



Bundesinstitut
für Bau-, Stadt- und
Raumforschung

im Bundesamt für Bauwesen
und Raumordnung



BBSR-
Online-Publikation
28/2026

Folgen warmer Nebenkosten

von

Dr. Philipp Breidenbach
Felix Heuer
Niklas Isaak
Dr. Kathrin Kaestner
Johannes Lauer
Benedikt Lorenz
Dr. Philipp Markus
Prof. Dr. Holger Perlwitz
Dr. Sandra Schaffner

Folgen warmer Nebenkosten

Wirkungsanalyse aktueller und zukünftiger Wärmekosten für private Haushalte, Energieversorger und Wohnungsunternehmen

Das Projekt des Forschungsprogramms „Allgemeine Ressortforschung“ wurde vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Auftrag des Bundesministeriums für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB) durchgeführt.

IMPRESSUM

Herausgeber

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR)
im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR)
Deichmanns Aue 31–37
53179 Bonn

Wissenschaftliche Begleitung

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
Referat WB 9 „Wohnen und Klimaschutz, Bauwirtschaft“
Dr. Martin Ammon
martin.ammon@bbr.bund.de

Begleitung im Bundesministerium

Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen
Referat WI 1 „Grundsatzangelegenheiten Immobilienmarkt,
Digitalisierung und Forschung des Wohnungswesens“
Tobias Niemeyer

Auftragnehmer

RWI – Leibniz Institut für Wirtschaftsforschung, Essen
Dr. Philipp Breidenbach
Philipp.Breidenbach@rwi-essen.de
Felix Heuer
Niklas Isaak
Dr. Kathrin Kaestner
Dr. Philipp Markus
Philipp.Markus@rwi-essen.de
Dr. Sandra Schaffner

HKA – Hochschule Karlsruhe, Karlsruhe
Johannes Lauer
Benedikt Lorenz
Prof. Dr. Holger Perlwitz
Holger.Perlwitz@h-ka.de

Stand

Mai 2025

Gestaltung

RWI – Leibniz Institut für Wirtschaftsforschung, Essen
Jana Boelger

Bildnachweis

Titelbild: Superingo - stock.adobe.com

Vervielfältigung

Alle Rechte vorbehalten

Der Herausgeber übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit, die Genauigkeit und Vollständigkeit der Angaben sowie für die Beachtung privater Rechte Dritter. Die geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit denen des Herausgebers übereinstimmen.

Zitiervorschlag

Breidenbach, P.; Heuer, F.; Isaak, N.; Kaestner, K.; Lauer, J.; Lorenz, B.; Markus, P.; Perlwitz, H.; Schaffner, S., 2025: Folgen warmer Nebenkosten: Wirkungsanalyse aktueller und zukünftiger Wärmekosten für private Haushalte, Energieversorger und Wohnungsunternehmen. Herausgeber: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR). BBSR-Online-Publikation 28/2026. Bonn.
<https://doi.org/10.58007/bc5t-fg47>

DOI 10.58007/bc5t-fg47
ISSN 1868-0097

Bonn 2026

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
Abstract	7
1 Einleitung	9
2 Akteursgruppen	10
2.1 Energieversorger	10
2.2 Wohnungswesen	14
2.3 Private Haushalte	16
3 Energiepreisentwicklung und -prognose	24
3.1 Energiepreise während der Krise	24
3.2 Energiepreisprognose	25
4 Belastungswirkung warmer Nebenkosten	47
4.1 Energieversorger	47
4.2 Wohnungswesen	50
4.3 Private Haushalte	54
5 Entlastungswirkung staatlicher Maßnahmen	61
5.1 Energieversorger	61
5.2 Wohnungswesen	62
5.3 Private Haushalte	63
6 Anpassungsstrategien der Akteure	68
6.1 Energieversorger	68
6.2 Wohnungswesen	70
6.3 Private Haushalte	76
6.4 Öffentliche Rahmenbedingungen	79
7 Handlungsempfehlungen	82
Literaturverzeichnis	86
Abbildungsverzeichnis	99
Tabellenverzeichnis	101

Zusammenfassung

Die Jahre 2022 und 2023 waren von stark ansteigenden Verbraucherpreisen für Energie geprägt. Erst im Jahr 2024 sanken die Verbraucherpreise leicht, etablierten sich allerdings auf einem höheren Niveau als vor Beginn der Energiekrise. Die in diesem Projekt angefertigten Preisprognosen zeigen, dass bis 2035 Preisniveaus wie während der Energiekrise zur neuen Normalität oder sogar übertroffen werden könnten. Hauptverantwortlich dafür sind die im Zuge der Energiewende notwendigen Investitionen in die Energieinfrastruktur, sowie ein steigender CO₂-Preis für fossile Energieträger wie Gas und Heizöl. Hinzu kommt das anhaltende Risiko externer Schocks oder geopolitischer Spannungen, etwa im Nahen Osten, das die Volatilität der Energiepreise zusätzlich verstärken könnte. Vor diesem Hintergrund war das Ziel dieses Projektes, Belastungen, Anpassungsverhalten und die Wirkung staatlicher Entlastungsmaßnahmen während der Energiekrise für folgende Akteursgruppen zu analysieren: Energieversorger, Wohnungsunternehmen und vermietende Privatpersonen sowie private Haushalte.

Erste Anstiege der Großhandelspreise für Strom und Gas sorgten schon Ende des Jahres 2021 für die ersten Insolvenzen von Energieversorgern, insbesondere von sogenannten Energie-Discountern mit eher kurzfristigen Beschaffungsstrategien. Die meisten Energieversorger kamen jedoch Dank langfristiger Beschaffungsstrategien glimpflich durch die Krise. Auch wenn die Neukundenakquise zeitweise stark reduziert werden musste, konnten die hohen Einkaufspreise größtenteils rechtzeitig an die Endkundinnen und Endkunden weitergegeben werden. Die Energiekrise hat deutlich gemacht, wie wichtig ein kontinuierliches und konsequentes Risikomanagement für die langfristige Stabilität und den Erfolg von Energieversorgungsunternehmen ist. Die aufgespannten staatlichen Schutzschirme mussten daher auch kaum in Anspruch genommen werden.

Für Wohnungsunternehmen begann mit der Energiekrise eine wirtschaftlich schwierige Zeit. Grund dafür waren keine direkten Effekte der gestiegenen Energiepreise, wie Liquiditätsengpässe aufgrund von geleisteten Vorauszahlungen oder Zahlungsausfälle von Mietenden, sondern gestiegene Materialkosten im Bau, hohe Zinsen und die Abwertung von Immobilienwerten. Als Reaktion wurden Investitionen zurückgefahren, in erster Linie im Neubaubereich. Vermietende Privatpersonen sind weniger von Materialkosten und dem Zinsumfeld abhängig. Liquiditätsengpässe konnten ähnlich wie von Wohnungsunternehmen häufig durch eine mit den Mietenden vereinbarte vorzeitige Erhöhung der Nebenkostenvorauszahlung vermieden werden. Wenn nötig, wurden Investitionen wie Instandhaltungsmaßnahmen oder Modernisierungsvorhaben zurückgestellt.

Private Haushalte trugen den größten Teil der zusätzlichen Kosten der stark gestiegenen Energiepreise. Besonders stark belastet waren mit Gas heizende Haushalte und zur Miete wohnende Einpersonenhaushalte. Die Belastungen wurden durch einen relativ milden Winter 2022/2023 und eine zusätzliche Reduktion des Verbrauchs abgemildert. Dazu kam ein Entlastungseffekt durch staatliche Maßnahmen wie Energiepreispauschalen und Preisbremsen, die in der Energie- und Wohnungswirtschaft zwar für einen erheblichen administrativen Mehraufwand sorgten, in der Gesamtbetrachtung aber Haushaltsgruppen entsprechend ihrer Belastung unterstützten. Eine Ausnahme bildeten dabei mit Öl heizende Haushalte, die weniger im Fokus der Diskussionen und Unterstützungsmaßnahmen standen. Die staatlichen Maßnahmen der Energiekrise sind jedoch zu großen Teilen nicht geeignet, um den zukünftig zu erwartenden dauerhaften Preissteigerungen zu begegnen.

Die Modernisierung des Gebäudebestands zur Senkung des Energiebedarfs und eine Umstellung auf eine mit klimafreundlichen Energieträgern betriebene Heizungsanlage werden daher in Zukunft noch weiter an Bedeutung gewinnen, da Haushalte so am effektivsten vor den Folgen steigender Preise geschützt werden können. Analysen im Rahmen dieses Projektes haben allerdings gezeigt, dass die Anreizwirkung von hohen Energiepreisen nicht für alle Haushaltsgruppen gleich gut funktionierte. So erhöhten Haushalte im selbstgenutzten Eigentum ihre Modernisierungs- sowie die Heizungsaus-

tauschquote während der Energiekrise. Bei vermietenden Gebäuden war ein entsprechender Effekt hingegen nicht zu beobachten. Zudem sorgten sich schnell veränderte Vorgaben und unstete Förderprogramme für zusätzliche Verunsicherung unter Eigentümerinnen und Eigentümern. Verbände der Energie- und Wohnungswirtschaft sowie Eigentümerverbände fordern daher verlässliche gesetzliche Rahmenbedingungen und Förderprogramme mit zusätzlichen Anreizen zur Beschleunigung der Modernisierung des Gebäudebestands.

Ziel der Politik sollte daher sein, durch eine transparente, effektive und zuverlässige Förderung Modernisierungsmaßnahmen im Gebäudebestand zu beschleunigen. Zusätzliche Fördermittel sollten insbesondere für einkommensschwache Haushalte im Eigentum, vermietende Eigentümerinnen und Eigentümer sowie für Eigentümerinnen und Eigentümer von Gebäuden mit besonders schlechtem energetischen Sanierungszustand bereitgestellt werden. Ergänzend bedarf es einer sozialen Abfederung für von steigenden Energiepreisen besonders betroffenen Haushalten. Die Entlastungen sollten nicht pauschal ausgezahlt werden, sondern die individuellen Begebenheiten der betroffenen Haushalte wie das Einkommen, den hauptsächlich genutzten Energieträger und den Zustand des Wohngebäudes, berücksichtigen.

Begleitet werden sollten die Förderprogramme durch Informationskampagnen, zum Beispiel im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung, in denen Unternehmen, Fachleute, Eigentümerinnen und Eigentümer sowie privaten Haushalte für die erwartete Energiepreisentwicklung und die anstehenden strukturellen Veränderungen in der Energieversorgung sensibilisiert werden. Insbesondere lokale Akteure können dabei die verschiedenen Handlungsoptionen vorstellen und Empfehlungen aussprechen, die abgestimmt auf die individuelle Situation vor Ort sind.

Abstract

The years 2022 and 2023 were marked by sharp rises in consumer prices for energy. It was not until 2024 that consumer prices fell slightly, but they remained at a higher level than before the energy crisis began. The price forecasts produced in this project show that by 2035, price levels similar to those seen during the energy crisis could become the new normal or even be exceeded. The investments in energy infrastructure required during the energy transition and a rising CO₂ price for fossil fuels such as gas and heating oil are main reasons for this development. In addition, ongoing risk of external shocks or geopolitical tensions, for example in the Middle East, could further increase the volatility of energy prices. Against this backdrop, the aim of this project was to analyze the burdens, adjustment behavior, and the impact of government relief measures during the energy crisis for the following groups of actors: energy suppliers, housing companies, private landlords, and private households.

The first increase in wholesale prices for electricity and gas led to the first insolvencies of energy suppliers at the end of 2021, particularly among so-called energy discounters with rather short-term procurement strategies. However, most energy suppliers came through the crisis relatively unscathed thanks to long-term procurement strategies. Even though new customer acquisitions had to be significantly reduced at times, the high purchase prices were largely passed on to end customers in a timely manner. The energy crisis has highlighted the importance of continuous and consistent risk management for the long-term stability and success of energy supply companies. As a result, there was little need to make use of the government protection measures that had been put in place.

The energy crisis marked the beginning of a difficult economic period for housing companies. This was not due to the direct effects of increased energy prices, such as liquidity bottlenecks caused by advance payments or tenants defaulting on payments, but rather to increased material costs in construction, high interest rates, and the devaluation of real estate. In response, investments were scaled back, primarily in new construction. In contrast, private landlords are less dependent on material costs and the interest rate environment. Like housing companies, private landlord could often avoid liquidity bottlenecks by agreeing on an early increase in advance payments for ancillary costs with tenants. When necessary, investments such as maintenance measures or modernization projects were postponed.

Private households bore the brunt of the additional costs resulting from the sharp rise in energy prices. Households heating with gas and single-person households living in rented accommodation were particularly hard hit. The burden was mitigated by a relatively mild winter in 2022/2023 and an additional reduction in consumption. In addition, government measures such as energy price allowances and price caps provided some relief. Although these measures resulted in considerable additional administrative costs for the energy and housing industries, they supported household groups in line with their burden when viewed overall. One exception was households heating with oil, which were less the focus of discussions and support measures. However, the government measures taken in response to the energy crisis are largely unsuitable for countering the permanent price increases expected in the future.

The modernization of existing buildings to reduce energy consumption and a switch to heating systems powered by climate-friendly energy sources will therefore become even more important in the future, as it is the most effective way to protect households from the consequences of rising prices. However, analyses conducted as part of this project have shown that the incentive effect of high energy prices did not work equally well for all household groups. Modernization and heating replacement rates of households in owner-occupied properties increased during the energy crisis. In contrast, no corresponding effect was observed in rented buildings. In addition, rapidly changing regulations and unstable subsidy programs caused additional uncertainty among owners. Associations representing the energy and housing industries, as well as owners' associations, are therefore calling for a reliable legal framework and subsidy programs with additional incentives to accelerate the modernization of the building stock.

Therefore, the policy should aim to accelerate modernization measures in existing buildings through transparent, effective, and reliable subsidies. Additional subsidies should be made available for low-income homeowner, landlords, and owners of buildings in particularly poor energy efficiency condition. In addition, social measures are needed to cushion households that are particularly affected by rising energy prices. Compensation should not be paid as a flat rate but should take the individual circumstances of the household, such as income, the main energy source used, and the condition of the residential building into account.

The support programs should be accompanied by information campaigns, for example as part of municipal heating planning, in which companies, experts, owners, and private households are made aware of the expected energy price developments and the upcoming structural changes in energy supply. Local actors in particular can present various options for action and make recommendations tailored to the individual situation on the ground.

1 Einleitung

In Deutschland wird mehr als die Hälfte aller Wohnungen mit Erdgas beheizt (vgl. Destatis 2024b). Infolge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine ist der Bezug von Erdgas aus Russland drastisch zurückgegangen, was zu einem deutlichen Anstieg der Erdgaspreise geführt hat. In den Jahren vor 2021 wurde ein Großteil der benötigten Gasmengen zu günstigen Preisen aus Russland importiert. Der Gaspreis lag für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 20.000 kWh pro Jahr im Durchschnitt relativ konstant bei etwa 6 ct/kWh (vgl. Verivox 2023). Ab Sommer 2021 führten die wirtschaftliche Erholung nach der Pandemie, die internationalen Rohstoffpreise, niedrige Füllstände der Gasspeicher und politische Spannungen zu einem Anstieg der Großhandelspreise für Erdgas. Die Verbraucherpreise stiegen in der Folge im Herbst des Jahres 2021 bereits an. Mit dem Beginn des Krieges in der Ukraine und dem Ausbleiben russischer Gaslieferungen im Februar 2022 mussten kurzfristig alternative Lieferländer erschlossen und drohende Engpässe überbrückt werden, was zu einem sprunghaften Anstieg des Gaspreises führte. Ab Oktober 2022 sorgten ein milder Winter sowie politische Entlastungspakete (zum Beispiel Reduzierung der Mehrwertsteuer auf Erdgas von Oktober 2022 bis März 2024, Soforthilfen im Dezember 2022 und die Einführung der Gaspreisbremse ab März 2023) für eine merkliche Reduzierung der Verbraucherpreise. Damit einher ging eine Preisreduktion für Neukundinnen und Neukunden von 40 ct/kWh im August 2022 auf 11 ct/kWh im Januar 2023. Aufgrund bestehender Gasverträge war der Rückgang des durchschnittlichen Gaspreises für Verbraucherinnen und Verbraucher jedoch deutlich langsamer und verzögert. Im Februar 2023 lag der durchschnittliche Gaspreis noch bei 18 ct/kWh und war im September 2023 mit 12 ct/kWh beinahe doppelt so hoch wie im Jahr 2021. Neben Gas waren auch Heizöl, Fernwärme und Strom betroffen, wenn auch in unterschiedlichen Ausmaßen. Die starken Preisanstiege und die dauerhaft höheren Preise führen seitdem zu einer gestiegenen Belastung der privaten Haushalte durch warme Nebenkosten. Isaak/Jessen/Schmidt (2023), Bach/Knautz (2022) und Kalkuhl et al. (2022) zeigen, dass einkommensschwächere Haushalte dabei deutlich stärker belastet werden als einkommensstärkere Haushalte.

Die veränderten Bedingungen auf dem Privatkundenmarkt für Energie betrafen nicht nur die Haushalte auf der Nachfrageseite, sondern ebenso die Energieversorger auf der Angebotsseite. Steigende Beschaffungspreise führten hier zu Veränderungen in der Kostenstruktur und potenziell zu Liquiditätsengpässen, so dass neue Anpassungsstrategien erforderlich wurden. Gleichzeitig stieg die Wahrscheinlichkeit für Zahlungsausfälle auf der Verbraucherseite, da sich ein Teil der Kundinnen und Kunden die hohen Abschlagszahlungen nicht mehr leisten konnte.

Wohnungsunternehmen und vermietende Privatpersonen waren ebenfalls betroffen, da diese häufig für die gestiegenen Energiekosten in Vorleistung gehen. Dies führte zu zusätzlichen finanziellen Belastungen, da eine Anpassung der Nebenkostenvorauszahlungen der Mietenden üblicherweise erst nach der jährlichen Nebenkostenabrechnung möglich ist. Zudem konnten auch hier Zahlungsausfälle der privaten Haushalte zu einem finanziellen Risiko für Vermietende werden.

In diesem Projekt soll daher einerseits untersucht werden, wie stark die unterschiedlichen Akteure durch die gestiegenen Energiepreise im Rahmen der warmen Nebenkosten des Wohnens belastet wurden und von welchen Faktoren die Höhe der Belastung abhing. Andererseits werden die staatlichen Entlastungsmaßnahmen untersucht und im Saldo dargestellt, um aufzuzeigen welche Akteursgruppen im Ergebnis eine Be- oder Entlastung erfahren haben. Mit Hilfe einer Prognose der Privatkundenpreise für die Energieträger Heizöl und Gas sowie Strom wird außerdem die zukünftige Belastung der privaten Haushalte simuliert. Mit Blick auf diese zukünftigen Belastungen gilt daher eine besonders große Aufmerksamkeit dieses Projektes der Frage, wie die unterschiedlichen Akteursgruppen auf die hohen Preise reagiert haben.

2 Akteursgruppen

Bevor steigende Weltmarktpreise für Gas und andere Energieträger bei Verbraucherinnen und Verbrauchern spürbar werden, sind zuvor noch weitere Akteursgruppen betroffen. Private Haushalte, die Energie für das Erzeugen von Raumwärme und zur Warmwasseraufbereitung verwenden, beziehen die Energie nicht direkt im Großhandel. Stattdessen beliefern Energieversorgungsunternehmen (EVU) als Zwischenhändler die Haushalte auf Basis eines vertraglich vereinbarten Tarifs mit Energie, die die Versorger entweder selbst erzeugen oder an der Energiebörse einkaufen. Im Falle von vermieteten Wohngebäuden sind häufig nicht die verbrauchenden Mieterhaushalte, sondern die Eigentümerinnen und Eigentümer, also die Vermietenden, Vertragspartner der EVU. Ob, wie und zu welchem Zeitpunkt private Haushalte von den hohen Preisen der Energiekrise betroffen waren, hängt stark von der Tarifstruktur und dem Verhalten von anderen Akteursgruppen ab. Aus diesem Grund werden in diesem Projekt alle drei Akteursgruppen analysiert: Energieversorger, das Wohnungswesen und private Haushalte. Die Akteursgruppen werden dabei nicht als homogene Gruppen behandelt, sondern zur präziseren Analyse in Untergruppen unterteilt. Mit dieser Unterteilung wird berücksichtigt, dass sich die Belastung, das Anpassungsverhalten und die Entlastungswirkung staatlicher Maßnahmen auch innerhalb der Akteursgruppen zwischen Untergruppen stark unterscheiden können.

2.1 Energieversorger

Grundlegend unterscheidet sich der deutsche Wärmemarkt in nicht leitungsgebundene (zum Beispiel Heizöl oder Holzpellets) und leitungsgebundene Energieträger (zum Beispiel Gas, Strom, Fernwärme), wobei Heizöl mit 17 % einen rückläufigen Anteil am Wohnungsbestand 2024 hatte. Gas hatte dabei einen Anteil von rund 56 %, 16 % des Wohnungsbestandes heizen mittels Fernwärme (vgl. BDEW 2025a).

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Elektrifizierung des Gebäudesektors und der damit einhergehenden Notwendigkeit zur Reduktion von Treibhausgasemissionen verändern sich die Anforderungen an die Wärmeversorgung grundlegend. Heizöl verliert als besonders emissionsintensiver Energieträger zunehmend an Bedeutung, während Gas eine Übergangsfunktion einnimmt. Strom hingegen wird künftig eine zentrale Rolle in der Wärmewende spielen.

Aufgrund der erwartbaren, abnehmenden Bedeutung nicht leitungsungebundener Energieträger werden in dieser Analyse ausschließlich EVU berücksichtigt, die leitungsgebundene Energieträger vertreiben. Die Differenzierung der EVU erfolgt im Projekt anhand von vier zentralen Kriterien, die im Folgenden vorgestellt werden.

2.1.1 Klassifikation der Energieversorgungsunternehmen

Gesellschafterstruktur des Energieversorgers

EVU lassen sich hinsichtlich ihrer Gesellschafterstruktur in kommunale und nicht kommunale EVU unterscheiden. Kommunale EVU, also Stadtwerke, sind solche, an denen eine oder mehrere Kommunen mit über 50 % beteiligt sind und maßgeblichen Einfluss ausüben. Stadtwerke übernehmen zentrale Aufgaben der Daseinsvorsorge wie die Versorgung mit Strom, Gas, Wasser und Fernwärme und sind mit rund 1.000 Betrieben ein prägendes Element der deutschen Versorgungslandschaft (vgl. Beier et al. 2020). Sie sind dabei äußerst heterogen strukturiert und häufig als Querverbundunternehmen organisiert.

Größe des Privatkundenvertriebs

Um die Größe eines EVU zu klassifizieren, wird der Gas- und Stromabsatz als Klassifizierungsmerkmal verwendet. Mit Blick auf eine möglichst einfache Klassifizierung werden die EVU lediglich in zwei Klassen unterteilt. EVU mit einem jährlichen Gasabsatz von weniger als 200 GWh oder einem jährlichen Stromabsatz von weniger als 100 GWh werden als *kleine* EVU definiert. EVU mit einem jährlichen Gasabsatz von mehr als 200 GWh oder einem jährlichen Stromabsatz von mehr als 100 GWh werden hingegen als *mittlere* und *große* EVU definiert.

Geschäftsprofil des Energieversorgers

Hinsichtlich des Geschäftsprofils wird zwischen integrierten EVU und reinen Vertriebsunternehmen unterschieden. Integrierte EVU verfolgen neben dem Privatkundenvertrieb von Energie weitere Geschäftsaktivitäten. Häufig sind dies der Betrieb eines Strom-, Gas- oder Fernwärmenetzes, die Erzeugung von Strom oder Geschäftsbereiche wie Wasserwirtschaft. Reine Vertriebsunternehmen sind ausschließlich im Endkundengeschäft tätig.

Bonitätseinschätzung des Energieversorgers

Mit Blick auf die Bonitätseinschätzung können die EVU in zwei Gruppen unterteilt werden. Maßgeblich für die Unterscheidung sind dabei externe Ratings oder der Anteil regulierter Geschäftsfelder (zum Beispiel Netzbetrieb, Wasserwirtschaft), wobei ein Anteil von über 30 % als stabilisierend gilt. Für die weiteren Untersuchungen erfolgt die Einschätzung der finanziellen Stabilität auf Basis der Bonität. Eine hohe finanzielle Stabilität beziehungsweise gute Bonität wird angenommen, sofern die Bonitätseinschätzung des EVU den Status „*Investment Grade*“ besitzt. Vergleichbar ist dies mit einem von der Wirtschaftsauskunftei Creditreform definierten Bonitätsscore von 300 oder geringer. Im Gegensatz dazu wird von einer eher geringen finanziellen Stabilität beziehungsweise schlechter Bonität ausgegangen, sofern das EVU das Rating „*Speculative Grade*“ oder einen Bonitätswert größer 300 aufweist.

Auf Basis der erläuterten Kriterien erfolgt die Klassifikation von Energieversorgungsunternehmen wie in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1
Klassifikation der Energieversorgungsunternehmen

Gesellschaftsstruktur	Größe des Privatkundenvertriebes		Diversifikation des Geschäftsprofils			Bonität	
	Mittel/Groß	Klein	Nur Vertrieb	Energie- und Netzbetrieb (Strom/Gas)	Energievertrieb sowie weitere Geschäftsfelder	gute Bonität	schlechte Bonität
Kommunale EVU (Stadtwerke)	Stromabsatz > 100 GWh	Stromabsatz < 100 GWh				Bonitätseinschätzung vergleichbar mit „Investment Grade“ (Bonitätsscore < 300)	Bonitätseinschätzung vergleichbar mit „Speculative Grade“ (Bonitätsscore > 300)
Nicht Kommunale EVU	Gasabsatz > 200 GWh	Gasabsatz < 200 GWh	Reine Vertriebsunternehmen	Integrierte EVU	Integrierte EVU		

Quelle: HKA

2.1.2 Beschaffungsstrategien der EVU im Privatkundensegment

Ein EVU verfolgt für das Privatkundensegment oft eine portfoliobasierte Beschaffungsstrategie. Diese basiert auf der Abschätzung der zukünftigen Kundenanzahl und dem daraus resultierenden erwartbaren Verbrauch. Aufgrund der langfristigen Vertragslaufzeiten und Klauseln zur Preisstabilität erfolgen Preisanpassungen nicht in regelmäßigen Abständen. Eine Preisanpassung erfordert eine schriftliche Vertragsänderung, wobei den Endkunden stets eine gesetzliche Kündigungsoption zusteht. Dieser Prozess bedingt einen erheblichen operativen Aufwand, weshalb Preisanpassungen in Versorgungsverträgen nur in Sondersituationen vorgenommen werden.

Auf der anderen Seite müssen EVU die benötigten Energiemengen in einem volatilen Markt mit unsicheren Marktpreisen beschaffen. Um die dabei auftretenden Risiken zu reduzieren, kaufen EVU die benötigte Energiemenge häufig am Terminmarkt ratierlich ein. Unter einer ratierlichen Beschaffung versteht man einen in Tranchen aufgeteilten Beschaffungsprozess. Dabei wird ab einem bestimmten Zeitpunkt mit dem Kauf von Terminkontrakten¹ begonnen. Im Anschluss werden in gleichbleibenden Intervallen (meist monatlich) weitere Tranchen gekauft. Die Größe der Tranchen ist vom benötigten Volumen und dem Beschaffungszeitraum abhängig. Üblicherweise wird die Beschaffung zwei bis drei Monate vor dem Lieferbeginn abgeschlossen, damit genügend Zeit für Preiskalkulationen und gegebenenfalls eine Preisanpassung inklusive Ankündigung bei den Kundinnen und Kunden bleibt.

Ein EVU steht dabei im Spannungsfeld zwischen Planungssicherheit und Chancennutzung. Wird erst kurzfristig vor dem Lieferzeitpunkt mit der Beschaffung begonnen, muss das benötigte Volumen zu den aktuellen Preisen eingekauft werden, selbst wenn die aktuellen Marktpreise erhöht sind. Beginnen EVU bereits einige Jahre vor dem Lieferzeitpunkt mit der Beschaffung, profitieren sie zwar nicht von kurzfristigen Preissenkungen, sind jedoch gegen Preisanstiege abgesichert und haben Planungssicherheit. Die Wahl der Beschaffungsstrategie hängt daher von verschiedenen Faktoren wie zum Beispiel der Risikobereitschaft und dem Kundenportfolio ab.

Um dieses Spannungsfeld abzudecken, wurden beispielhaft drei Ausprägungen entwickelt, die Eckpunkte der möglichen Beschaffungsstrategien von EVU aufzeigen sollen. Die unterschiedlichen Strategien werden im Folgenden näher beleuchtet.

Dreijährige Beschaffung

Eine dreijährige Beschaffung beschreibt die mögliche Situation eines kommunalen Energieversorgers (beispielsweise eines Stadtwerks). Die Ausgestaltung dieser Beschaffungsstrategie orientiert sich maßgeblich an der Zusammensetzung des Kundenportfolios des EVU. Die Kunden innerhalb des Portfolios können dabei anhand von Eigenschaften wie zum Beispiel Preissensitivität oder Wechselbereitschaft in Segmente eingeteilt werden. Die Volumina der einzelnen Segmente werden anschließend getrennt betrachtet und in Abhängigkeit des Beschaffungszeitraums in gleichgroße Tranchen eingeteilt. Für diese Strategie wird angenommen, dass der größte Teil des Portfolios aus loyalen Kunden mit geringer Preissensitivität besteht, wie dies oftmals bei kommunalen EVU der Fall ist. Für den loyalen Kundenstamm erfolgt die Beschaffung aufgrund einer guten Planbarkeit langfristig über drei Jahre in monatlichen Tranchen. Daraus ergibt sich eine vergleichsweise geringere Notwendigkeit für Preisanpassungen. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass ein kommunales EVU auch wechselaffine Kunden im Portfolio hat, wenngleich dieser Anteil deutlich kleiner ist. Da der Bedarf für dieses Kundensegment aufgrund der höheren Wechselwilligkeit nur begrenzt planbar ist, erfolgt die Beschaffung entsprechend kurzfristiger.

Der Vorteil dieser langfristigen Beschaffungsstrategie über den Terminmarkt durch Futures-Kontrakte² liegt in der Verteilung der Beschaffungskosten über einen größeren Zeitraum, was zu einem geglätteten

¹ Ein verbindliches Geschäft über den künftigen Kauf oder Verkauf eines Gutes zu festgelegten Bedingungen.

² Ein Futures-Kontrakt ist ein börslicher unbedingter Terminkontrakt.

Durchschnittspreis führt. Das Vorgehen ist robuster gegenüber kurzfristigen Preisschwankungen und zielt darauf ab, eine stabile Vertriebsmarge zu sichern. Im Vergleich zu kurzfristigeren Beschaffungsstrategien weist diese Vorgehensweise bei steigenden Terminpreisen geringere durchschnittliche Beschaffungskosten auf. In der Praxis wird dieses Verfahren im Vergleich zu kurzfristigeren Beschaffungsstrategien oft als weniger risikoreich gewertet.

Einjährige Beschaffung

Das Vorgehen bei der einjährigen Beschaffungsstrategie ähnelt dem der dreijährigen Beschaffung. Die Gesamtmenge des Energiebedarfs wird ebenfalls in gleichgroße monatliche Tranchen unterteilt. Der Beginn der Beschaffung des gesamten prognostizierten Energiebedarfs erfolgt jedoch erst ein Jahr vor dem Lieferzeitpunkt. Diese Beschaffungsstrategie beschreibt eine mögliche Ausgangssituation eines Energie-Discounters, dessen Hauptgeschäft die Aufnahme von wechsellaffinen beziehungsweise stark preissensitiven Kunden darstellt. Eine langfristige Beschaffungsstrategie ist hier aufgrund des langfristig schwer prognostizierbaren Bedarfs nicht möglich, die Eindeckung erfolgt deshalb kurzfristiger zwölf Monate im Voraus.

Im Vergleich zu der dreijährigen Beschaffung ist diese Strategie gegenüber kurzfristigen Preisschwankungen sensibler, sodass kurzfristige Chancen stärker berücksichtigt werden können. Gleichzeitig können kurzfristige Preisanstiege jedoch nur bedingt kompensiert werden.

Kurzfristige Beschaffung

Die Spotmarkt Beschaffung repräsentiert eine äußerst kurzfristige Beschaffungsstrategie, bei der stets die benötigte Menge für den folgenden Tag erworben wird. Diese Strategie reagiert sehr sensibel auf Preisschwankungen, wobei steigende Marktpreise unmittelbar Auswirkungen auf die Gewinnmarge haben. Diese Sensitivität bietet jedoch auf der anderen Seite die größte Möglichkeit von günstigen Preisentwicklungen zu profitieren. Historisch gesehen lagen die Energiepreise auf dem Spotmarkt vor dem Zeitraum 2021 oft unter den Marktpreisen von Terminkontrakten, sodass die Verfolgung dieser Strategie einen positiven Effekt für die EVU gehabt hätte. Es ist jedoch anzumerken, dass eine reine Spotmarkt Beschaffung in der Praxis nicht üblich ist. In der Praxis werden auch bei kurzfristigen Strategien neben der Beschaffung am Spotmarkt ebenso Futures-Kontrakte mit einer geringen Laufzeit von einer Woche oder einem Monat genutzt.

Exkurs: Allgemeine Risikosituation im Zuge der Beschaffung von Energie

EVU agieren bei der Beschaffung von Energie dauerhaft innerhalb eines Trilemmas aus Marktpreis-, Kontrahenten- und Liquiditätsrisiken, bei dem eine vollständige Eliminierung aller drei Risiken nicht möglich ist. EVU mit kurzfristiger Beschaffungsstrategie tragen meist ein hohes Marktpreisrisiko, da sie steigende Beschaffungskosten nicht unmittelbar an Endkunden weitergeben können. Bei langfristigen Lieferverträgen im bilateralen Handel besteht hingegen das Risiko, dass der Vertragspartner ausfällt und das EVU kurzfristig zu hohen Preisen einen Neuvertrag abschließen muss. Um den genannten Kontrahentenausfällen vorzubeugen, müssen bei Termingeschäften über Börsen Sicherheitszahlungen (sogenannte Margins) hinterlegt werden. Dies führt somit zu der Situation, dass ein EVU durch Termingeschäfte zwar einerseits das Marktpreisrisiko reduziert, andererseits jedoch einem erhöhten Liquiditätsrisiko ausgesetzt ist. Aufgrund der extremen Marktpreisbewegungen während der Energiekrise, vor allem im Jahr 2022, wird dieses Risiko in Abschnitt 4.1 aufgegriffen.

Klassifizierung der von EVU angebotenen Energieverträge

Bei der Belieferung von Energie gibt es unterschiedliche Vertragstypen, Privatkunden können zwischen der Grundversorgung und einem Sondervertrag wählen. In der Grundversorgung werden die Haushalte automatisch vom örtlichen Grundversorger mit Strom oder Gas versorgt, ohne Bonitätsprüfung oder

Vertragsabschluss. Fällt ein Energielieferant aus, zum Beispiel wegen Insolvenz, greift die gesetzlich vorgesehene Ersatzversorgung durch den Grundversorger. Sonderverträge zählen zur wettbewerblichen Versorgung und können sowohl mit dem örtlichen Grundversorger als auch mit alternativen Anbietern abgeschlossen werden. Sie können individuelle Vereinbarungen enthalten, wie zum Beispiel Preisgarantien, Ökostrom aus erneuerbaren Energien oder spezielle Wärmetarife mit reduzierten Netzentgelten für steuerbare Heizsysteme.

Seit dem 1. Januar 2025 sind EVU zudem verpflichtet, ihren Privatkunden dynamische Stromtarife anzubieten. Dynamische Stromtarife koppeln den Endkundenpreis direkt an die aktuellen Börsenpreise und geben hierdurch das Preisrisiko an Privatkunden weiter. Die Verbraucherinnen und Verbraucher können ihr Verbrauchsverhalten aktiv an die Preissignale des Marktes anpassen und ihre Kosten senken, insbesondere bei hoher oder schwankender Stromnachfrage. Die dynamischen Tarife sollen preisliche Anreize setzen, um zeitlich verschiebbare Lasten, beispielsweise das Laden eines Elektrofahrzeugs netzdienlicher zu gestalten. Im Betrachtungszeitraum der Energiekrise hatten dynamische Tarife allerdings nur einen sehr geringen Marktanteil im Endkundengeschäft, daher werden sie im weiteren Verlauf des Projektes nicht mehr betrachtet.

Einfluss der Beschaffung auf Vertragsgestaltung und Preisstruktur

Im Zuge der Energiekrise wurden verstärkte Preisunterschiede zwischen Grundversorgungs- und Sonderverträgen sichtbar, dies zeigte sich auch in einer Analyse mit Daten des Vergleichsportals Verivox. Grundversorgungsverträge beziehungsweise die in dieser Kundengruppe entstehenden Bedarfe sind aufgrund der monatlichen Kündbarkeit nur schwer kalkulierbar, was zu Risikoaufschlägen führt. Der höhere Risikoaufschlag in der Grundversorgung resultiert darüber hinaus aus der Verpflichtung zur Belieferung ohne vorherige Prüfung der Zahlungsfähigkeit. Die einerseits hohe Flexibilität des Endkunden schlägt sich gleichzeitig in höheren Preisen im Vergleich zu den Sonderverträgen nieder. Sonderverträge hingegen ermöglichen aus Sicht des Energieversorgers eine gezieltere Beschaffung und besitzen ein geringeres Ausfallrisiko, da sie planbarer und an Bonitätsprüfungen gebunden sind. Diese Zusammenhänge werden durch Daten aus dem Monitoringbericht 2024 gestützt. Dort wird sowohl für Strom als auch für Gas deutlich, dass die Preise der Grundversorgungstarife im Zeitraum von 2015 bis 2024 mit Ausnahme des Jahres 2022 durchgängig über denen der Sonderverträge lagen (vgl. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt 2024). Ein Grund für die geringeren Preise der Grundversorgungstarife im Jahr 2022 ist hierbei die langfristige Beschaffungsstrategie. Grundversorger sichern sich frühzeitig ab, da sie jederzeit zuverlässig liefern müssen und große Energiemengen benötigen. Deshalb kaufen sie Strom und Gas oft Monate oder sogar Jahre im Voraus ein. So waren sie im Jahr 2022 deutlich weniger von den plötzlichen Preissprüngen an den Energiemärkten betroffen. Ihre Tarife blieben stabil, während Anbieter mit kurzfristiger Beschaffung ihre Preise stark anheben mussten. Allerdings war dieser Preisvorteil nur vorübergehend, denn bereits im Jahr 2023 war die Grundversorgung aufgrund der stark gefallen Großhandelspreise in vielen Fällen wieder teurer als Sonderverträge.

2.2 Wohnungswesen

Der Wohnungsmarkt wird in Deutschland so stark von Mietwohnungen geprägt wie in keinem anderen Land der Europäischen Union: 58,2 % der etwa 40 Millionen Wohnungen³ wurden 2022 vermietet (siehe Tabelle 2), während die übrigen 41,8 % der Haushalte im selbstgenutzten Wohneigentum lebte. Von den rund 23 Millionen Mietwohnungen befinden sich über 85 % in Mehrfamilienhäusern, also in

³ Eine Wohnung bezeichnet hier eine Wohneinheit, in der genau ein Haushalt lebt, unabhängig davon, ob es sich um ein Ein- oder Mehrfamilienhaus handelt. Ein Einfamilienhaus ist demnach ein Wohngebäude mit einer Wohnung, auch wenn ein Einfamilienhaus im allgemeinen Sprachgebrauch üblicherweise nicht als Wohnung bezeichnet wird.

Wohngebäuden mit drei oder mehr Wohnungen, wohingegen Vermietung bei Ein- und Zweifamilienhäusern eine untergeordnete Rolle spielt. Im Hinblick auf die Fragestellungen in diesem Projekt sind die Unterschiede zwischen Ein- und Zweifamilienhäusern gering. Sie werden daher, wie in der Literatur üblich, zu einer Gruppe zusammengefasst und vereinfachend als Einfamilienhäuser bezeichnet.

Tabelle 2
Gebäudebestand nach Gebäudetyp und Nutzung

Anzahl in 1.000, Anteil in %

Eigentumsverhältnis	Miete		Eigentum		Gesamt
Anzahl der Wohneinheiten	22.881		16.433		39.318
Anteil an allen Wohneinheiten	58,19		41,80		100
Gebäudeart	Mehrfamilienhaus	Einfamilienhaus	Mehrfamilienhaus	Einfamilienhaus	
Anteil nach Gebäudeart	85,20	14,30	28,68	70,77	

Anmerkung: ohne Wohnheime; Abweichungen der Summen von 100 % sind zudem bedingt durch Rundungen in den Originaldaten

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf Destatis (2024a)

Die Verteilung der Wohnungen ist sehr unterschiedlich zwischen ländlichen und städtischen Räumen (vgl. BBSR 2021). In den Großstädten gibt es mehr Mehrfamilienhäuser und der Anteil der Mietenden ist deutlich größer als der Anteil der Haushalte im Eigentum. In Kreisen abseits der Großstädte wohnt dagegen eine knappe Mehrheit der Haushalte in Ein- und Zweifamilienhäusern. Zudem ist in kleinstädtischen sowie ländlichen Kreisen der Anteil der im Eigentum lebenden Haushalte größer als der Anteil der Mieterhaushalte.

Die Angebotsseite bei Wohnimmobilien lässt sich grundsätzlich in (i) Privatpersonen und Wohnungseigentümergeinschaften (WEG)⁴, (ii) kommunale Wohnungsanbieter, (iii) Genossenschaften und (iv) privatwirtschaftliche Unternehmen unterteilen. Privatpersonen dominieren dabei den Wohnungsmarkt. Sie sind mit Abstand die größte Gruppe der Vermietenden. Obwohl sie meist nur einzelne Wohnungen besitzen, stellen sie 64,4 % aller vermieteten Wohnungen (vgl. BBSR 2025). Privatpersonen vermieten Wohnungen nicht gewerblich. Auch wenn ein Hausverwaltungsunternehmen mit der Betreuung der Wohnung beauftragt werden kann, sind Privatpersonen üblicherweise weniger professionell organisiert als Wohnungsunternehmen und -genossenschaften. Die kommunalen Wohnungsgesellschaften, zu denen hier auch sonstige öffentliche Wohnungsunternehmen gezählt werden, vermieten 10,7 % des deutschen Mietwohnungsbestands (vgl. BBSR 2025). Kommunale Wohnungsunternehmen spielen vor allem in Städten und den neuen Bundesländern eine wichtige Rolle im lokalen Wohnungsangebot. Sie sind in der Regel der Wohnraumversorgung als Daseinsvorsorge verschrieben und daher nicht rein gewinnorientiert. Insbesondere die Bestände des öffentlich geförderten Wohnraums mit verschiedenen Formen von Mietpreisbindungen oder Belegungsrechten spielen bei kommunalen Wohnungsunternehmen eine überproportional wichtige Rolle (vgl. GdW 2023b). Genossenschaften, auf die rund 9 % des Bestands an Mietwohnungen entfallen, werden ebenfalls zum sozialorientierten Wohnungswesen gezählt. Da die Inhaberinnen und Inhaber der Genossenschaftsanteile üblicherweise gleichzeitig Mietende der Genossenschaftswohnungen sind, haben Genossenschaften nicht das Ziel Gewinne zu erzielen, sondern bezahlbaren Wohnraum für die Anteilseignerinnen und Anteilseigner bereitzustellen. Im Rahmen dieses Projektes sind die Unterschiede zu kommunalen Wohnungsgesellschaften daher gering. Genossenschaften werden dementsprechend, wenn nicht anders ausgewiesen, der Gruppe der kommunalen

⁴ Eigentümerinnen und Eigentümer von WEG sind meist Privatpersonen, die (anteilig) eine geringe Anzahl an Wohnungen vermieten. Man bezeichnet WEG daher zusammen mit anderen privaten Vermietenden als private Kleinanbieter.

Wohnungsunternehmen zugerechnet. Die letzte verbleibende Gruppe, privatwirtschaftliche Unternehmen, vermieten etwa 14 % aller Mietwohnungen und grenzen sich in erster Linie durch die Gewinnorientierung von den kommunalen Wohnungsunternehmen ab. Sie bilden wiederum eine sehr heterogene Gruppe aus Einzelunternehmen, Personengesellschaften und Kapitalgesellschaften. Einige der größten privaten Wohnungsunternehmen wie zum Beispiel Vonovia SE, LEG Immobilien SE oder die TAG Immobilien AG sind sogar börsennotiert. Trotz der Gewinnorientierung deuten Umfragedaten darauf hin, dass auch private Wohnungsunternehmen relativ gesehen mehr Wohnraum mit Sozialbindung vermieten als Privatpersonen (vgl. NRW.Bank 2023a).

Zusammengefasst ergibt sich die folgende Unterteilung, die bei der Analyse der Akteursgruppe Wohnungswesen in diesem Projekt verwendet wird:

- Privatpersonen
- Kommunale Wohnungsunternehmen
- Private Wohnungsunternehmen

Da die Möglichkeit besteht, dass Kleinstunternehmen und Großunternehmen unterschiedlich von den Auswirkungen der Energiekrise betroffen waren, werden die Unternehmen, wenn immer möglich, weiter nach Größe unterteilt. Hier bietet sich eine Unterteilung nach Kleinst- und Kleinunternehmen auf der einen Seite und mittleren und großen Unternehmen auf der anderen Seite an. Insgesamt gab es im Jahr 2020 139.505 Unternehmen, die in der Vermietung oder Verwaltung von Gebäuden, Grundstücken und Wohnungen tätig waren (vgl. Destatis 2023a). Eine Unterscheidung nach Größen ist nur inklusive der Vermittlung von Grundstücken, Gebäuden und Wohnungen (Maklerinnen und Makler) möglich. 94 % der Unternehmen zählen zu den Kleinstunternehmen mit bis zu neun Beschäftigten. Hier sind 58 % der in der Wohnungswirtschaft arbeitenden Personen tätig. Auch wenn es nur 240 Großunternehmen gibt, beschäftigen diese 14 % aller Personen (vgl. Destatis 2023b). Bezogen auf die bewirtschafteten Wohnungen lassen Zahlen des Bundesverbands deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen (GdW) vermuten, dass sogar mehr als jede dritte Wohnung den mittleren und großen Unternehmen zugerechnet werden kann (vgl. GdW 2024b). Insgesamt fällt auf, dass die Branche durch einen hohen Anteil von Kleinstunternehmen auf der einen Seite und wenigen Großunternehmen mit vielen Beschäftigten und Wohnungen auf der anderen Seite geprägt ist.

2.3 Private Haushalte

Auf der Seite der Energienachfrager stehen die privaten Haushalte im Mittelpunkt. Der Energieverbrauch der Haushalte hängt von mehreren Faktoren ab. Dazu gehören unter anderem die Haushaltsgröße, Lage und Größe des Wohnraums, der energetische Sanierungsstand des Gebäudes, das Heizungssystem und das Stromnutzungs- und Heizverhalten der Haushalte. Die finanzielle Überlastung privater Haushalte durch (steigende) Energiekosten (und daraus folgend eine Anpassung des Konsumverhaltens) wird in der Literatur zumeist unter dem Begriff der Energiearmut diskutiert (vgl. Moore 2012; Bednar/Reames 2020; Donkor/Mearns 2021; Sareen et al. 2020; Braungardt et al. 2024). Um zu ermitteln, welche Haushalte von Energiearmut betroffen sind, werden in der Literatur disaggregierte Daten auf Haushaltsebene genutzt. Dabei wurden verschiedene Risikofaktoren identifiziert, insbesondere Gebäudecharakteristika wie eine große Wohnfläche oder ein schlechter energetischer Zustand, die Eigentumsverhältnisse und soziodemografischen Eigenschaften des Haushalts wie geringe Bildung, hohes Alter, großer Haushalt oder geringes Einkommen (vgl. Belaïd 2018; Dalla Longa/Sweerts/van der Zwaan 2021; Simshauser 2021; Chen/Feng 2022; Kröger et al. 2022; Halkos/Kostakis 2023).

Auch in diesem Projekt werden disaggregierte Daten auf Haushaltsebene genutzt, um die privaten Haushalte hinsichtlich der Höhe der Belastung sowie der Entlastung der staatlichen Maßnahmen zu unterscheiden. Als Datensätze werden das Wärme- und Wohnen-Panel (WWP) für die Jahre 2021 bis 2023 und die Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) für das Jahr 2018 herangezogen (siehe Infoboxen). Dabei muss die Typologisierung der Haushalte so gestaltet sein, dass jede Untergruppe eine ausreichend große Anzahl an Haushalten für eine statistische Auswertung beinhaltet.

Wärme- und Wohnen-Panel (WWP):

Seit 2021 wird im Zuge des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Kopernikus-Projekts "Ariadne" das Wärme- und Wohnen-Panel aufgebaut. Ziel des Aufbaus des Panels ist die Beantwortung von Forschungsfragen rund um eine wirksame, effiziente und sozial gerechte Ausgestaltung von Klimaschutzinstrumenten im Gebäudesektor. Dazu werden im jährlichen Rhythmus zwischen 2021 und 2026 Panelerhebungen unter denselben etwa 15.000 Haushalten durchgeführt. Die Konzipierung der Befragungen erfolgt durch das RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung in Zusammenarbeit mit dem PIK – Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung und wird vom Meinungsforschungsinstitut forsa durchgeführt. Neben detaillierten Informationen zum Gebäudebestand, bestehenden Heizsystemen und Heizkosten sowie sozioökonomischen Charakteristika der Haushalte untersucht die Erhebung auch bereits durchgeführte oder geplante Modernisierungsmaßnahmen. Befragt werden die Haushalte zudem zu ihrer Einschätzung und Haltung zu bereits eingeführten oder geplanten Politikinstrumenten.

Mit der im Sommer 2021 durchgeführten Befragung mit 15.416 Teilnehmenden wurde der Grundstein für den Paneldatensatz gelegt. Befragt werden Mitglieder des forsa.omninet-Panels, ein Panel mit etwa 100.000 Teilnehmenden. Die Rekrutierung der Teilnehmenden erfolgt im Rahmen von forsa.omniTel, einer telefonischen Mehrthemenumfrage von forsa, bei der täglich 500 Personen befragt und so ausgewählt werden, dass das forsa.omninet-Panel repräsentativ für die deutschsprachige Online-Bevölkerung ab 14 Jahren ist. Die Befragung richtet sich explizit an „Haushaltsvorstände“. Diese sind als diejenigen Personen definiert, die typischerweise die finanziellen Entscheidungen für den Haushalt treffen. Da Haushaltsvorstände üblicherweise den besten Überblick über den Gebäudebestand, die Energiekosten und getätigte Investitionen haben, eignen sie sich besonders gut zur Beantwortung der Fragen. Da viele der Forschungsfragen vor allem für in Eigentum Wohnende relevant sind, werden diese in der Stichprobe des Wärme- und Wohnen-Panels übergewichtet: Somit wohnen rund 65 % der befragten Haushalte in Eigentum, und nur rund 35 % zur Miete. Eine für Deutschland repräsentative Verteilung kann jedoch durch Gewichtungsfaktoren hergestellt werden.

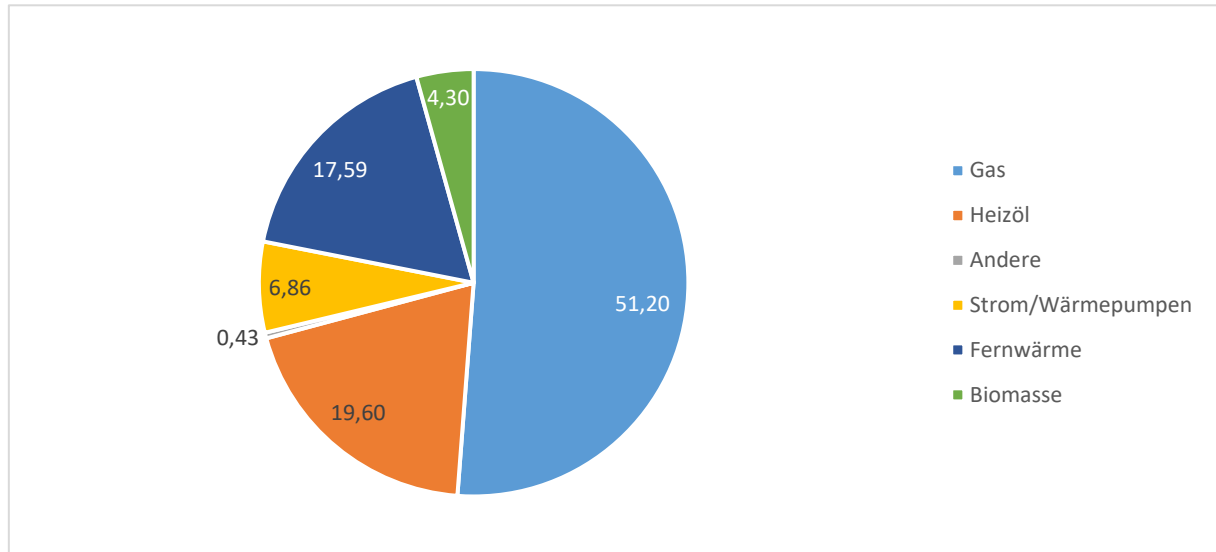
In der Energiekrise sind die Energiepreise für die Verbraucherinnen und Verbraucher in sehr unterschiedlichem Ausmaß gestiegen (siehe dazu Abschnitt 3.1). Entsprechend werden private Haushalte nach dem primär verwendeten **Energieträger** charakterisiert. In Abbildung 1 ist die Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes im Jahr 2022 dargestellt.⁵ Mehr als jeder zweite Haushalt in Deutschland heizt demnach mit Gas (51,2 %). Die zweitgrößte Gruppe bilden Haushalte, die mit Öl heizen. Sie machen knapp ein Fünftel aller Haushalte aus und wohnen überproportional häufig in Einfamilienhäusern (vgl. Destatis 2024b). Im Gegensatz dazu ist die mit 17,59 % dritthäufigste Art des Heizens, Fernwärme, in Mehrfamilienhäusern deutlich verbreiteter. Eine deutlich geringere Rolle spielen Heizungen, die mit Strom betrieben werden (6,86 %). Dies beinhaltet sowohl elektrisch betriebene Heizungen wie Nachtspeicheröfen, aber auch Elektrowärmepumpen, die zwar Strom benötigen aber Umweltwärme zum Heizen nutzen. Die Relevanz der Wärmepumpe in der Beheizungsstruktur des Gebäudesektors wird in den nächsten Jahren stark zunehmen, weswegen sie trotz des heute noch geringen Anteils bei der Typologisierung nach Energieträgern mitberücksichtigt wird. Die geringen Fallzahlen in den verwendeten Datensätzen machen es jedoch notwendig, Stromhaushalte mit den Fernwärmehaushalten zusammenzufassen. Dies ist auch deswegen sinnvoll, da Strom und Fernwärme im Betrachtungszeitraum der Energiekrise einen ähnlichen

⁵ Abweichungen zu den Angaben in Abschnitt 2.1 ergeben sich aus unterschiedlichen Erhebungsmethoden und den verschiedenen Betrachtungsjahren.

Preisverlauf vorweisen (siehe Abschnitt 3.1). Biomasse, wie zum Beispiel Pellets, oder Kohle, kann aufgrund der zu geringen Fallzahlen nicht berücksichtigt werden.

Abbildung 1
Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland im Jahr 2022

in %



Anmerkungen: nach dem primären Energieträger, die Kategorie „Andere“ beinhaltet Braun- und Steinkohle, sowie Sonnenenergie

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf Destatis (2024b)

Die Belastung durch die Kosten für Heizenergie bestimmen sich natürlich nicht nur durch die Preise, sondern auch durch die verbrauchte Menge. Diese hängt stark von der **Haushaltsgröße** ab. Je mehr Personen in einem Haushalt wohnen, desto größer ist der Energiebedarf, zum Beispiel weil die Wohnung im Durchschnitt mehr Fläche umfasst und intensiver genutzt wird. Die Haushaltsgröße kann sich aber gleichzeitig auf das Einkommen auswirken. Zudem spielt die Anzahl der Haushaltsmitglieder für die Höhe von staatlichen Leistungen, die pro Kopf ausgezahlt werden, eine wichtige Rolle. Daher wird zwischen Singlehaushalten, Zweipersonenhaushalten und Mehrpersonenhaushalten mit 3 oder mehr Mitgliedern unterschieden.

Neben einer möglichen Belastung der Haushalte soll auch deren Anpassungsfähigkeit in der Gruppeneinteilung berücksichtigt werden. Diese kann von den **Eigentumsverhältnissen** abhängen. Haushalte im selbstgenutzten Eigentum haben durch energieeffizienzsteigernde Maßnahmen wie Modernisierungen in der Regel einen größeren Handlungsspielraum, um auf steigende Energiepreise zu reagieren. Mietende hingegen sind bei solchen Entscheidungen von ihrer Vermieterin oder ihrem Vermieter abhängig und können unmittelbar nur ihr Verbrauchsverhalten beeinflussen. Sowohl die Anpassungsfähigkeit durch Modernisierungsmaßnahmen als auch der Energiebedarf können des Weiteren noch vom **Gebäudetyp** abhängen. In Mehrfamilienhäusern teilen sich Wohnungen Außenwände und häufig auch zentrale Heizsysteme. Eine Modernisierung kann dadurch aufwendiger sein, zum Beispiel wenn sich verschiedene Eigentümerinnen und Eigentümer gemeinsam für diese entscheiden müssen. Auf der anderen Seite haben Ein- und Zweifamilienhäuser im Schnitt ein höheres Verhältnis von Hüllfläche (Wände, Dach) zum Volumen und sind häufiger freistehend, wodurch der absolute Wärmebedarf zusätzlich erhöht ist (vgl. Destatis 2024b). Dazu kommt, dass Ein- und Zweifamilienhäuser oft mehr beheizte Wohnfläche und Räume als Wohnungen in Mehrfamilienhäusern haben. Dieser Umstand kann aber gleichzeitig ein höheres Einsparpotential bedeuten, zum Beispiel wenn sich ein Haushalt entscheidet einen wenig genutzten Raum gar nicht mehr zu beheizen. Auch hier werden, wie in der Literatur üblich, Ein- und

Zweifamilienhäuser nicht getrennt betrachtet, sondern zu einer Gruppe zusammengefasst und zur besseren Lesbarkeit als Einfamilienhäuser bezeichnet. Weitere Unterscheidungen, beispielsweise nach Alt- und Neubau oder nach dem Sanierungszustand des Gebäudes konnten aufgrund der Gruppengrößen oder der Datenverfügbarkeit nicht vorgenommen werden. Da Mietende mehrheitlich in Mehrfamilienhäusern wohnen, wird hier keine Unterscheidung der Gebäudeart vorgenommen (siehe Tabelle 2).

Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS):

Bei der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) handelt es sich um eine Quotenstichprobe, die vom Statistischen Bundesamt in Zusammenarbeit mit den Landesämtern alle fünf Jahre durchgeführt wird. Zum Abschlusszeitpunkt des Projektes steht das Datenjahr 2018 als neueste Welle zur Verfügung, während die Erhebung für das Jahr 2023 noch nicht veröffentlicht ist. Die Repräsentativität der Ergebnisse wird durch die im Quotenplan festgelegte Berücksichtigung aller sozialen Gruppen und durch die Hochrechnung der ermittelten Informationen auf Basis des jeweils aktuellen Mikrozensus sichergestellt. Die statistischen Ämter legen besonderen Wert darauf, eine Vielzahl von Haushalten einzubeziehen, die das gesamte Spektrum der Einkommensverhältnisse und Haushaltsstrukturen abdecken. Durch diese sorgfältige Auswahl wird sichergestellt, dass die erhobenen Daten einen breiten Querschnitt der gesamten Bevölkerung repräsentieren. An der Befragung nehmen rund 60.000 Haushalte teil. Die Teilnahme an der Befragung ist freiwillig. Da der Datensatz im Vergleich etwa zum Sozio-ökonomischen Panel (SOEP) sehr detaillierte Angaben zu den Ausgaben der befragten Haushalte enthält, ist er besser geeignet, die Konsummuster der Haushalte und die Belastung durch Energie- und Kraftstoffpreise zu ermitteln. Die EVS erfasst zahlreiche Einkommensarten, darunter Einkünfte aus Arbeitslohn, selbstständiger Arbeit, Renten, Sozialleistungen und aus Vermögen, allerdings sind keine Haushalte mit einem monatlichen Haushaltsnettoeinkommen über 18.000 € Teil der Stichprobe. Der Datensatz enthält auch soziodemografische Informationen über die Haushalte, wie Alter, Geschlecht, Familienstand und Bildungsniveau aller Haushaltsmitglieder. Darüber hinaus sind regionale Gliederungen zum Beispiel nach Bundesland und Agglomerationsraum verfügbar. Dies ermöglicht es, Zusammenhänge zwischen diesen Faktoren und den Einkommens- und Verbrauchsmustern zu untersuchen.

Nach Analyse der Datensätze wurden die privaten Haushalte zusammengefasst und anhand der nachfolgenden Dimensionen typologisiert:

- Primärer Energieträger des Heizungssystems (Gas, Heizöl und Sonstige)
- Haushaltsgröße (Einpersonenhaushalte, Zweipersonenhaushalte und Mehrpersonenhaushalte mit mind. 3 Mitgliedern)
- Eigentumsverhältnisse (Miete und Eigentum)
- Gebäudetyp (Mehrfamilienhaus und Einfamilienhaus) – nur bei Eigentum

Damit werden letztendlich 27 Haushaltsgruppen unterschieden. Tabelle 3 und Tabelle 4 geben einen Überblick über die Fallzahlen in der jeweiligen Gruppe in den verwendeten Datensätzen. Während die Fallzahlen in der EVS aufgrund der umfangreichen Stichprobengröße in allen Gruppen ausreichend groß sind, sind die Fallzahlen in der ersten Welle des WWP insbesondere bei Haushalten, die im Eigentum innerhalb eines Mehrfamilienhauses wohnen, eher gering. Bei beiden Tabellen handelt es sich um ungewichtete Fallzahlen, das heißt sie spiegeln noch nicht den jeweiligen Anteil in der Bevölkerung wider, sondern nur die rohen Zahlen in der jeweiligen Befragung.

Tabelle 3
Fallzahlen im Wärme- und Wohnen-Panel 2021

	Miete			Eigentum						
Gebäudetyp	Mehrfamilienhaus			Mehrfamilienhaus			Einfamilienhaus			Gesamt
Primärer Energieträger	Gas	Heizöl	Sonstige	Gas	Heizöl	Sonstige	Gas	Heizöl	Sonstige	
1-Personen HH	883	250	742	316	80	192	476	196	116	3.251
2-Personen HH	1.011	265	722	477	101	254	2.534	917	612	6.893
Mehrpersonen HH	459	152	342	149	36	91	1.484	534	657	3.904
Gesamt	2.353	667	1.806	942	217	537	4.494	1.647	1.385	14.048

Anmerkungen: ungewichtete Fallzahlen, nach Größe des Haushalts (HH) und Eigentumsverhältnis

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf WWP (2021)

Tabelle 4
Fallzahlen in der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018

	Miete			Eigentum						
Gebäudetyp	Mehrfamilienhaus			Mehrfamilienhaus			Einfamilienhaus			Gesamt
Primärer Energieträger	Gas	Heizöl	Sonstige	Gas	Heizöl	Sonstige	Gas	Heizöl	Sonstige	
1-Personen HH	4.188	1.484	3.364	888	261	409	1.278	740	258	12.870
2-Personen HH	3.195	971	2.209	895	247	375	4.611	2.317	769	15.589
Mehrpersonen HH	1.641	621	906	354	117	159	3.505	1.356	789	9.448
Gesamt	9.024	3.076	6.479	2.137	625	943	9.394	4.413	1.816	37.907

Anmerkungen: ungewichtete Fallzahlen, nach Größe des Haushalts (HH) und Eigentumsverhältnis

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf EVS (2018)

Am häufigsten vertreten sind im WWP mit Gas heizende Eigentümerhaushalte in Einfamilienhäusern ($n = 4.494$), gefolgt von mit Gas heizenden Mietenden ($n = 2.353$). Insgesamt heizen 7.789 und damit rund 55 % der Haushalte im WWP mit Gas. Mit 6.893 machen Zweipersonenhaushalte fast die Hälfte aller beobachteten Haushalte aus. Etwas weniger als ein Viertel sind Einpersonenhaushalte ($n = 3.251$) und etwas mehr als ein Viertel Mehrpersonenhaushalte (hauptsächlich Familien mit Kindern).

Im Vergleich zur Gesamtbevölkerung sind im Eigentum Wohnende im WWP überrepräsentiert, die Rohwerte sind somit nicht repräsentativ. Die Repräsentativität kann jedoch durch Gewichtungsfaktoren hergestellt werden. Nach entsprechender Gewichtung des Panels zur Verbesserung der Repräsentativität gemäß dem tatsächlichen Verhältnis von in Eigentum Wohnenden und Mietenden in der deutschen Bevölkerung machen Ein-, Zwei- und Mehrpersonenhaushalte jeweils etwa ein Drittel der Beobachtungen aus.

Auch in der EVS heizen mit insgesamt 20.555 über die Hälfte der Haushalte mit Gas. Ebenfalls sind die mit Gas heizenden Eigentümerhaushalte in Einfamilienhäusern ($n = 9.394$) sowie zur Miete wohnenden Gashaushalte ($n = 9.024$) die größten Gruppen. Die EVS soll im Gegensatz zum WWP repräsentativ für Haushalte in Deutschland sein. Der Anteil der Eigentümerhaushalte ist in der EVS daher geringer als im

WWP. Zudem gibt es in der EVS anteilig etwas weniger Zweipersonenhaushalte als im ungewichteten WWP, auch wenn sie ebenfalls die häufigste Haushaltsgröße darstellt.

Tabelle 5
Heizkosten im Wärme- und Wohnen-Panel 2021

in € pro Monat

	Miete			Eigentum						
Gebäudetyp	Mehrfamilienhaus			Mehrfamilienhaus			Einfamilienhaus			Gesamt
Primärer Energieträger	Gas	Heizöl	Sonstige	Gas	Heizöl	Sonstige	Gas	Heizöl	Sonstige	
1-Personen HH	95	99	97	77	94	83	105	140	127	99
2-Personen HH	115	134	119	96	107	97	115	146	142	121
Mehrpersonen HH	138	160	140	108	137	115	117	151	120	129
Gesamt	110	123	112	89	107	93	114	147	128	115

Anmerkungen: gewichtete Mittelwerte, nach Größe des Haushalts (HH) und Eigentumsverhältnis

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf WWP (2021)

Tabelle 6
Heizkosten in der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018

in € pro Monat

	Miete			Eigentum						
Gebäudetyp	Mehrfamilienhaus			Mehrfamilienhaus			Einfamilienhaus			Gesamt
Primärer Energieträger	Gas	Heizöl	Sonstige	Gas	Heizöl	Sonstige	Gas	Heizöl	Sonstige	
1-Personen HH	59	50	58	66	53	70	103	84	131	65
2-Personen HH	78	68	75	86	70	91	114	97	146	92
Mehrpersonen HH	93	81	95	94	73	114	108	101	119	100
Gesamt	70	61	68	77	62	84	109	95	131	82

Anmerkungen: gewichtete Mittelwerte, nach Größe des Haushalts (HH) und Eigentumsverhältnis

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf EVS (2018)

Die monatlichen Heizkosten liegen im WWP bei durchschnittlich 115 € (Tabelle 5) und in der EVS bei 82 € (Tabelle 6). Die Unterschiede könnten sich unter anderem aus den verschiedenen betrachteten Jahren ergeben. Zudem werden teilweise die monatlichen Abschläge und teilweise die tatsächlichen Kosten berücksichtigt, was auch zu Unterschieden führen kann. Insgesamt müssen Haushalte mit eigenem Einfamilienhaus absolut die höchsten Heizkosten tragen, da diese häufig auf größerer Wohnfläche wohnen. Auffällig ist ebenfalls, dass die Heizkosten von Haushalten mit Ölheizung im WWP überdurchschnittlich und in der EVS eher unterdurchschnittlich sind. Dieser Unterschied könnte mit den verschiedenen betrachteten Jahren und der hohen Fluktuation des Ölpreises zu erklären sein, insbesondere da Öltanks der privaten Haushalte üblicherweise einmal jährlich oder gar seltener gefüllt und der genaue Kaufzeitpunkt und -preis in den Mikrodaten nicht beobachtet werden kann. Hier nicht abgebildet sind Erneuerbare-Energien-Anlagen. Ob eine solche Anlage vorhanden ist, ist nicht in der EVS, dafür aber im WWP abgefragt worden. Haushalte in Eigentumshäusern verfügen in einem Drittel der Fälle über eine

Solarthermie- oder PV-Anlage. Bei Mieterhaushalten (etwa 7 %) sowie Haushalten in Eigentumswohnungen (etwa 9 %) sind diese Anlagen deutlicher seltener.

Tabelle 7

Haushaltsnettoeinkommen im Wärme- und Wohnen-Panel 2021

in € pro Monat

	Miete			Eigentum						
Gebäudetyp	Mehrfamilienhaus			Mehrfamilienhaus			Einfamilienhaus			Gesamt
Primärer Energieträger	Gas	Heizöl	Sonstige	Gas	Heizöl	Sonstige	Gas	Heizöl	Sonstige	
1-Personen HH	2.324	2.176	2.098	2.714	2.736	2.719	2.689	2.688	2.663	2.379
2-Personen HH	3.509	3.442	3.424	4.001	3.785	3.827	3.958	3.769	4.044	3.758
Mehrpersone HH	4.264	3.959	3.931	4.555	4.222	4.558	4.577	4.217	4.728	4.399
Gesamt	3.088	2.963	2.825	3.513	3.368	3.438	4.015	3.763	4.254	3.468

Anmerkungen: gewichtete Mittelwerte, nach Größe des Haushalts (HH) und Eigentumsverhältnis; Berechnung anhand der Mittelpunkte der Einkommensklassen: unter 700 €, 700–1.199 €, 1.200–1.699 €, 1.700–2.199 €, 2.200–2.699 €, 2.700–3.199 €, 3.200–3.699 €, 3.700–4.199 €, 4.200–4.699 €, 4.700–5.199 €, 5.200–5.699 €, 5.700 € und mehr

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf WWP (2021)

Tabelle 8

Haushaltsnettoeinkommen in der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018

in € pro Monat

	Miete			Eigentum						
Gebäudetyp	Mehrfamilienhaus			Mehrfamilienhaus			Einfamilienhaus			Gesamt
Primärer Energieträger	Gas	Heizöl	Sonstige	Gas	Heizöl	Sonstige	Gas	Heizöl	Sonstige	
1-Personen HH	1.905	1.989	1.728	3.144	2.830	3.143	3.263	3.137	3.779	
2-Personen HH	3.368	3.401	3.235	4.994	4.575	4.660	5.454	4.748	5.404	
Mehrpersone HH	4.244	4.145	3.827	6.307	5.735	6.802	7.044	6.516	6.796	
Gesamt	2.732	2.760	2.433	4.257	3.917	4.210	5.682	4.949	5.679	

Anmerkungen: gewichtete Mittelwerte, nach Größe des Haushalts (HH) und Eigentumsverhältnis

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf EVS (2018)

Neben der absoluten Höhe der Heizkosten ist das verfügbare Einkommen ein entscheidender Faktor dafür, wie empfindlich Haushalte von steigenden Energiepreisen getroffen werden. Hier wird das Haushaltsnettoeinkommen betrachtet. Im WWP (Tabelle 7) wird das Haushaltsnettoeinkommen in Größenklassen direkt abgefragt.⁶ Zur Berechnung der Mittelwerte wurde die jeweilige Mitte des Intervalls und für die oberste Klasse das untere Ende des Intervalls genutzt. In der EVS (Tabelle 8) wurde das Haushaltsnettoeinkommen anhand aller Einnahmen und Abzüge aller Haushaltsmitglieder berechnet. Die

⁶ Die Befragten bekommen das Haushaltsnettoeinkommen folgendermaßen erläutert: „Gemeint ist damit die Summe, die sich ergibt aus Lohn, Gehalt, Einkommen aus selbständiger Tätigkeit, Rente oder Pension, jeweils nach Abzug der Steuern und Sozialversicherungsbeiträge. Rechnen Sie bitte auch die Einkünfte aus öffentlichen Beihilfen, Einkommen aus Vermietung, Verpachtung, Wohngeld, Kindergeld und sonstige Einkünfte hinzu.“

Messung sollte hier generell am zuverlässigsten sein. Das Einkommen bezieht sich entsprechend der Erhebungsmethodik der EVS auf jeweils drei Monate, während es sich im WWP auf das monatliche Haushaltsnettoeinkommen bezieht. Die generellen Unterschiede zwischen den Datensätzen können sich zum einen durch die verschiedenen betrachteten Jahre und durch die unterschiedlichen Definitionen ergeben. Insbesondere die Klasseneinteilung im WWP führt dort zu einer Verzerrung nach unten. Das durchschnittliche Haushaltsnettoeinkommen ist in Einpersonenhaushalten in beiden Datensätzen am geringsten und in den Mehrpersonenhaushalten am größten. Da das Einkommen hier nicht nach Haushaltsgröße äquivalenzgewichtet wurde, ist das nicht überraschend. In allen Haushaltsgrößen in beiden Datensätzen sind die Nettoeinkommen in Mieterhaushalten geringer als in gleich großen Haushalten, die im Eigentum leben. Zweipersonenhaushalte im Eigentum haben in der EVS sogar durchschnittlich ein höheres Einkommen als Mehrpersonenhaushalte in Miete. Dieser Unterschied zeigt sich auch beim Blick auf den Bezug von Transferleistungen wie Wohngeld, Arbeitslosengeld II und Sozialgeld. Hier ist der Anteil der empfangenden Haushalte im Eigentum mit unter einem Prozent sehr gering, wohingegen Mieterhaushalte, insbesondere Ein- und Mehrpersonenhaushalte, einen vielfach höheren Anteil aufweisen.

Auffallend ist, dass mit Gas heizende Haushalte im Eigentum ein deutlich höheres Einkommen aufweisen als vergleichbare Haushalte mit einer Ölheizung, wohingegen bei zur Miete wohnenden Haushalten solch ein Unterschied nicht festzustellen ist. Legt man die EVS zugrunde, ist das Haushaltsnettoeinkommen bei Mehrpersonenhaushalten im Einfamilienhaus mit Gasheizung (7.044 €) am größten und bei Singlehaushalten mit sonstiger Heizung am geringsten (1.728 €). Das Einkommen wird nicht direkt bei der Typologisierung der Haushalte verwendet. Stattdessen werden alle Belastungen einmal absolut und einmal relativ zum Haushaltsnettoeinkommen berechnet, indem die Ausgaben durch das Haushaltnettoeinkommen geteilt werden.

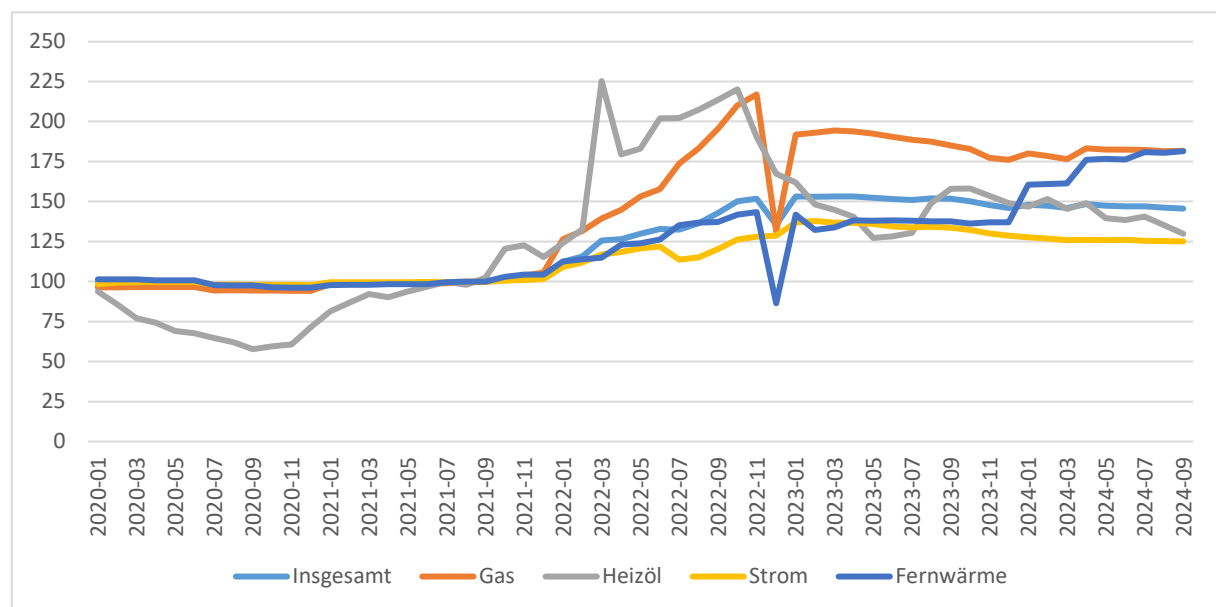
3 Energiepreisentwicklung und -prognose

3.1 Energiepreise während der Krise

In diesem Abschnitt soll zunächst die Analyse der historischen Entwicklung der Energiepreise für Privatkunden über den Zeitraum der Energiekrise beleuchtet werden. Im Anschluss erfolgt eine Preisprognose für die Energieträger Heizöl, Gas und Strom im Zeithorizont bis 2035.

Abbildung 2
Historische Verbraucherpreise für Haushaltsenergie nach Energieträger

relative Veränderung zum Basisjahr 2021



Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf Destatis (2024f)

In Abbildung 2 ist die Entwicklung der durchschnittlichen Verbraucherpreise für die Energieträger Strom, Gas, Heizöl und Fernwärme dargestellt. Als Basis ist der Verbraucherpreisindex des Jahres 2021 festgelegt. Durch die Grafik wird deutlich, dass es bei allen betrachteten Energieträgern zu einem Preisanstieg über den Zeitraum der Energiekrise kam. Insgesamt verteuerte sich Haushaltsenergie bis zum Ende des Jahres 2022 um über 50 %. Vergleicht man die Preisniveaus der Jahre 2021 und 2024, so wird ebenfalls deutlich, dass sich auch nach den Krisenjahren 2022 und 2023 höhere allgemeine Preisniveaus etabliert haben. Der stärkste Preisanstieg über den Zeitraum ergab sich bei Heizöl. In der Spitze, zu Beginn des Jahres 2022 verdreifachte sich der Preis im Vergleich zu 2021. Trotz der anschließenden Erholung in den Jahren 2023 und 2024 ergibt sich ein deutlich höheres Preisniveau. Auch Gas als Energieträger hat sich durch die ausbleibenden Gaslieferungen deutlich verteuert. Schon bis zum Herbst des Jahres 2022 kam es hier zu mehr als doppelt so hohen Preisen für Privatkunden, verglichen mit dem Jahr 2021. Im Dezember 2022 zeigte dann die Dezember-Soforthilfe des Bundes einen einmaligen Preiseffekt, ab März 2023 sorgten auch Preisbremsen für sich auf hohem Niveau stabilisierende Preise. Die Einflüsse der staatlichen Maßnahmen betreffen auch die Entwicklung des Fernwärmepreises. Im Vergleich zu Gas oder Heizöl kam es in den Krisenjahren 2022 und 2023 bei Fernwärme nur zu einem moderaten Preisanstieg. Dem folgte jedoch im Jahr 2024, nach dem Auslaufen der Preisbremse, nochmal ein deutlicher Preisanstieg, während die Preise der restlichen Energieträger eher stagnierten. Der Grund für diesen verspäteten Preisanstieg sind die aktuell zur Bepreisung verwendeten Preisgleitklauseln. Mithilfe dieser Formel

werden die Fernwärmepreise für die Endkunden berechnet, in die Kalkulation fließen jedoch auch historische Preisentwicklungen für Energieträger (hauptsächlich Gas) mit ein. Da in die Bepreisung für Fernwärme für das Jahr 2024 die Gaspreise des Jahres 2023 eingeflossen sind, ergibt sich hieraus dieser zeitversetzte Preisanstieg. Letztlich entwickelten sich die Strompreise über den Betrachtungszeitraum am moderatesten. Bei Strom kam es auch zu einem Anstieg des Preises bis zum Anfang des Jahres 2023, dieser fiel jedoch deutlich geringer aus als bei den thematisierten restlichen Energieträgern.

3.2 Energiepreisprognose

Der Blick auf die Preisentwicklung seit 2022 zeigt, dass sich der Energiemarkt nicht nur zeitweise, sondern dauerhaft verändert hat. Dazu kommt, dass die Transformation zu einer klimaneutralen Energieversorgung in den nächsten Jahren einen zunehmenden Effekt auf die Entwicklung der zukünftigen Energiepreise für Privatkunden haben wird. Um die analysierten Effekte der Preissteigerungen während der Energiekrise mit den Auswirkungen zukünftiger Preisentwicklungen vergleichen zu können, werden im Rahmen dieses Projektes die Preispfade für die Energieträger Heizöl, Gas und Strom bis zum Jahr 2035 prognostiziert. Diese werden dann in weiterführenden Analysen bei der Berechnung zukünftiger Belastungen privater Haushalte genutzt. Um die späteren Belastungen für private Haushalte beziffern zu können werden die Prognosen der Privatkundenpreise in nominalen Werten durchgeführt. Für die Inflationsraten für die Jahre 2019 bis 2024 wurden die tatsächlichen Inflationsraten verwendet (vgl. Statista 2024a). Für 2025 und 2026 wurden Inflationsraten von 2,5 % und 2,25 % angenommen. Ab 2027 beträgt die angenommene Inflationsrate 2 %.

3.2.1 Methodik

Preisprognosen für Energieträger können auf Basis von unterschiedlichen Ansätzen erfolgen. Bei der Wahl der Methodik muss das spätere Ziel und der Zeithorizont berücksichtigt werden. Während für Handels- und Trading-Abteilungen eines Energieversorgers verstärkt kurzfristige Preisentwicklungen eine Rolle spielen, sind beispielsweise für die Bewertung von Investitionsprojekten in Kraftwerke die langfristigen Preisentwicklungen von Relevanz. Längerfristige Prognosen basieren weitestgehend auf fundamentalen Analysen und berücksichtigen Unsicherheiten oft mittels Szenarien. Kurzfristprognosen nutzen hingegen oft ökonometrische Ansätze oder Modelle basierend auf stochastischen Prozessen.

Da die Prognose innerhalb dieses Forschungsprojektes einen Zeithorizont von zehn Jahren umfasst, erfolgt diese auf der Grundlage fundamentaler langfristiger Szenarien. Für den kurzfristigen Zeithorizont bis 2027 werden verfügbare Futures-Kontrakte der Energieträger als Preisindikation verwendet. Um den mittelfristigen Preistrend der Futures-Kontrakte zu berücksichtigen, wird hierbei der 50-Tages-Durchschnitt eines Stichtages verwendet. Die genaue Methodik für die Erarbeitung der Preisprognosen wird im weiteren Verlauf des Abschnitts detailliert erläutert. Für die Preisprognosen der Stützjahre wird der Endkundenpreis in seine Einzelbestandteile zerlegt. Aufbauend auf den in dem jeweiligen Szenario festgelegten Rahmenannahmen werden Prognosen für jede Preiskomponente erstellt und ergeben den Endkundenpreis.

Aufgrund des zeitlichen Verlaufs des Projekts konnten politische beziehungsweise wirtschaftliche Entwicklungen und Ankündigungen bis zum 15. April 2025 berücksichtigt werden. Im Koalitionsvertrag angekündigte Maßnahmen der neuen Bundesregierung konnten bei der Erstellung der Prognosen daher nicht verwendet werden.

3.2.2 Erstellung konsistenter Szenarien

Aufgrund des hohen Maßes an Unsicherheit mit Blick auf die Zukunft werden im Folgenden drei Szenarien als denkbare Zielzustände skizziert. Diese unterscheiden sich maßgeblich in unterschiedlich starken Ambitionen und Engagement zur Reduktion von Treibhausgasen. Dies schlägt sich unter anderem in

differenzierten Entwicklungen der Rohstoffpreise, dem Ausbau erneuerbarer Energien, der zukünftigen Stromnachfrage sowie dem Netzausbau nieder. Ziel ist es, bewusst stark voneinander abweichende Entwicklungspfade zu skizzieren.

Szenario 1 – „Business as Usual in a Changing World“ (BAU)

Im BAU-Szenario wird davon ausgegangen, dass die Transformation des Energiesektors sowie der Ausbau erneuerbarer Energien auf dem aktuellen Niveau fortgeführt wird. Alle gesetzlich beschlossenen Klimaschutzmaßnahmen der Regierungen finden Berücksichtigung. Die Ausgestaltung des Szenarios orientiert sich weitgehend am STEPS-Szenario des *World Energy Outlook* (WEO) 2024 der *International Energy Agency* (IEA), mit zusätzlichen Annahmen. Ein im WEO 2024 nicht berücksichtigter geopolitischer Einfluss ist der zu erwartende energiepolitische Kurswechsel der USA unter Präsident Trump. Der erneute Austritt aus dem Pariser Klimaabkommen, das Aussetzen klimapolitischer Maßnahmen und eine expansive Förderpolitik („*drill, baby, drill*“) führen in diesem Szenario zu einer Ausweitung von Angebot und Nachfrage fossiler Energieträger mit globalen Implikationen (vgl. The Guardian 2025; BDEW 2025b). Die weltweite Nachfrage nach Gas steigt deshalb bis 2030 weiter an, wenn auch mit abnehmender Dynamik im Vergleich zu den Vorjahren. Haupttreiber sind wachsende Märkte in Asien, insbesondere China und Indien (vgl. OIES 2023). In Industrieländern, insbesondere in Europa, ist ein rückläufiger Gasverbrauch zu verzeichnen, der maßgeblich auf Fortschritte in der Dekarbonisierung in Form einer verstärkten Elektrifizierung des Energiesystems zurückzuführen ist. Der Rückgang in den Industrieländern und Europa wird durch den Anstieg in China und weiteren Schwellenländern überkompensiert (vgl. IEA 2024). Parallel hierzu steigt das Gasangebot, vor allem die USA bauen ihre Liquefied Natural Gas (LNG)-Exportkapazitäten weiter massiv aus und entwickeln sich zu einem der wichtigsten Anbieter auf dem Weltmarkt (vgl. Küper 2024).

Die Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise in der Europäischen Union (EU) wird in BAU maßgeblich durch die wirtschaftliche Lage beeinflusst. Nach einer schwachen Konjunktur 2023 droht eine Phase wirtschaftlicher Stagnation oder gar eine Rezession (vgl. RND 2025; NZZ 2025). In diesem Kontext ist es denkbar, seitens der Regierungen die aktuell hohen Belastungen für die Industrie durch sinkende Preise der CO₂-Zertifikate zu reduzieren. Eine Option stellen hierbei Übergangsmechanismen für energieintensive Branchen wie zum Beispiel Stahl-, Chemie- oder Automobilindustrie dar, sodass ein langsamer Anstieg beziehungsweise ein kurzzeitiger Rückgang der Preise realistisch ist.

Szenario 2 – „Advanced Climate Protection Efforts“ (ACE)

Das ACE-Szenario basiert auf dem APS-Szenario des WEO 2024 und berücksichtigt neben gesetzlich verankerten auch angekündigte Klimaschutzmaßnahmen (vgl. IEA 2024).

Ein beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien sowie eine dynamischere Elektrifizierung in Industrie und Gebäuden führen zu einem stärkeren Rückgang der europäischen Gasnachfrage im Vergleich zum BAU-Szenario. Auch in Asien und den Schwellenländern verlangsamt sich das Nachfragewachstum nach fossilen Energieträgern aufgrund eines stärkeren Engagements zur Emissionsreduktion (vgl. IEA 2024). In diesem Szenario wird zudem angenommen, dass die USA ihr Bewusstsein für die Notwendigkeit der Emissionsreduktion wiedererlangen und sich von der starken Fokussierung auf fossile Energieträger abwenden. Das weltweite Gasangebot bleibt weiterhin hoch beziehungsweise steigt an, vor allem infolge bereits getätigter Investitionen in US-LNG-Infrastruktur, die zu einem deutlichen Ausbau der Exportkapazitäten führt. Auch China und die Länder des Nahen Ostens bauen Produktionskapazitäten aus, welche jedoch verstärkt für den regionalen Markt bestimmt sind. Bis 2030 dürfte die globale LNG-Exportkapazität gegenüber 2022 auf Basis bereits geplanter Projekte um etwa 60 % steigen (vgl. OIES 2023; The Guardian 2025). Dieses expandierende Angebot trifft auf stagnierende bzw. rückläufige Nachfrage und führt somit zu einer Preisespannung.

Die CO₂-Zertifikatsmengen werden in diesem Szenario aufgrund des stärkeren Fokus zur Emissionsvermeidung deutlich schneller reduziert als im BAU-Szenario. Die Verknappung führt zu einem stärkeren Preisanstieg in bestehenden Emissionshandelssystemen.

Szenario 3 – „Net-Zero-Emissions by 2050“ (NZE)

Das NZE-Szenario orientiert sich am gleichnamigen Szenario der IEA innerhalb des WEO 2024 und unterstellt die Einhaltung des Pariser Klimaabkommens sowie das Erreichen von Netto-Null-Emissionen bis 2050 sowie die von der Bundesregierung anvisierte Klimaneutralität 2045 (vgl. IEA 2024). Das Erreichen von Netto-Null-Emissionen bis 2050 genießt höchste politische Priorität, gesetzliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen werden konsequent daran ausgerichtet.

Die globale Gasnachfrage sinkt in diesem Szenario am stärksten, infolge strikter Klimavorgaben, eines schnelleren Ausbaus erneuerbarer Energien, umfassender Elektrifizierung des Gebäudesektors und Verkehrs, der zunehmenden Integration wasserstoffbasierter Technologien sowie einer strikten Verknappung von Emissionszertifikaten. Auch Schwellenländer wie China und Indien reduzieren bis 2035 ihren Gasbedarf. In Europa ermöglicht zusätzlich der starke Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie die zunehmende Förderung und Integration wasserstoffbasierter Technologien eine weitgehend emissionsfreie Industrie (vgl. IEA 2024).

Bereits getätigte Investitionsentscheidungen für LNG-Projekte, vor allem in den USA, führen zu einem deutlichen Ausbau der Exportkapazitäten. Da bereits für rund 80 % der geplanten US-Exportkapazitäten die finalen Investitionsentscheidungen getroffen wurden, werden diese Exportmengen vorerst nicht abnehmen. Da die Nachfrage deutlich zurückgeht, entsteht bis 2035 hieraus ein deutliches Überangebot. Die Auslastung der LNG-Terminals fällt bereits ab 2027 unter 90 %, wodurch die Preise unter die langfristigen Grenzkosten sinken werden (vgl. OIES 2023).

Die verfügbaren CO₂-Zertifikatsmengen werden in diesem Szenario aufgrund der ambitioniertesten Klimaschutzvorgaben am stärksten reduziert, woraus sich der deutlichste Preisanstieg bei Emissionszertifikaten im Vergleich zu BAU und ACE ergibt (vgl. IEA 2024).

3.2.3 Prognose des zukünftigen Gaspreises

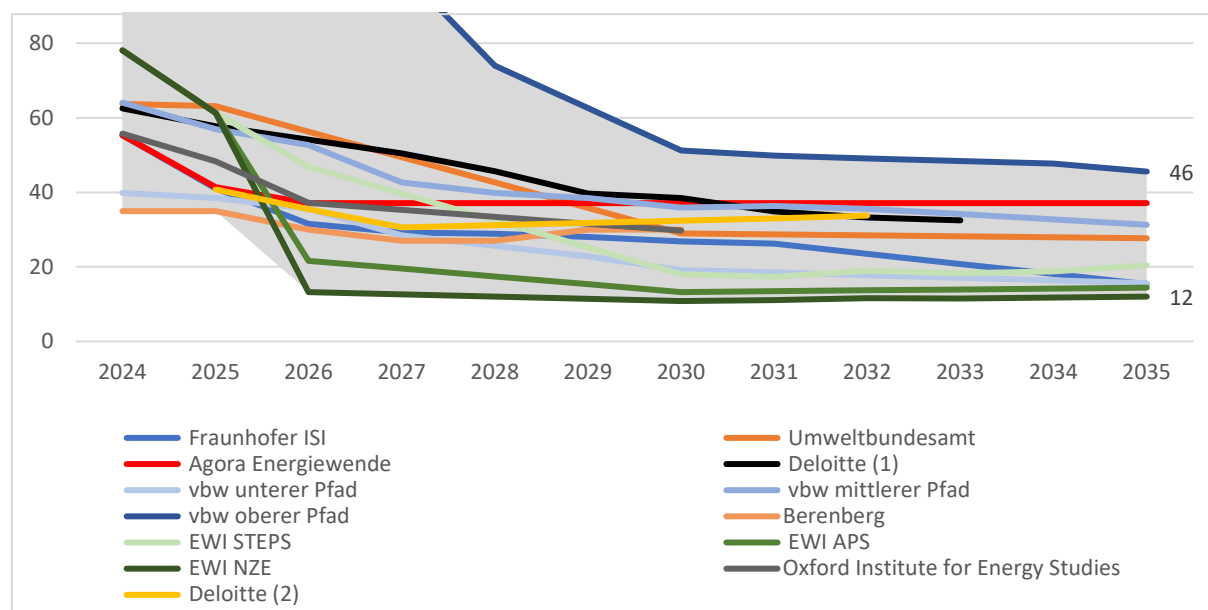
Für die Prognose der zukünftigen Großhandelspreise für Gas in der EU sind die globalen Entwicklungen wesentlich. Der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine führte zu einem Ausbleiben russischer Gaslieferungen. Die dadurch entstandene Angebotsverknappung insbesondere im Jahr 2022 resultierte in einem starken Preisanstieg (vgl. Kagerl et al. 2022). Derzeit erfolgt keine Belieferung Deutschlands mit russischem Pipeline-Gas. Da eine Aufhebung der Sanktionen aktuell als nicht wahrscheinlich gesehen wird, wird eine Wiederaufnahme russischer Gasimporte über Pipelines in den weiteren Überlegungen ausgeschlossen (vgl. Bundesregierung 2025). Hauptbestandteil der europäischen Gasversorgung wird aus diesem Grund LNG sein (vgl. Küper 2024). Hierfür wurde von der Bundesregierung im Zuge des LNG-Beschleunigungsgesetzes auch die entsprechende Grundlage geschaffen, mit dem ausreichend Flüssiggas-Terminals für die Anlieferung von LNG gebaut werden (vgl. Bundesregierung 2023a).

Aktuelle Studien für den Gasmarkt

Das Ergebnis einer Literaturrecherche zu zukünftigen Gaspreisen ist in Abbildung 3 dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden die Preisprognosen mithilfe der Inflationsraten auf das Basisjahr 2024 normiert und in realen Werten ausgewiesen.

Abbildung 3
Übersicht Großhandelspreisprognosen für Erdgas

real in €₂₀₂₄/MWh



Quelle: HKA, basierend auf Fraunhofer ISI (2023), EWI (2023), Umweltbundesamt (2022), vbw/Prognos (2024), OIES (2023), Agora Energiewende/Prognos/Consentec (2022), Deloitte (2023a), Deloitte (2023b), Berenberg (2025)

In Abbildung 3 ist zu erkennen, dass die Prognosen bis zum Jahr 2030 von einem Preisniveau zwischen 11–51 €₂₀₂₄/MWh und für das Jahr 2035 von einer Preisspanne von 12–46 €₂₀₂₄/MWh ausgehen. Gründe für diese unterschiedlichen Entwicklungen sind differenzierte Annahmen zur Entwicklung des globalen Angebots und der Nachfrage.

Großhandelspreisprognose für Gas

Die LNG-Preise lagen zwischen 2017 und 2021 aufgrund von zusätzlichen Kosten für Verflüssigung und Transport etwa 30 % über den Preisen für europäisches Pipelinegas aus Russland (vgl. Hüther/Küper/Schaefer 2023). Schaut man auf den historischen Verlauf der Gaspreise, so ist zu erkennen, dass die Großhandelspreise bereits im Laufe des Jahres 2021 und damit vor Ausbruch des Krieges stark angestiegen sind. Die aktuellen Futures-Kontrakte⁷ zeigen für die kommenden Jahre zwar einen erwarteten Preisrückgang. Aufgrund der wachsenden Relevanz von LNG im europäischen Gasmarkt ist künftig jedoch von einem erhöhten Preisniveau, im Vergleich zum Vorkriegsniveau, auszugehen.

Im BAU-Szenario wird im Anschluss an den Zeithorizont der Futures-Kontrakte ein Anstieg des Gaspreises erwartet. Die Ursache liegt in einer weltweit überproportional steigenden Nachfrage, die das Angebot, insbesondere die LNG-Exportkapazitäten der USA, übersteigt. Auf Basis dieser Überlegung wird ein Preis von rund 38 €₂₀₂₄/MWh bis 2030 erwartet, welcher bis 2035 real konstant bleibt.

Im ACE-Szenario führt der ambitionierte Ausbau erneuerbarer Energien und eine stärkere Elektrifizierung zu einer weltweit stagnierenden Nachfrage bis 2030. Gleichzeitig wächst das Angebot durch die zunehmenden LNG-Exporte. Ein wachsendes Angebot und geringeres Nachfragewachstum führen zu einem tieferen Weltmarktpreis als im BAU-Szenario. Der Preis für Gas in Deutschland im Jahr 2030 wird auf 28 €₂₀₂₄/MWh geschätzt. Bis 2035 wird ein leichter Rückgang auf etwa 25 €₂₀₂₄/MWh erwartet, da die

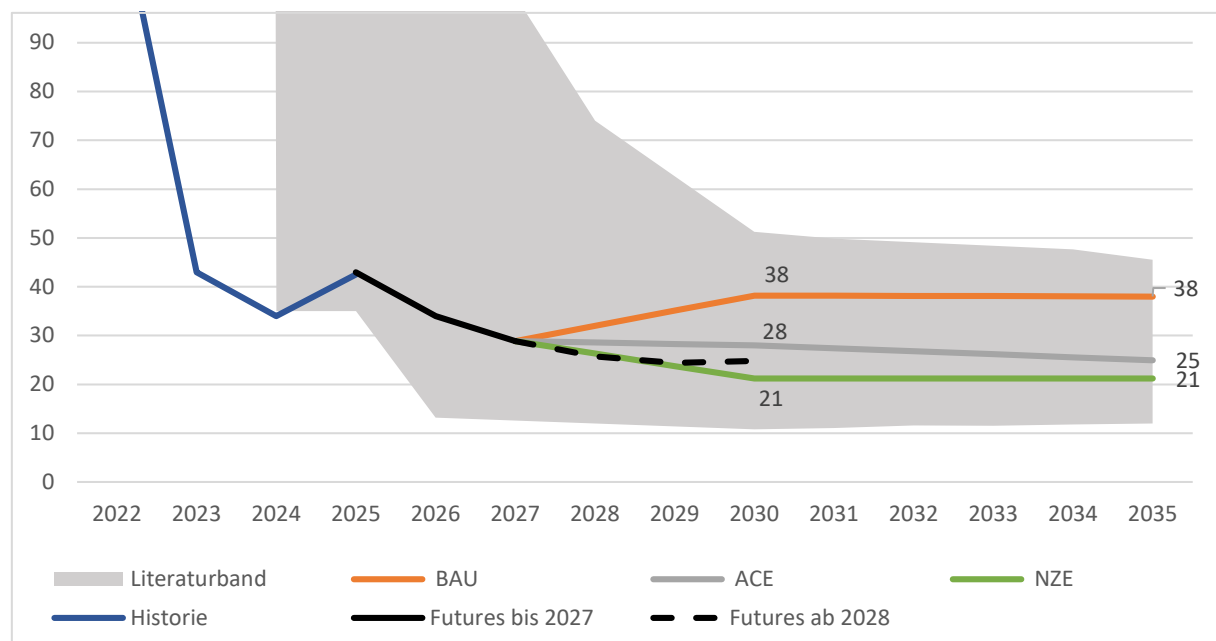
⁷ Als Futures-Kontrakte wurde der TTF-Jahreskontrakt verwendet.

Nachfrage aufgrund strengerer Klimaziele weiter sinkt. Dieses Preisniveau ist vergleichbar mit den langfristigen Grenzkosten für US-LNG (vgl. Kozlov et al. 2024).

Im NZE-Szenario sinkt die weltweite Gasnachfrage aufgrund der Umsetzung von Net-Zero-Zielen, der Elektrifizierung der Sektoren Gebäude und Verkehr sowie der Umstellung auf grünen Wasserstoff am deutlichsten. Gleichzeitig bleibt das Angebot durch bereits realisierte LNG-Investitionen hoch, was zu einem Überangebot auf dem Weltmarkt führt. Der für Deutschland relevante Großhandelspreis für Erdgas wird mit 21 €/MWh erwartet und liegt gleichzeitig im Bereich der kurzfristigen Grenzkosten von US-LNG (vgl. OIES 2023). Das Ergebnis ist in Abbildung 4 dargestellt, die aktuell verfügbaren Futures-Kontrakte bis 2030 zeigen ein Niveau zwischen 25–30 €/MWh, wenngleich diese aufgrund von mangelnder Liquidität nur eine begrenzte Aussagekraft besitzen.

Abbildung 4
Großhandelspreisprognose für Erdgas

real in €/2024/MWh



Anmerkungen: die Werte der Datenreihe Futures wurden mithilfe des 50-Tages-Durchschnitts von Futures zum Stichtag 12. Mai 2025 berechnet, das Literaturband wurde aus Abbildung 3 übernommen

Quelle: HKA

3.2.4 Prognose des zukünftigen CO₂-Zertifikatspreises

Die Preisentwicklung von CO₂-Zertifikaten ist maßgeblich durch politische Entscheidungen und Bemühungen zum Klimaschutz geprägt, weshalb sich ein zukünftiger Preis auf Basis der Entwicklung von Angebot und Nachfrage nur bedingt vorhersagen lässt. Global gesehen nimmt der Anteil der Emissionen, welche durch ein Emissionshandelssystem erfasst werden, weiter zu. In der EU sind durch das Emissionshandelssystem EU-ETS I rund 40 % aller Treibhausgasemissionen abgedeckt (vgl. DEHSt 2024). Durch eine schrittweise Verringerung der ausgegebenen Zertifikate, sogenannte European Allowance Units (EUAs), werden marktbasierende Anreize für im Emissionshandel berücksichtigte Sektoren zur Senkung von Treibhausgasen gesetzt. Speziell im Hinblick auf das Ziel der CO₂-Neutralität der EU bis 2050 wird der Emissionshandel als zentrales europäisches Klimaschutzinstrument gesehen.

Hinsichtlich der zukünftigen Nachfrage nach EUAs finden sich in der Literatur keine expliziten Prognosen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Nachfrage langfristig in der EU aufgrund der Abkehr von

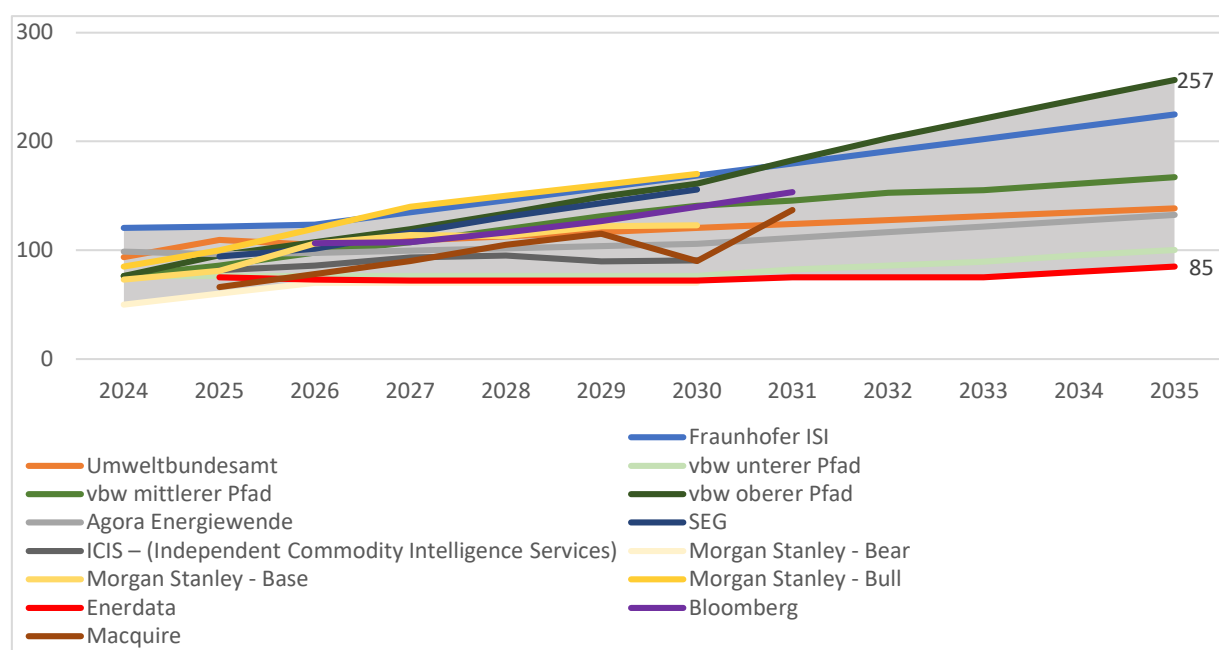
emissionsintensiven Erzeugungsarten verringern wird, wenngleich dieser Rückgang nicht im gleichen Tempo wie die Verknappung der Zertifikatsmengen erfolgt. Aus diesem Grund kann generell mit einem Anstieg der Zertifikatspreise gerechnet werden (vgl. Taubitz/Buhl 2023).

Aktuelle Studien zur Preisentwicklung der EUAs

Analog zum Vorgehen bei Gas wurden auch für die EUAs eine Literaturrecherche zu aktuell verfügbaren Preisprognosen erstellt. Basierend auf der Literaturrecherche kann in Abbildung 5 ein genereller Trend zu steigenden Zertifikatspreisen erkannt werden. Für 2035 wird ein Zertifikatspreis in einem Bereich von 85–257 €/t₂₀₂₄ erwartet.

Abbildung 5
Übersicht Preisprognosen für Emissionszertifikate

real in €/t₂₀₂₄ CO₂



Quelle: HKA, basierend auf Fraunhofer ISI (2023), Umweltbundesamt (2022), vbw/Prognos (2024), Agora Energiewende/Prognos/Consentec (2022), Ariadne (2023), Enerdata (2023), Morgan Stanley (2024), Macquarie (2025)

Preisprognose EUAs

Die verfügbaren Futures-Kontrakte⁸ für Emissionszertifikate für die Jahre 2025 bis 2027 zeigen Preissteigerungen von etwa 4 % pro Jahr. Nach den krisenbedingten Höchstständen im Jahr 2022 haben sich die Preise in den Folgejahren auf einem vergleichsweise niedrigen und stabilen Niveau eingependelt.

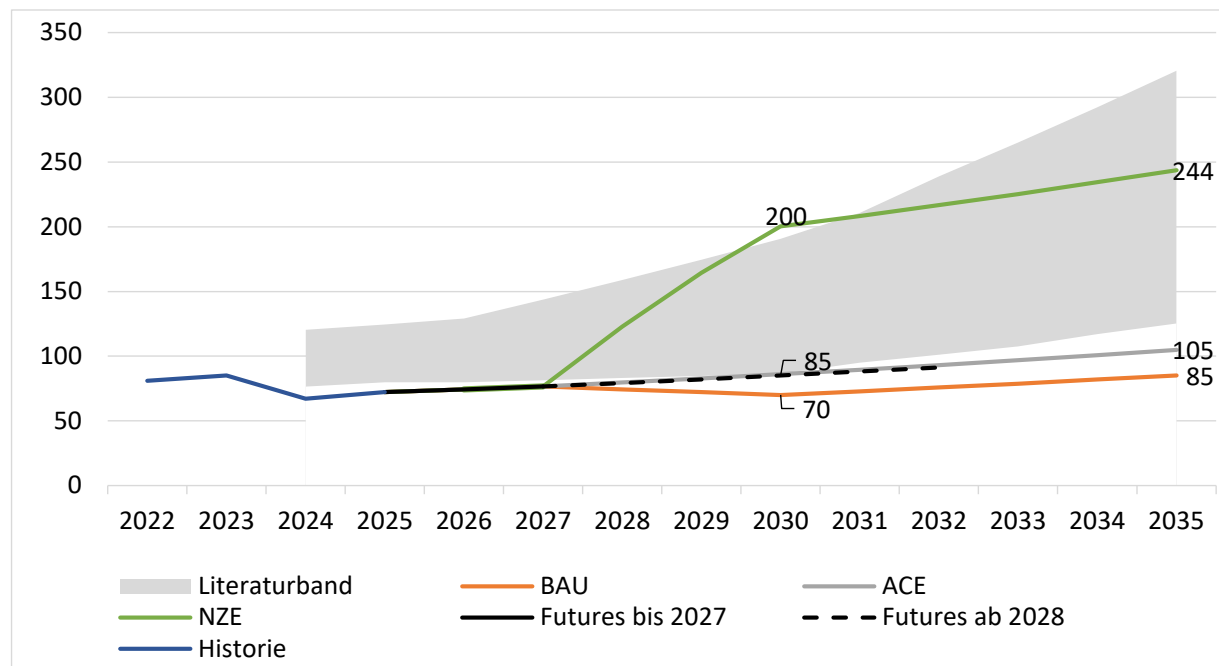
Zur Prognose des Preisniveaus wird der Cost-of-Carry-Ansatz herangezogen. Dieser erklärt erwartete Preisunterschiede durch die Haltekosten des zugrunde liegenden Produkts (vgl. Dannenberg/Ehrenfeld 2008). Emissionszertifikate verursachen zwar keine physischen Lagerkosten, können jedoch als handelbare Wertpapiere betrachtet werden, bei denen eine Verzinsung in Höhe des Basiszinssatzes erwartet wird, der am 30. Dezember 2024 bei etwa 3 % lag (vgl. Deutsche Bundesbank 2024). Ausgehend von den beobachtbaren Steigerungsraten in den entsprechenden Futures-Kontrakten wird ein jährlicher Preisanstieg von 4 % unterstellt. Die Prognose der EUA-Preise erfolgt somit in nominalen Werten, da der

⁸ Aufgrund der höchsten Liquidität wurde der EUA-MidDec-Kontrakt verwendet.

Cost-of-Carry-Ansatz die Inflation bereits berücksichtigt. In Abbildung 6 sind die resultierenden Preisprognosen für die drei Szenarien dargestellt.

Abbildung 6
Preisprognose für Emissionszertifikate

nominal in €/t CO₂



Anmerkungen: die Werte der Datenreihe Futures wurden mithilfe des 50-Tages-Durchschnitts von Futures zum Stichtag 12. Mai 2025 berechnet, das Literaturband wurde aus Abbildung 5 übernommen und in nominale Werte umgerechnet

Quelle: HKA

Aufgrund der im BAU-Szenario erwarteten wirtschaftlichen Schwäche wird erwartet, dass die Zertifikatspreise im Jahr 2030 auf ein Niveau von 70 €/t fallen. Ursache hierfür könnten politische Interventionen oder eine geringere Verknappung der ausgegebenen Zertifikatsmenge sein, um die Wettbewerbsfähigkeit betroffener Unternehmen zu sichern. Im Folgezeitraum wird aufgrund der Wirksamkeit der Entlastung mit einer wirtschaftlichen Erholung gerechnet, sodass der Preis im Zeitraum 2030 bis 2035 gemäß dem Cost-of-Carry-Ansatz jährlich um 4 % steigt. Daraus ergibt sich ein Preisniveau von 85 €/t im Jahr 2035.

Im ACE-Szenario erfolgt die Projektion der EUA-Preisentwicklung bis 2035 vollständig auf Grundlage des Cost-of-Carry-Ansatzes, wobei der gegenwärtige Trend der Terminmarktdaten fortgeschrieben wird. Diese Modellannahme impliziert eine weitgehende Stabilität der aktuellen Marktbedingungen und resultiert in prognostizierten Zertifikatspreisen von etwa 85 €/t im Jahr 2030 sowie rund 105 €/t im Jahr 2035.

Innerhalb des NZE-Szenarios wird die stärkste Verknappung der CO₂-Zertifikatsmenge unterstellt, welche im Einklang mit dem Netto-Null-Emission Ziel der EU ist. Dementsprechend wird ein deutlich stärkerer Preisanstieg angenommen. In diesem Szenario wird für 2030 ein Preisniveau von rund 200 €/t prognostiziert. Ab 2030 wird, analog zum ACE-Szenario, eine weitere Verteuerung von rund 4 % pro Jahr erwartet, woraus sich ein Zertifikatspreis von rund 244 €/t in 2035 ergibt. Langfristig zeigt Abbildung 6 einen klaren Trend steigender Zertifikatspreise, wenngleich die ersten beiden Prognosen innerhalb dieser Analyse unterhalb des Literaturbandes liegen.

3.2.5 Prognose des Privatkundenpreises für Heizöl

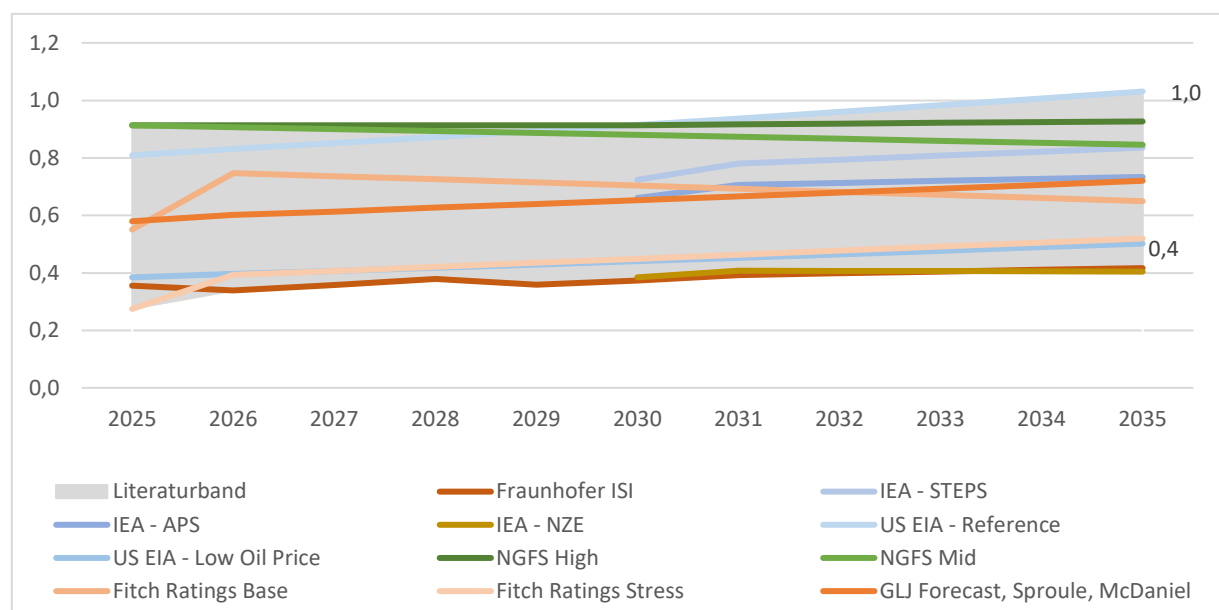
In diesem Abschnitt wird ein zukünftiger Privatkundenpreis für Heizöl ermittelt. Basierend auf der Preiszusammensetzung für Heizöl sind die Bestandteile Großhandelspreis und CO₂-Preis die zwei größten Einflussfaktoren des Heizölpreises (vgl. Statista 2022). Die Entwicklung des Großhandels- und CO₂-Preises werden im Folgenden genauer untersucht, die Bestandteile Mineralölsteuer, Deckungsbeitrag sowie die Mehrwertsteuer werden für die zukünftige Prognose als real konstant angenommen.

Großhandelspreis Heizöl

Zunächst ist festzustellen, dass es speziell für den Energieträger Heizöl neben Futures-Kontrakten bis zum Jahr 2027 kaum langfristige Preisprognosen gibt, jedoch für Rohöl. Aus diesem Grund wurde zunächst anhand von Futures-Kontrakten der Zusammenhang von Heiz- und Rohöl analysiert. Dabei wurde deutlich, dass Heizöl- und Rohöl-Preis im Betrachtungszeitraum 2025 bis 2027 eine hohe Korrelation aufweisen und der Preis für Heizöl dabei konstant um 30 % höher als für Rohöl ist. Gründe hierfür sind Kostenbestandteile für Raffinerie- und Verarbeitungsprozesse sowie Transportwege für Heizöl. Die verfügbaren Preise für Rohöl wurden in diesem Zuge auf Heizöl umgerechnet und in Abbildung 7 zusammengefasst. Hierbei wird deutlich, dass auf Basis der Literatur im Zeitraum bis 2035 von einem Heizölpreis auf dem Weltmarkt zwischen 0,4–1 €₂₀₂₄/L ausgegangen wird.

Abbildung 7
Übersicht Großhandelspreisprognosen für Heizöl (Basis Rohölpreise)

real in €₂₀₂₄/L



Quelle: HKA, basierend auf Deloitte (2023c), EIA (2023), Fitch Ratings (2024), Fraunhofer ISI (2023), GLJ (2024), IEA (2024), NGFS (2024)

Im BAU-Szenario steigt die weltweite Nachfrage nach Ölprodukten aufgrund des Aufschwungs in den Schwellenländern Asiens sowie des veränderten Fokus der USA deutlich an. Neben einer steigenden Förderung von Öl durch die USA wird mit konstanten Fördermengen der OPEC-Staaten gerechnet, so dass ein Preisanstieg zu erwarten ist. Basierend auf diesen Annahmen wird ein Preisniveau für Heizöl von rund 0,8 €₂₀₂₄/L⁹ für das Jahr 2030 prognostiziert. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass sich bis 2035 ein real konstanter Preis von 0,8 €₂₀₂₄/L etabliert.

⁹ Dies entspricht einem Rohölpreis von 103 USD₂₀₂₄/Barrel.

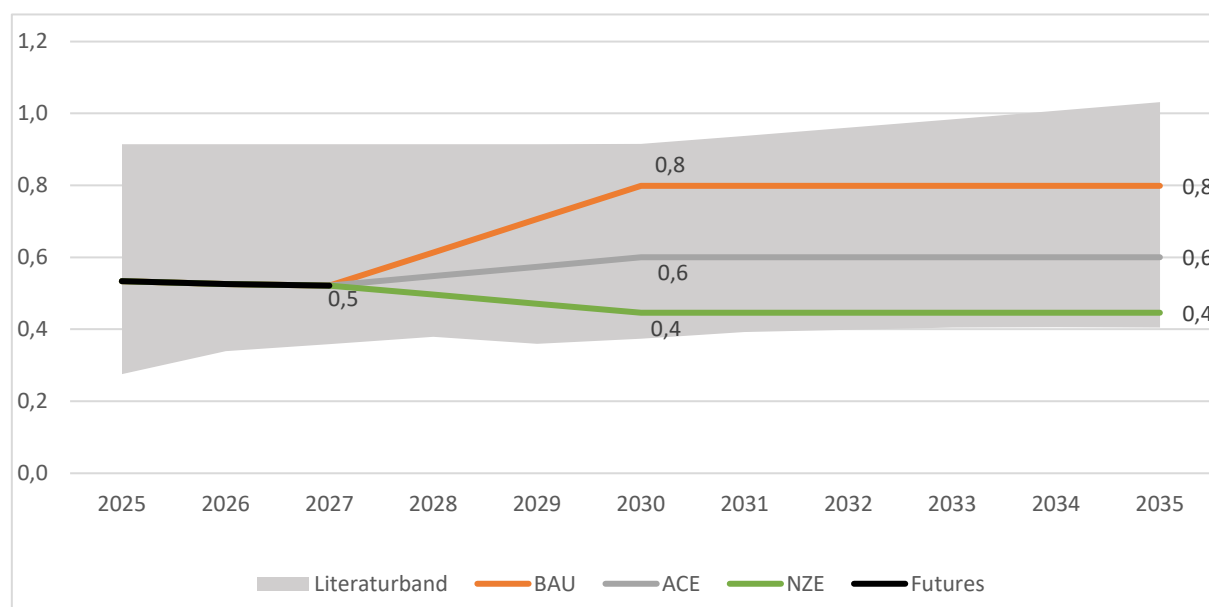
Innerhalb des ACE-Szenarios schwächt sich die weltweite Nachfrage aufgrund der stärkeren Klimaschutzambitionen ab. Öl verliert aufgrund des Nachfragerückgangs durch Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors in den Industrieländern weiter an Bedeutung. Basierend auf den aktuellen Futures-Kontrakten wird deshalb für das Jahr 2030 ein Preis von rund 0,6 €/2024/L¹⁰ erwartet, der bis 2035 real konstant bleibt. Dieser Wert liegt leicht oberhalb der aktuell erwarteten Preise für die Jahre 2025 bis 2027.

Getrieben durch eine stark rückläufige Nachfrage aufgrund der Einhaltung von Net-Zero-Emissionen und höchsten CO₂-Preisen ergibt sich im NZE-Szenario ein starkes Überangebot von Öl auf dem Weltmarkt, sodass sich deutlich niedrigere Preise ergeben. In diesem Zusammenhang wird für 2030 ein Preis von etwa 0,4 €/2024/L¹¹ geschätzt, der bis 2035 real konstant bleibt.

Das Ergebnis der prognostizierten Entwicklungen für die drei Szenarien ist in Abbildung 8 dargestellt.

Abbildung 8
Großhandelspreisprognosen für Heizöl

real in €/2024/L



Anmerkungen: die Werte der Datenreihe Futures wurden mithilfe des 50-Tages-Durchschnitts von Futures zum Stichtag 12. Mai 2025 berechnet, das Literaturband wurde aus Abbildung 7 übernommen

Quelle: HKA

Entwicklung des CO₂-Preises für den Wärmesektor

Der CO₂-Preis im Wärmesektor für Heizöl und Gas basiert auf dem nationalen Emissionshandelssystem, das durch das 2019 verabschiedete „Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen“ (BEHG) geregelt wird. Der CO₂-Preis ist darin für den Zeitraum 2021 bis 2026 festgelegt. Für das Jahr 2025 beträgt der CO₂-Preis 1 ct/kWh für Gas und 14,7 ct/L für Heizöl. Im Jahr 2026 steigt der Preis auf 1,2 ct/kWh für Gas und 17 ct/L für Heizöl (vgl. DEHSt 2024).

In Ergänzung zum EU-ETS I wird ab dem Jahr 2027 ein weiteres Emissionshandelssystem (EU-ETS II) eingeführt. Dieses beinhaltet unter anderem den Verkehrsbereich und den Wärmesektor. Der EU-ETS II soll basierend auf dem Beschluss des Bundestags im Januar 2025 das aktuelle nationale

¹⁰ Dies entspricht einem Rohölpreis von 78 USD₂₀₂₄/Barrel.

¹¹ Dies entspricht einem Rohölpreis von 50 USD₂₀₂₄/Barrel.

Emissionshandelssystem für den Wärmesektor ablösen. Dies hat auch zur Folge, dass die CO₂-Preise für Heizöl und Gas in Zukunft marktgetrieben durch die Menge an verfügbaren Emissionszertifikaten bestimmt werden (vgl. BMWK 2025). Für die Prognose des CO₂-Preises im Wärmesektor (Heizöl und Gas) wird im Rahmen dieser Analyse angenommen, dass ETS I und ETS II bis 2035 als separate Handelssysteme bestehen.

Bei der Preiserwartung der Emissionszertifikate des ETS II im Jahr 2030 existiert in der Literatur eine große Spannweite von 48–360 €₂₀₂₀/t. Basierend auf einer Analyse der Hochschule Niederrhein liegt der zu erwartende Preis eines ETS II-Zertifikats aufgrund der höheren Grenzkosten der CO₂-Vermeidung deutlich oberhalb des Preises eines EU-ETS I-Zertifikats (vgl. Gerlach-Günsch/Seeliger 2024).

Aus diesem Grund wird für diese Prognose angenommen, dass der zu erwartende Preis eines ETS II-Zertifikats 50 % höher als der Preis innerhalb des ETS I ausfällt. In Kombination mit dem Emissionsfaktor von Heizöl von rund 2,9 kg CO₂/L (Gas 0,2 kg CO₂/kWh) können die zukünftig zu erwartenden CO₂-Preise auf Basis der Preisprognose für EUAs berechnet werden (vgl. DEUMESS 2022). Für die CO₂-Preise bis 2026 werden die gesetzlich festgelegten Werte verwendet (vgl. DEHSt 2024). Tabelle 9 zeigt die CO₂-Preise für Heizöl und Gas:

Tabelle 9
Übersicht über die zukünftigen CO₂-Preise für Gas und Heizöl

	ct/L		ct/kWh	
	Heizöl 2030	Heizöl 2035	Gas 2030	Gas 2035
BAU	30,5	34,2	2,2	2,5
ACE	37,5	45,6	2,5	3,3
NZE	87,1	106,0	4,9	7,3

Quelle: HKA

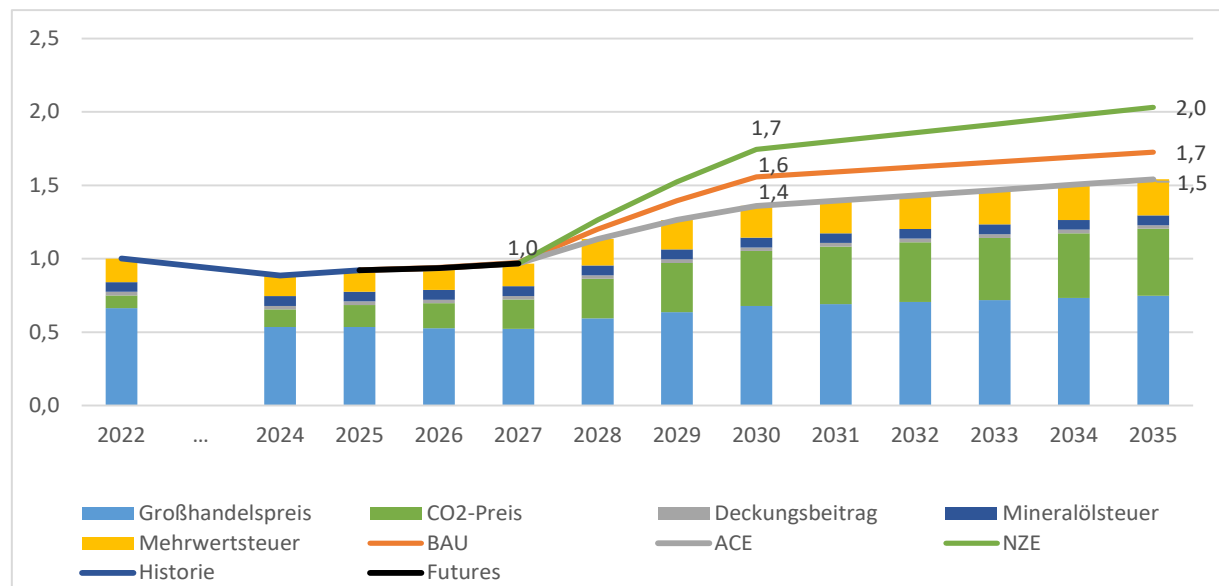
Prognose des Privatkundenpreises Heizöl

Mithilfe der ermittelten Werte für den Großhandels- und CO₂-Preis sowie unter Berücksichtigung weiterer Kostenbestandteile und Inflation ergeben sich die drei in Abbildung 9 dargestellten Preispfade für den Privatkundenpreis von Heizöl.

Der Preisverlauf für Heizöl ist in Abbildung 9 dargestellt, in Form von Säulen sind dazu die einzelnen Preisbestandteile beispielhaft für das ACE-Szenario aufgeschlüsselt. Gesamtheitlich betrachtet kann festgehalten werden, dass nach dem Preisschock in 2022 und der anschließenden Erholung langfristig höhere Heizölpreise für Privatkunden erwartet werden. Maßgeblicher Preistreiber wird der CO₂-Preis sein, der durch die ambitionierten Minderungsziele für die im ETS II erfassten Sektoren deutlich ansteigt. Die Preisentwicklung zeigt, dass Preissignale den Umstieg auf regenerative Heizungsformen anregen. Im BAU-Szenario wirkt sich der steigende Weltmarktpreis am stärksten auf den Privatkundenpreis aus, für 2035 wird hierbei ein Preisniveau von 1,7 €/L erwartet. Im ACE-Szenario wird nur von einem minimalen Anstieg des Weltmarktpreises ausgegangen, gepaart mit dem zu erwartenden CO₂-Preis ergibt sich hier ein Preisniveau von rund 1,5 €/L in 2035. Obwohl im NZE-Szenario von einem fallenden Großhandelspreis ausgegangen wird, entsteht aufgrund der hohen Emissionsintensität die höchsten Preise für Privatkunden, für 2035 wird ein Preisniveau von rund 2 €/L erwartet, dies entspricht auf Basis des Preises in 2024 einer Verdopplung des Heizölpreises für Privatkunden.

Abbildung 9
Entwicklung der Heizölpreise für Privatkunden

nominal in €/L



Anmerkungen: die Werte der Datenreihe Futures wurden mithilfe des 50-Tages-Durchschnitts von Futures zum Stichtag 12. Mai 2025 berechnet

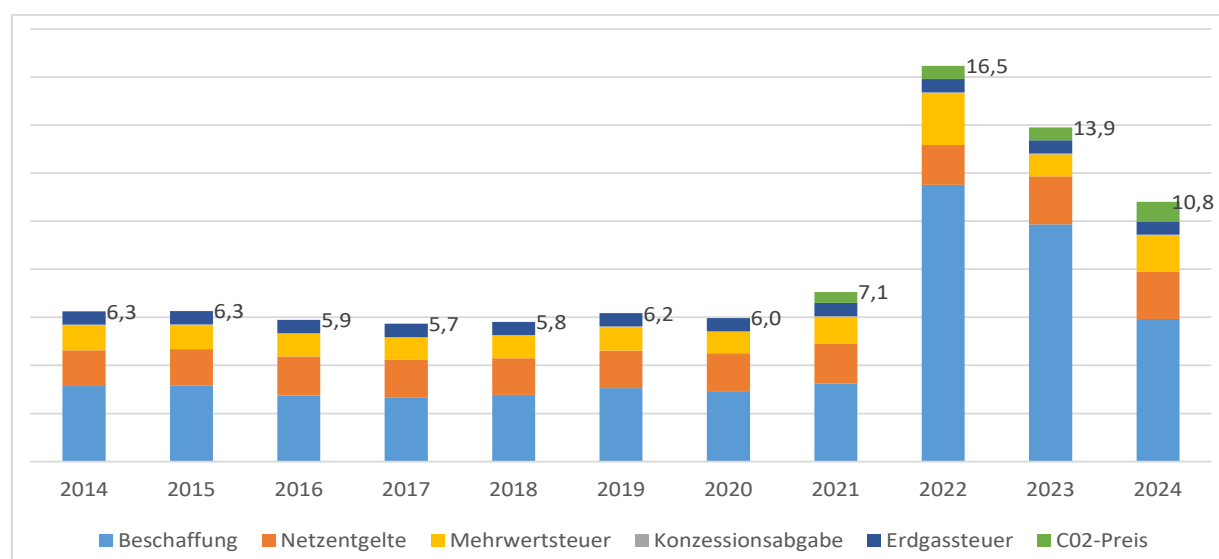
Quelle: HKA

3.2.6 Prognose des Privatkundenpreises für Erdgas

Für die Prognose des Privatkundenpreises für Erdgas werden die in Abschnitt 3.2.3 erstellten *Großhandelspreisprognosen* verwendet, der zukünftige CO₂-Preis im ETS II wurde ebenfalls bereits ermittelt (siehe Abschnitt 3.2.4). Zusätzlich wird die Entwicklung der Netzentgelte im Folgenden näher beleuchtet.

Abbildung 10
Historische Entwicklung des Erdgaspreises für Privatkunden

in ct/kWh



Quelle: HKA, Darstellung basierend auf BDEW (2025c)

Historische Entwicklung des Privatkundenpreises für Gas

Der Privatkundenpreis für Gas setzt sich aus mehreren Kostenkomponenten zusammen. Wie in Abbildung 10 für die historische Entwicklung dargestellt, sind dies im Einzelnen die Kosten für Beschaffung und Vertrieb, die Netzentgelte, der CO₂-Preis, die Erdgassteuer, Konzessionsabgabe, Gasspeicherumlage sowie die Mehrwertsteuer (vgl. BDEW 2025c).

Bereits im Jahr 2021 stiegen die Gaspreise für Haushalte etwas an. Im Jahr 2022 erreichten sie aufgrund der Energiekrise mit 16,5 ct/kWh ein außergewöhnlich hohes Niveau, welches knapp 2,5-mal so hoch war wie im Vorjahr. Der Anstieg des Preisniveaus war maßgeblich durch die massiv steigenden Großhandelspreise getrieben, wodurch der Kostenblock „Beschaffung und Vertrieb“ etwa 70 % des Gesamtpreises ausmachte. In den Jahren 2023 und 2024 war eine spürbare Erholung der Preise zu beobachten, wenngleich sich ein höheres Preisniveau im Vergleich zum Zeitraum vor der Energiekrise ergeben hat.

Netzentgelte Erdgas

Die Netzentgelte für Erdgas entwickelten sich in den vergangenen zehn Jahren weitgehend stabil, wobei es ab 2023 zu einem etwas stärkerem Anstieg kam (vgl. Statista 2024b). Im Jahr 2024 lagen sie für Haushaltskunden bei etwa 2 ct/kWh (vgl. BDEW 2025c). Allgemein wird bei den zukünftigen Netznutzungsentgelten für Gas ein deutlicher Anstieg erwartet, was vor allem auf die sinkende Zahl an Gaskunden zurückzuführen ist. Durch den vermehrten Umstieg auf alternative Heizformen, wie zum Beispiel Wärmepumpen oder Fernwärme verteilen sich die Kosten für Betrieb und Instandhaltung des Gasnetzes auf weniger Verbraucherinnen und Verbraucher (vgl. Öko-Institut 2024).

Agora Energiewende geht in einem Positionspapier aus dem Jahr 2023 von einer Verdreifachung der Entgelte bis 2035 aus, gefolgt von einem exponentiellen Anstieg ab 2035. Bis 2044 wird von einer Steigerung um den Faktor 10–16 ausgegangen (vgl. Agora Energiewende 2023).

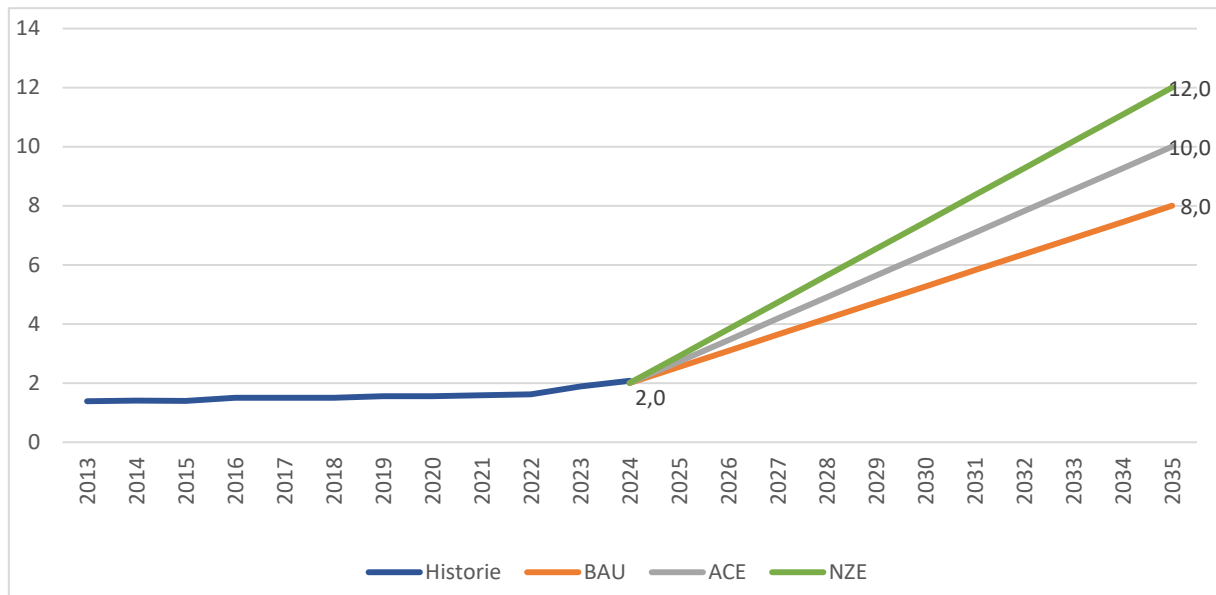
Um dem Risiko extrem hoher Entgelte für die „letzten verbliebenen Gaskunden“ entgegenzuwirken, wurde im September 2024 das *Festlegungsverfahren zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen* (KANU 2.0) eingeführt. Es ermöglicht Gasnetzbetreibern, Investitionen flexibler und insbesondere früher (bis 2035 beziehungsweise 2045) abzuschreiben, wodurch sich die Kosten bereits getätigter Investitionen frühzeitig und gleichmäßiger über die Zeit verteilen lassen (vgl. Deutsche Wirtschaftsnachrichten 2024).

In Abbildung 11 ist die Entwicklung der Netzentgelte für die drei Szenarien dargestellt, allgemein kann ein deutlicher Anstieg beobachtet werden.

In den Szenarien wird von einem unterschiedlich starken Rückgang aktiver Gasanschlüsse ausgegangen. Im BAU-Szenario wird bis 2035 eine Vervierfachung der Netzentgelte auf 8 ct/kWh erwartet. Im ACE-Szenario führen stärker rückläufige Gasabnehmer zu Netzentgelten von 10 ct/kWh in 2035, was einem Anstieg um den Faktor fünf gegenüber 2024 entspricht. Im NZE-Szenario wird der stärkste Anstieg erwartet. Bei einem jährlichen Anstieg von 1 ct/kWh werden 2035 Netzentgelte von 12 ct/kWh prognostiziert, dies ist gleichbedeutend mit einer Versechsfachung. Im Vergleich zu Agora wird somit angenommen, dass die Netzentgelte aufgrund von KANU 2.0 in den kommenden Jahren stärker ansteigen, die exponentielle Entwicklung jedoch ausbleibt oder sich abschwächt.

Abbildung 11
Prognose der Netzentgelte für Erdgas

nominal in ct/kWh



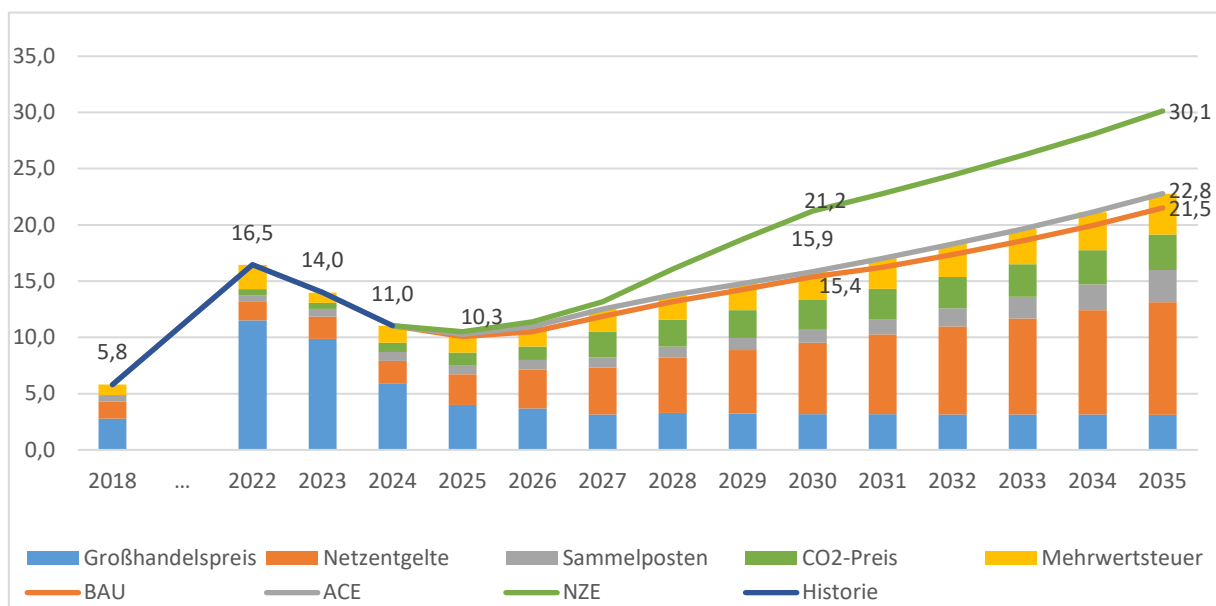
Quelle: HKA, historische Daten basierend auf Statista (2024b)

Prognose des Privatkundenpreises Erdgas

Basierend auf den vorangegangenen Annahmen und Berechnungen kann nun der Gaspreis für Endverbraucher im privaten Sektor abgeleitet werden.

Abbildung 12
Entwicklung des Erdgaspreises für Privatkunden

nominal in ct/kWh



Anmerkungen: der Sammelposten beinhaltet die Konzessionsabgabe, die Gasspeicherumlage und die Erdgassteuer

Quelle: HKA, historische Daten basierend auf BDEW (2025c)

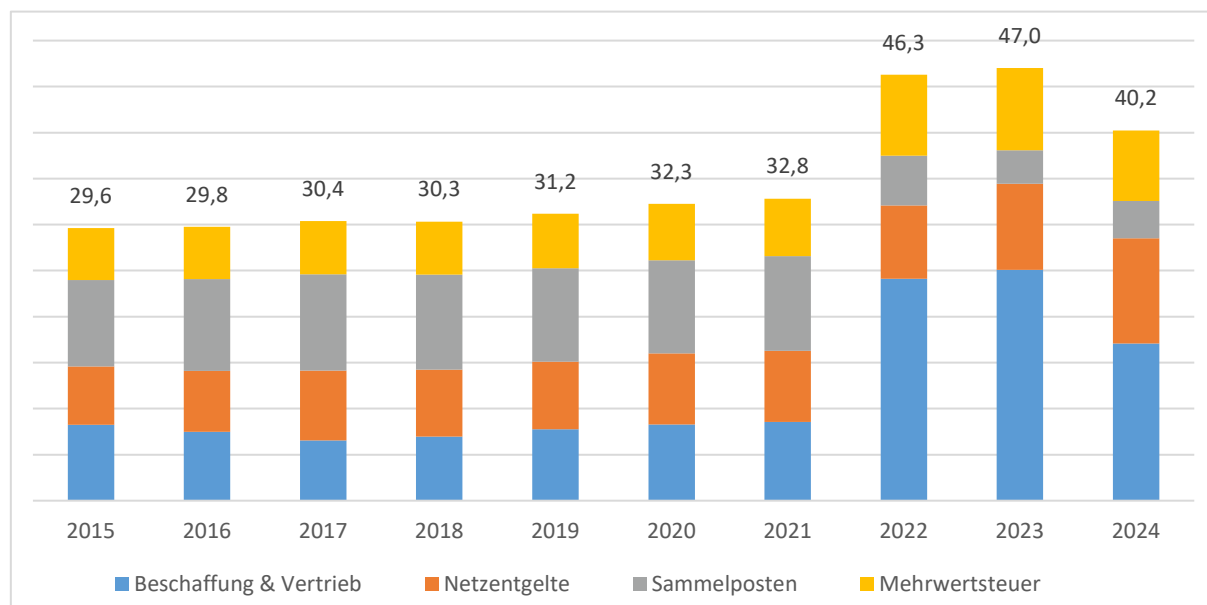
Haupttreiber des Gaspreises werden die stark steigenden Netznutzungsentgelte aufgrund der rückläufigen Anzahl an Gasnutzern, rückläufigem Verbrauch und vorgezogenen Abschreibungen der Netzbetreiber. Zusätzlich wirkt sich der steigende CO₂-Preis im Zuge der Einführung des EU-ETS II auf den Privatkundenpreis aus. Während im BAU-Szenario für das Jahr 2035 ein durchschnittlicher Endkundenpreis von 21,5 ct/kWh erwartet wird, liegt der prognostizierte Wert im NZE-Szenario bei rund 30 ct/kWh. Die stärker steigenden Netzentgelte sowie der höhere CO₂-Preis überkompensieren den erwarteten Rückgang des Großhandelspreises. Vergleicht man diese Werte mit dem Gaspreis des Krisenjahrs 2022 wird ersichtlich, dass künftig mit einem deutlich höheren Preisniveau zu rechnen ist, welches das Niveau der Energiekrise nochmals übersteigt. Analog zu Heizöl wird auch hier deutlich, dass steigende Preise einerseits eine Belastung für die Haushalte darstellen, andererseits jedoch auch als Preissignal zu einem möglichen Umstieg auf regenerative Wärmeträger gesehen werden können.

3.2.7 Prognose des Privatkundenpreises für Strom

Ähnlich wie bei dem bereits beschriebenen Gaspreis setzt sich auch der Strompreis für Privatkunden aus mehreren Bestandteilen zusammen. Beschaffung & Vertrieb, die Netzentgelte sowie die Mehrwertsteuer sind dabei die größten Preiskomponenten. Die restlichen Preisbestandteile (KWK-Umlage, Offshore-Netzumlage, StromNEV-Umlage, Konzessionsabgabe, und Stromsteuer) machen in Summe 11 % des aktuellen Strompreises aus (vgl. BDEW 2025d).

Abbildung 13
Historische Entwicklung des Strompreises für Privatkunden

in ct/kWh



Quelle: HKA, Darstellung basierend auf BDEW (2025d)

Abbildung 13 zeigt den zeitlichen Verlauf der Privatkundenstrompreise von 2015 bis 2024. Analog zur Gaspreisentwicklung sind die Auswirkungen der Energiekrise klar erkennbar: Nach einer weitgehend stabilen Preisentwicklung bis 2021 kam es 2022 infolge stark gestiegener Beschaffungskosten zu einem deutlichen Anstieg, der 2023 seinen Höchststand erreichte. Im Jahr 2024 ist eine moderate Entspannung zu beobachten, die Strompreise verbleiben jedoch auf erhöhtem Niveau. Seit 2023 tragen zudem deutlich steigende Netzentgelte zur Preisentwicklung bei. Der Anstieg der Netznutzungsentgelte im Jahr 2024 ist auf den Wegfall eines Bundeszuschusses zur Stabilisierung der Übertragungsnetzentgelte zurückzuführen.

In der folgenden Analyse werden mit den Stromgestehungskosten und den Netzentgelten die bisher wichtigsten Treiber für die Entwicklung der Strompreise für Privatkunden untersucht. Grundlage hierfür sind Annahmen für die zukünftige Stromnachfrage sowie den Erzeugungsmix.

Prognose der Stromnachfrage in Deutschland

Zur Einordnung der zukünftigen Stromnachfrage wird der Bruttostromverbrauch der niedrigsten Spannungsebene als Ausgangsbasis herangezogen. Der Referenzwert für das Jahr 2024 liegt bei etwa 510 TWh (vgl. BEE 2025). In der wissenschaftlichen Literatur existieren unterschiedliche Projektionen zur Entwicklung der Stromnachfrage, die auf variierenden Annahmen hinsichtlich Elektrifizierung, Effizienzsteigerungen und sektorübergreifender Entwicklungen beruhen. Eine Übersicht zentraler Szenarien ist Tabelle 10 zu entnehmen.

Tabelle 10
Veröffentlichte Prognosen für zukünftigen Bruttostromverbrauch

Quelle	Zeitpunkt der Veröffentlichung	Prognose 2030 [TWh]	Prognose 2035 [TWh]
Prognos	Okt 21	658	–
Bundesnetzagentur (Bedarfsermittlung 2021–2035)	Jan 22	700	750
Bundesregierung (Koalitionsvertrag)	Jan 22	680–750	–
Agora Energiewende (Klimaneutrales Stromsystem 2035)	Apr 23	780	893
Bundesrechnungshof	Apr 23	750	–
McKinsey Zukunftspfad Stromversorgung	Jan 24	–	780
Agora Energiewende (Klimaneutrales Deutschland)	Okt 24	727	947
McKinsey Zukunftspfad Stromnachfrage¹²	Jan 25	600–685	705–875
Bundesverband erneuerbarer Energien	Mar 25	596–705	–

Quelle: HKA, basierend auf Prognos (2021), Bundesnetzagentur (2021), SPD/Bündnis 90/Die Grünen/FDP (2021), Agora Energiewende/Prognos/Consentec (2022), Bundesrechnungshof (2024), McKinsey & Company (2024), BEE (2025), Agora Think Tanks et al. (2024), McKinsey & Company (2025)

Aus Tabelle 10 geht hervor, dass frühere Erwartungen zum zukünftigen Strombedarf tendenziell höher ausfielen als aktuellere Prognosen. Diese Entwicklung lässt sich unter anderem auf die derzeitige konjunkturelle Schwäche sowie die unsichere Perspektive der industriellen Stromnachfrage in Deutschland zurückführen (vgl. BEE 2025).

Für das BAU-Szenario wird angesichts der aktuellen makroökonomischen Lage (schwache Industrie, Unternehmensabwanderung, drohende Rezession) nur ein geringer Zuwachs der Bruttostromnachfrage angenommen. Ausgehend von 510 TWh im Jahr 2024 wird ein Anstieg auf 575 TWh bis 2030 und auf rund 600 TWh bis 2035 erwartet.

Im ACE-Szenario wird ein höherer Gesamtstromverbrauch infolge verstärkter Elektrifizierung des Verkehrs-, Gebäude- und Wärmesektors angenommen. In Anlehnung an die McKinsey-Einschätzung steigt der Verbrauch auf 650 TWh im Jahr 2030 und 750 TWh für das Jahr 2035.

Im NZE-Szenario werden die höchsten Steigerungsraten für die zukünftige Stromnachfrage unterstellt. Hierfür wird sich an der Prognose von Agora Energiewende für ein klimaneutrales Deutschland im Jahr

¹² Angegebene Netto-Nachfrage, Umrechnung in Brutto-Nachfrage + 70 TWh (vgl. BEE 2025)

2045 orientiert, sodass der Verbrauch im Jahr 2030 auf 727 TWh und in 2035 auf 947 TWh ansteigt (vgl. Agora Think Tanks et al. 2024).

In allen Szenarien wird angenommen, dass der Stromverbrauch privater Haushalte prozentual stärker wächst als der allgemeine Verbrauch, insbesondere durch den zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen und Elektromobilität. Im BAU-Szenario steigt der Verbrauch der privaten Haushalte von 133 TWh im Jahr 2024 auf 175 TWh in 2035, während in ACE und NZE deutlich stärkere Zuwächse erwartet werden. Die zu erwartenden Bruttostromverbräuche der jeweiligen Szenarien sind in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11
Übersicht über die zu erwartende Bruttostromnachfrage

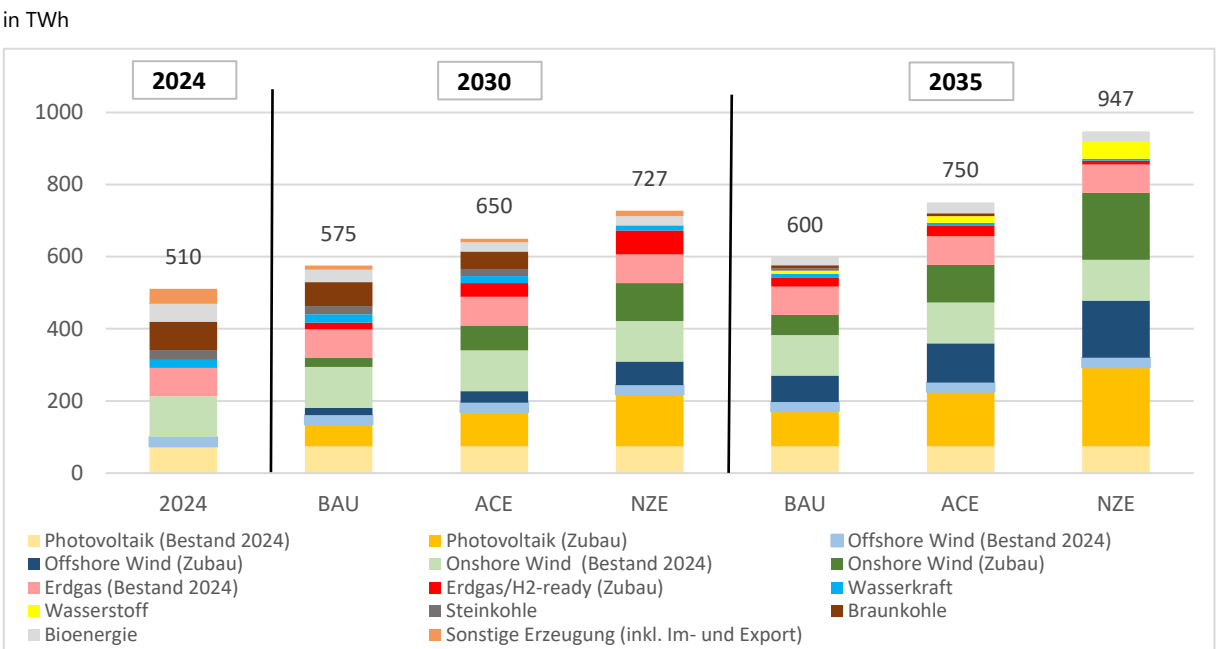
in TWh

Szenario	Aktuell (2024)	2030	2035	Jährliche Steigerung
BAU	510	575	600	1,50 %
ACE		650	750	3,50 %
NZE		727	947	5,50 %

Quelle: HKA

Basierend auf den in den Szenarien getroffenen Annahmen wird der zugehörige Erzeugungsmix prognostiziert. Da die Analyse von Agora Energiewende ein klimaneutrales Stromsystem im Jahr 2045 unterstellt, wurde der prognostizierte Erzeugungsmix für die Jahre 2030 und 2035 – mit geringfügigen Anpassungen – in das NZE-Szenario übernommen. Die Aufteilung ist in Abbildung 14 dargestellt.

Abbildung 14
Prognose des zukünftigen Erzeugungsmix



Quelle: HKA, Berechnung und Darstellung basierend auf Agentur für Erneuerbare Energien (2025), Agora Think Tanks et al. (2024)

Die Ausgestaltung des Erzeugungsmix variiert in den Szenarien vorrangig hinsichtlich des Anteils fossiler Energieträger sowie der Ausbaupfade erneuerbarer Energien.

Getrieben durch den gesetzlich festgelegten Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038, sowie steigende CO₂-Zertifikatspreise und dem Trend zur emissionsfreien/-ärmeren Stromerzeugung nimmt die Kohleverstromung in allen Szenarien bis 2035 ab (vgl. Bundesregierung 2023b). Im BAU-Szenario wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2035 weiterhin Strom durch Braun- und Steinkohle erzeugt wird. Im ACE-Szenario erfolgt ein dynamischerer Rückgang, während im NZE-Szenario ein vollständiger Kohleausstieg bereits bis 2030 unterstellt wird.

Der Ausbau erneuerbarer Energien verläuft je nach Szenario unterschiedlich ambitioniert. Im BAU-Szenario steigt ihr Anteil am Erzeugungsmix von 58 % im Jahr 2024 auf 65 % im Jahr 2030, im ACE-Szenario auf 70 %. Das von der Bundesregierung angestrebte Ziel eines Anteils von 80 % bis 2030 wird ausschließlich im NZE-Szenario unterstellt (vgl. BMWK 2024). In diesem Szenario werden zudem die für 2030 festgelegten Ausbauziele von 215 GW installierter Photovoltaikleistung sowie 10 GW zusätzlicher Onshore-Windkapazität pro Jahr realisiert (vgl. BMWK 2024; Agora Think Tanks et al. 2024). Bis 2035 steigt der Anteil erneuerbarer Energien am Erzeugungsmix auf 80 % im BAU, 84 % im ACE beziehungsweise 90 % im NZE-Szenario.

Die Bedeutung der Erdgasverstromung nimmt in allen drei Szenarien aufgrund geringerer Emissionen im Vergleich zu Braun- und Steinkohle und gleichzeitig steigenden CO₂-Preisen zu. Innerhalb des NZE-Szenarios wird erwartet, dass die im Rahmen der Kraftwerksstrategie geplante Bereitstellung von rund 20 GW zusätzlicher wasserstofffähiger Gaskraftwerkskapazität bis 2030 vollständig umgesetzt wird (vgl. CDU/CSU/SPD 2025).

Die prozentualen Erzeugungsanteile von Wasserkraft und Biomasse am Erzeugungsmix sind rückläufig, da keine zusätzlichen Kapazitäten gebaut werden. Aufgrund des steigenden Strombedarfs sinkt ihr relativer Anteil am Erzeugungsmix. Auch die Bedeutung von Importen wird bis 2035 aufgrund des zunehmenden Ausbaus von Speichern als rückläufig angenommen (vgl. Agora Think Tanks et al. 2024).

Zusammenführung – Prognose der Stromgestehungskosten

Die zuvor getroffenen Annahmen zur szenarioabhängigen Entwicklung des Erzeugungsmix in Deutschland bilden die Grundlage für die Prognose der Stromgestehungskosten bis zum Jahr 2035. Hierfür werden sämtliche Kosten der sogenannten realisierten Erzeugung¹³ und Speicherung auf jährlicher Basis berechnet und auf die Nettostromnachfrage verteilt. Für Neubauten werden die technologiespezifischen *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) ermittelt. Die LCOE berücksichtigen sowohl die Investitionsausgaben sowie die Betriebskosten (OPEX) der Anlage. Bestandskraftwerke werden nach Erreichen ihrer kalkulierten Amortisationsdauer ausschließlich mit den anfallenden Betriebskosten in die ökonomische Bewertung einbezogen. Dies ist beispielsweise bei Erneuerbare-Energien-Anlagen nach dem Auslaufen der 20-jährigen EEG-Förderung der Fall, ebenso bei bestehenden Gas- und Kohlekraftwerken nach Erreichen der Amortisationsdauer. Gekoppelt an den Zubau der erneuerbaren Energien werden auch notwendige Investitionen in den Ausbau von Speichern in die Berechnung einbezogen. Hierdurch wird die fluktuierende Einspeisung strukturiert, um den fortschreitenden Wegfall der steuerbaren Kapazitäten teilweise zu kompensieren und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

In Anlehnung an eine Analyse der UBS wird angenommen, dass in Abhängigkeit der Szenarien, zwischen 20–30 % der Onshore- und Photovoltaik (PV)-Neubauten mit der Errichtung von Großspeichern erfolgen, was in den entsprechend höheren LCOEs berücksichtigt wird (siehe Tabelle 12). UBS sieht die Kosten des Speicherzubaus in der Höhe von 30 % bei Onshore-Erzeugungskapazitäten bei rund 10 €/2024/MWh, das Fraunhofer ISE geht bei PV-Freiflächen von 20–30 €/2024/MWh zusätzlichen Kosten aus (vgl. Fraunhofer

¹³ Die realisierte Erzeugung umfasst Einspeisungen in das Netz der allgemeinen Versorgung (siehe auch Bundesnetzagentur, 2025).

ISE 2024; UBS 2025). Für die Berechnungen wird von zusätzlichen Kosten von rund 20 €/2024/MWh für den Speicherezubau ausgegangen.

In Tabelle 12 sind die verwendeten nominalen Stromgestehungskosten je Erzeugungsart dargestellt.

Tabelle 12
Technologiespezifische Kosten der Stromerzeugung

Kostenart	Erzeugungsart	nominal in €/MWh	
		2030	2035
Erneuerbare Technologien			
LCOE	Photovoltaik (Groß- und Freiflächen)	91	100
LCOE	Photovoltaik (Groß- und Freiflächen) inkl. Speicherezubau	113	124
LCOE	Onshore Wind	74	81
LCOE	Onshore Wind inkl. Speicherezubau	96	105
LCOE	Offshore Wind	94	103
OPEX	Erneuerbare Energien (Bestand)	technologieabhängig	
Konventionelle Technologien (basieren auf Aufnahmen zu Brennstoffpreisen und EUAs)			
LCOE	Gaskraftwerk (H2-ready, mit Gas)	140–156	142–160
LCOE	Gaskraftwerk (H2-ready, mit H2)	360	409
OPEX	Konventionelle Anlagen (Bestand)	technologieabhängig	

Anmerkungen: es wurden die gleichen Inflationsraten angenommen wie in Abbildung 3

Quelle: HKA, Berechnungen basierend auf Fraunhofer ISE (2024), Energie-Atlas Bayern (2022), Energie-Atlas Bayern (2023)

Die jährlichen längerfristigen Stromgestehungskosten werden berechnet, indem die technologiespezifischen Kosten der Stromerzeugung i ($K_{Erzeugung_{i,t}}$) mit dem jeweiligen Anteil an der realisierten Erzeugung ($x_{i,t} \in \%$) multipliziert werden. Dies wird für die beiden Stützjahre (t) 2030 und 2035 berechnet. Die notwendigen Speicherausbauten werden wie oben dargestellt anteilig bei dem Zubau der erneuerbaren Energien in den LCOEs mitberücksichtigt.

$$\text{Stromgestehungskosten } p_t = \sum_i x_{i,t} * K_{Erzeugung_{i,t}}$$

mit i = technologiespezifischer Index, t = 2030, 2035

Das gewählte Vorgehen unterscheidet sich somit von der Preisbildungslogik an Großhandelsmärkten. Das dort im Spotmarkt vorherrschende Merit-Order-Prinzip berücksichtigt nur die variablen Kosten der Erzeugung, wobei das marginale Kraftwerk den Preis bestimmt (Grenzkosten). Strom-Futures hingegen spiegeln, unter Berücksichtigung von Risiken und fundamentalen Faktoren, die Erwartungen an zukünftige Spotmarktpreise wider.

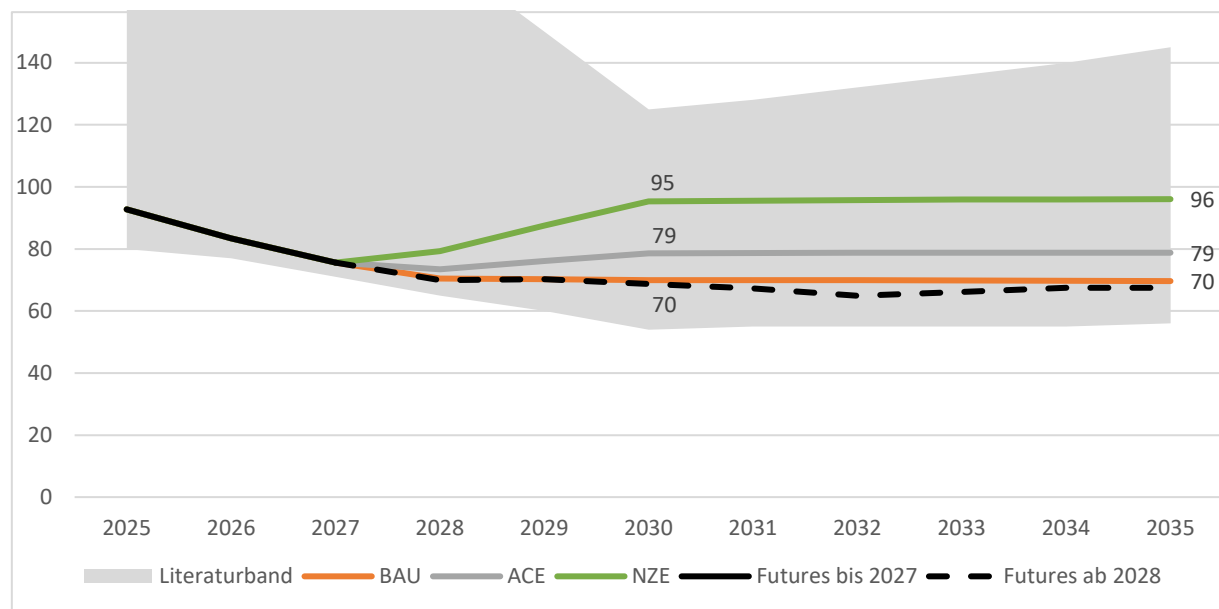
Die berechneten Prognosen für die durchschnittlichen Stromgestehungskosten, welche in Abbildung 15 dargestellt sind, liegen für alle Szenarien oberhalb der Futures-Preise. Dies bedeutet, dass beispielsweise Kapazitätzahlungen notwendig sind, um ein funktionierendes Energiesystem aufrechtzuerhalten und notwendige Investitionen zu incentivieren. Beispielsweise bietet das aktuelle Design des

Großhandelsmarkts („Energy-only-Market“) wenig Anreize für Investitionen in wasserstoffbetriebene Gaskraftwerke. Damit diese Investitionen trotzdem von der Privatwirtschaft angestoßen werden, sind ab 2025 Förderauktionen geplant.

Während im BAU-Szenario ein Preisniveau von rund 70 €/2024/MWh bis 2035 erwartet wird, ergeben sich für das ACE-Szenario höhere langfristige Stromgestehungskosten von rund 80 €/2024/MWh. Letztlich erhöhen sich die langfristigen Stromgestehungskosten im NZE-Szenario auf rund 95 €/2024/MWh bis 2035.

Abbildung 15
Prognose der langfristigen Stromgestehungskosten

real in €/2024/MWh



Anmerkungen: die Werte der Datenreihe Futures wurden mithilfe des 50-Tages-Durchschnitts von Futures zum Stichtag 12. Mai 2025 berechnet, das Literaturband wurde aus Dahlem (2024) und vbw/Prognos (2024) erstellt

Quelle: HKA

Entwicklung der Netznutzungsentgelte

Im Folgenden soll eine Abschätzung der Netznutzungsentgelte durchgeführt werden. Aktuell gibt es nur wenige Prognosen zu deren längerfristigen Entwicklung. Die Netzentgelte setzen sich im Wesentlichen aus den Investitionen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber (ÜNB und VNB) in den Ausbau, die Instandhaltung und Wartung der Stromnetze zusammen. Die Kostenbasis der ÜNB und VNB wird durch die Bundesnetzagentur geprüft und in eine Erlösobergrenze überführt. Die festgelegte Erlösobergrenze (in €) wird auf die erwartete Strommenge bezogen, woraus das Netzentgelt in ct/kWh resultiert.

Während die Kosten des Übertragungsnetzes auf alle Netznutzenden umgewälzt werden, tragen die Kosten des Verteilnetzes hauptsächlich Privat- und Gewerbekunden sowie die Industrie bei Nutzung bis zur Hochspannungsebene. Da für die ÜNB bereits eine Harmonisierung der Netzentgelte besteht, wird in dieser Betrachtung vereinfacht von einer deutschlandweiten Harmonisierung der Netzentgelte auch für die VNB ausgegangen. Ein erster Schritt wurde hierbei durch die von der Bundesnetzagentur festgelegte Verteilung der Mehrkosten gemacht, welche die Kosten in Netzen mit besonders viel erneuerbarer Stromerzeugung auf alle Verbraucherinnen und Verbraucher umlegt (vgl. Bundesnetzagentur 2024b).

Entwicklung der Investitionen der ÜNB und VNB

Aus einem Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur lässt sich ableiten, dass die Investitionsvolumina der Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber im Zeitraum der letzten zehn Jahre im Durchschnitt jährlich um 10 % angestiegen sind (vgl. Bundesnetzagentur 2024a). Gleichzeitig erwartet McKinsey mit Blick auf den Netzentwicklungsplan 2035 ein erforderliches Investitionsvolumen für den Ausbau der Transportnetze von rund 250 Mrd. € bis 2035. Für VNB werden Investitionen zwischen 120–160 Mrd. € bis 2035 erwartet (vgl. McKinsey & Company 2024).

Für die ÜNBs wird über die drei Szenarien ein notwendiges Investitionsvolumen in einer Spanne von 120–250 Mrd. € unterstellt, während für die VNBs von einem Investitionsvolumen bis 2035 zwischen 80–160 Mrd. € ausgegangen wird. Die angenommenen Werte sind im Einklang mit dem Netzentwicklungsplan sowie der Analyse von McKinsey (vgl. McKinsey & Company 2024).

Berechnung der Netzentgelte

In Anlehnung an das Vorgehen von Hinz et. al. (2014) kann die Berechnung des Netzentgelte für ein Jahr t näherungsweise durchgeführt werden, indem die anfallenden Kosten der ÜNB und VNB (Investitionen sowie Betriebskosten) $K_{Netz_{i,t}}$ auf den *Stromverbrauch* $_{i,t}$ der jeweiligen Spannungsebene umgelegt werden.

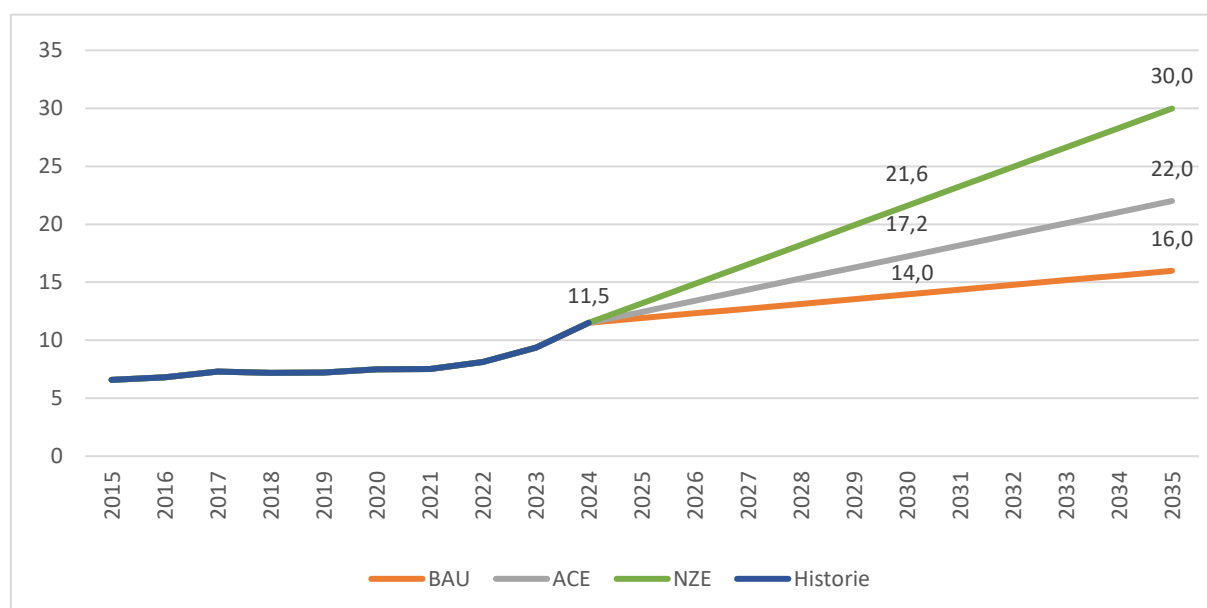
$$Netzentgelt(t) = \sum_i \frac{K_{Netz_{i,t}}}{Stromverbrauch_{i,t}}$$

mit i = Übertragungsnetz, Verteilnetz und t = 2030, 2035

Basierend auf der Formel ergibt sich mit den getroffenen Annahmen zu zukünftigen Netzkosten und Stromverbrauch die in Abbildung 16 dargestellte Entwicklung der Netzentgelte für Privatkunden.

Abbildung 16
Prognose der Netzentgelte für Strom für Privatkunden

nominal in ct/kWh



Quelle: HKA, historische Daten basierend auf BDEW (2025d)

Für alle drei Szenarien wird vergleichbar mit der Prognose von McKinsey im Jahr 2030 ein deutlicher Anstieg der Netzentgelte auf 14–22 ct/kWh erwartet. Für das Jahr 2035 wird im NZE-Szenario aufgrund

des massiven Ausbaus von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten ein Netzentgelt von rund 30 ct/kWh unterstellt, was dem 2,8-fachen der aktuellen Entgelte entspricht. McKinsey erwartet innerhalb einer Analyse Netzentgelte in einer ähnlichen Größenordnung (vgl. McKinsey & Company 2024).

Im Zuge der Einordnung muss jedoch auch darauf hingewiesen werden, dass etwaige Subventionierungen der Investitionen durch die Bundesregierung nicht berücksichtigt wurden. Sollten von Seiten der Bundesregierung die Investitionen für ÜNBs/VNBs unterstützt oder gewisse Volumina durch den Bundeshaushalt finanziert werden, würde dies zu einer Senkung der Netzentgelte führen. Die aktuellen Diskussionen zur Vereinheitlichung und Dynamisierung der Netzentgelte zeigen, dass es weiteres Optimierungspotenzial gibt, aus dem sich perspektivisch Kostensenkungen ergeben könnten (vgl. Bundesnetzagentur 2025).

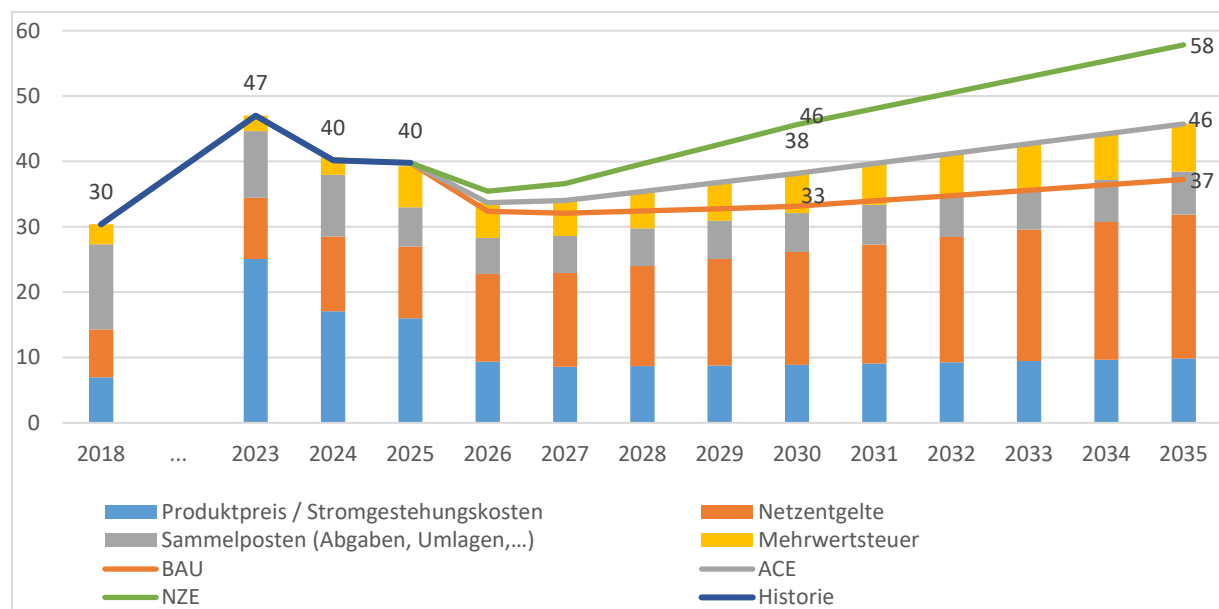
Zusammenführung zukünftig zu erwartender Privatkundenstrompreise

Basierend auf den untersuchten Entwicklungen der Produktpreise und Netzentgelte sowie der Annahme, dass die übrigen Bestandteile und Umlagen des Strompreises real konstant bleiben, wird eine Preisprognose für den Privatkundenstrompreis bis 2035 erstellt.

Bei der Preiskomponente Produktpreis werden die jährlichen zu erwartenden langfristigen Stromgestehungskosten verwendet. Bei der Berechnung des Privatkundenstrompreises werden keinerlei Beschaffungsstrategien seitens der EVU sowie deren Auswirkungen berücksichtigt, es werden die durchschnittlichen Stromgestehungskosten als Produktpreis unterstellt.

Abbildung 17
Entwicklung des Strompreises für Privatkunden

nominal in ct/kWh



Quelle: HKA, historische Daten basierend auf BDEW (2025d)

In Abbildung 17 sind die Preisverläufe der Szenarien sowie die Preiszusammensetzung beispielhaft für das ACE-Szenario dargestellt. Es wird deutlich, dass es szenarioabhängig zu unterschiedlichen Entwicklungen kommen kann. Während in BAU lediglich ein leichter Anstieg auf 37 ct/kWh in 2035 erwartet wird, verteuert sich der Strompreis in ACE und NZE deutlich. Für das NZE-Szenario wird in 2035 ein Preis von 58 ct/kWh prognostiziert, während innerhalb des ACE-Szenario ein Preisniveau von 46 ct/kWh in 2035 erwartet wird. Maßgeblicher Treiber werden die zukünftigen Netznutzungsentgelte sein, welche

aufgrund der notwendigen geplanten Investitionen in die Übertragungs- und Verteilnetze deutlich ansteigen. Während in 2023 deren Anteil am Strompreis bei lediglich 22 % lag, steigt dieser in 2035 für das Szenario NZE auf rund 50 % an. Vergleicht man die zu erwartenden Preise mit dem Niveau der Energiekrise wird deutlich, dass in den Szenarien ACE und NZE Preise auf beziehungsweise über dem Niveau der Jahre 2022 und 2023 erwartet werden. Lediglich in BAU-Szenario wird von einem niedrigeren Preisniveau ausgegangen.

Die zukünftige Bundesregierung strebt an, die Energiepreise für Unternehmen und Verbraucherinnen und Verbraucher um mindestens fünf Cent pro kWh zu senken. Erreicht werden soll dies im Zuge einer Senkung der Stromsteuer sowie der Reduktion von Umlagen und Netzentgelten (vgl. CDU/CSU/SPD 2025). Zudem zeigen aktuelle Studien, dass durch eine neue Prioritätensetzung und eine bedarfsorientierte Skalierung des Energiesystems rund 1,5 Billionen Euro bei der Umsetzung der Energiewende in Deutschland eingespart werden könnten (vgl. E.ON SE 2025). Diese Einsparungen würden sich folglich auch auf die Preisentwicklung für Privatkunden auswirken.

4 Belastungswirkung warmer Nebenkosten

Die gestiegenen Energiepreise während der Energiekrise sowie die zu erwartenden zukünftigen Preissteigerungen können zu finanziellen Belastungen der verschiedenen Akteursgruppen führen. In diesem Kapitel wird das Ausmaß dieser Belastungen sowohl qualitativ als auch quantitativ analysiert und insbesondere auf die Heterogenität zwischen und innerhalb der Akteursgruppen eingegangen. Der Fokus liegt hier auf den direkten Folgen der gestiegenen Energiepreise, indirekte Folgen wie beispielsweise Effekte auf den Arbeitsmarkt sind nicht Gegenstand der Untersuchung. Die beobachteten Belastungen, insbesondere der Energieversorger und des Wohnungswesens, können dabei schon Verhaltensanpassungen und gegebenenfalls auch Effekte von staatlichen Entlastungsmaßnahmen beinhalten. Diese werden in den Kapiteln 5 und 6 nochmals detaillierter analysiert.

4.1 Energieversorger

Um die Auswirkungen der Energiekrise in den Jahren 2022 und 2023 auf die Ergebnis- beziehungsweise Finanz- und Liquiditätssituation von Energieversorgungsunternehmen (EVU) zu bestimmen, werden die EVU nach den in Abschnitt 2.1 erläuterten Kriterien unterschieden.

4.1.1 Analyse der Geschäftsfelder von EVU

Zunächst werden die potenziellen Belastungen für die typischen Geschäftsfelder eines Energieversorgungsunternehmens während der Krise untersucht. In Abhängigkeit der Geschäftsaktivitäten werden Auswirkungen auf Ergebnis und Liquidität qualitativ bewertet. Hierbei fließen ebenfalls die Erkenntnisse aus den im Rahmen des Projektes durchgeführten Experteninterviews ein.¹⁴ Eine Übersicht der Geschäftsfelder findet sich in Tabelle 13.

Stadtwerke, welche typischerweise längerfristig Energieträger mithilfe von Terminkontrakten finanziell absichern beziehungsweise beschaffen, konnten durch den Strom- und Gasvertrieb über Sonderverträge weitgehend stabile Margen erzielen, auch innerhalb der Energiekrise. Die langfristigen Beschaffungsverfahren führten aufgrund der bereits frühzeitig beschafften Mengen zu einem weniger starken Anstieg der Beschaffungskosten des Portfolios. Dies hatte gleichzeitig zur Folge, dass die Preisanpassungen für Privatkunden vergleichsweise moderat ausfielen.

Aufgrund von Insolvenzen mehrerer Energie-Discounter, also reiner Vertriebsunternehmen, kam es zu einem unerwarteten Anstieg der Kundenzahlen in der Grund- und Ersatzversorgung. Hintergrund ist, dass Strom- und Gaskunden, deren ursprünglicher Energieversorger die Belieferung eingestellt hat, automatisch vom zuständigen Grundversorger übernommen werden – in vielen Regionen übernehmen diese Rolle die Stadtwerke. Die zusätzlichen Kunden waren für die Unternehmen nicht vorhersehbar, sodass hierfür auch keine Mengen im Voraus eingekauft wurden. Aus diesem Grund mussten zusätzliche Volumina kurzfristig beschafft werden, die dadurch stark gestiegenen Beschaffungskosten konnten jedoch nicht in vollem Umfang an die Endverbraucherinnen und Endverbraucher weitergegeben werden. Hieraus ergab sich ein deutlich negativer Effekt auf die Margen dieses Vertragstyps.

Die sogenannten Energiepreisbremsen¹⁵ stellten die Energieversorger und speziell die reinen Vertriebsunternehmen auch vor Herausforderungen in Bezug auf die finanzielle Liquidität. Vereinzelt wurden

¹⁴ Insgesamt wurden mit zehn Energieversorgungsunternehmen Experteninterviews durchgeführt. Die interviewten Unternehmen können der Gruppe der integrierten EVU zugeordnet werden und waren größtenteils Stadtwerke.

¹⁵ Die Energiepreisbremsen sollten Haushalte und Unternehmen vor stark steigenden Energiekosten schützen, indem für 80% des bisherigen Verbrauchs von Strom, Gas und Wärme ein staatlich festgelegter Höchstpreis galt und der Staat die Differenz zum Marktpreis übernahm (vgl. BMWK 2022e).

innerhalb der durchgeführten Interviews zusätzliche Liquiditätsbedarfe im Zuge der Preisbremsen angeführt. Dieser entstand, da die eingekauften (zusätzlichen) Energiemengen vom EVU sofort bezahlt werden mussten, während die staatliche Erstattung im Rahmen der Energiepreisbremse teilweise zeitverzögert erfolgte. Hieraus ergab sich ein temporärer, zusätzlich notwendiger Liquiditätsbedarf, welcher überbrückt werden musste (vgl. EY/BDEW 2023).

Eine operative Herausforderung für EVU stellte der hohe administrative Aufwand dar, insbesondere im Zusammenhang mit Preisanpassungen im Privatkundensegment. Zusätzlich mussten die eingeführten Preisbremsen in kürzester Zeit in die internen Abrechnungssysteme integriert werden. Insbesondere die gesetzlichen Informationspflichten sowie die schriftliche Benachrichtigung der Kunden über Preisanpassungen führten regelmäßig zu einer Überlastung des Kundenservices.

Aus Sicht der Energieversorger war die Unsicherheit der Gesamtsituation im Energiemarkt eine große Herausforderung. Es traten innerhalb kürzester Zeit multiple Risiken (operative, Markt-, und Kreditrisiken) mit Wechselwirkungen auf. Das Risikomanagement und die Prüfung von bisherigen Beschaffungs- und Absicherungsinstrumenten für den Einkauf von Energieträgern gewannen stark an Relevanz.

Bei dem Betrieb von Strom- und Gasnetzen handelt es sich um ein reguliertes Geschäftssegment, sodass es zu keinen gravierenden Ergebnisauswirkungen kam. Dennoch ergaben sich im Zuge der Energiekrise in diesem Bereich kleinere Sondereffekte. Aufgrund der deutlich gestiegenen Preise, der damit verbundenen Einsparmaßnahmen von Haushalten (siehe dazu auch Abschnitt 4.3.3) und Industrie sowie eines sehr milden Winters war der Energieverbrauch insbesondere im Krisenjahr 2022 deutlich niedriger als in den Vorjahren. Da die Netznutzungsentgelte teilweise auch von den verbrauchten Energiemengen abhängen, konnten hieraus auch kleinere Ergebniseinbußen entstehen.

In der Stromerzeugung zeigten sich im Bereich der erneuerbaren Energien teilweise positive Ergebniseffekte, da diese von den gestiegenen Marktpreisen profitieren konnten – etwa bei der Vermarktung von Strommengen außerhalb der EEG-Vergütung. Im Gegensatz dazu zeigten bereits durchgeführte Analysen auch, dass Energieerzeuger beziehungsweise Betreiber von Kraftwerken durch bereits im Terminmarkt verkaufte Strommengen negative Effekte in der Liquidität aufgrund von hohen Margining-Verpflichtungen hatten (vgl. Lehrbass/Römmich/Sparla 2023).

Es ist davon auszugehen, dass die Wasserwirtschaft weitgehend stabile Erträge erwirtschaftet hat und von der Energiekrise kaum betroffen war. Insbesondere bei Stadtwerken lassen sich darüber hinaus weitere Teilbereiche wie etwa Bäderbetriebe nennen, deren Einfluss auf das Geschäftsergebnis jedoch gering ist und die teilweise quersubventioniert werden.

Tabelle 13

Indikative Auswirkungen der Energiekrise auf Geschäftsfelder eines EVU

Bereich	Indikative Auswirkungen auf Ergebnis/Liquidität
Strom-/Gasvertrieb (über Terminmarkt abgesicherte Mengen)	Ergebnis: neutral
	Liquidität: neutral/positiv
	Ergebnis: negativ
Strom-/Gasvertrieb (nicht durch Terminmarkt abgesicherte Mengen)	Liquidität: neutral/negativ (beispielsweise verstärkte Zukäufe am Spotmarkt)
Netzbetrieb (Strom und/oder Gas)	Neutral/leicht negativ
	Ergebnis neutral/positiv
Stromerzeugung	Liquidität neutral/negativ
Wasserwirtschaft, weitere Teilbereiche (Bäderbetriebe, ÖPNV etc.)	Neutral

Quelle: HKA, Darstellung in Anlehnung an Kuhn (2023: 4)

Zusammenfassend ist festzustellen, dass es insbesondere bei integrierten EVU oft zu keinen signifikanten Verwerfungen im Geschäftsergebnis sowie der finanziellen Lage kam. Diese Einschätzung wird unter

anderem auch durch eine Umfrage des Instituts für den öffentlichen Sektor (2023) sowie Analysen von BDEW/EY (2023) gestützt. Die Situation von reinen Vertriebsunternehmen hingegen war teilweise kritisch und wird gesondert thematisiert (vgl. Institut für den öffentlichen Sektor 2023; EY/BDEW 2022).

4.1.2 Analyse der Bonitätsentwicklung

Basierend auf Daten der Wirtschaftsauskunftei Creditreform wird die Bonitätsentwicklung von EVU analysiert. Der Datensatz enthält den Bonitätsscore sowie die Umsatzwerte für die Jahre 2019, 2023 und 2025 für eine Stichprobe von 150 EVU. Die EVU wurden gemäß der in Tabelle 1 dargestellten Klassifizierung in kommunale und nicht kommunale Energieversorger unterteilt und deren mittlere Bonitätsscores berechnet. Je höher der Score, desto größer ist das Insolvenzrisiko¹⁶. Die Ergebnisse sind in Tabelle 14 abgebildet. Unter Berücksichtigung der zeitlichen Entwicklung des mittleren Bonitätsscores lässt sich über den gesamten Erhebungszeitraum hinweg keine signifikante Verschlechterung der Kreditwürdigkeit feststellen¹⁷.

Tabelle 14

Entwicklung des Bonitätsscores für kommunale und nicht kommunale EVU

Jahr	Mittlerer Bonitätsscore kommunale EVU	Mittlerer Bonitätsscore nicht kommunale EVU
2019	191	212
2023	186	205
2025	183	205

Quelle: HKA, Berechnungen basierend auf Daten von Creditreform

Da hier jedoch lediglich der Mittelwert betrachtet wird, ist darauf hinzuweisen, dass es auch EVU in beiden Gruppen gab, deren Bonitätsscore sich entgegen dem in der Stichprobe beobachteten Trend verschlechtert hat und die mit erheblichen wirtschaftlichen Herausforderungen zu kämpfen hatten. Eine negative Entwicklung wurde insbesondere bei Unternehmen ohne ausreichende Expertise im Risikomanagement begünstigt. Zugleich zeigt sich, dass EVU mit einem robusten Risiko- und Portfoliomanagement sogar teilweise in der Lage waren, von den ausgeprägten Preisvolatilitäten während der Krise zu profitieren.

Wie in Tabelle 14 zu erkennen ist, weisen kommunale EVU über den gesamten betrachteten Zeitraum eine bessere Bonität auf als nicht kommunale EVU. Mögliche Gründe sind neben Ausgleichseffekten aus mehreren Geschäftsfeldern, wie beispielsweise dem regulierten Verteilnetzgeschäft, positive Effekte durch längerfristige Beschaffungsstrategien. Zudem haben kommunale EVU eine stabile Eigentümerstruktur, welche aus Bonitätssicht positiv gewertet wird. Es ist denkbar, dass staatliche Unterstützungsmaßnahmen wie zum Beispiel Schutzschirme in den Jahren 2022 und 2023 sowie die Verstaatlichung von Uniper, durch die das Insolvenzrisiko von Energieversorgungsunternehmen, insbesondere von Stadtwerken, deutlich reduziert wurde, einen Einfluss auf die Entwicklung der Bonitätsscores hatte. Eine Erläuterung der staatlichen Unterstützungsmaßnahmen erfolgt in Abschnitt 5.1.

In einem dritten Schritt wurde die Entwicklung der Bonität für kommunale EVU in Abhängigkeit ihrer Größe näher beleuchtet. Insgesamt lässt sich feststellen, dass sich die Bonität für mittlere/große EVU

¹⁶ Der Bonitätsscore liegt in einem Intervall zwischen 100 – 500, 100 steht für eine ausgezeichnete Bonität, ein Wert von 500 (600) steht für einen Zahlungsausfall (Insolvenz).

¹⁷ Ein Unternehmen der Gruppe „reine Vertriebsunternehmen“ in der Stichprobe ist im Zeitraum 2023 – 2025 insolvent gegangen. Bei der Berechnung der Werte in Tabelle 14 wurde das Unternehmen vollständig berücksichtigt (für das Jahr 2025 mit dem Wert 600). Sofern man den Bonitätsscore des insolventen EVU nicht berücksichtigt, ergeben sich für nicht kommunale EVU Mittelwerte von 211 (2019), 204 (2023) bzw. 200 (2025).

leicht positiver im Vergleich zu kleinen EVU entwickelt hat. Dies kann durch ein diversifizierteres Geschäftsmodell begründet werden.

4.1.3 Analyse der Insolvenzen

Einige Energieversorger wie zum Beispiel Kehag Energiehandel, Dreischtrom, EnQu oder Otima haben gegen Ende des Jahres 2021 und zu Beginn des Jahres 2022 Insolvenz angemeldet. Bei der Betrachtung der genannten Energieversorger wird deutlich, dass die Insolvenzen weitestgehend bei der Kategorie der reinen Vertriebsunternehmen und speziell bei sogenannten Energie-Discountern vorgefallen sind. Energie-Discounter verfolgen meist eine kurzfristig ausgerichtete Beschaffungsstrategie, da das Geschäftsmodell stark auf die Akquise wechselwilliger Kunden ausgerichtet ist. In diesem Zuge werden die benötigten Mengen durch kurzfristige Termingeschäfte oder über den Spotmarkt beschafft (siehe dazu auch Abschnitt 2.1).

Die Gründe für die Insolvenzen waren hauptsächlich die bereits in 2021 gestiegenen Großhandelspreise der Energieträger. Anbieter wie *EnQu* beschafften ihre Energie in der Vergangenheit größtenteils kurzfristig beziehungsweise am Spotmarkt (vgl. Wirtschaftswoche 2022). Gleichzeitig bieten sie ihren Kunden jedoch langfristige Lieferverträge mit Preisgarantien an. Die enorm gestiegenen Beschaffungskosten konnten nicht im vollen Umfang an die Endkunden weitergegeben werden und führten zu starken Margeneinbußen sowie defizitären Verträgen (vgl. Handelsblatt 2021; Lindgen 2022).

Die während der Energiekrise gestiegene Anzahl an Insolvenzen zeigt sich auch in den Daten der Monitoringberichte. Im Jahr 2022 stellten 21 Energielieferanten die Belieferung der Haushaltskunden ein. Darunter waren fünf reine Gaslieferanten. Im darauffolgenden Jahr 2023 beendeten 13 Strom- und Gaslieferanten die Belieferung (vgl. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt 2024). Im Gegensatz dazu wurde im Bericht für das Jahr 2021 keine Insolvenzen explizit erwähnt, die Zahl der Stromanbieter in Deutschland im Jahr 2021 nahm (147 Lieferanten) gegenüber 2020 (142 Lieferanten) sogar etwas zu (vgl. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt 2022). Ein wesentlicher Faktor sind hierbei die gefallenen Großhandelspreise, die den Eintritt neuer Anbieter begünstigen, da diese aufgrund geringerer Beschaffungskosten wettbewerbsfähige Preise anbieten können.

4.2 Wohnungswesen

In diesem Abschnitt soll die Belastung der Vermietendenseite näher betrachtet werden. Vermietende können zwischen Mietenden und Energieversorgern eine Mittlerrolle einnehmen, wenn die Mietenden nicht selbst für die Versorgung mit Energie verantwortlich sind. Dies ist üblicherweise bei Gebäuden mit Zentralheizung oder Fernwärmeanschluss der Fall, die etwa 79 % des Mietwohnungsbestands ausmachen (vgl. Destatis 2024c).¹⁸ Gemäß einer im Januar 2023 in Nordrhein-Westfalen (NRW) durchgeführten Umfrage unter Wohnungsgenossenschaften, Wohnungsunternehmen und privaten Kleinstvermietenden ist dies bei Kleinstvermietenden noch häufiger als bei Wohnungsunternehmen und -genossenschaften der Fall (vgl. NRW.Bank 2023a). Sind die Kosten für Energie unerwartet hoch, zum Beispiel durch stark gestiegene Preise, muss die Vermietendenseite, je nach vereinbarten Vertragskonditionen mit dem Energieversorger, in Vorleistung gehen, was zu Liquiditätsengpässen führen kann. Des Weiteren steigt die Gefahr von Zahlungsrückständen oder gar -ausfällen auf Seite der Mietenden, die auf der Vermietendenseite für zusätzliche Belastungen sorgen können.

¹⁸ In diesem Fall zahlen die Mietenden einen monatlichen Abschlag (Nebenkostenvorauszahlung) an die Vermieterin oder den Vermieter. Einmal pro Jahr wird die Differenz zwischen den monatlich gezahlten Abschlägen und den tatsächlich angefallenen Energiekosten im Rahmen der Nebenkostenabrechnung beglichen. Zu diesem Zeitpunkt kann die Vermieterseite auch die Höhe der monatlichen Abschläge anpassen. Zu anderen Zeitpunkten kann dies nur mit Zustimmung der Mieterseite passieren.

Die Anzahl der beantragten Insolvenzen im Grundstücks- und Wohnungswesen stieg in 2023 im Vergleich zum Vorjahr um 52 % an, auch verglichen mit den Insolvenzanträgen aller Wirtschaftszweige ein überproportional starker Zuwachs (vgl. Destatis 2024d; Destatis 2024e). Der betrachtete Wirtschaftszweig beinhaltet allerdings auch den Bereich Kauf und Verkauf von Immobilien und damit neben Wohnungsunternehmen auch Dienstleister wie Immobilienmakler. Da sich der Immobilienmarkt im Zuge der Energiekrise deutlich abkühlte, ist es ebenso denkbar, dass nicht (nur) Wohnungsunternehmen, sondern auch andere Unternehmen des Wirtschaftszweigs Grundstücks- und Wohnungswesen den Anstieg der Insolvenzen verursacht haben können. Das Wohnungsunternehmen auch betroffen waren, zeigt ein Blick auf das subjektive Geschäftsklima. Während fast 80 % der befragten Wohnungsunternehmen in Bayern die allgemeine Geschäftslage Ende 2021 als gut oder sehr gut bezeichneten, sank dieser Anteil Ende 2022 schon auf 58 % (2023: 57 %). Der Anteil der Wohnungsunternehmen, die die Geschäftslage als schlecht oder sehr schlecht bezeichneten, vervielfachte sich im selben Zeitraum von 1,3 % auf 6,3 % (2023: 9 %) (vgl. VdW Bayern 2021, 2022, 2023).

4.2.1 Liquiditätsengpässe und Energiekostenvorauszahlungen

Die Gründe für das eingetrübte Geschäftsklima waren jedoch vielfältig. In einer im August 2022 durch den Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V. (GdW) geführten Umfrage berichteten 38 % der befragten Wohnungsunternehmen von Liquiditätsengpässen.¹⁹ Bis zu 22 % schätzten die Entwicklung sogar als existenzbedrohend ein (vgl. GdW 2022). Im Januar 2023 hielten in einer über den GdW-Regionalverband in Nordrhein-Westfalen (NRW) durchgeführten Umfrage noch 16 % der Wohnungsunternehmen das Eintreten eines Liquiditätsengpasses für wahrscheinlich (vgl. NRW.Bank 2023a).

Dabei hing die Beanspruchung der Liquidität sehr stark von den Konditionen und Laufzeiten der Verträge mit dem Energieversorger ab. Im Juli 2022 gaben 86 % der in Bayern befragten Wohnungsunternehmen an, eine Preisbindung bei der Gasversorgung vereinbart zu haben (vgl. VdW Bayern 2022). Ähnliche Zahlen berichteten Wohnungsunternehmen aus NRW (85 %) (vgl. NRW.Bank 2023a). In diesen Fällen hatten Wohnungsunternehmen mehr Zeit, die Nebenkostenvorauszahlungen anzupassen, bevor die deutlich höheren Preise für Gas an den Versorger gezahlt werden mussten. Ausnahmen bilden leerstehende Wohnungen. Diese verursachen laufende Energiekosten, die nicht auf Mietende umgelegt werden können. Insbesondere in strukturschwachen und ländlichen Regionen können diese einen relevanten Anteil des Gebäudebestand eines Wohnungsunternehmen ausmachen. So lag die Leerstandsquote unter den GdW Unternehmen in den neuen Bundesländern im Jahr 2022 mit 6 % dreimal so hoch wie in den alten Bundesländern, in Sachsen-Anhalt sogar bei fast 10 % (vgl. GdW 2023b). Wohnungsunternehmen mit hohen Leerstandsquoten und ohne Preisbindung beim Versorger waren daher besonders stark betroffen.

Besonders große Wohnungsunternehmen haben teilweise sogar gesonderte Konditionen mit Energieversorgern vereinbart. Im Interview berichtete VIVAWEST, dass mit dem Energieversorger der Einkauf in einem rollierenden 12 Monatstranchen-Modell vereinbart wurde, in dem Gas ein Jahr im Voraus eingekauft wird. Zusätzlich wurden Versicherungen gegen Mengenschwankungen abgeschlossen. So konnte VIVAWEST die Preissteigerung für ihre Mietenden im Jahr 2022 auf 16 % begrenzen. Kleinen Wohnungsunternehmen und insbesondere Kleinstvermietenden fehlt dagegen sowohl der Grad an Professionalisierung als auch die Verhandlungsposition gegenüber dem Energieversorger, um solche Sonderkonditionen auszuhandeln.

¹⁹ Der GdW ist mit etwa 3.000 Mitgliedsunternehmen der größte Verband der Wohnungswirtschaft in Deutschland. Wohnungsgenossenschaften (etwa 66 %) und kommunale Wohnungsunternehmen (etwa 27 %) stellen einen Großteil der Mitglieder und etwa 78 % der Mitgliedswohnungen (vgl. GdW 2023b).

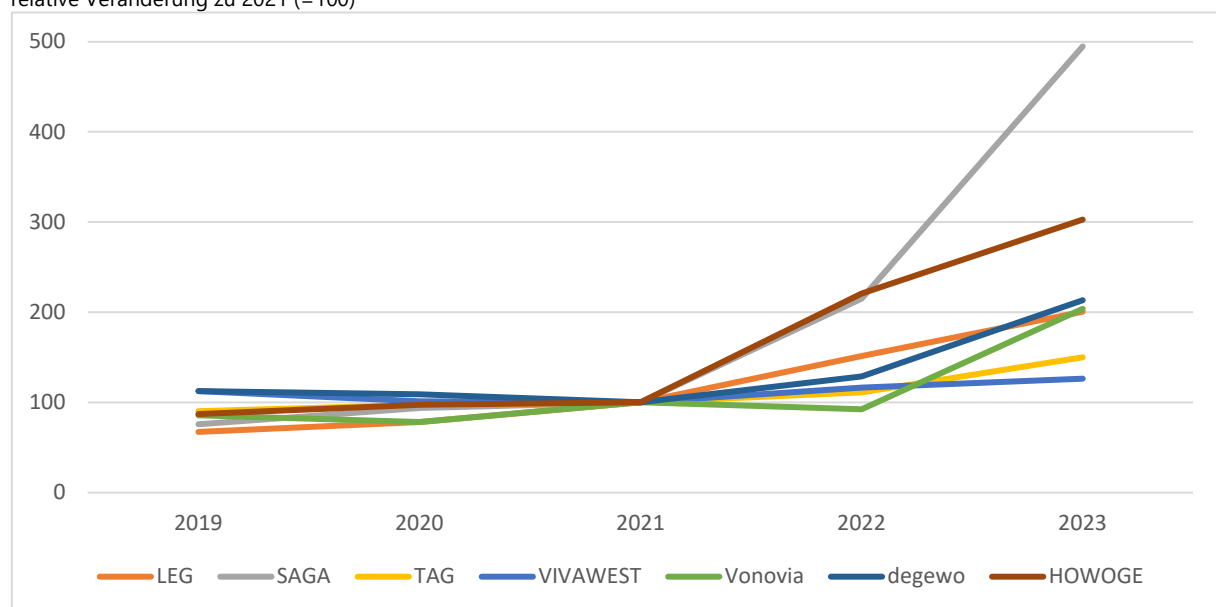
Für vermietende Privatpersonen waren daher umso mehr die Laufzeiten und die Preisgarantien der Verträge mit dem Energieversorger entscheidend. Mit 46 % gaben sie im Vergleich zu den Wohnungsunternehmen deutlich häufiger an, keine Preisbindung mit dem Energieversorger vereinbart zu haben (vgl. NRW.Bank 2023a). Ihre Liquidität könnte daher deutlich stärker und auch früher durch gestiegene Vorauszahlungen an den Energieversorger beeinträchtigt worden sein. Dennoch befürchteten nur 23 % der privaten Kleinstvermietenden das Auftreten von Liquiditätsengpässen, geringfügig mehr als bei den Wohnungsunternehmen (vgl. NRW.Bank 2023a). Dem Eigentümerverband Haus & Grund sind zudem nur wenige Fälle von Liquiditätsproblemen bei vermietenden Privatpersonen bekannt.

4.2.2 Ausstehende Mietforderungen und Mietausfälle

Neben den Energievorauszahlungen an den Versorger können auch Zahlungsschwierigkeiten der Mietenden die Liquidität der Vermietenden gefährden, wenn Mieten oder Nebenkosten nicht fristgerecht gezahlt werden können. Aus den Geschäftsberichten der sieben größten deutschen Wohnungsunternehmen mit jeweils mindestens 60.000 Wohneinheiten ist zu entnehmen, dass sich das Volumen der ausstehenden Forderungen aus Vermietung in den Jahren 2022 und 2023 teilweise vervielfacht hat (siehe Abbildung 18). Im Durchschnitt stiegen die ausstehenden Forderungen im Jahr 2022 um 40 % gegenüber dem Vorjahr, im Jahr 2023 standen sogar 120 % mehr Forderungen aus als vor Beginn der Energiekrise.

Abbildung 18
Ausstehende Mietforderungen der größten Wohnungsunternehmen

relative Veränderung zu 2021 (=100)



Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf LEG (2021, 2022, 2023, 2024), SAGA (2021, 2022, 2023, 2024), TAG (2021, 2022, 2023, 2024), VIVAWEST (2021, 2022, 2023, 2024), Vonovia (2021, 2022, 2023, 2024), degewo (2021, 2022, 2023, 2024), HOWOGE (2021, 2022, 2023, 2024)

Insbesondere die kommunalen Wohnungsunternehmen, SAGA Unternehmensgruppe (+395 % Ende 2023), HOWOGE Wohnungsbaugesellschaft (+203 %) und degewo AG (+113 %), waren von Zahlungsrückständen der Mietenden betroffen (vgl. SAGA 2022, 2023, 2024; HOWOGE 2022, 2023, 2024; degewo 2022, 2023, 2024). Da kommunale Wohnungsunternehmen häufig der Daseinsvorsorge verpflichtet sind, ist davon auszugehen, dass ihre Wohnungen häufiger an einkommensschwache Haushalte, die durch fehlende Rücklagen in Zeiten starker Inflation schneller in Zahlungsschwierigkeiten geraten, vermietet werden. Trotz dieses zum Teil enormen Anstieges bergen die Zahlungsrückstände für große Wohnungsunternehmen vermutlich kein existenzgefährdendes Liquiditätsrisiko. So bildeten die ausstehenden

Forderungen der SAGA Unternehmensgruppe im Jahr 2023 trotz der Verfünfachung mit 20,471 Mio. € weniger als 8 % des Gewinns vor Steuern (EBT) (vgl. SAGA 2024).

Bei kleineren Wohnungsunternehmen und vor allem bei privaten Kleinstvermietenden können Zahlungsrückstände allein schon wegen des geringeren Maßes an Diversifizierung zu größeren Liquiditätsproblemen führen. In einer Umfrage des VdW Bayern unter 175 Mitgliedsunternehmen mit durchschnittlich 1.571 Wohneinheiten, also deutlich weniger als die bilanziell untersuchten größten Wohnungsunternehmen oben, erwarteten immerhin 44 % Zahlungsverzögerungen oder -ausfälle bei mehr als 10 % der Mieterschaft. 15 % der Unternehmen glaubten sogar, dass mehr als 20 % der Mietenden Zahlungsschwierigkeiten haben werden (vgl. VdW Bayern 2022). Private Kleinstvermietende erwarteten vergleichsweise seltener Zahlungsschwierigkeiten ihrer Mietenden (vgl. NRW.Bank 2023a). Ein möglicher Grund könnten auch hier die besseren finanziellen Voraussetzungen der Mietenden sein. So werden bei privaten Vermietenden deutlich seltener Miet- oder Nebenkosten durch staatliche Institutionen übernommen als bei Wohnungsunternehmen (vgl. NRW.Bank 2023a).

Verglichen mit dem Liquiditätsrisiko wurde das Risiko durch eine große Zahl an Mietausfällen und anderen Zahlungsschwierigkeiten der Mietendenseite für das Unternehmen als noch größer angesehen (vgl. VdW Bayern 2022). Während Energiekostenvorauszahlungen und verspätete Nebenkosten- oder Mietzahlungen aus Sicht der Vermietendenseite temporärer Natur sind, führen Mietausfälle zu Verlusten, die auch nicht zu einem späteren Zeitpunkt ausgeglichen werden. Tatsächlich betrugen die Mietausfälle bei Mitgliedsunternehmen des GdW im Jahr 2022 3,8 % und im Jahr 2023 3,7 % der Soll-Miete. Auch hier waren strukturschwächere Gebiete und kommunale Wohnungsunternehmen von höheren Ausfallraten betroffen (vgl. GdW 2023b, 2024b). Insgesamt berichteten in eigens durchgeführten Experteninterviews aber weder VIVAWEST als großes Wohnungsunternehmen, noch der Eigentümerverband Haus & Grund, oder der Verband der Immobilienverwalter VDIV von einer großen Anzahl an Miet- und Nebenkostenzahlungsausfällen oder damit verbundenen großflächigen finanziellen Belastungen für vermietende Privatpersonen oder Wohnungsunternehmen. Entgegen den zuvor geäußerten Befürchtungen berichteten im August 2023 nur 3 % der befragten Wohnungsunternehmen in NRW von tatsächlich eingetretenen Ausfällen und Stundungsanfragen für die monatlichen Abschläge, „die das sonst übliche Maß in erheblicher Weise übersteigen“. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei den jährlichen Nebenkostenabrechnungen. Während bei noch ausstehenden Nebenkostenabrechnungen für das Jahr 2022 rund ein Viertel der Wohnungsunternehmen mit einer erheblich größeren Zahl an Zahlungsschwierigkeiten bei der Nachzahlung rechneten, meldete nur 1 % solche Schwierigkeiten bei bereits verschickten Abrechnungen (NRW.Bank 2023b: 18). Eher traten kleinere finanzielle Belastungen in Folge der Energiekrise auf, wie der zusätzliche Verwaltungsaufwand, zum Beispiel bei der Umsetzung gesetzlicher Vorgaben, zusätzliche Personalkosten durch das Anpassen der Heizkurve der Heizungen oder durch Schäden an der Bausubstanz in Folge eines veränderten Heizverhaltens der Mietenden.

4.2.3 Indirekte Auswirkungen der Energiekrise

Sowohl in den Experteninterviews als auch in den Umfragen wurde deutlich, dass andere, eher indirekte Folgen der Energiekrise deutlich größere Auswirkungen auf die Situation der Vermietenden hatte (vgl. VdW Bayern 2022, VdW Bayern 2023, VdW Sachsen 2022, NRW.Bank 2023b, IVV 2023). Vor allem das veränderte Zinsumfeld und die gestiegenen Materialkosten für Neubau, Modernisierung und Sanierung stellten wesentliche Belastungen für die Wohnungswirtschaft dar. Insbesondere für große Wohnungsunternehmen, die stark über Fremdkapital finanziert sind, kam die Abwertung des Wohnungsbestands durch sinkende Immobilienpreise hinzu. Im Zusammenspiel mit der gestiegenen Zinsbelastung übte dies starken Druck auf wichtige Verschuldungskennzahlen der Unternehmen aus. Der LTV-Indikator (Loan-to-Value) zum Beispiel gilt als wichtiges Maß für den Verschuldungsgrad von Wohnungsunternehmen und dient der Überwachung des Finanzschuldendeckungsgrads durch die Immobilienbestände im Besitz. Ein Ansteigen des LTV, ob durch eine stärkere Verschuldung als Folge der gestiegenen Zinsen oder durch eine Abwertung der gehaltenen Immobilien, kann einen „negative[n] Effekt auf die Kapital-

beschaffung“ haben (Vonovia 2023: 130). Vonovia bezeichnet eine mögliche Abwertung der Immobilienwerte als „bilanzwirksames Risiko“ und bewertete die erwartete Schadenshöhe für das Geschäftsjahr 2023 als „sehr hoch“ (über 12 Mrd. €), bei einer gegenüber 2021 deutlich gestiegenen Eintrittswahrscheinlichkeit von 5–39 % (Vonovia 2023: 130 ff.). Vonovia und andere Wohnungsunternehmen ergriffen daher zahlreiche Maßnahmen, um den Verschuldungsgrad und das damit verbundene Risiko in Grenzen zu halten. Auf diese Maßnahmen wird in Abschnitt 6.2 eingegangen.

Die Vermietungstätigkeit von Privatpersonen war dagegen weniger stark von dem veränderten Zinsumfeld und einer Abwertung des Immobilienwerts betroffen. Private Vermietende greifen bei anfallenden Kosten, zum Beispiel für Instandhaltung oder Modernisierungen, aber auch beim Überbrücken von Liquiditätsengpässen, seltener auf Fremdkapital zurück, sondern nutzen häufiger angesparte Rücklagen (vgl. NRW.Bank 2023a; Haus & Grund 2022, 2023). Gemäß den Aussagen von Haus & Grund sowie VDIV kam es nur in Ausnahmefällen dazu, dass Eigentümerinnen und Eigentümer sich durch die Folgen der Energiekrise dazu gezwungen sahen, Immobilien oder Anteile an einer Wohnungseigentümergeinschaft zu veräußern.

4.3 Private Haushalte

4.3.1 Methodik

Abhängig von verschiedenen Faktoren ist davon auszugehen, dass Haushalte in sehr unterschiedlichem Maße von den hohen Energiepreisen betroffen waren. Hier wird ein Mikrosimulationsmodell verwendet, um anhand der Daten der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) die Belastungswirkung steigender warmer Nebenkosten für unterschiedliche private Haushalte zu simulieren. Anstatt wie in vorherigen Studien (vgl. Isaak/Jessen/Schmidt 2023) die Belastungswirkung auf Basis der Einkommensdezile zu ermitteln, wurden die Haushalte anhand der in Abschnitt 2.3 dargestellten Kategorisierung eingeteilt. Um die Energiekostenbelastung für die 27 Untergruppen zu simulieren, werden zunächst die jährlichen²⁰ Energieausgaben der Haushalte auf Basis der Daten der EVS 2018 berechnet. Diese werden mit der prozentualen Preissteigerung der verschiedenen Energiearten von 2018 auf 2023 multipliziert, um die Mehrausgaben für das Heizen der verschiedenen Haushalte zu berechnen, die aus dem Energiepreisanstieg entstanden. Unter Berücksichtigung der jeweiligen verfügbaren Einkommen aus der EVS wird die relative Belastung der Haushalte berechnet.

Der Mikrosimulation liegen einige vereinfachende Annahmen zugrunde. Zum einen wird nur die zusätzliche Belastung durch Preissteigerungen zwischen 2018 und 2023 berücksichtigt. Die Preise beruhen auf Prognosen, welche vor Einsetzen der staatlichen Entlastungsmaßnahmen getroffen wurden (vgl. Schmidt et al. 2023) und nicht auf den tatsächlichen Preisen. Zwischen den Jahren 2018 und 2021 haben sich die Energiepreise verhältnismäßig wenig verändert, daher kann der Preisanstieg und somit die simulierte Belastung als reiner Effekt der Energiekrise durch den russischen Angriffskrieg interpretiert werden. In Abschnitt 5.3 werden Politikmaßnahmen berücksichtigt, die unter anderem preissenkend wirkten. Zunächst wird ein Maximalszenario ohne Verhaltensanpassung und ohne staatliche Eingriffe berechnet, das quantifiziert, wie hoch die mechanische Mehrbelastung der privaten Haushalte durch die gestiegenen Energiepreise gewesen wäre. Anschließend wird die Annahme, dass Haushalte ihren Energieverbrauch nicht anpassen, aufgehoben. Schließlich wird der Analysezeitraum bis 2030 erweitert, indem die Preisprognosen aus Abschnitt 3.2 in das Mikrosimulationsmodell eingespeist werden. Im Zuge dessen wird auch eine Fortschreibung der Nettoeinkommen mit der durchschnittlichen Wachstumsrate der verfügbaren Einkommen der privaten Haushalte der Jahre 2010 bis 2020 laut Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen (2,7 %) vorgenommen. Im Zeitraum von 2018 bis 2023 wird das tatsächlich beobachtete

²⁰ Das Haushaltsbuch, in dem Befragte der EVS unter anderem ihre Ausgaben für Energie dokumentieren, wird über drei Monate geführt. Die Werte der EVS wurden zur besseren Interpretierbarkeit auf jährliche Werte umgerechnet.

aggregierte Wachstum (21,8 %) der verfügbaren Einkommen herangezogen (vgl. Destatis 2024a). Die Ergebnisse der Mikrosimulation schließen zudem Haushalte aus, die in der EVS 2018 keine eindeutige Angabe zum genutzten Energieträger ihrer Heizung gemacht haben. Für Haushalte, die zwar die Art der Heizung aber keine gesonderten Heizkosten angeben, werden die Ausgaben für den entsprechenden Energieträger anhand von Heizungs- und Haushaltstyp sowie Haushaltseinkommen und Wohnungsgröße imputiert.

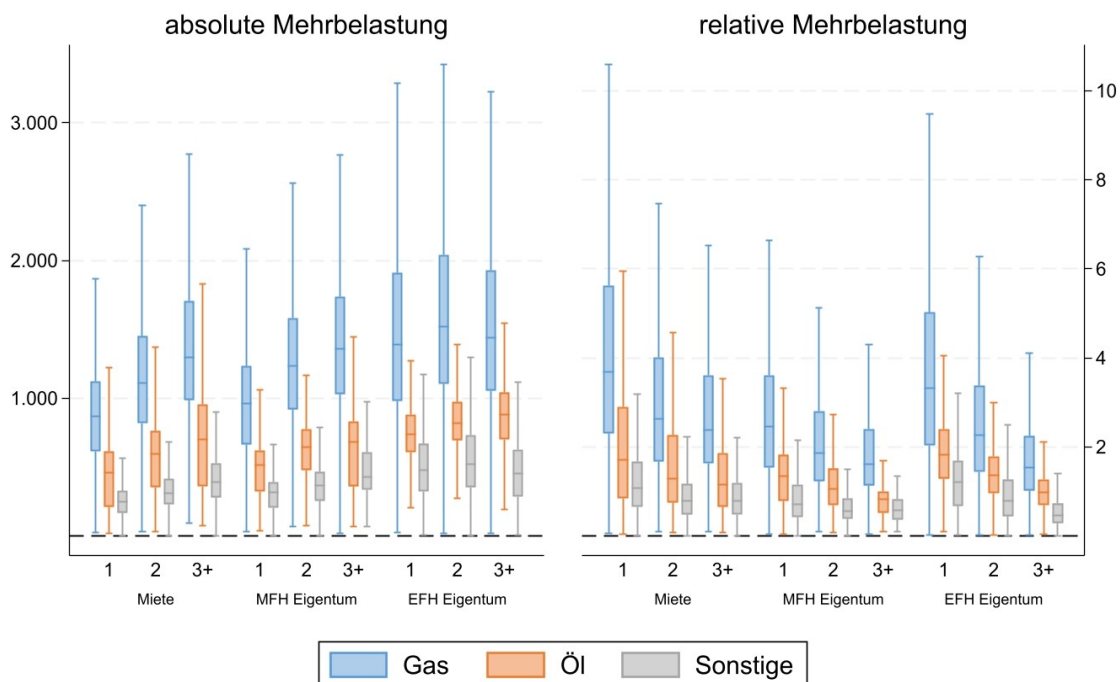
4.3.2 Statische Betrachtung

Im Maximalszenario ohne Verhaltensanpassung und Politikmaßnahmen sind alle betrachteten Haushaltstypen zwischen 2018 und 2023 von spürbar steigenden Energiekosten betroffen. Abbildung 19 zeigt die Verteilung der absoluten Mehrbelastung der verschiedenen Haushalte in Boxplots. Innerhalb der Box liegen 50 % der Haushalte des jeweiligen Typs, wobei die Markierung in der Mitte den Median angibt. Für den Medianhaushalt gilt, dass 50 % der anderen Haushalte innerhalb der Gruppe eine höhere und 50 % der Haushalte eine niedrigere Belastung aufweisen. Mit den Antennen sind insgesamt 95 % der Verteilung abgedeckt. Das bedeutet, dass jeweils 2,5 % der Haushalte eine noch höhere Belastung hatten, als das obere Ende der Antenne und äquivalent 2,5 % der Haushalte eine geringere Belastung erfahren haben als das untere Ende der Antenne.

Die durchschnittliche Belastung durch gestiegene Energiepreise ist gemessen am Median am höchsten für Haushalte, die mit Gas heizen. Haushalte, die mit Öl heizen, hatten im Durchschnitt höhere zusätzliche Energiekosten, als Haushalte mit sonstigen Energiequellen (Fernwärme und Strom). Das linke Panel von Abbildung 19 beschreibt die absolute Mehrbelastung der Haushalte, also die zusätzlichen Ausgaben in € pro Jahr (hier im Jahr 2023 gegenüber dem Jahr 2018).

Abbildung 19
Absolute und relative Belastungen ohne Verbrauchsanpassung

in € pro Jahr (links) bzw. % des Haushaltsnettoeinkommens (rechts)



Anmerkungen: Nettoeinkommen fortgeschrieben

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf EVS (2018)

Diese Belastung liegt bei Gashaushalten meist bei über 1.000 €. Über alle Energieträger hinweg ist die durchschnittliche absolute Belastung am höchsten bei Hauseigentümerinnen und -eigentümern und in der Regel steigt sie mit der Haushaltsgröße.

Die Streuung der absoluten Zusatzbelastung ist bei Mehrpersonenhaushalten etwas größer als bei kleineren Haushalten. Im Szenario ohne Verhaltensanpassung und staatliche Entlastungsmaßnahmen liegt die gesamte Verteilung der Mehrbelastung per Annahme im positiven Bereich und kein Haushalt ist bessergestellt, jedoch sind unter den Beobachtungen auch manche Haushalte mit sehr geringem Energieverbrauch, die kaum zusätzlich belastet werden. Die Streuung der Mehrbelastung bei mit Gas heizenden Haushalten ist merklich größer als bei den anderen Energieträgern. Obwohl Gashaushalte und große Haushalte tendenziell stärker von Kostensteigerungen betroffen sind, ist die Streuung der Belastung innerhalb eines Haushaltstyps nicht weniger gewichtig als die Streuung zwischen den verschiedenen Haushaltstypen.

Neben der absoluten Belastung zeigt Abbildung 19 im rechten Panel die Mehrbelastung der verschiedenen Haushaltsgruppen im Verhältnis zum jeweiligen auf das Jahr 2023 fortgeschriebenen Haushaltsnettoeinkommen. Die relative Belastung durch die steigenden Energiekosten verteilt sich anders als die absoluten Eurobeträge, sodass sich zuvor beobachtete Muster umkehren. Insbesondere Single-Haushalte müssen durch die gestiegenen Energiekosten insgesamt einen größeren zusätzlichen Anteil ihres verfügbaren Einkommens für Energie aufwenden als Haushalte mit mehreren Personen. Hier werden die höheren absoluten Kosten von mehreren Einkommensbezieher*innen getragen und es gibt Einspareffekte durch die gemeinsame Nutzung von Wohnraum.

Ein ähnliches Bild ergibt sich beim Vergleich von Haushalten in Miete und solchen im Eigentum. Haushalte, die zur Miete wohnen und mit Gas heizen, haben eine relativ höhere Zusatzbelastung durch die steigenden Energiekosten als ein vergleichbarer Haushalt im Wohneigentum. So hätten Single-Haushalte in Mietwohnungen ohne Verhaltensanpassung und staatliche Entlastungsmaßnahmen 2023 im Vergleich zu 2018 in Median fast 4 % ihres Nettoeinkommens mehr für Energie ausgeben müssen, wohingegen Single-Haushalte in einer Eigentumswohnung lediglich gut 3 % ihres Nettoeinkommens mehr bezahlt hätten. Dieses Ergebnis ist dadurch getrieben, dass Mieterhaushalte geringere Einkommen zur Verfügung haben als Personen im selbstgenutzten Wohneigentum, beziehungsweise dass einkommensstarke Personen eher Eigentum erwerben können als einkommensschwache (siehe auch Tabelle 8).

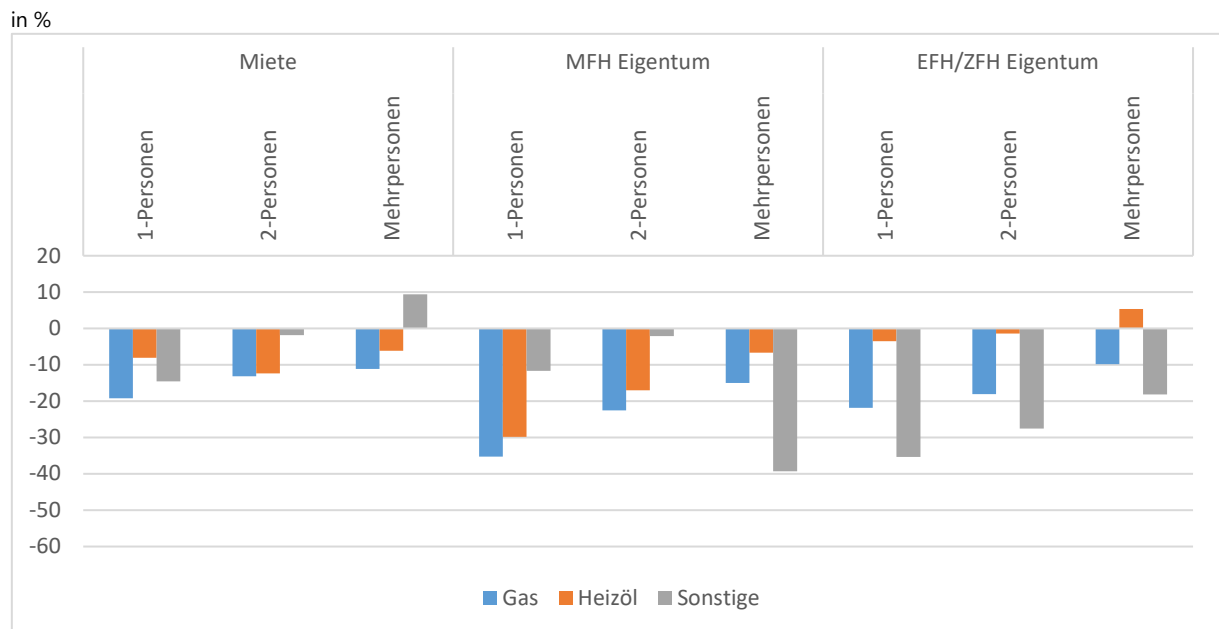
Die Streuung der relativen Belastung bei Gas ist, äquivalent zu der absoluten Belastung, merklich größer als bei anderen Energieträgern und zudem etwas größer bei zur Miete wohnenden Haushalten. Während die Verteilungen der absoluten Belastungen noch annähernd normalverteilt sind, sind die Verteilungen der relativen Belastungen durch die ungleiche Verteilung der Einkommen insgesamt rechtsschief. Das bedeutet, dass es viele Haushalte mit eher geringer Belastung, also unter dem arithmetischen Mittel, und einige wenige Haushalte mit weit überdurchschnittlicher Belastung gibt.

4.3.3 Verhaltensanpassung im Energieverbrauch

Abweichend vom Maximalszenario in der Mikrosimulation haben die privaten Haushalte in der Realität jedoch den Energieverbrauch reduziert und dadurch die monetäre Mehrbelastung gelindert. Da die Anpassung des Verbrauchs einen großen Einfluss auf die realisierte Belastung der Haushalte hatte, wird diese bereits hier bei der Simulation der Belastungen berücksichtigt. Weitere Verhaltensanpassungen der privaten Haushalte werden im Abschnitt 6.3 vorgestellt. Der Umfang der Reduktion im Energieverbrauch kann anhand der Daten des Wärme- und Wohnen-Panels (WWP) getrennt für alle 27 Haushaltsgruppen berechnet werden. Dazu wurden die angegebenen Heizkosten jeweils durch die durch-

schnittlichen Preise für Gas, Heizöl, Strom und Fernwärme geteilt, um die verbrauchte Menge zu schätzen.²¹ Abbildung 20 zeigt die prozentuale Veränderung des Heizenergieverbrauchs von 2023 zu 2021. Dabei sind die unterschiedlichen Witterungsbedingungen in den Jahren berücksichtigt, sodass die errechneten Zahlen die tatsächliche Veränderung des Heizverhaltens abbilden.

Abbildung 20
Durchschnittliche Änderung des Heizenergieverbrauchs von 2023 zu 2021



Anmerkungen: unter Berücksichtigung der Heizgradtage nach Frondel/Janßen-Timmen (2022)

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf WWP (2021, 2023)

Es ist zu erkennen, dass im Vergleich zu 2021 fast alle Haushaltsgruppen den durchschnittlichen Verbrauch verringert haben, die Reduktionen für die verschiedenen Gruppen aber sehr unterschiedlich ausfallen. Die stärksten Einsparungen weisen Mehrpersonenhaushalte in Eigentumswohnungen (-39,31 %) und Single-Haushalte im eigenen Haus (-35,36 %), die mit Strom oder Fernwärme heizen, sowie Singles in mit Gas beheizten Eigentumswohnungen (-35,32 %) auf. Mehrpersonenhaushalte in einer mit Strom oder Fernwärme beheizten Mietwohnung haben ihren Verbrauch witterungsbereinigt sogar um 9,3 % erhöht. Insgesamt lässt sich feststellen, dass Haushalte in Mietwohnungen ihren Energieverbrauch weniger stark angepasst haben als Haushalte im Eigentum. Zudem zeigt sich, dass größere Haushalte durchschnittlich weniger Energie gespart haben als kleinere Haushalte, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und dem Energieträger. Eine Ausnahme bilden Mehrpersonenhaushalte in Eigentumswohnungen mit sonstigen Energieträgern. Diese Gruppe ist allerdings mit weniger als 100 beobachteten Haushalten relativ klein und unterliegt damit einer großen statistischen Unsicherheit. Vergleicht man die Haushalte anhand der genutzten Energieträger, lässt sich erkennen, dass Gas von jeder Haushaltsgruppe stärker eingespart wurde als Heizöl. Bei der Betrachtung der sonstigen Energieträger, also Strom und Fernwärme, ergibt sich allerdings ein uneindeutiges Bild. Über alle Haushaltsgruppen hinweg liegt die durchschnittliche Reduktion des Heizenergieverbrauchs bei 8,53 %. Es sollte darauf hingewiesen werden, dass eine geringe Reduktion nicht zwingend ein Zeichen von geringem Spardruck sein muss. Es könnte

²¹ Da Heizöl zum einen unregelmäßig und zum anderen in an den Preis angepassten Mengen bezogen werden kann, unterliegt der mit dieser Methode berechnete Heizölverbrauch einer gewissen Unsicherheit. Berücksichtigt man zur Berechnung des Heizölverbrauchs nur Haushalte, die angegeben haben ihre Kaufgewohnheiten trotz der erhöhten Preise nicht verändert zu haben, bleiben die Ergebnisse aber weitestgehend unverändert.

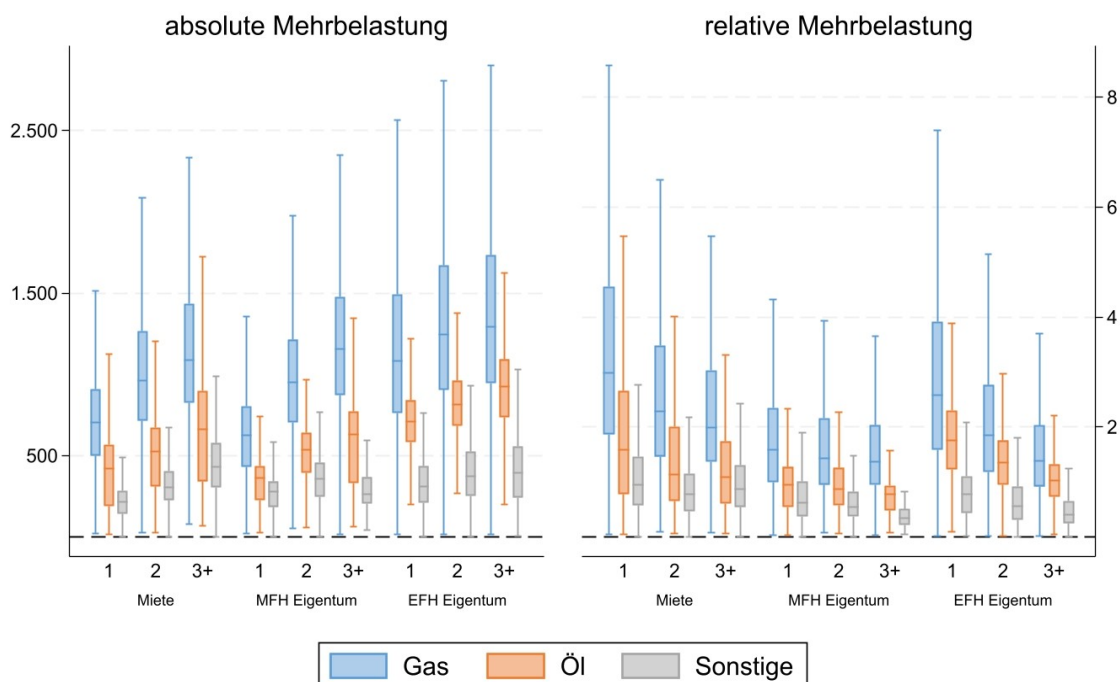
ebenso sein, dass Haushalte mit niedrigem Einkommen aufgrund einer schon vor der Energiekrise angespannten finanziellen Situation Einsparpotentiale bereits ausgeschöpft hatten und den Verbrauch trotz der steigenden Preise nicht oder kaum weiter reduzieren konnten. So stieg der Anteil der Haushalte, die ihre Wohnung nicht angemessen warmhalten konnten, von 3,3 % in 2021 auf 6,7 % in 2022 und 8,2 % in 2023 (vgl. Eurostat 2025).

Vor diesem Hintergrund wurden die empirisch beobachteten reduzierten Energieverbräuche in das Mikrosimulationsmodell einbezogen, um die zusätzlichen Wärmekosten in Folge der gestiegenen Energiepreise mit Verhaltensanpassung (und ohne entlastende Politikmaßnahmen) simulieren zu können. Abbildung 21 zeigt die Verteilung der zusätzlichen Wärmekosten für die einzelnen Untergruppen – im linken Panel in Absolutbeträgen und im rechten Panel relativ zum Einkommen.

Besonders stark betroffen waren nach wie vor Haushalte, die mit Gas heizen. Für diese Untergruppe betrugen die zusätzlichen jährlichen Wärmekosten im Median zwischen gut 700 € (Einpersonenhaushalte in Mietwohnungen) und fast 1.300 € (mehrköpfige Haushalte im Eigenheim). Die entsprechende Belastung steigt in allen Wohnverhältnissen mit der Personenanzahl an, wobei sowohl die Mittelwerte als auch die Streuung der Belastung für alle Haushaltsgrößen im Einfamilienhaus im Eigentum am höchsten sind. Bei Haushalten, die mit Öl heizen, reichen die zusätzlichen Wärmekosten in dieser Simulation im Median von gut 400 € für Einpersonenhaushalte in Miet- oder Eigentumswohnungen im Mehrfamilienhaus bis knapp unter 1.000 € für Mehrpersonenhaushalte im Eigentumshaus. Unter den Ölhaushalten ist die Streuung bei Mietenden deutlich höher als bei Personen mit selbstgenutztem Wohneigentum. Insgesamt fällt die zusätzliche Belastung genau wie vor der Verhaltensanpassung bei Haushalten, die mit Strom oder Fernwärme heizen, am geringsten aus. Die kleinste absolute Belastung in dieser Gruppe haben zur Miete wohnende Singles mit gut 200 €. Anders als bei Gas und Öl fällt die höchste Belastung jedoch auf Mehrpersonenhaushalte in einem Mietverhältnis. Der Median liegt hier bei etwa 450 €.

Abbildung 21
Absolute und relative Belastungen mit Verbrauchsanpassung

in € pro Jahr (links) bzw. % des Haushaltsnettoeinkommens (rechts)



Anmerkungen: Verbrauchsanpassungen unter Berücksichtigung der Heizgradtage, Nettoeinkommen fortgeschrieben

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf EVS (2018)

Im rechten Panel von Abbildung 21 sind die Belastungen relativ zum fortgeschriebenen Haushaltsnettoeinkommen unter Berücksichtigung der Verhaltensanpassung abgebildet. Die im Szenario ohne Verhaltensanpassung herausgearbeiteten Unterschiede zwischen absoluter und relativer Belastung bleiben qualitativ bestehen. Im Verhältnis zum Einkommen werden Mietende stärker belastet als Personen im selbstgenutzten Wohneigentum und kleine Haushalte sind stärker betroffen als große Haushalte. Die Verbrauchsminderung bedeutet jedoch, dass die am höchsten belastete Gruppe, mietende Singlehaushalte, den Anteil ihres Nettoeinkommens, den sie durch die Preissteigerungen zusätzlich für Heizkosten ausgeben müssen, von fast 4 % auf etwa 3 % senken können. Alle Haushaltstypen, die mit Strom oder Fernwärme heizen, sowie Mehrpersonenhaushalte, die mit Öl heizen, können ihre zusätzliche Belastung relativ zum Einkommen im Median auf etwa 1 % oder gar weniger senken.

4.3.4 Zukünftige Belastungen

In einem nächsten Schritt werden die in Abschnitt 3.2 erstellten Preisprognosen für Gas, Öl und Strom verwendet, um ein Lagebild bis 2030 zu entwerfen. Hierfür wurden pro Wärmeträger jeweils die drei für die Energiepreisprognosen erstellten Szenarien in Betracht gezogen: „Business as Usual in a Changing World“ (BAU), „Advanced Climate Protection Efforts“ (ACE) und „Net-Zero-Emissions until 2050“ (NZE). Die zusätzliche Belastung der Haushalte wurde durch ein zusätzliches Modul des Mikrosimulationsmodells basierend auf den Verbrauchsdaten der EVS 2018 berechnet.

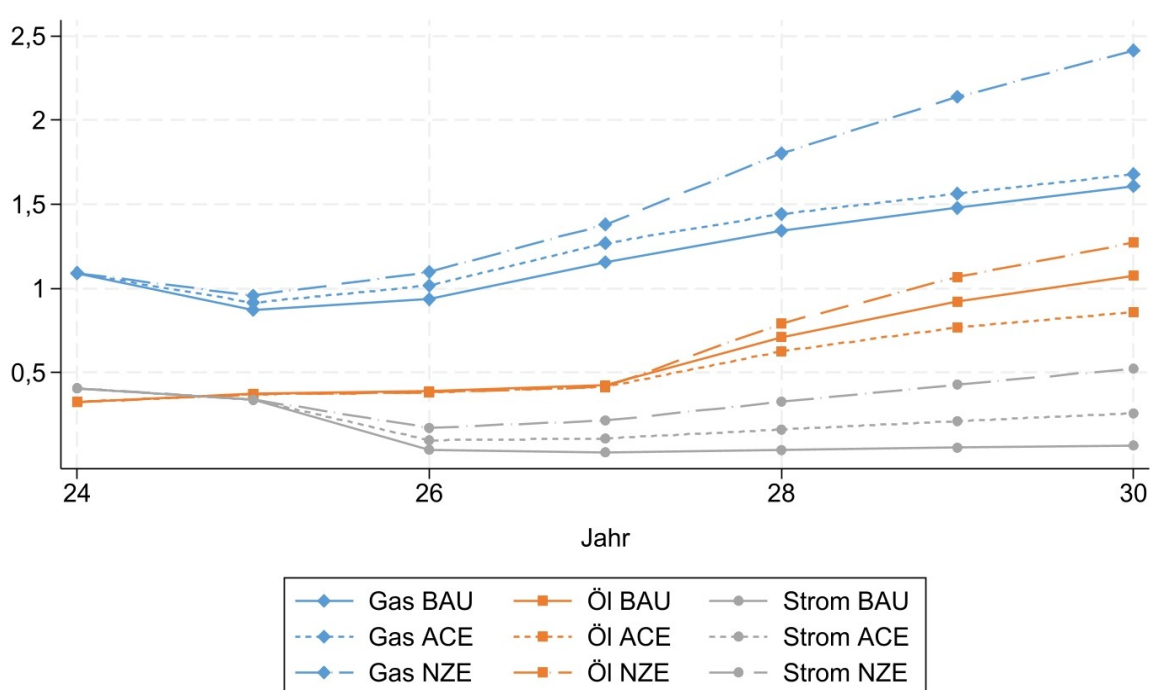
Dafür wurden auch die je nach Preispfad zu erwartenden Verbrauchsanpassungen zwischen 2023 und 2030 berücksichtigt. Der Simulation dieser Verbrauchsanpassungen wurde eine Schätzung der langfristigen Preiselastizitäten und eine entsprechende Nachfragefunktion zugrunde gelegt. Die Literatur zur Preiselastizität des Energiekonsums ist vielfältig und es ist kein eindeutiger Konsens für exakte Größen zu erkennen. Zudem gibt es keine Studien, die Preiselastizitäten speziell für die in dieser Analyse definierten Haushaltstypen schätzen. Basierend auf der Metaanalyse von Buslei (2023) wird eine langfristige Preiselastizität von $-0,4$ als plausibler Wert für alle 27 Untergruppen angenommen. Eine Preiselastizität von $-0,4$ bedeutet, dass Haushalte bei einem Preisanstieg von einem Prozent ihren Verbrauch um 0,4 % reduzieren. Wie die Unterschiede zwischen Haushaltstypen aussehen, ist jedoch nicht eindeutig empirisch geklärt und zwei Varianten scheinen möglich. Einerseits dürften insbesondere einkommensschwächere Haushalte eine höhere Elastizität haben, da das geringe Einkommen Haushalte bei steigenden Preisen automatisch zu mehr Sparsamkeit zwingt. Nach dieser Logik ist davon auszugehen, dass einkommensstärkere Haushalte eine geringere Elastizität haben, weil es einen größeren wirtschaftlichen Puffer bei steigenden Preisen gibt. Andererseits ist aber auch ein alternativer Wirkungskanal denkbar, in dem ärmere Haushalte weniger Handlungsspielraum als reichere Haushalte haben. Dies betrifft vor allem Maßnahmen, die über die Veränderung des Heizverhaltens hinaus gehen. Das können unter anderem die Auswahl von Energieträgern oder kostensenkende Investitionen, beispielsweise energieeffizienzsteigernde Modernisierungen wie Hausdämmungen sein (siehe dazu auch Abschnitt 6.2). Unter diesem Gesichtspunkt dürften einkommensstärkere Haushalte eine höhere Preiselastizität haben, da sie mehr finanziellen Spielraum haben, um die oft teuren Anpassungen vorzunehmen. Zudem könnten reichere Haushalte auch mehr Spielraum im Heizverhalten haben, da sie potenziell auch mehr Wärmekosten für nicht elementare Sachen ausgeben. Da in der empirischen Literatur nicht eindeutig geklärt werden konnte, welcher dieser zwei Faktoren überwiegt, wurde für die Mikrosimulation zwischen 2023 und 2030 der von Buslei (2023) vorgeschlagene Mittelwert von $-0,4$ übernommen.²² Dieser Wert liegt der Simulation aller Szenarien für alle Haushaltstypen einheitlich zugrunde und impliziert keine systematischen Unterschiede bei den Verhaltensanpassungen, auch nicht zwischen den drei Szenarien. Die hier simulierten Belastungen berücksichtigen daher nicht, dass Haushalte im NZE-Szenario ihren

²² Für die Bestimmung der Höhe der Verbrauchsanpassung als Reaktion auf die Preisveränderung wird folgende Nachfragefunktion mit konstanter Elastizität $\varepsilon = -0,4$ unterstellt: $Verbrauchsmenge = \left(\frac{Preis}{a}\right)^\varepsilon$. Der Faktor a wurde mit historischen Preis- und Verbrauchsdaten kalibriert.

Energieverbrauch stärker reduzieren könnten als im BAU-Szenario, beispielsweise durch eine bessere Dämmung des Gebäudebestands.

Um die spürbare wirtschaftliche Belastung der Haushalte besser einschätzen zu können, wurde auch für die prognostizierten Belastungen die jeweilige relative Belastung berechnet. Hierfür wurde die durchschnittliche jährliche Belastung für jedes Szenario durch das bis ins jeweilige Jahr fortgeschriebene Haushaltsnettoeinkommen geteilt. Als Orientierung für die Fortschreibung des Nettoeinkommens werden die Jahre 2011 bis 2019 herangezogen, die zwischen der Finanzkrise und der Corona-Pandemie lagen und damit eine übliche Entwicklung ohne Sondereffekte abbilden. In diesem Zeitraum wuchs das Haushaltsnettoeinkommen durchschnittlich um 2,7 % jährlich. Dieser Wert wurde für die Jahre 2023 bis 2030 übernommen. Die Ergebnisse der Simulation der Belastungen relativ zum Einkommen bis 2030 sind in Abbildung 22 festgehalten.

Abbildung 22
Prognose der zusätzlichen Belastung bis 2030
in % des Haushaltsnettoeinkommens



Anmerkungen: unterstellte Preiselastizität $-0,4$, Einkommen mit 2,7 % Wachstum fortgeschrieben

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf EVS (2018)

Da alle Haushaltstypen gleich behandelt werden, wird nur nach Energieträger der Heizung und nach den drei unterschiedlich ambitionierten Szenarien unterschieden. Die geringste zusätzliche Belastung entfällt über die Jahre 2025 bis 2030 auf Haushalte, die mit Strom heizen. Im BAU-Szenario liegt sie nahe Null. Die Projektion auf das Jahr 2030 ergibt hier nur 0,07 % des Haushaltsnettoeinkommens, im ACE-Szenario steigt sie auf 0,26 % und im NZE-Szenario auf 0,52 %. Ölhaushalte sind im Jahr 2024 noch am niedrigsten belastet. Besonders ab dem Jahr 2027 steigt deren zusätzliche Belastung allerdings spürbar. Im Jahr 2030 beläuft sich die Zusatzlast der Ölhaushalte auf 0,86 % bis 1,27 % des Haushaltsnettoeinkommens. Dauerhaft am stärksten betroffen von steigenden Energiepreisen sind diejenigen Haushalte, die mit Gas heizen. Zum Ende des Prognosezeitraums liegen die Belastungen bei 1,61 % (BAU), 1,68 % (ACE), oder gar 2,41 % (NZE).

5 Entlastungswirkung staatlicher Maßnahmen

5.1 Energieversorger

Gestiegene Beschaffungskosten, zunehmende Volatilität und erhebliche Unsicherheiten ließen die Energiekrise auch für Energieversorgungsunternehmen zur Bedrohung werden. Daher sprachen sich die Ministerpräsidentenkonferenz, der Wirtschaftsverband Mittelstand BVMW e.V. und der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) für die Einrichtung eines finanziellen Schutzschirms für die Energieversorger aus (vgl. BDEW 2022; VKU 2022).

Als Konsequenz wurden sowohl Programme auf Bundesebene als auch Schutzschirme auf Bundesländerebene und teilweise sogar von Städten²³ eingerichtet. Ein entscheidender Einfluss auf die Sicherstellung der deutschen Energieversorgung hatte neben den Schutzschirmen die Rettung des angeschlagenen Konzerns Uniper durch die Bundesregierung. Durch die Verstaatlichung wurde die Belieferung von rund 200 Stadtwerken gesichert, eine Insolvenz von Uniper hätte erhebliche Kaskadeneffekte auf zahlreiche Energieversorgungsunternehmen ausgelöst (vgl. Bundesregierung 2022).

Auf Bundesebene wurde im Juni 2022 das Margining-Finanzierungsinstrument des Bundesministeriums für Finanzen aufgelegt. Eine erhöhte Volatilität an den Märkten führt oftmals zu steigenden zu hinterlegenden Sicherheitsleistungen („Margins“) an Terminbörsen, was Liquiditätsengpässe zur Folge haben kann. Um dem vorzubeugen, richtete die Bundesregierung über die KfW das Margining-Finanzierungsinstrument ein. Ziel des Instruments war es, betroffene Unternehmen bei der Sicherung ihrer Liquidität zu unterstützen. Dabei sollten Unternehmen zinsgünstige Kreditlinien zur Erbringung von Margin-Verpflichtungen aus nicht-spekulativen Terminmarktgeschäften gewährt werden. Diese Kredite wurden ausschließlich für physisch orientierte Geschäfte mit Strom, Erdgas in oder nach Deutschland sowie EU-Emissionszertifikaten von der KfW vergeben. Das Finanzierungsinstrument wurde Anfang 2023 bis zum Ende des Jahres 2023 verlängert (vgl. BMF 2022; BMWK 2023). Während der Laufzeit bekundeten rund 20 Unternehmen ihr Interesse an dem staatlichen Finanzierungsinstrument. Tatsächlich wurde der Schutzschirm jedoch nur von einem Unternehmen genutzt und zum Ende des Jahres 2023 eingestellt (vgl. Deutscher Bundestag 2023).

Schutzschirme für Stadtwerke

Im Zuge der Energiekrise wurden in zwei Bundesländern Schutzschirme speziell für Stadtwerke aufgelegt. Die Schutzschirme hatten das Ziel, die kurzfristige Liquidität sowie die Finanzierung der Energiebeschaffung durch die Energieversorger sicherzustellen (vgl. IB.SH 2022a). Im Folgenden werden die Schutzschirme in Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen kurz erläutert.

Schleswig-Holstein war das erste Bundesland, das einen Schutzschirm aufspannte. Über die Investitionsbank Schleswig-Holstein (IB.SH) wurde im Oktober 2022 ein Volumen von 250 Mio. € bereitgestellt, um Liquiditätsengpässe bei Stadtwerken zu überbrücken. Antragsberechtigt waren alle Stadtwerke des Landes, sofern sie ein krisenbedingtes Liquiditätsrisiko nachweisen konnten. In diesem Fall übernahm die IB.SH bis zu 80 % der Sicherheiten für Kreditlinien bei Hausbanken. Bis Juli 2023 stellten sechs Stadtwerke Anträge, und es wurden Bürgschaften in Höhe von rund 46,2 Mio. € bewilligt (Staatskanzlei Schleswig-Holstein 2023).

²³ Die Stadt Leipzig gewährte den Stadtwerken Leipzig im September 2022 eine Kreditlinie von rund 400 Mio. € (vgl. Leipziger Zeitung 2022).

Ähnlich startete Nordrhein-Westfalen am 1. Dezember 2022 das Sonderprogramm „Liquiditätsstärkung Stadtwerke“ über die NRW.Bank mit einem Volumen von bis zu 5 Mrd. € (Finanzverwaltung Nordrhein-Westfalen 2022). Dieses Programm, das kommunale Energieversorger bis Ende 2023 Liquiditätskredite ermöglichte, wurde laut Aussage des Ministeriums für Heimat, Kommunales, Bau und Digitalisierung des Landes NRW jedoch nicht in Anspruch genommen und lief Ende 2023 aus.

Beide Entlastungsmaßnahmen fungierten als präventive Stabilitätsreserve: Sie sollten einerseits das Vertrauen der Marktakteure stärken und andererseits im Bedarfsfall rasch Liquidität bereitstellen (vgl. VKU/BDEW 2023). Die verhaltene Inanspruchnahme zeigt, dass aufgrund der Beschaffungsstrategien im Terminmarkt der Liquiditätsbedarf durch Margins bei Energievertriebsunternehmen eher untergeordnet war. Da die Preise stark anstiegen, hatten manche Vertriebsunternehmen durch ihre Terminmarktbeschaffung über Börsen sogar Gutschriften, statt eines zusätzlichen Liquiditätsbedarfs. Dies zeigt ebenfalls die Analyse von Lorenz et al. (vgl. Lorenz/Perlitz/Heinen 2024). Durch die vorwiegend langfristige Beschaffung und den geringen Anteil kurzfristiger Zukäufe konnten Stadtwerke Spotmarktpreisrisiken in der Energiekrise vermutlich durch bestehende Liquiditätsreserven abfedern.

5.2 Wohnungswesen

Die Politik versuchte vornehmlich, Zahlungsprobleme der Mietenden durch Entlastungsmaßnahmen für private Haushalte, die detailliert im Abschnitt 5.3 diskutiert werden, zu bekämpfen. Staatliche Entlastungsmaßnahmen, die explizit an die Wohnungswirtschaft gerichtet waren, konzentrierten sich daher auf mögliche Liquiditätsengpässe, die durch gestiegene Energievorauszahlungen an den Energieversorger verursacht wurden (siehe Abschnitt 4.2). Dabei ist vor allem ein Schutzschirm auf Landesebene in Schleswig-Holstein zu erwähnen. Mit diesem Schutzschirm konnten Vermietende ab Dezember 2022 Kreditbürgschaften von mindestens 500.000 € bis maximal 50 Mio. € „zur Überbrückung von Liquiditätsengpässen durch gestiegene Vorauszahlungen an Energieversorger, welche erst mit den Betriebskostenabrechnungen im Frühjahr 2023 den Mietern in Rechnung gestellt werden können“, erhalten (IB.SH 2022b: 1). Der Schutzschirm richtete sich durch die Untergrenze von 500.000 € nicht an Kleinstvermietende, sondern an mittlere und größere Wohnungsunternehmen. Eine ganz ähnliche Ausrichtung hatte das BMWSB-Härtefallprogramm, welches im Februar 2023 angekündigt wurde. Auch in dem bundesweiten Programm ging es um Wohnungsunternehmen, „die eine vorübergehende Liquiditätslücke haben, die aus der temporären Differenz zwischen erhöhten Vorauszahlungen der Wohnungsunternehmen an die Versorger von Strom, Gas und Wärme und den geringeren Abschlagszahlungen der Mieterinnen und Mieter (Privatpersonen) entstanden ist oder entstehen wird“ (KfW 2023: 1). Auch hier waren Kleinstvermietende durch eine Untergrenze des Kreditbetrags von 500.000 € implizit ausgeschlossen. Maximal konnte ein Wohnungsunternehmen 10 Mio. € erhalten, auch wenn die oben genannte temporäre Differenz diese Summe überstieg.

Die Landesregierung teilte in einer Antwort auf eine kleine Anfrage im Juni 2023 mit, dass „bislang kein Antrag eingereicht wurde“ (Schleswig-Holsteiner Landtag 2023: 2), obwohl die Insolvenzen in 2022 um 60 % und in 2023 sogar um 88 % im Vergleich zum jeweiligen Vorjahr anstiegen, deutlich stärker als im Rest von Deutschland (vgl. Destatis 2024e). Auch für das bundesweite BMWSB Programm gibt es Hinweise, dass die Mittel kaum genutzt wurden. In Bayern ging bis April 2024 kein einziger Antrag für das BMWSB-Härtefallprogramm ein, obwohl sich auch dort die Anzahl der Insolvenzanträge im Jahre 2023 gegenüber 2022 mehr als verdoppelten (vgl. Bayerischer Landtag 2024; Destatis 2024e). Beides lässt den Schluss zu, dass die Schutzschirme keinen merklichen Einfluss auf die Insolvenzanträge der Wohnungswirtschaft hatten. Es scheint daher wahrscheinlich, dass nicht die erhöhten Vorauszahlungen an den Energieversorger, sondern andere Gründe zu dem Anstieg der Insolvenzanträge führten. Wie bereits in Abschnitt 4.2 diskutiert, könnten dies das veränderte Zinsumfeld, gestiegene Materialkosten und die Abwertung von Immobilienbeständen sein. Liquiditätsengpässe, die aus diesen Gründen auftraten, konnten nicht mit den Krediten der hier genannten Maßnahmen überbrückt werden.

5.3 Private Haushalte

Den stark steigenden Energiekosten stellte die Bundesregierung mehrere Entlastungspakete entgegen. Eine ganze Reihe an politischen Maßnahmen sollte das Problem der starken finanziellen Belastung privater Haushalte gezielt mindern. Dabei ging es einerseits explizit um die Entlastung von einkommensschwachen Haushalten, die durch plötzlich gestiegene Energiepreise und geringe Anpassungsmöglichkeiten substanzielle Einschnitte in ihren verfügbaren Einkommen erfahren hätten. Andererseits waren auch Maßnahmen, die die breite Bevölkerung finanziell unterstützen sollten, Teil der Entlastungspakete, nicht zuletzt, weil fast jeder Haushalt von erhöhten Heizkosten betroffen war.

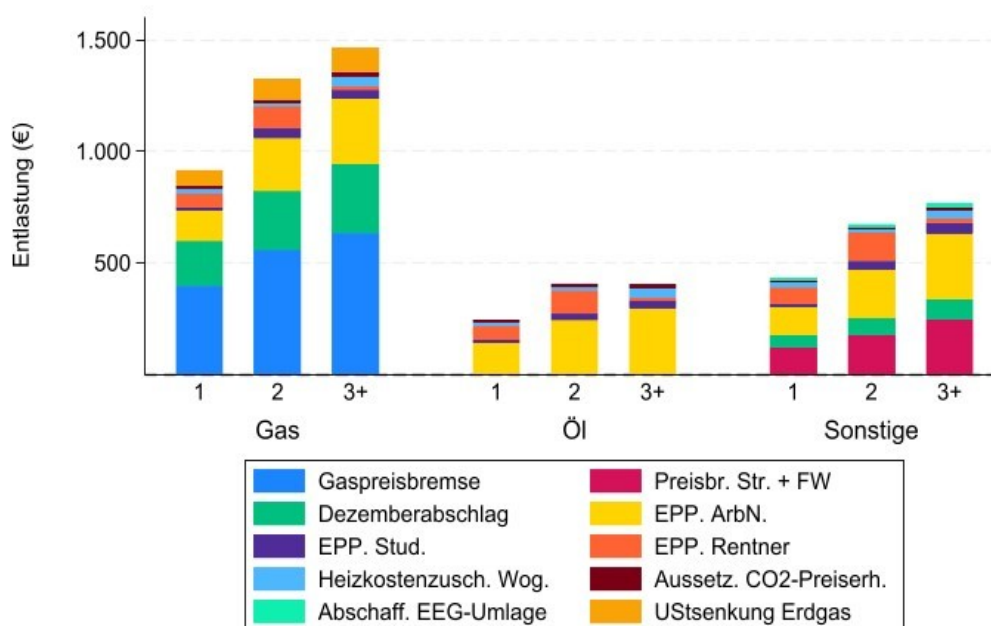
Betrachtet werden hier Politikmaßnahmen, die zielgerichtet die in Abschnitt 4.3 beschriebenen Belastungen der privaten Haushalte durch erhöhte Heizkosten bekämpfen sollten. Die gewählten Instrumente lassen sich nach ihrem Ansatz und ihrer Wirkungsweise in verschiedene Kategorien einordnen. Zu den prominentesten Maßnahmen zählten die Preisbremsen. Der Gaspreis wurde auf 12 ct/kWh gedeckelt, der Strompreis auf 40 ct/kWh und der Preis für Fernwärme auf 9,5 ct/kWh. Allein für diese Maßnahmen gab der Bund über 30 Mrd. € aus (vgl. BMF 2024). Zusätzlich wurden die Abschlagszahlungen für Gas und für Fernwärme für den Monat Dezember 2023 durch staatliche Hilfen übernommen. Darüber hinaus gab es eine Reihe von Steuer- und Abgabensenkungen. So wurde die Umsatzsteuer auf Erdgas gesenkt, der geplante Anstieg des CO₂-Preises ausgesetzt und die EEG-Umlage erst auf Null gesetzt und schließlich gänzlich abgeschafft. Die breite Bevölkerung wurde durch die Zahlung von Energiepreispauschalen entlastet: Sie wurden an Arbeitnehmer, Rentnerinnen und Rentner (je 300 €) sowie Studierende und (Berufs-)Fachschüler (200 €) gesondert und über unterschiedliche Kanäle ausgezahlt. Da die Energiepreispauschale für Arbeitnehmer und Rentnerinnen und Rentner steuerpflichtig war, wird im Mikrosimulationsmodell der Grenzsteuersatz ermittelt und die Einkommensteuer von der Pauschale abgezogen. Für Haushalte, die Wohngeld beziehen wurde zusätzlich der erste und zweite Heizkostenzuschuss berücksichtigt.

Je nach Einzelfall gab es zusätzlich auch Entlastungsmaßnahmen für Haushalte mit Ölheizungen. Hier ist die Datenlage jedoch unvorteilhaft, da der Befragungszeitraum nicht mit der Energiekrise koinzidiert und folglich unklar ist, zu welchem Zeitpunkt und zu welchem Beschaffungspreis ein jeweiliger Haushalt Heizöl bezogen hat. Im Jahresdurchschnitt 2023 lag der Heizölpreis unter der Grenze für Härtefallhilfen, sodass diese Maßnahme im Folgenden nicht mit einfließt.

Für die Berechnung der Entlastungswirkung und die Gegenüberstellung mit der vorangegangenen Analyse der Belastungen müssen einige Annahmen über die Wirksamkeit der einzelnen Maßnahmen getroffen werden. Zunächst wird davon ausgegangen, dass alle Transferzahlungen vollumfänglich beansprucht wurden. Die Anspruchsgrundlage lässt sich durch die soziodemographischen Daten in der EVS individuell bestimmen. Während etwa die Energiepreispauschale für Arbeitnehmende in der Regel automatisch mit dem Lohn ausgezahlt wurde, mussten sich Studierende für die Auszahlung ihrer Energiepreispauschale um ihre BundID bemühen und einen Antrag stellen. Die Simulation geht davon aus, dass dies jede und jeder Berechtigte getan hat, wobei das zuständige Bundesministerium für Bildung und Forschung meldet, dass an gut 80 % der antragsberechtigten Studierenden und (Berufs-)Fachschüler und -schülerinnen die Pauschale ausgezahlt wurde (vgl. BMBF 2024). Des Weiteren wird die Annahme getroffen, dass die Preisbremsen für Gas und Strom gewirkt haben. Es wird also von einem kontrafaktischen Szenario ausgegangen, in dem es keine Preisdeckel gäbe und die Preise für Gas und Strom im Jahr 2023 die 12 bzw. 40 Cent je Kilowattstunde überschritten hätten. Die Entlastung je Kilowattstunde wird dann als durchschnittliche Differenz zwischen dem hypothetischen Preispfad ermittelt, dem die Projektion aus der RWI-Konjunkturprognose aus dem Frühjahr 2023 – genau wie den obigen Simulationen – zugrunde liegt (vgl. Schmidt et al. 2023) und dem Preispfad mit Preisbremsen, jeweils für das Jahr 2023. Die Höhe der EEG-Umlage war für das Jahr 2023 noch nicht abschließend festgelegt. Für die Quantifizierung des Effekts ihrer Abschaffung wird angenommen, dass sie konstant bei 3,7 ct/kWh verblieben wäre.

Abbildung 23
Entlastung durch Politikmaßnahmen (Mietende)

in € pro Jahr



Anmerkungen: mit Verbrauchsanpassung, unter Berücksichtigung der Heizgradtage, Preisbr. Str. + FW = Preisbremsen für Strom und Fernwärme, EPP = Energiepreispauschale, ArbN. = Arbeitnehmer, Wog. = Wohngeldempfänger

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf EVS (2018)

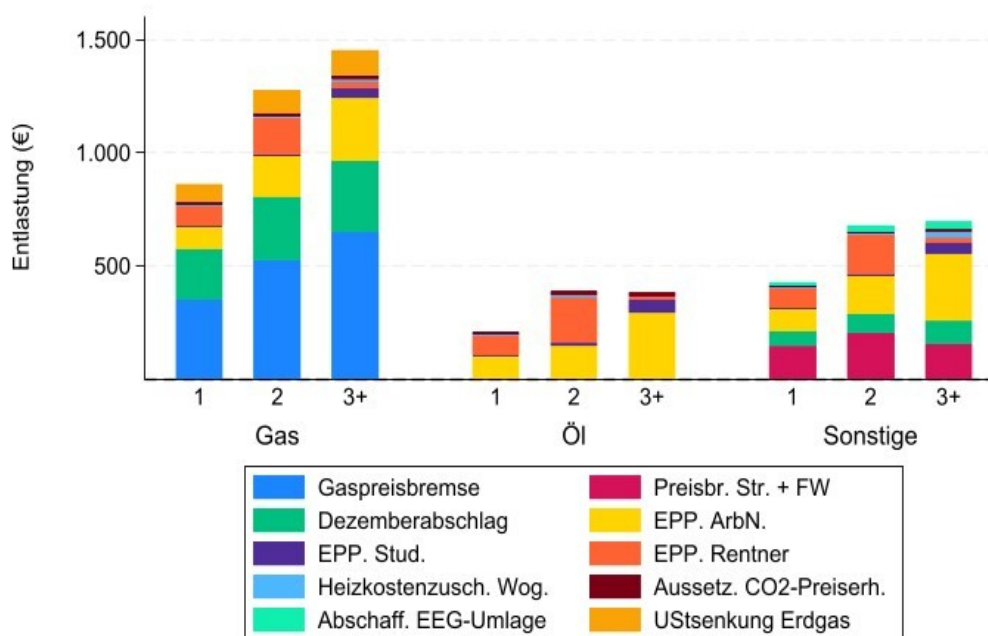
Grundsätzlich wird die Entlastungswirkung im Jahr 2023 betrachtet, wobei zum Teil auch Maßnahmen, die schon Ende des Jahres 2022 wirksam wurden, komplett auf das Jahr 2023 angerechnet werden. Dies betrifft insbesondere die Dezemberabschlagszahlung für Gas. Auch sie wirkt sich positiv auf das verfügbare Einkommen im Jahr 2023 aus und kann deshalb dementsprechend als Entlastung der Haushalte 2023 interpretiert werden. Eine zusätzliche Annahme ist, dass die Politikmaßnahmen keine weitere Verhaltensanpassung bei den privaten Haushalten hervorgerufen haben. In der Theorie wäre vorstellbar, dass Verbraucherinnen und Verbraucher auf die Entlastung reagieren und die Energieverbrauchsmenge weniger stark zurückfahren als ohne staatliche Maßnahmen. Jedoch waren die Entlastungen nicht vorauszusehen und im Gegenteil standen sogar zusätzliche Belastungen im Raum, etwa durch die zwischenzeitlich angedachte Gasumlage. Vor allem waren die Entlastungsmaßnahmen bewusst so ausgestaltet, dass sie möglichst keine adversen Anreize bewirken.

Abbildung 23 stellt die Entlastungswirkungen im Jahr 2023 für alle neun Untergruppen von Mieterhaushalten dar. Die einzelnen Maßnahmen summieren sich in gestapelten Balken zu der gesamten durchschnittlichen Entlastung des entsprechenden Haushaltstyps durch staatliches Handeln auf. Schon auf den ersten Blick wird deutlich, dass die Haushalte, die mit Gas heizen, am stärksten entlastet werden. Viele der Politikmaßnahmen zielten explizit auf die Gaspreise ab, da gerade diese durch die Einstellung des Bezugs russischen Gases stark gestiegen waren. So übertreffen allein die monetären Entlastungswirkungen durch Gaspreisbremse und Dezemberabschlagszahlung bereits die Entlastungen für Haushalte, die mit Öl, Strom oder Fernwärme heizen. Diese Notwendigkeit zeigen auch die Ergebnisse unserer Untersuchungen in den vorangegangenen Abschnitten, die belegen, dass insbesondere Haushalte, die mit Gas heizen, am stärksten durch die Energiekrise belastet wurden. Mit der Haushaltsgröße steigt auch die Entlastung in absoluten Zahlen, da die Energiepreispauschalen pro Kopf ausgezahlt wurden. Zudem sind auch verbrauchsabhängige Entlastungen größer, da in Haushalten mit mehr Mitgliedern auch mehr

Energie konsumiert wird. Die durchschnittliche Entlastung von Mieterhaushalten liegt zwischen rund 250 € bei Single-Haushalten mit Ölheizung und fast 1.500 € bei Mehrpersonenhaushalten mit Gasheizung.

Abbildung 24
Entlastung durch Politikmaßnahmen (MFH Eigentum)

in € pro Jahr



Anmerkungen: mit Verbrauchsanpassung, unter Berücksichtigung der Heizgradtage, Preisbr. Str. + FW = Preisbremsen für Strom und Fernwärme, EPP = Energiepreispauschale, ArbN. = Arbeitnehmer, Wog. = Wohngeldempfänger

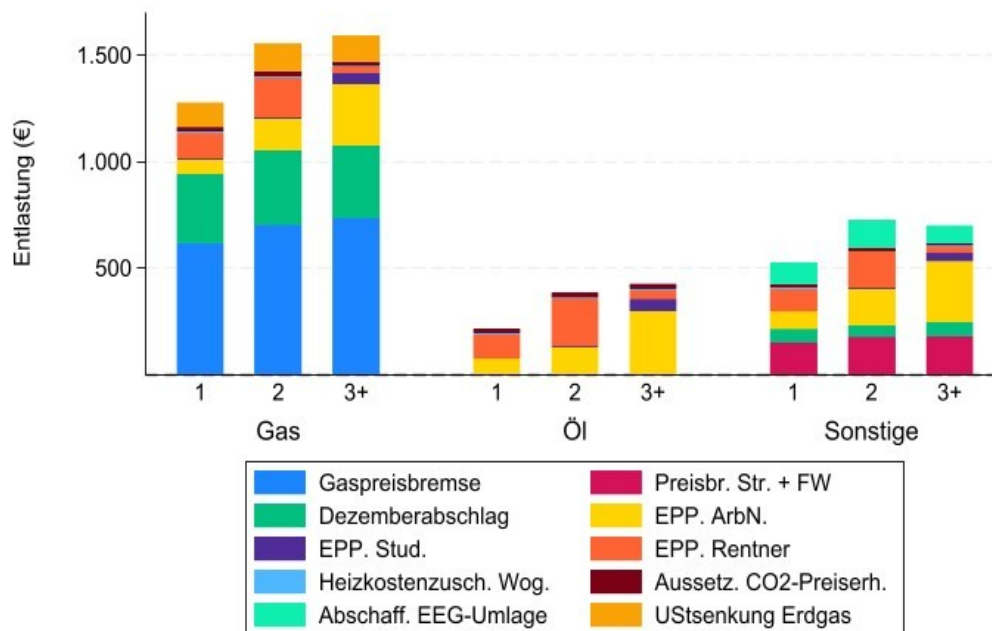
Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf EVS (2018)

Insgesamt sind die Auswirkungen der staatlichen Entlastungsmaßnahmen bei Wohnungseigentümern im Mehrfamilienhaus, illustriert in Abbildung 24, in ihrer Höhe nicht stark verschieden von den Entlastungen der Mietenden. In den einzelnen Bestandteilen lassen sich jedoch unterschiedliche Muster feststellen: Beispielsweise trägt der Heizkostenzuschuss für Wohngeldempfänger bei Mietenden, insbesondere in Mehrpersonenhaushalten, zur Entlastung bei. Unter den Eigentümerinnen und Eigentümern gibt es hingegen fast keine Wohngeldempfänger. Außerdem sind kaum Studierende unter den Ein- und Zweipersonenhaushalten in selbstgenutzten Eigentumswohnungen, dafür aber deutlich mehr Rentnerinnen und Rentner als unter den Mietenden. Dementsprechend verschieden sind auch die Anteile der Entsprechenden Energiepreispauschalen an der gesamten Entlastung.

Abbildung 25 zeigt analog die Eigentümerinnen und Eigentümer im Einfamilienhaus. Hier ist der deutlichste Unterschied gegenüber den Eigentümerinnen und Eigentümern im Mehrfamilienhaus die etwas höhere Entlastung der Gashaushalte, speziell der Single-Haushalte mit Gasheizung. Ausschlaggebend sind auch hier die Gaspreisbremse und die Übernahme des Dezemberabschlags. Sie fallen durch den hohen Verbrauch größer aus, denn Einfamilienhäuser haben oft mehr Wohnfläche und werden durch mehr Außenwände etwas ineffizienter geheizt als Mehrfamilienhäuser.

Abbildung 25
Entlastung durch Politikmaßnahmen (EFH Eigentum)

in € pro Jahr

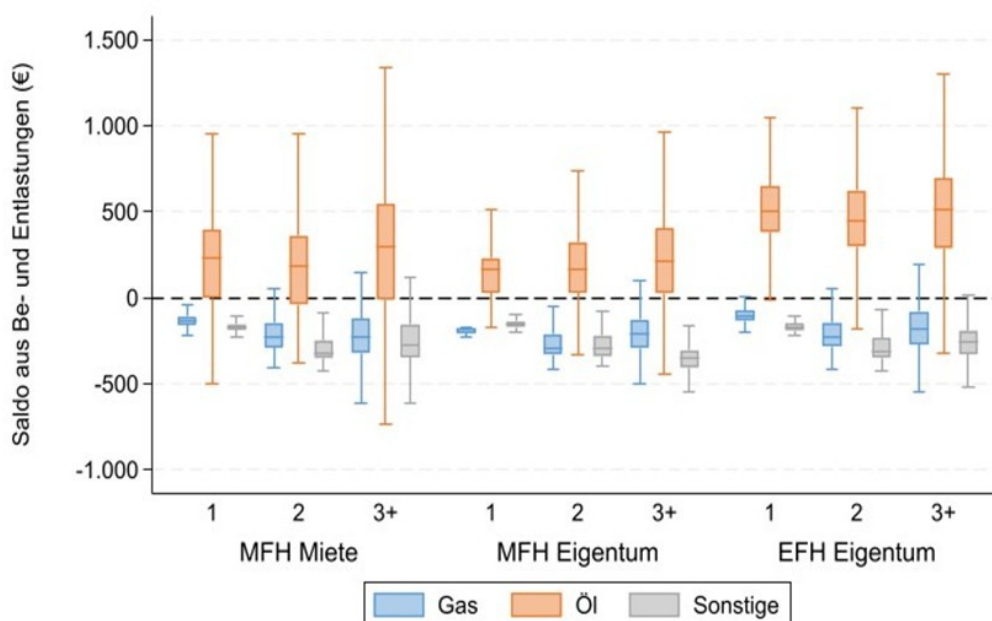


Anmerkungen: mit Verbrauchsanpassung, unter Berücksichtigung der Heizgradtage, Preisbr. Str. + FW = Preisbremsen für Strom und Fernwärme, EPP = Energiepreispause, ArbN. = Arbeitnehmer, Wog. = Wohngeldempfänger

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf EVS (2018)

Abbildung 26
Saldo der zusätzlichen Belastung und staatlicher Entlastung

in € pro Jahr



Anmerkungen: mit Verbrauchsanpassung, unter Berücksichtigung der Heizgradtage, Nettoeinkommen fortgeschrieben

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf EVS (2018)

Schlussendlich werden im Mikrosimulationsmodell Be- und Entlastungen gegeneinander aufgerechnet. Dieser Saldo (Belastung – Entlastung) wird auf Haushaltsebene gebildet. Abbildung 26 stellt die Verteilung der Salden nach Haushaltstypen dar. Rein rechnerisch gibt es in vielen Haushaltsgruppen „Gewinner“ und „Verlierer“, die Verteilung der Salden gemessen in Euro pro Jahr (bezogen auf das Jahr 2023) erstreckt sich also über den negativen und positiven Zahlenbereich. In dieser Darstellung werden Haushalte, die mit Gas, Strom oder Fernwärme heizen, meistens etwas überkompensiert. Die höchsten Nettoverluste durch die Energiekrise erlitten Haushalte mit Heizöl, wobei die Salden der Ölhaushalte auch die breiteste Streuung aufweisen.

Wichtig für die Interpretation dieser Ergebnisse ist allerdings, dass diese Saldenmethode keine Aussagen über Wohlfahrtseffekte treffen kann. Beispielsweise wurden Einsparungen durch Verbrauchsreduktion erzielt, was an sich nutzenmindernd wirkt. Außerdem waren die Politikmaßnahmen weitestgehend einmalige Entlastungen. Ihnen stehen aber dauerhaft höhere Belastungen entgegen, etwa durch ein erhöhtes Preisniveau, nicht nur bei Energie, sondern auch bei den meisten anderen Konsumgütern. Nachhaltig bessergestellt dürfte also unter den privaten Haushalten in der Regel niemand sein. Was diese Herangehensweise jedoch sehr wohl aufzeigen kann, ist, dass über alle Haushalte hinweg insgesamt die staatlichen Eingriffe in etwa passgenau die zusätzliche monetäre Belastung nach Verhaltensanpassung der privaten Haushalte im Jahr 2023 abfangen konnten.

6 Anpassungsstrategien der Akteure

6.1 Energieversorger

Die Experteninterviews dienten neben der Analyse der Belastungen auch der Erfassung von Anpassungsstrategien der EVU. Im Fokus stehen Reaktionen auf veränderte Kundenzahlen, strategische Beschaffung und gewählte Beschaffungskanäle.

Aussetzung der Neukundenakquise sowie Preis- und Vertragsstrukturanpassungen

Während der Energiekrise haben viele EVU die Neukundenakquise im Privatkundenbereich ausgesetzt, um ihre bestehenden Verpflichtungen zuverlässig erfüllen zu können. Durch den plötzlichen Anstieg der Großhandelspreise war eine wirtschaftlich tragfähige Versorgung neuer Kunden oft nicht mehr darstellbar. Gleichzeitig mussten zahlreiche EVU zusätzliche Mengen für Haushalte beschaffen, die in die Grundversorgung fielen, was hohe Liquiditätsanforderungen mit sich brachte. Die Aufnahme neuer Kunden hätte dieses Risiko weiter erhöht. Zudem erschwerte die extreme Marktvolatilität eine verlässliche Preisgestaltung, was die Kalkulation neuer Angebote erschwerte. Des Weiteren wurde von nahezu allen befragten Unternehmen bestätigt, dass sie im Zuge der Energiekrise die Preise auch für Bestandskunden angepasst haben bzw. anpassen mussten. In diesem Zusammenhang wurde jedoch deutlich, dass die Preisanpassungen für Bestandskunden mit Sonderverträgen weniger stark ausfielen als jene Preisanpassung in der Grundversorgung oder für Neukundenverträge. Maßgeblicher Einflussfaktor hierfür war die Verfolgung einer langfristigen Beschaffungsstrategie, auf die im Folgenden noch genauer eingegangen wird. Letztlich wurde auch die Struktur der angebotenen Lieferverträge für Endkunden im Zuge der Krise verändert. Vor der Krise wurden Preisgarantieverträge von bis zu zwei Jahren Laufzeit angeboten, wenngleich von Kundenseite am häufigsten Ein-Jahres-Verträge nachgefragt wurden. In den turbulenten Zeiten der Energiekrise Mitte des Jahres 2022 haben die befragten EVU nur sehr begrenzt neue Verträge mit Preisgarantien angeboten. Die Zeiträume der Preisgarantie wurden dabei deutlich verkürzt. Vorübergehend wurden in der Krise Verträge mit monatlicher Preisanpassung angeboten, diese wurden von den Endkunden jedoch nicht in Anspruch genommen. Eine Analyse der Daten des Vergleichsportals Verivox zeigt, dass der Anteil der Neukundenverträge mit Preisgarantie Ende 2023 wieder das Vorkrisenniveau von 2019 erreicht hat. Nach einem deutlichen Rückgang der angebotenen Tarife mit Preisgarantie im Jahr 2022 liegt der Anteil nun wieder bei über 90 Prozent. Gleichzeitig hat sich die durchschnittliche Dauer der Preisgarantien verkürzt: Während sie 2019 im Schnitt 14 Monate für Gas- und 16 Monate für Stromverträge betrug, liegt sie Ende 2023 bei nur noch rund 12 Monaten für beide Energieträger.

Kontinuität und Anpassung langfristiger Beschaffungsstrategien

Ein weiteres Ergebnis der Interviews waren die (positiven) Auswirkungen der verfolgten Beschaffungsstrategien. Stadtwerke und andere kommunale EVU verfügen aufgrund ihrer loyalen und eher wenig preissensitiven Kundenbasis über gut prognostizierbare Energiebedarfe und planen ihre Beschaffung deshalb längerfristig, traditionell zwei bis drei Jahre im Voraus. Dieses weitsichtige Vorgehen erwies sich als positiv innerhalb der Krise. Im Zuge der Aufarbeitung der Extremsituationen wurde bei vereinzelt EVU die Strategien marginal angepasst, etwa durch eine Verkürzung des Beschaffungshorizonts von drei auf zwei Jahre im Voraus. Aufgrund des hohen Preisniveaus während der Krise gingen viele EVU davon aus, dass die Preise künftig wieder sinken werden. Vor diesem Hintergrund reduzierten sie ihre Einkäufe zu den damals hohen Terminmarktpreisen und verkürzten somit ihre Beschaffungszeiträume. Andere EVU hingegen halten an ihrer bisherigen Beschaffungsstrategie aufgrund der positiven Effekte im Krisenzeitraum fest.

Generell kann deshalb festgehalten werden, dass Stadtwerke auch in Zukunft ihre Energiebedarfe längerfristig einkaufen werden und es durch die Energiekrise zu keinem grundlegenden Wandel beziehungsweise zu keiner grundlegenden Veränderung der Beschaffungsstrategie kam. Die Zeiträume der Beschaffung sollten jedoch in regelmäßigen Zeiträumen überprüft werden, da sich je nach der zu erwartenden zukünftigen Preisentwicklung auch eine Verkürzung des Beschaffungszeitraums als sinnvoll erweisen kann.

Wahl und Anpassung der Beschaffungskanäle

Energieträger können sowohl über die Börse als auch in bilateralen Verträgen, sogenannten Over-the-Counter (OTC) Geschäften, beschafft werden. Hinsichtlich der genutzten Beschaffungskanäle wurde bei den befragten EVU eine klare Präferenz deutlich, in Zeiten vor der Krise dominierten die OTC-Vertragsgeschäfte. Der Anteil des Börsenhandels lag bei den befragten EVU bei unter 10 % und beschränkte sich überwiegend auf kurzfristige Produkte. Im Zuge der Energiekrise war sowohl im OTC- als auch im Börsenhandel ein Rückgang des Handelsvolumens zu beobachten, insbesondere bei langfristigen Terminkontrakten. Gleichzeitig verlagerte sich die Energiebeschaffung temporär vom OTC-Markt an die Börse, da dort, im Gegensatz zum außerbörslichen Handel, keine Kreditrisiken bestehen, was von den Marktteilnehmern in dieser Situation positiv bewertet wurde. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass in Abhängigkeit des Beschaffungskanals auch unterschiedlich hohe, zu hinterlegende Sicherheitszahlungen erforderlich werden, welche ebenfalls bei der Wahl des Beschaffungskanals berücksichtigt werden müssen. Die beschriebene Entwicklung zeigt, dass EVU zur Sicherstellung der Versorgung ihre Beschaffungskanäle flexibel anpassen mussten, abhängig vom Beschaffungshorizont und der jeweiligen Marktlage.

Absicherung der Lieferfähigkeit und Umgang mit Marktverwerfungen

Trotz der tiefgreifenden Krise kam es bei den befragten EVU zu keinen Ausfällen relevanter Vorlieferanten. Systemrelevante Akteure wie der Gasanbieter Uniper wurden durch staatliche Eingriffe stabilisiert. Im Strombereich kam es punktuell zu Angebotsengpässen einzelner Handelspartner, was die Beschaffung erschwerte. Zudem lag aufgrund der vorherrschenden Unsicherheit über die Versorgungssicherheit ein besonderes Augenmerk auf der Auswahl vertrauenswürdiger Handelspartner.

Anpassungen aufgrund von finanziellen Schwierigkeiten

Mit Blick auf die finanziellen Herausforderungen der Energiekrise wurde deutlich, dass einzelne EVU aufgrund der stark angestiegenen Beschaffungskosten zusätzliche Liquidität aufnehmen mussten. Dies erfolgte jedoch bei den befragten Unternehmen ausschließlich über die Erweiterung von Kreditlinien nach Abstimmung mit Aufsichtsrat und Gesellschaftern. Keiner der befragten Energieversorger musste Soforthilfen des Bundes oder Mittel der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) in Anspruch nehmen. Unternehmen, die keine zusätzliche Liquidität benötigten, begründeten dies mit diversifizierten Geschäftsmodellen, einer langfristigen Beschaffungsstrategie sowie einem robusten Finanzmanagement.

Fazit

Die Analyse zeigt, dass die Energiekrise verstärkt zu operativen Herausforderungen sowie strukturellen Unsicherheiten führte, auf die mit unterschiedlichen Anpassungsmaßnahmen reagiert wurde. Kurzfristig dominierten Maßnahmen wie die Aussetzung der Neukundenakquise, Preis- und Vertragsstrukturanpassungen sowie temporäre Änderungen der Beschaffungskanäle. Langfristig erwiesen sich die bisher verfolgten Beschaffungsstrategien als vorteilhaft und robust. Jedoch wurde diese in einzelnen Fällen punktuell angepasst, um flexibler auf Marktentwicklungen reagieren zu können. Insgesamt zeigt sich, dass die kommunalen EVU ihre Versorgungsfähigkeit sicherstellen konnten, wobei ein solides Risiko- und Portfoliomanagement und die Orientierung an langfristigen Planungsansätzen zentrale Stabilitäts-

faktoren darstellten. Die gewonnenen Erkenntnisse aus der Energiekrise werden auch künftig einen maßgeblichen Einfluss auf strategische Entscheidungen der Energieversorger haben, insbesondere im Hinblick auf die Weiterentwicklung von Beschaffungsstrategien, Risikomanagement und Vertragsgestaltung.

6.2 Wohnungswesen

Die Analysen der Abschnitte 4.2 und 5.2 haben bereits nahegelegt, dass die Belastungen der Energiekrise für die Mehrheit der Vermietenden nicht existenzgefährdend waren. Das muss allerdings nicht zwingend an der geringen Relevanz der Belastungen liegen, sondern kann auch durch von der Vermietendenseite getroffenen Gegenmaßnahmen bedingt sein. In diesem Abschnitt sollen die verschiedenen Anpassungsstrategien beleuchtet werden, mit denen das Wohnungswesen auf die diskutierten Belastungen reagiert hat. Diese Belastungen umfassten vor allem Liquiditätsengpässe aufgrund von gestiegenen Energievorauszahlungen an den Energieversorger, Liquiditätsengpässe aufgrund von verzögerten Zahlungen von Mietenden, Verluste durch den Zahlungsausfall von Mietenden, gestiegene Zinsen, gestiegene Baukosten und der gesunkene Immobilienwert.

Energievorauszahlungen und Zahlungsschwierigkeiten der Mietenden

Um Liquiditätsengpässen aufgrund von gestiegenen Energievorauszahlungen vorzubeugen, haben zahlreiche Vermietende in der Energiekrise die monatlichen Nebenkostenabschläge der Mietenden erhöht. In Nordrhein-Westfalen (NRW) gaben im August 2023 90 % der befragten Wohnungsunternehmen an, die Vorauszahlungen der Mietenden angepasst zu haben, die mit Abstand am häufigsten genannte Maßnahme während der Energiekrise (vgl. NRW.Bank 2023b). Auch VIVAWEST hat die Abschläge im Krisenjahr 2022 zwei Mal angepasst, einmal im Mai um 30 % für alle Mietenden und ein weiteres Mal in Einzelfällen. Nach Angaben des Unternehmens wurde nur in wenigen Fällen die nötige Zustimmung der Mietenden verweigert. Die Anpassungen seien, im Gegenteil, von den Mietenden sogar mehrheitlich positiv wahrgenommen worden. Alle GdW-Mitgliedsunternehmen zusammen erhöhten die Energiekostenvorauszahlung im Jahr 2022 um durchschnittlich 42 % (vgl. GdW 2023b).

Vermietende Privatpersonen passten in 37 % der Fälle und damit deutlich seltener als Wohnungsunternehmen die Energiekostenvorauszahlung an (vgl. Haus & Grund Rheinland Westfalen 2023). Betrachtet man die angefallenen jährlichen Nebenkostenabrechnungen, so scheint dies in den meisten Fällen ausgereicht zu haben, um die Differenz zwischen den Vorauszahlungen der Mietenden und den von den Vermietenden vorgestreckten Energiekosten zu begrenzen. 39,9 % der Mieterhaushalte mussten für das Jahr 2022 eine durchschnittliche Nachzahlung von 162,76 € für die Nebenkosten leisten. Für das Folgejahr 2023 stieg der Wert der Nachzahlungen zwar auf 255,12 €, betraf nach weiteren Anpassungen der Abschläge aber auch nur noch 36,5 % der Mietverhältnisse (vgl. Haus & Grund Rheinland Westfalen 2023). In beiden Krisenjahren lag damit die Höhe der vorzustreckenden Nachzahlungen zumindest im Durchschnitt in einem Bereich, der die wenigsten Vermietenden vor finanzielle Probleme gestellt haben sollte.

Zur Vermeidung von Zahlungsausfällen bot eine Mehrheit von 93 % (vgl. NRW.Bank 2023a) beziehungsweise 65 % (vgl. NRW.Bank 2023b) der befragten Wohnungsunternehmen in NRW Ratenzahlungsmodele an. Dies konnte sowohl Mieten als auch monatliche Nebenkostenabschläge oder jährliche Nebenkostennachzahlungen betreffen. Dazu kamen individuelle Härtefallregelungen, die aber wie zum Beispiel beim Wohnungsunternehmen VIVAWEST kaum benötigt wurden. VIVAWEST zeigte sich sogar zurückhaltender bei der Erhöhung der Kaltmieten, um die Mietenden nicht zu überlasten. In diesem Zusammenhang berichteten sowohl die großen Wohnungsunternehmen als auch Haus & Grund, sowie der Verband der Immobilienverwalter VDIV, dass sich Vermietende aus sozialem Verantwortungsbewusstsein heraus bei Kündigungen zurückgehalten haben. Ganze 43 % der befragten Wohnungsunternehmen

in NRW gaben im Januar 2023 an, bei einem Zahlungsverzug bei der Nebenkostenabrechnung keine Kündigung aussprechen zu wollen (vgl. NRW.Bank 2023a).

Von den vermietenden Privatpersonen bot immerhin jede Zweite beziehungsweise jeder Zweite Ratenzahlungen an (vgl. NRW.Bank 2023a). Ein Drittel gab an, auf Kündigungen bei Zahlungsrückständen durch die Energiekrise zu verzichten. Die etwas geringere Bereitschaft gegenüber den Wohnungsunternehmen ist nicht zwangsläufig ein Zeichen für ein geringeres soziales Verantwortungsbewusstsein oder einen größeren finanziellen Druck. Viel wahrscheinlicher ist, dass die entsprechenden Angaben geringer ausfallen, weil die Maßnahmen aufgrund des höheren Durchschnittseinkommens der Mietenden als weniger notwendig angesehen wurden. So berichten auch im Falle der vermietenden Privatpersonen sowohl VDIV als auch Haus & Grund, dass Zahlungsschwierigkeiten nur in wenigen Fällen auftraten und dann meist durch individuelle Härtefallregelungen zwischen Vermietenden und Mietenden gelöst werden konnten.

Investitionen in Neubauprojekte

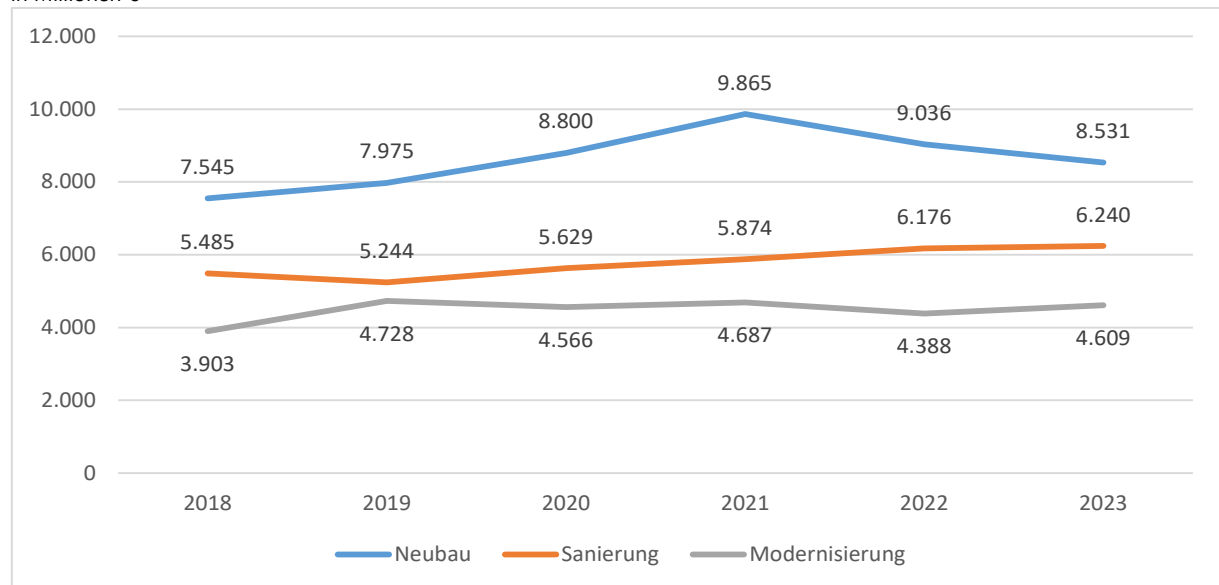
Wie bereits in Abschnitt 4.2 erläutert, hatten Wohnungsunternehmen viel mehr mit den indirekten Folgen der Energiekrise, also den gestiegenen Zinsen, den gestiegenen Baukosten und den gesunkenen Immobilienwerten zu kämpfen. Zur Stabilisierung der Bilanzen und zum Abbau der Verschuldung wurden in Extremfällen auch Immobilien veräußert (vgl. zum Beispiel Vonovia 2023, 2024). Die meisten Wohnungsunternehmen reagierten aber eher mit einer Reduktion der Investitionen. Es ist dabei nicht eindeutig zu klären, ob die Investitionen gesenkt wurden, um Einnahmeausfällen und Liquiditätsengpässen zu begegnen oder weil sich die entsprechenden Projekte aufgrund der gestiegenen Kosten aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht mehr rentiert haben. Sowohl zahlreiche Umfragen (vgl. VdW Bayern 2022; VdW Bayern 2023; VdW Sachsen 2022; NRW.Bank 2023b; IVV 2023), die durchgeführten Interviews, Pressemitteilungen (vgl. z.B. GdW 2023a), als auch die analysierten Geschäftsberichte deuten allerdings darauf hin, dass gestiegene Zinsen und hohe Materialkosten für die meisten Wohnungsunternehmen ausschlaggebend waren.

Abbildung 27 zeigt den Verlauf der Investitionen der GdW-Mitgliedsunternehmen, unterschieden zwischen Investitionen im Neubaubereich und Investitionen in den Bestand in Form von den notwendigen Sanierungsmaßnahmen oder energieeffizienzsteigernde Modernisierungsmaßnahmen. Nachdem die Gesamtinvestitionen, vor allem durch gestiegene Investitionen in den Neubau, im Jahr 2021 mit 20,4 Mrd. € ihren Höchststand erreichten, fielen diese in den Folgejahren kontinuierlich. Im Jahr 2023 investierten die Unternehmen bereits rund 5 % weniger als noch 2021, für 2024 erwartet der GdW sogar einen Einbruch auf über 15 % unter dem Vorkrisenniveau (vgl. GdW 2024a).

Die Aufteilung der Investitionen in Abbildung 27 zeigt, dass der negative Trend der Gesamtinvestitionen zum Großteil von einem Einbruch der Neubauinvestitionen getrieben wird. Im Vergleich zu 2021 investierten die GdW-Unternehmen im Jahr 2023 mit 8,5 Mrd. € rund 14 % weniger in den Bau neuer Gebäude. Auch im Neubau bedeuten die gestiegenen Kosten, dass die Anzahl der Neubauten noch stärker sinkt als das reduzierte Investitionsvolumen. Nach Prognosen des GdW werden 2024 rund 20 % weniger Wohnungen fertig gestellt als zuvor geplant. Im Jahr 2025 geht der Verband sogar von 40 % weniger Fertigstellungen aus als in den ursprünglichen Planungen (vgl. GdW 2024a). Insgesamt haben mehr als ein Drittel der Wohnungsunternehmen, die für die Jahre 2024 und 2025 Neubaupläne hatten, diese vollständig verworfen und werden nach aktualisierter Planung in diesen Jahren keine neuen Wohnungen bauen. Insgesamt planen damit 66 % der Wohnungsunternehmen keinen Wohnungsneubau im Jahr 2024, für das Jahr 2025 sind es sogar 70 % (vgl. GdW 2024a).

Abbildung 27
Investitionen von Wohnungsunternehmen

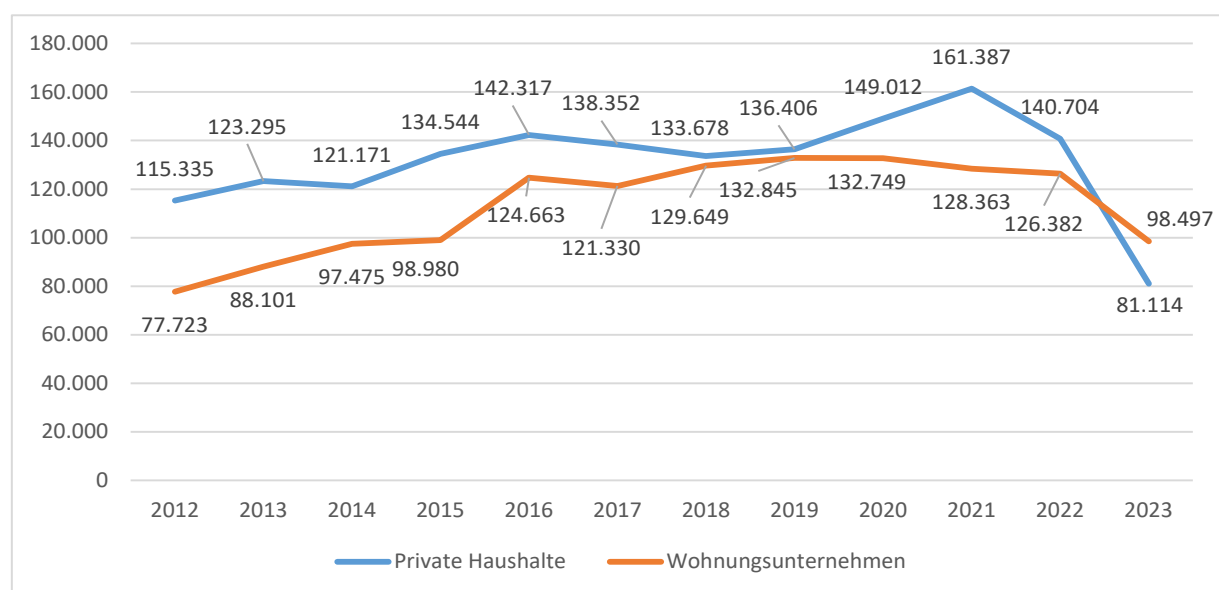
in Millionen €



Quelle: GdW (2024b)

Auch die größten Wohnungsunternehmen reduzierten die Investitionen in den Neubau. Ausnahmen bilden teilweise die kommunalen Wohnungsunternehmen in Berlin, degewo und im Jahr 2022 HOWOGE, wobei mit SAGA auch das größte kommunale Wohnungsunternehmen das Investitionsvolumen im Neubau nach Beginn der Krise um über 40 % reduzierte (vgl. degewo 2022, 2023, 2024, HOWOGE 2022, 2023, SAGA 2022, 2023). Im Durchschnitt reduzierten die größten Wohnungsunternehmen die Investitionen in den Neubau auf etwa zwei Drittel ihres Vorkrisenniveaus. Einige Unternehmen wie Vonovia oder LEG Wohnen stellten das Neubaugeschäft abgesehen von bereits vertraglich fixierten Projekten sogar vorübergehend komplett ein (vgl. Vonovia 2023, LEG 2023).

Abbildung 28
Anzahl der Baugenehmigungen für neue Wohneinheiten nach Art des Bauherrn



Quelle: Destatis (2025)

Abbildung 28 zeigt die entsprechenden Auswirkungen auf die Anzahl der Baugenehmigungen für neue Wohnungen. Während Wohnungsunternehmen im Jahr 2021 noch Anträge für den Bau von 128.363 neuen Wohnungen stellten, ging der Wert bis zum Jahr 2023 auf 98.497 und damit um rund 23 % zurück.

Das unattraktive Investitionsumfeld im Neubau betraf natürlich nicht nur Wohnungsunternehmen, sondern auch Privatpersonen. Während der Neubau für bestehende private Vermietende als Geschäftsfeld eine untergeordnete Rolle spielt, können Privatpersonen zum Beispiel beim Bau eines Eigenheims ebenfalls stark belastet werden. In Abbildung 28 ist zu erkennen, dass die Anzahl der Baugenehmigungen für Wohnungsbauprojekte privater Haushalte im Jahr 2022 und insbesondere im Jahr 2023 noch stärker einbrachen als bei den Wohnungsunternehmen. Im Vergleich zum Vorkrisenniveau mit 161.387 Baugenehmigungen wurden im Jahr 2023 nur noch halb so viele Genehmigungen (81.114) erteilt.

Investitionen in den Wohnungsbestand

Die ebenfalls in Abbildung 27 dargestellte Aufschlüsselung in Bestands- und Neubauinvestitionen zeigt, dass das Investitionsvolumen in Instandhaltung und Modernisierung bei Wohnungsunternehmen kaum betroffen war. Bis einschließlich 2023 stiegen die Investitionen sogar leicht an, erst für das Jahr 2024 prognostiziert der GdW einen Rückgang von etwas weniger als 5 % (vgl. GdW 2024a). Dabei sei aber daran erinnert, dass durch die gestiegenen Kosten ein konstantes Investitionsvolumen bereits einen Rückgang in den durchgeführten Maßnahmen zur Folge hatte (vgl. Danne/Gornig/Pagenhardt 2025). So gaben in einer Umfrage Ende 2022 in Bayern nur 3 % der Unternehmen an, für 2023/2024 ihre Modernisierungspläne komplett einzustellen. Dennoch planten die befragten Unternehmen, etwa 37 % weniger Wohnungen zu modernisieren (vgl. VdW Bayern 2022). Innerhalb der Bestandsinvestitionen verschoben sich die Investitionen dabei von Modernisierungen zu Instandhaltung, die weniger gut aufgeschoben werden können. Der Anteil der Modernisierungen an den Bestandsinvestitionen der GdW-Mitglieder sank von 44 % in 2021 auf 42 % in 2022 bis auf 38 % in 2023 (vgl. GdW 2023a). Energetische Modernisierungen sind dabei von besonderem Interesse, da die entsprechenden Maßnahmen wie die Dämmung der Gebäudehülle oder die Erneuerung der Heizungsanlage zu einem geringeren Energiebedarf und damit geringere Heizkosten für die Mietenden führt.

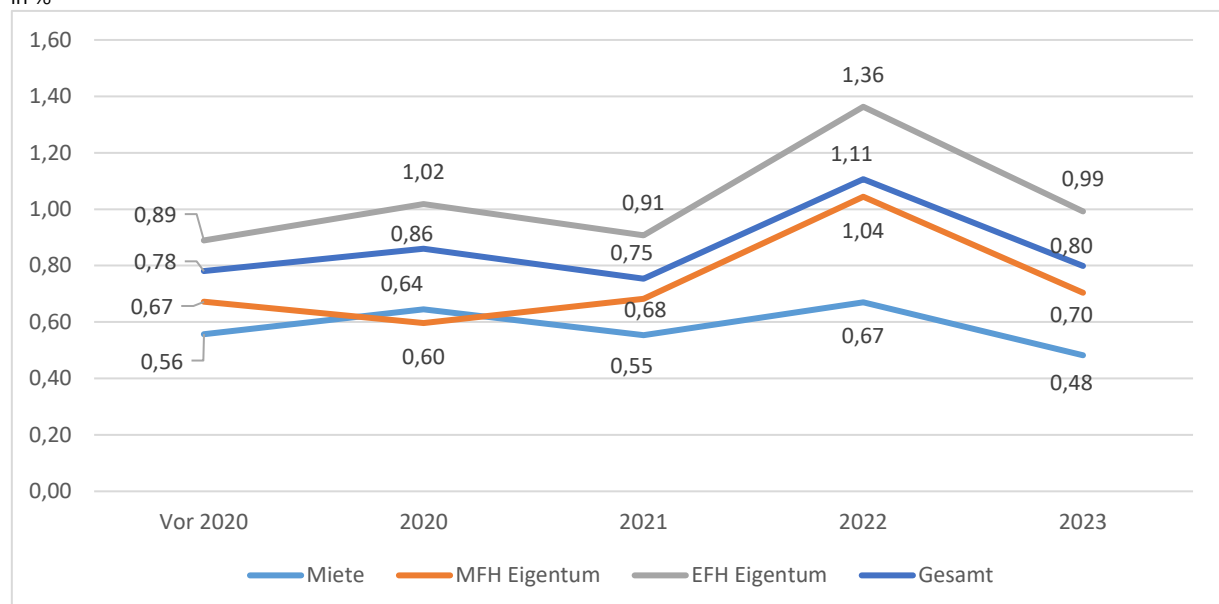
Auch bei den größten Wohnungsunternehmen blieben die Investitionen in den Bestand 2022 im Durchschnitt annähernd konstant, in 2023 steigerten die großen Wohnungsunternehmen das Volumen sogar um durchschnittlich 12 % (vgl. LEG 2023, 2024; SAGA 2023, 2024; TAG 2023, 2024; VIVAWEST 2023, 2024; Vonovia 2023, 2024; degewo 2023, 2024; HOWOGE 2023, 2024). Insbesondere die größeren Wohnungsunternehmen verfolgen einen festgelegten Modernisierungsplan, um die Nachhaltigkeitsziele eines klimaneutralen Gebäudebestands zu erreichen. Modernisierungen wurden daher, wenn möglich, nur in einem Maße zurückgefahren, das in den Folgejahren in einem attraktiveren Investitionsumfeld wieder aufgeholt werden kann. Dies bedeutet aber gleichzeitig, dass es keine Anzeichen für verstärkte Modernisierungsambitionen gab, um Mietende vor den explodierenden Preisen zu schützen. Stattdessen wurde auf Beratungsangebote für ein effizienteres Heizverhalten oder kleinere Maßnahmen wie der Austausch von Thermostaten, die Anpassung der Heizkurve der Heizung oder der verpflichtende hydraulische Abgleich gesetzt, welche auf Kosten des Wohnungsunternehmen durchgeführt wurden.

Private Vermietende hingegen schienen in der Krise verglichen mit Wohnungsunternehmen etwas häufiger Sanierungen und Modernisierungen zu verschieben, um andere Verluste und drohende Liquiditätsengpässe zu kompensieren (vgl. NRW.Bank 2023a). So stieg laut der Vermieterbefragung von Haus & Grund der Anteil der Vermietenden, die in den kommenden fünf Jahren keine Modernisierung planen, von 42,9 % in 2022 auf 48,3 % im Folgejahr (vgl. Haus & Grund 2022, 2023). Während sich auch private Vermietende bei Zahlungsrückständen den Mietenden gegenüber mehrheitlich kulant zeigten, gibt es keine Indizien dafür, dass die Nebenkostenbelastung durch vermehrte energetische Modernisierungsmaßnahmen eingedämmt wurden. Insgesamt lassen die Angaben im Wärme- und Wohnen-Panel

vermuten, dass sich die Modernisierungsquote bei von Privatpersonen vermieteten Gebäuden während der Krisenjahre 2022 und 2023 nicht wesentlich erhöht hat. In Abbildung 29 ist zu erkennen, dass sich die Modernisierungsquote schon vor Beginn der Krise zwischen 0,55 % und 0,6 % und damit deutlich unter der Gesamtdurchschnittlichen Quote von um die 0,8 % bewegte. Im Jahr 2022 stieg die Modernisierungsquote zwar auf 0,67 %, damit aber deutlich weniger als der Gesamtdurchschnitt (1,11 %). Insbesondere die Entwicklung im Jahr 2022 macht deutlich, dass Eigentümerinnen und Eigentümern in selbst genutzten Wohngebäuden mit einer Erhöhung der Modernisierungsquote von 0,68 % auf 1,36 % in Mehrfamilienhäusern bzw. von 0,91 % auf 1,36 % in Einfamilienhäusern deutlich stärker auf die gestiegenen Preise reagiert haben als Vermietende. Gleichzeitig ist aber auch festzuhalten, dass die Modernisierungsquote privater Eigentümerinnen und Eigentümer, ob in Selbstnutzung oder bei Vermietung, trotz der stark gestiegenen Materialkosten nicht eingebrochen sind.

Abbildung 29
Modernisierungsquote (Gebäudehülle) privater Eigentümerinnen und Eigentümer

in %



Anmerkungen: Modernisierungsquote berechnet nach Cischinsky/Diefenbach (2018): 0,4 Außenwand + 0,28 Dach + 0,23 Boden + 0,09 Fenster, Berücksichtigt werden nur Haushalte, die im Betrachtungsjahr bereits in der zum Befragungszeitpunkt bewohnten Wohnung gewohnt haben, es werden also keine Angaben vor dem Einzugsdatum berücksichtigt

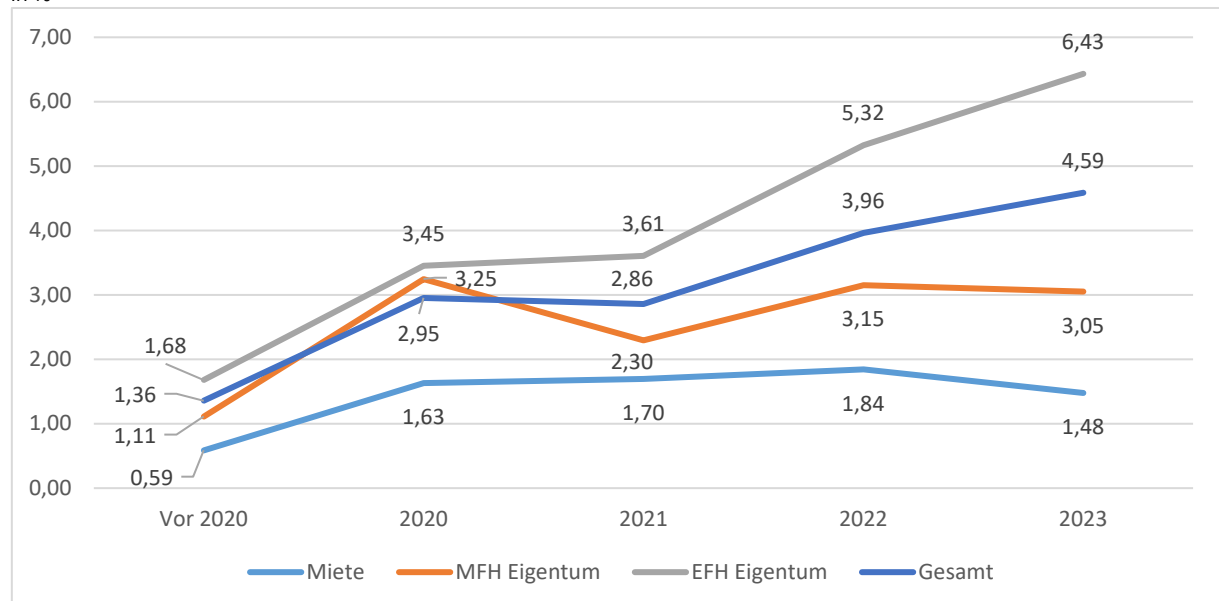
Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf WWP (2021, 2022, 2023)

Außerdem berichteten die Verbände Haus & Grund und VDIv von einer großen Verunsicherung aufgrund der unsteten politischen Rahmenbedingungen, die auch die Förderungen von Modernisierungsmaßnahmen betraf (mehr zu den öffentlichen Rahmenbedingungen in Abschnitt 6.4).

Der Austausch der Heizung bildet neben der Dämmung der Gebäudehülle eine weitere wichtige Möglichkeit, um die Bewohnenden eines Gebäudes vor stark steigenden Energiepreisen zu schützen. In Abbildung 30 ist der Anteil der privaten Eigentümerinnen und Eigentümer, die einen Heizungstausch vorgenommen haben, nach Eigentumsverhältnis und Gebäudetyp abgebildet. Insgesamt ist die Austauschquote während der Energiekrise merklich angestiegen, von um die 3 % auf knapp 4 % in 2022 und 4,6 % in 2023. Wie auch bei den die Gebäudehülle betreffenden Modernisierungsmaßnahmen (Abbildung 29) wurde dieser Anstieg von Eigentümerinnen und Eigentümern in Selbstnutzung, insbesondere in Einfamilienhäusern, getrieben, wohingegen bei privaten Vermietenden in den Jahren der Energiekrise kaum eine Reaktion zu erkennen ist.

Abbildung 30
Heizungsaustauschquote privater Eigentümerinnen und Eigentümer

in %



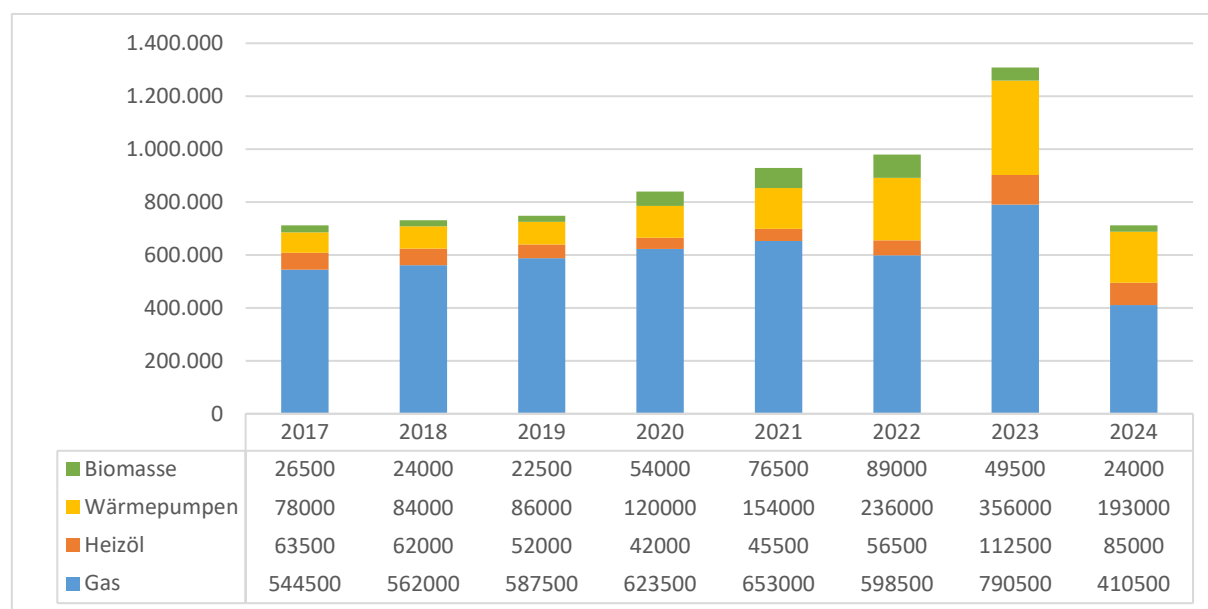
Anmerkungen: inklusive Geräte zur Warmwassererzeugung. Berücksichtigt werden nur Haushalte, die im Betrachtungsjahr bereits in der zum Befragungszeitpunkt bewohnten Wohnung gewohnt haben, es werden also keine Angaben vor dem Einzugsdatum berücksichtigt

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf WWP (2021, 2022, 2023)

Der Austausch der Heizung kann dabei zwei Vorteile mit sich bringen. Zum einen sind neuere Heizungsanlagen in der Regel effizienter und senken somit ähnlich wie Dämmmaßnahmen den Energiebedarf des Gebäudes. Zum anderen ermöglicht eine neue Heizung auch den Umstieg auf einen anderen Energieträger, zum Beispiel von einem Heizöl-Brennwertkessel zu einer mit Strom betriebenen Wärmepumpe. Da die in Abbildung 30 dargestellte Austauschquote nicht berücksichtigt, ob es sich nur um eine Erneuerung des gleichen Anlagentyps handelt oder um einen Umstieg auf einen günstigeren Energieträger, sind in Abbildung 31 die Absatzzahlen für Heizungen nach verschiedenen Energieträgern zusammengefasst. Auch wenn diese Statistik die installierten Heizungen im Neubaubereich sowie in Nichtwohngebäuden mitzählt, ist hier ebenfalls ein deutlicher Anstieg der Absatzzahlen in den Jahren der Energiekrise, insbesondere im Rekordjahr 2023, in dem über 1,3 Millionen neue Heizungen eingebaut wurden, zu erkennen. Besonders ist aber, dass sowohl vor als auch während der Energiekrise Heizungen mit den fossilen Energieträgern Gas und Heizöl eine Mehrheit der verkauften Heizungen ausmachen. Der Anteil der mit Strom und Biomasse betriebenen Heizungen stieg zwar im Zeitverlauf und insbesondere während der Energiekrise an, von weniger als einem Viertel auf ein Drittel. Dennoch ist der Anstieg der Absatzzahlen in den Jahren 2022 und 2023 nicht allein auf eine höhere Nachfrage nach Heizungen mit nichtfossilen Energieträgern zurückzuführen. Der in Abbildung 30 beschriebene Anstieg der Heizungsaustauschquoten bildet also nur teilweise einen Umstieg auf günstigere, nicht fossile Energieträger ab. Verantwortlich dafür war vermutlich die mit großer öffentlicher Aufmerksamkeit geführte Diskussion um das sogenannte Heizungsgesetz, der Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (siehe auch Abschnitt 6.4). Der VDIV berichtete im Interview von einer merkbaren Anzahl an Eigentümerinnen und Eigentümern sowie Eigentümergemeinschaften, die aus Angst vor den diskutierten gesetzlichen Bestimmungen ihre bestehenden Öl- und Gasheizungen erneuerten. Der Einfluss der politischen Rahmenbedingungen schien also für einige einen größeren Einfluss gehabt zu haben als die Anreize aus der damaligen Preissituation.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass eine Mehrheit der Vermietenden, sowohl Wohnungsunternehmen wie auch Privatpersonen, große Liquiditätsengpässe durch die schnelle Anpassung der monatlichen Nebenkostenabschläge vermeiden konnte. Zahlungsschwierigkeiten auf Seiten der Mietenden wurde zum Teil mit Ratenzahlungsmodellen und anderen Entgegenkommen begegnet. Verluste, die überwiegend keine direkte Folge der hohen Energiepreise oder von Mietausfällen waren, wurden durch Zurückhaltung bei Investitionen kompensiert, vor allem bei großen Wohnungsunternehmen mit hohem Verschuldungsgrad wurden aber auch Immobilien veräußert. Der Hauptgrund für den Rückgang der Investitionen war das durch gestiegene Materialkosten und Bauzinsen verschlechterte Investitionsumfeld. Betroffen war davon vor allem der Neubaubereich, wo Investitionsvolumina und Bauanträge stark zurückgingen, vor allem bei privaten Wohnungsunternehmen und privaten Haushalten. Die Investitionen von Wohnungsunternehmen in den Bestand gingen verglichen damit nur leicht zurück. Private Vermietende, die üblicherweise nicht im Neubaubereich tätig sind, stellen wenn nötig auch Sanierungs- und Modernisierungsmaßnahmen zurück, um Verlusten oder Liquiditätsengpässen zu begegnen. Insgesamt waren aber auch bei vermietenden Privatpersonen die Modernisierungsraten in der Energiekrise stabil. Die stärkeren Anreize für energieeffizienzsteigernde Maßnahmen wie die Dämmung der Gebäudehülle oder der Austausch der Heizung, die durch die höheren Energiepreise ergeben haben, haben aber auch nicht zu einem Anstieg der Modernisierungs- oder Austauschquoten in vermieteten Wohngebäuden geführt. Anders stellt sich das bei privaten Eigentümerhaushalten in Selbstnutzung dar, die in der Energiekrise vermehrt Modernisierungsmaßnahmen nutzten, um der Kostenbelastung durch gestiegene Energiepreise zu begegnen. Es ist aber davon auszugehen, dass auch veränderte öffentliche Rahmenbedingungen und Förderlandschaften entscheidende Faktoren für die Investitionsentscheidungen der privaten Eigentümerinnen und Eigentümer waren.

Abbildung 31
Anzahl der abgesetzten Wärmeerzeuger nach Energieträger



Quelle: RWI, Darstellung basierend auf BDH (2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025)

6.3 Private Haushalte

Um in Zeiten hoher Energiepreise hohen Kostenbelastungen zu begegnen, ist die naheliegendste Verhaltensanpassung privater Haushalte die Reduktion des Energieverbrauchs. In Abschnitt 4.3.3 wurde bereits gezeigt, dass die Haushalte tatsächlich ihren Verbrauch anpassten, witterungsbereinigt um durch-

schnittlich 8,53 %. Ein solcher Rückgang des Verbrauchs kann vor allem durch zwei Wege erreicht werden:

1. die Veränderung des Heizverhaltens, zum Beispiel durch das generelle Absenken der Raumtemperatur, das verminderte Heizen in Abwesenheit, effizienteres Lüften oder sparsamerer Warmwasserverbrauch
2. die Reduktion des Energiebedarfs des Gebäudes, zum Beispiel durch Modernisierungsmaßnahmen oder effizienzsteigernde Maßnahmen an der Heizungsanlage oder den Heizkörpern.

Es ist daher davon auszugehen, dass Mieterhaushalte in Gebäuden in einem schlechten energetischen Zustand selten durch eine Reduktion des Energiebedarfs geschützt wurden. Oft blieb als einzige Möglichkeit nur der Umzug in ein Gebäude mit besserem Energieeffizienzstandard. Es finden sich aber weder im Sozio-oekonomischen Panel (SOEP) noch in den Daten des GdW Hinweise darauf, dass Mieterhaushalte in den Jahren 2022 oder 2023 vermehrt umgezogen sind. Die Fluktuationsrate betrug in den Wohnungen der GdW Unternehmen in den Krisenjahren nur 6,7 % beziehungsweise 6,6 % (vgl. GdW 2024b). Vor Beginn der Krise in 2021 hatte die Fluktuationsrate noch 7,3 % betragen (vgl. GdW 2023b).

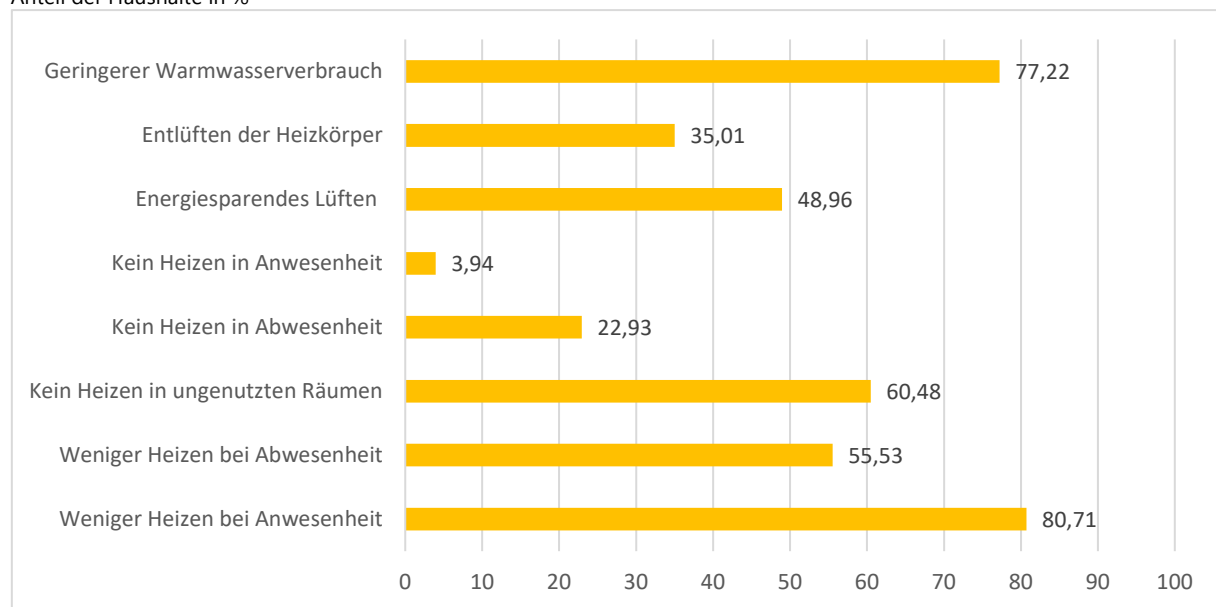
In Abbildung 32 sind verschiedene Maßnahmen zur Reduzierung des Energieverbrauchs, sowie der Anteil der Haushalte, die während der Heizperiode 2022/2023 die entsprechende Maßnahme umgesetzt haben, aufgeführt. Tatsächlich gaben 80,71 % der im WWP in 2023 befragten Haushalte an, in der Heizperiode 2022/2023 in Anwesenheit weniger geheizt zu haben. Diese Maßnahme ist damit die am häufigsten genannte Maßnahme, gefolgt von einem sparsameren Warmwasserverbrauch, zum Beispiel durch kürzeres Duschen (77,22 %). Auch in Abwesenheit haben mit 55,53 % über die Hälfte der privaten Haushalte die Thermostate heruntergedreht. Damit reduzierten die Haushalte ihre geplante Raumtemperatur im Durchschnitt um 1,73 Grad. Gashaushalte reduzierten die Raumtemperatur noch etwas stärker (–1,96 Grad), was darauf hinweist, dass die Stärke der Absenkung vom Ausmaß der Preissteigerung abhängen könnte. Im Gegensatz dazu gibt es keinen systematischen Unterschied zwischen zur Miete wohnenden Haushalten und solchen im selbstgenutzten Eigentum. Neben der Absenkung der Raumtemperatur gibt es aber noch weitere Möglichkeiten, den Heizenergieverbrauch durch Verhaltensanpassungen zu reduzieren. Etwa die Hälfte der Haushalte sparte Heizenergie durch energiesparenderes Lüften. 60,48 % der Haushalte gaben an, Heizkörper in wenig genutzten Räumen phasenweise komplett ausgestellt zu haben. Mehr als ein Fünftel der Haushalte heizte in Abwesenheit gar nicht (22,93 %). 3,94 % ließen die Heizung sogar bei Anwesenheit komplett aus. Nur bei der letztgenannten Maßnahme ist ein Unterschied zwischen den Haushaltgruppen festzustellen. Die Heizung auch bei Anwesenheit komplett auszustellen, kam bei immerhin 4,78 % der Mieterhaushalte vor, aber nur bei 2,64 % der Haushalte in der Eigentumswohnung und bei 2,92 % der Haushalte im Eigenheim. Dies lässt den Schluss zu, dass der in Abbildung 20 beschriebene Unterschied in der Verbrauchsreduktion zwischen Mieterhaushalten und Haushalten im Eigentum nicht alleine auf einen Unterschied im Heizverhalten zurückzuführen ist.

Abgefragt wurde mit dem Entlüften der Heizkörper ebenfalls eine Maßnahme, die die Effizienz des Heizsystems erhöht und damit den Energiebedarf senkt. Mehr als ein Drittel der Haushalte führte diese Maßnahme durch, wobei auch hier kein nennenswerter Unterschied zwischen Mieterhaushalten und Haushalten im Eigentum festzustellen ist. Weitaus größere Reduktionen des Energiebedarfs können allerdings mit Modernisierungsmaßnahmen wie der Dämmung der Gebäudehülle oder dem Austausch der Heizungsanlage erreicht werden. Im vorherigen Abschnitt 6.2 wurde schon gezeigt, dass private Haushalte im selbstgenutzten Eigentum, insbesondere in Einfamilienhäusern, in den Jahren 2022 und 2023 vermehrt Modernisierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle und der Heizungsanlage vorgenommen haben. Weder bei Wohnungsunternehmen noch bei vermietenden Privatpersonen konnte dagegen eine relevante Verstärkung der durchschnittlichen Modernisierungsraten festgestellt werden.

Es ist daher davon auszugehen, dass Mieterhaushalte in Gebäuden in einem schlechten energetischen Zustand selten durch eine Reduktion des Energiebedarfs geschützt wurden. Oft blieb als einzige Möglichkeit nur der Umzug in ein Gebäude mit besserem Energieeffizienzstandard. Es finden sich aber weder im Sozio-oekonomischen Panel (SOEP) noch in den Daten des GdW Hinweise darauf, dass Mieterhaushalte in den Jahren 2022 oder 2023 vermehrt umgezogen sind. Die Fluktuationsrate betrug in den Wohnungen der GdW Unternehmen in den Krisenjahren nur 6,7 % beziehungsweise 6,6 % (vgl. GdW 2024b). Vor Beginn der Krise in 2021 hatte die Fluktuationsrate noch 7,3 % betragen (vgl. GdW 2023b).

Abbildung 32
Ergriffene Maßnahmen privater Haushalte in der Heizperiode 2022/2023

Anteil der Haushalte in %



Anmerkungen: gewichtete Mittelwerte

Quelle: RWI, Berechnungen basierend auf WWP (2023)

Mit Hilfe der RWI-GEO-RED Daten können zudem alle auf der Internetplattform ImmobilienScout24 veröffentlichten Wohnimmobilien, die zur Miete angeboten werden, analysiert werden (vgl. Thiel 2024). Die Gesamtzahl der Inserate, die einen Rückschluss auf die Anzahl der freigewordenen Mietwohnungen zulässt, zeigt während der Energiekrise keine nennenswerte Veränderung. Auffällig ist nur, dass der Anteil der Inserate ohne Angabe der Heizenergie anstieg, während weniger Anzeigen mit Gas online geschaltet wurden. Da dieses Phänomen, insbesondere ab dem Frühling des Jahres 2023, nur bei den gewerblichen Anbietern von Wohnungen zu beobachten ist, kann davon ausgegangen werden, dass es sich hierbei nicht um zurückgehende Auszugsraten aus mit Gas beheizten Wohnungen handelt. Vielmehr schienen die gewerblichen Wohnungsanbieter antizipiert zu haben, dass sich der Energieträger Gas zu diesem Zeitpunkt abschreckend auswirken könnte und gaben daher lieber gar keinen Energieträger an. Auch bei den Laufzeiten der Inserate lassen sich Hinweise finden, dass mit Gas beheizte Wohnungen zeitweise weniger beliebt waren. Es ist insgesamt aber nicht davon auszugehen, dass Haushalte allein zur Reduzierung des Energiebedarfs umgezogen sind. Zum einen beschränken sich die hier identifizierten Effekte auf nicht monetäre Indikatoren wie die Laufzeit der Anzeige. In der Höhe der Kaltmiete lässt sich beispielsweise kein entsprechender Effekt feststellen. Zum anderen sind die hier identifizierten Effekte in der Größenordnung eher klein. Es ist unwahrscheinlich, dass ein Umzug so viel Energiekosten spart, dass dies die Unterschiede zwischen Bestands- und Wiedervermietungsmieten von durchschnittlich 2,40 € pro Quadratmeter übertrifft (vgl. BMWSB 2024). Es ist aber davon auszugehen, dass Energieeffizienz und Energieträger in der Zukunft eine größere Rolle bei der Beurteilung von Wohngebäuden

spielen werden. Bei Häusern, die zum Verkauf angeboten werden, zeigt sich seit einiger Zeit schon ein steigender Einfluss der Energieeffizienzklasse auf den Angebotspreis (vgl. ImmobilienScout24 2024).

6.4 Öffentliche Rahmenbedingungen

Nicht nur das Verhalten der in diesem Projekt beleuchteten Akteursgruppen wurde durch die Erfahrungen der Energiekrise angepasst. Auch die öffentlichen Rahmenbedingungen haben sich in der Zeit der Energiekrise verändert. Das bedeutet nicht, dass alle hier genannten Änderungen zwingend eine Folge der Energiekrise sind. Die Dekarbonisierung des Gebäudesektors und der Energiewirtschaft bis 2045 wurde schon im Juni 2021 beschlossen und entsprechende Förderprogramme aufgesetzt (vgl. Deutscher Bundestag 2021). Dennoch sind die Veränderungen der öffentlichen Rahmenbedingungen in den Folgejahren für dieses Projekt relevant. Zu dem Ziel der Klimaneutralität kam mit der Energiekrise der Anreiz, durch einen geringeren Bedarf an Öl und Gas sowohl einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten als auch für den Schutz vor zukünftigen Preisschocks zu sorgen. Insbesondere die Diskussion über ordnungspolitische Vorgaben sowie Reformen und Aussetzungen von Förderlinien im Bereich der Gebäudesanierung haben eine große öffentliche Aufmerksamkeit erhalten und dadurch ebenso wie die explodierenden Energiepreise einen Einfluss auf die in den vorherigen Abschnitten diskutierten Verhaltensanpassungen gehabt. Dieser Abschnitt fokussiert sich daher auf die Dekarbonisierung des Gebäudesektors.

Im Neubaubereich gab es auch schon vor Beginn der Energiekrise Vorgaben zur Energieeffizienz des Gebäudes. Die Energieeffizienz wird dabei oft in Form des Primärenergiebedarfs im Vergleich zu einem Referenzgebäude ausgedrückt.²⁴ Seit November 2020 gilt mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG), dass der Primärenergiebedarf eines Neubaus nur maximal 75 % des Referenzgebäudes betragen darf (vgl. § 15 Abs. 1 GEG 2020). Durch das Förderprogramm Bundesförderung effiziente Gebäude - Wohngebäude (BEG WG) setzte der Bund jedoch seit dem Juli 2021 Anreize, Gebäude mit einem höheren Energieeffizienzstandard zu bauen. Die geförderten Standards waren zu Beginn das Effizienzhaus (EH) 55, welches nur 55 % statt 75 % des Primärenergiebedarfs des Referenzhauses hat, und das noch ambitionierte EH 40. Die ohnehin nur bis Ende Januar 2022 geplante Förderung des EH 55 wurde eine Woche früher am 24. Januar 2022 eingestellt, da die Fördermittel aufgebraucht waren. Der vorläufige Förderstopp betraf auch alle anderen Förderlinien der BEG WG (vgl. BMWK 2022a). Am 20. April 2022 wurde die Neubauförderung EH 40 mit einem Budget von einer Milliarde € wieder aufgenommen (vgl. BMWK 2022c). Das Budget war jedoch nach nur wenigen Stunden vollständig aufgebraucht, sodass am Folgetag, dem 21. April 2022, die Förderung des EH 40 in Kombination mit höheren Anforderungen (dem Qualitätssiegel für nachhaltiges Bauen) bis zum Ende des Jahres fortgesetzt wurde (vgl. BMWK 2022d). Diese Sondereffekte in der Neubauförderung müssen berücksichtigt werden, wenn man die Veränderung des Neubaubereichs im Jahr 2022 in Abbildung 28 interpretieren möchte. Aber auch im Jahr 2023 spielten veränderte Rahmenbedingungen und Förderungen im Neubau eine Rolle. Seit dem 1. Januar 2023 ist das EH 55 nämlich der Mindeststandard beim Neubau, schlechtere EH-Klassen sind seitdem auch ohne Förderung nur noch in Ausnahmefällen zugelassen. Um weiterhin Anreize für höhere EH-Klassen zu setzen, startete am 1. März 2023 das Nachfolgeprogramm Klimafreundlicher Neubau (KFN) mit zinsverbiligten Darlehen. Gefördert wurde wie schon zuvor der Neubau von Wohngebäuden mit der EH-Stufe 40 und dem Qualitätssiegel für nachhaltiges Bauen (vgl. KfW 2024b). In den Jahren 2023 und 2024 wurde damit der Bau von 80.268 Wohnungen zur Vermietung und 14.372 Wohnungen

²⁴ Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) hat mit dem gleichen Kriterium auch einen festen Effizienzhausstandard definiert. Er besagt, wie viel Primärenergie das Gebäude im Vergleich zu einem hypothetischen sogenannten Referenzhaus, das gleiche Eigenschaften wie Geometrie oder Ausrichtung besitzt und den Vorgaben des GEG entspricht, benötigt. Auch der Transmissionswärmeverlust spielt eine Rolle. Den Effizienzhausstandard gibt es in verschiedenen Stufen, unter anderem EH 55 und EH 40. Je kleiner die Kennzahl, desto höher ist die Energieeffizienzstandard. EH 55 bedeutet demnach, dass das Gebäude nur 55 % der Primärenergie des Referenzgebäudes benötigt. Eine genauere Definition findet sich auf der Internetseite der KfW (vgl. KfW 2025b).

zur Selbstnutzung mit insgesamt über 10,6 Mrd. € gefördert (vgl. KfW 2024a, 2025a). Dazu kommen noch die Programme *Wohneigentumsförderung für Familien* (WEF), *Jung kauft Alt*, *KfN im Niedrigpreissegment* und Extrazuschüsse für einkommensschwache Antragstellende, die die Eigentumbildung bestimmter Gruppen oder den Bau bestimmter Gebäude zusätzlich fördern.

Für den Klimaschutz noch wichtiger als die Förderung von besonders energieeffizienten Neubauten ist laut dem BMWK die Modernisierungsförderung im Gebäudebestand, da dort „mit einem Förder-Euro die höchsten Treibhausgaseinsparungen und damit der höchste Klimaschutzeffekt erzielt werden kann“ (BMWK 2022d). Dazu stehen Eigentümerinnen und Eigentümern zwei Fördermöglichkeiten zur Verfügung. Im bereits für den Neubaubereich vorgestellten Programm BEG WG kann die Komplettisanierung hin zu verschiedenen EH-Klassen, von EH 85 bis hin zu EH 40, gefördert werden. Die Förderhöhe in Form von Tilgungszuschüssen ist dabei höher für ambitioniertere EH-Klassen. Seit dem 22. Sep 2022 gibt es zudem einen Förderbonus für sogenannte „Worst Performing Buildings“ (WPB), die „hinsichtlich des energetischen Sanierungszustands zu den schlechtesten 25 % der Gebäude in Deutschland gehören“ (KfW 2025c). Auch die Modernisierungsförderung musste am 24. Januar 2022 wegen der aufgebrauchten Mittel zeitweise gestoppt werden und wurde etwa einen Monat später unter gleichbleibenden Förderbedingungen wieder fortgesetzt (vgl. BMWK 2022b). Die andere Möglichkeit der Modernisierungsförderung besteht seit Beginn des Jahres 2021 über das Programm Bundesförderung effiziente Gebäude - Einzelmaßnahmen (BEG EM). Während BEG WG die Komplettmodernisierung und damit ein Bündel an Maßnahmen fördert, ist über das Programm BEG EM auch die Förderung von einzelnen energieeffizienzsteigernden Maßnahmen möglich. Dazu zählen neben verschiedenen Formen der Dämmung auch der Austausch der Heizung, der Anschluss an ein Wärmenetz, sowie die sowohl für die Förderung in BEG WG als auch in BEG EM notwendige zertifizierte Energieberatung. Durch die höhere Flexibilität wurden in dem Programm BEG EM zwischen 2021 und 2023 mit über 2,6 Mio. deutlich mehr Modernisierungen gefördert als im gleichen Zeitraum im Programm BEG WG (230.557 Förderungen) (vgl. Prognos/ifeu/FIW/ITG 2023, 2024, 2025). Allein im Jahr 2023 förderte der Bund Modernisierungen mit rund 6,1 Mrd. €. Im Vergleich dazu fiel die Neubauförderung KfN im Jahr 2023 mit 5,2 Mrd. € etwas geringer aus.

Wie im Neubaubereich änderte sich beim Gebäudebestand in der Zeit der Energiekrise nicht nur die Förderlandschaft, sondern auch ordnungspolitischen Vorgaben. Im Zuge der Novellierung des GEG, auch bekannt als Heizungsgesetz, wurde in der Regierung öffentlich ein mögliches Einbauverbot von neuen Gas- und Ölheizungen ab 2024 diskutiert. Die letztendlich im September 2023 beschlossene Novelle beinhaltet jedoch kein Einbauverbot mehr, sondern nur noch die Bedingung, dass neu installierte Öl- und Gasheizungen mit dem Vorliegen des kommunalen Wärmeplans bis spätestens Juli 2028 mit mindestens 65 % erneuerbaren Energie betrieben werden müssen (vgl. BMWSB 2023).

In Zukunft wird aller Voraussicht nach die europäische Gesetzgebung eine größere Rolle spielen. Im Mai 2024 wurde eine Novelle des Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) beschlossen. Darin heißt es unter anderem, dass der Primärenergiebedarfs im Gebäudesektor bis 2030 um 16 % im Vergleich zu 2020 abgenommen haben muss. Mindestens 55 % dieser Reduktion muss durch Modernisierungen der 43 % energetisch schlechtesten Gebäude im Bestand erreicht werden. Bis zum Jahr 2050 sollen möglichst alle Gebäude zu einem sogenannten Nullemissionsgebäude umgebaut worden sein. Im Neubaubereich gibt die EPBD zudem das Nullemissionsgebäude als verpflichtenden Mindeststandard für alle Neubauten ab 2030 vor. Entsprechende nationale Gesetze sollen von den Mitgliedstaaten bis Mai 2026 beschlossen werden (vgl. Art. 7 Abs. 1 und Art. 9 Abs. 2 EPBD 2024).

Außerdem wird das nationale Emissionshandelssystem (nEHS), mit dem der CO₂-Preis für die Sektoren Wärme und Verkehr festgelegt wird, mit Beginn des Jahres 2027 in das Europäische Emissionshandelssystem ETS-II überführt. Die genaue Ausgestaltung des Übergangs und der letztendlich realisierte CO₂-Preis im ETS-II sind noch unklar. In der Energiepreisprognose in Abschnitt 3.2.4 dieses Projektes wird jedoch davon ausgegangen, dass der CO₂-Preis merklich ansteigen wird. Sicher ist bereits, dass die

Einnahmen des europäischen Zertifikathandelssystems durch Vorgaben weniger flexibel verwendet werden können. So dürfen Teile der Einnahmen nur temporäre Maßnahmen und nur für besonders vulnerable Gruppen verwendet werden (vgl. Fiedler et al. 2024).

7 Handlungsempfehlungen

Die Analysen dieses Projektes zeigen, dass die in der Energiekrise 2022 und 2023 stark gestiegenen Energiepreise zu sehr unterschiedlichen Belastungen innerhalb der untersuchten Akteursgruppen geführt haben. In den Folgejahren 2024 und 2025 sind die Energiepreise wieder deutlich gesunken, haben sich jedoch auf einem höheren Niveau als vor der Krise etabliert. Die in diesem Projekt erarbeitete Energiepreisprognose zeigt zudem, dass auch bis zum Jahr 2035 durch notwendige Umbauprozesse in der Energieinfrastruktur mit steigenden Preisen zu rechnen ist, die zum Teil das Niveau der Energiekrise übersteigen können. Darüber hinaus besteht durch die instabilere geopolitische Lage, zum Beispiel im Nahen Osten, auch in Zukunft das Risiko von temporären Aufschlägen auf das bereits hohe Energiepreinsniveau durch kurzfristig und unerwartet auftretende internationale Krisen. Daher werden, aufbauend auf den Beobachtungen in der Energiekrise, im Folgenden Handlungsempfehlungen entwickelt, wie den zu erwartenden Belastungen durch steigende Energiepreise begegnet werden kann.

Ein Kernelement im Umgang mit hohen Energiepreisen ist die Reduktion des Energiebedarfes von Gebäuden, sowohl durch die Modernisierung der Gebäudehülle als auch durch den Einbau neuerer, energieeffizienterer Heizungssysteme. Zudem führt die Umstellung der Heizungssysteme auf erneuerbare Energien im Zuge der Dekarbonisierung zu einer zunehmenden Entkopplung der lokalen Energiepreise in Deutschland von internationalen Rohstoffmärkten. Hohe Energiepreise incentivieren dabei Maßnahmen zur Reduktion des Energiebedarfs. Auch der Umstieg vom Heizen mit fossilen Energieträgern auf umweltfreundlichere Heizungssysteme wie Wärmepumpen kann durch Energiepreise angeregt werden. So spielt das Verhältnis von Strompreis zu den Preisen von fossilen Energieträgern eine entscheidende Rolle für die Wirtschaftlichkeit einer Wärmepumpe und sollte laut Wärmepumpenverband im Fall von Gas unter 2,5 liegen (vgl. BWP 2024). Dies wird unter anderem durch den steigenden CO₂-Preis angestrebt.

Die Energiekrise hat gezeigt, dass steigende Energiepreise zu einer wachsenden finanziellen Belastung für Unternehmen und Haushalte führen. Der Staat sollte daher Maßnahmen ergreifen, um soziale Härten abzufedern und so die sozialverträgliche Gestaltung der Wärmewende zu unterstützen, ohne dabei das Ziel der Dekarbonisierung des Wärmesektors zu untergraben. Die Ergebnisse des Projektes liefern Belege, dass private Haushalte während der Energiekrise unterschiedlich stark belastet wurden. Neben dem Eigentumsverhältnis der Wohnung beziehungsweise des Gebäudes spielen der primär verwendete Energieträger im Heizungssystem ebenso wie die Einkommenssituation des Haushaltes eine Rolle. In der Energiekrise haben sich die staatlichen Maßnahmen, insbesondere die Preisbremsen, als insgesamt passgenaue Entlastungsmaßnahmen bewährt. Einzig mit Öl heizende Haushalte wurden durch die unregelmäßige Versorgungsstruktur schlechter von den Entlastungsmaßnahmen erreicht. In der Zukunft sind temporäre Preisbremsen oder gar dauerhafte Preissubventionen bei fossilen Energieträgern wie Gas und Heizöl jedoch keine geeigneten Entlastungsmaßnahmen. Wenn diese nämlich, anders als in der Energiekrise, von der Wirtschaft und privaten Haushalten antizipiert werden, entfalten sie eine kontraproduktive Anreizwirkung für die Umsetzung der Energiewende. Die Subvention von Strom und Fernwärme wäre im Vergleich dazu zwar anreizkompatibel, ist aber mit hohen fiskalischen Kosten verbunden und würde nicht nur den am stärksten belasteten Haushalten zugutekommen.

Stattdessen sollte die energetische Modernisierung der Gebäudehülle und der Austausch fossiler Heizungen für die Absenkung des Energiebedarfs von Haushalten dringend beschleunigt werden. Dies ist nicht nur ein wesentliches Element der Wärmewende im Gebäudesektor, sondern auch der wichtigste präventive Schutz vor den Belastungen steigender Energiepreise. Die Ergebnisse dieses Projektes deuten darauf hin, dass die Modernisierungsanreize durch hohe Energiepreise, zumindest in der kurzen Frist, kaum wirken, insbesondere nicht bei vermieteten Gebäuden. Daher sollten Eigentümerinnen und Eigentümer über andere Kanäle zur Umsetzung von Modernisierungsmaßnahmen motiviert werden. Dazu

gehören gezielte Informationskampagnen. Noch immer kennt etwa ein Drittel der Eigenheimbesitzenden nicht den Energiestandard ihres eigenen Hauses, insbesondere bei niedrigen Effizienzklassen (IKND/RTG 2024). Gleichzeitig werden Energieeinsparpotentiale durch Modernisierungsmaßnahmen vielfach unterschätzt, nicht nur von Eigentümerinnen und Eigentümern, sondern auch von Fachleuten wie Energieberaterinnen und Energieberatern (IKND 2022; dena 2022). Außerdem werden trotz der Erfahrungen der Energiekrise weiterhin mehr Gasheizungen als Wärmepumpen abgesetzt. Die Aufklärung durch entsprechende Informationskampagnen sollte sich daher nicht auf die Eigentümerinnen und Eigentümer von Wohngebäuden beschränken, sondern gleichermaßen beratende Akteure wie Architektinnen und Architekten, Bauingenieurinnen und Bauingenieure, Energieberaterinnen und Energieberater sowie das installierende Handwerk umfassen.

Als Teil gezielter Informationskampagnen kann auch die kommunale Wärmeplanung dazu beitragen, das Thema Energiepreise und Wärmewende stärker ins öffentliche Bewusstsein zu rücken und gleichzeitig strukturelle Veränderungen in der Wärmeversorgung anzustoßen. Mit dem Ausbau von Fern- und Nahwärmelösungen, strombasierter Wärme, saisonalen Speichern sowie sektorgekoppelten Systemen werden sich sowohl Versorgungs- als auch Betreiberstrukturen zunehmend verändern. Um die Wirksamkeit energetischer Sanierungen im Bestand sichtbar zu machen und Vertrauen zu schaffen, sollten regionale Modellprojekte gefördert werden, die modellbasiert entwickelt und real erfahrbar sind. Entscheidend wird dabei die Flexibilität auf der Nachfrageseite sein, welche durch Lastverschiebung oder Eigenverbrauch systemdienlich genutzt werden können. In diesem Zusammenhang wird sich auch die Rolle sogenannter Prosumer, die sowohl Energie erzeugen als auch verbrauchen, weiterentwickeln.

Gleichzeitig müssen finanzielle Hemmnisse durch das transparente und vor allem verlässliche Bereitstellen von Fördermöglichkeiten abgebaut werden. Förderungen von Neubauprojekten sollten in erster Linie die Schaffung von bezahlbarem Wohnraum zum Ziel haben. Die relativ hohen Mindeststandards an die Energieeffizienz machen die Förderung von noch höheren Energieeffizienzklassen aus Sicht des Klimaschutzes nicht zwingend notwendig. Eher sollten Fördermittel in die Modernisierung des Gebäudebestands geleitet werden, insbesondere für die „Worst Performing Buildings“. Hier tragen die Fördermittel nicht nur am effizientesten zur Vermeidung von CO₂ bei, sondern schützen auch besonders vulnerable Haushalte effektiv gegen Belastungen durch zukünftige Preissteigerungen. Gleichzeitig können entsprechende Maßnahmen die Effizienz von Heizungsanlagen, vor allem von Wärmepumpen, erhöhen und die erforderlichen Förderungen an dieser Stelle sogar reduzieren (vgl. Vorländer 2023).

Bei den Förderprogrammen sollte ein besonderer Fokus auf einkommensschwache sowie auf vermietende Eigentümerinnen und Eigentümer gelegt werden. Das Einkommen könnte beispielsweise durch ein Stufenmodell bei Art und Höhe der Förderung noch stärker berücksichtigt werden als durch den bisher erfolgreichen Einkommensbonus für Haushalte mit einem Jahreseinkommen von unter 40.000 €. Um Eigentümerinnen und Eigentümer von vermietenden Wohngebäuden zu erreichen, benötigt es speziell für diesen Zweck konzipierte Förderkonzepte wie zum Beispiel im Rahmen des Drittelmodells (vgl. Mellwig 2024). Werden Mieterhaushalte durch einen gesenkten Energiebedarf besser vor zu erwartenden Preissteigerungen geschützt, vermindert dies auch finanzielle Risiken durch Zahlungsrückstände und -ausfälle für die Vermietenden. Bei vermieteten Gebäuden sollten die Fördermaßnahmen das Ziel haben, warmmietenneutrale Modernisierungen zu ermöglichen. Gemeinhin kommt es darauf an, verlässliche Rahmenbedingungen zu schaffen, denen die Unternehmen und privaten Haushalte vertrauen (vgl. BDEW et al. 2025). Dies beinhaltet auch eine langfristig sichergestellte Finanzierung der Förderprogramme. Die sich stetig verändernden Vorgaben und Förderungen, die in Abschnitt 6.4 beschrieben wurden, haben während der Energiekrise zusätzliche Verunsicherungen verursacht, die notwendige Investitionen gehemmt oder sogar fehlgeleitet haben. Dabei ist zu beachten, dass noch immer über die Hälfte der Haushalte in Deutschland mit Gas heizt und auch Ölheizungen noch weit verbreitet sind. Die Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung im Gebäudebereich wird daher genau wie die Senkung des Energiebedarfs durch Dämmung der Gebäudehülle noch viele Jahre dauern.

Daher braucht es zusätzlich noch an die jeweilige individuelle Situation der privaten Haushalte ausgerichtete Unterstützungsmaßnahmen, um soziale Härtefälle abzufedern. Dies kann zum Beispiel über die Kopplung der neu eingeführten Energiekostenkomponente des Wohngelds für einkommensschwache Haushalte an die Energiepreisentwicklung geschehen. Auch Kompensationspauschalen für besonders betroffene Bevölkerungsgruppen sollten geprüft werden.

Zudem sollten Maßnahmen ergriffen und vorbereitet werden, um sich vor zukünftigen kurzfristigen Preisschwankungen und Preisschocks wie in der Energiekrise 2022 und 2023 zu schützen. Energieversorgungsunternehmen sollten bei den Beschaffungsstrategien für den Privatkundenbereich verstärkt auf eine konservative, langfristige Beschaffungsstrategie mit bis zu drei Jahren Planungshorizont setzen. Dies erhöht die Resilienz, stabilisiert Kosten und schützt vor Preisspitzen. Auf der anderen Seite profitieren kurzfristige Strategien zwar bei fallenden Preisen, sind aber stärker von Volatilität betroffen und werden als risikoreicher angesehen. Langfristig überwiegen die Vorteile eines stabilen und risikoarmen Ansatzes. Außerdem berichten EVU von einer zukünftig verstärkten Beachtung des unternehmensinternen Risikomanagements als eine unmittelbare Folge der Energiekrise. In den Jahren zuvor wurde diesem Bereich von EVU angesichts stabiler Preise meist nur begrenzte strategische Relevanz beigemessen. Die durch die Energiekrise ausgelösten Marktverwerfungen haben jedoch eine fundamentale Neubewertung und nachhaltige Aufwertung des Risikomanagements erforderlich gemacht. Im Zuge der künftig stärkeren Fokussierung auf das Risikomanagement innerhalb von Energieversorgungsunternehmen kann ein langfristiges Monitoring der Beschaffungsstrategien sinnvoll sein. Dabei sollte regelmäßig überprüft werden, wie gut die aktuelle Strategie zu den jeweiligen Marktbedingungen passt. Ergänzend dazu empfiehlt es sich, offene Risikopositionen in der Beschaffung genauer zu analysieren, etwa in Fällen, in denen bereits Lieferverträge mit Kundinnen und Kunden abgeschlossen wurden, die entsprechenden Mengen jedoch noch nicht am Markt gesichert sind. Ebenso sollten das Kundenportfolio und das damit verbundene Verbrauchsverhalten turnusmäßig genauer betrachtet werden, um Risiken frühzeitig zu erkennen und gezielt steuern zu können.

Die Verbreitung dynamischer Stromtarife ist ein politisches Ziel und kann EVU in der Zukunft ermöglichen Preisrisiken anteilig auf Endkundinnen und Endkunden zu übertragen. Die Endkundinnen und Endkunden tragen dabei zwar das Preisänderungsrisiko, profitieren jedoch gleichzeitig von Einsparpotenzialen, etwa bei flexibel steuerbarem Verbrauch durch Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge. Für das EVU reduziert sich der Bedarf an langfristiger Beschaffung, da sich die Preisbildung an aktuellen Spotmarktpreisen orientiert. Dennoch sollten EVU trotz steigender Dynamisierung eine möglichst hohe Kundenbindung sicherstellen.

Die Energiewirtschaft und politische Akteure sollten außerdem untersuchen, ob die Investitionsausgaben und damit die Preissteigerungen begrenzt werden können. Aktuelle Studienergebnisse zeigen, dass es durch Anpassungen der Umsetzungsstrategie der Energiewende in Deutschland auch Möglichkeiten gibt, die Energiewende kostengünstiger zu gestalten (vgl. E.ON SE 2025; Czock et al. 2025).

Die professionalisierte Wohnungswirtschaft war in den Krisenjahren 2022 und 2023 nur vereinzelt von Liquiditätsengpässen in Folge von ansteigenden Energiekostenvorleistungen an die Energieversorger betroffen, da beim Fehlen von Preisgarantien oft eine unterjährige Erhöhung der Nebenkostenvorauszahlung mit den Mietenden vereinbart werden konnte. Dennoch sollten vor allem vermietende Privatpersonen als Schutz vor kurzfristigen Preisschwankungen zukünftig noch häufiger Lieferverträge mit Preisgarantien abschließen, wenn im Krisenfall wenig liquide Mittel zur Verfügung stehen.

Für private Haushalte sollten von staatlicher Seite zudem kurzfristig abrufbare Mittel für besondere Härtefälle bereitgestellt werden. Strategien zur kurzfristigen und unbürokratischen Auszahlung im Krisenfall sollten in Absprache mit der Energie- und Wohnungswirtschaft und anderen beteiligten Akteurinnen und Akteuren im Vorfeld erarbeitet und erprobt werden, um verwaltungstechnische Belastungen sowie starke zeitliche Verzögerungen in der Auszahlung der Hilfszahlungen, wie sie in der Energiekrise der Jahre 2022 und 2023 aufgetreten sind, zu vermeiden.

Zusätzlich sollte geprüft werden, ob die Förderung der Verbreitung von auf erneuerbaren Energien basierenden Mieterstromanlagen im Mietwohnungsbestand ebenfalls zu einer zunehmenden Energiekrisen-Resilienz beitragen könnte.

Literaturverzeichnis

Agentur für Erneuerbare Energien, 2025: Der Strommix in Deutschland im Jahr 2024. Zugriff: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/der-strommix-in-deutschland-im-jahr-2024> [abgerufen am 21.05.2025].

Agora Energiewende, 2023: Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimakompatible Transformation. Berlin.

Agora Energiewende; Prognos; Consentec, 2022: Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. Zugriff: https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE_KNStrom2035/AEW_289_KNStrom2035_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf [abgerufen am 03.04.2025].

Agora Think Tanks; Prognos AG; Öko-Institut e. V.; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH; Universität Kassel, 2024: Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung – Vertiefung der Szenariopfade. Zugriff: https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_349_KNDE_Szenariopfade_WEB.pdf [abgerufen am 11.03.2025].

Ariadne, 2023: MSR through 2030: impact on market liquidity and considerations for the 2026 reform. Zugriff: https://ariadneprojekt.de/media/2023/12/Ariadne-Dokumentation_ETSWorkshopBruessel_December2023.pdf [abgerufen am 16.05.2025].

Bach, S.; Knautz, J., 2022: Hohe Energiepreise: Ärmere Haushalte werden trotz Entlastungspaketen stärker belastet als reichere Haushalte. DIW Wochenbericht, 89 Jg. (17): 243–251. Zugriff: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.840034.de/22-17.pdf [abgerufen am 16.05.2025].

Bayerischer Landtag, 2024: Schriftliche Anfrage des Abgeordneten Jürgen Mistol BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN vom 06.03.2024. Zugriff: https://www.bayern.landtag.de/www/ElanTextAblage_WP19/Drucksachen/Schriftliche%20Anfragen/19_0000648.pdf [abgerufen 23.11.2024].

BBSR – Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (Hrsg.), 2021: Wohnungs- und Immobilienmärkte in Deutschland 2020. Bonn.

BBSR – Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (Hrsg.), 2025: Kommunale Wohnungsbestände in Deutschland: Ergebnisse der BBSR-Kommunalbefragung 2022. Bonn.

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2022: Ministerpräsidentenkonferenz fordert Schutzschirm für Energieversorgung. Zugriff: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/ministerpraesidentenkonferenz-fordert-schutzschirm-fuer-energieversorgung/> [abgerufen am 02.04.2025].

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2025a: Beheizung des Wohnungsbestandes in Deutschland: Darstellung der Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes nach primärer Heizenergie seit 1998. Zugriff: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/beheizung-des-wohnungsbestandes-in-deutschland/> [abgerufen am 27.02.2025].

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2025b: Energiepolitik in den USA: Bye, bye Klimaschutz?. Zugriff: <https://www.bdew.de/online-magazin-zweitausend50/neustart/energiepolitik-in-den-usa-bye-bye-klimaschutz/> [abgerufen am 08.04.2025].

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2025c: Die BDEW - Gaspreisanalyse Mai 2025. Zugriff: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/> [abgerufen am 21.05.2025].

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2025d: BDEW - Strompreisanalyse Mai 2025. Zugriff: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/> [abgerufen am 21.05.2025].

BDEW; BHD; BEE; B.KWK; BWP; DVGW; GdW; VKU; ZIA, Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft e.V.; ZVSHK; ZVEH; ZVEI, 2025: Gemeinsamer Verbände-Appell an die Bundesregierung: Wärmewende nur mit klaren Regeln und stabiler Förderung. Zugriff: <https://www.bdew.de/presse/waermewende-waermeappell/> [abgerufen am 22.05.2025].

BDH – Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V., 2018: Marktentwicklung Wärmemarkt Deutschland 2017. Köln.

BDH – Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V., 2019: Marktentwicklung Wärmemarkt Deutschland 2018. Köln.

BDH – Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V., 2020: Marktentwicklung Wärmemarkt Deutschland 2019. Köln.

BDH – Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V., 2021: Marktentwicklung Wärmemarkt Deutschland 2020. Köln.

BDH – Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V., 2022: Marktentwicklung Wärmemarkt Deutschland 2021. Köln.

BDH – Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V., 2023: Marktentwicklung Wärmemarkt Deutschland 2022. Köln.

BDH – Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V., 2024: Marktentwicklung Wärmemarkt Deutschland 2023. Köln.

BDH – Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V., 2025: Marktentwicklung Wärmemarkt Deutschland 2024. Köln.

Bednar, D.J.; Reames, T.G., 2020: Recognition of and response to energy poverty in the United States. *Nature Energy*, 5 Jg.: 432–439.

BEE – Bundesverband Erneuerbaren Energien e.V., 2025: Entwicklung des Stromverbrauchs durch Sektorenkopplung und Wasserstoffherzeugung: Auswirkungen auf die Klimaschutzziele und die Energiekosten. Zugriff: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2025/20250311_BEE_Studie_Entwicklung_des_Stromverbrauchs.pdf [abgerufen am 10.04.2025].

Beier, C.; Grunwald, L.; Hagemeier, A.; Hunstock, B.; Krassowski, J.; Witkowski, S., 2020: Abschlussbericht des Forschungsvorhabens TrafoSW: Transformation von Stadtwerken als wichtige Säule der Energiewende. Herausgeber: Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT. Oberhausen.

Belaïd, F., 2018: Exposure and risk to fuel poverty in France: Examining the extent of the fuel precariousness and its salient determinants. *Energy Policy*, 114 Jg.: 189–200.

Berenberg, 2025: *Energy & Environment*. The fast and the flexible: 2025 EU power outlook.

BMBF – Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2024: Über 2,8 Millionen Studierende und Fachschüler wurden durch die Einmalzahlung entlastet. Zugriff: <https://www.bmbf.de/bmbf/shared-docs/faq/200-euro-einmalzahlung-fuer-studierende.html> [abgerufen 29.11.2024].

BMF – Bundesministerium der Finanzen, 2022: Weiteres Absicherungsinstrument (Margining) aus dem Schutzschild der Bundesregierung für von Kriegsfolgen betroffene Unternehmen startet. Zugriff: <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2022/06/2022-06-17-finanzierungsprogramm-margining.html> [abgerufen am 22.05.2025].

BMF – Bundesministerium der Finanzen, 2024: BMF Monatsbericht Januar 2024: Vorläufiger Abschluss des Bundeshaushalts 2023. Zugriff: <https://www.bundesfinanzministerium.de/Monatsberichte/Ausgabe/2024/01/Inhalte/Kapitel-3-Analysen/3-2-vorlaeufiger-abschluss-bundeshaushalt-2023.html> [abgerufen am 14.03.2025].

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022a: Förderung für energieeffiziente Gebäude der KfW vorläufig gestoppt - Bundesregierung ordnet Förderung und gesetzliche Standards für Neubau neu. Zugriff: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2022/20220124-foerderung-fur-energieeffiziente-gebaude-durch-kfw.html> [abgerufen am 24.04.2025].

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022b: Förderung zur energieeffizienten Sanierung von Gebäuden startet ab morgen wieder. Zugriff: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/02/20220221-foerderung-zur-energieeffizienten-sanierung-von-gebaeuden-startet-ab-morgen-wieder.html> [abgerufen am 24.04.2025].

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022c: Neubauförderung für energieeffiziente Gebäude startet wieder – Budget von 1 Mrd. Euro steht zur Verfügung. Zugriff: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/04/20220405-neubauforderung-fur-energieeffiziente-gebaude-startet-wieder.html> [abgerufen am 24.04.2025].

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022d: Hohes Interesse am heutigen Start der Antragstellung für die Neubauförderung – Budget von 1 Milliarde Euro wenige Stunden nach Antragsstart ausgeschöpft – Stufe 2 der Neubauförderung startet ab morgen. Zugriff: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/04/20220420-hohes-interesse-am-heutigen-start-der-antragstellung-fuer-neubauforderung-budget-von-1-milliarde-euro-ausgeschoefft.html> [abgerufen am 24.04.2025].

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022e: Bundestag beschließt Energiepreisbremsen – Wichtige Entlastungen für Verbraucherinnen und Verbraucher. Zugriff: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/12/20221215-bundestag-beschliesst-energiepreisbremsen.html> [abgerufen am 09.04.2025].

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023: Bundesregierung verlängert Margining – Finanzierungsinstrument für Handel an Terminbörsen bis Ende 2023. Zugriff: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/01/20230125-bundesregierung-verlaengert-margining-finanzierungs-instrument-fur-handel-an-terminborsen-bis-ende-2023.html> [abgerufen am 22.05.2025].

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2024: Erneuerbare Energien im Stromsektor erstmals konsequent auf 1,5-Grad-Klimapfad. Zugriff: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html> [abgerufen am 21.05.2025].

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2025: Bundestag beschließt umfassende Reform des Emissionshandels. Zugriff: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2025/20250131-bundestag-emissionshandel.html> [abgerufen am 03.02.2025].

BMWSB – Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, 2023: Startschuss für klimafreundliches Heizen: Bundestag beschließt Novelle des Gebäudeenergiegesetzes. Zugriff: <https://www.bmwbs.bund.de/SharedDocs/pressemitteilungen/Webs/BMWSB/DE/2023/09/geg.html> [abgerufen am 17.03.2025].

BMWSB – Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, 2024: Starke regionale und strukturelle Unterschiede bei Mieten in Deutschland. Zugriff: https://www.deutschlandatlas.bund.de/DE/Karten/Wie-wir-wohnen/040-Mieten.html#_pflu9fwxv [abgerufen am 20.05.2025].

Braungardt, S.; Schumacher, K.; Hoesch, S.; Keimeyer, F.; Cludius, J.; Kenkmann, T., 2024: Analyse von vulnerablen Gruppen nach Art. 8 Abs. 3 EED im Gebäude- und Wärmesektor sowie Erarbeitung von Maßnahmen zu deren Unterstützung. Freiburg & Berlin.

Bundesnetzagentur, 2021: Bedarfsermittlung 2021- 2035: Entwurf des Umweltberichts – Teil I bis III Strategische Umweltprüfung auf Grundlage des 2. Entwurfs des NEP Strom. Zugriff: https://data.netz-ausbau.de/2035-2021/Umweltbericht_Entwurf_Teil_1-3.pdf [abgerufen am 16.05.2025].

Bundesnetzagentur, 2024a: Eckpunktepapier Energie. Zugriff: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/GBK/Eckpktpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [abgerufen am 21.05.2025].

Bundesnetzagentur, 2024b: Bundesnetzagentur entscheidet zur fairen Verteilung von Netzkosten aus der Integration Erneuerbarer Energien. Zugriff: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240830_Netzkosten.html [abgerufen am 12.03.2025].

Bundesnetzagentur, 2025: Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). Diskussionspapier. Zugriff: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%233_AgNes/Downloads/Diskussionspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=6 [abgerufen am 26.05.2025].

Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt, 2022: Monitoringbericht 2022. Herausgeber: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. Bonn.

Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt 2024: Monitoringbericht 2024 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. Herausgeber: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. Bonn.

Bundesrechnungshof, 2024: Energiewende nicht auf Kurs: Deutschland hinkt seinen ambitionierten Zielen hinterher. Zugriff: <https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Statements/DE/2024/energiewende.html> [abgerufen am 12.02.2025].

Bundesregierung, 2022: Übernahme von Energieunternehmen Uniper mit klaren Bedingungen. Zugriff: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/uniper-uebernahme-2127800> [abgerufen am 19.02.2025].

Bundesregierung, 2023a: LNG-Beschleunigungsgesetz: Flüssiggas-Anbindungen schneller bauen. Zugriff: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/sichere-gasversorgung-2037912> [abgerufen am 10.02.2025].

Bundesregierung, 2023b: Kohleausstieg und Strukturstärkung: Von der Kohle zur Zukunft. Zugriff: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/bundesregierung/gesetzesvorhaben/kohleausstieg-1664496> [abgerufen am 02.04.2025].

Bundesregierung, 2025: Weitere Verschärfung: Neues Sanktionspaket gegen Russland. Zugriff: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/eu-sanktionen-2250316> [abgerufen am 25.02.2025].

Buslei, H., 2023: Schätzungen der langfristigen Preiselastizitäten der Energienachfrage für Heizung und Verkehr: Eine Übersicht mit Schwerpunkt Deutschland, DIW Berlin: Politikberatung kompakt, No. 194.

BWP – Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2024: Berliner Erklärung: Wärmepumpenbranche fordert Maßnahmen zur kurzfristigen Marktbelebung. Zugriff: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/Berliner_Erklaerung_2024.pdf [abgerufen 26.05.2025].

CDU; CSU; SPD, 2025: Verantwortung für Deutschland: Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD: 21. Legislaturperiode. Zugriff: <https://www.koalitionsvertrag2025.de/> [abgerufen am 28.04.2025].

Chen, K.; Feng, C., 2022: Linking Housing Conditions and Energy Poverty: From a Perspective of Household Energy Self-Restriction. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 19 Jg. (14): 8254.

Cischinsky, H.; Diefenbach, N., 2018: Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016: Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand. Herausgeber: IWU – Institut Wohnen und Umwelt GmbH. Darmstadt.

Czock, B.; Dressler, M.; Keutz, J.; Restel, L.; Ruhnau, O.; Schnaars, P., 2025: Optimierte Netzanschlüsse von Wind und PV – Wie sich durch Überbauung Netzausbaukosten einsparen lassen. Herausgeber: Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI) gGmbH. Zugriff: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/06/EWI_Optimierte-Netzanschluesse-von-Wind-und-PV.pdf [abgerufen am 26.06.2025].

Dahlem, E., 2024: EU Energy Outlook 2060: Wie bewegen sich Strompreise, Erzeugung und Nachfrage? Zugriff: <https://blog.energybrainpool.com/eu-energy-outlook-2060-wie-bewegen-sich-strompreise-erzeugung-und-nachfrage/> [abgerufen am 11.01.2025].

Danne, C.; Gornig, M.; Pagenhardt, L., 2025: Trendwende in der Bauwirtschaft in Sicht – politischer Handlungsdruck nimmt dennoch zu. *DIW Wochenbericht*, 92 Jg. (1+2): 4–14.

Dannenberg, H.; Ehrenfeld, W., 2008: Prognose des CO₂-Zertifikatepreises. Herausgeber: IWH – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung Halle. IWH Discussion Papers 5/2008. Halle (Saale).

Dalla Longa, F.; Sweerts, B.; van der Zwaan, B., 2021: Exploring the complex origins of energy poverty in The Netherlands with machine learning. *Energy Policy*, 156 Jg.: 112373.

degewo Aktiengesellschaft, 2021: Jahresabschluss für das Geschäftsjahr vom 01.01.2020 – 31.12.2020 Konzernlagebericht und Lagebericht. Berlin.

degewo Aktiengesellschaft, 2022: Jahresabschluss für das Geschäftsjahr vom 01.01.2021 – 31.12.2021 Konzernlagebericht und Lagebericht. Berlin.

degewo Aktiengesellschaft, 2023: Jahresabschluss für das Geschäftsjahr vom 01.01.2022 – 31.12.2022 Konzernlagebericht und Lagebericht. Berlin.

degewo Aktiengesellschaft, 2024: Jahresabschluss für das Geschäftsjahr vom 01.01.2023 – 31.12.2023 Konzernlagebericht und Lagebericht. Berlin.

DEHSt – Deutsche Emissionshandelsstelle, 2024: Kennzahlen zum Emissionshandel 2023. Zugriff: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/europaeischer-emissionshandel/EU-ETS-Kennzahlen.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [abgerufen am 31.01.2025].

Deloitte, 2023a: Sustainability & Climate: Natural gas demand outlook to 2050. Zugriff: https://www.deloitte.com/content/dam/assets-zone2/de/de/docs/about/2024/Natural_Gas_Demand_Outlook_to_2050_Deloitte_%C3%96ko-Institut.pdf [abgerufen am 11.02.2025].

Deloitte, 2023b: Energy, oil, and gas price forecast. Tariff tensions meet profit potential. Zugriff: <https://www.deloitte.com/ca/en/Industries/energy/analysis/deloitte-canadian-price-forecast.html> [abgerufen am 04.03.2025].

Deloitte, 2023c: Energy, oil, and gas price forecast - The future of industrial carbon pricing and the impact of uncertainty on decarbonization. Zugriff: <https://www.deloitte.com/ca/en/Industries/energy/analysis/deloitte-canadian-price-forecast.html> [abgerufen am 03.02.2025].

dena – Deutsche Energie-Agentur, 2022: Expertenumfrage: Wärmepumpe in der Energieberatung. Zugriff: <https://www.dena.de/PUBLIKATION566> [abgerufen am 23.06.2025].

Deutsche Bundesbank, 2024: Bekanntgabe des Basiszinssatzes zum 1. Juli 2025: Anpassung auf 2,27 %. Zugriff: <https://www.bundesbank.de/de/presse/pressemitteilungen/bekanntgabe-des-basiszinssatzes-zum-1-januar-2025-anpassung-auf-2-27--948644> [abgerufen am 28.01.2025].

Destatis – Statistisches Bundesamt, 2023a: Unternehmen: Deutschland, Jahre, Rechtsform, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie). 47415-0003, WZ08-682; WZ08-6832. Wiesbaden.

Destatis – Statistisches Bundesamt, 2023b: Unternehmen, Tätige Personen, Umsatz und weitere betriebs- und volkswirtschaftliche Kennzahlen: Deutschland, Jahre, Unternehmensgröße, Wirtschaftszweige (WZ2008 1-/2-/3-St.). 48121-0002, WZ08-682; WZ08-683. Wiesbaden.

Destatis – Statistisches Bundesamt, 2024a: Fachserie 18 – Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Wiesbaden.

Destatis – Statistisches Bundesamt, 2024b: Wohnen in Deutschland: Zusatzprogramm des Mikrozensus 2022: Endergebnisse aus dem Zusatzprogramm des Mikrozensus 2022. Zugriff: <https://www.statistikportal.de/de/veroeffentlichungen/wohnen-deutschland> [abgerufen am 16.05.2025].

Destatis – Statistisches Bundesamt, 2024c: Wohnen in Deutschland: Zusatzprogramm des Mikrozensus 2022: Energieart der Beheizung. Zugriff: <https://www.statistikportal.de/de/veroeffentlichungen/wohnen-deutschland> [abgerufen am 16.05.2025].

Destatis – Statistisches Bundesamt, 2024d: Insolvenzverfahren (Unternehmen): Bundesländer, Monate, Beantragte Verfahren. 52411-0111. Wiesbaden.

Destatis – Statistisches Bundesamt, 2024e: Insolvenzverfahren (Unternehmen): Bundesländer, Monate, Beantragte Verfahren, Wirtschaftszweige (Abschnitte). 52411-0112. Wiesbaden.

Destatis – Statistisches Bundesamt, 2024f: Pressemitteilung Nr. N 056 vom 7. November 2024. Zugriff: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/11/PD24_N056_61_63.html [abgerufen am 16.05.2025].

Destatis – Statistisches Bundesamt, 2025: Baugenehmigungen im Hochbau: Deutschland, Jahre, Bautätigkeiten, Bauherr. 31111-0002. Wiesbaden.

DEUMESS, 2022: Wissenswertes zur Ermittlung der Co2-Emissionsfaktoren. Zugriff: <https://deumess.de/ermittlung-der-co2-emissionsfaktoren/> [abgerufen am 19.02.2025].

Deutsche Wirtschaftsnachrichten, 2024: Netzentgelte: Bundesnetzagentur plant vorzeitig steigende Gaspreise – bis zu 40 Prozent Erhöhung möglich. Zugriff: <https://deutsche-wirtschafts-nachrichten.de/711323/netzentgelte-bundesnetzagentur-plant-vorzeitig-steigende-gaspreise-bis-zu-40-prozent-erhoehung-moeglich> [abgerufen am 25.02.2025].

Deutscher Bundestag, 2021: Bundestag verschärft das Klimaschutzgesetz. Zugriff: <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2021/kw25-de-klimaschutzgesetz-846922> [abgerufen am 22.05.2025].

Deutscher Bundestag, 2023: Anlagenkonvolut 1: Ausschussdrucksachen des Wirtschaftsausschusses zum Kurzprotokoll der 44. Sitzung am 10. Mai 2023. Herausgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Berlin.

Donkor, F.K.; Mearns, K., 2021: Fuel Poverty: Determining Factors and Addressing Challenges at the Grassroots. In: Leal Filho, W.; Marisa Azul, A.; Brandli, L.; Lange Salvia, A.; Wall, T., (Hrsg.): Affordable and Clean Energy. Encyclopedia of the UN Sustainable Development Goals. Cham: 654-661.

EIA – U.S. Energy Information Administration, 2023: Annual Energy Outlook 2023: Case descriptions. Washington, DC.

Enerdata, 2023: Carbon price forecast under the EU ETS. Zugriff: <https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/carbon-price-forecast-under-eu-ets.pdf> [abgerufen am 28.01.2025].

Energie-Atlas Bayern, 2022: Daten und Fakten. Zugriff: https://www.energieatlas.bayern.de/thema_wasser/daten [abgerufen am 17.03.2025].

Energie-Atlas Bayern, 2023: Strom. https://www.energieatlas.bayern.de/thema_biomasse/daten/strom [abgerufen am 17.03.2025].

EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2023: Analyse der globalen Gasmärkte bis 2035: Szenarienbasiertes Modellsimulation für Wirtschaft und Klimaschutz. Zugriff: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2023/03/EWI_Gasszenarien-mit-Bilanzanalyse_2023-02-10.pdf [abgerufen am 02.04.2025].

Eurostat, 2025: The European Union Statistics on Income and Living Conditions (EU-SILC). ilc_mdes01. Zugriff: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ILC_MDES01__custom_16104791/default/table?lang=en [abgerufen am 03.04.2025].

E.ON SE, 2025: The Energy Playbook—an affordable strategy to net zero. Zugriff: <https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/eon-com-assets/documents/politics/en/eon-the-energy-playbook.pdf> [abgerufen am 15.04.2025].

EY; BDEW, 2022: Stadtwerkstudie 2022: Teure neue Energiewelt. Herausgeber: Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft. Stuttgart.

EY; BDEW, 2023: Stadtwerkstudie 2023: Mit neuen Strategien aus der Krise: Zukunftsinvestitionen in eine nachhaltige Energieversorgung. Herausgeber: Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft. Stuttgart.

Fiedler, S.; Peiseler, F.; Maier, M.; Cludius, J.; Graichen, J.; Schumacher, K.; Healy, S., 2024: Umsetzung des ETS II und des Klima-Sozialfonds in Deutschland. Herausgeber: FÖS – Forum Ökologische-Soziale Marktwirtschaft; Öko-Institut.

Finanzverwaltung Nordrhein-Westfalen, 2022: Landesregierung Nordrhein-Westfalen spannt Schutznetz für das Versorgungsnetz: NRW.BANK-Sonderprogramm „Liquiditätsstärkung Stadtwerke“ kann starten. Zugriff: <https://www.finanzverwaltung.nrw.de/uebersicht-rubrik-aktuelles-und-presse/pressemitteilungen/landesregierung-nordrhein-westfalen> [abgerufen am 01.03.2025].

Fitch Ratings, 2024: Fitch Ratings Updates Oil and Gas Price Assumptions. Zugriff: <https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/fitch-ratings-updates-oil-gas-price-assumptions-17-06-2024> [abgerufen am 25.03.2025].

Fraunhofer ISI, 2023: Langfristszenarien BMWK. Zugriff: <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de/8443/open-view/64604/ce2d6d1ce86dbfbc70c0ddc532b1f1df> [abgerufen am 16.05.2025].

Fraunhofer ISE, 2024: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Zugriff: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> [abgerufen am 18.03.2025].

Fronde, M.; Janßen-Timmen, R., 2022: Erstellung der Anwendungsbilanzen 2022 für den Sektor der Privaten Haushalte und den Verkehrssektor in Deutschland. Herausgeber: RWI – Leibniz Institut für Wirtschaftsforschung e.V., Essen.

GdW – Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V., 2022: Pressemeldung Gaskrise: Mieter und soziale Wohnungsunternehmen vor finanziellem Ruin schützen – sozialen Frieden in Deutschland sichern. Zugriff: <https://www.gdw.de/pressecenter/pressemitteilungen/gaskrise-mieter-und-soziale-wohnungsunternehmen-vor-finanziellem-ruin-schuetzen-sozialen-frieden-in-deutschland-sichern/> [abgerufen am 23.11.2023].

GdW – Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V., 2023a: Jahrespressekonferenz des GdW am 3. Juli 2023. Zugriff: https://www.gdw.de/media/2023/07/presentation_gdw-jahrespressekonferenz-2023.pdf [abrufen am 27.11.2024].

GdW – Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V., 2023b: Wohnungswirtschaftliche Daten und Trends 2023/2024: Zahlen und Analysen aus der Jahresstatistik des GdW. Berlin.

GdW – Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V., 2024a: Jahrespressekonferenz des GdW am 8. Juli 2024. Zugriff: https://www.gdw.de/media/2024/07/presentation_gdw-jahrespressekonferenz-2024.pdf [abgerufen am 27.11.2024].

GdW – Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V., 2024b: Wohnungswirtschaftliche Daten und Trends 2024/2025. Berlin.

Gerlach-Günsch, M.; Seeliger, A., 2024: Ein wirkungsvolles, kosteneffizientes und sozial gerechtes EU-weites Emissionshandelssystem für den Gebäude- und Verkehrssektor? Herausgeber: SWK E2 Institut für Energietechnik und Energiemanagement. Krefeld.

GLJ Ltd., 2024: Current & Historical Forecasts. Zugriff: <https://www.gljpc.com/price-forecasts/current-historical-forecasts/> [abgerufen am 26.03.2025].

Halkos, G.; Kostakis, I., 2023: Exploring the persistence and transience of energy poverty: evidence from a Greek household survey. *Energy Efficiency*, 16 Jg. (50).

Handelsblatt, 2021: Krise der Billiganbieter: Nächster Energiediscounter Stromio gibt auf. Zugriff: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/steigende-energiepreise-krise-der-billiganbieter-naechster-energiediscounter-stromio-gibt-auf/27916080.html> [abgerufen am 10.03.2025].

Haus & Grund, 2022: Vermieterbefragung 2022. Berlin.

Haus & Grund, 2023: Vermieterbefragung 2023. Berlin.

Haus & Grund Rheinland Westfalen, 2023: NRW Wohnkostenbericht 2023. Düsseldorf.

Hinz, F.; Iglhaut, D.; Frevel, T.; Möst, D., 2014: Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. Herausgeber: Technische Universität Dresden Fakultät Wirtschaftswissenschaften Lehrstuhl für Energiewirtschaft. Dresden.

HOWOGE GmbH, 2021: HGB Konzernabschluss zum 31. Dezember 2020 und Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr 2020. Berlin.

HOWOGE GmbH, 2022: HGB Konzernabschluss zum 31. Dezember 2021 und Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr 2021. Berlin.

HOWOGE GmbH, 2023: HGB Konzernabschluss zum 31. Dezember 2022 und Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr 2022. Berlin.

HOWOGE GmbH, 2024: HGB Konzernabschluss zum 31. Dezember 2023 und Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr 2023. Berlin.

Hüther, M.; Küper, M.; Schaefer, T., 2023: Zukunft Erdgas: Wie viel brauchen wir noch und was kommt dann?. Herausgeber: IW – Institut der deutschen Wirtschaft Köln e.V.. IW-Policy Paper Nr. 5/2023. Köln.

IB.SH – Investitionsbank Schleswig-Holstein, 2022a: IB.SH Stadtwerke Schutzschirm. Zugriff: <https://www.ib-sh.de/produkt/ibsh-stadtwerke-schutzschirm/> [abgerufen am 06.03.2025].

IB.SH – Investitionsbank Schleswig-Holstein, 2022b: IB.SH Schutzschirm für Vermieterinnen und Vermieter. Zugriff: <https://www.ib-sh.de/produkt/ibsh-schutzschirm-fuer-vermieterinnen-und-vermieter/> [abgerufen 03.11.2024].

IEA – International Energy Agency, 2024: World Energy Outlook 2024. Herausgeber: International Energy Agency.

IKND – Initiative Klimaneutrales Deutschland, 2022: Energetische Sanierung: ein unsichtbarer Schatz. Zugriff: <https://initiative-klimaneutral.de/publikationen/factsheet-sanierung-einsparpotenzial-ezfh> [abgerufen am 23.06.2025].

IKND – Initiative Klimaneutrales Deutschland; RTG – Repräsentanz Transparente Gebäudehülle, 2024: B+L Sanierungsbefragung EZFH-Besitzer. Zugriff: https://initiative-klimaneutral.de/fileadmin/iknd_content/Fotos_und_Grafiken/2410_EZFH_Umfrage/IKND_Sanierungsbefragung_EZFH_final.pdf [abgerufen am 23.06.2025].

ImmobilienScout24, 2024: So stark wirkt sich die Energieeffizienzklasse auf Hauspreise aus. Zugriff <https://www.immobilienscout24.de/unternehmen/news-medien/news/default-title/so-stark-wirkt-sich-die-energieeffizienzklasse-auf-hauspreise-aus/> [abgerufen am 20.05.2025].

Institut für den öffentlichen Sektor 2023: Stadtwerke und Kommunen in der Krise – Beide sitzen in einem Boot. In: Institut für den öffentlichen Sektor (Hrsg.): Public Governance: Zeitschrift für öffentliches Management: Frühjahr 2023. Berlin: 4–8.

Isaak, N.; Jessen, R.; Schmidt, C., 2023: Eingebaute Solidarität: „Starke Schultern“ finanzieren Entlastungen in Krisenzeiten. Wirtschaftsdienst, 103. Jg. (6): 380–385.

IVV – Immobilien, Vermieten & Verwalten, 2023: Vonovia ist kein Einzelfall. Zugriff: <https://www.vermieter-ratgeber.de/fachmagazin/fachartikel/vonovia-ist-kein-einzelfall.html> [abgerufen am 03.11.2024].

Kalkuhl, M.; Flachsland, C.; Knopf, B.; Amberg, M.; Bergmann, T.; Kellner, M.; Stüber, S.; Haywood, L.; Roolfs, C.; Edenhofer, O., 2022: Effects of the energy price crisis on households in Germany: Socio-political challenges and policy options. Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) gGmbH. Berlin.

Kagerl, C.; Moritz, M.; Roth, D.; Stegmaier, J.; Stepanok, I.; Weber, E., 2022: Energiekrise und Lieferstopp für Gas: Auswirkungen auf die Betriebe in Deutschland. Wirtschaftsdienst, 102. Jg. (6): 486–491.

KfW – Kreditanstalt für Wiederaufbau, 2023: Merkblatt BMWsB–Härtefallprogramm Wohnungsunternehmen 2023. Zugriff: [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000005048_M_805_BMWsB-H%C3%A4rtefallprogramm-Wohnungsunternehmen.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000005048_M_805_BMWsB-H%C3%A4rtefallprogramm-Wohnungsunternehmen.pdf) [abgerufen am 03.11.2024].

KfW – Kreditanstalt für Wiederaufbau, 2024a: Förderreport KfW Bankengruppe: Stichtag: 31. Dezember 2023. Herausgeber: KfW – Kreditanstalt für Wiederaufbau. Frankfurt am Main.

KfW – Kreditanstalt für Wiederaufbau, 2024b: Klimafreundlicher Neubau – Wohngebäude. Zugriff: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Neubau/F%C3%B6rderprodukte/Klimafreundlicher-Neubau-Wohngeb%C3%A4ude-\(297-298\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Neubau/F%C3%B6rderprodukte/Klimafreundlicher-Neubau-Wohngeb%C3%A4ude-(297-298)/) [abgerufen am 12.03.2024].

KfW – Kreditanstalt für Wiederaufbau, 2025a: Förderreport KfW Bankengruppe: Stichtag: 31. Dezember 2024. Herausgeber: KfW – Kreditanstalt für Wiederaufbau. Frankfurt am Main.

KfW – Kreditanstalt für Wiederaufbau, 2025b: Das Effizienzhaus beim Neubau. <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Neubau/Das-Effizienzhaus/> [abgerufen am 24.04.2025].

KfW – Kreditanstalt für Wiederaufbau, 2025c: Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). Zugriff: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Bundesf%C3%B6rderung-f%C3%BCr-effiziente-Geb%C3%A4ude/> [abgerufen am 24.04.2025].

Kozlovas, P.; Gudzius, S.; Joanitis, A.; Konstantinaviciute, I.; Bobinaite, V.; Gudziute, S.; Giedraitis, G., 2024: Price Cannibalization Effect on Long-Term Electricity Prices and Profitability of Renewables in the Baltic States. Sustainability, 16. Jg. (15): 6562. Basel.

- Kröger, M.; Longmuir, M.; Neuhoff, K.; Schütze, F., 2022: The Costs of Natural Gas Dependency: Price Shocks, Inequality, and Public Policy. Herausgeber: DIW Berlin Discussion Paper 2010. Berlin.
- Kuhn, P., 2023: Struktur und strategische Handlungsoptionen deutscher Stadtwerke: Aufgaben, Herausforderungen und Strategien. Herausgeber: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH. Wiesbaden.
- Küper, M., 2024: LNG: Die Bedeutung der US-Importe für die deutsche Gasversorgung. Herausgeber: IW – Institut der deutschen Wirtschaft Köln e.V.. IW-Kurzbericht Nr. 43/2024. Köln.
- LEG Immobilien SE, 2021: Geschäftsbericht 2020. Düsseldorf.
- LEG Immobilien SE, 2022: Geschäftsbericht 2021. Düsseldorf.
- LEG Immobilien SE, 2023: Geschäftsbericht 2022. Düsseldorf.
- LEG Immobilien SE, 2024: Geschäftsbericht 2023. Düsseldorf.
- Lehrbass, F.; Römmich, M.; Sparla, T., 2023: Energy Trading: Risk Management in Times of War. Rethinking Finance, (5): 26-32.
- Leipziger Zeitung, 2022: Der Stadtrat tagte: 400 Millionen Euro Kreditlinie für den Stadtkonzern und harte Zeiten für die LVB + Video. Leipziger Zeitung. Zugriff: <https://www.l-iz.de/politik/leipzig/2022/09/der-stadtrat-tagte-400-millionen-euro-kreditlinie-fuer-den-stadtkonzern-und-harte-zeiten-fuer-die-lvb-471759> [abgerufen am 18.03.2025].
- Lindgen, M., 2022: Energieversorger in Not – Insolvenzwellen droht. Wirtschaftsrecht. Zugriff: <https://www.wr-recht.de/blog/energieversorger-in-not-insolvenzwellen-droht> [abgerufen am 22.05.2025].
- Lorenz, B.; Perlwitz, H.; Heinen, A., 2024: Auswirkungen der Energiekrise auf Margining-Verpflichtungen. Herausgeber: ew-Spezial Stadtwerke I/2024. Offenbach.
- Macquarie, 2025: Carbon Compendium, Cool prices, hot prospects. Herausgeber: Macquarie Group Limited. Sydney.
- McKinsey & Company, 2024: Zukunftspfad Stromversorgung: Perspektiven zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035. Zugriff: https://www.mckinsey.de/~media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2024/2024-01-17%20zukunftspfad%20stromversorgung/mckinsey_zukunftspfad%20stromversorgung_januar%202024.pdf [abgerufen am 16.05.2025].
- McKinsey & Company, 2025: Zukunftspfad Stromnachfrage. Zugriff: https://www.mckinsey.de/~media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2025/2025-01-20%20zukunftspfad%20stromnachfrage/mckinsey_zukunftspfad%20stromnachfrage_januar%202025.pdf [abgerufen am 21.05.2025].
- Mellwig, P., 2024: Klimaschutz in Mietwohnungen: Modernisierungskosten fair verteilen. Herausgeber ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, im Auftrag des Deutschen Mieterbundes und des Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland. Zugriff: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Publikationen/Energie/20240416_Klimaschutz_in_Mietwohnungen_Drittelmodell_DMB_BUND_ifeu.pdf [abgerufen am 26.06.2025].
- Moore, R., 2012: Definitions of fuel poverty: Implications for policy. Energy policy, 49 Jg.: 19-26.
- Morgan Stanley, 2024. How Decarbonization could affect credit spreads. Frankfurt am Main.
- NGFS – Network for Greening the Financial System, 2024: NGFS long-term scenarios for central banks and supervisors. Zugriff: https://www.ngfs.net/system/files/import/ngfs/medias/documents/ngfs_scenarios_main_presentation.pdf [abgerufen am 31.03.2025].

NRW.Bank, 2023a: Umfrage der NRW.BANK in Kooperation mit Verbänden der Wohnungswirtschaft „Energiekrise – Auswirkungen auf die Wohnungswirtschaft“. Düsseldorf.

NRW.Bank, 2023b: Aktuelle Herausforderungen für die Wohnungswirtschaft in Nordrhein-Westfalen: Umfrage im Rahmen der Wohnungsmarktbeobachtung in Nordrhein-Westfalen. Düsseldorf.

NZZ – Neue Zürcher Zeitung, 2025: Heikle Gratwanderung in der Geldpolitik: In der Euro-Zone droht eine Rezession, in den USA eine höhere Inflation. Neue Zürcher Zeitung. Zugriff: <https://www.nzz.ch/meinung/in-der-euro-zone-droht-eine-rezession-in-den-usa-hoehere-inflation-die-geldpolitik-driftet-immer-staerker-auseinander-ld.1866087> [abgerufen am 20.02.2025].

OIES – Oxford Institute for Energy Studies, 2023: A New Global Gas Order? (Part 1): The Outlook to 2030 after the Energy Crisis. Zugriff: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/07/NG-184-A-New-Global-Gas-Order-Part-1.pdf> [abgerufen am 10.04.2025].

Öko-Institut, 2024: Steigende Netzentgelte für Erdgas: Wie kann ein planvoller Gasausstieg gelingen? Zugriff: <https://www.oeko.de/blog/steigende-netzentgelte-fuer-erdgas-wie-kann-ein-planvoller-gas-ausstieg-gelingen/> [abgerufen am 02.03.2025].

Prognos, 2021: Entwicklung des Bruttostromverbrauches bis 2030. Zugriff: https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-11/20211116_Kurzpapier_Bruttostromverbrauch2018-2030.pdf [abgerufen am 22.01.2025].

Prognos; ifeu-Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg gGmbH; FIW – Forschungsinstitut für Wärmeschutz e.V. München; ITG – Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH, 2023: Förderwirkung BEG WG 2021: Evaluation des Förderprogramms „Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)“ in den Teilprogrammen BEG Einzelmaßnahmen (BEG EM), BEG Wohngebäude (BEG WG) und BEG Nichtwohngebäude (BEG NWG) im Förderjahr 2021. Basel, Berlin, Heidelberg, München, Dresden.

Prognos; ifeu-Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg gGmbH; FIW – Forschungsinstitut für Wärmeschutz e.V. München; ITG – Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH, 2024: Förderwirkung BEG WG 2022: Evaluation des Förderprogramms „Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)“ in den Teilprogrammen BEG Einzelmaßnahmen (BEG EM), BEG Wohngebäude (BEG WG) und BEG Nichtwohngebäude (BEG NWG) im Förderjahr 2022. Basel, Berlin, Heidelberg, München, Dresden.

Prognos; ifeu-Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg gGmbH; FIW – Forschungsinstitut für Wärmeschutz e.V. München; ITG – Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH, 2025: Förderwirkung BEG WG 2023: Evaluation des Förderprogramms „Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)“ in den Teilprogrammen BEG Einzelmaßnahmen (BEG EM), BEG Wohngebäude (BEG WG) und BEG Nichtwohngebäude (BEG NWG) im Förderjahr 2023. Basel, Berlin, Heidelberg, München, Dresden.

RND – RedaktionsNetzwerk Deutschland, 2025: Europas Wirtschaft 2025: Welche Hoffnungsschimmer es in der Krise gibt. RedaktionsNetzwerk Deutschland. Zugriff: <https://www.rnd.de/wirtschaft/europawirtschaft-2025-nur-krise-oder-auch-hoffnungsschimmer-OQUHU2N3ONBDNMEDPAQTQNFZSA.html> [abgerufen am 25.02.2025].

SAGA Unternehmensgruppe, 2021: Konzern–Geschäftsbericht 2020. Hamburg.

SAGA Unternehmensgruppe, 2022: Konzern–Geschäftsbericht 2021. Hamburg.

SAGA Unternehmensgruppe, 2023: Konzern–Geschäftsbericht 2022. Hamburg.

SAGA Unternehmensgruppe, 2024: Konzern–Geschäftsbericht 2023. Hamburg.

Sareen, S.; Thomson, H.; Herrero, S. T.; Gouveia, J. P.; Lippert, I.; Lis, A., 2020: European energy poverty metrics: Scales, prospects and limits. *Global Transitions*, 2 Jg.: 26–36.

Schleswig-Holsteiner Landtag, 2023: Kleine Anfrage der Abgeordneten Beate Raudies (SPD) und Antwort der Landesregierung – Minister für Wirtschaft, Verkehr, Arbeit, Technologie und Tourismus. Zugriff: <https://www.landtag.ltsh.de/infothek/wahl20/drucks/01000/drucksache-20-01076.pdf> [abgerufen am 22.04.2025].

Schmidt, T.; Barabas, G.; Benner, N.; Blagov, B.; Dirks, M.; Grozea-Helmenstein, D.; Isaak, N.; Jessen, R.; Kirsch, F.; Schacht, P.; Weyerstrass, K., 2023: Kaufkraftentzug bremst die konjunkturelle Erholung in Deutschland. *RWI Konjunkturberichte* 74(1).

Simshauser, P., 2021: Vulnerable households and fuel poverty: Measuring the efficiency of policy targeting in Queensland. *Energy Economics*, 101 Jg.: 105405.

SPD; Bündnis 90/Die Grünen; FDP, 2021: Mehr Fortschritt wagen: Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit: Koalitionsvertrag 2021–2025. Zugriff: https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf [abgerufen am 21.05.2025].

Staatskanzlei Schleswig-Holstein, 2023: „Das Entlastungspaket ist ein Erfolg“. Zugriff: https://www.schleswig-holstein.de/DE/landesregierung/ministerien-behoerden/I/_startseite/Artikel2023/III/230714_8-punkte-programm_landtag.html [abgerufen am 01.03.2025].

Statista, 2022: Prozentuale Zusammensetzung des Verbraucherpreises für leichtes Heizöl¹ in Deutschland im Februar 2022. Zugriff: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/804/umfrage/zusammensetzung-verbraucherpreis-fuer-heizael/> [abgerufen am 29.01.2025].

Statista, 2024a: Inflationsrate in Deutschland von 1992 bis 2024. Zugriff: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1046/umfrage/inflationsrate-veraenderung-des-verbraucherpreisindex-zum-vorjahr/> [abgerufen am 21.05.2025].

Statista, 2024b: Bruttoenergieverbrauch in Deutschland nach Verbrauch und Einsparung in 2018 und 2030. Zugriff: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1334146/umfrage/bruttoenergieverbrauch-in-deutschland-bis-2030/> [abgerufen am 20.01.2025].

TAG Immobilien AG, 2021: Geschäftsbericht 2020. Hamburg.

TAG Immobilien AG, 2022: Geschäftsbericht 2021. Hamburg.

TAG Immobilien AG, 2023: Geschäftsbericht 2022. Hamburg.

TAG Immobilien AG, 2024: Geschäftsbericht 2023. Hamburg.

Taubitz, P.; Buhl, C., 2023: CO₂-Preisentwicklung im EU ETS – was Unternehmen jetzt beachten müssen. Herausgeber: EY. Zugriff: https://www.ey.com/de_de/insights/decarbonization/eu-ets-wie-stark-steigen-die-co-preise-bis-2030 [abgerufen am 19.02.2025].

The Guardian, 2025: Trump's 'drill, baby, drill' agenda could keep the world hooked on oil and gas. The Guardian. Zugriff: <https://www.theguardian.com/us-news/2025/mar/12/trump-fossil-fuels-oil-and-gas> [abgerufen am 11.04.2025].

Thiel, P., 2024: FDZ Data Description: Real-Estate Data for Germany (RWI-GEO-RED v11) - Advertisements on the Internet Platform ImmobilienScout24 2007-06/2024.

UBS, 2025: European Utilities: Back to Basics Global Research. Zürich.

Umweltbundesamt, 2022: Rahmendaten für den Projektionsbericht 2023. Zugriff: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/factsheet_rahmendaten_fuer_den_projektionsbericht_2023_fuer_deutschland.pdf [abgerufen am 03.04.2025].

vbw; Prognos, 2024: Strompreisprognose. Zugriff: [https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugang-englische-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2024/Downloads/Strompreisprognose_2024_v4-\(002\).pdf](https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugang-englische-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2024/Downloads/Strompreisprognose_2024_v4-(002).pdf) [abgerufen am 03.04.2025].

VdW Bayern – Verband bayerischer Wohnungsunternehmen e.V., 2021: Ausblick 2022 der bayerischen Wohnungswirtschaft. München.

VdW Bayern – Verband bayerischer Wohnungsunternehmen e.V., 2022: Ausblick 2023 der bayerischen Wohnungswirtschaft. München.

VdW Bayern – Verband bayerischer Wohnungsunternehmen e.V., 2023: Ausblick 2024 der bayerischen Wohnungswirtschaft. München.

VdW Sachsen – Verband der Wohnungs- und Immobilienwirtschaft e.V., 2022: Pressemitteilung Verfehlte Energiepolitik sorgt für fatalen Baustopp in der Sächsischen Wohnungswirtschaft: Aktuelle Verbandsumfrage zeigt dramatischen Einbruch bei den Investitionen sozialer Wohnungs(um)bau und Energiewende im Gebäudebereich stehen vor dem Aus. Zugriff: https://www.vdw-sachsen.de/wp-content/uploads/2022/09/PM_vdw_Sachsen_fataler_Baustopp_Wohnungswirtschaft.pdf [abgerufen am 03.11.2024].

Verivox, 2023: Informationen zu Gaspreisen und Tarifen Gaspreisentwicklung 2023. Zugriff: <https://www.verivox.de/gas/gaspreisentwicklung/> [abgerufen am 14.11.2023].

VIVAWEST Wohnen GmbH, 2021: Finanzbericht 2020. Gelsenkirchen.

VIVAWEST Wohnen GmbH, 2022: Finanzbericht 2021. Gelsenkirchen.

VIVAWEST Wohnen GmbH, 2023: Finanzbericht 2022. Gelsenkirchen.

VIVAWEST Wohnen GmbH, 2024: Finanzbericht 2023. Gelsenkirchen.

VKU – Verband kommunaler Unternehmen e.V., 2022: BVMW und VKU dringen auf Schutzschirm für Stadtwerke. Zugriff: <https://www.vku.de/presse/pressemitteilungen/bvmw-und-vku-dringen-auf-schutzschirm-fuer-stadtwerke/> [abgerufen am 03.04.2025].

VKU; BDEW, 2023: Appell an Bundesregierung: Schutzschirm zur Stabilisierung des Energiehandels notwendig. Zugriff: <https://www.vku.de/presse/pressemitteilungen/appell-an-bundesregierung-schutzschirm-zur-stabilisierung-des-energiehandels-notwendig/> [abgerufen am 24.03.2025].

Vonovia SE, 2021: Geschäftsbericht 2020. Bochum.

Vonovia SE, 2022: Geschäftsbericht 2021. Bochum.

Vonovia SE, 2023: Geschäftsbericht 2022. Bochum.

Vonovia SE, 2024: Geschäftsbericht 2023. Bochum.

Vorländer, J., 2023: Die „Todeszone“ für die Wirtschaftlichkeit einer Wärmepumpe. TAG-Fachplaner. Zugriff: <https://www.tga-fachplaner.de/meldungen/waermepumpenhochlauf-die-todeszone-fuer-die-wirtschaftlichkeit-einer-waermepumpe> [abgerufen am 02.05.2025].

Wirtschaftswoche, 2022: Der nächste Energieanbieter ist pleite. WirtschaftsWoche. Zugriff: <https://www.wiwo.de/unternehmen/energie/enqu-ist-insolvent-der-naechste-energieanbieter-ist-pleite/28018960.html> [abgerufen am 10.03.2025].

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	
Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland im Jahr 2022	18
Abbildung 2	
Historische Verbraucherpreise für Haushaltsenergie nach Energieträger	24
Abbildung 3	
Übersicht Großhandelspreisprognosen für Erdgas	28
Abbildung 4	
Großhandelspreisprognose für Erdgas	29
Abbildung 5	
Übersicht Preisprognosen für Emissionszertifikate	30
Abbildung 6	
Preisprognose für Emissionszertifikate	31
Abbildung 7	
Übersicht Großhandelspreisprognosen für Heizöl (Basis Rohölpreise)	32
Abbildung 8	
Großhandelspreisprognosen für Heizöl	33
Abbildung 9	
Entwicklung der Heizölpreise für Privatkunden	35
Abbildung 10	
Historische Entwicklung des Erdgaspreises für Privatkunden	35
Abbildung 11	
Prognose der Netzentgelte für Erdgas	37
Abbildung 12	
Entwicklung des Erdgaspreises für Privatkunden	37
Abbildung 13	
Historische Entwicklung des Strompreises für Privatkunden	38
Abbildung 14	
Prognose des zukünftigen Erzeugungsmix	40
Abbildung 15	
Prognose der langfristigen Stromgestehungskosten	42
Abbildung 16	
Prognose der Netzentgelte für Strom für Privatkunden	44
Abbildung 17	
Entwicklung des Strompreises für Privatkunden	45
Abbildung 18	
Ausstehende Mietforderungen der größten Wohnungsunternehmen	52
Abbildung 19	
Absolute und relative Belastungen ohne Verbrauchsanpassung	55

Abbildung 20	
Durchschnittliche Änderung des Heizenergieverbrauchs von 2023 zu 2021	57
Abbildung 21	
Absolute und relative Belastungen mit Verbrauchsanpassung	58
Abbildung 22	
Prognose der zusätzlichen Belastung bis 2030	60
Abbildung 23	
Entlastung durch Politikmaßnahmen (Mietende)	64
Abbildung 24	
Entlastung durch Politikmaßnahmen (MFH Eigentum)	65
Abbildung 25	
Entlastung durch Politikmaßnahmen (EFH Eigentum)	66
Abbildung 26	
Saldo der zusätzlichen Belastung und staatlicher Entlastung	66
Abbildung 27	
Investitionen von Wohnungsunternehmen	72
Abbildung 28	
Baugenehmigungen für neue Wohneinheiten nach Art des Bauherrn	72
Abbildung 29	
Modernisierungsquote (Gebäudehülle) privater Eigentümerinnen und Eigentümer	74
Abbildung 30	
Heizungsaustauschquote privater Eigentümerinnen und Eigentümer	75
Abbildung 31	
Anzahl der abgesetzten Wärmeerzeuger nach Energieträger	76
Abbildung 32	
Ergriffene Maßnahmen privater Haushalte in der Heizperiode 2022/2023	78

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	
Klassifikation der Energieversorgungsunternehmen	11
Tabelle 2	
Gebäudebestand nach Gebäudetyp und Nutzung	15
Tabelle 3	
Fallzahlen im Wärme- und Wohnen-Panel 2021	20
Tabelle 4	
Fallzahlen in der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018	20
Tabelle 5	
Heizkosten im Wärme- und Wohnen-Panel 2021	21
Tabelle 6	
Heizkosten in der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018	21
Tabelle 7	
Haushaltsnettoeinkommen im Wärme- und Wohnen-Panel 2021	22
Tabelle 8	
Haushaltsnettoeinkommen in der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018	22
Tabelle 9	
Übersicht über die zukünftigen CO ₂ -Preise für Gas und Heizöl	34
Tabelle 10	
Veröffentlichte Prognosen für zukünftigen Bruttostromverbrauch	39
Tabelle 11	
Übersicht über die zu erwartende Bruttostromnachfrage	40
Tabelle 12	
Technologiespezifische Kosten der Stromerzeugung	42
Tabelle 13	
Indikative Auswirkungen der Energiekrise auf Geschäftsfelder eines EVU	48
Tabelle 14	
Entwicklung des Bonitätsscores für kommunale und nicht kommunale EVU	49