Erdgasspeicher in Deutschland sowie einer allgemeinen Unsicherheit bezüglich der Entwicklung der Versorgungslage. Letztere bedingten neben hohen Spotpreisen auch sehr hohe Preise für zukünftige Lieferungen in den Future-Märkten.

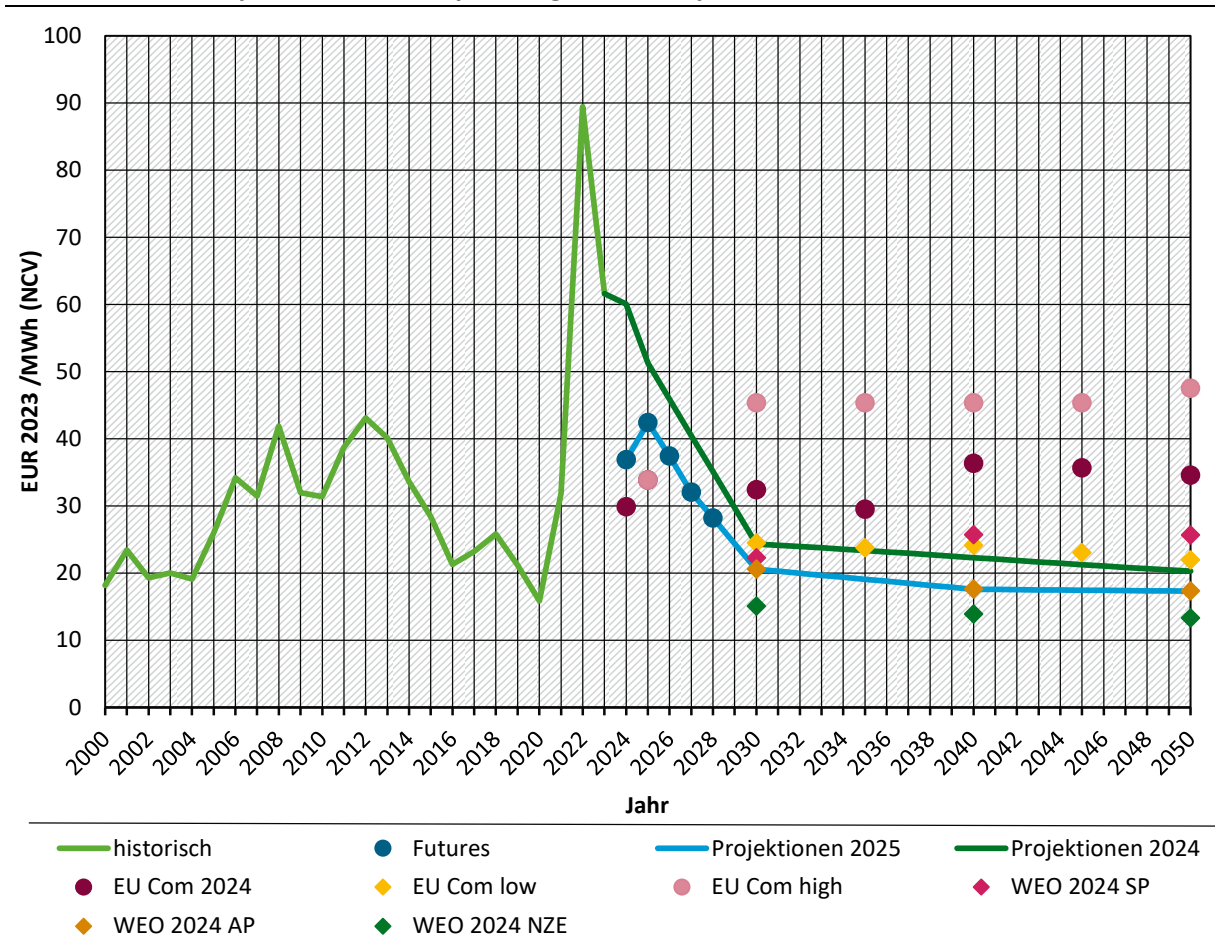
Bereits im Spätherbst 2022, aber spätestens im Frühjahr 2023 hatte sich die Situation deutlich beruhigt: Es ist nicht zu Versorgungsengpässen gekommen, der Aufbau zusätzlicher Anlandekapazitäten wurde für den Winter 2023/24 über LNG-Regasifizierungsterminals angegangen, die Speicherstände sind über den Winter auf einem hohen Niveau verblieben. Die Preise für 2024 liegen immer noch auf einem Niveau, welches deutlich über dem Preisniveau vor 2019 liegt. Allerdings lassen die Futures auf einen Rückgang der Preise in der Zukunft schließen, sodass ab 2028 die Marke von 30 EUR (2023)/MWh wieder unterschritten werden könnte.

In der Zusammenschau von Futures, Preisprojektionen des WEO 2024 und Empfehlungen der Europäischen Kommission lassen sich die folgenden Charakteristika ableiten:

- ▶ Sowohl die Futures der European Energy Exchange (EEX) (2024a) für die Jahre 2024 bis 2027 als auch die Empfehlungen der EU Com (EC) (2024b) zeigen einen absinkenden Trend.
- ▶ Die Projektionen für das Jahr 2030 liegen für die niedrige Variante der Empfehlung der EU Com (EC) (2024b) und für das WEO-2024-SP- und WEO-2024-AP-Szenario eng zusammen. Die meisten Projektionen nehmen ab 2030 eine Stagnation oder ein Absinken der Preise an. Die Ausnahme bildet das WEO-2024-SP Szenario und die niedrige Variante der Empfehlung der EU Com (EC) (2024b), welche im ersten Fall einen leichten und im zweiten Fall einen deutlichen Preisanstieg projiziert. Während die zentrale Projektion der EU Com (EC) (2024b) für die Jahre 2030 bis 2045 konstant etwas unter dem Niveau der Futures für 2025 verbleibt, liegen die im WEO-2024 projizierten Niveaus in allen Szenarien deutlich darunter.

- ▶ Die mittleren und oberen Empfehlungen der EU Com (EC) (2024b) erscheinen wenig plausibel. Die angenommenen Preisanstiege nach 2030 erscheinen nur realistisch, sofern eine langanhaltende stabile bis steigende Nachfrage nach Erdgas absehbar ist oder es zu einer Verknappung des Angebots kommt. Vor dem Hintergrund klimapolitischer Maßnahmen auf internationaler Ebene, die auch im Szenario AP der IEA mittel- und langfristig erwartet werden, ist allerdings von einem Rückgang der Nachfrage auszugehen. Gleichzeitig wird von der IEA eine Ausweitung des LNG Angebots vorausgesehen. Beide Effekte lassen daher auf langfristig sinkende Preise schließen.
- ▶ Für die Projektionen 2024 wird daher ein Preispfad empfohlen, der sich bis 2027 an den Futures orientiert. Ab 2030 werden die Werte des Szenario AP des WEO 2024 verwendet und zwischen 2027 und 2030 interpoliert. Die Werte liegen damit geringfügig unter dem Niveau des niedrigen Vorschlags der EU-Kommission (EU COM low).

Abbildung 4: Großhandelspreise Erdgas NWE/THE im historischen Trend sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2025



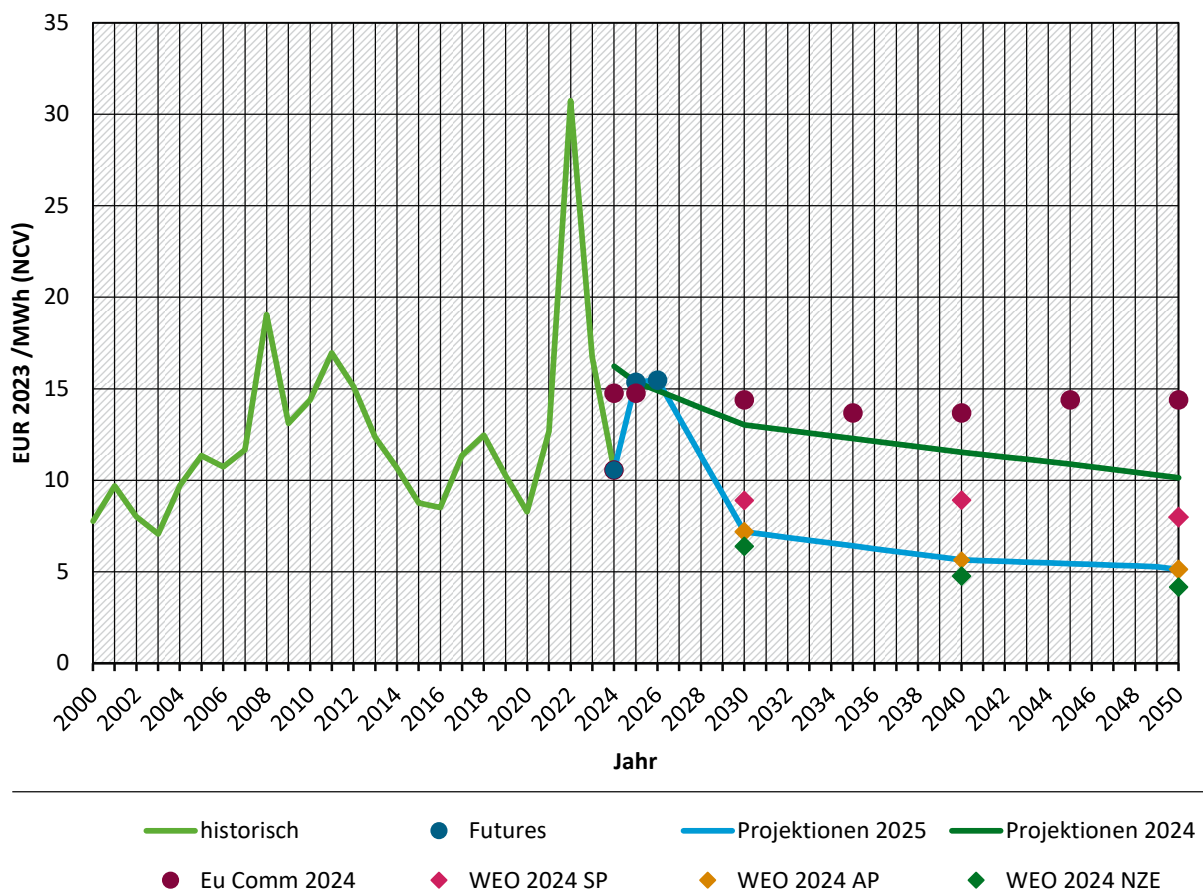
Quelle: eigene Darstellung, Prognos basierend auf: historische Preise: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Futures: European Energy Exchange (EEX) (2024a), Projektionen: European Commission (EC) (2024b), International Energy Agency (IEA) (2024).

3.3.3 Großhandelspreise für Steinkohle

In Abbildung 5 sind die Großhandelspreise für Steinkohle abgebildet. Die Struktur ähnelt der Entwicklung der Rohöl- und Erdgaspreise. Nach dem Rückgang der betrieblichen Produktion

aufgrund der Covid-19-Pandemie im Jahr 2020 führte die wirtschaftliche Erholung im Jahr 2021 zu einem starken Anstieg der Kohlenachfrage, insbesondere auch in Indien und China, die zu den größten Kohleimporteuren auf dem Weltmarkt gehören. Dies führte zu einem Anstieg der Kohlepreise im Jahr 2021. Nach Beginn des Angriffskrieges der Russischen Föderation auf die Ukraine im Februar 2022 verschärften sich diese Markttrends, welche im europäischen Raum durch zusätzliche Nachfrage aus Steinkohlekraftwerken zur Substitution von Erzeugung aus erdgasgefeuerten Anlagen getrieben wird. Insgesamt konnte die Situation an den Steinkohlemärkten Europas (ähnlich wie bei Erdgas) als sehr turbulent beschrieben werden. Aber auch hier konnte spätestens ab dem Spätherbst 2022 ein rückläufiger Trend beobachtet werden. 2023 lag das Preisniveau bereits unterhalb der Spitzenwerte von 2008 und 2011. Für 2024 zeichnet sich bisher ein niedriges Niveau ab, vergleichbar mit dem Preisniveau im Jahr 2019.

Abbildung 5: Großhandelspreise Steinkohle, historische Entwicklung sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2025



Quelle: eigene Darstellung, Prognos basierend auf: historische Preise: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (o. J.a) bis 2018; ab 2019 und Futures eigene Berechnungen basierend auf Barchart (2024b) Projektionen: European Commission (EC) (2024b), International Energy Agency (IEA) (2024).

- Die Futures für die nächsten Jahre deuten bis 2026 auf ein etwas höheres Niveau als 2024 hin. Für den Zeitraum nach 2030 zeigen die Projektionen des WEO-2024 einen absinkenden Preistrend. Aufgrund der sinkenden Nachfrage nach Kohle in einer Welt mit klimapolitischen Anstrengungen sinken auch die Kohlepreise. Nur im WEO-2024-SP Szenario bleibt der

Kohlepreis bis 2040 in etwa konstant auf dem Niveau von 2030. Die Preisprojektion der Empfehlungen der European Commission (EC) (2024b) zeigen eine Stagnation auf höherem Niveau als aktuell beobachtbar. Dies erscheint aufgrund des sich abzeichnenden Nachfragerückgangs, aufgrund von Klimapolitik aber auch allgemeiner technologischer Trends, langfristig wenig plausibel.

- Für die Projektionen 2025 wird daher ein Preispfad empfohlen, der bis zum Jahr 2026 an den Futures-Preisen orientiert. Anschließend schwenkt der Pfad bis zum Jahr 2030 auf den WEO-2024-AP-Szenarios ein und hält diesen bis 2050 bei. Die Preise liegen damit tiefer als in den Projektionen 2024.

3.3.4 Großhandelspreise für Wasserstoff

Eine Abschätzung der Großhandelspreise für Wasserstoff kann auf Grund der technologischen und regulatorischen Unsicherheit und eines fehlenden liquiden Marktes nur als Richtwert betrachtet werden. Für eine Abschätzung des Aufkommens und der sich ergebenden Preise müssen Produktionskosten im In- und Ausland sowie Transportkosten berücksichtigt werden. Für den Langstrecken-Antransport spielen die Transportkosten (ggf. inkl. Umwandlungskosten durch Konversion/Rekonversion) eine wichtige Rolle. Eine große Bandbreite von Entwicklungen kann als plausibel eingeschätzt werden

Der Prognos AG liegen eigene aktuelle Bottom-Up-Berechnungen zu Kosten für die Herstellung und den Transport von Wasserstoff vor, die im Rahmen zahlreicher Projekte und Hintergrundbriefings für das BMWK und weitere Auftraggeber erstellt wurden. Der hier vorgeschlagene Preispfad stellt die aktuellen Einschätzungen von Prognos für grünen Wasserstoff dar. Der dargestellte Preis beinhaltet einen Mischpreis, der sich aus inländischer Produktion und Importpreisen für elektrolytisch hergestellten Wasserstoff zusammensetzt. Die zu Grunde gelegten Stromquellen sind erneuerbare Energien. Der Wasserstoff ist daher als erneuerbarer Wasserstoff nach EU Definition bzw. sogenannter „grüner“ Wasserstoff zu verstehen, der zur Erfüllung der RNFBO Quote in der Renewable Energy Directive III dienen kann. Der Preispfad wird dabei erst ab 2032 dargestellt, da erst dann mit der notwendigen Infrastruktur des Wasserstoffkernnetzes zu rechnen ist (vgl. FNB 2024). Diese Infrastruktur ist notwendig, um eine ausreichende Versorgung für einen liquiden und halbwegs einheitlichen Markt sicherzustellen. Dieser neue Preispfad für die Projektionen 2025 liegt höher als die Werte der Projektionen 2024, welche auf einer Studie von Thomsen et al. aus dem Jahr 2022 basierten, die für den Nationalen Wasserstoffrat erstellt wurde.

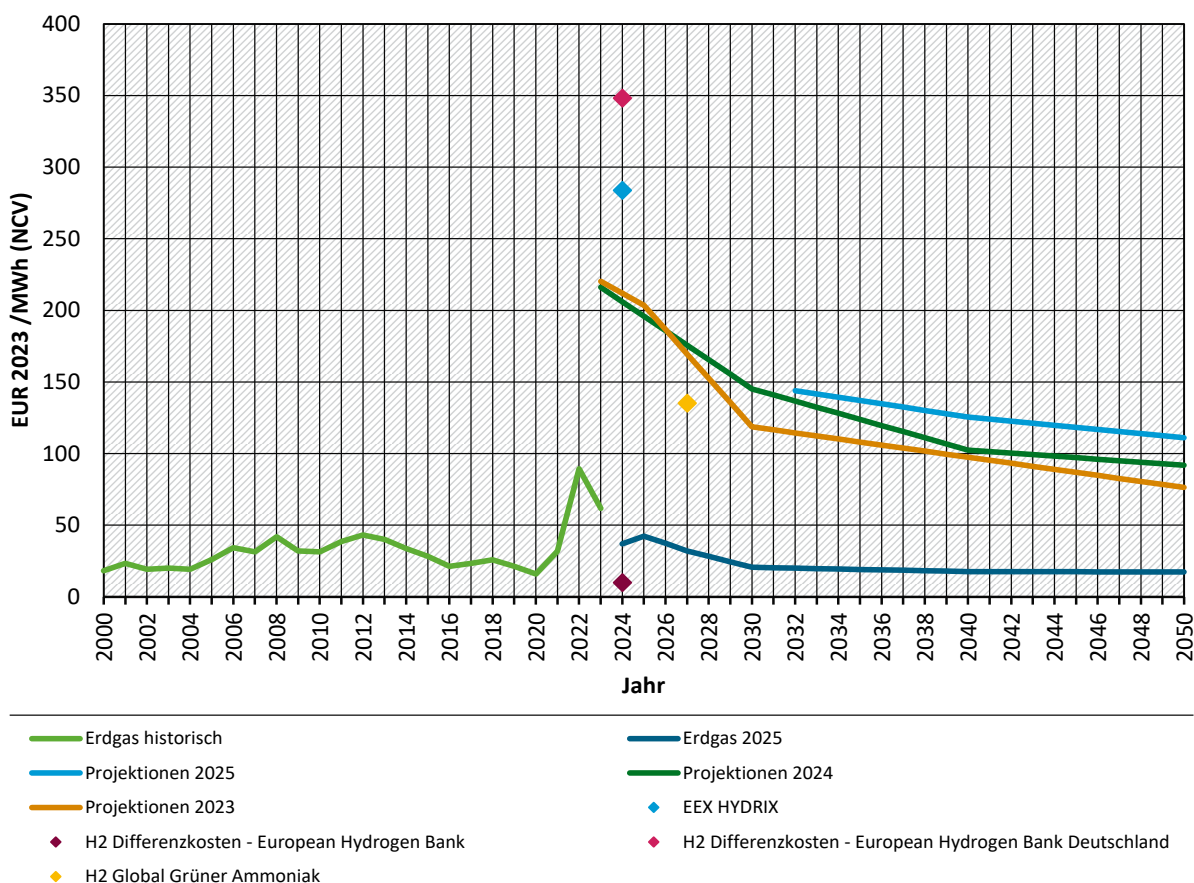
Erste Daten für den deutschen/nordwesteuropäischen Markt sind von der EEX für das Jahr 2024 verfügbar. Außerdem liegen Ergebnisse der ersten Auktion der European Hydrogen Bank vor, die jedoch nicht als Preise, sondern als Subvention zur Realisierung der Projekte zu verstehen sind. Die tatsächlichen Herstellungskosten der einzelnen Projekte liegen höher, zur Indikation über eine Bandbreite aktueller Kostenhöhen werden diese Kosten in Abbildung 6 mit aufgeführt. Diese beaufschlagten Mengen weisen äußerst günstige Werte auf. Das kann daran liegen, dass diese alle in Skandinavien oder auf der Iberischen Halbinsel produziert wurden und somit günstige Quellen für erneuerbare Energien aufweisen. Es ist davon auszugehen, dass diese Werte nicht repräsentativ für die deutschen Herstellungskosten sind. Der gemittelte Wert der deutschen Gebote bei dieser Auktion zeigt dann auch, dass die notwendigen Werte in Deutschland deutlich höher liegen und in der Größenordnung der EEX liegen.

Erste Indikationen über Importe von außerhalb von Europa erscheinen deutlich teurer als die Ergebnisse der European Hydrogen Bank. So liegt ein erstes Ergebnis von H2 Global vor, das grüne Ammoniakimporte ab 2027 aus Ägypten vorsieht und hierfür eine doppeltes Auktionsverfahren durchgeführt hat. Die korrespondierenden Wasserstoffkosten hierfür sind ebenfalls in Abbildung 6 dargestellt und liegen im Jahr 2027 bei 135 EUR/MWh (NCV). Diese Kosten sind nach Einschätzungen der Auftragnehmer auf den im Ammoniak gebundenen Wasserstoff zu verstehen. Bei einer direkten Nutzung von Wasserstoff würden zusätzliche Umwandlungskosten anfallen.

Wie in Abbildung 6 ersichtlich, weisen die Preisangaben und Herstellungskosten aktuell eine erhebliche Bandbreite auf. Im Jahr 2024 kann noch nicht von einem liquiden Markt ausgegangen werden, sodass vorliegende Kostenindikationen nur bedingt aussagekräftig für Marktpreise sind. Mit zunehmendem Wasserstoffhochlauf und dem Aufbau eines deutschlandweiten Wasserstoffnetzes werden zukünftig auch liquide Märkte entstehen. Dies soll ab 2032 der Fall sein. Wir empfehlen daher die Wasserstoffpreise erst ab 2032 auszuweisen.

Zusammenfassend schlagen wir einen Preisfad aus bisher unveröffentlichten Arbeiten der Prognos vor. Die zu Grunde gelegten Bottom-Up Rechnungen werden in einem separaten Papier zu den Kosten für die Herstellung und den Transport von Wasserstoff dargelegt und veröffentlicht. Die Wasserstoffpreise für die Endverbraucher werden zusammen mit den übrigen Endverbraucherpreisen in einem weiteren eigenständigen Bericht veröffentlicht.

Abbildung 6: Großhandelspreise Wasserstoff bzw. Herstellungskosten, aktuelle Niveauschätzung und Projektionen, sowie Empfehlung für die Projektionen 2025



Quelle: eigene Darstellung, Prognos basierend auf eigenen Daten und Daten aus Thomsen et al. (2022).

Tabelle 7: Empfehlung für die Projektionen 2025 und Vergleich mit den Projektionen 2024: Projektion Großhandelspreise Wasserstoff

	Einheit	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Projektionen 2025	EUR(2023)/ MWh (NCV)					137	126	118	111
Projektionen 2024	EUR(2023)/ MWh (NCV)	210	200	190	141	120	100	94	89

Quelle: eigenen Berechnungen, Prognos sowie Thomsen et al. (2022)

4 Entwicklung der Preise für Treibhausgas-Emissionszertifikate im EU-ETS und CO₂-Preise für Verkehr und Wärme sowie für die nicht vom EU-ETS erfassten Emissionen der Industrie

4.1 Entwicklung der Preise für Treibhausgas-Emissionszertifikate im EU-ETS

Die Preise für Emissionsberechtigungen des Europäischen Emissionshandelssystems für Treibhausgase (EU-ETS) sind neben den Preisen für Brennstoffe und andere Energieträger ein wesentlicher Bestimmungsfaktor für die Emissionsentwicklungen in den Bereichen Energiewirtschaft und Industrie. Für die Berechnung der Szenarien MMS und MWMS werden die identischen CO₂-Preise angenommen, analog zum Vorgehen bei den Großhandelspreisen für Energie (s. Kapitel 3.1).

Die Preisentwicklung im EU-ETS seit 2005 ist in Abbildung 7 dargestellt. In den von einem Überangebot an Zertifikaten geprägten Jahren 2012 bis 2017 bewegten sich die Preise auf einem Niveau von unter 10 EUR(2023)/EUA.³ Ab 2018 zeigten die Maßnahmen zur Reduktion des Überangebots Wirkung, so dass die Preise wieder durch die Brennstoffwechselkosten im kontinentaleuropäischen Strommarkt erklärt werden können. Die Preise bewegten sich zunächst in einer Spanne von 15-30 EUR(2023)/EUA, seit Herbst 2020 folgte ein starker Anstieg bis auf etwa 60 EUR(2023)/EUA im Herbst 2021. Dieser lässt sich auf den Beschluss zum EU-Klimagesetz zurückführen, welches das Ziel der Klimaneutralität für 2050 rechtlich verbindlich vorschreibt. Bis Herbst 2022 stieg der Preis auf über 80 EUR(2023)/EUA an, was auf die im „Fit-for-55“ Paket vorgesehenen weiteren Maßnahmen und die gestiegenen Gaspreise zurückzuführen ist (Cludius et al. 2022). Anfang des Jahres 2023 wurden dann EU EHS Preise von teilweise über 100 EUR/EUA erreicht. Im Laufe des Jahres 2023 und zu Beginn von 2024 sanken die Preise dann aufgrund der schwachen wirtschaftlichen Entwicklung sowie sinkender Gaspreise wieder, sodass im Jahr 2024 die Preise fast durchgängig zwischen 60 und 70 EUR(2023)/EUA lagen.

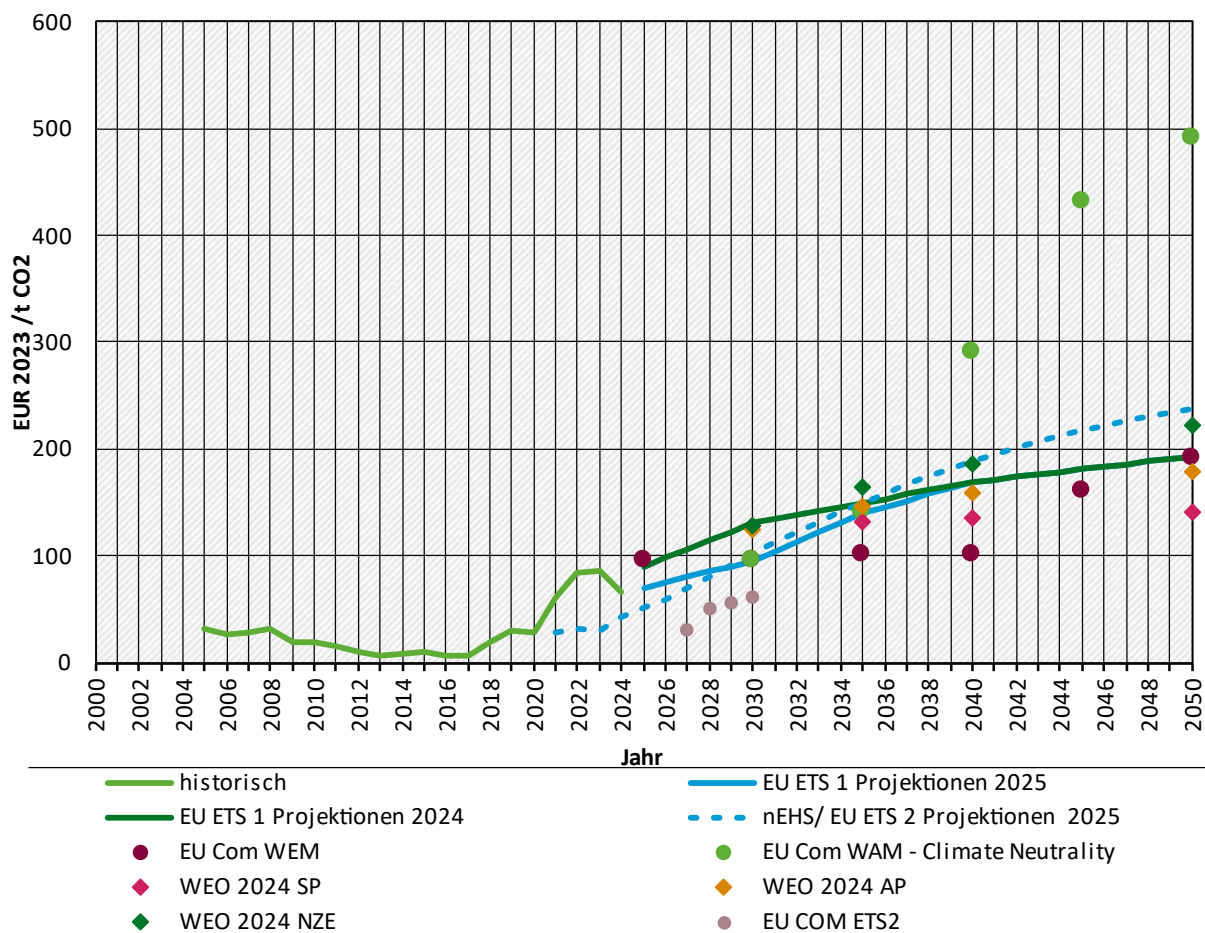
Für die zukünftige Preisentwicklung im EU-ETS sind, neben der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung, vor allen Dingen die im Rahmen des Fit-For-55-Pakets der Europäischen Union beschlossenen Reformen entscheidend. Diese umfassen unter anderem eine Verschärfung des Reduktionsziels auf 62 % der im EU-ETS erfassten Sektoren bis 2030 (vorher waren es 43 %), eine Stärkung der Marktstabilitätsreserve sowie eine Reform der freien Zuteilung (EU 2023; für eine Übersicht über die Reformen im Detail siehe auch Gores et al. 2023). Zusammen mit dem Fit-For-55-Paket der Europäischen Union war der Anstieg des Erdgaspreises eine wichtige Triebkraft für den Preis der Zertifikate. Eine Umstellung von Erdgas auf kohlenstoffintensivere fossile Brennstoffe (wie Heizöl für Heizzwecke und Kohle für die Stromerzeugung) führt zu einem Anstieg der Nachfrage nach Zertifikaten in Anlagen, die unter das EU-ETS fallen, und damit zu höheren Preisen. Sinkende Erdgaspreise sind daher in der kurzen Frist eng mit

³ Diese Phase ist durch ein Überangebot an Zertifikaten gekennzeichnet, welches durch mehrere Faktoren hervorgerufen wurde: Das Zulassen von CDM- und JI-Zertifikaten führte zu einem De-facto-Anstieg des Emissionsbudgets. Gleichzeitig fiel die Nachfrage geringer als erwartet aus, da die industrielle Produktion auf Grund von Finanz- und Wirtschaftskrise ab 2008 zurückging (und damit auch die hiermit verbundenen Emissionen und entsprechende Nachfrage nach Zertifikaten) und sich danach langsam erholte. Ab 2014 wurden angebotsseitige Maßnahmen durchgeführt, um das Überangebot zu verringern. Zunächst wurden im Zeitraum 2014-2016 insgesamt 900 Mio. Zertifikate aus dem Markt entnommen und sollten zunächst im Jahr 2020 in den Markt zurückgeführt werden. Kurz darauf wurde mit der Marktstabilitätsreserve (MSR) ein regelbasierter Mechanismus für das Management des Angebots eingeführt (Zaklan et al. 2021).

sinkenden Preisen für Emissionshandelszertifikate verbunden. In der längeren Frist wird das Preisniveau aber stark durch die Regulatorik, insbesondere die in Umlauf gebrachten Zertifikatsmengen bestimmt.

Die aktuelle geltende Emissionshandelsrichtlinie sieht eine Erhöhung des jährlichen Reduktionsfaktor von 2,2 Prozent auf 4,3 Prozent in 2024 sowie 4,4 Prozent ab 2028 vor. Die Reduktion bezieht sich jeweils auf die durchschnittlichen zugeteilten Zertifikatmengen der zweiten Handelsperiode. Damit werden die jährlich ausgegeben Zertifikatmengen um 84 Millionen bzw. 86 Millionen Tonnen ab 2028 verringert. Rechnerisch würde eine Beibehaltung dieses Kürzungsfaktors bedeuten, dass für stationäre Anlagen ab etwa 2039 keine neuen Zertifikatmengen mehr in Umlauf gebracht werden. Somit ließe sich eine deutliche Verknappung der im Umlauf befindlichen Zertifikaten und damit einhergehende deutliche Preissteigerungen erwarten. Für die Periode nach 2030 sind jedoch Änderungen durch den im Jahr 2026 anstehenden Review der Emissionshandels-Richtlinie zu erwarten, u.a. zur möglichen Einbeziehung von Negativemissionen in den Emissionshandel. Hierdurch könnte sich die Angebotsmenge an Zertifikaten potenziell erhöhen, was einen preissenkenden Effekt zur Folge hätte.

Abbildung 7: Preise für CO₂ im EU-ETS sowie nach BEHG (EU-ETS 2), historische Entwicklung sowie für ausgewählte Projektionen und Empfehlung für die Projektionen 2025



Quelle: eigene Darstellung, Prognos basierend auf: historische Preise: EEX (2024b), Projektionen 2030-2050: European Commission (EC) (2024b), International Energy Agency (IEA) (2024).

Das aktuelle Preisniveau lässt bisher darauf schließen, dass die Marktakteure keine vollständige Verknappung der Zertifikatmengen ab 2039 erwarten. Andernfalls müsste es bereits heute zu deutlichen Preissteigerungen kommen, da erwartete Preissteigerungen in der Zukunft einen Anreiz geben, schon heute mehr Zertifikate zu kaufen. Durch die gestiegene Nachfrage käme es dann bereits heute zu höheren Preisen.

Insgesamt ist festzuhalten, dass eine Abschätzung der Entwicklung der CO₂-Preise im EU-ETS auf Grund des großen Einflusses regulatorischer Eingriffe und der Unsicherheiten über die zukünftige wirtschaftliche Entwicklung mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Angesichts dieser Unsicherheiten, und da im Rahmen des Modellverbundes der CO₂-Preis nicht endogen bestimmt wird, schlagen wir vor, die Vorschläge der EU-Kommission zum Preispfad so anzupassen, dass sie bis 2030 die aktuelle Marktdynamik besser abbilden und nach 2030 weitgehende Kontinuität mit früheren Projektionen herstellen.

Für 2030 schlagen wir einen Wert nach dem EU Reference Szenario vor und nehmen einen linearen Verlauf bis zu diesem Wert an. Der vorgeschlagene Wert von 95 EUR/t CO₂ in Preisen von 2023 korrespondiert mit nominalen Preisen von über 110 EUR/ t CO₂ im Jahr 2030. Gegenüber den heutigen Werten von rund 66 EUR/ t CO₂ sind daher noch deutliche Steigerungen notwendig, um diesen Wert zu erreichen. Dennoch liegen die Werte niedriger als in den vergangenen Projektionen was der schwächeren wirtschaftlichen Entwicklung sowie sinkenden Erdgaspreisen geschuldet ist. Sinkende Erdgaspreise führen zum Einsatz von emissionsärmerem Erdgas gegenüber Kohle und verringern dadurch die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten.

- ▶ Zwischen 2030 bis 2040 sieht das EU Reference Szenario („With Existing Measures“ (WEM)) nahezu keine Steigerung des Preisniveaus vor. Diese Empfehlung der European Commission (EC) (2024b) scheint wenig plausibel, da aufgrund klimapolitischer Notwendigkeit des rasch sinkendes Caps und infolgedessen der zunehmenden Knappheit ein Anstieg zu erwarten ist. Als nächsten Aufsetzpunkt schlagen wir daher für 2035 eine Entwicklung nach dem EU-Szenario „With Additional Measures“ (WAM) zur Erreichung von Klimaneutralität vor. (Hinweis: bis zum Jahr 2030 ist die Entwicklung im WEM und im WAM Szenario identisch).
- ▶ Für 2050 liegen die Werte des WEO-2023-AP-Szenarios und die WEM- Empfehlungen der European Commission (EC) (2024b) recht nahe beieinander. Dagegen sind die Werte der WAM-Empfehlung der European Commission (EC) (2024b) nicht mit dem starken Klimaschutz-Szenario WEO-2023-NZE kongruent.⁴ Der vorgeschlagene Preispfad schwenkt daher bis 2045 wieder auf die EU Reference WEM-Empfehlungen ein.
- ▶ Zusammenfassend wird für die Projektionen 2025 ein Preispfad empfohlen, der bis 2030 den EU Reference Pfad übernimmt, bis 2035 dem EU WAM Szenario folgt und bis 2040 auf den Preispfad des Projektionsberichtes 2024 einschwenkt. Damit liegt der Preispfad auch ab

⁴ Letzteres ist wohl auf die verwendete Methodik und die Unterschiede zwischen WEM- und WAM-Ansatz zurückzuführen. Im Begleitdokument heißt es dazu: “Table 3 shows the trajectory of the carbon price of the existing ETS in its current scope (power, industry, centralised heat and aviation sectors) up to 2030, corresponding to the legally binding -55% climate target context and considering the central trajectory for international fuel prices. For long-term values beyond 2030, Table 3 shows two trajectories: a trajectory based on the EU Reference Scenario 2020 for the EU ETS carbon price in “WEM” scenarios, and an indicative carbon value trajectory across the economy to reaching the EU climate neutrality for national (“WAM”) scenarios. The indicative post-2030 “WAM” trajectory is a modelling driver to reach the EU 2050 climate neutrality in the FF55 package analysis. It is acknowledged that national analyses projecting economy-wide GHG emissions compatible with the EU 2050 climate neutrality objective may provide a different carbon value trajectory.” Somit handelt es sich beim WAM-Szenario um ein Zielszenario, in dem kein explizit definierter Politikmix modelliert wird und die berichteten Werte die CO₂-Schattenpreise darstellen.

2035 auf vergleichbarem Niveau wie das AP Szenario des WEO 2024. Im Ergebnis liegt der Pfad bis 2040 etwas unterhalb des letzten Pfades aus dem Projektionsbericht.

Eine Unterscheidung zwischen MMS und MWMS-CO₂-Preispfad wird nicht als zielführend erachtet. In den Projektionen soll insbesondere die Treibhausgaswirkung nationaler Maßnahmen abgebildet werden. Bei unterschiedlichen CO₂-Preispfaden würden sich die Wirkungen überlagern und wären nicht mehr klar zuordenbar darzustellen. Somit wird nur der oben beschriebene und in Tabelle 8 dargestellte CO₂-Preispfad im EU-ETS verwendet.

Tabelle 8: Empfehlung für die Projektionen 2025 und Vergleich mit den Projektionen 2024: Historische Entwicklung und Projektion für den Preis für CO₂ im EU-ETHS

		2023*	2024*	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Projektionen 2025	EUR(2023) /EUA	86	66	71	95	140	169	181	193
Projektionen 2024	EUR(2023) /EUA	85	85	87	127	145	169	181	193

Anmerkungen: * Die ausgewiesenen Werte für 2023 und 2024 werden nicht für die Modellierungen der Projektionen 2025 genutzt, sondern sind hier nur nachrichtlich aufgeführt. Das erste Modellierungsjahr ist 2024.

Quelle: eigene Darstellung, Prognos basierend auf: historische Preise und Futures: European Energy Exchange (EEX) (2023b), International Energy Agency (IEA) (2024).

4.2 Entwicklung der CO₂-Preise für Verkehr und Wärme sowie für die nicht vom EU-ETS erfassten Emissionen der Industrie

Mit dem Klimaschutzprogramm 2030 wurde im Jahr 2021 erstmals eine Bepreisung von CO₂ in den Sektoren Wärme und Verkehr eingeführt. Ziel ist es, einen Anreiz in diesen Sektoren für den Umstieg von emissionsintensiveren auf klimaschonendere Techniken wie beispielsweise den Einsatz von Wärmepumpen und Elektromobilität, mehr Energieeffizienz und die Nutzung erneuerbarer Energieträger zu setzen. In einem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) werden die Emissionen aus der Verbrennung von Brenn- und Kraftstoffen erfasst. Das nEHS setzt auf den vorgelagerten Handelsebenen an, bei den Unternehmen, die Brenn- und Kraftstoffe in Verkehr bringen („Upstream-EHS“). Die rechtliche Umsetzung ist mit der Verabschiedung des Brennstoff-Emissionshandelsgesetzes (BEHG) erfolgt.

Am 18. Dezember 2019 empfahl der Vermittlungsausschuss zwischen Bundestag und Bundesrat einige Ergänzungen bzw. Änderungen am Klimaschutzprogramm 2030, die unter anderem den CO₂-Preis in der Einführungsphase des nEHS betreffen und die am 19. Dezember 2019 vom Bundestag angenommen wurden (Deutscher Bundestag 2019). Durch ein vom Bundestag am 8. Oktober 2020 beschlossenes Änderungsgesetz zum BEHG werden die Festpreise in der Einführungsphase des nEHS (2021-2025) nach Inkrafttreten des Gesetzes erhöht (Deutscher Bundestag 03.11.2020). Im Rahmen des 3. Entlastungspakets hat der Bundesrat eine Novelle des BEHG verabschiedet, welche den vormals geplanten Anstieg des CO₂-Preises vorübergehend verlangsamt (Bundesregierung 2022b). Konkret werden die für 2023 und 2024 geplanten Erhöhungen auf die Jahre 2024 und 2025 verschoben. Zum Jahr 2024 wurde eine Rückkehr zum ursprünglichen Preispfad vorgenommen, sodass der Preis im Jahr 2024 bei 45 EUR/t CO₂ liegt und 2025 bei 55 EUR/t CO₂ liegen wird. Der für das Jahr 2026 geplante Mechanismus mit Versteigerungen im Preiskorridor, bei einem Mindestpreis von 55 EUR/t CO₂ und einem Höchstpreis von 65 EUR/t CO₂, wird beibehalten.

Ab 2027 war vorgesehen, dass der nEHS in ein marktbasierendes Instrument übergeht. Das hätte bedeutet, dass Zertifikate am Markt unter freier Preisbildung auktioniert werden mit bindendem, ambitioniertem Cap – entsprechend der gängigen Praxis im EU-Emissionshandel.

Statt des Eintritts in die Marktphase wird das nEHS in ein EU-weites System überführt. Dieser EU-ETS 2 wurde auf Ebene der EU verabschiedet und soll ab 2027 starten. Die nationale Umsetzung erfolgt durch das „Gesetz zur Anpassung des Treibhausgas-Emissionshandlungsgesetzes an die Änderung der Richtlinie 2003/87/EG“ (TEHG-Europarechtsanpassungsgesetz 2024). Das BMWK hat hierzu einen Referentenentwurf veröffentlicht. Dieser sieht u.a. vor den Anwendungsbereich des nEHS über nationale Opt-Ins auch im EU-ETS 2 zu erhalten. Grundsätzlich ist das Cap im EU-ETS 2 von den EU-weiten ESR-Zielen abgeleitet und damit weniger ambitioniert als im bestehenden nEHS, so dass eine Überführung eine Erreichung der deutschen Klimaschutzziele für 2030 nicht mehr sicherstellen würde. Die Preisannahmen der EU-Kommission zum EU-ETS 2 liegen bis 2030 vor (EC 2024b) und liegen tiefer als das zu erwartende Preisniveau im nEHS (Abbildung 7). Die EU-weit nötigen Emissionsminderungen in den Sektoren des EU-ETS 2 zur Erreichung des Caps sind aber durchaus ambitioniert, so dass aus fundamentaler Sicht auch ein höheres Preisniveau als im nEHS möglich ist (Graichen & Ludig, 2024).

Eine Metaauswertung der Hochschule Niederrhein zeigt ebenfalls, dass die möglichen Preise eine große Bandbreite aufweisen. Nach Gerlach-Günsch (2024) liegen die angenommenen CO₂-Preise für den EU-ETS 2 im Jahr 2030 in den ausgewerteten Studien zwischen 51 und 384 EUR₂₀₂₃/t.

Auch wenn bisher nur der Referentenentwurf vorliegt, der sich im weiteren Verfahren noch ändern kann, nehmen wir für die Projektionen 2025 an, dass der Verpflichtetenkreis und die Preisniveaus auch nach 2027 weiter Bestand haben werden. Da derzeit nicht absehbar ist, wie sich ohne einen Preiskorridor die Preise am Markt entwickeln, werden für die Projektionen die gleichen Annahmen hinsichtlich des Preispfades getroffen, wie für die Berechnung des MMS-Szenarios in den Projektionsberichten der vergangenen Jahre, wobei diese um die neuen Beschlüsse des Bundestags angepasst werden:

- ▶ Für 2025 wird für die Projektionen 2025 der aktuelle Preispfad nach Haushaltsfinanzierungsgesetz verwendet. Im Jahr 2026 wird das obere Ende der Preisspanne (65 EUR/t CO₂) angenommen.
- ▶ Ab 2027 wird sich der CO₂-Preis im EU-ETS 2 am Markt bilden. Da die Preisprognosen⁵ zum aktuellen Zeitpunkt höchst unsicher sind und weit auseinander liegen, wird für die Zeit ab 2027 weiterhin angenommen, dass der Preis jährlich um 15 EUR/t (nominal) ansteigt und im Jahr 2040 275 EUR/t CO₂ beträgt. Damit orientiert sich der Preispfad an den vorangegangenen Preisen der Projektionen 2024.⁶
- ▶ Für den Zeitraum nach 2040 wird ein weiterer jährlicher Anstieg des nominalen Preises von 15 EUR unterstellt.

⁵ Die Preiserwartung der EU-Kommission zum EU-ETS 2 liegen bis zum Jahr 2030 vor. Diese Preise liegen unterhalb des hier angenommenen Preisniveaus (Abbildung 7).

⁶ Der nominale CO₂-Preispfad in den THG-Projektionen 2025 ist identisch zum Pfad, der in den Projektionen 2024 angenommen wurde (Tabelle 9). Der reale CO₂-Preispfad ist jedoch leicht unterschiedlich. Dies ist auf die leicht abweichende Inflationserwartung zurückzuführen (unterschiedliche BIP-Deflatoren in den Projektionen 2024 und 2025).

- Die nominalen Werte werden für die Projektionen aufgrund unbekannter Regelung zum Inflationsausgleich an reale Preise angepasst (Tabelle 9).
- Der in Tabelle 9 dargestellte Preispfad kommt sowohl im MMS als auch im MWMS zur Anwendung.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass sich der Anwendungsbereich des nEHS sich stark mit dem ab 2027 auf europäischer Ebene einzuführenden EU-ETS 2 überschneidet. Hierzu liegt eine Gesetzesentwurf zur TEHG-Novelle vor, der jedoch noch nicht gesetzlich verankert ist. Inwieweit der EU ETS 1 und ETS 2 in ein einheitliches System überführt werden, ist zurzeit noch unsicher. Auch hinsichtlich der möglichen Entwicklungen der Einführung des EU-ETS 2 auf die Preise bestehen große Unsicherheiten. Daher wird für die Modellierung angenommen, dass das nEHS mit seinem Geltungsbereich und den abgeschätzten Preisniveaus bis 2027 erhalten bleibt und dann in den EU ETS 2 überführt wird. Der Geltungsbereich der CO₂-Preise bleibt jedoch der gleiche wie im nEHS. Es bleiben mit dem EU-ETS1 und dem EU-ETS 2 dann zwei separate Preispfade bestehen.

Tabelle 9: Empfehlung für die Projektionen 2025 und Vergleich mit den Projektionen 2024: CO₂-Preise für Verkehr und Wärme sowie für die nicht vom EU-ETS 1 erfassten Emissionen der Industrie

Jahr	CO ₂ -Preis (nEHS bzw. EU-ETS 2 Preis)			
	Projektionen 2025 EUR/t (nominal)	Projektionen 2024 EUR/t (nominal)	Projektionen 2025 EUR ₂₀₂₃ /t (real)	Projektionen 2024 EUR ₂₀₂₃ /t (real)
2021*	25	25	29	28
2022*	30	30	32	32
2023*	30	30	30	30
2024	45	35	43	39
2025	55	45	51	48
2026	65	65	58	60
2027	80	80	69	73
2028	95	95	81	85
2029	110	110	92	97
2030	125	125	102	107
2031	140	140	112	118
2032	155	155	122	128
2033	170	170	132	138
2034	185	185	141	146
2035	200	200	150	155
2036	215	215	158	163

Jahr	CO ₂ -Preis (nEHS bzw. EU-ETS 2 Preis)			
2037	230	230	166	172
2038	245	245	174	179
2039	260	260	181	186
2040	275	275	188	193
2041	290	290	195	200
2042	305	305	201	206
2043	320	320	207	212
2044	335	335	212	217
2045	350	350	217	222
2046	365	365	222	227
2047	380	380	226	232
2048	395	395	230	236
2049	410	410	234	240
2050	425	425	238	244

Anmerkungen: * Die ausgewiesenen Werte für 2021-2023 werden nicht für die Modellierungen der Projektionen 2025 genutzt, sondern sind hier nur nachrichtlich aufgeführt. Das erste Modellierungsjahr ist 2024.

Für die Berechnung der realen Preise der THG-Projektion 2025 wurden die aktuellen BIP-Deflatoren verwendet (Tabelle 4). Für die Berechnung der realen Preise der THG-Projektion 2024 wurden die BIP-Deflatoren der Projektion 2024. Aufgrund der leicht unterschiedlichen Deflatoren ergeben sich leicht unterschiedliche reale Preise (vgl. dazu auch Fußnote 6).

Quelle: eigene Darstellung, Prognos mit Daten für nominale Werte für die Jahre 2021 bis 2024 aus Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022b) und 2024 und 2025 aus Bundesregierung (2023).

5 CO₂-Transport und -Speicherung

Mit der Erarbeitung der Carbon Management Strategie (CMS) und der Langfriststrategie Negativemissionen für den Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe) wurden die politischen Prozesse angeschoben, um einen bedarfsgerechten Hochlauf für die CCS-Technologie in Deutschland zu ermöglichen. Der Einsatz von CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung (CCS) wird laut dem Eckpunktepapier der CMS⁷ in Anwendungen mit schwer vermeidbaren Emissionen notwendig, um Netto-Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 zu erreichen.

Dabei sind die Kosten für die Abscheidung, den Transport und die Speicherung von zentraler Bedeutung für die Unternehmen, die in die CCS-Anwendung investieren möchten. Die CO₂-Abscheidungskosten hängen u. a. von der Anwendung bzw. der CO₂-Quelle ab und variieren dementsprechend je nach CO₂-Reinheit und CO₂-Abscheidemenge. Aus diesem Grund werden die Kosten für die CO₂-Abscheidung nicht im Rahmendatenbericht dokumentiert, sondern in den jeweiligen Sektorkapiteln des Berichts zu den wesentlichen sektorspezifischen Parameter und Annahmen beschrieben.

Tabelle 10 zeigt die angenommene Kostenentwicklung für den CO₂-Transport, die -Speicherung und die Gesamtkosten (Summe Transport und Speicher, ohne Abscheidung) bis zum Jahr 2050, die in der Sektormodellierung verwendet werden, sofern CCS entsprechend der Szenariendefinitionen der Berichtspflichten zum Einsatz kommt. Beim CO₂-Transport kann zwischen verschiedenen Transportmodi (Lkw, Zug, Schiff, Pipeline) differenziert werden. Je nach Transportmodi ergeben sich unterschiedliche Anforderungen hinsichtlich der Temperatur des CO₂, dem erforderlichen Druck und der CO₂-Menge. Damit ergeben sich je nach Transportmodi und -distanz unterschiedliche Transportkosten. Für die Projektionen werden durchschnittliche Transportkosten angesetzt, die bis zum Jahr 2050 sinken. Der anfängliche Zugtransport, der zur zeitlichen Überbrückung geplant wird,⁸ bis eine CO₂-Pipeline-Infrastruktur zur Verfügung steht, weist höhere Transportkosten als der leitungsgebundene Transport auf. Mittel- bis langfristig wird eine leitungsgebundene Infrastruktur für Deutschland angenommen. Neben den Plänen des Fernleitungsnetzbetreibers Open Grid Europe GmbH (OGE) für ein CO₂-Netz mit einer Länge von rund 3.500 km,⁹ legte der Verein Deutscher Zementwerke (VDZ) Anfang des Jahres 2024 Pläne für ein deutschlandweites CO₂-Kernnetz mit einer Länge von bis zu 4.800 km vor.¹⁰ Auf europäischer Ebene hat das Joint Research Centre (JRC) ein CO₂-Transportnetz mit einer Länge von bis zu 19.000 km für das Jahr 2050 berechnet.¹¹ Hauptsächlich wird beim CO₂-Netz ein Neubau angesetzt, um das CO₂ in einem dichten Zustand transportieren zu können. Somit wird angenommen, dass der CO₂-Transport langfristig (2045/2050) weitestgehend über Pipeline ablaufen wird. Der Zugtransport kann jedoch weiterhin eine Alternative für vereinzelte dezentrale Standorte als Zwischentransport zu einer CO₂-Hauptleitung sein.

Zukünftige CO₂-Netzentgelte für den CO₂-Transport werden hier nicht ausgewiesen. Die Höhe der Netzentgelte ist noch ungewiss und hängt neben der abgeschiedenen CO₂-Menge und der

⁷ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-der-bundesregierung-fuer-eine-carbon-management-strategie.pdf?__blob=publicationFile&v=2

⁸ <https://www.heidelbergmaterials.de/de/zement/zementwerke/geseke/gezero-projekt>

⁹ <https://oge.net/de/co2/co2-netz>

¹⁰ https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_CO2-Infrastruktur-Deutschland.pdf

¹¹ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC136709> (Zugriff am 18.10.2024)

Transportdistanz auch von der Regulierung ab. In einer Ex-post regulierten CO₂-Infrastruktur, das laut dem Eckpunktepapier der CMS vom BMWK derzeit bevorzugte Modell, werden die Transport- und Speicherkosten bilateral zwischen den Marktakteuren (Abscheidungs- und den nachgelagerten Transport- und Speicherunternehmen) ausverhandelt.¹² Diese können dementsprechend höher oder niedriger als die hier angegebenen durchschnittlichen Transport- und Speicherkosten liegen.

Tabelle 10: Entwicklung der CO₂-Transport- und Speicherkosten

		2030	2035	2040	2045	2050
CO ₂ -Transport	EUR/tCO ₂	60	60	55	50	45
CO ₂ -Speicherung	EUR/tCO ₂	40	35	35	30	30
CO ₂ -Transport und -Speicherung	EUR/tCO ₂	100	95	90	80	75

Quellen: Fachgespräche 2023 und 2024 mit Unternehmen aus der Zement- und Grundstoffchemieindustrie und Gastransportbetreiber (nicht öffentlich zugänglich); (Global CCS Institute, 2021); (Smith Erin E., et al., 2021); (Clean Air Task Force, 2024); (Danish Energy Agency, 2024);

Hinweis: (1) Für die gesamten CCS-Kosten müssen die CO₂-Abscheidekosten noch addiert werden. Diese variieren nach Branche und Anwendung und werden daher in den Nachfragesektoren mitberücksichtigt. (2) Die Kosten für die CO₂-Speicherung beinhalten keine Kosten für finanzielle Verpflichtungen (guarantees and financial liabilities). (3) Die aktuellen Katenangaben für die Jahre 2025 und 2030 basieren auf Kostenangaben zu einzelnen CCS-Projekten bzw. stammen aus Fachgesprächen, die hier als Richtwerte herangezogen werden.

Bei der CO₂-Speicherung wird generell unterschieden zwischen der Speicherung in salinaren Aquiferen und den Kohlenwasserstofflagerstätten (alte Erdgas und Erdölfelder) on- und offshore. In welcher Höhe sich tatsächliche Preise für die CO₂-Speicherung bilden ist nach aktuellem Stand noch sehr ungewiss und hängt von verschiedenen Effekten auf Seiten des Speicherangebots und der Speichernachfrage ab.

Auf der einen Seite befinden sich aktuell nur einzelne CCS-Projekte im Bau bzw. haben eine finale Investitionsentscheidung (FID) getroffen. Eine Auswertung der angekündigten CO₂-Speicherprojekte zeigt eine Vielzahl an angekündigten Speicherprojekten in der Projektpipeline. Werden diese Projekte realisiert, würde dies zu einer stark wachsenden CO₂-Injektionskapazität für Europa führen.¹³ Inwieweit langfristig die Notwendigkeit schwer zu erschließende Standorte zu nutzen, zu Steigerungen der durchschnittlichen Kosten führen könnten, ist noch nicht geklärt.

In der Langfristperspektive könnte die Speichernachfrage aus industriellen Prozessen aufgrund von alternativen Produktionsprozessen (z. B. CO₂-freies elektrochemisches Verfahren zur Herstellung von kohlenstoffarmem Zement) zurückgehen. Jedoch zeigen bestehende Klimaneutralitätsszenarien einen Anstieg von Negativemissionen (z. B. BioCCS bzw. DACCS), die wiederum zu einem Anstieg der zu speichernden CO₂-Mengen führen könnten. Welcher Effekt sich langfristig durchsetzen wird und wie sich netto die zu speichernden CO₂-Mengen entwickeln, kann in diesem Papier nicht abschließend diskutiert und beantwortet werden.

¹² Wohingegen der Aufbau des H₂-Kernnetzes über eine Ex-ante-Regulierung geregelt wird. In dieser legt die Regulierungsbehörde die Netzentgelte im Vorfeld fest. Beide Infrastrukturen (CO₂ und H₂) beruhen bisher vor allem auf Plänen und Absichtserklärungen, wir gehen davon aus, dass diese bis 2050 auch umgesetzt werden und bis 2050 aufgrund von Lernkurven Kostendegressionen aufweisen. Nicht berücksichtigt sind allfällige Wechselwirkungen zwischen den beiden Infrastrukturen.

¹³ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/ccus-projects-explorer> (Zugriff am 13.09.2024)

Neben der Auswertung bestehender Literatur wurden Informationen aus Fachgesprächen mit Industrieunternehmen (Zement und Grundstoffchemie) zum Einsatz von CCS in Deutschland für die Herleitung der Kostenannahmen genutzt.¹⁴ Die Kostenangaben am aktuellen Rand für angekündigte CCS-Projekte übersteigen die Kostenangaben aus der Literatur (siehe (Smith Erin E., et al., 2021), (Clean Air Task Force, 2024) und (Global CCS Institute, 2021)), die zur Orientierung für die Langfristperspektive angesetzt wurden. Insgesamt wurde hier in der Kostenentwicklung eine Reduktion der Speicherkosten aufgrund von Lernkurven angenommen.

¹⁴ Diese Fachgespräche wurden nicht im Rahmen der Treibhausgas-Projektionen 2025 durchgeführt, sondern im Rahmen eines anderen Vorhabens (vgl. Anmerkung zu Tabelle 10). Die im Rahmen dieser Fachgespräche gesammelten Informationen sind jedoch in die hier unterstellten Kostenentwicklungen eingeflossen.

Quellenverzeichnis

- Barchart (2024a): Crude Oil Brent Futures. Online verfügbar unter https://www.barchart.com/futures/quotes/CB*0/futures-prices; abgerufen am 02.09.2024
- Barchart (2024b): Coal Price Futures. Online verfügbar unter https://www.barchart.com/futures/quotes/LU*0/futures-prices; abgerufen am 09.09.2024
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (o. J.a): Drittlandskohlepreis (bis 31.12.2018). Drittlandskohlebezüge und durchschnittliche Preise frei deutsche Grenze für Kraftwerkssteinkohle. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis_node.html, zuletzt geprüft am 15.08.2023, aktuell (Stand Dezember 2024) nicht mehr verfügbar.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (o. J.b): Erdgasstatistik. Entwicklung der Grenzübergangpreise ab 1999. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html, zuletzt geprüft am 15.08.2023
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022a): Energiedaten: Gesamtausgabe. Energiedaten und -szenarien. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>, zuletzt geprüft am 15.08.2023
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022b): Habeck: „Wir gehen beim CO₂-Preis bedachter vor und entlasten private Haushalte und Unternehmen“. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/10/20221028-habeck-wir-gehen-beim-co2-preis-bedachter-vor-und-entlasten-private-haushalte-und-unternehmen.html>, zuletzt geprüft am 15.08.2023
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024): Belebung der Wirtschaft im kommenden Jahr – Herbstprojektion der Bundesregierung, Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2024/11/04-herbstprojektion-2024.html>, zuletzt geprüft am 06.11.2024
- Clean Air Task Force (2024): The cost of carbon capture and storage in Europe. Online 2024; Zitat vom: 13. 09 2024. <https://www.catf.us/ccs-cost-tool/>
- Cludius, J; Galster, H; Healy, S; Noka, V; Lam, L (2022): The role of financial operators in the ETS market and the incidence of their activities in determining the allowances' price. Hg. v. European Parliament (EP). Policy Department for Economic, Scientific and Quality of Life Policies. Online verfügbar unter [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/740053/IPOL_ATA\(2022\)740053_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/740053/IPOL_ATA(2022)740053_EN.pdf), zuletzt geprüft am 28.10.2023
- Danish Energy Agency (2024): Technology Data for Carbon Capture, Transport and Storage. Online 2024;.Zitat vom: 13. 09 2024. Online verfügbar unter <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-carbon-capture-transport-and>
- Deutscher Bundestag (03.11.2020): Erstes Gesetz zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes. In: Bundesgesetzblatt 2020 (Teil I Nr. 50), S. 2291–2292. Online verfügbar unter <https://behg-blog.de/wp-content/uploads/2020/11/behg-aenderungsgesetz.pdf>, zuletzt geprüft am 16.08.2023
- Deutscher Bundestag (2019): Gesetz zur Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2030 im Steuerrecht. In: Bundesgesetzblatt 2019 (Teil I Nr 52), S. 2886–2889. Online verfügbar unter https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Gesetzestexte/Gesetze_Gesetzesvorhaben/Abteilungen/Abteilung_IV/19_Legislaturperiode/Gesetze_Verordnungen/2019-12-30-G-Umsetzung-

Klimaschutzprogramm-Steuerrecht/3-Verkuendetes-Gesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 14.08.2023

EEX (2024a): THE Erdgas Futures, <https://www.eex.com/de/marktdaten/erdgas/futures#%7B%22snippetpicker%22%3A%22264%22%7D>; abgerufen am 09.09.2024

EEX (2024b): EU ETS Preis. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/eu-ets-auktionen>; abgerufen am 09.09.2024

EU (2023): Directive 2023/959 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union and Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading system. In: Official Journal of the European Union (L 130/134). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023L0959&qid=1684218852261>, zuletzt geprüft am 27.10.2023

European Commission (EC 2024a): Directorate-General for Economic and Financial Affairs, 2024 ageing report – Economic & budgetary projections for the EU Member States (2022-2070), Publications Office of the European Union, 2024, <https://data.europa.eu/doi/10.2765/022983>

European Commission (EC 2024b): Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2025, June 2024.

Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB 2024): Wasserstoff-Kernnetz 2032. Online verfügbar unter <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>

Global CCS Institute (2021): Technology Readiness and Costs of CCS. 2021.

Gores, S; Graichen, J; Kemmler, A; Plötz, P (2023): Übersicht über die Vorschläge zu den EU-Zielvorgaben. Basierend auf dem „Fit for 55“-Paket der EU-Kommission, sowie den Beschlüssen zur EU-Klimaschutz-Verordnung, der LULUCF-Verordnung und der ETS-Richtlinie nach dem Trilogverfahren. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Hg. v. Öko Institut, Prognos und Fraunhofer ISI. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Einschaetzung-Fit-for-55.pdf>, zuletzt geprüft am 15.08.2023

Gerlach-Güensch (2024): Ein wirkungsvolles, kosteneffizientes und sozial gerechtes EU-weites Emissionshandelssystem für den Gebäude und Verkehrssektors. Online verfügbar unter https://www.hs-niederrhein.de/fileadmin/dateien/Institute_und_Kompetenzzentren/SWK_E2/SWK_E2_Working_Paper_Nr_2_2024.pdf

Internationale Energie Agentur IEA (2024): World Energy Outlook 2024. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

Mendelevitch, R; Repenning, J; Matthes, F (2024): Rahmendaten für den Projektionsbericht 2024. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionsbericht_2024_rahmendatenpapier.pdf, zuletzt geprüft am 12.09.2024

Smith, E; Morris, J; Khesghi, H; Teletzke, G; Herzog, H; Paltsev, S (2021). The Cost of CO₂ Transport and Storage in Global Integrated Assessment Modelling. International Journal of Greenhouse Gas Control. Volume 109, July 2021, 103367

Statistisches Bundesamt (2023): 15. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung - Annahmen und Ergebnisse. Wiesbaden. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsvorausberechnung/begleitheft.html>, zuletzt geprüft am 15.08.2023

Statistisches Bundesamt (2024b): Zensus 2022: 82,7 Millionen Einwohnerinnen und Einwohner, Pressemitteilung Nr. 44 vom 25. Juni 2024. Online verfügbar unter https://www.zensus2022.de/DE/Aktuelles/PM_Zensus_2022_Bevoelkerungszahl_Ergebnisveroeffentlichung.html, zuletzt geprüft am 12.09.2024

Thomsen, J; Fuchs, N; Meyer R; Wanapinit, N; Ulffers, J; Bavia Bampi, B; Lohmeier, D; Prade, E; Gorbach, G; Sanina, N; Engelmann, P; Herkel, S; Kost, C; Braun, M; Lenz, M (2022): Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Freiburg, Kassel: Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEE (Hrsg.). Online verfügbar unter https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/221222_Bottom_Up_Studie_final-1.pdf, zuletzt geprüft am 15.08.2023

Zaklan, A; Graichen, J; Graichen, V; Hermann, H; Cludius, J (2021): Structural Supply Side Management in the EU ETS - Reviewing the Market Stability Reserve. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt (Climate Change, 39/2021). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-19_cc_39-2021_msr_review.pdf, zuletzt geprüft am 15.08.2023