

TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland

Erstellung der Endverbrauchspreise für Energieträger –
Methodik und Daten



TREIBHAUSGAS-PROJEKTIONEN FÜR DEUTSCHLAND

KLIFOPLAN des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Klimaschutz

Forschungskennzahl 3722 41 511 0

FB001596

Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutsch- land

Erstellung der Endverbrauchspreise für Energieträger –
Methodik und Daten

von

Roman Mendelevitch, Hannah Förster, Katja Schuma-
cher, Ralph O. Harthan
Öko-Institut, Berlin

Jana Deurer
IREES, Karlsruhe

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

Durchführung der Studie:

Öko-Institut e.V.
Borkumstraße 2
13189 Berlin

Abschlussdatum:

Oktober 2024

Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie
Kai Wehmann, Karlotta Schultz (Kirsten op de Hipt – Layout)

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7576>

Dessau-Roßlau, November 2024

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

Kurzbeschreibung: Erstellung der Endverbrauchspreise für Energieträger – Methodik und Daten

Dieses Kurzpapier erläutert die Vorgehensweise für die Erstellung der Endenergiepreise für den Projektionsbericht am Beispiel des Projektionsberichts 2024. Die Grundlage für die Ermittlung der Endenergiepreise bilden die im Rahmendatenpapier (UBA 2024c) vereinbarten Brennstoff- und CO₂-Bepreisungspfade. Zunächst wird erläutert, wie die Preisaufläge durch Zwischenhändler und beaufschlagte Margen ermittelt werden. Ebenso wird aufgezeigt, wie mit der Belastung verschiedener Endverbrauchergruppen durch den CO₂-Preis aus dem nationalen Emissionshandel und später EU-ETS2 verfahren wird. Schließlich werden weitere Annahmen erläutert. Am Beispiel des Projektionsberichts 2024 werden dann die konkreten Maßnahmen und deren Umsetzung mit Wirkung auf die Endverbrauchspreise beschrieben.

Abstract: Preparation of final energy prices – methodology and data

This briefing explains the procedure for preparing the final energy prices for the projection report using the 2024 projection report as an example. The fuel and CO₂ price paths agreed in the modelling data paper (UBA 2024c) form the basis for determining the final energy prices. First, the paper explains how price mark-ups by intermediaries and margins are determined. It also shows how the CO₂ price from national emissions trading and later the EU ETS2 is applied to different end consumer groups. Finally, further assumptions are explained. Using the 2024 projection report as an example, the specific measures and their implementation with an impact on end consumer prices are described.

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	8
1 Einleitung.....	9
2 Methodik zur Erstellung der Endverbrauchspreise für die Projektionen 2024.....	10
2.1 Abschätzung des Preisaufschlags durch Zwischenhändler (Beschaffung), Vertriebskosten und Margen (Beschaffung, Vertrieb und Margen)	10
2.2 Weiterleitung des CO ₂ -Preises vom Inverkehrbringenden an die jeweiligen Endverbrauchenden.....	12
2.3 Vorgehen und Annahmen zu weiteren Brennstoffen und Energieträgern.....	12
2.3.1 Annahmen und Vorgehen bei der Ermittlung von Großhandelsstrompreisen	12
2.3.2 Annahmen für die Ermittlung der Preise für feste und gasförmige Biomasse	13
2.3.3 Annahmen für die Ermittlung des Preises für Fernwärme	13
2.3.4 Annahmen für die Ermittlung des Preises für Wasserstoff in den verschiedenen Einsatzbereichen.....	14
3 Annahmen für die Ermittlung der Endverbrauchspreise der Projektionen 2024	15
4 Detaillierte Implementierung der Annahmen für den Projektionsbericht 2024	16
4.1 Erdölbasierte Produkte	16
4.2 Erdgas.....	16
4.3 Strom.....	16
4.4 Fernwärme	17
5 Finaler Datensatz.....	18
5.1 Preise für Ölprodukte.....	18
5.2 Preise für Steinkohle im Kraftwerkseinsatz	18
5.3 Endverbrauchspreise für Erdgas in verschiedenen Einsatzbereichen und Nachfragebändern	18
5.4 Endverbrauchspreise für Strom in verschiedenen Nachfragebändern	19
5.5 Wasserstoffpreise in verschiedenen Einsatzbereichen	20
5.6 Feste und gasförmige Biomasse	21
5.7 Fernwärme	21
6 Quellenverzeichnis	22

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Prozentuale Zusammensetzung der Fernwärme von 2020 bis 2045	17
Tabelle 2:	Entwicklung der Preise für die Ölprodukte Benzin, Diesel, leichtes und schweres Heizöl sowie Kerosin	18
Tabelle 3:	Entwicklung der Preise für Steinkohle im Kraftwerkseinsatz...	18
Tabelle 4:	Entwicklung der Preise für Erdgas im Kraftwerkseinsatz sowie für Haushalts- und Industriekunden nach Nachfrageband	18
Tabelle 5:	Entwicklung der Preise für Strom für Haushalts- und Industriekunden nach Nachfrageband	19
Tabelle 6:	Entwicklung der Preise für Wasserstoff in verschiedenen Einsatzbereichen	20
Tabelle 7:	Entwicklung der Preise für Biomethan, Pellets, Scheitholz und Hackschnitzel	21
Tabelle 8:	Entwicklung des Preises für Fernwärme	21

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
a	Jahr (annum)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
C.A.R.M.E.N.	Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk
CO₂	Kohlendioxid
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EIA	US Energy Information Administration
en2x	Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V.
EU-ETS	European Emissions Trading System (Europäisches Emissionshandelssystem)
GJ	Gigajoule
Ho	oberer Heizwert
Hu	unterer Heizwert
ICE	Intercontinental Exchange
KTF	Klima- und Transformationsfonds
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MWh	Megawattstunde
MwSt	Mehrwertsteuer
NCV	Net calorific value (unterer Heizwert)
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
NETC	Network costs (Netzentgelte)
OLS(-Regression)	Ordinary Least Squares
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TFZ	Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe
WG	Wassergehalt
WSF	Wirtschaftsstabilisierungsfonds

1 Einleitung

Das vorliegende Dokument beschreibt detailliert die Vorgehensweise bei der Erstellung der Annahmen bezüglich der Endverbrauchspreise für die Modellierung der Projektionen 2024 (UBA 2024a; 2024b). Dabei werden die Produkte aus den Energieträgern Rohöl, Steinkohle, Erdgas und Wasserstoff, Biomasse sowie die Sekundärenergieträger Strom und Fernwärme berücksichtigt. Wo möglich und notwendig, werden die Produkte nach Abnahmemolumina und Kundenart differenziert. Ausgangspunkt sind die jeweiligen Großhandelspreise. Hier liegen die im Rahmen datenpapier (UBA 2024c) vereinbarten Brennstoff- und CO₂-Bepreisungspfade zu Grunde. Über Annahmen zu den jeweiligen weiteren Preisbestandteilen (u. a. Beschaffung, Vertrieb und Margen¹, Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern) werden schließlich die entsprechenden Endverbrauchspreise ermittelt.

Dabei wird zunächst die Methodik genauer beschrieben (Kapitel 2). Hier werden insbesondere die verschiedenen Schwierigkeiten bei der Abschätzung von Preisauflägen (Abschnitt 2.1), der Weiterleitung der CO₂-Bepreisung (Abschnitt 2.2) und andere Probleme bei der konkreten Implementierung erläutert und die gewählten Lösungsansätze vorgestellt (Abschnitt 2.3). Als Nächstes erfolgt die Aufstellung der für die Ermittlung der Endverbrauchspreise einschlägigen Maßnahmen für die Projektionen 2024 (Kapitel 3). Im nächsten Schritt wird deren Implementierung detailliert dargelegt (Kapitel 4). Schließlich erfolgt eine tabellarische Darstellung der Endverbrauchspreise für alle Energieträger, Produkte und Kundenarten (Kapitel 5).

¹ Hier existieren mindestens zwei unterschiedliche Terminologien, die aber denselben Preisbestandteil beschreiben: Beschaffung, Vertrieb und Margen (Terminologie: BNetzA), Beschaffung und Vertrieb (Terminologie: BDEW). Beide beschreiben das Residuum aus Endkundenpreis abzüglich Steuern, Umlagen, Entgelten und Abgaben sowie des Großhandelspreises.

2 Methodik zur Erstellung der Endverbrauchspreise für die Projektionen 2024

2.1 Abschätzung des Preisaufschlags durch Zwischenhändler (Beschaffung), Vertriebskosten und Margen (Beschaffung, Vertrieb und Margen)

Sowohl Großhandelspreise als auch Endverbrauchspreise lassen sich für die verschiedenen Energieträger aus den jeweiligen Statistiken - bspw. EEX, ICE, Eurostat, en2x und Destatis - entnehmen.² Neben Entgelten, Umlagen, Steuern und Abgaben sind die Endverbrauchspreise mit den Bezugskosten der Händler (Beschaffung), Kosten für die Vermarktung und den Vertrieb (Vertrieb) und entsprechenden Margen beaufschlagt. Der Sammelposten Beschaffung, Vertrieb und Margen lässt sich zwar ex-post als Residuum aus dem Endverbrauchspreis nach Abzug aller Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern bestimmen. Die Differenz zwischen Großhandelspreisen und diesem Residuum schwankt jedoch sehr stark über die Zeit, so dass der Aufschlag eines festen Prozentsatzes nur eine schlechte Näherung des Postens „Beschaffung, Vertrieb und Margen“ auf Basis der Großhandelspreise darstellt. Dies hat insbesondere zwei Ursachen:

- ▶ Einkaufsstrategie der Handelsunternehmen: Die Beschaffungskosten eines Handelsunternehmens sind maßgeblich von dessen Einkaufsstrategie bestimmt. Wann es sich für welche Kosten für die Zukunft welche Mengen am Großmarkt sichert, bestimmt die Preise, die es für den Verkauf der kleineren Chargen aufrufen muss. Einen Teil der erwarteten Nachfrage wird ein Handelsunternehmen über langlaufende Verträge sichern, damit es selbst Planungssicherheit hat und gegen Risiken abgesichert ist. Einen anderen Teil wird das Unternehmen kurzfristiger beziehen, um einerseits aktuellen Markt und andererseits auf die durch neue Kundinnen* Kunden entstehende Nachfrage schnell reagieren zu können. Je nachdem wie das Verhältnis aus kurzfristig und langfristig beschafften Mengen ist, sind auch die anzulegenden Kosten mehr oder weniger durch die aktuelle bzw. zukünftige Preisentwicklung am Großmarkt getrieben.
- ▶ Margen als betriebswirtschaftliches Kalkül: Die zuvor beschriebenen Kosten sind mit einer Marge beaufschlagt. Diese resultiert aus dem individuellen betriebswirtschaftlichen Kalkül jedes einzelnen Unternehmens, welches auf Grundlage seiner Marktstellung, seines Kundenportfolios und seiner Strategie die jeweiligen Margen festlegt.

Beide Faktoren, Einkaufsstrategie und Margen, führen dazu, dass der rechnerische Aufschlag auf die Großhandelspreise stark schwankt. Dennoch braucht es für die Projektion von Endverbrauchspreisen Annahmen zur Entwicklung des Aufschlags. Für die Projektionen 2024³ wurde deshalb folgende Herangehensweise gewählt:

Für die verschiedenen Endverbrauchsprodukte wird jeweils der zeitliche Verlauf des Aufschlags aus der Statistik entnommen, oder, wenn nicht vorhanden, rechnerisch ermittelt. Die genaue Methode wird in den hier folgenden Abschnitten zu den jeweiligen Brennstoffen und Energieträgern erläutert.

² In den Abschnitten zu den jeweiligen Energieträgern werden die Statistiken jeweils genau benannt.

³ Das Vorgehen stimmt grundsätzlich auch mit dem Vorgehen bei früheren Projektionen überein. Eine Abweichung ergibt sich nur im letzten Schritt, der Ermittlung der Schätzfunktion. In den früheren Projektionen wurde eine ungewichtete OLS-Regression verwendet. Über einen Offset der für die jeweiligen Bänder individuell festgelegt wurde, wurde berücksichtigt, dass die durchschnittlichen Endkundenpreise in den verschiedenen Nachfragesegmenten unterschiedlich schnell auf Änderungen am Großmarkt reagieren. Nach Beginn des Angriffskrieges Russlands gegen die Ukraine und der damit einsetzenden Energiekrise wurden Maßnahmen für eine stärkere Flexibilisierung der Endkundenpreise in allen Segmenten umgesetzt, so dass für die Zukunft von einer direkteren Reaktion der Preise auszugehen ist.

- Für Strom und Erdgas, sowohl für Haushalte als auch für Nicht-Haushalte, wird wie folgt vorgegangen:
- Aus den Eurostat Statistiken „nrg_pc_204“ und „nrg_pc_205“ (für Strom⁴ und „nrg_pc_202“ und „nrg_pc_203“ für Erdgas⁵) (Eurostat 2023) werden die historischen Werte für Preise ohne Steuern und Abgaben (X_TAX, Excluding taxes and levies) für Haushalts- und Nicht-Haushaltskunden entnommen (halbjährliche Statistik).
 - Ebenso werden für Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden aus den Eurostat Statistiken „nrg_pc_204_c“ und „nrg_pc_205_c“ (für Strom, und „nrg_pc_202_c“ und „nrg_pc_203_c“ für Erdgas) Details zu den einzelnen Komponenten der Umlagen, Abgaben, Entgelte und Steuerlast entnommen (jährliche Statistik). Insbesondere liegen hier auch Daten zu Beschaffung, Vertrieb und Margen (NRG_SUP, Energy and Supply) vor.
 - Für jedes Band wird aus der Differenz zwischen den historischen Werten ohne Steuern und Abgaben (X_TAX, Excluding taxes and levies) und den Netzentgelten (NETC, Network costs) der rechnerische Wert von Beschaffung, Vertrieb und Margen (NRG_SUP, Energy and Supply) ermittelt.
 - Koeffizienten aus einer Regressionsanalyse werden genutzt, um die Aufschläge für Beschaffung, Vertrieb und Margen fortzuschreiben und auf Basis von Abschätzungen der Entwicklung des Großhandelsstrompreises die Endverbrauchspreise abzuleiten. Mittels einer gewichteten OLS-Regression wird ein linearer Zusammenhang zwischen den Futures im Großhandelsmarkt und dem jeweiligen Wert für Beschaffung, Vertrieb und Margen geschätzt. Je kürzer dabei die Beobachtungen zurückliegen, desto höher das Gewicht, mit dem sie in die Regressionsgleichung eingehen.
 - Für Erdölprodukte ist den Autoren*Autorinnen eine ähnliche Quelle, die Preise mit und ohne Umlagen- und Abgabenlast zentral und nach verschiedenen Produkten ausweist, nicht bekannt. Daher wird analog eine eigene Berechnung durchgeführt.
 - In den Daten des Mineralölverbandes⁶ liegen Zeitreihen für die Produkte Superbenzin, Dieselkraftstoff und leichtes Heizöl vor, die Zeitreihe für schweres Heizöl wurde 2016 letztmalig aktualisiert. Es handelt sich dabei jeweils um Endkundenpreise inklusive aller Steuern und Abgaben. Beim Statistischen Bundesamt liegen Daten zu den Preisentwicklungen von leichtem Heizöl, Benzin und Diesel für Großkunden, ebenfalls inklusive aller Steuern und Abgaben, vor.⁷
 - Im nächsten Schritt wird für jedes Endprodukt durch Abzug der jeweils anzusetzenden Mehrwertsteuer, Energiesteuer und CO₂-Bepreisung (siehe auch Abschnitt 2.2) der rechnerische Wert des Postens Beschaffung, Vertrieb und Margen bestimmt.
 - Für Kerosin stammen die historischen Daten aus den täglichen Veröffentlichungen der EIA (EIA 2023). Für die Umrechnung von USD in Euro werden die jeweiligen

⁴ Strompreise werden hier als Durchschnittspreise für Bestands- und Neukundenverträge ausgewiesen. Grundpreise werden auf den realen Verbrauch umgelegt, so dass sich Preise in EUR/MWh ergeben.

⁵ Alle Berechnungen erfolgen auf Basis des unteren Heizwertes (Hu). Die Angaben in Eurostat sind auf Basis des oberen Heizwertes (Ho) und müssen entsprechend umgerechnet werden.

⁶ <https://en2x.de/service/statistiken/verbraucherpreise/>, zuletzt aufgerufen 20.09.2023.

⁷ Statistischer Bericht: Daten zur Preisentwicklung: August 2023. EVAS Nummer 61241, 61411, 61421, 61111, 61231. Destatis.

Wechselkurse verwendet. Auf Basis von Expertenwissen wird ein Aufschlag von 0,36 EUR(2010)/GJ für den Einsatz innerhalb der EU aufgeschlagen.

- Auch hier werden Koeffizienten aus einer Regressionsanalyse werden genutzt, um die Aufschläge für Beschaffung, Vertrieb und Margen fortzuschreiben und auf Basis von Abschätzungen der Entwicklung des Großhandelsstrompreises die Endverbrauchspreise abzuleiten.

2.2 Weiterleitung des CO₂-Preises vom Inverkehrbringenden an die jeweiligen Endverbrauchenden

Im Gegensatz zum EU-ETS1 stellt das nEHS und später auch der EU-ETS2 ein System dar, in dem der Inverkehrbringende und nicht der Endverbrauchende verpflichtet ist, CO₂-Zertifikate zu erwerben und abzuführen. Damit bleibt es jedoch dem jeweiligen verpflichteten inverkehrbringenden Unternehmen überlassen, ob und in welchem Umfang es diese zusätzlichen Kosten an seine Kunden* Kundinnen weitergeben möchte.

- ▶ Erdölbasierte Produkte: Um den Posten Beschaffung, Vertrieb und Margen für erdölbasierte Produkte aus den finalen Verbrauchspreisen zu bestimmen, wurde angenommen, dass für alle Produkte außer schweres Heizöl eine 100 %ige Weiterleitung des CO₂-Preises in seiner jeweiligen Höhe erfolgt. Da Kerosin von der Energiesteuer befreit ist (EnergieStG § 27, Abs. 2), unterliegt es auch nicht der CO₂-Bepreisung (siehe auch DEHSt 2023).
- ▶ Erdgas: Für alle Nachfragebänder im Haushaltsbereich wird angenommen, dass die Preisweiterleitung zu 100 % erfolgt. Für die Nachfragebänder im Nicht-Haushaltsbereich wird für die Bänder I1-I3 ebenfalls eine 100 %ige Weiterleitung angenommen, für das Band I4 eine 50 %ige und für die Bänder I5 und I6 keine CO₂-Preisweiterleitung. Die jeweilige Einschätzung erfolgt auf Basis der Änderung des Postens „Environmental taxes“. Hier lässt sich jeweils anhand des Wertes für 2021 im Vergleich zu 2020 ablesen, ob sich die Einführung der CO₂-Bepreisung in einer entsprechenden Erhöhung des Postens widerspiegelt.

2.3 Vorgehen und Annahmen zu weiteren Brennstoffen und Energieträgern

Großhandelsstrompreise bilden die Grundlage für die Endverbrauchsstrompreise, die wiederum ein zentraler Inputparameter für die Technologiewahl in der Industrie und den Endverbrauchssektoren sind. Annahmen und Vorgehen zu ihrer Ermittlung werden hier kurz beschrieben. Insbesondere im Sektor Gebäude werden neben den Preisen für fossile Brennstoffe und Strom auch Endverbrauchspreise für feste und gasförmige Biomasse sowie Fernwärme für die Modellierung benötigt. Da es keine Projektionen für diese Energieträger gibt, werden Annahmen für die Preisentwicklung getroffen. Darüber hinaus werden Annahmen für die Bereitstellungskosten von Wasserstoff in den verschiedenen Einsatzbereichen getroffen.

2.3.1 Annahmen und Vorgehen bei der Ermittlung von Großhandelsstrompreisen

Für Strom wurden in den Rahmendaten keine Werte vereinbart, da die Großhandelsstrompreise nicht nur durch die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise getrieben sind, sondern auch durch die Entwicklung im europäischen Stromsystem sowie die Entwicklung der Nachfrage aus den verschiedenen Sektoren. Die Nachfrage nach Strom ergibt sich aus den sektorspezifischen Projektionen. Der Einsatz von strombasierten Technologien hängt dabei wiederum auch von den relativen Preisen der unterschiedlichen Technologieoptionen ab. Da der Strompreis wiederum auch einer der Eingangsparameter für die Technologiewahl in den verschiedenen Sektoren ist, muss hier im Rahmen der Projektionserstellung eine Abwägung erfolgen: Einerseits würde eine

integrierte Betrachtung aller Sektoren in einem einzigen integrierten Modelllauf das Zusammenspiel zwischen Technologieauswahl, Nachfrage und Strompreis konsistenter abbilden, jedoch mit einem niedrigen individuellen Detailgrad in der Abbildung der Maßnahmen einhergehen. Andererseits erlaubt eine sequenzielle Abbildung einen hohen Detailgrad der Maßnahmen, jedoch kann die Interaktion zwischen Technologieauswahl, Nachfrage und Preisen nur näherungsweise abgebildet werden. Auf Grund der hohen Anforderungen an die Abbildung von Einzelmaßnahmen einerseits und dem im Vergleich zum Großhandelspreis großen Einfluss von weiteren Preisbestandteilen wie Steuern und Abgaben fällt für die Projektionen die Entscheidung zu Gunsten der sequenziellen Abbildung.

Die Strompreise, die den Endverbrauchspreisen zugrunde gelegt werden, ergeben sich damit wie folgt:

- ▶ Bis 2030 liegen robuste Futures aus dem europäischen Strommarkt vor. Diese stimmen mit dem sonstigen Energiepreisumfeld überein und stellen eine konsistente Abbildung der Preiserwartung dar.
- ▶ Für den Zeitraum 2030 bis 2050 werden Großhandelspreise durch das Strommarktmodell PowerFlex berechnet. Dafür werden Läufe auf Basis der zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Informationen sowie plausiblen Annahmen zur zukünftigen Entwicklung wie folgt durchgeführt: Es werden die im Rahmendatenpapier (UBA 2024c) festgelegten Brennstoff- und CO₂-Preise zugrunde gelegt. Die Entwicklung des europäischen Umfelds entspricht dabei der aktuellen Datenlage auf Basis des jeweiligen TYNDP. Soweit abgestimmt, werden die entsprechenden Maßnahmen in der Energiewirtschaft berücksichtigt. Die Nachfrage wird anhand erster Meldungen aus den Sektoren sowie Erfahrungen aus vorhergehenden Projektionen abgeschätzt.

Damit ergeben sich Modellläufe, die zwar noch nicht die integrierte und instrumentengetriebene Strom- und Wärmenachfrage der anderen Sektoren berücksichtigen, diese aber auf Grund bereits vorliegender Daten abschätzen und somit eine Orientierung für die zu erwartenden Preisniveaus bieten.

2.3.2 Annahmen für die Ermittlung der Preise für feste und gasförmige Biomasse

Die Preisprognosen für feste Biomasse und Biomethan werden auf Basis realer Preisinformationen des Basisjahrs und ggf. darüber hinaus erstellt. Die statistischen Preise für Holzpellets, Hackschnitzel und Scheitholz entstammen dem Centralen Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (C.A.R.M.E.N) (C.A.R.M.E.N. 2023b; 2023a) sowie dem Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ 2023). Die Preisinformationen für Biomethan entstammen dena (2023).

Die Entwicklung der Preise nach einzelnen Produkten wird dann an die Entwicklung des Preises für Erdgas gekoppelt.

2.3.3 Annahmen für die Ermittlung des Preises für Fernwärme

Fernwärme wird aus verschiedenen Energieträgern erzeugt. Die Endverbrauchspreise für Fernwärme werden deshalb anteilig an die Entwicklung der Preise für Kohle, Erdgas, Hackschnitzel und Strom gekoppelt. Dabei wird die Veränderung der Preise berücksichtigt. Für Abfall und Abwärme wird ein konstanter Preis angenommen.

Aufgrund des Kohleausstiegs findet ein Phase-out der Kohlekraft bis spätestens 2038 statt, weshalb ein rückläufiger Anteil von Kohle an der Preisgestaltung von Fernwärme angenommen wird. Erdgas hat derzeit einen relevanten Anteil an der Fernwärmeerzeugung. Zur Erreichung

der Klimaschutzziele bis 2045 müssen die Gaskraftwerke jedoch ersetzt werden. Im Umkehrschluss wird bis 2045 von einem steigenden Anteil für Strom und Hackschnitzel ausgegangen.

2.3.4 Annahmen für die Ermittlung des Preises für Wasserstoff in den verschiedenen Einsatzbereichen

Endverbrauchspreise für Wasserstoff werden für drei unterschiedliche Einsatzbereiche ermittelt: großindustrieller oder Kraftwerkseinsatz, Verkehr, Haushaltskunden*Haushaltskundinnen. Da sich die Wasserstoffinfrastruktur noch im Aufbau befindet und keine Zeitreihen liquider Märkte zur Bestimmung von Margen, aber auch keine finalen Festlegungen zu Netzentgelten oder sonstigen Steuern und Umlagen, mit denen Wasserstoff belegt werden wird, vorliegen, muss hier stark auf Analogien und Annahmen zurückgegriffen werden. Die im Folgenden aufgeführten Werte liegen der „Bottom-Up Studie Wärmesektor“ im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats zugrunde (Fraunhofer ISE; Fraunhofer IEE 2022) und wurden dort entsprechend abgestimmt.

- ▶ Großindustrieller oder Kraftwerkseinsatz: Als Aufschlag für Strukturierung, Margen und Netznutzungsentgelte wurden konstant rund 2 EUR(2022)/MWh Hu angenommen.
- ▶ Verkehr: Als Aufschlag für Lieferung und Vertankung wurde ein absinkender Preispfad angenommen: rund 150 EUR(2022)/MWh Hu im Jahr 2020, 125 EUR(2022)/MWh Hu im Jahr 2025, 82 EUR(2022)/MWh Hu im Jahr 2030, 70 EUR(2022)/MWh Hu im Jahr 2040 und 59 EUR(2022)/MWh Hu im Jahr 2050.
- ▶ Haushaltskunden*Haushaltskundinnen: Als Aufschlag für Strukturierung und Margen wurden konstant rund 14 EUR(2022)/MWh Hu angenommen. Netznutzungsentgelte wurden konstant mit rund 20 EUR(2022)/MWh Hu unterstellt.

3 Annahmen für die Ermittlung der Endverbrauchspreise der Projektionen 2024

Die für die Projektionen berücksichtigten Instrumente und Eingriffe sind im Weiteren kurz aufgeführt und spezifiziert. Weitere Änderungen im Bereich der Abgaben und Umlagen werden nicht berücksichtigt, da diese, wenn überhaupt, vom Umfang und der Ausgestaltung noch zu unkonkret vorliegen.

- ▶ Wegfall der EEG-Umlage: Im Rahmen des 1. Entlastungspakets wurde die EEG-Umlage ab 01.07.2022 abgeschafft (Bundesregierung 2022b).
- ▶ Zuschuss zu Strom-Netzentgelten aus EEG-Konto: Die gestiegenen Redispatch-, Netzreserve- und Regelergiekosten werden über einen Zuschuss ausgeglichen⁸, sodass sie strukturell (inflationbereinigt) konstant bleiben.⁹
- ▶ Anstieg der Strom-Netzentgelte: In den Projektionen 2024 wird insgesamt ein Anstieg der Netznutzungsentgelte auf Grund des notwendigen Ausbaus der Netzinfrastruktur angenommen. Abgeleitet aus den TN-45-Szenarien der Langfristszenarien 3-Vorgaben (Sensfuß et al. 2022) wurde ein struktureller Anstieg der Entgelte um 21 % (ggü. 2022) bis 2030, um 33 % bis 2035 und um 36 % bis 2040 und ein Verharren auf diesem Niveau nach 2040 unterstellt.
- ▶ Für andere Netzentgelte (bspw. Erdgas und Mineralölprodukte) wird angenommen, dass sie strukturell konstant bleiben.
- ▶ Absenkung der MWSt auf Erdgas auf 7 % von Oktober 2022 bis einschließlich März 2024

Es sei darauf hingewiesen, dass viele Energie- und andere Steuersätze aktuell als feste Aufschläge definiert sind (beispielsweise Strom- und Energiesteuer) und somit bei gleichzeitig hoher Inflation, wie sie für dieses und die nächsten Jahre zu erwarten ist, und ohne weitere Eingriffe – bspw. eine Inflationsindexierung – real absinken.

Um die Auswirkungen des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine auf die Endenergiepreise abzufedern, wurden von der Bundesregierung umfangreiche Maßnahmen auf den Weg gebracht. Insbesondere sind hier die sogenannte „Strompreisbremse“ und „Gaspreisbremse“ zu nennen. Beide Instrumente liefen Ende 2023 aus. Die Instrumente waren so angelegt, dass trotz des staatlichen Eingriffs und der entsprechenden Entlastung durch die Eingriffe weder Einsatz-/Verbrauchs- noch Investitionsanreize verzerrt werden, sondern diese weiterhin auf den vorliegenden (unkompensierten) Preissignalen beruhen. Auch auf der Aufkommenseite der „Strompreisbremse“ wurden lediglich Überschusserlöse abgeschöpft, es wurde aber nicht in den Preisbildungsmechanismus selbst eingegriffen.

- ▶ Sonderfaktoren wie LKW-Maut oder Wärmepumpen-Tarife werden in den einzelnen Sektoren parametrisiert und nicht zentral vorgegeben.

⁸ Im Rahmen der Gesetzgebung zu Strom-, Gas- und Wärmepreisbremsen will die Bundesregierung die Übertragungsnetzentgelte im Jahr 2023 durch einen Zuschuss in Höhe von 12,84 Milliarden Euro auf dem Niveau des Jahres 2022 stabilisieren (Bundesregierung (2022a)).

⁹ Das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) hat mit Urteil vom 15.11.2023 (Az. 2 BvF 1/22) das Zweite Nachtragshaushaltsgesetz 2021 für nichtig erklärt. Davon betroffen sind Mittel aus dem Klima- und Transformationsfonds (KTF) und dem Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF). Die Fonds finanzieren zahlreiche Energie- und Klimaschutzmaßnahmen. Ebenso sollte beispielsweise der Zuschuss zu den Netzentgelten aus diesen finanziert werden. Mit Stand 01.12.2023 ist dieser für 2024 nicht gesichert.

4 Detaillierte Implementierung der Annahmen für den Projectionsbericht 2024

4.1 Erdölbasierte Produkte

- ▶ Nominal gleichbleibende Höhe der Energiebesteuerung; somit sinkt die Steuer real mit der Inflationsrate ab.

4.2 Erdgas

- ▶ Für erdgasbetriebene Kraftwerke wird ein Aufschlag für Strukturierung und Durchleitung von 4,00 EUR(2008)/MWh Hu angenommen
- ▶ Für Netzentgelte wird die historische Zeitreihe aus Eurostat um die vom BDEW¹⁰ ausgewiesenen Werte für das aktuelle Jahr (2023) ergänzt, sowie die von den Netzbetreibern vorgenommenen Schätzungen für das Folgejahr (2024). Die so ermittelten jährlichen Änderungsraten wurden für eine Fortschreibung auf die im jeweiligen Band von Eurostat berichteten Netzentgelte angewendet. Die so resultierenden Netzentgelte wurden jeweils real konstant fortgeschrieben, was einem nominalen Anstieg mit der Inflationsrate entspricht.
- ▶ Alle anderen Abgaben, Steuern und Umlagen wurden nominal konstant fortgeschrieben. Damit ergibt sich ein reales Absinken mit der Inflationsrate.

4.3 Strom

- ▶ Netzentgelte
 - Für Netzentgelte wird die historische Zeitreihe aus Eurostat um die vom BDEW¹¹ ausgewiesenen Werte für das aktuelle Jahr (2023) ergänzt, ebenso die von den Netzbetreibern vorgenommenen Schätzungen für das Folgejahr (2024). Die so ermittelten jährlichen Änderungsraten wurden für eine Fortschreibung auf die im jeweiligen Band von Eurostat berichteten Netzentgelte angewendet.
 - Die so resultierenden Netzentgelte wurden jeweils real konstant fortgeschrieben, was einem nominalen Anstieg mit der jeweils in den Rahmendaten abgestimmten Inflationsrate entspricht. Die Schätzung der Steigerung spiegelt bereits den mindernden Effekt durch den Bundeszuschuss zu den Netzentgelten wider. Es wird angenommen, dass die darüberhinausgehende Steigerung insbesondere auf die gestiegenen Kosten für den Redispatch zurückzuführen sind. Bei in Zukunft wieder sinkenden Strompreisen sinken auch die spezifischen Redispatchkosten. Dennoch rechnen die Übertragungsnetzbetreiber zwischen 2024 und 2026 mit einer Steigerung der spezifischen Redispatchkosten um real 3 % und der absoluten Redispatchkosten um real 28 % (50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW 2023). Damit stellt die reale Fortschreibung des Niveaus eine konservative Annahme dar, die die Gesamthöhe der Netzentgelte eher unterschätzt.
 - Auf die real fortgeschriebenen Werte werden die erwarteten Kosten des Netzausbaus, wie dieser in den Langfristszenarien (Szenario: T45-Strom) abgeschätzt wird,

¹⁰ <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/>, zuletzt aufgerufen 16.11.2023.

¹¹ <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>, zuletzt aufgerufen 16.11.2023.

aufgeschlagen. Hieraus ergibt sich eine Steigerung gegenüber 2022 von 21 % bis 2030, von 33 % bis 2035 und von 36 % bis 2040.

- ▶ EEG-Umlage und Stromsteuer: Die EEG-Umlage ist seit 01.07.2022 auf null gesenkt und wird seit 2023 aus dem Bundeshaushalt finanziert. Mit dem Stropaket wurde die Absenkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe auf den europäischen Mindestsatz beschlossen. Damit gilt für Nicht-Haushalte ein nominaler Steuersatz von 0,5 EUR/MWh. Für alle Kunden sinkt dieser real mit der Inflation ab.
- ▶ Die weiteren Umlagen und Abgaben werden von der Konzessionsabgabe dominiert, die nominal konstant bleibt. Für die KWK-Umlage und § 19 StromNEV-Umlage zeigt sich in den letzten Jahren nominal eine Stagnation. Einzig die Offshore-Netzumlage steigt in den letzten Jahren an. Jedoch ist davon auszugehen, dass der für den Fortschritt des Ausbaus der Offshore-Winderzeugung notwendige Netzausbau bereits in den aus den Langfristszenarien entnommenen Kosten bzw. Netzentgeltsteigerungen enthalten ist. Somit wird angenommen, dass alle anderen Abgaben, Steuern und Umlagen nominal konstant bleiben. Damit ergibt sich ein reales Absinken mit der Inflationsrate.

4.4 Fernwärme

Die historische (2020) und angenommene Zusammensetzung der Fernwärmeerzeugung von 2025 bis 2045 ist in Tabelle 1 dargestellt. Im Jahr 2020 wurden insgesamt 126 GWh Fernwärme erzeugt (AEE 2021). Erdgas hatte mit 48 % den größten Anteil an der Erzeugung, gefolgt von biogenen und fossilen Abfällen sowie Abwärme.

Bis 2045 wird für Abwärme und Abfall ein Anteil von 30 % angenommen. Der Anteil von Stein- und Braunkohle sinkt bis 2038 auf null. Der Anteil von Erdgas sinkt bis 2040 auf 20 % und bis 2045 auf null. Der Anteil von Strom steigt bis 2045 auf 55 %. Aufgrund der Steigerung von Strom im Jahr 2035 sinkt der zuvor steigende Anteil von Biomasse auf 10 % ab. Im Jahr 2045 wird Fernwärme aus Strom, Biomasse sowie Abfall und Abwärme erzeugt.

Tabelle 1: Prozentuale Zusammensetzung der Fernwärme von 2020 bis 2045

Energieträger	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Kohle	18,6 %	18 %	5 %	5 %	0 %	0 %
Erdgas	48,1 %	40 %	40 %	35 %	20 %	0 %
Hackschnitzel (Biomasse)	9,4 %	12 %	15 %	10 %	10 %	15 %
Strom	0 %	5 %	10 %	20 %	40 %	55 %
Abfall und Abwärme	21,7 %	25 %	30 %	30 %	30 %	30 %
Sonstige (Solarthermie und Geothermie, Öl)	2,3 %					

Quelle: AEE (2021) und eigene Annahmen, IREES

5 Finaler Datensatz

5.1 Preise für Ölprodukte

Tabelle 2: Entwicklung der Preise für die Ölprodukte Benzin, Diesel, leichtes und schweres Heizöl sowie Kerosin

Energieträger	Spezifizierung	Einheit	2022	2025	2030	2035	2040	2045
Superbenzin	ohne nEHS, ohne MWSt	EUR(2022)/l	1,55	1,22	1,06	0,99	0,93	0,87
Dieseldieselkraftstoff	ohne nEHS, ohne MWSt	EUR(2022)/l	1,57	1,09	0,92	0,87	0,81	0,76
Leichtes Heizöl (Haushalte)	ohne nEHS, ohne MWSt	EUR(2022)/l	1,03	0,59	0,46	0,43	0,41	0,38
Leichtes Heizöl (Industrie und Kraftwerke)	ohne nEHS, ohne MWSt	EUR(2022)/l	1,02	0,58	0,45	0,42	0,40	0,37
Schweres Heizöl frei Kraftwerk	ohne MWSt	EUR(2022)/t	552,95	332,22	249,50	233,79	218,27	202,91
Flugkerosin		EUR(2022)/ gallon	2,44	1,76	1,44	1,39	1,33	1,28

Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut

Tabelle 3: Entwicklung der Preise für Steinkohle im Kraftwerkseinsatz

Energieträger	Spezifizierung	Einheit	2022	2025	2030	2035	2040	2045
Frei Kraftwerk		EUR(2022)/ MWh(NCV)	30,74	15,69	13,49	12,82	12,15	11,48

Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut

5.2 Endverbrauchspreise für Erdgas in verschiedenen Einsatzbereichen und Nachfragebändern

Tabelle 4: Entwicklung der Preise für Erdgas im Kraftwerkseinsatz sowie für Haushalts- und Industriekunden nach Nachfrageband

Nachfragesegment	Spezifizierung	Einheit	2022	2025	2030	2035	2040	2045
Frei Kraftwerk	ohne nEHS, ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh (NCV)	88,2	52,4	27,3	26,3	25,3	24,4
Haushalt D1 (< 20GJ)	ohne nEHS, ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh (NCV)	106,4	122,0	100,1	98,7	97,3	95,9
Haushalt D2 (20-200 GJ)	ohne nEHS, ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh (NCV)	79,1	93,0	64,2	62,6	61,0	59,5
Haushalt D3 (> 200 GJ)	ohne nEHS, ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh (NCV)	70,8	86,4	56,6	55,0	53,3	51,8

Nachfragesegment	Spezifizierung	Einheit	2022	2025	2030	2035	2040	2045
Industrie I1 (< 1000 GJ)	ohne nEHS, ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh (NCV)	69,5	86,4	56,1	54,5	52,9	51,4
Industrie I2 (1,000-10,000 GJ)	ohne nEHS, ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh (NCV)	61,3	78,6	49,4	47,8	46,3	44,8
Industrie I3 (10,000-100,000 GJ)	ohne nEHS, ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh (NCV)	58,6	65,9	42,2	40,9	39,6	38,4
Industrie I4 (100,000-1,000,000 GJ)	ohne nEHS, ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh (NCV)	68,1	61,2	35,6	34,1	32,7	31,4
Industrie I5 (1,000,000- 4,000,000 GJ)	ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh (NCV)	88,9	55,6	32,8	31,4	30,1	28,8
Industrie I6 (> 4,000,000 GJ)	ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh (NCV)	110,7	59,2	30,0	28,4	26,8	25,3

Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut

5.3 Endverbrauchspreise für Strom in verschiedenen Nachfragebändern

Tabelle 5: Entwicklung der Preise für Strom für Haushalts- und Industriekunden nach Nachfrageband¹²

Nachfragesegment	Spezifizierung	Einheit	2022	2025	2030	2035	2040	2045
Haushalt DA (< 1,000 kWh)	ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh	418,5	424,3	415,7	422,2	409,4	404,7
Haushalt DB (1,000-2,500 kWh)	ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh	310,1	320,2	291,0	289,5	275,5	275,0
Haushalt DC (2,500-5,000 kWh)	ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh	278,9	287,0	254,8	251,9	238,2	238,6
Haushalt DD (5,000- 15,000 kWh)	ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh	253,7	264,3	228,9	224,2	210,4	211,2
Haushalt DE (>15,000 kWh)	ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh	237,1	237,7	203,4	198,0	184,9	185,5
Industrie IA (<20 MWh)	ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh	267,1	254,0	227,3	226,3	215,0	216,1

¹² Zur Einordnung der Strompreise insbesondere im Haushaltsbereich mit geringer Jahresnachfrage ist zu beachten: Strombezugsverträge im Haushaltsbereich sind meist mit zwei Preiskomponenten versehen: einem Grundpreis und einem Arbeitspreis. Dabei ist der Grundpreis eine verbrauchsunabhängige Komponente, die beispielsweise monatlich fällig wird, während der Arbeitspreis je verbrauchter kWh anfällt. Dabei kann der Grundpreis je nach Preisgestaltung des Stromvertriebs im Bereich von 10-20 € pro Monat und damit von 120-240 € pro Jahr liegen. Der Grundpreis macht insbesondere für Haushalte mit sehr geringen Verbräuchen (<1000 kWh) einen hohen, verbrauchsunabhängigen Sockelbetrag aus. Legt man diesen auf den Verbrauch um, ergibt sich beispielsweise für 2022 ein Anteil von ca. 25-50 % (120-240 €(2022)/1000kWh an den Gesamtkosten von rund 500 EUR(2022)/1000kWh (418,5 €(2022) zzgl. MWSt). Alle hier ausgewiesenen Preise stellen Durchschnittspreise (Arbeitspreis+Grundpreis; Grundpreise werden auf den realisierten Verbrauch umgelegt) pro MWh dar.

Nachfragesegment	Spezifizierung	Einheit	2022	2025	2030	2035	2040	2045
Industrie IB (20-500 MWh)	ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh	227,9	190,8	169,9	169,1	160,5	161,5
Industrie IC (500-2,000 MWh)	ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh	209,4	166,3	143,9	142,1	133,8	135,3
Industrie ID (2,000-20,000 MWh)	ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh	193,9	151,7	122,7	118,9	109,9	112,6
Industrie IE (20,000-70,000 MWh)	ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh	185,4	140,3	108,8	104,0	94,7	97,9
Industrie IF (70,000-150,000 MWh)	ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh	176,0	121,5	89,3	83,6	74,5	77,7
Industrie IG (> 150,000 MWh)	ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh	190,2	106,9	78,0	73,2	65,3	68,5

Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut

5.4 Wasserstoffpreise in verschiedenen Einsatzbereichen

Tabelle 6: Entwicklung der Preise für Wasserstoff in verschiedenen Einsatzbereichen

Energieträger	Spezifizierung	Einheit	2022	2025	2030	2035	2040	2045
Haushaltskunden	ohne Energiesteuer, ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh (NCV)	246,1	217,6	170,1	150,1	130,1	125,1
Tankstellen	ohne Energiesteuer, ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh (NCV)	350,6	309,0	217,8	192,1	166,4	155,7
Großindustrie und Kraftwerke	ohne Energiesteuer, ohne MWSt	EUR(2022)/ MWh (NCV)	214,0	185,5	138,0	118,0	98,0	93,0

Quelle: Eigene Berechnungen, Öko-Institut

5.5 Feste und gasförmige Biomasse

Tabelle 7: Entwicklung der Preise für Biomethan, Pellets, Scheitholz und Hackschnitzel

Energie-träger	Einheit	2022	2025	2030	2035	2040	2045
Holzpellets	ct ₂₀₂₂ /kWh	10,78	7,45	5,55	5,44	5,33	5,22
Scheitholz	ct ₂₀₂₂ /kWh	9,52	9,58	7,15	7,00	6,86	6,72
Hack-schnitzel WG 35	ct ₂₀₂₂ /kWh	3,06	2,77	2,07	2,02	1,98	1,94
Hack-schnitzel WG 20	ct ₂₀₂₂ /kWh	3,90	3,47	2,59	2,53	2,48	2,43
Biomethan	ct ₂₀₂₂ /kWh	21,60	19,07	14,22	13,93	13,65	13,38

Quelle: Eigene Berechnungen, IREES

5.6 Fernwärme

Tabelle 8: Entwicklung des Preises für Fernwärme

Einheit	2022	2025	2030	2035	2040	2045
ct ₂₀₂₂ /kWh	10,82	10,41	9,32	9,25	9,62	9,80

Quelle: Eigene Berechnungen, IREES

6 Quellenverzeichnis

50Hertz - 50Hertz Transmission; Amprion; TenneT - TenneT TSO; TransnetBW (Hg.) (2023). Prognose des Umfangs und der Kosten der Maßnahmen für Engpassmanagement nach § 13 Abs. 10 EnWG (2023). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/PrognoseNetzSystemsicherheitskosten2023.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 19.12.2023.

AEE - Agentur für Erneuerbare Energien (2021): Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 2020 Agentur für Erneuerbare Energien (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/fernwaermeerzeugung-nach-energietraegern-in-deutschland-2020>, zuletzt geprüft am 19.12.2023.

Bundesregierung (2022a): Preisbremsen für Strom, Gas und Wärme | Bundesregierung. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/gesetzesvorhaben/energiepreisbremsen-2145728>, zuletzt aktualisiert am 21.09.2023, zuletzt geprüft am 21.09.2023.

Bundesregierung (2022b): Wegfall der EEG-Umlage entlastet Stromkunden | Bundesregierung. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/eeg-umlage-faellt-weg-2011728>, zuletzt aktualisiert am 21.09.2023, zuletzt geprüft am 21.09.2023.

C.A.R.M.E.N. - Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (2023a): Marktpreise Hackschnitzel, Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln. Online verfügbar unter <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-hackschnitzel/>, zuletzt geprüft am 15.08.2023.

C.A.R.M.E.N. - Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (2023b): Marktpreise Pellets, Preisentwicklung bei Holzpellets. Online verfügbar unter <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-pellets/>, zuletzt geprüft am 15.08.2023.

DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle (Hg.) (2023). Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen - Nationales Emissionshandelssystem 2021 und 2022, Nationales Emissionshandelssystem 2021 und 2022. Online verfügbar unter <https://www.dehst.de/Shared-Docs/downloads/DE/nehs/nehs-leitfaden-monitoring-2021-2022.html>, zuletzt geprüft am 18.12.2023.

dena - Deutsche Energie Agentur (Hg.) (2023). Branchenbarometer Biomethan 2023, Analyse. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2023.pdf, zuletzt geprüft am 12.12.2023.

EIA - U.S. Energy Information Administration (2023): Petroleum & Other Liquids - Spot Prices U.S. Energy Information Administration (Hg.). Online verfügbar unter https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm, zuletzt geprüft am 18.12.2023.

Eurostat (2023): Energy statistics - natural gas and electricity prices (from 2007 onwards) Eurostat (Hg.). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/data/database?node_code=nrg_pc, zuletzt geprüft am 18.12.2023.

Fraunhofer ISE; Fraunhofer IEE (Hg.) (2022): Thomsen, J.; Fuchs, N.; Meyer, R.; Wanapinit, N.; Bavia Bampi, B.; Gorbach, G.; Engelmann, P.; Herkel, S.; Kost, C.; Ulfers, J.; Lohmeier, D.; Prade, E.; Sanina, N. et al. Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors, Endbericht. Verfasst im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Freiburg, Kassel. 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.

Sensfuß, F.; Tersteegen, B.; Müller-Kirchenbauer, J. (2022): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Ergebnisse zur Entwicklung der Strom- und Gasnetzinfrastruktur in fünf treibhausgasneutralen T45-Szenarien. Treibhausgasneutrale Szenarien T45. Online verfügbar unter

https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/Consentec-TUBER_BMWK_LFS3_Webinar_Netze_T45_final_v2.pdf, zuletzt geprüft am 22.09.2023.

TFZ - Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (2023): Aktuelle Scheitholzpreise Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.tfz.bayern.de/festbrennstoffe/energetischenutzung/035134/index.php>, zuletzt geprüft am 15.08.2023.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2024a). Treibhausgas-Projektionen 2024 - Ergebnisse kompakt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2024-ergebnisse-kompakt>, zuletzt geprüft am 12.04.2024.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2024b): Harthan, R. O.; Förster, H.; Borkowski, K.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Cook, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Hennenberg, K.; Jansen, L. L.; Jörß, W.; Kasten, P.; Loreck, C. et al. Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionen_technischer_anhang_0.pdf, zuletzt geprüft am 10.07.2024.

UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2024c): Mendelevitch, R.; Repenning, J.; Matthes, F. C.; Deurer, J. Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland - Rahmendaten. Öko-Institut; IREES. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2024-fuer-deutschland>, zuletzt geprüft am 12.03.2024.