

Universität Bayreuth
Öko-Institut Freiburg e.V.
Dr. Tilman Hesse
Malte Bei der Wieden

Bachelorarbeit

Titel:

**Dem Erdgas-Ausstieg und den steigenden Netzentgelten
vorräuschaugend begegnen – Eine Analyse der Anpassungen der
Erdgasverteilnetz-Regulierung und deren Auswirkungen auf
Haushalte**

Emma Kreipl

Abgabedatum: 19.08.2024

Richard-Wagnerstraße 30a

95444 Bayreuth

E-mail: emma.kreipl@uni-bayreuth.de

Matrikelnummer: 1778410

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	IV
Zusammenfassung	5
1 Einleitung.....	8
2 Gasausstieg und Netzentgelte	11
2.1 Aktueller Ordnungsrahmen des Gasmarktes.....	11
2.1.1 Wettbewerb und Regulierung im Gasnetz	11
2.1.2 Berechnung der Netzentgelte	16
2.2 Zieldreieck Gasausstieg	23
2.3 Aktuelle Regulierungsvorschläge	29
3 Belastung von Haushalten durch steigende Netzentgelte	36
3.1 Modellierung der Kosten und Belastungen	36
3.1.1 Typisierte Haushalte.....	36
3.1.2 Szenarien für die Entwicklung der Gasnetzentgelte	43
3.2 Auswirkung steigender Netzentgelte auf die Energiekosten der Haushalte	49
3.2.1 Referenzszenario	50
3.2.2 Szenario 1	53
3.2.3 Szenario 2	57
3.2.4 Zusammenfassung	61
4 Lösungsstrategie: vorrausschauende Politikmaßnahmen	64
4.1 Höhe der notwendigen Entlastungen.....	64
4.1.1 Für typisierte Haushalte	64
4.1.2 Auf nationaler Ebene.....	76
4.2 Zusammenfassung der Erkenntnisse	82
4.3 Modelle zur Entlastung von Haushalten	83
4.3.1 Diskutierte Modelle	84
4.3.2 Vergleichende Bewertung	88
5 Schluss	92
Anhang	XCVI
Literaturverzeichnis	XCVIII

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 0-1: Entwicklung der anteiligen Gaskosten für die vier betrachteten Haushaltstypen.....	6
Abbildung 0-2: Benötigte Entlastungen zur Vermeidung von Energiearmut in den ersten fünf Dezilen für ganz Deutschland.....	7
Abbildung 2-1: Prognosen über den Rückgang des Endenergieverbrauchs für Erdgas im Gebäudesektor.....	24
Abbildung 2-2: Zieldreieck Gasausstieg.....	25
Abbildung 2-3: Aktuelle Regulierungsvorschläge gegliedert nach Wirkungsfeldern.....	30
Abbildung 3-1: Entwicklung der Netzentgelte im Referenzszenario	46
Abbildung 3-2: Entwicklung der Netzentgelte im Szenario 1	48
Abbildung 3-3: Entwicklung der Netzentgelte im Szenario 2	49
Abbildung 3-4: Monatliche Energiekosten im Referenzszenario bei geringem und hohem Verbrauch.....	51
Abbildung 3-5: Entwicklung der anteiligen Einkommensbelastung für alle vier Haushaltstypen im Referenzszenario	53
Abbildung 3-6: Monatliche Energiekosten im Szenario 1 bei geringem und hohem Verbrauch	55
Abbildung 3-7: Entwicklung der anteiligen Einkommensbelastung für alle vier Haushaltstypen im Szenario 1.....	57
Abbildung 3-8: Monatliche Energiekosten im Szenario 2 bei geringem und hohem Verbrauch	59
Abbildung 3-9: Entwicklung der anteiligen Einkommensbelastung für alle vier Haushaltstypen im Szenario 2.....	60
Abbildung 3-10: Übersicht Monatliche Energiekosten für Gas bei hohem und niedrigem Verbrauch in allen Szenarien	62
Abbildung 4-1: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 1 im Referenzszenario	67
Abbildung 4-2: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 2 im Referenzszenario	68
Abbildung 4-3: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 3 im Referenzszenario	68
Abbildung 4-4: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 4 im Referenzszenario	69
Abbildung 4-5: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 1 im Szenario 1	71
Abbildung 4-6: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 2 im Szenario 1	71
Abbildung 4-7: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 3 im Szenario 1	72
Abbildung 4-8: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 4 im Szenario 1	72

Abbildung 4-9: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 1 im Szenario 2.....	74
Abbildung 4-10: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 2 im Szenario 2.....	74
Abbildung 4-11: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 3 im Szenario 2.....	75
Abbildung 4-12: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 4 im Szenario 2.....	75
Abbildung 4-13: Jährlich notwendige Entlastungen im Referenzszenario nach Dezil.....	78
Abbildung 4-14: Vergleich der jährlich notwendigen Entlastungen im Referenzszenario nach Dezil mit der jeweiligen Höhe der Netzentgelte.....	79
Abbildung 4-15: Jährlich notwendige Entlastungen im Szenario 1 nach Dezil	80
Abbildung 4-16: Vergleich der jährlich notwendigen Entlastungen im Referenzszenario nach Dezil mit der jeweiligen Höhe der Netzentgelte.....	80
Abbildung 4-17: Jährlich notwendige Entlastungen im Szenario 2 nach Dezil	81
Abbildung 4-18: Vergleich der jährlich notwendigen Entlastungen im Referenzszenario nach Dezil mit der jeweiligen Höhe der Netzentgelte.....	82
Abbildung 4-19: Übersicht über die betrachteten Modelle.....	89

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Übersicht über die relevanten Regulierungen	15
Tabelle 3-1: Übersicht Einkommen und Verbräuche der vier betrachteten Haushaltstypen...	37
Tabelle 3-2: Übersicht über die verwendeten Daten und deren Quellen	42
Tabelle 4-1: Übersicht Nettoäquivalenzeinkommen der Dezile 1 bis 5	77

Zusammenfassung

Diese Arbeit betrachtet das Spannungsverhältnis zwischen der aktuellen Regulierung von Gasmarkt und insbesondere -infrastruktur und dem Ausstieg aus der Nutzung von fossilem Erdgas bis 2045. Dabei liegt der Fokus auf der Entwicklung der Netzentgelte und den Auswirkungen dieser auf private Haushalte.

Da der Gasmarkt einen Fall des natürlichen Monopols darstellt, ist er auf allen Ebenen reguliert, um einen Wettbewerb herzustellen. Auf der Ebene der Netzbetreiber bedeutet dies, dass die Nutzung der Gasnetze für alle am Markt agierenden Lieferanten möglich sein soll. Um die Netze zu finanzieren, wurden deswegen die Netzentgelte auf Basis der unternehmensindividuellen Erlösobergrenze eingeführt. Da diese den Kosten für die Netze entsprechen und auf alle Letztverbraucher:innen aufgeteilt werden, entsteht im Zuge des Gasausstieges das Problem, dass immer weniger Kund:innen die Kosten für ein nur langsam schrumpfendes Gasnetz tragen müssen. Zu Beginn dieses Jahres wurden von der Bundesnetzagentur (BNetzA) und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) Vorschläge zur Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens der Gasnetze zur Konsultation gestellt, um unter anderem diesem Problem zu begegnen.

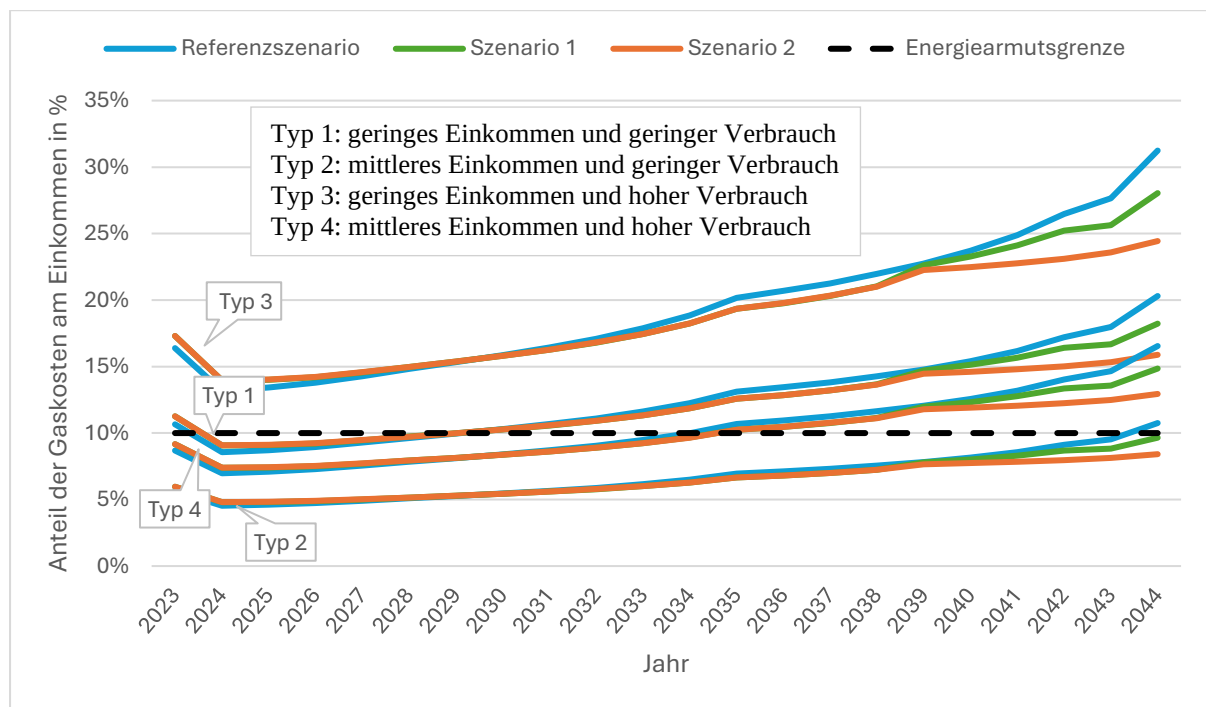
In dieser Arbeit widme ich mich der Frage, wie sich die steigenden Netzentgelte auf die Gaskosten verschiedener Typhaushalte auswirken. Dabei betrachte ich drei verschiedene Anpassungen des Ordnungsrahmens und die daraus resultierenden Netzentgelte auf Basis des Berichtes „Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfkompatible Transformation.“ der Agora Energiewende aus dem Jahr 2023. Die verschiedenen Szenarien sind:

- 1) Das **Referenzszenario**: in diesem Szenario wird der Ordnungsrahmen nicht angepasst. Dadurch kann ein Steigen der Netzentgelte auf Grund steigender pro Kopf Belastungen nicht verhindert werden.
- 2) Das **Szenario 1**: in diesem Szenario werden die erlaubten Abschreibungsdauern für Gasnetze verkürzt und die degressive Abschreibungsart wird eingeführt. Durch die Verkürzung der Abschreibungsdauern ist es den Netzbetreibern möglich, alle Investitionen bis 2044 zu refinanzieren. Die degressive Abschreibungsart belastet dabei aktuelle Kund:innen stärker als zukünftige, was die Entgeltsteigerungen in Zukunft senkt.

- 3) Das **Szenario 2**: auf den Anpassungen aus Szenario 1 aufbauend werden in diesem Szenario die Regulierungsperioden auf ein Jahr verkürzt. Dadurch können Kosteneinsparungen bei den Netzbetreibern schneller an Letztkund:innen weitergegeben werden und der Steigerung der Netzentgelte wird entgegengewirkt.

In allen Szenarien steigen die Netzentgelte und damit die monatlichen Gaskosten für die Haushalte an. Das bedeutet für fast alle Haushaltstypen, dass sie ab 2030 die Grenze zur Energiearmut überschreiten. Eine gängige Definition von Energiearmut ist, wenn mehr als 10 % des Einkommens für Energiekosten ausgegeben werden müssen. [Abbildung 0-1](#) zeigt den Anteil der Gaskosten am verfügbaren Einkommen der Typhaushalte in Abhängigkeit der Entwicklung der Netzentgelte in den Szenarien.

Abbildung 0-1: Entwicklung der anteiligen Gaskosten für die vier betrachteten Haushaltstypen

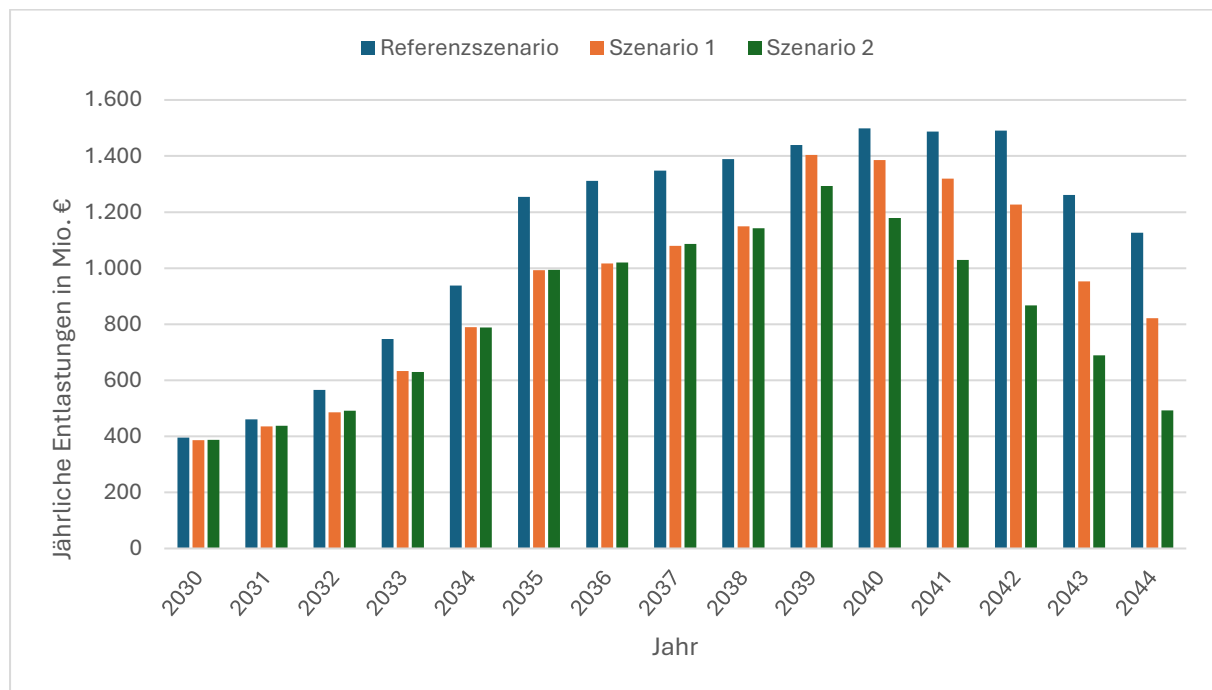


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Die Analyse verdeutlicht die Notwendigkeit über die Höhe und Umsetzung möglicher Entlastungen bei stark steigenden Gasnetzentgelten nachzudenken. Wenn Haushalte der ersten fünf Dezile so entlastet werden würden, dass sie weniger als 10 % ihres Einkommens für Gas ausgeben, ergäbe sich die Kosten aus [Abbildung 0-2](#). Im Referenzszenario bedarf es im Jahr 2040 einer maximalen, jährlich notwendig werdenden Entlastung von fast 1,5 Milliarden €. Durch die Anpassungen des Ordnungsrahmens in Szenario 1 und 2 fallen die Netzentgelte und damit Kosten für die Haushalte geringer aus, sodass nur noch 1,4 bzw. 1,2 Milliarden € an

Entlastungen notwendig wären. Für das Jahr 2044, das letzte Jahr in dem noch fossiles Erdgas genutzt werden darf, damit das Ziel der Klimaneutralität in 2045 erreicht wird, liegen die notwendigen Entlastungen bei 1,1 Milliarden € im Referenzszenario, 820 Millionen € in Szenario 1 sowie 500 Millionen € in Szenario 2.

Abbildung 0-2: Benötigte Entlastungen zur Vermeidung von Energiearmut in den ersten fünf Dezilen für ganz Deutschland



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Eine Anpassung des Ordnungsrahmens trägt dazu bei, die Steigerung der Netzentgelte abzuflachen. Es werden jedoch dennoch vermutlich Entlastungszahlungen notwendig werden, um Letztverbraucher:innen vor Energiearmut zu schützen. Diese Entlastungen könnten, nach dem Agora Bericht, auf Grundlage verschiedener, miteinander kombinierbarer Modelle umgesetzt werden: differenzierte Netzentgelte, bundeseinheitliche Netzentgelte, die Umlagelösung, die Fondslösung und die Zuschusslösung. Von diesen Modellen scheint die Fondslösung am geeignetsten um die Entlastungen anreizkompatibel zu gestalten. Dadurch, dass heutige Kund:innen in einen Fonds einzahlen, erhalten sie Anreize, schneller aus dem Gas auszusteigen. Mit diesem Geld können dann die Netzentgeltsteigerung für im Gasnetz verbleibenden Kund:innen finanziert werden, die zu Überbelastungen führen würden. So können relevante Anreize aufrechterhalten werden während gleichzeitig für einen sozialen Ausgleich gesorgt wird.

1 Einleitung

Deutschland hat sich mit dem Klimaschutzgesetz zum Ziel gesetzt bis 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Die privaten Haushalte im Gebäudesektor verursachen durch Beheizung circa. 18 Prozent der deutschen CO₂-Emissionen (bdew 2021). Dies liegt unter anderem daran, dass fast die Hälfte aller Haushalte mit Erdgas heizt (BMWK 2019). Dementsprechend ist der Ausstieg aus dem fossilen Energieträger Erdgas unbedingt notwendig für das Erreichen der deutschen Klimaziele.

Dabei besteht jedoch die Schwierigkeit, dass die Gasversorgung zu großen Teilen privatisiert ist und damit dem wirtschaftlichen Wettbewerb unterliegt. Der Ausstieg aus der Erdgasversorgung ist für die Netzbetreiber mit hohen Kosten verbunden, was ihre Wettbewerbsfähigkeit gefährdet.

Hinzu kommt, dass die Gasversorgung ein sogenanntes natürliches Monopol darstellt. Da die Bereitstellung von Gas auf einem Leitungssystem beruht lohnt es sich für andere Unternehmen nicht als Gasanbieter durch den Bau neuer paralleler Leitungen in den Markt einzusteigen. Deswegen agieren nur wenige Unternehmen als Netzbetreiber. Diese können theoretisch Monopolpreise verlangen, welche höher liegen als die Preise am Wettbewerbsmarkt (Pindyck und Rubinfeld 2008, S. 372). Um Monopolpreise zu verhindern und einen Wettbewerb zu simulieren, sind die verschiedenen Märkte der Erdgasversorgung deswegen stark reguliert. Dank dieser Regulierung können Verbraucher:innen zwischen verschiedenen Gaslieferanten wählen. Damit die verschiedenen Lieferanten das Gasnetz einiger weniger Gasnetzbetreiber nutzen können gibt es die Netzentgelte, die die Netzkosten refinanzieren.

Aktuell sind die Regelungen des Gasmarktes auf einen Fortbetrieb des Gasnetzes ausgelegt. Dies steht im Kontrast zu der Notwendigkeit, dass mit Ende des Jahre 2044 kein fossiles Gas mehr zum Heizen genutzt werden soll, um Klimaneutralität zu erreichen. Deswegen gab es Anfang diesen Jahres Bestreben seitens der Bundesnetzagentur (2024a) und des BMWK (2024) den Ordnungsrahmen zur Organisation der Erdgasinfrastruktur anzupassen und Beteiligte in einem Konsultationsprozess zu involvieren. Dies soll den Ausstieg aus dem fossilen Energieträger Gas für die Netzbetreiber erleichtern, während deren Wirtschaftlichkeit gesichert wird und Verbraucher:innen geschützt werden. Die optimale Ausgestaltung des Ordnungsrahmens betrifft drei, sich teilweise entgegenstehende Interessen: die Wirtschaftlichkeit der Netzbetreiber, die Bezahlbarkeit der Heizkosten für Verbraucher:innen

und dem Klimaschutz, der gestärkt wird durch Anreize, die die Gasnutzung weniger attraktiv machen.

Die Interessen der Konsument:innen sind in den einschlägigen Berichten bisher zwar vielseitig erwähnt worden, jedoch fehlen noch spezifische Ansätze um die Bezahlbarkeit des Heizens zu gewährleisten, insbesondere für Haushalte mit geringem Einkommen (Agora Energiewende 2023; bbh 2024; BMWK 2024; Bundesnetzagentur 2024d; Klafka et al. 2023). Deswegen soll der Fokus dieser Arbeit auf der Entwicklung der Kosten, insbesondere der Netzentgelte, und den daraus resultierenden Folgen für die Letztverbraucher:innen liegen.

Die Netzentgelte bemessen sich an der Erlösobergrenze, welche auf Basis der Kosten für das Netz erhoben wird. Die Erlösobergrenze wird auf alle Verbraucher:innen aufgeteilt, wodurch die individuellen Netzentgelte zustandekommen. Durch eine in Zukunft abnehmenden Zahl an Gaskunden in einem nur langsam schrumpfenden Netz werden die Netzentgelte pro Kopf bis 2044 stark ansteigen. Diese Kosten können eine starke finanzielle Belastung für Haushalte darstellen.

Um den Gasausstieg sozial verträglich zu gestalten, müssen diese Entwicklungen mit in Betracht gezogen werden. Nur wenn den finanziellen Belastungen des Gasausstiegs vorrauschauend begegnet wird, ist es möglich, soziale Folgen abzufedern. Insbesondere nach der großen Debatte rund um das neue Gebäudeenergiegesetz auf Grund mangelnder Berücksichtigung der Bezahlbarkeit (NDR 2023), rückt die Notwendigkeit einer sozial gerechten Transformation mehr in den Fokus. Zwei aktuelle Studien des Öko-Instituts zeigen dies. In Zusammenarbeit mit der dena macht das Öko-Institut in einer aktuellen Publikation auf die sozialen Aspekte der Energiewende im Gebäudesektor aufmerksam (Bayer et al. 2024). In einer weiteren Publikation wird auf die Notwendigkeit von einer sozial gerechten Ausgestaltung von Förderungen für energetische Sanierung eingegangen (Braungardt et al. 2024).

Mit dieser Arbeit will ich an die Arbeiten zu einer sozial gerechten Wärmewende anknüpfen und dazu beitragen, dass der spezifischen Problematik steigender Netzentgelte frühzeitig und informiert begegnet werden kann. In Abschnitt 2.1 beginne ich damit die aktuelle Regulierung der Gasinfrastruktur zu erläutern. Dabei liegt mein Fokus insbesondere auf der Berechnungsformel der Erlösobergrenze, da diese die Basis für die Netzentgeltberechnung darstellt. In Abschnitt 2.2 werde ich genauer auf das Spannungsfeld des Gasausstiegs mit dem aktuellen Ordnungsrahmen und die dabei teilweise im Konflikt stehenden Interessen eingehen.

Wie diesen Problematiken regulatorisch begegnet werden kann, werde ich in Abschnitt 2.3 erläutern. Auf Basis dieses theoretischen Hintergrunds, führe ich in Abschnitt 3 auf Basis der Szenarien von Agora (2023) meine eigenen Berechnungen zu den Auswirkungen steigender Netzentgelte auf individuelle Haushalte durch. Dafür erläutere ich in Abschnitt 3.1 zunächst die Annahmen, die meiner Modellierung zu Grunde liegen und insbesondere auch welche verschiedenen Regulierungsszenarien ich betrachte. In Abschnitt 3.2 fasse ich dann die daraus hervorgehenden Ergebnisse zusammen. Wie hier klar wird, werden Haushalte mit niedrigem und durchschnittlichem Einkommen durch die steigenden Netzentgelte stark belastet, auch wenn die betrachteten Regulierungsvorschläge diesen Trend abmildern. Deswegen betrachte ich in Abschnitt 4, wie diesen Belastungen vorrauschauend begegnet werden kann. Um die Ergebnisse in einen größeren Kontext zu setzen, berechne ich in Abschnitt 4.1 die Höhe der notwendigen Entlastungen für die von mir betrachteten Typhaushalte in den einzelnen Szenarien. Ich stelle dazu außerdem eine Berechnung der notwendigen Entlastungen für ganz Deutschland auf, um eine erste Abschätzung der möglichen Gesamtkosten zu tätigen. Die Ergebnisse meiner Berechnungen fasse ich in Abschnitt 4.2 zusammen. In Abschnitt 4.3 diskutiere ich abschließend verschiedene Entlastungsmodelle und ihre Anwendbarkeit im Kontext der Netzentgeltproblematik. In Abschnitt 5 fasse ich dann die Kerninhalte der Arbeit zusammen und gebe einen Ausblick auf mögliche Handlungsoptionen.

2 Gasausstieg und Netzentgelte

Das Erreichen der Klimaneutralität in Deutschland macht den Ausstieg aus Gas als Energieträger unabdingbar. Hierbei besteht jedoch die Problematik, dass der aktuelle Ordnungsrahmen des Gasmarktes nicht auf einen Rückgang der Gasnachfrage ausgelegt ist. Ein grundlegendes Problem sind dabei die Auswirkungen, die sinkende Zahlen an Konsument:innen in einem nur langsam schrumpfendem Gasnetz auf die Gasnetzentgelte haben. In diesem Abschnitt werde ich die aktuellen Regulierungen der Gasinfrastruktur in Deutschland erläutern und herausarbeiten inwiefern diese im Kontrast zu einem schnellen Gasausstieg unter Berücksichtigung der Interessen von Gasnetzbetreibern und insbesondere Gaskund:innen stehen. Daraufaufgehend werde ich aufzeigen, welche Regulierungsvorschläge existieren, um die negativen Konsequenzen des Gasausstiegs auf die Gasnetzentgelte vorzubeugen und den Ordnungsrahmen mit dem Gasausstieg zu vereinbaren.

2.1 Aktueller Ordnungsrahmen des Gasmarktes

Um zu analysieren, welche Möglichkeiten für einen schnellen und sozialverträglichen Gasausstieg zur Verfügung stehen, ist es relevant, die Regulierung des Gasmarktes zu verstehen. In diesem Abschnitt werde ich den aktuellen Ordnungsrahmen der Erdgasverteilnetz Regulierung erläutern. Da der Gasmarkt auf allen Ebenen ein natürliches Monopol darstellt, welches zu hohen Preisen führen würde, wurde er mit Hilfe von Regulierungen für den Wettbewerbsmarkt geöffnet. Um dabei die Nutzung der Gasnetze für verschiedenste Gaslieferanten zu gewährleisten, wurden die Netzentgelte als Nutzungsgebühr für die Gasnetze eingeführt. In diesem Abschnitt werde ich die Grundlagen und Details dieser Regulierungen genauer erläutern.

2.1.1 Wettbewerb und Regulierung im Gasnetz

Die Erdgasenergieversorgung stellt einen Fall des sogenannten natürlichen Monopoles dar (Bundesnetzagentur o.D.c). Natürliche Monopole entwickeln sich durch eine Konzentration von Marktmacht, die auf Grund von *infrastrukturgebundener* Bereitstellung von Gütern entsteht. Im Falle der Gasversorgung basiert die Monopolstellung auf dem Gasnetz. Da einzelne Unternehmen schon über ein Versorgungsnetz verfügen, sind die Eintrittskosten in

den Markt für andere Unternehmen, welche erst noch ein eigenes Netz etablieren müssten, sehr hoch. Natürliche Monopole sind insofern nicht vermeidbar und auch wünschenswert, da die Erbringung der Leistung durch die Energieversorger durch einheitliche, flächenüberspannende Netze effizienter ist als der Bau mehrerer paralleler Netze (Pindyck und Rubinfeld 2008, S. 372). Jedoch können diese Unternehmen, wie bei herkömmlichen Monopolen auch, durch ihre Marktmacht höhere Preise setzen, als am Wettbewerbsmarkt entstehen würden. Zusätzlich fehlen in einem Monopol die notwendigen Anreize zur Effizienz- und Qualitätsverbesserung, da es keine oder zu wenig konkurrierenden Unternehmen am Markt gibt (Bernheim und Whinston 2014, S. 604–607).

Deswegen wird der Energiemarkt, und insbesondere die Gasversorgung, reguliert. In Deutschland erlauben diese Regulierungen einen relativ starken Wettbewerb auf allen Ebenen der Gasversorgung (Schiffer 2019, S. 125).

Seit 1998 wurde in der Richtlinie 98/30/EG der Europäischen Union die schrittweise Öffnung des Erdgasbinnenmarktes forciert. Diese wurde 2003 durch eine Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) in deutsches Recht übertragen (Schiffer 2019, S. 153). Die Bundesnetzagentur hat hierbei seitdem nach §§ 29, 54 EnWG die Festlegungskompetenz, um die in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV), der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sowie dem EnWG beschriebenen Regelungen festzulegen und zu überwachen, sowie Genehmigungsverfahren für zum Beispiel die Netzentgelte zu leiten. Für Energieversorger mit weniger als 100 000 Kund:innen dürfen diese Aufgaben von den Landesregulierungsbehörden übernommen werden. Grundlage dieser nationalen Gesetzestexte bieten außerdem die Verordnung und Richtlinie der Europäischen Union zur gemeinsamen Regelung der Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, welche auf einer Erstfassung von 2009 basieren und seitdem stetig weiterentwickelt werden (Europäische Union 2024a, 2024b).

Durch die in den Paragraphen §§ 6 – 10e EnWG festgelegte rechtliche, operationelle, informatorische und buchhalterische Entflechtung der Aufgabe des Netzbetriebes von den anderen Tätigkeiten des energieversorgenden Unternehmens ist eine Nutzung der Erdgasnetze über den Marktmechanismus möglich (Schiffer 2019, S. 154). Während Konzessionsverträge dafür sorgen, dass der Betrieb des Verteilnetzes selbst dem Wettbewerb ausgesetzt ist, erlaubt das Entry-Exit-Modell, dass das Verteilnetz zum Transport von Erdgas verschiedenster Unternehmen genutzt werden kann (Schiffer 2019, S. 153; GasNZV).

Konzessionen sind sogenannte „Wegenutzungsverträge“, welche von einem Unternehmen bei einer Kommune für die Nutzung des Gasnetzes in ihrem Teilgebiet erworben werden können. Die Vergabe dieser Verträge ist in den §§ 46 ff EnWG geregelt. Laut § 46 Absatz 1 und 2 EnWG müssen Kommunen unter anderem ihre Gasleitungssysteme alle 20 Jahre für neue Bewerbungen als Konzessionsverträge ausschreiben. Dadurch sollen Netzbetreiber auch dem wirtschaftlichen Wettbewerb unterliegen. Die Vergabe der Konzessionen nach § 46 Absatz 4 EnWG soll diskriminierungsfrei aber unter der Einhaltung wichtiger Kriterien der Versorgungsaufgabe stattfinden (Bürger et al. 2022, S. 6). Dementsprechend müssen Kommunen die Konzession nicht zwingend an das bestbietende Unternehmen vergeben werden, sondern können auch an die eigenen Stadtwerke ausgehändigt werden, wenn diese der Versorgungsaufgabe besser gerecht werden können (BET o.D.). Die kommunalen Stadtwerke unterliegen jedoch nach Absatz 6 den gleichen Regelungen wie Unternehmen aus der Privatwirtschaft. In den Konzessionsverträgen ist eine Konzessionsabgabe nach § 48 EnWG festgeschrieben, welche von den Energieversorgungsunternehmen an die Kommune gezahlt und auf die Endkund:innen umgelegt wird. Die Konzessionsabgabe beträgt für Haushaltskund:innen momentan 0,03 ct/kWh (bdew 2024). Außerdem setzen die Konzessionsverträge oft fixe Investitionsbudgets fest, welche über Investitionen zur Instandhaltung der Gasnetze hinaus gehen können (Raue 2024).

Neben der Liberalisierung der Verwaltung der Netzgebiete wurde auch die Nutzung der Netzgebiete für verschiedene Gaslieferanten im Zuge der Entflechtung geöffnet. Das erlaubt einen offenen Wettbewerb, in dem Endkund:innen aus einer Vielzahl an Erdgaslieferanten wählen können (Schiffer 2019, S. 126). Dabei sind sie aber an den Netzbetreiber ihres Netzgebietes gebunden. Da es die Aufgabe der Verteilnetzbetreiber ist, die Rohrleitungen instand zu halten, zu betreiben und gegebenenfalls weiter auszubauen, darf dieser die Netzbetriebskosten in Form eines pauschalisierten Entgeltes, analog zum Porto bei der Nutzung des Postsystems, finanzieren (Schiffer 2019, S. 144, 2019, S. 150–151).

Die Höhe dieser Netzentgelte muss im Vorhinein durch die Bundesnetzagentur genehmigt werden und ist durch die Bestimmungen der oben genannten Gesetzestexte reguliert (Schiffer 2019, S. 157).

Basis dieser Regulierung ist die Festlegung der unternehmensindividuellen Erlösobergrenze (ARegV; Bundesnetzagentur o.D.c; GasNEV). Diese soll die dem Unternehmen entstehenden

Netzkosten widerspiegeln und legt damit fest, welcher Betrag in Form von Netzentgelten an die Kund:innen zur Refinanzierung dieser Kosten weitergegeben werden darf (Bundesnetzagentur 2017c). Die Erlösobergrenze wird immer für eine fünfjährige Regulierungsperiode im Voraus berechnet. Sie besteht aus verschiedenen Kostenanteilen, einem Gewinnaufschlag für das Unternehmen und einem aus dem Effizienzvergleich ermittelten Effizienzbonus (Bundesnetzagentur o.D.b; ARegV). Die genaue Berechnung dieser Erlösobergrenze soll im folgenden Abschnitt 2.1.2 erläutert werden.

Neben der Entflechtung und den Netzentgelten, die eine Netznutzung auf Basis von Wettbewerb erlauben, umfasst der Ordnungsrahmen außerdem Regelungen, um Versorgungssicherheit und Verbraucherschutz sowie Qualität und Investitionen zu gewährleisten. Die Versorgungssicherheit und Verbraucherschutz werden unter anderem durch eine allgemeine Anschlusspflicht nach § 18 EnWG, die Netzbetreiber gegenüber Letztverbrauchenden haben, gewährleistet. Dies geht mit einem Kündigungsverbot einher gegenüber Letztverbrauchenden, die die Grundversorgung in Anspruch nehmen. Ein weiterer Aspekt dessen, ist die allgemeine Netzausbaupflicht nach § 11 EnWG. Diese verpflichtet Netzbetreiber zu Investitionen in das Netz, über die Instandhaltung dessen hinaus. Durch diese Regulierungen ist sichergestellt, dass Netzbetreiber trotz ihrer Monopolstellung Qualität, Sicherheit und Investitionen gewährleisten. Außerdem sind die Netzbetreiber sowie die Regulierungsbehörde zu Transparenz verpflichtet. Die Netzbetreiber müssen nach § 28 GasNEV ihre Kosten, die für die Berechnung der Netzentgelte relevant sind, dokumentieren und der Regulierungsbehörde vorlegen.

Alle Regulierung basieren auf der Übertragung der EU-Gasbinnenmarktverordnung und -richtlinie in nationales Recht (Europäische Union 2024a, 2024b).

In [Tabelle 2-1](#) sind die relevanten Gesetzestexte zur Regelung des Gasmarktes in Deutschland inklusive der wichtigsten Paragraphen zusammengefasst:

Tabelle 2-1: Übersicht über die relevanten Regulierungen

Regulierung	Relevante Inhalte	Wichtigste Paragraphen
ARegV	• Regulierungsperioden • Zusammensetzung Erlösobergrenze (Anlage 1) • Engpassmanagement • Qualität	§§ 4-16 Ermittlung der Erlösobergrenze
GasNEV	• Methodik Berechnung Netzentgelte	§§ 4-12 Methodik § 13 Grundsätze der Entgeltermittlung § 28 Dokumentation und Transparenz
GasNZV	• Regelung Netzzugang • Regelung Kooperation Beteiligter	
EnWG	• Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. • Entflechtung • Aufgaben Netzbetreiber • Netzanschluss-/Zugang • Wasserstoffnetz	§ 11 Netzausbaupflicht § 18 Anschlusspflicht § 20 Entry-Exit Modell, Netzentgeltregelung § 46 Konzessionsverträge

	• Befugnisse Regulierungsbehörde sowie Zuständigkeiten allg. • Pflichten gegenüber Letztverbraucher:innen • Sicherung der Versorgung	
EU- Gasbinnenmarkt- verordnung/ -richtlinie	• Grundlage für nationales Recht	

Quelle: eigene Darstellung

Da dieser Ordnungsrahmen nicht mit Blick auf den kommenden Gasausstieg geschaffen wurde, steht er dem schnellen und für Unternehmen und Individuen tragbaren Gasausstieg teilweise entgegen. Die aus den Regulierungen resultierenden Problematiken für den Erdgasausstieg bis 2045 werde ich in dem kommenden Abschnitt 2.2 genauer erläutern. Zuvor werde ich jedoch in Abschnitt 2.1.2 genauer auf die Berechnung der Netzentgelte eingehen, da in der Netzentgeltregulation spezifische Probleme für den sozialgerechten Gasausstieg entstehen.

2.1.2 Berechnung der Netzentgelte

Die Netzentgelte sind der Teil des Gaspreises, den Individuen unabhängig von ihrem Gasversorger für die Nutzung des Gasnetzes zahlen. Wie in Abschnitt 2.1.1 erläutert, fungiert das Netzentgeltsystem als „Briefmarke je durchgeleitetem m³ Gas“ um die Netzinfrastuktur zu finanzieren und dabei eine Nutzung durch verschiedenste Marktteilnehmer zu erlauben. Dementsprechend sollen die Netzentgelte die *Netzkosten* widerspiegeln, um eine Refinanzierung dieser für den Netzbetreiber zu erlauben. Gleichzeitig bietet die aktuelle Ausgestaltung des Ordnungsrahmens aber auch Anreize für die Netzbetreiber ihre Effizienz zu steigern und damit ihre Gewinne zu erhöhen (Schiffer 2019, S. 157).

Die Gasnetzentgelte berechnen sich auf Grundlage der Erlösobergrenze. Diese wird durch die Regulierungen der ARegV, des EnWG, und der GasNEV bestimmt und muss einer Genehmigung durch die Regulierungsbehörde unterzogen werden. Aus der Erlösobergrenze werden dann die individuellen Netzentgelte für unterschiedliche Anschlüsse bestimmt. Die

Netzentgelte als ct/kWh sind nach verschiedenen Druckzonen und Verbräuchen gestaffelt (dies ist zum Beispiel in den individuellen Gasverträgen oder auch in den Preistabellen der Gasnetzbetreiber einsehbar). Wie viel jede Gruppe dabei zahlen muss, bestimmen die Netzbetreiber auf Grund von Erfahrungswerten über die abgenommenen Mengen durch die verschiedenen Endverbraucher:innen (diese Information habe ich einem Interview mit Herrn Peter Amschler der Stadtwerke Bayreuth vom 13.06.2024 entnommen).

In den Berechnungsmodalitäten bestehen Unterschiede für Verteil- und Fernnetzbetreiber. Im Folgenden soll der Fokus auf der Berechnung der Netzentgelte für die Verteilnetzbetreiber liegen, da diese direkt für die Versorgung der Letzverbraucher:innen mit Gas zuständig sind.

Wie in § 3 ARegV geregelt, wird die Erlösobergrenze immer für die jeweilige fünfjährige Regulierungsperiode berechnet. Dabei werden die in der Kostenermittlung errechneten Kosten des Basisjahres zugrunde gelegt. Die gilt insofern sie nicht auf besonderen Vorkommnissen im Basisjahr beruhen und den Kosten „eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen“ (Bundesnetzagentur 2017b). Als Basisjahr wird das Jahr drei Jahre vor Beginn der Regulierungsperiode gewählt. Aktuell befinden wir uns in der 4. Regulierungsperiode. Diese hat im Jahr 2023 begonnen und wird bis in das Jahr 2027 laufen. Die Erlösobergrenze wird seit der dritten Regulierungsperiode nach der ARegV wie folgt berechnet:

$$EO_t = KA_{dnbt} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Quelle: ARegV, Anlage 1

EO_t Erlösobergrenze aus Netzentgelten, die im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode nach Maßgabe des § 4 Anwendung findet.

KA_{dnb,t} Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Absatz 2, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode unter Berücksichtigung der Änderungen nach § 4 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 Anwendung findet.

KA_{vnb,t} Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Absatz 3, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden ist.

V_t Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen, der im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode nach Maßgabe des § 16 Anwendung findet.

- KA_{b,t}** Beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Absatz 4, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden ist.
- B₀** Bonus nach § 12a im Basisjahr.
- T** Dauer der jeweiligen Regulierungsperiode in Jahren.
- VPI_t** Verbraucherpreisgesamtindex, der nach Maßgabe des § 8 Satz 2 für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode Anwendung findet.
- VPI₀** Durch das Statistische Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisgesamtindex für das Basisjahr.
- PF_t** Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt. In Analogie zu dem Term VPI_t/VPI_0 ist PF_t dabei durch Multiplikation der einzelnen Jahreswerte einer Regulierungsperiode zu bilden.
- KK_{A,t}** Kapitalkostenaufschlag nach § 10a, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden ist.
- EF_t** Erweiterungsfaktor nach Maßgabe des § 10 für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode.
- Q_t** Bei Betreibern von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen die Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 19 im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode; bei Betreibern von Übertragungsnetzen die Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 17 im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode.
- S_t** Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze nach § 5 Absatz 3.
- VK_t** volatiler Kostenanteil, der nach § 11 Absatz 5 im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode Anwendung findet.
- VK₀** volatiler Kostenanteil nach § 11 Absatz 5 im Basisjahr.

Quelle: ARegV, Anlage 1

Die Erlösobergrenze **EO_t** besteht grundsätzlich aus der Summe der verschiedenen Kosten, die ein Netzbetreiber zu tragen hat. Inwieweit diese Kosten in die Erlösobergrenze mit eingehen dürfen, wird durch den **Effizienzvergleich** bestimmt. Im Nachfolgenden sind alle Paragraphen, wenn nicht anders angegeben, der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) entnommen.

Da die Netzbetreiber wie in Abschnitt 2.1.1 beschrieben in einem natürlichen Monopol agieren, stehen sie nicht im Konkurrenzdruck. Dementsprechend fehlen Anreize, die Effizienz, mit der das Unternehmen sein Produkt zur Verfügung stellt, zu steigern. Diese Aufgabe erfüllt deswegen der Effizienzvergleich. Im Effizienzvergleich nach § 12 wird für jeden Netzbetreiber ein unternehmensindividueller Effizienzwert berechnet. Ausgenommen davon sind Netzbetreiber mit weniger als 30.000 Kund:innen, die im vereinfachten Verfahren einen genormten Effizienzwert zugewiesen bekommen (Bundesnetzagentur 2017a). Das Regelverfahren des Effizienzvergleiches ist ein sogenanntes Benchmark-Verfahren. Dabei werden die Vergleichs- und Aufwandsparemeter aller Unternehmen miteinander verglichen. Die Vergleichsparemeter bilden die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers ab, während die Aufwandsparemeter den dafür getätigten Aufwand angeben. Diese Paremeter aller Unternehmen werden in einem von zwei Verfahren zueinander in Bezug gesetzt (Bundesnetzagentur o.D.a). Das Unternehmen mit dem besten Verhältnis zwischen Leistung und Aufwand gilt als effizient und bekommt einen Effizienzwert von 100 Prozent zugewiesen. Der individuelle Effizienzwert aller anderen Unternehmen wird dann als Abweichung des Verhältnisses zwischen Aufwand und Versorgungsleistung von diesem Unternehmen berechnet. Der Effizienzwert bestimmt, welcher Anteil der Kosten des Netzbetreibers (abgesehen von den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten) in der Erlösobergrenze aktiviert werden darf.

Im Folgenden werden die einzelnen Komponenten der Erlösobergrenze genauer erläutert.

Der dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteil $KA_{dnb,t}$ beinhaltet nach § 11 Absatz 2 ARegV Kostenanteile, die das Unternehmen selbst zu keinem Zeitpunkt beeinflussen kann. Dazu zählen zum Beispiel die Konzessionsabgaben, Kosten für die Nutzung vorgelagerter Netzebenen, sowie Kosten für Forschung und Entwicklung und verpflichtende Abgaben. Diese Kosten sind vom Effizienzvergleich ausgeschlossen und dürfen nach § 4 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 auch innerhalb der Regulierungsperiode jeweils zu Beginn eines Kalenderjahres angepasst werden.

Zu diesen Kosten wird ein Produkt addiert, welches im ersten Faktor die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten, die beeinflussbaren Kosten multipliziert mit dem Verteilungsfaktor zum Abbau von Ineffizienzen sowie den Effizienzbonus, und im zweiten Faktor die Gesamtkostenentwicklung abzüglich des sektoralen Produktivitätsfaktors beinhaltet.

Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten $\mathbf{KA}_{\text{dnb},t}$ sind grundsätzlich, wenn auch nicht kurzfristig, beeinflussbare Kosten. Sie bestehen nach § 11 Absatz 2 aus der Differenz der um den Effizienzwert bereinigten Gesamtkosten und den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Basisjahr sowie dem aktuellen Kapitalkostenabzug $\mathbf{KKA}_{b,t}$. Der Kapitalkostenabzug nach § 6 sowie Anlage 2a ist damit nicht explizit der Gleichung zur Berechnung der Erlösobergrenze zu entnehmen. Er soll die im Zeitverlauf sinkenden Kosten auf das Kapital des Unternehmens abbilden. Die Kapitalkosten sind die Kosten, die ein Unternehmen auf Grund der Höhe des zur Verfügung stehenden Kapitals zu tragen hat. Sie bestehen aus der Summe der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung der kalkulatorischen Gewerbesteuer und den Fremdkapitalzinsen. Durch die Abschreibungen sinken die verbleibenden Restbuchwerte der Anlagegüter im Eigenkapital. Dies mindert sowohl die Verzinsungsbasis für den Eigenkapitalzins als auch die Basis für zukünftige Abschreibungen. Der Kapitalkostenabzug spiegelt dies wider, da er aus der Differenz der Kapitalkosten im Basisjahr und den Kapitalkosten im aktuellen Jahr berechnet wird. Da die Kapitalkosten über den Verlauf der Regulierungsperiode sinken, steigt der Kapitalkostenabzug dementsprechend. Das wiederum mindert die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten im Zeitverlauf.

Die einzelnen Komponenten der Kapitalkosten unterliegen selbst individueller Regulierung. In § 7 GasNEV ist die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, die der Gewinnmarge für den Netzbetreiber entspricht, geregelt. Dieser Paragraph schreibt fest, welcher Teil des Eigenkapital verzinst werden darf und auf welcher Basis der Zinssatz bestimmt wird. Seit Beginn dieses Jahres sieht die Bundesnetzagentur mit der Festlegung von Regelungen für die Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen im Kapitalkostenaufschlag jedoch eine von dem § 7 GasNEV abweichende Anpassung des Zinssatzes an die aktuell veränderte Verzinsungslage vor (Bundesnetzagentur 2024e). Für die kalkulatorischen Abschreibungen gilt nach § 6 GasNEV, dass sie linear und über in Anlage 1 GasNEV festgeschriebene Nutzungsdauern hinweg berechnet werden müssen. Seit 2022 gilt außerdem die Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU). Diese schreibt fest, dass Anlagen, die im Jahr 2023 erstmalig aktiviert werden, verkürzt bis ins Jahr 2045 abgeschrieben werden dürfen (Bundesnetzagentur 2022b).

Hinzu kommt das Produkt aus den beeinflussbaren Kosten $\mathbf{KA}_{b,t}$ und der Subtraktion $(1-V_t)$, wobei V_t der Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen ist. Die beeinflussbaren Kosten entsprechen nach § 11 Absatz 4 der Differenz der Gesamtkosten mit den dauerhaft

nicht beeinflussbaren Kosten, dem aktuellen Kapitalkostenabzug und den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten. Sie stellen damit Ineffizienzen im Betrieb dar, die das Unternehmen beeinflussen kann. Um diese Ineffizienzen gleichmäßig über die Regulierungsperiode hinweg abzubauen, werden sie nach § 16 mit dem Verteilungsfaktor der jeweiligen Regulierungsperiode multipliziert.

Außerdem wird hierzu noch der Supereffizienzbonus des Basisjahres B_0 nach § 12a als Anteil für das jeweilige Jahr addiert. Dieser leitet sich aus dem Unterschied der Effizienzwerte aus der Supereffizienzanalyse und der Effizienzwerte aus der nicht-parametrischen Analyse nach Anlage 3 Satz 5 ab und kann höchstens fünf Prozent annehmen. Der daraus resultierende Effizienzbonus wird dann durch die Anzahl an Jahren der Regulierungsperiode T geteilt, um gleichmäßig über die Zeit verteilt zu werden.

Der zweite Faktor der Multiplikation beinhaltet die Differenz aus der Gesamtkostenentwicklung und dem sektoralen Produktivitätsfaktor. Die Gesamtkostenentwicklung stützt sich nach § 8 auf die Daten des statistischen Bundesamtes und wird als Veränderung des Verbraucherpreisindex zwischen dem aktuellen Jahr VPI_t und dem Verbraucherpreisindex im Basisjahr VPI_0 berechnet. Davon wird der in § 9 festgelegte sektorale Produktivitätsfaktor PF_t abgezogen. Dieser soll die Abweichung des wirtschaftlichen Fortschritts und der Preisentwicklung in der Netzwirtschaft zu denen der Gesamtwirtschaft abbilden, um den Verbraucherpreisindex auf die Branche der Netzwirtschaft anzupassen.

Zu dieser Multiplikation wird seit der dritten Regulierungsperiode außerdem nach § 10a der Kapitalkostenaufschlag KKA_t hinzuaddiert. Dieser bildet das Pendant zu dem Kapitalkostenabzug. Dementsprechend spiegelt der Kapitalkostenaufschlag *Steigerungen* in den Kapitalkosten des Unternehmens wider. Die Kapitalkosten steigen mit zunehmendem Kapital. Deswegen erlaubt es der Kapitalkostenaufschlag Investitionen, die seit dem Basisjahr getätigt wurden oder im aktuellen Jahr erwartet werden als Grundlage für die Kapitalkostenberechnung zu aktivieren. Somit haben Unternehmen einen Anreiz Neu- und Ersatzinvestitionen innerhalb einer Regulierungsperiode zu tätigen, da sie die gesteigerten Kapitalkosten über eine Erhöhung der Erlösobergrenze an die Letztverbraucher:innen weitergeben können.

Dazu wird ein weiteres Regulierungstool addiert. Das Qualitätselement Q_t ist nach § 19 ein Zu- oder Abschlag auf die Erlösobergrenze für Netzbetreiber deren Netz überdurchschnittlich oder unterdurchschnittlich zuverlässig und leistungsfähig im Vergleich zu allen anderen

Netzbetreibern nach den Vorgaben des § 20 ist. Besonders zuverlässig ist ein Netz dann, wenn es die Energie ohne Unterbrechungen und Qualitätseinbußen transportiert. Leistungsfähigkeit ist dadurch gegeben, dass die Nachfrage nach Energie durch das Energieversorgungsnetz gedeckt werden kann. Damit setzt das Qualitätselement den für natürliche Monopole wichtigen Anreiz in Qualität und Versorgungssicherheit zu investieren.

Die volatilen Kosten finden als Differenz zwischen den volatilen Kosten im aktuellen Jahr VK_t und denen im Basisjahr VK_0 Eingang in die Erlösobergrenze. Nach § 11 Absatz 5 sind sie ein weiterer Bestandteil der beeinflussbaren Kosten. Sie subsumieren alle stark schwankenden Kostenanteile unter sich, wie zum Beispiel die Beschaffung von Treib- oder Verlustenergie. Auf Grund der dadurch entstehenden jährlichen Unterschiede in der Höhe dieser Kosten dürfen diese Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode jährlich angepasst werden.

Der letzte Summand der Erlösobergrenze ist nach § 5 Absatz 3 die Summe der Zu- oder Abschläge S_t , die sich aus dem Saldo des Regulierungskontos ergeben. Auf dem Regulierungskonto wird die Differenz der tatsächlich erzielten Erlöse durch die Netzentgelte und der für das jeweilige Jahr angesetzten Erlösobergrenze, verbucht. Die tatsächlichen Erlöse können auf Grund von Schwankungen in den nachgefragten Mengen von den Prognosen über die Absätze abweichen. Der Saldo des Regulierungskontos wird nach Abschluss des Jahres in Form der Komponente S_t auf die Erlösobergrenzen der nächsten drei Kalenderjahre verteilt (Bundesnetzagentur o.D.d).

Die Erlösobergrenze ist also ein essenzieller Teil der Anreizregulierung, um eine wettbewerbliche Nutzung der Gasnetzinfrastruktur zu ermöglichen und die Gasnetzbetreiber zu Qualitäts- und Effizienzsteigerungen zu motivieren.

Wie in diesem Abschnitt erläutert, finden alle Kosten, die ein Unternehmen für den Erhalt des Versorgungsnetzes tragen muss, in die Erlösobergrenze Eingang. Dabei wird zwischen grundsätzlich beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten unterschieden. Bis auf die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten dürfen die Kosten nur entsprechend des unternehmensindividuellen Effizienzwertes in die Erlösobergrenze einfließen. Dementsprechend sind Netzbetreiber zu einer Effizienzsteigerung in ihrem Netzbetrieb angehalten. Generell wird die Erlösobergrenze im Vorhinein für einen Zeitraum von fünf Jahren berechnet und ausschließlich die dauerhaft nicht beeinflussbaren und die volatilen Kostenanteile dürfen jährlich angepasst werden. Durch ihre engmaschige Regulierung bietet

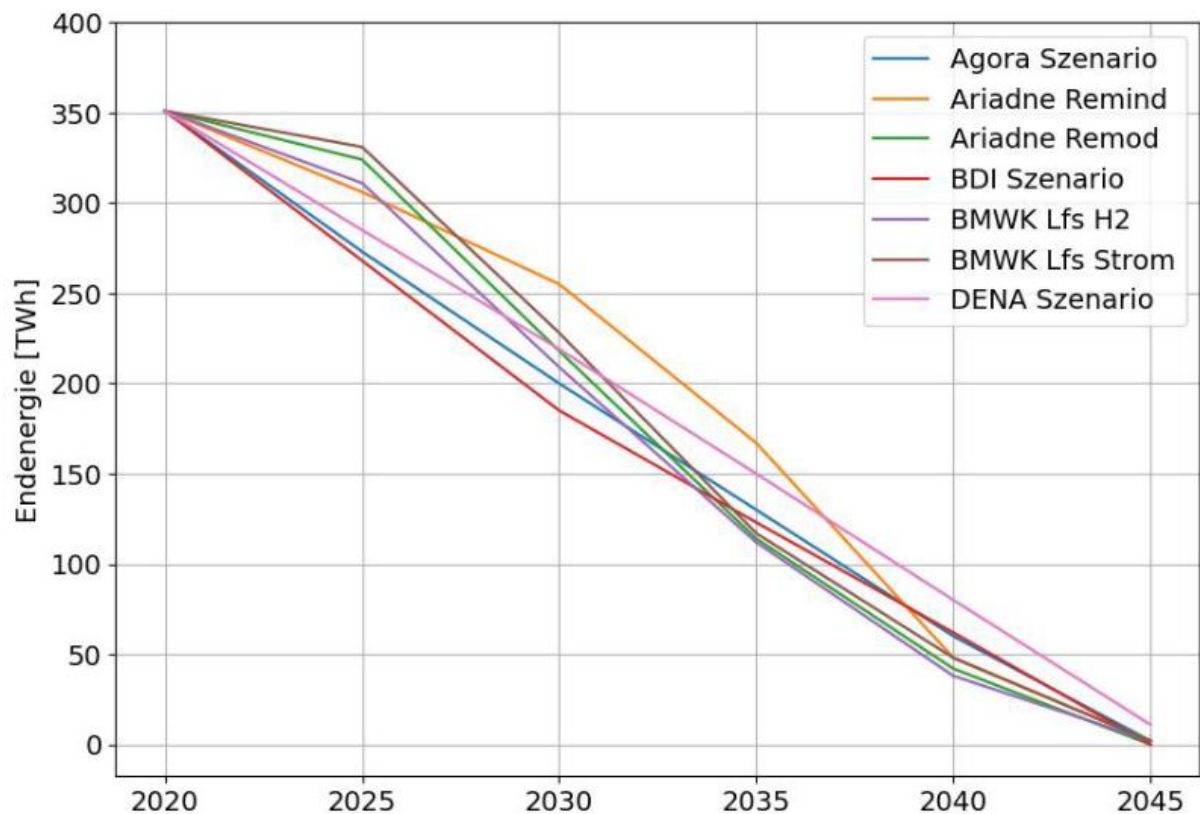
die Erlösobergrenze dementsprechend ein Hindernis aber auch eine Chance für die Transformation der Gaswirtschaft.

Welche Probleme diese Regulierungen für einen reibungslosen Gasausstieg sowie die beteiligten Netzbetreiber und Letztverbraucher:innen bietet, werde ich im nächsten Abschnitt erläutern.

2.2 Zieldreieck Gasausstieg

Da die in Abschnitt 2.1 genannten Regulierungen aus einer Zeit stammen, in der der Gasausstieg noch nicht abzusehen, geschweige denn gesetzlich festgelegt war, stehen sie in einem Spannungsverhältnis zu einem schnellen Gasausstieg. Das Grundproblem ist, dass der aktuelle Ordnungsrahmen des Erdgasmarktes auf eine unveränderte und sogar steigende Nachfrage nach Erdgas ausgelegt ist. Dies steht dem Ziel der Klimaneutralität entgegen. Um diese im Wärmesektor zu erreichen, muss Deutschland bis 2045 unter anderem aus Erdgas als Energieträger aussteigen. Unter dieser Annahme gehen aktuelle Prognosen von einem starken Rückgang der Gasnachfrage ab 2030 aus (Hesse et al. 2024). Wie in [Abbildung 2-1](#) ersichtlich, verläuft der erwartete Rückgang der genutzten Endenergie von Erdgas im Gebäudesektor bis 2045 fast linear und wird in allen gängigen Studien ähnlich prognostiziert. Weder kann dem Rückgang der Nachfrage nach Erdgas unter dem aktuellen Ordnungsrahmen adäquat begegnet werden, noch kann dieser Prozess durch die Regulierungen ausreichend unterstützt werden. In diesem Abschnitt werde ich die Gründe hierfür erläutern.

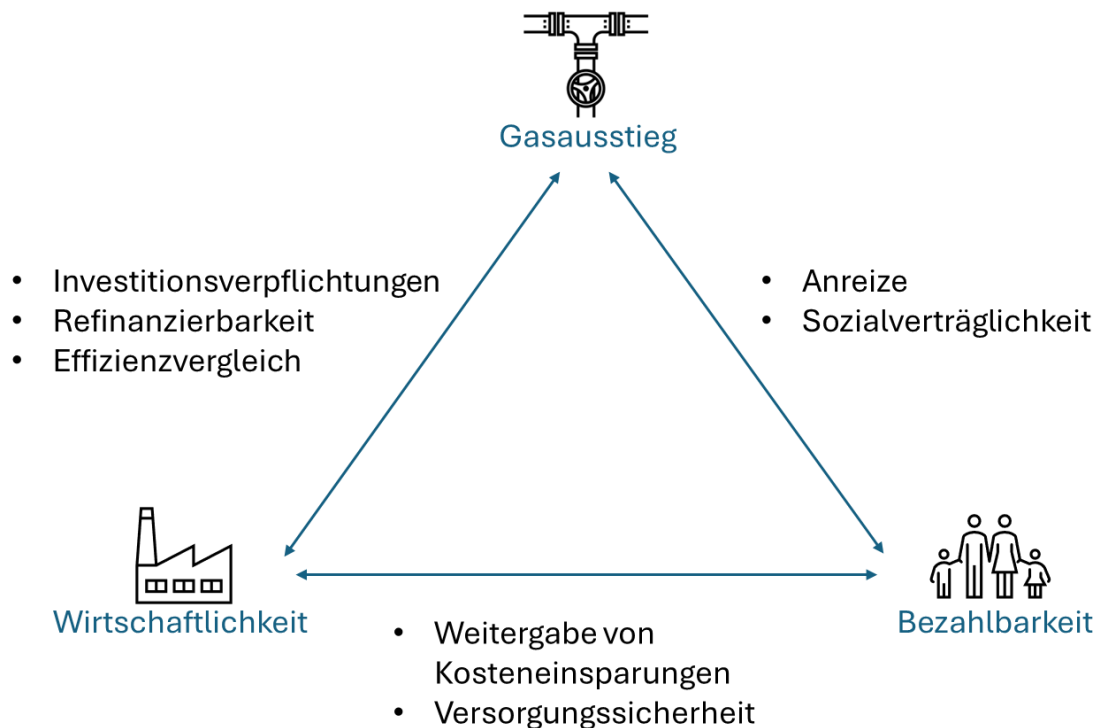
Abbildung 2-1: Prognosen über den Rückgang des Endenergieverbrauchs für Erdgas im Gebäudesektor



Quelle: Hesse et al. 2024, S.28

Zusätzlich zu der genannten Grundproblematik ist der **Gasausstieg** mit zwei anderen Interessen verbunden und steht diesen teilweise entgegen (siehe [Abbildung 2-2](#)). Die beiden anderen Interessen sind: 1) die Interessen der Gasnetzbetreiber in Form von Refinanzierbarkeit ihrer Investitionen und damit **Wirtschaftlichkeit** und 2) die Interessen der Endverbraucher:innen in Form von Versorgungssicherheit und **Bezahlbarkeit** der Energiekosten. Im Folgenden werde ich die Probleme, die der aktuelle Ordnungsrahmen für den Gasausstieg, für die Unternehmen und für die Endverbraucher:innen bietet, erläutern und zeigen, wie diese teilweise miteinander zusammenhängen.

Abbildung 2-2: Zieldreieck Gasausstieg



Quelle: eigene Darstellung

Der aktuelle Ordnungsrahmen erschwert den **Gasausstieg**, da er auf eine Weiterführung des Gasnetzbetriebes ausgelegt ist. Die Gründe dafür lassen sich in drei Problemfelder unterteilen:

- 1) Die effiziente und zusammenhängende Gas- und Wärmeinfrastrukturplanung und die damit einhergehenden Umnutzungen der Erdgasverteilnetze, unter anderem für Wasserstoff, werden durch den aktuellen Ordnungsrahmen gehindert oder unzureichend gefördert.
- 2) Der aktuelle Ordnungsrahmen zwingt Gasnetzbetreiber zum Erhalt und Ausbau der Netze, da Unternehmer zu einer effizienten und gewinnbringenden Geschäftsführung verpflichtet sind. Dies geschieht unter anderem, indem es der rechtliche Rahmen Netzbetreibern verbietet Anschlüsse zu kündigen beziehungsweise Neuanschlüsse zu verweigern, sowie Unternehmen zu über die Instandhaltung hinausgehenden Investitionen verpflichtet.
- 3) Die gesetzlichen Vorschriften setzen Anreize damit Unternehmen nicht freiwillig aus Erdgas aussteigen. Dies passiert unter anderem durch den Effizienzvergleich. Wenn Gasnetzbetreiber Gebiete stilllegen würden, würden sie damit ihren eigenen Effizienzwert schmälern und damit die ihnen zugesagte Erlösobergrenze senken. Das

macht es unattraktiv, für Gasnetzbetreiber eigene Bestreben aus Gas auszusteigen, umzusetzen.

(Agora Energiewende 2023, S. 12; BMWK 2024).

Die Problematiken für Unternehmen und Konsument:innen entstehen dann dadurch, dass sie von dem aktuellen Ordnungsrahmen abhängig sind, und nur bedingt auf die sinkende Gasnachfrage und die daraus resultierenden Kosten Einfluss nehmen können.

Das Interesse der **Wirtschaftlichkeit**, in Form von Refinanzierbarkeit der getätigten Investitionen der Netzbetreiber, ist unter dem aktuellen Ordnungsrahmen gefährdet. Um die durch Investitionen entstandenen Kosten zu refinanzieren, muss das Unternehmen die Kosten über die Nutzungsdauer der Anlage hinweg abschreiben. Die Abschreibungen werden dann als jährliche Gewinnminderungen gewertet und in der Preiskalkulation des Unternehmens berücksichtigt (Hölscher und Bonn 2018). Für Netzbetreiber heißt dies, dass die Abschreibungen als Kapitalkosten in die Berechnung der Erlösobergrenze einfließen. Unternehmen können hier nicht flexibel agieren, da die Abschreibungsmodalitäten gesetzlich geregelt sind. Wie erläutert, schreibt § 6 GasNEV eine lineare Abschreibung über eine fixe Nutzungsdauer hinweg fest. Für Gasleitungen gilt, dass sie über einen Zeitraum von 30 – 55 Jahren abgeschrieben werden müssen (siehe Anlage 1 ARegV). Für Neu- oder Ersatzinvestitionen, die nach 1990 getätigt wurden, kann dies also bedeuten, dass am Ende des Jahres 2044 ein positiver Restbuchwert übrigbleiben wird. Diese sogenannten *stranded assets* stellen nicht refinanzierte Kosten für das Unternehmen dar. Wie oben erwähnt, sind Gasnetzbetreiber durch § 11 EnWG zu über die Instandhaltung hinausgehenden Neu- und Ersatzinvestitionen verpflichtet. Dies erhöht das Risiko, dass im Jahre 2044 noch nicht abgeschriebene Restbuchwerte bestehen. Dieses Risiko für die Netzbetreiber wird außerdem durch den im aktuellen Ordnungsrahmen festgelegten Eigenkapitalzins nicht adäquat widerspiegelt. Allgemein gilt: je unsicherer eine Branche, desto höher muss auch die Eigenkapitalverzinsung sein, damit Unternehmen einen Anreiz haben, an diesem Markt zu agieren. In dem aktuellen Eigenkapitalzins ist das Risiko von nicht refinanzierten Anlagegütern im Jahr 2044 jedoch noch nicht abgebildet. Dies stellt ein Problem für die Unternehmen dar, da ihre Gewinnerwartungen nicht hoch genug sind, um das Risiko möglicher hoher Kosten in der Zukunft aufzuwiegen. Die Verzinsung von Eigenkapital setzt außerdem auch Anreize, das Anlagevermögen, und damit die Verzinsungsbasis, zu erhöhen. Damit werden Neuinvestitionen attraktiver und Stilllegungen unattraktiver was dazu führt, dass neue

Investitionen getätigt werden, die möglicherweise nicht mehr refinanziert werden können (Agora Energiewende 2023, S. 27). Auch der Effizienzvergleich setzt falsche Anreize für die Unternehmen (Agora Energiewende 2023, S. 28; bbh 2024, S. 8). Wenn ein Unternehmen sein Netzgebiet verkleinert, sinken dessen Vergleichsparameter im Effizienzvergleich. Wenn die Aufwandsparameter, also die Kosten des Netzbetreibers, nicht gleichmäßig sinken, stellt sich das Unternehmen im Effizienzvergleich schlechter. Damit besteht ein Anreiz, langsamer als die anderen Unternehmen aus dem Erdgasgeschäft auszusteigen, was die Energiewende erheblich hemmt. Außerdem sind Netzbetreiber oft durch die Konzessionen dazu verpflichtet, den Rückbau ungenutzter Netze zu finanzieren. Diese Verpflichtung würde weitere Kosten für die Unternehmen bedeuten, die eventuell nicht refinanziert werden können (BMWK 2024, S. 14). Durch diese Gefährdungen der Wirtschaftlichkeit entsteht auch das Problem, dass sich potenziell immer weniger Unternehmen auf ausgeschriebene Gaskonzessionen bewerben. Dies stellt langfristig ein Problem für die Versorgungssicherheit und damit auch für die Verbraucher:innen dar.

Für die Endverbraucher:innen ist das grundlegende Interesse die **Bezahlbarkeit** der Gaskosten. Diese ist gefährdet, da bei unverändertem Ordnungsrahmen und einer sinkenden Anzahl an Kund:innen im Gasnetz, die Netzkosten auf immer weniger Schultern verteilt werden und dadurch die Netzentgelte pro Kopf stark steigen werden. Im Rahmen der Umstellung auf andere Energieversorger im Heizen, zum Beispiel durch den vermehrten Einbau von Wärmepumpen oder den Anschluss an Netze der kommunalen Wärmeplanung, werden immer mehr Haushaltsanschlüsse vom Erdgasnetz abgekoppelt werden. Die Netzkosten werden jedoch voraussichtlich nicht proportional zu der Anzahl an Stilllegungen von Haushaltsanschlüssen sinken. Dies liegt unter anderem daran, dass Teilnetzstillegungen gesetzlich nicht erlaubt sind, solange noch einzelne Haushalte an die Erdgasversorgung angeschlossen sind, da Anschlüsse, wie in Abschnitt 2.1.1 erwähnt, nicht gekündigt werden dürfen (Agora Energiewende 2023, S. 26). Verstärkt wird dieses Problem noch durch die aktuelle Ausgestaltung der Regulierungsperioden. Da die Erlösobergrenze immer für eine gesamte Regulierungsperiode berechnet wird, können Änderungen in den Betriebskosten nicht an Verbraucher:innen weitergegeben werden. Jedes Jahr dürfen ausschließlich dauerhaft nicht beeinflussbare und volatile Kosten an das aktuelle Jahr angepasst werden, Kostensenkungen, zum Beispiel durch Stilllegungen einzelner Netzgebiete, jedoch nicht. Für Unternehmen bedeutet dies höhere Gewinnmargen, während die Netzentgelte für die Letzverbraucher:innen über eine Regulierungsperiode relativ konstant bleiben, selbst wenn viele Haushalte vom Netz

abgetrennt werden und dadurch die Kosten für das Unternehmen sinken (Agora Energiewende 2023, S. 28). Das alles in Kombination führt dazu, dass die individuellen Netzentgelte stark steigen werden. Möglich ist dabei, dass diese finanzielle Belastung ungleich in der Bevölkerung verteilt sein wird, da sich insbesondere einkommensschwache Haushalte einen Wechsel zu alternativen Energieträgern nicht leisten, beziehungsweise als Mietende nicht selbstständig beeinflussen, können. Unabhängig von ihrem Einkommen, werden jedoch alle der letzten im Erdgasnetz verbleibenden Konsument:innen hohen Kostensteigerungen ausgesetzt sein.

Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass für die Unternehmen eine mangelnde Refinanzierung ihrer Investitionen das grundlegende Problem in dem aktuellen Ordnungsrahmen darstellt. Dies entsteht durch nicht auf den Gasausstieg ausgelegte Abschreibungsdauern, und wird durch Anreize weiter in das Netz zu investieren noch verstärkt. Für die Letztverbraucher:innen hingegen ist das Grundproblem die Bezahlbarkeit der Netzkosten. Ohne eine Anpassung des Ordnungsrahmens werden diese stark steigen. Hier sind die Problematiken verknüpft, da Unternehmen dazu angehalten sind ihr Anlagevermögen zu erhöhen was sich in Form einer Erhöhung der Erlösobergrenze und damit der Netzentgelte auf die Kund:innen auswirkt.

Diesen zwei finanziellen Interessen entgegen steht wiederum, wie oben erwähnt, ein möglichst schneller **Gasausstieg**. Hohe Kosten setzen immer auch Anreize für die Konsument:innen, von dem Energieträger Gas hin zu einem anderen zu wechseln. Eine Entlastung von Konsument:innen und Unternehmen würde diesem Anreiz entgegenwirken.

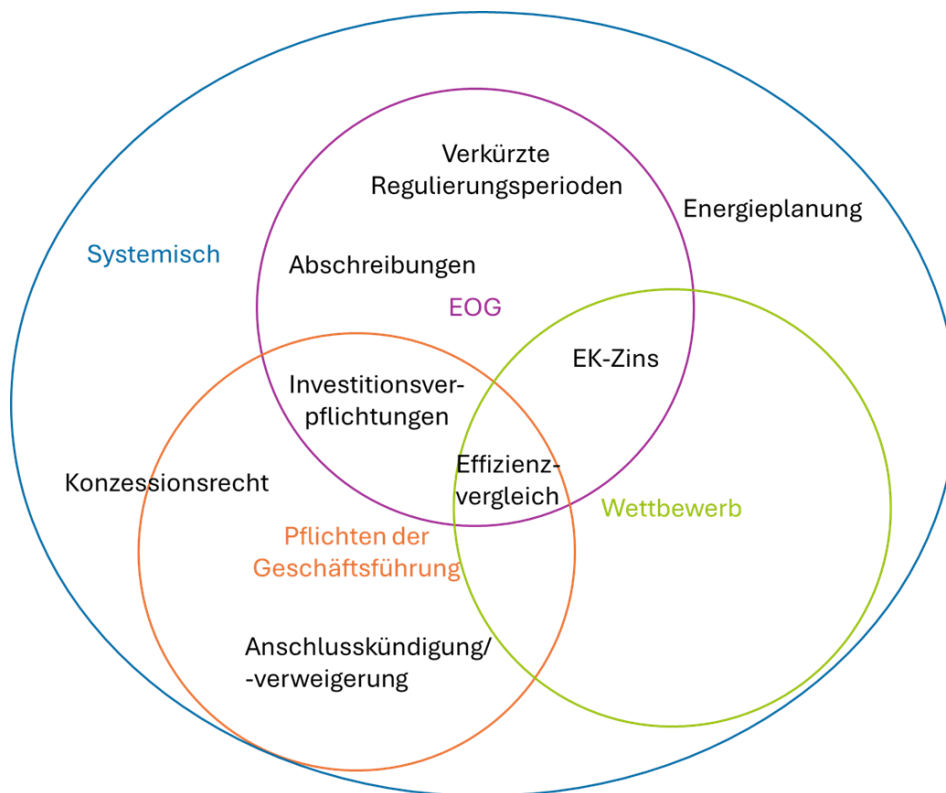
Um den Ordnungsrahmen optimal auszugestalten, müssen diese drei Interessen dementsprechend sorgfältig gegeneinander abgewogen werden. Im folgenden Abschnitt 2.3 werde ich die Möglichkeiten, den Ordnungsrahmen zu transformieren mit Fokus auf dem Interesse der Bezahlbarkeit, erläutern.

2.3 Aktuelle Regulierungsvorschläge

Auf Grund der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Probleme, gab es Anfang diesen Jahres bestreben seitens der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur 2024a) und des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK 2024) den Ordnungsrahmen zur Organisation des Erdgasmarktes anzupassen und Beteiligte in einem Konsultationsprozess zu involvieren. Einige der Vorschläge des BMWK basieren auf dem in diesem Jahr in Kraft tretenden Gas-/Wasserstoffbinnenmarktpaket der Europäischen Union (Europäische Union 2024a, 2024b), welches in den nächsten beiden Jahren in nationales Recht übertragen werden soll.

Da der Fokus dieser Arbeit auf den Interessen der Konsument:innen liegt, werde ich im Folgenden ausschließlich die Stellschrauben mit Wirkung auf die Netzentgelte erläutern. Diese Wirkung soll jedoch auch durch die Interaktionen mit den Interessen der Unternehmen, sowie dem Ziel der Klimaneutralität in Bezug gesetzt werden. Die relevantesten Stellschrauben sind somit diese, die einen Einfluss auf die Berechnung der Erlösobergrenze (Berechnung siehe Abschnitt 2.1.2) haben. Neben der Erlösobergrenze gibt es außerdem die Handlungsbeziehungswise Wirkungsfelder der Pflichten der Geschäftsführung, des Wettbewerbs und der systemischen Ebene. Wie in [Abbildung 2-3](#) zusammengefasst, können die verschiedenen Regulierungsvorschläge direkte Effekte auf eines oder mehrere dieser Felder haben. Während die systemische Ebene gesamtwirtschaftliche oder -planerische Handlungsfelder umschließt, beziehen sich die Pflichten der Geschäftsführung auf solche Regulierungen, die festlegen wie Netzbetreiber zu agieren haben (Agora Energiewende 2023, S. 13). Das Feld der Erlösobergrenze ist eng verknüpft mit den Regulierungen, die einen Effekt auf die Pflichten der Geschäftsführung haben, aber auch solchen, die auf die Wettbewerbsfähigkeit des Netzbetreibers wirken.

Abbildung 2-3: Aktuelle Regulierungsvorschläge gegliedert nach Wirkungsfeldern



Quelle: eigene Darstellung

Der Fokus des Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur vom Januar 2024, liegt auf der Anpassung der **Abschreibungsmodalitäten** in der Netzwirtschaft. Dieses Eckpunktepapier ist Teil des Festlegungsverfahrens zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 2.0), welches auf der KANU-Festlegung aus dem Jahr 2022 aufbaut (Bundesnetzagentur 2024b). Die Bundesnetzagentur schlägt eine mögliche Verkürzung der festgeschriebenen Nutzungsdauern sowie zwei verschiedene Abschreibungsmodelle vor. Durch eine Verkürzung der Nutzungsdauer würden Anlagenwerte, die ansonsten als *stranded assets* im Jahr 2044 noch nicht refinanziert wären, vollständig abgeschrieben werden können. In dem Zeitraum bis dahin bedeutet dies, dass die Abschreibungswerte steigen, da dieselben Vermögenswert über einen kürzeren Zeitraum vollständig refinanziert werden müssten. Erhöhte Abschreibungen haben zwei entgegenwirkende Effekte auf die Erlösobergrenze. Einerseits führen sie zu einer Senkung der Erlösobergrenze, da sie den Restbuchwert des Anlagekapitals schneller schmälern und damit auch zukünftige Kapitalkosten. Auf der anderen Seite sind Abschreibungen selbst Teil der Kapitalkosten, welche einen positiven Effekt auf die Erlösobergrenze haben. Welchen Endeffekt eine Verkürzung der Abschreibungsdauern auf die Erlösobergrenze hat, hängt dabei aber von der Höhe der Abschreibungsbasis, der ursprünglichen und angepassten

Abschreibungsdauer und insbesondere der Abschreibungsmethode ab. Dementsprechend wird eine Verkürzung der Abschreibungsdauern in Kombination mit einer Anpassung der Abschreibungsmethode vorgeschlagen.

Vorgeschlagen werden dafür zwei mögliche Modelle zur Anpassung der Abschreibungsmethode. Das „Wahlmodell“, welches den Netzbetreibern die Wahl zwischen linearer und degressiver Abschreibung freistellt und das „Korridormodell“, in welchem aus einem Korridor eines maximalen und minimalen linearen Abschreibungsbetrages gewählt werden kann. Insbesondere der Wechsel hin zu degressiven Abschreibungen, kann eine Entlastung für die Kund:innen darstellen. Bei der degressiven Abschreibung wird zu einem festen Satz (vorgeschlagen wurden von der Bundesnetzagentur 15 Prozent) abgeschrieben. Dadurch werden zu Beginn der Abschreibungsdauer höhere Summe abgeschrieben als bei der linearen Abschreibung. Dementsprechend liegen die Erlösbergrenze und damit die Netzentgelte zu Beginn der Abschreibungsperiode höher. Die Restbuchwerte, und damit auch die darauf basierenden zukünftigen Abschreibungswerte, sinken jedoch schneller wodurch die Netzentgelte in Zukunft niedriger liegen. Dementsprechend belastet eine degressive Abschreibung heutige Kund:innen stärker als zukünftige. Da die Netzentgelte heute noch auf deutliche mehr Kund:innen verteilt werden als in Zukunft, würde dies eine Entlastung für ebendiese Kund:innen darstellen, die in dem letzten Jahrzehnt vor 2045 noch an das Gasnetz angeschlossen sind. Außerdem setzt dies schon heute durch die höheren Preise Anreize, um zu einem anderen Energieträger zu wechseln. Damit stellt die degressive Abschreibungsmethode eine Stellschraube für sowohl die Bezahlbarkeit als auch das Ziel der Klimaneutralität dar. Für die Unternehmen ist insbesondere die Verkürzung der Restnutzungsdauer von Relevanz, da diese ihnen ermöglicht, ihre getätigten Kosten auch trotz Ausstieg aus dem Erdgasnetzbetrieb bis 2045 zu refinanzieren. Auf diese Möglichkeiten nimmt auch das Green Paper des BMWK im Kapitel 6 „Kalkulatorik“ Bezug.

Auf Grundlage des Konsultationsprozesses, zu dem im Januar 2024 veröffentlichten Eckpunktepapier wurde im Juli 2024 ein Festlegungsentwurf durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht. Dieser beinhaltet verschiedene Vorschläge und Änderungsbedarfe, die die Beteiligten im Konsultationsprozess vorgebracht haben. Laut diesem Festlegungsentwurf soll die Wahl zwischen der linearen und degressiven Abschreibungsmethode auch für Altanlagen freigestellt werden. Außerdem darf ein degressiver Abschreibungssatz zwischen 8 und 12 Prozent gewählt werden. Auf Grund der ambitionierten Klimaneutralitätsbestreben verschiedener Städte, soll außerdem die kürzeste erlaubte Abschreibungsdauer eine

Abschreibung bis ins Jahr 2035 erlauben. Dieser Festlegungsentwurf wird bis zum 07. August 2024 einem weiteren Konsultationsprozess unterzogen (Bundesnetzagentur 2024f).

Eine weitere Möglichkeit den Anstieg Gasnetzentgelte in der Transformation hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung abzumildern ist eine Verkürzung der aktuellen **Regulierungsperioden** (Agora Energiewende 2023, S. 90). Wie oben erläutert, wird die Erlösobergrenze immer für eine komplette Regulierungsperiode berechnet. Anpassen darf das netzbetreibende Unternehmen jährlich nur die dauerhaft nicht beeinflussbaren und die volatilen Kosten. Wenn im Zuge des Gasausstieges immer mehr Teile des Gasnetzes stillgelegt werden, kann das Unternehmen dadurch Kosten sparen. Wie viele Kosten gespart werden, hängt dabei von dem Anteil der Fixkosten an den Gesamtkosten ab. Für Unternehmen mit sehr geringen Fixkosten aber hohen variablen, also von der Länge des Netzes abhängigen, Kosten können Stilllegungen besonders hohe Kosteneinsparungen bedeuten. Eine Verkürzung der Regulierungsperioden würde dann erlauben, dass die Erlösobergrenze um diese Einsparungen korrigiert wird. Damit würden Kosteneinsparungen schneller weitergegeben werden, wodurch die Gasnetzentgelte für Letztverbraucher:innen sinken würden.

Eine weitere relevante Stellschraube sind die **Investitionsverpflichtungen**, sowohl in Konzessionsverträgen (BMWK 2024, S. 16) als auch nach § 11 EnWG. Wie in Abschnitt 2.2 problematisiert, führen Investitionsverpflichtungen zu Lock-in Effekten, die den Erdgasausstieg erschweren und verlangsamen. Außerdem erhöhen Investitionen in das Anlagevermögen die Kapitalkosten und damit auch die Erlösobergrenze. Eine Überarbeitung der Investitionsverpflichtungen könnte zum Beispiel durch Senkungen der festgeschriebenen Investitionsmenge oder der Knüpfung der Investitionen an relevante Parameter, wie energetische Bedarfe und mögliche spätere Umnutzung des Netzes für andere Gase, geschehen. Darauf aufbauend schlägt die Agora außerdem eine Synchronisierung der Investitionsentscheidungen von Netzbetreibern mit den Energieplänen der Kommunen vor (Agora Energiewende 2023, S. 90). Dies würde sowohl den Gasausstieg vereinfachen als auch ein unnötiges Steigen der Erlösobergrenze verhindern.

Zwei weitere Transformationsmöglichkeiten, die auf die Erlösobergrenze wirken, aber weder in dem Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur noch dem Green Paper erwähnt wurden, sind eine Anpassung des Effizienzvergleiches und der Eigenkapitalzinssätze. Diese sind nicht der Fokus dieser Analyse, sollen hier aber trotzdem erwähnt werden, um das gesamte Spektrum der Anpassungsmöglichkeiten abzudecken.

Wie schon in Abschnitt 2.2 problematisiert, setzt der **Effizienzvergleich** Anreize für Unternehmen, langsamer als notwendig aus der Gasversorgung in ihren Versorgungsgebieten auszusteigen, um nicht an Effizienz zu verlieren (bbh 2024, S. 8). Da der Effizienzvergleich bestimmt, welcher Anteil der Kosten von einem Netzbetreiber in der Erlösobergrenze aktiviert werden, hat er einen sehr direkten Einfluss auf die Netzentgelte. Bei schlechteren Effizienzwerten würde die Erlösobergrenze sinken. Deswegen haben Unternehmen einen starken Anreiz ihren Effizienzwert nicht zu schmälern. Den Effizienzvergleich zu reformieren wäre also eine Stellschraube, die für die Anreizsetzung zum schnellen Gasausstieg wichtig wäre und einen Effekt auf die Netzentgelte hätte. Eine Überarbeitung des Effizienzvergleiches wurde aber weder von BMWK noch von BNetzA angestoßen und wie die Anreizsetzung des Effizienzvergleiches ersetzt werden kann, ist noch unklar.

Eine weitere Stellschraube sind die **Eigenkapitalzinssätze**. Bisher spiegeln sie das mit dem Gasausstieg verbundene Risiko für Gasnetzbetreiber, wie in Abschnitt 2.2 beschrieben, nicht adäquat wider (Agora Energiewende 2023, S. 27). Um dieses Risiko angemessen einzupreisen, müssten die Eigenkapitalzinssätze höher als im Stromsektor liegen, der im Gegensatz zum Gasmarkt auf eine Weiterführung und sogar Erhöhung der Kapazitäten ausgelegt ist. Eine Erhöhung der Eigenkapitalzinssätze unter konstantem Anlagevermögen würde eine Gewinnsteigerung bedeuten. Unter sinkendem Anlagevermögen, wie es durch den Gasausstieg erwartet wird, ist es aber auch möglich, dass nur Konstanz der Gewinne sichergestellt wird. In letzterem Fall wären die Gasnetzentgelte nicht von einer Erhöhung des EK-Zinses betroffen. Sollte das Anlagevermögen aber nicht in der Geschwindigkeit sinken, dass die Eigenkapitalverzinsung zu konstanten Gewinnen führt, würden die Entgelte steigen. Dementsprechend hängen die Konsequenzen der Ausgestaltung des Eigenkapitalzinssatzes stark von der Entwicklung der Gasnetze ab.

Das BMWK identifiziert in dem im April veröffentlichten Green Paper (BMWK 2024) außerdem noch weitere Strategien, um den Ordnungsrahmen anzupassen. Diese sind primär nach dem Ziel des Klimaschutzes unter Einhaltung der Wirtschaftlichkeit ausgerichtet, können in ihrer Ausgestaltung aber auch indirekt Einflüsse auf die Gasnetzentgelte haben. Da diese Stellschrauben aber außerhalb der Erlösobergrenze liegen, sollen sie hier nur kurz Erwähnung finden:

Wie oben schon erwähnt, wird das Recht, ein Gasteilnetz zu verwalten über **Konzessionsverträge** von den Kommunen vergeben. In diesem sind oft

Investitionsverpflichtungen geregelt, welche die Unternehmen zu weiteren Investitionen in das Netz verpflichten. Um einen Lock-in Effekt in der Gasinfrastruktur zu vermeiden, könnten diese Verpflichtungen an Bedarfe, der Kommunen oder Transformation, geknüpft werden (BMWK 2024, S. 17). Dies würde auch einen Effekt auf die Netzentgelte haben, da Fehlinvestitionen, die als Kosten an die Konsument:innen weitergegeben werden, vermieden werden. Es werden auch Anpassungen der Konzessionsvergabe diskutiert, um zu vermeiden, dass Konzessionen auf Grund mangelnder Bewerber nicht vergeben werden können. Um die Versorgungssicherheit bis zum Gasausstieg zu sichern, sind verschiedenen Verpflichtungsmodelle zur Weiterversorgung im Gespräch (BMWK 2024, S. 18). Außerdem regeln die Konzessionsverträge häufig Rückbauverpflichtungen. Um weder Unternehmen noch Letztverbraucher:innen zu stark zu belasten noch unnötig Ressourcen zu binden, muss die Gesetzeslage außerdem so angepasst werden, dass zwischen Rückbau und Stilllegung abgewogen werden kann. Außerdem wichtig zu regeln ist dabei die zeitliche Verteilung von Kosten, zum Beispiel über Rückstellungen (BMWK 2024, S. 14–16).

In dem Green Paper des BMWK wird außerdem die Relevanz einer umfänglichen **Energieplanung** für den Gasausstieg betont. Dadurch soll identifiziert werden, welche Netzteile stillgelegt, mit Biomethan weitergenutzt oder auf Wasserstoff umgerüstet werden können. Grundlage dafür sind unter anderem die integrierten kommunalen Wärmeplanung, Stilllegungspläne und Wasserstoffverteilnetzentwicklungspläne. Insbesondere die letzten beiden sind noch nicht vollumfänglich in deutschem Recht verankert, hier besteht dementsprechend noch Anpassungsbedarf (BMWK 2024, S. 11–12). Dieser regulatorische Hebel wird auch in dem Bericht der Agora als Chance betont, um den Gasausstieg in den einzelnen Gebieten systematisch und kosteneffizient durchzuführen (Agora Energiewende 2023, S. 54).

Des Weiteren wird eine Anpassung der Pflichten und Rechte der Netzbetreiber in Bezug auf Anschlüsse diskutiert. Im Sinne der Wirtschaftlichkeit und des schnellen Gasausstieges, wäre eine **Kündigung oder Anschlussverweigerung**, wenn dies für die Umsetzung der oben erwähnten Stilllegungspläne vorgesehen ist, mit ausreichender Vorlaufzeit eine Möglichkeit (BMWK 2024, S. 12–14).

Wie insbesondere der angestoßene Konsultationsprozess der Bundesnetzagentur und des BMWK zu Beginn dieses Jahres gezeigt haben, besteht Verbesserungsbedarf im aktuellen Ordnungsrahmen der Gasnetzregulierung. In diesem Abschnitt habe ich diejenigen

Stellschrauben genauer beleuchtet, die nicht nur zum Erreichen eines schnellen Gasausstieges sondern auch für die Entwicklung der Netzentgelte und damit die Interessen der Letzverbraucher:innen relevant sind. Die Anpassung der Abschreibungsmodalitäten von einer linearen auf eine degressive Abschreibungsform bieten eine Möglichkeit, die Netzentgelte über die Zeit hinweg so zu verteilen, dass der größere Teil der Lasten anfällt, wenn noch mehr Individuen an das Netz angeschlossen sind. Das kann die Netzentgelte für die Haushalte, die als letztes noch Teil des Netzes sind, reduzieren.

Da von einem Rückgang der Gasnachfrage und dementsprechend schrittweisen Stilllegungen von Teilnetzen ausgegangen wird, kann außerdem eine schnellere Weitergabe von Kosteneinsparungen durch verkürzte Regulierungsperioden einen Beitrag dazu leisten, die Haushalte, die zuletzt noch von Erdgas zum Heizen abhängen, zu Entlasten.

Außerdem ließe sich ein Steigen der Erlösobergrenze durch die Reformierung der Investitionsverpflichtungen vermeiden. Auch haben die Setzung des Eigenkapitalzinssatzes, sowie der Effizienzvergleich einen direkten Einfluss auf die Erlösobergrenze und somit die Netzentgelte.

Im folgenden Kapitel soll nun eine beispielhafte Folgenabschätzung der Netzentgeltkosten für Haushalte unter unverändertem Ordnungsrahmen, sowie unter Anpassung der Abschreibungsmodalitäten und Regulierungsperioden betrachtet werden.

3 Belastung von Haushalten durch steigende Netzentgelte

Wie aus dem vorherigen Kapitel hervorgeht, ist der Gasmarkt stark reguliert, um einen freien Wettbewerb unter geeigneten Anreizstrukturen zu ermöglichen. Diese Regulierungen sind jedoch nicht dem bevorstehenden Gasausstieg vereinbar. Ein Grundproblem ist, dass die aktuelle Berechnungsvorschrift der Gasnetzentgelte unter sinkender Gasnachfrage zu einem starken Anstieg der Netzentgelte für Letztverbraucher:innen führen wird. Dabei besteht die Gefahr, dass diese Kosten die Bezahlbarkeit der Gaskosten für die Kund:innen gefährden. In dem folgenden Kapitel werde ich die Höhe der finanziellen Belastungen für individuelle Haushalte auf Grund der steigenden Netzentgelte berechnen. Dabei werde ich vier verschiedene Haushaltstypen unter drei verschiedene Regulierungsszenarien bis ins Jahr 2044 miteinander vergleichen.

3.1 Modellierung der Kosten und Belastungen

Die Basis meiner Analyse der Auswirkungen steigender Netzentgelte auf individuelle Haushalte bildet die Modellierung von vier verschiedenen Haushaltstypen mit individuellen Einkommen und Gasverbräuchen zwischen 2023 und 2044. Für diese betrachte ich jeweils die Netzentgeltsteigerung in drei verschiedenen von der Agora Energiewende (Agora Energiewende 2023) berechneten Regulierungsszenarien, sowie die Entwicklung der gesamten Gaskosten. In den folgenden zwei Abschnitten werde ich die den Berechnungen zu Grunde gelegten Daten und die dahinterstehenden Annahmen erläutern.

3.1.1 Typisierte Haushalte

Die vier Beispielhaushalte sind durch die Höhe ihres Einkommens und Erdgasverbrauches charakterisiert. Sowohl für das Einkommen als auch den Verbrauch habe ich jeweils zwei Werte angenommen. Ein niedriges und ein durchschnittliches Einkommen und ein niedriger und ein hoher Wert des Verbrauchs. Das führt zu einer Betrachtung von vier verschiedenen Haushalten. **Haushalt 1** hat ein niedriges Einkommen und einen niedrigen Verbrauch, **Haushalt 2** hat ein durchschnittliches Einkommen und einen niedrigen Verbrauch, **Haushalt 3** hat ein niedriges Einkommen und einen hohen Verbrauch und **Haushalt 4** hat ein hohes Einkommen und einen hohen Verbrauch.

Die Zusammenfassung der Haushaltstypen ist in [Tabelle 3-1](#) ersichtlich:

Tabelle 3-1: Übersicht Einkommen und Verbräuche der vier betrachteten Haushaltstypen

Je Monat/ Haushaltstyp	Haushalt 1	Haushalt 2	Haushalt 3	Haushalt 4
Einkommen in €	1100	2077	1100	2077
Verbrauch in kWh	867	867	1333	1333

Quelle: eigene Darstellung, Daten basieren auf Eurostat (2022a) und co2online (2022)

Die **Einkommen** sind aus den EU SILC Daten zu Nettoäquivalenzeinkommen für das Jahr 2022 entnommen (Eurostat 2022a). Das niedrige Einkommen entspricht dem durchschnittlichen deutschen Nettoäquivalenzeinkommen eines Haushaltes im untersten Dezil. Für das Jahr 2022 beträgt dieses 13.200 € im Jahr und damit 1100 € monatlich. Damit bilden Haushalt 1 und Haushalt 3 besonders vulnerable Haushalte ab. Trotz eines tendenziell niedrigeren Energieverbrauches, sind einkommensschwächere Haushalte proportional zu ihrem Einkommen durch ihre Energiekosten stärker belastet als Haushalte mit höherem Einkommen (Noka et al. 2023). Das liegt unter anderem daran, dass Energie, insbesondere in der kurzen Frist, ein relativ unelastisches Gut für Haushalte ist. Das heißt, dass der Konsum des Gutes, nicht oder nur bedingt reduziert werden kann, auch wenn der Preis des Gutes steigt (Bach et al. 2019, S. 9). Bei Energie liegt das unter anderem daran, dass Heizen und die Nutzung von Warmwasser Grundbedürfnisse decken. Deswegen ist es besonders wichtig, die Auswirkungen auf ebendiese Haushalte zu betrachten, die am stärksten von Steigerungen in den Kosten für Energie belastet sein werden. Als Referenzeinkommen dazu dient das durchschnittliche Nettoäquivalenzeinkommen des fünften Dezils. Dieses beträgt 24.925 € im Jahr und somit ungefähr 2077 € monatlich. Dieses Einkommen entspricht ziemlich genau dem Medianeinkommen in Deutschland im Jahr 2022, welches 24.950,00 € betrug (Eurostat 2022b). Damit können die Haushalte 2 und 4 als die Mitte der Gesellschaft abbildend gesehen werden.

Die **Entwicklung des realen Einkommens** über die Zeit habe ich als konstant angenommen. Zwar sind die Einkommen seit 1995 laut einer Veröffentlichung des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) auf Basis von Daten des Sozio-ökonomischen Panels (SOEP) real gestiegen, jedoch verlaufen die Einkommensentwicklungen sehr unterschiedlich für die verschiedenen Dezile. Das erste Dezil hat seit 1995 an deutlich weniger Kaufkraft hinzugewonnen als zum Beispiel das fünfte Dezil. Im Vergleich zu 2010 sind die realen Einkommen für die Haushalte des ersten Deziles sogar gesunken (Grabka 2022).

Dementsprechend ist die Entwicklung der realen Einkommen für individuelle Haushalte über den Zeithorizont bis 2044 mit viel Unsicherheit behaftet. Vereinfachend nehme ich deswegen konstante reale Einkommen an.

Die zwei verschiedenen **Erdgasverbräuche** basieren auf den Berechnungen zu den Heizenergieverbräuchen von co2online, die im Rahmen des Projektes „Wohnen und Sanieren- Empirische Wohngebäudedaten seit 2002“ durch das Umweltbundesamt durchgeführt wurden (co2online 2022). Die Werte für die Energieverbräuche schließen Raumwärme sowie Warmwasser mit ein und sind nicht witterungsbereinigt. Der häufigste Energieverbrauch lag in Deutschland im Jahr 2022 bei 140-150 kWh/m²/Jahr mit ca. 13 % der Haushalte, die einen dementsprechenden Verbrauch hatten. Um verschiedene Verbrauchsverhalten abzubilden, nehme ich als niedrigen Verbrauch dementsprechend 130 kWh/m²/Jahr und als hohen Verbrauch 200 kWh/m²/Jahr an. Diese Verbräuche werden durch die Veröffentlichung des Statistischen Bundesamts zu den Heizenergieverbräuchen nach Dezilen plausibilisiert. Laut dieser liegt der Heizenergieverbrauch pro Kopf und Jahr eines Haushaltes des ersten Dezils bei 4534 kWh und des fünften Dezils bei 5846 kWh (Held 2019, S. 77). Der von mir angenommene geringe Verbrauch liegt bei 10.400 kWh pro Jahr, dementsprechend lässt sich dieser Verbrauch für einen zwei bis drei Personenhaushalt des ersten Dezils oder für einen ein bis zwei Personenhaushalt des fünften Dezils plausibilisieren. Für den hohen Verbrauch habe ich 16.000 kWh im Jahr pro Haushalt angenommen. Dies würde dann einen drei bis vier Personenhaushalt des ersten Dezils und einem zwei bis drei Personenhaushalt des fünften Dezils repräsentieren. Damit decken die beiden gewählten Verbräuche sowohl verschiedene gängige Haushaltsgrößen als auch hypothetische verschiedene Verbrauchsverhalten beziehungsweise Effizienzwerte der Wohnhäuser der Haushalte ab.

Zwar haben einkommensschwächere Haushalte tendenziell einen geringeren Verbrauch als einkommensstärkere, da ihnen weniger zu beheizende Wohnfläche zur Verfügung steht, jedoch haben sie teilweise auch eine schlechtere Energieeffizienz, zum Beispiel auf Grund von schlechter gedämmten Wohngebäuden (Tews 2013). Aus diesem Grund nehme ich für alle Haushalte einen jeweils einheitlichen niedrigen sowie einen hohen Energieverbrauch an. Zwar beziehen sich die Daten auf das Jahr 2022, doch nehme ich an, dass die Unterschiede im Erdgasverbrauch eines Haushaltes nur marginal zwischen den Jahren schwanken, weshalb ich den gleichen Verbrauch auf 2023 anwende und für alle zukünftigen Jahr konstant halte.

Um die Ergebnisse zwischen den Haushalten möglichst vergleichbar zu machen, nehme ich außerdem für alle Haushalte die gleiche **Wohnfläche** von 80 m² an. Diese Annahme basiert auf der vom Umweltbundesamt getätigten Schätzung zu der durchschnittlichen Wohnfläche pro Kopf in Deutschland. Die 2022 beanspruchte durchschnittliche Wohnfläche pro Kopf betrug 47,4 m² (Umweltbundesamt 2023). Da die betrachteten Haushalte ein unterdurchschnittliches bis durchschnittliches Einkommen haben und die Wohnfläche pro Kopf mit steigender Anzahl an Haushaltsmitgliedern sinkt, scheint eine Wohnfläche von 80 m² adäquat.

Aus dem Verbrauch in kWh/m²/Jahr und der Wohnfläche von 80 m² ergeben sich die Verbräuche von circa 867 kWh/Monat als geringer Verbrauch und 1333 kWh/Monat als hoher Verbrauch.

Der netto **Gaspreis** für Letztverbraucher:innen besteht aus drei Bestandteilen: dem Preis für das Gas (in diesem stecken diverse Kosten des Unternehmens, aber zu einem großen Anteil die Beschaffungskosten für das Gas selbst), dem CO₂-Preis und den Netzentgelten. Zu dieser Summe kommen die Erdgas- und Umsatzsteuer hinzu. Für jeden dieser Bestandteile habe ich eigene Annahmen getroffen:

Die angenommenen **Gaspreise** von 2023 bis Januar 2024 habe ich der Gaspreisanalyse des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft entnommen (bdew 2024). Hierbei nutze ich die zu der Graphik „Erdgaspreis für Haushalte (MFH) in ct/kWh“ angegebenen Daten. Ich beziehe mich auf die Preise für Mehrfamilienhäuser (MFH) da davon auszugehen ist, dass ein größerer Teil des untersten Einkommensdeziles, jedoch auch des fünften Deziles, in MFH's wohnt (Statistisches Bundesamt 2022b). Der netto Gaspreis entspricht den Kosten für Beschaffung und Vertrieb und liegt im Jahr 2023 bei 9,84 ct/kWh. Um den Preis für 2024 auf das Preisniveau in 2023 anzupassen, korrigiere ich diesen noch um die Inflationsrate von 2,5 % zwischen diesen beiden Jahren (Statistisches Bundesamt 2024a).

Die **Entwicklung der Gaspreise** basiert auf den Prognosen der Großhandelspreise aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (Prognos et al. 2021). Da die Gaspreise für Haushalte zu mehr als der Hälfte aus den Beschaffungskosten für das Gas bestehen, nehme ich eine parallele Entwicklung der Haushaltspreise zu den Großhandelspreisen an (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz o.D.). Um die jährliche prozentuale Änderung der Großhandelspreise aus den Daten zu erfassen, nutze ich eine Regressionsanalyse. Ich regressiere die logarithmierten Großhandelspreise auf die Jahre zwischen 2025 und 2050,

um die jährliche prozentuale Steigung der prognostizierten Preise zu interpolieren. Der Schätzer für die Variable Jahre entspricht dann dem jährlichen prozentualen Anstieg. Auf Basis der Prognosen in den Daten nehme ich eine jährliche Anstiegsrate des Gaspreises von 0,53 % an (für eine Nebenrechnung siehe Anhang).

Den **CO₂-Preis** und dessen **Entwicklung** zwischen 2023 und 2044 habe ich dem Projektionsbericht 2024 des Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt et al. 2024) entnommen. Dieser Preis entspricht den Prognosen des Umweltbundesamtes zur Höhe des CO₂-Preises, ist aber nicht direkt dem nationalen CO₂-Preis oder dem Preis auf dem europäischen Zertifikatsmarkt zuzuordnen. Um einen Preis in ct/kWh für den Erdgasverbrauch zu erhalten, habe ich den Preise pro Tonne CO₂ für Haushalte mit dem Emissionsfaktor für den Heizwert für Erdgas (Umweltbundesamt 2022, S. 46) multipliziert und in ct/kWh umgerechnet. Der genutzte Emissionsfaktor ist der Durchschnitt für H-Gas aus Winter und Sommer des norwegischen und russischen Erdgases und liegt bei 200,90 kgCO₂/kWh, wobei sich der Wert nur marginal zwischen den verschiedenen Ländern und Jahreszeiten unterscheidet. Die Preise sind reale Preise auf dem Preisniveau von 2022, um diese mit den anderen Daten vergleichbar zu machen, habe ich sie mit Hilfe der vom statistischen Bundesamt ausgewiesenen Inflationsrate zwischen 2022 und 2023 (Statistisches Bundesamt 2024b) auf das Preisniveau von 2023 umgerechnet.

Die **Netzentgelte** und deren Entwicklung bilden den Kern meiner Berechnungen. Die absoluten Netzentgelte in 2023 sind den Daten des bdew entnommen (bdew 2024). Die Daten für die **Netzentgeltentwicklung** basieren auf der durch das Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) durchgeführten Agora-Studie „Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation.“ aus dem Jahr 2023. Da der Fokus der Studie auf der Entwicklung und nicht der Höhe der Netzentgelte lag, habe ich nur die Wachstumsraten aus der Studie übernommen und diese dann auf das Netzentgelt des bdew im Jahr 2023 angewandt. Welche Annahmen der Netzentgeltberechnung zu Grunde liegen, steht im Fokus von Abschnitt 3.1.2.

Um die tatsächliche monetäre Belastung der Haushalte zu approximieren, habe ich außerdem noch die auf den Gaspreis anfallenden **Steuern** hinzuaddiert. Zu den netto Preisen wird die **Erdgassteuer** in Höhe von 0,55 ct/kWh erhoben (EnergieStG). Diese ist gesetzlich auf den genannten Wert festgelegt und dementsprechend nominal zu verstehen (Bundesministerium

für Wirtschaft und Klimaschutz o.D.). Um sie in reale Kosten umzurechnen, habe ich die Erdgassteuer für die Jahre 2024 bis 2044 um die von der Europäischen Zentralbank angestrebte jährliche Inflationsrate von 2 % korrigiert (Europäische Zentralbank 2022). Die reale Erdgassteuer sinkt dementsprechend kontinuierlich, sodass sie im Jahr 2044 nur noch 0,36 ct/kWh entspricht.

Auf die Summe aus den Gaspreisen, dem CO₂-Preis, den Netzentgelten und der Erdgassteuer entfällt außerdem noch die **Umsatzsteuer**. Diese liegt üblicherweise bei 19 %, wobei sie für das Jahr 2023 auf Grund der Mehrwertsteuersenkung, um Haushalte in ihren Heizkosten zu entlasten, bei 7 % lag (Tagesschau 2024). Diese Senkung bestand bis einschließlich März 2024, vereinfachend nehme ich aber für das gesamte Jahr 2024 wieder den regulären Mehrwertsteuersatz an.

Alle weiteren Kosten und Abgaben, wie zum Beispiel Konzessionsabgaben und Kosten für die Gasspeicherumlage, habe ich auf Grund ihrer geringen Höhe vereinfachend nicht betrachtet.

Um das Verhältnis der Energiekosten und des Einkommens bewerten zu können, beziehe ich mich auf einen der gängigen Indikatoren von **Energiearmut**: Energiearm ist, wer mindestens zehn Prozent seines Einkommens für Energiekosten aufwendet (Henger und Stockhausen 2022, S. 1; Schumacher und Cludius 2020). In meiner Analyse werde ich nur den Anteil der Kosten für Raumwärme und Warmwasseraufbereitung im Bezug zum Einkommen betrachten, dementsprechend sind die Ergebnisse dieser Analyse optimistischer als die tatsächliche Energiekostenbelastung eines Haushaltes, da in dieser auch die Kosten für Strom einberechnet werden müssten.

Für die Berechnung der möglichen Entlastungsleistungen habe ich Annahmen über die Anzahl an Haushalten und den Anteil dieser, die mit Gas heizen, getroffen. Die **Anzahl an Haushalten** über die Zeit basiert auf den Prognosen über die Anzahl an bewohnten Wohnungen zwischen 2025 und 2050 (Prognos et al. 2021). Da nur Daten für alle fünf Jahre ab 2025 zur Verfügung stehen, habe ich jeweils immer zwischen zwei dieser Jahre linear interpoliert. Um **die Anzahl an Haushalten, die mit Gas heizen** zu erhalten, habe ich diese Werte mit dem dazugehörigen Anteil an mit Gas beheizter Wohnfläche aus der gleichen Studie multipliziert. Diese Abschätzung basiert auf der Annahme, dass die Verteilung von mit Gas beheizter Wohnfläche gleichmäßig über verschiedene Wohnungsgrößen verläuft und damit der Anteil der mit Gas beheizten Wohnfläche auch ungefähr dem Anteil an mit Gas beheizten Wohnungen entspricht. Laut meiner Rechnung heizen im Jahr 2025 ungefähr 19.642.686 Haushalte in Deutschland mit

Gas. Laut den Daten des Mikrozensus sind es ungefähr 20.131.000 Haushalte im Jahr 2022 (Statistisches Bundesamt 2022a). Dementsprechend scheint meine Rechnung ausreichend plausibel, um die Heizstruktur in Deutschland über die Jahre abzubilden. Da ich für die Entlastungsrechnungen eine Entlastung von **Haushalten des 1. bis 5. Deziles** annehme, gehe ich von einem Anteil der Bevölkerung, der entlastet wird von 10 % je Dezil aus. Diesen Anteil habe ich als konstant über die Zeit angenommen. Diese Annahme führt jedoch eventuell zu optimistischeren Schätzungen, wenn davon ausgegangen wird, dass die letzten im Gasnetz verbleibenden Kund:innen überproportional aus niedrigeren Einkommensschichten stammen. Die [Tabelle 3-2](#) gibt einen Überblick über die verwendeten Daten und die Quellen, aus welchen sie stammen.

Tabelle 3-2: Übersicht über die verwendeten Daten und deren Quellen

Daten	Quelle
Haushaltseinkommen	EU-SILC Destatit 12241-0004/ (Eurostat 2022a)
Einkommensentwicklung	(Grabka 2022)
Erdgasverbrauch	(co2online 2022)
Wohnfläche	(Umweltbundesamt 2023)
Gaspreis	(bdew 2024)
Entwicklung Gaspreis	(Prognos et al. 2021)
CO ₂ -Preis	(bdew 2024)
Entwicklung CO ₂ -Preis	(Umweltbundesamt et al. 2024; Umweltbundesamt 2022)
Erdgassteuer	(Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz o.D.)
Mehrwertsteuer	(Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz o.D.)
Inflationsziel	(Europäische Zentralbank 2022)
Inflation 2023 auf 2024	(Statistisches Bundesamt 2024a)
Inflation 2022 auf 2023	(Statistisches Bundesamt 2024b)
Netzentgelte	(bdew 2024)
Entwicklung Netzentgelte	(Agora Energiewende 2023)
Energiearmut	(Henger und Stockhausen 2022)
Anzahl mit Gas heizender Haushalte	(Prognos et al. 2021)

Quelle: eigene Darstellung

3.1.2 Szenarien für die Entwicklung der Gasnetzentgelte

Die Entwicklung der Netzentgelte stützt sich auf die von Agora Energiewende in Auftrag gegebene Studie „Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfunkpatible Transformation“ (Agora Energiewende 2023). In dieser Studie werden fünf verschiedene Szenarien und vier verschiedene Sensitivitätsanalysen für die Änderungen des Ordnungsrahmens für den Gasausstieg betrachtet. Da sich einzig die ersten beiden Szenarien ausschließlich auf Veränderungen des Ordnungsrahmens innerhalb des Rahmens der Erlösobergrenze beziehen, fokussiere ich mich auf die ersten zwei Szenarien, sowie den unveränderten Ordnungsrahmen als Referenzszenario. Für jedes dieser Szenarien berechnet die Studie verschiedene ökonomische Kennzahlen, wobei für meine Analyse einzig die Entwicklung der Netzentgelte zwischen 2023 und 2044 relevant ist. Die Analyse endet im Jahr 2044 da ein Erreichen der Klimaneutralität in 2045 bedeutet, dass bis Ende des Jahres 2044 der Erdgasausstieg vollendet sein muss.

Damit entsprechen die Annahmen der Szenarien denen, die für die Agora Studie getroffen wurden. In der Studie ist 2023 das Basisjahr für die Berechnungen. Um keine die Ergebnisse verfälschenden Annahmen zu treffen, beziehe ich auch die Entwicklungen der Netzentgelte für 2023 durch eine Veränderung des Ordnungsrahmens in meine Berechnungen mit ein. Dabei ist mir bewusst, dass eine heutige Anpassung des Ordnungsrahmens natürlich keinen Einfluss mehr auf die Netzentgelte im Jahr 2023 hat. Die Ergebnisse für 2023 sind dementsprechend als hypothetischer Fall, wenn die Szenarien 1 und 2 schon im Jahr 2023 umgesetzt worden wären, zu verstehen.

Ich habe die Agora Studie als Grundlage für meine weiteren Berechnungen ausgewählt da:

- 1) Sie die Wirkung von solchen Anpassungen des Ordnungsrahmens betrachtet, die durch die Kompetenzen der Bundesnetzagentur durchführbar sind und keinen großflächigen strukturellen Veränderungen bedürfen,
- 2) Die zu Grunde gelegten Annahmen über die Entwicklungen des Energiemixes mit den Zielen der Bundesregierung im Einklang stehen, wodurch die politische Relevanz hoch ist (Agora Energiewende 2023, S. 37),
- 3) Sie die Veränderung der Netzentgelte pro Kopf explizit in den Vordergrund rückt und damit für eine Betrachtung der Auswirkungen auf individuelle Haushalte geeignet ist.

Allgemein sind die **Netzentgelte** der Studie als Netzentgelt pro Abnehmer zu verstehen. Sie werden berechnet, indem die Summe der Erlösobergrenzen der Gasverteilnetzbetreiber durch die Entnahmemenge geteilt wird (diese Information stammt aus einem Interview mit Herrn Ralph Kremp des Büros für Energiewirtschaft und Technische Planung am 18.06.2024). Dabei wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass sich die Erlösobergrenze gleichmäßig über alle Kund:innen verteilt und nicht, wie in Abschnitt 2.1.2 erklärt, je nach Absatzmenge innerhalb verschiedener Kund:innengruppen unterschiedlich ausfällt. Die Entwicklung der Netzentgelte ist in der Studie als nominal angenommen. Da ich jedoch alle anderen Entwicklungen in realen Werten betrachte, bereinige ich auch die Netzentgeltentwicklung um die Inflation. Dafür nehme ich, eine jährliche Inflationsrate von 2 % an.

Die Entwicklung der Netzentgelte hängt maßgeblich von der Anzahl an Kund:innen im Netz und der Höhe der Erlösobergrenze ab. Die Prognose der Agora für das Sinken der **Absatzmenge** basiert auf den Szenarien der gängigsten Studien zur Klimaneutralität in Deutschland (Agora Energiewende 2023, S. 19–21).

Die den Absatzmengen gegenübergestellte **Erlösobergrenze** wurde im Rahmen der Agora Studie durch das BET berechnet. Die Berechnung der Betriebs- und Kapitalkosten, die in diese eingehen, basieren auf betriebswirtschaftlichen, regulatorischen und technischen Annahmen.

Die *betriebswirtschaftlichen Annahmen* wurden auf Basis von den Kostenstrukturen der Netzbetreiber erhoben, die öffentlich einsehbar sind (Bundesnetzagentur 2024c). Aus der Verknüpfung dieser Informationen mit den *technischen Annahmen* über die Netzstruktur ergeben sich die Betriebskosten (Agora Energiewende 2023, S. 45). Da die Betriebskosten maßgeblich von der Struktur des Erdgasverteilnetzes abhängen, wurden hier verschiedene Beispielnetze unterschieden. In der Studie wird ursprünglich eine Unterscheidung zwischen städtischem und ländlichem Netz, jeweils mit und ohne Industrie gemacht. Da sich die Ergebnisse kaum entlang dieser Kategorien unterschieden, wurde sie in den Ergebnissen der Agora Studie nicht weiter betrachtet. Relevant ist jedoch die Unterscheidung zwischen alter und junger Netzinfrastruktur. Als alte Netzinfrastruktur wird solche charakterisiert, welche den Großteil der Ersatzinvestitionen in den frühen 1970ern erfahren hat, während junge Netzinfrastruktur solche ist, in die in den späten 1980ern bis 90ern am meisten investiert wurde (Agora Energiewende 2023, S. 40). Diese Unterscheidung bietet die Grundlage für Annahmen über die Investitionen und Abschreibungen, die in diesen Netzen dementsprechend erfolgen.

Da über die Hälfte der Gasverteilnetze seit den 1990ern gebaut wurden (Lange et al. 2021, S. 72), beziehe ich mich in meiner Studie ausschließlich auf die Entwicklung der Netzentgelte im jungen Netz. Auf Grund dieser vereinfachenden Annahme, sind die Ergebnisse repräsentativer für Netze, die zum großen Teil aus junger Infrastruktur bestehen. In dem als altes Netz kategorisiertem Netz, steigen die Netzentgelte allgemein stärker an, da für diese Netzteile in den nächsten Jahren Ersatzinvestitionen anfallen, deren Restlaufzeit dann weit über 2044 hinaus geht (diese Information stammt aus einem Interview mit Herrn Ralph Kremp des Büros für Energiewirtschaft und Technische Planung am 18.06.2024). Meine Rechnungen sind dementsprechend nur als Beispielrechnungen im Falle eines jungen Netzes zu verstehen. Für eine tatsächliche Abschätzung von netzgebietsscharfen Zahlen, müssten unter anderem die Annahmen über das Alter der Netzinfrastruktur und die daraus resultierenden Veränderungen der Erlösobergrenze auf das individuelle Gebiet angepasst werden.

Die der Erlösobergrenze zu Grunde liegenden **Kapitalkosten** wurden auf Basis der *regulatorischen Annahmen* berechnet. Die Grundlage dafür sind die Regelungen der KANU-Festlegung aus dem Jahr 2022. Dementsprechend dürfen Neuanlagen, die nach 2023 angeschafft wurden, schon über eine verkürzte Nutzungsdauer hinweg bis 2045 abgeschrieben werden (Bundesnetzagentur 2022a). Bestandsanlagen werden im Einklang mit dem aktuellen Ordnungsrahmen jedoch über die Nutzungsdauern nach Anlage 1 GasNEV abgeschrieben. Welcher Anteil der Netze unter welchen Regulationsrahmen fällt wurde von dem BET anhand der technischen Annahmen über die Netzstruktur ermittelt.

Für die **Eigenkapitalzinssätze** wurde angenommen, dass diese über den Zeitverlauf hinweg konstant bleiben.

Ausschlaggebend für die Kosten über die Zeit sind auch die technischen Annahmen über die **Entwicklungen der Netze**. Zwar wird angenommen, dass die Netzlängen auf Grund sinkender Nachfrage zurück gehen werden, jedoch sinken sie auf Grund des oben erwähnten Verbotes Netzgebiete in denen noch Anschlüsse bestehen stillzulegen, weniger stark als die Nachfrage selbst (Agora Energiewende 2023, S. 26). Die Annahmen über den Verlauf von Netzstilllegungen beziehungsweise Umnutzungen von Netzteilgebieten basieren auch auf den Modellierungen der Studie Klimaneutrales Deutschland 2045 (Agora Energiewende 2023, S. 39).

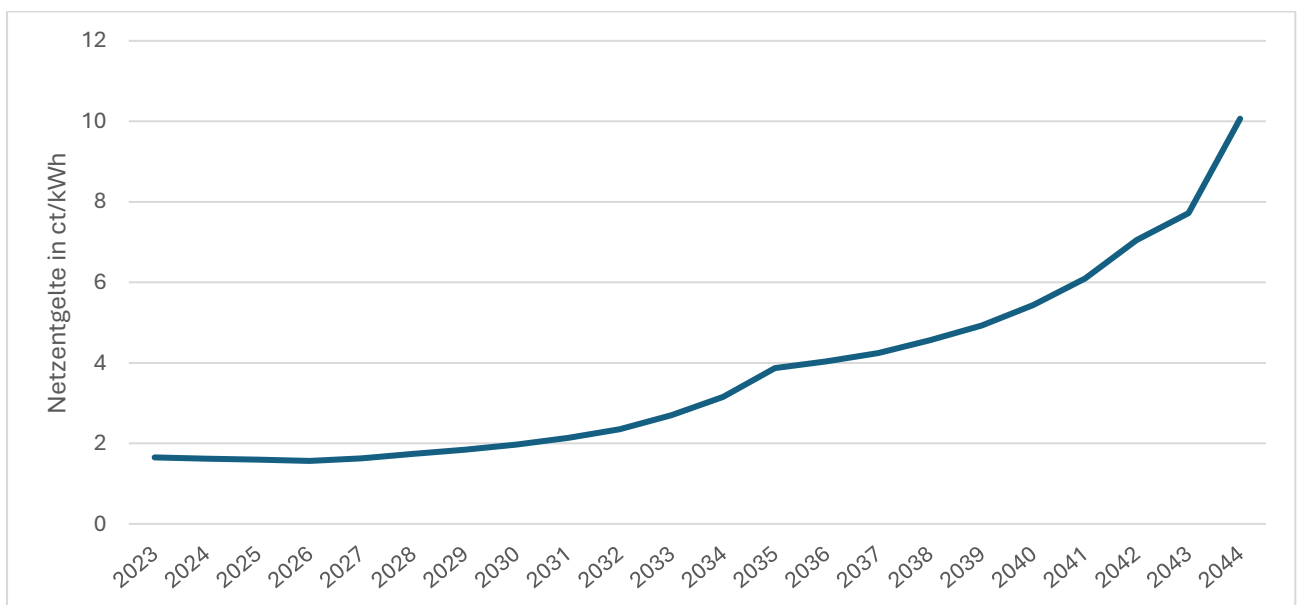
Auf Basis dieser Annahmen wurden in der Studie betriebswirtschaftliche Parameter unter insgesamt fünf verschiedenen Szenarien berechnet. In meiner Analyse betrachte ich einzig die

Entwicklung der Netzentgelte für die ersten beiden Szenarien sowie das Referenzszenario bei unverändertem Ordnungsrahmen:

1) **Referenzszenario:** Unveränderter Ordnungsrahmen

In diesem Szenario wird angenommen, dass keine Anpassung des Ordnungsrahmens stattfindet. Abschreibungen basieren auf der KANU-Festlegung, wodurch einzig Neuanlagen ab 2023 verkürzt abgeschrieben werden dürfen. Für alle älteren Investitionen kann bis Ende 2044 ein positiver Restbuchwert verbleiben, was für Unternehmen zu *stranded assets*, also zu nicht refinanzierbaren Investitionen, führt. Für Letztverbraucher:innen bedeutet ein Weiterlaufen der aktuellen Regulierungen, dass die Netzentgelte bis 2044 stark ansteigen, da die Kosten für ein nur langsam kleiner werdendes Netz auf immer weniger Schultern verteilt werden (siehe [Abbildung 3-1](#)). Dies liegt daran, dass immer mehr Haushalte vom Gas hin zu anderen Energieträgern wechseln werden, das Gasnetz jedoch, unter anderem auf Grund der oben erwähnten Kündigungsverbote, nicht gleich schnell schrumpft. Dementsprechend sinken die Kosten, die in die Erlösobergrenze eingehen weniger schnell als die Anzahl an Verbraucher:innen. Die Netzentgelte pro Kopf nehmen zu. Besonders ab 2035 steigen die Netzentgelte stark an. Dieser Anstieg wird ab den frühen 2040er Jahren sukzessive steiler, sodass die realen Netzentgelte pro Kopf im Jahre 2044 dem sechsfachen der Netzentgelte im Jahr 2023 entsprechen.

Abbildung 3-1: Entwicklung der Netzentgelte im Referenzszenario



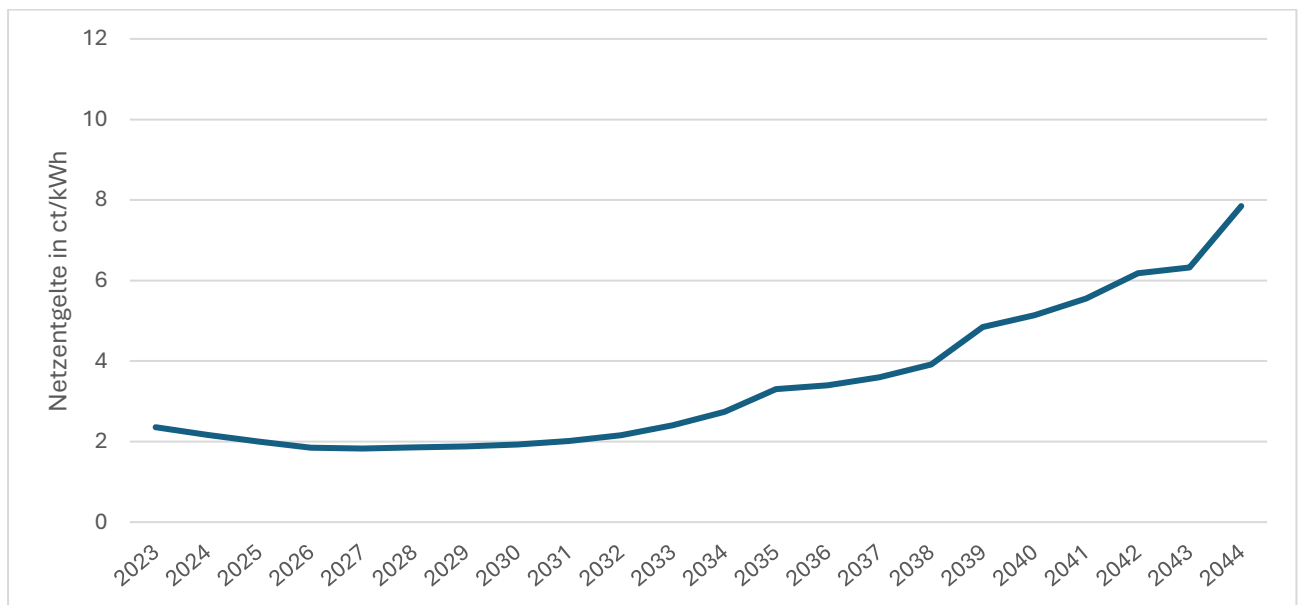
Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten aus Agora Energiewende 2023

2) **Szenario 1:** Anpassung der Abschreibungen

In dem ersten Szenario werden die Abschreibungsdauern verkürzt und die Abschreibungsart von linear auf degressiv verändert. Die degressive Abschreibung erfolgt zu einem Faktor von 2,5 über 22 Jahre auf die Restbuchwerte im Jahr 2022 bis ins Jahr 2044 und wird mit Wechsel zur linearen Abschreibung durchgeführt. Das heißt, dass jedes Jahr 11,4 Prozent des noch vorhandenen Restbuchwertes abgeschrieben werden, bis die lineare Abschreibung des jeweiligen Jahres höher liegt als die degressive (diese Information stammt aus einem Interview mit Herrn Ralph Kremp des Büros für Energiewirtschaft und Technische Planung am 18.06.2024). Dann wird zu einer linearen Abschreibungsmethode für die verbleibenden Jahre gewechselt. Der Abschreibungssatz von 11,4 Prozent liegt unterhalb des durch die Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Degressivsatzes von 15 Prozent (Bundesnetzagentur 2024d, S. 5). Das heißt, dass eine Umsetzung des Vorschlages der BNetzA sogar zu höheren Netzentgelten in der kurzen Frist aber damit auch zu einem schnelleren Absinken der Restbuchwerte und dementsprechend zu niedrigeren Netzentgelten in der langen Frist führt. Der hier angenommene Degressivsatz liegt jedoch innerhalb der in dem Festlegungsentwurfes vorgeschlagenen Bandbreite von 8 bis 12 Prozent. Laut diesem Entwurf dürften die Abschreibungsdauern sogar noch kürzer ausfallen, dies würde die Entgelte im Vergleich zu den hier getätigten Annahmen auf kurze Frist deutlich erhöhen, jedoch ab Mitte der 2030er Jahre entlasten, wenn bis dahin einige Anlagen schon vollständig abgeschrieben sind (Bundesnetzagentur 2024f, S. 2)

Durch die verkürzten Abschreibungsdauern ist es den Unternehmen möglich, alle getätigten Investitionen zu refinanzieren. Für die Letztverbraucher:innen ist der Wechsel zur degressiven Abschreibung von Vorteil, da die Netzentgelte zu Beginn zwar etwas höher liegen aber in den kommenden Jahrzehnten weniger stark steigen (siehe [Abbildung 3-2](#)). So sind zwar die Netzentgelte in 2023 (hypothetisch) höher als im Referenzszenario, doch die Steigung, insbesondere ab 2040, verläuft milder, sodass die Netzentgelte im Jahr 2044 nur um den Faktor 3,3 höher liegen als im Basisjahr.

Abbildung 3-2: Entwicklung der Netzentgelte im Szenario 1

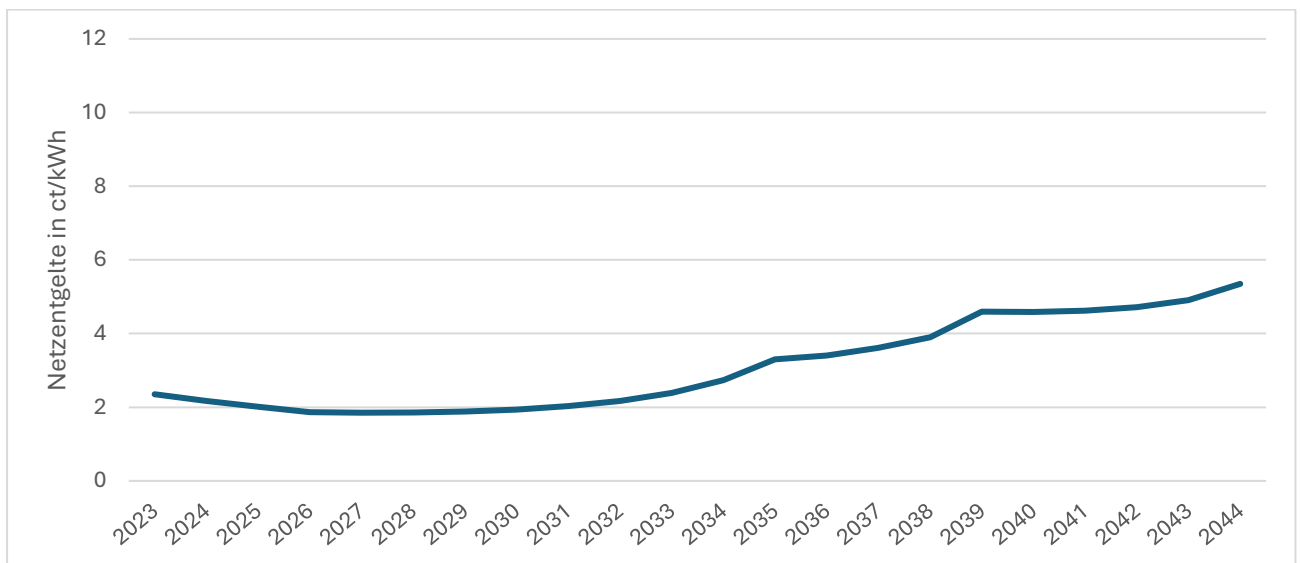


Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten aus Agora Energiewende 2023

3) **Szenario 2:** Verkürzung der Regulierungsperioden

In dem letzten Szenario wird zusätzlich zu einem Wechsel zu degressiven Abschreibungen mit verkürzter Abschreibungsdauer die Dauer der Regulierungsperioden von fünf Jahren auf ein Jahr verkürzt. Dies führt dazu, dass Einsparungen der Netzbetreiber durch Stilllegungen schneller in die Erlösobergrenze eingehen und in Form von niedrigeren Netzentgelten bei den Letztverbraucher:innen ankommen (siehe [Abbildung 3-3](#)). Dadurch kann die Steigerung der Netzentgelte insbesondere ab den späten 2030er Jahren weiter gebremst und der steile Anstieg zwischen 2043 und 2044 vermieden werden, sodass die Netzentgelte in 2044 für die Letztverbraucher:innen nur 2,3 mal so hoch liegen wie in 2023.

Abbildung 3-3: Entwicklung der Netzentgelte im Szenario 2



Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Daten aus Agora Energiewende 2023

3.2 Auswirkung steigender Netzentgelte auf die Energiekosten der Haushalte

Ziel dieses Abschnittes ist es, die Auswirkungen der Steigerungen der Netzentgelte unter den verschiedenen Anpassungen des Ordnungsrahmens auf die verschiedenen Haushaltstypen zu analysieren. Hierzu habe ich die Netzentgelte zusammen mit den anderen Komponenten der Gaskosten (Beschaffung und Vertrieb, CO₂-Preis, Steuern) über den Zeitraum von 2023 bis 2044 unter den verschiedenen Szenarien betrachtet und diese ins Verhältnis zum Einkommen des jeweiligen Haushaltes gesetzt. Unterschiede in den absolut anfallenden Gesamtkosten zwischen den Haushalten sind auf den Verbrauch des jeweiligen Haushalts zurückzuführen. Dementsprechend haben Haushalte mit dem gleichen Verbrauch innerhalb eines Szenarios auch die gleichen Energiekosten. Für den Anteil dieser Kosten am Haushaltseinkommen ist dann das monatliche Einkommen maßgeblich. Die Höhe der Netzentgelte in ct/kWh ist die einzige Variable, die zwischen den drei Szenarien variiert. Damit sind Unterschiede in den Gesamtkosten eines jeweiligen Haushaltstyps zwischen den drei Szenarien auf die Wirkung der Anpassung des Ordnungsrahmens und der damit einhergehenden Veränderung der Netzentgelte zurückzuführen.

3.2.1 Referenzszenario

Das Referenzszenario beschreibt die Situation, in der der Ordnungsrahmen nicht angepasst wird, wodurch die Netzentgelte bis 2044 stark steigen (vgl. [Abbildung 3-1](#)).

Kosten für Haushalte nach Verbrauch

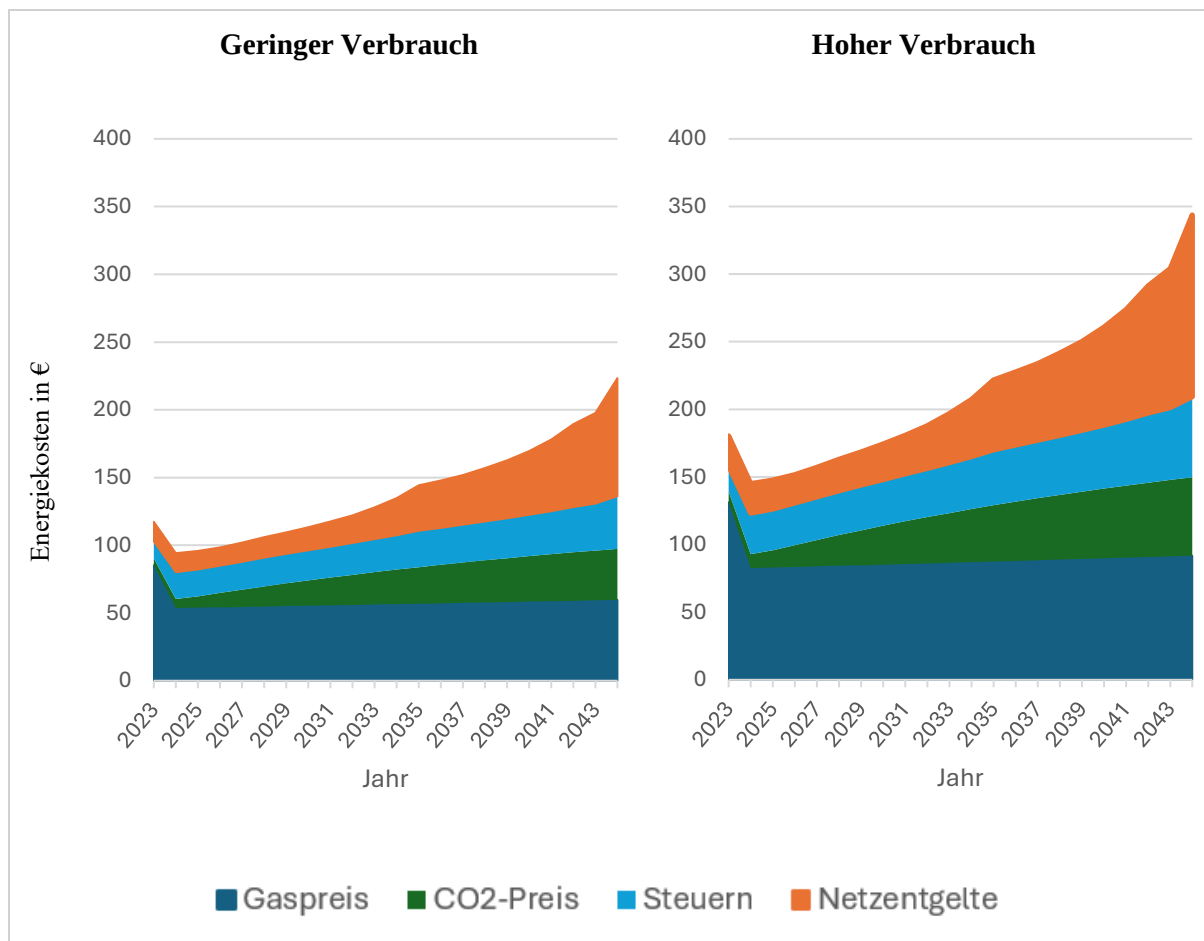
In der [Abbildung 3-4](#) sind die gesamten monatlichen Kosten des Erdgasenergieverbrauchs (für Raumwärme und Warmwasser) für individuelle Haushalte zu sehen. Diese sind nach den Kostenanteilen aufgeteilt. Abgebildet sind der Anteil des Erdgases (dunkelblau) selbst, des CO₂-Preises (grün), der Steuern (hellblau) und der Netzentgelte (orange). Die linke Seite der Abbildung zeigt diese Kosten für die Haushalte 1 und 2 mit einem geringen Erdgasverbrauch und die rechte Seite für die Haushalte 3 und 4 mit einem hohen Verbrauch.

Für alle Haushalte ist ein Anstieg zwischen 2023 und 2044 zu beobachten, der nur durch ein Sinken der Kosten zwischen 2023 und 2024 unterbrochen ist. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Preise im Jahr 2023 auf Grund der Gaspreiskrise in Deutschland seit Herbst 2021 immer noch sehr hoch liegen. Im Jahr 2024 fallen die Gaspreise wieder etwas niedriger aus, sodass sie sich wieder deutlich näher am Trend vor der Gaspreiskrise bewegen. Der Kostenanstieg ab 2024 nimmt ab Mitte der 2030er Jahre nach einem kleinen Plateau noch weiter zu und steigt zwischen 2043 und 2044 noch einmal rapide an. Dieser Effekt wird durch einen zunehmenden Anstieg der Netzentgelte in diesen Jahren getrieben. Dies kann dadurch erklärt werden, dass in diesen Jahren in der Berechnung der Netzentgelte ein deutliches Absinken der Erdgaskund:innen angenommen wurde, weshalb die Netzentgelte pro Kopf stark gestiegen sind. Auch der Anteil des CO₂-Preises steigt über die Zeit, jedoch bleibt der Anstieg über den Zeitraum hinweg relativ konstant. Die Steuern steigen über die Zeit hinweg real an. Zwar sinkt die Erdgassteuer real, jedoch wird die Mehrwertsteuer auf Basis der Gesamtkosten berechnet und steigt somit proportional zum Anstieg der Summe aller anderen Kosten.

Für die **Haushalte mit geringem Verbrauch** steigen die realen monatlichen Kosten von ca. 117 € im Jahr 2023 auf monatliche 223 € in 2044. Das kommt einem Anstieg um ca. 85 % gleich. Dieser Effekt wird maßgeblich von den Netzentgelten getrieben, deren Kosten von 14 € auf 87 € im Monat steigen, sich also innerhalb des Zeitraumes versechsfachen. Damit steigt der Anteil der Netzentgelte an den Gesamtkosten von ungefähr einem Achtel auf fast 40 Prozent an.

Für die **Haushalte mit hohem Verbrauch** steigen die Gesamtkosten dementsprechend von 180 € auf 344 € im Monat. Die Kosten für die Netzentgelte steigen von monatlichen 22 € auf 134 €. Damit steigen die Anteile der Netzentgeltkosten an den Gesamtkosten analog zu den Haushalten mit geringem Verbrauch auf vierzig Prozent der Gaskosten an.

Abbildung 3-4: Monatliche Energiekosten im Referenzszenario bei geringem und hohem Verbrauch



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Belastung von Haushalten

Abbildung 3-5 beschreibt, inwiefern diese Kostensteigerungen die jeweiligen Haushalte finanziell belasten. In der Abbildung sind der Anteil, den die realen Energiekosten über die Zeit am realen Einkommen der Haushalte ausmachen in Prozent für die vier verschiedenen Haushaltstypen dargestellt. Diese Entwicklungen werden durch die rot gestrichelt eingezeichnete Energiearmutsgrenze (Ausgaben von 10 % des Einkommens für Energie), in Kontext gesetzt.

Ein **Haushalt von Typ 1**, der ein geringes Einkommen aber auch einen geringen Verbrauch hat, gibt im Jahr 2023 ungefähr 10,7 % seines Einkommens für den Erdgasverbrauch aus. Auf Grund der sich normalisierenden Kosten, sinkt dieser Anteil jedoch bis 2024 auf 8,6 %, wodurch er sich dann wieder unterhalb der Grenze zur Energiearmut befindet. Mit steigenden Energie- und insbesondere Netzentgelten, steigt die anteilige Belastung bis 2044 stark an. Ende der 2020er Jahre überschreitet die Belastung die Energiearmutsgrenze und erreicht im Jahr 2044 ihr Hoch von 20,3 %. Das bedeutet, dass Haushalte mit einem Einkommen und Verbrauch des Haushaltstyps 1, wenn sie im Jahr 2044 noch Erdgas für Heizen und Warmwasser nutzen, circa ein Fünftel ihres Einkommens allein für den Gasverbrauch aufbringen müssen.

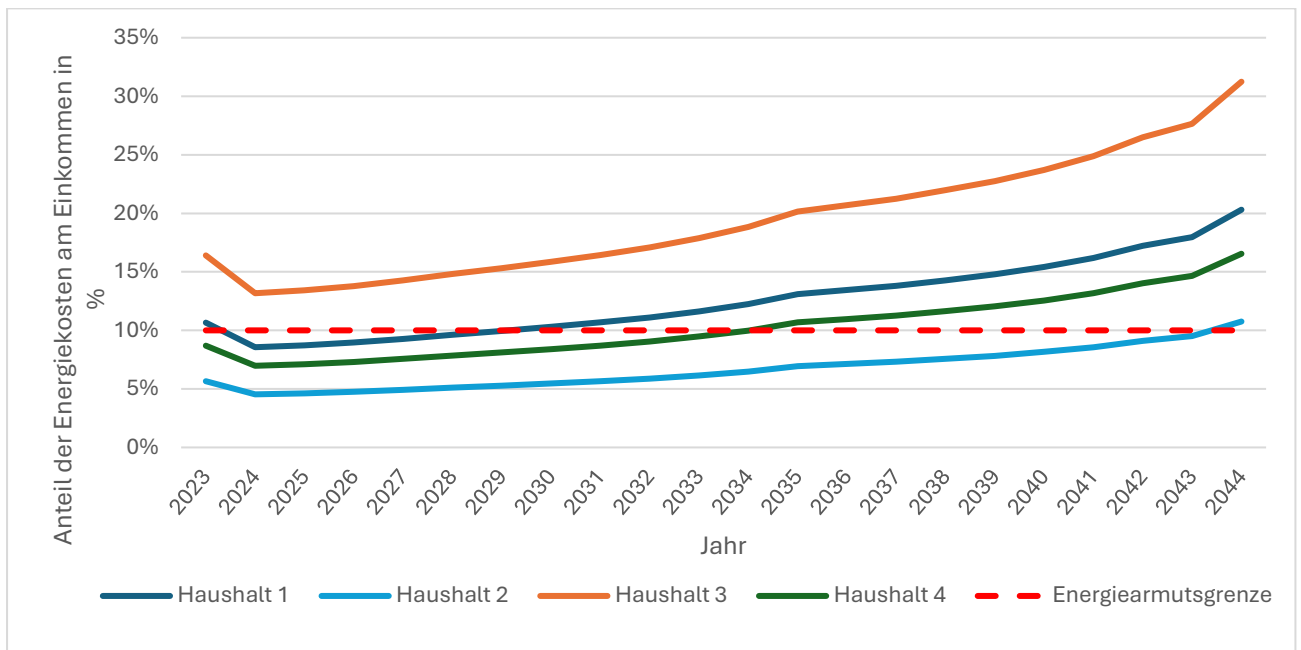
Für den **Haushalt des Typs 2** mit niedrigem Verbrauch und mittlerem Einkommen liegt der Anteil, den die Energiekosten für Erdgas im Jahr 2023 an den jeweiligen Einkommen ausmachen bei 5,6 % und sinkt bis 2024 auf 4,5 %. Auch für diesen Haushalt steigt die anteilige Belastung bis 2044 an, sodass er im Jahr 2044 mit einer Belastung von 10,8 % die Schwelle zur Energiearmut überschreitet.

Am stärksten sind anteilig **Haushalte des Typs 3** belastet. Diese Haushalte haben ein niedriges Einkommen aber einen hohen Verbrauch. Sie sind schon im Jahr 2023 mit Energieausgaben von 16,4 % des Einkommens überbelastet. Zwar sinkt dieser Wert in 2024 auf 13,2 %, doch steigt die Belastung danach wieder stetig an. Im Jahr 2044 müssen Haushalte des Typs 3 circa 31,2 % ihres Einkommens für Heizen und Warmwasser aufwenden.

Haushalte mit einem hohen Einkommen und hohen Verbrauch, **Haushalte des Typ 4**, geben im Jahr 2023 ungefähr 8,7 % ihres Einkommens für ihren Erdgasverbrauch aus. Dieser Wert sinkt im Jahr 2024 auf 7,0 %. Mitte der 2030er Jahre übersteigt der Anteil der Energieausgaben am Einkommen des Haushaltes von Typ 4 die Energiearmutsgrenze und steigt bis 2044 auf 16,5 % an.

Es zeigt sich also, dass, wie erwartet, die absoluten und anteiligen Kosten für den Erdgasverbrauch für alle Haushalte bis 2044 unter unverändertem Ordnungsrahmen stark steigen. Mit höherem Verbrauch steigen auch die absoluten Kosten. Außerdem zeigt sich, dass bei Haushalten mit niedrigerem Einkommen die anteilige Belastung stetig höher liegt. Unabhängig von ihrem Einkommen und Verbrauch überschreiten jedoch alle Haushalte im Zeitverlauf bis 2044 auf Grund der starken Kostensteigerungen die Energiearmutsgrenze.

Abbildung 3-5: Entwicklung der anteiligen Einkommensbelastung für alle vier Haushaltstypen im Referenzszenario



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

3.2.2 Szenario 1

Im Szenario 1 wird für alle Bestandsanlagen von einer linearen auf eine degressive Abschreibungsmethode umgestellt. Außerdem werden die Restnutzungsdauern so verkürzt, dass alle Anlagen bis Ende des Jahres 2044 abgeschrieben werden können und keine Restbuchwerte verbleiben. Für die Netzentgelte bedeutet dies einen Anstieg in den ersten Jahren nach der Einführung und dafür einen geringeren Anstieg in späteren Jahren. Unter dem ersten Anpassungsszenario steigen alle Anteile des Gaspreises analog zum Referenzszenario, nur die Steigerung der Netzentgelte fällt geringer aus (vgl. [Abbildung 3-2](#)).

Kosten für Haushalte nach Verbrauch

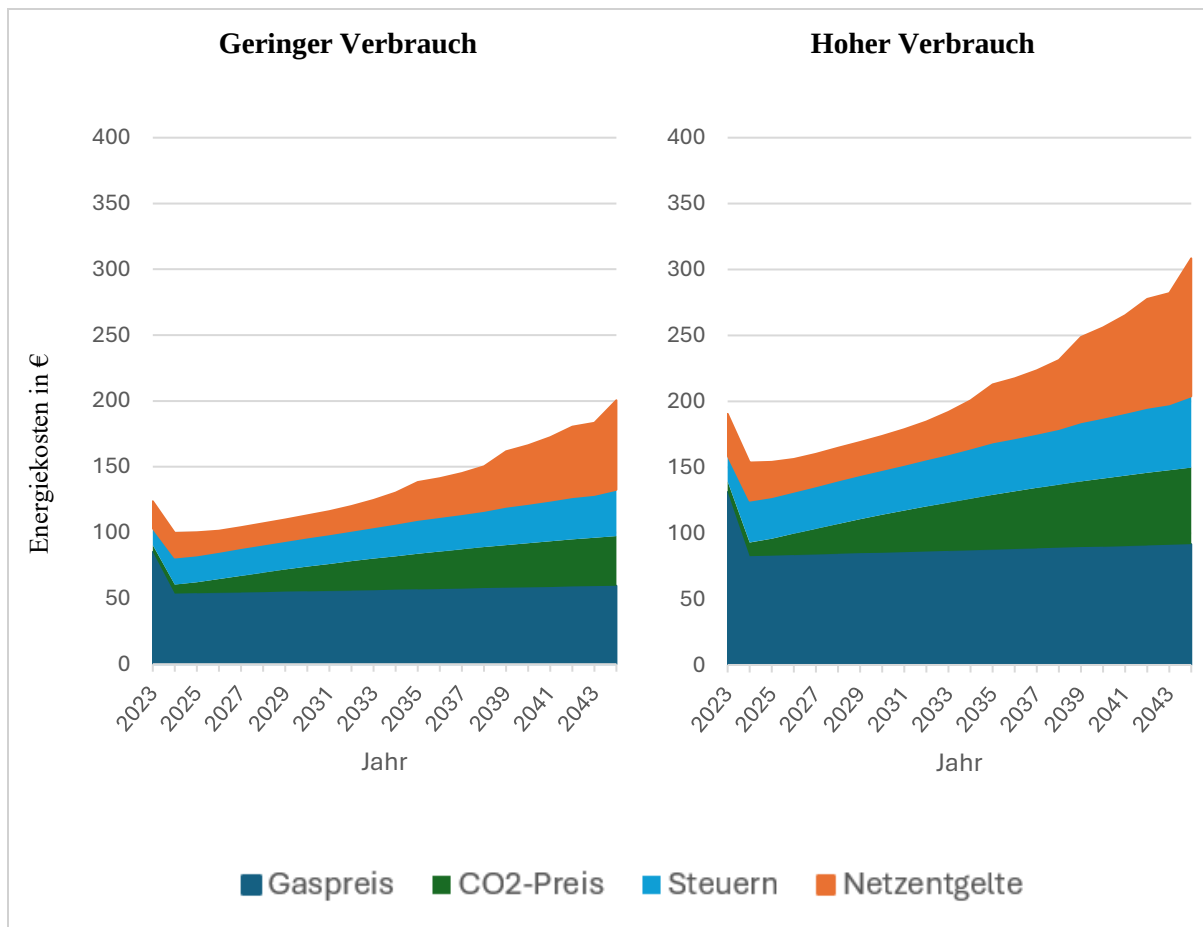
Wie in [Abbildung 3-6](#) zu erkennen ist, steigen die monatlichen Gaskosten für Haushalte mit geringem und hohem Verbrauch über den Zeitverlauf an. Auch hier ist zwischen 2023 und 2024 zunächst ein Sinken aller Kostenanteile zu beobachten, bis diese dann bis 2044 wieder ansteigen. Dieser Anstieg wird Mitte der 2030er Jahre etwas flacher, wobei er zwischen 2038 und 2040 wieder deutlich zunimmt und dabei auch die Wachstumsrate der 20er Jahre übersteigt. Im Jahre 2040 flacht der Preisanstieg etwas ab, bis er 2042 ein Plateau erreicht.

Zwischen 2043 und 2044 steigen die Kosten dann noch einmal, auf Grund der geringen Anzahl an Haushalten, die die Netzkosten tragen, steil an.

Für die **Haushalte mit geringem Verbrauch**, also Haushalt 1 und Haushalt 2, steigen die absoluten Kosten von ungefähr 124 € im Monat auf 201 € im Monat über den gesamten Zeitraum hinweg an. Da sich die Kosten für Gas, der CO₂-Preis und die Erdgassteuer in allen Szenarien analog entwickeln, sind Veränderungen in den Kosten verglichen mit dem Referenzszenario auf die Veränderung des Anstiegs der Netzentgelte und dem darauf basierenden Anteil der Mehrwertsteuer zurückzuführen. Auf Grund der degressiven Abschreibungsmethode sind die (hypothetischen) Kosten für die Netzentgelte im Jahr 2023 mit 20 € monatlich höher als die 14 € im Referenzszenario. Dies liegt daran, dass bei der degressiven Methode ein fester Anteil von 11,4 % jährlich abgeschrieben wird und damit die ersten Abschreibungen höher ausfallen als in der linearen Methode. Gleichzeitig ist dadurch auch der Restbuchwert jeden Jahres geringer und zukünftige Abschreibungen fallen dementsprechend niedriger aus. Dadurch werden die Kosten durch Abschreibungen auf die früheren Jahre verteilt, in denen noch viele Kund:innen am Erdgasnetz angeschlossen sind. Das führt zu geringfügig höheren Netzentgelten pro Kopf im Jahr 2023 und geringeren Netzentgelten ab dem Jahr 2031 als im Referenzszenario. Dies gilt auch für die gesamten monatlichen Kosten. Im Jahre 2023 muss ein Haushalt mit geringem Verbrauch zwar 124 € statt 117 € monatlich für den Erdgasverbrauch aufbringen, dafür liegen die Kosten 2044 jedoch bei 201 € statt 223 € im Monat.

Für die **Haushalte mit hohem Verbrauch** verläuft die Kostenkurve analog zu den Haushalten mit geringem Verbrauch. Im Jahre 2023 liegen die monatlichen Kosten für den Erdgasverbrauch bei 190 € und steigen bis 2044 auf monatliche 308 € an. Auch hier ist der Prozess von den Netzentgeltsteigerungen getrieben. Die Kosten für diese liegen 2023 mit 31 € monatlich um 9 € höher als im Referenzszenario. Dafür liegen die Kosten im Jahre 2044 mit 105 € statt 134 € deutlich niedriger als unter dem aktuellen Ordnungsrahmen.

Abbildung 3-6: Monatliche Energiekosten im Szenario 1 bei geringem und hohem Verbrauch



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Belastung von Haushalten

Für die individuellen Haushalte steigt die anteilige Belastung durch Energiekosten über die Zeit auch im Szenario 1 an, jedoch fällt dieser Anstieg geringer aus als im Referenzszenario. Die Entwicklung der anteiligen Belastung durch Energiekosten für alle vier Haushalte über die Zeit ist in [Abbildung 3-7](#) dargestellt.

Haushalte des Typs 1 werden durch die Mehrkosten auf Grund der degressiven Abschreibungsmethode im (hypothetischen) Jahr 2023 etwas stärker, mit 11,3 % anteiligen Energiekosten am Einkommen belastet. Damit liegen sie im Jahre 2023 über der Energiearmutsgrenze. Durch die schneller sinkende Abschreibungsgrundlage und den allgemeinen Kostenrückgang bis 2024 sinken die Haushalte des Typs 1 jedoch mit 9,1 % unter die Energiearmutsgrenze. Durch ein stetiges Ansteigen der Kosten wird die Energiearmutsgrenze für diese Haushalte ab dem Jahre 2029, analog zu der Situation im Referenzszenario, wieder überschritten und die anteilige Belastung steigt bis 2044 auf 18,2 %

des Einkommens an. Damit liegt die maximale Belastung jedoch mehr als zwei Prozentpunkte unterhalb derer im Referenzszenario.

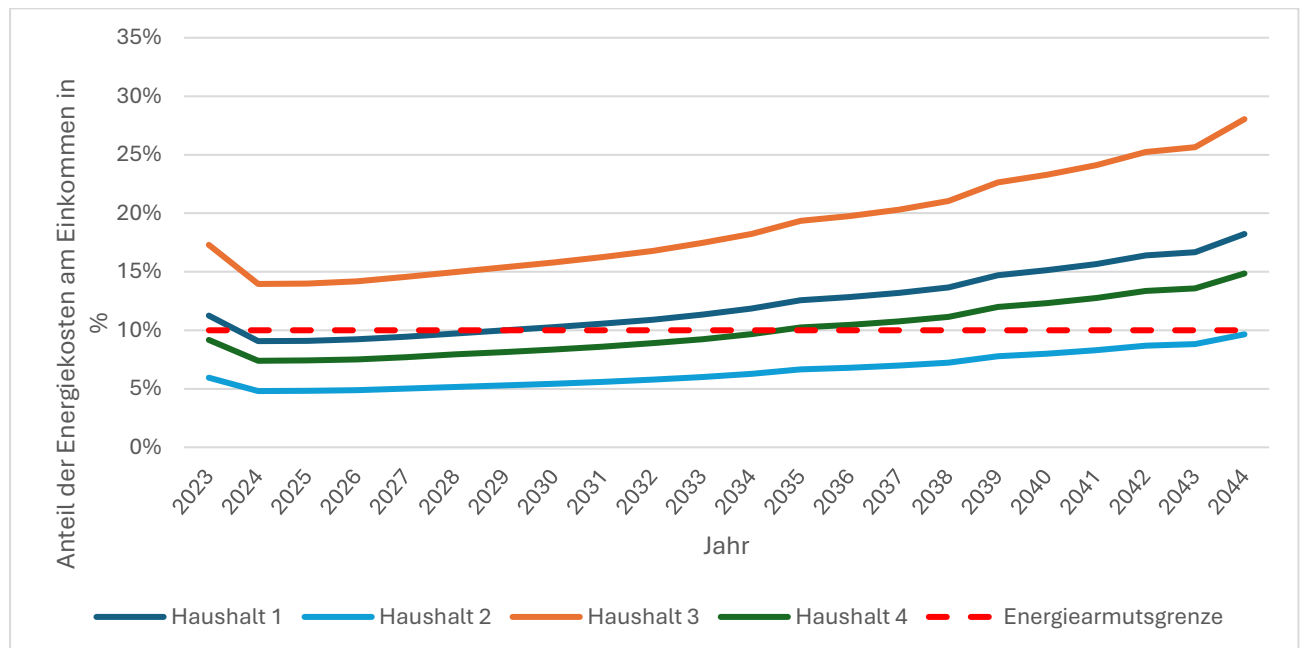
Haushalte des Typs 2 geben im Jahre 2023 ungefähr 6,0 %, und damit circa 0,4 Prozentpunkte mehr als im Referenzszenario, für Raumwärme und Warmwasserversorgung mit Gas aus. Dieser Anteil steigt über die Zeit und erreicht in 2044 mit 9,7 % seinen Hochpunkt. Damit befindet sich auch der Haushalt des Typs 2 auf Grund der stark steigenden Entgelte an der Grenze zur Energiearmut, überschreitet sie jedoch, im Gegensatz zum Referenzszenario, nicht.

Wie im Referenzszenario sind **Haushalte des Typ 3** schon im Jahre 2023 durch ihre Gaskosten überbelastet. Auf Grund der degressiven Abschreibung geben sie in diesem (hypothetischen) Jahr dann mit 17,3 % sogar fast einen Prozentpunkt mehr für den Gasverbrauch aus. Zwar sinkt auch hier die Belastung bis 2024, in diesem Szenario auf 14,0 %, jedoch bleibt der Haushalt weiterhin deutlich überbelastet. Der Anstieg der Belastung verläuft im Gegensatz zum Referenzszenario etwas flacher und die maximale Belastung im Jahre 2044 liegt bei hohen 28,0 % des Einkommens, also 3,2 Prozentpunkte unterhalb der Belastung im Referenzszenario.

Für **Haushalte des Typs 4** liegt die Belastung im Jahre 2023 bei 9,2 %, dementsprechend 0,5 Prozentpunkte höher als im Referenzszenario. Auch hier sinkt die Belastung bis 2024 um fast zwei Prozentpunkte, nimmt über die nächsten Jahre jedoch wieder zu. Im Jahre 2035, also ein Jahr später als im Referenzszenario, überschreiten die Haushalte durch die Belastung die Energiearmutsgrenze. Durch einen weiteren, wenn auch abgeflachten, Anstieg liegt der Anteil der Energiekosten für Haushalte des Typ 4 im Jahr 2044 dann bei 14,9 % des Einkommens und damit um mehr als eineinhalb Prozentpunkte niedriger als im Referenzszenario.

Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass eine Änderung der Abschreibungsmethodik von linear auf degressiv, trotz verkürzter Abschreibungsdauern, zu einer Senkung der Kostenanstiege führt. Zwar liegt die Kostenbelastung in den ersten Jahren höher als im unveränderten Ordnungsrahmen, jedoch liegen die Belastungen in den späteren Jahren deutlich niedriger. Dies verzögert für die Haushalte 1 und 4 das Überschreiten der Energiearmutsgrenze um ein Jahr und verhindert es für Haushalt 2 vollkommen.

Abbildung 3-7: Entwicklung der anteiligen Einkommensbelastung für alle vier Haushaltstypen im Szenario 1



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

3.2.3 Szenario 2

Das Szenario 2 beschreibt eine auf Szenario 1 aufbauende Anpassung des Ordnungsrahmens. Neben den Anpassungen der Abschreibungsmodalitäten aus Szenario 1 werden die Regulierungsperioden von fünf Jahren auf ein Jahr verkürzt. Dadurch werden Netzbetreiber dazu verpflichtet, Kosteneinsparungen auf Grund der Verringerung der Gasnetzes direkt an die Letztverbraucher:innen weiterzugeben. Dementsprechend fallen die Netzentgelte, ab den späten 2030er Jahren geringer aus als im Szenario 1 (vgl. [Abbildung 3-3](#)).

Kosten für Haushalte nach Verbrauch

Durch die schnellere Weitergabe der Kosteneinsparungen der Unternehmen, fallen sowohl die Kosten als auch die Kostensteigerungen in diesem Szenario geringer aus. Zwar gibt es jeweils einen Anstieg des Kostenzuwachses Mitte und Ende der 2030er, jedoch ist die Steigung hier moderater als im Referenzszenario. Ab 2040 nimmt der Anstieg der Steigung sogar ab und die starke Kostensteigerung zwischen 2043 und 2044 bleibt aus.

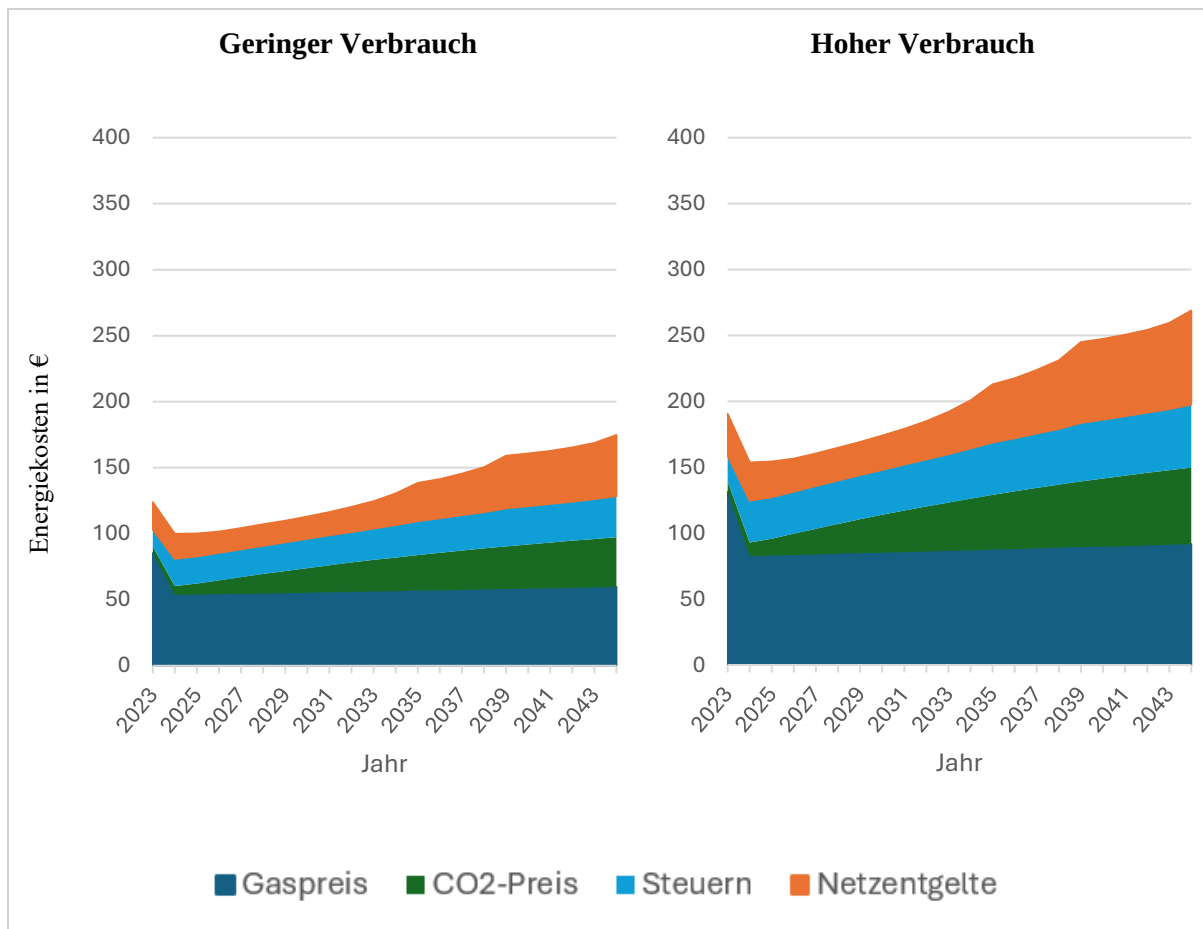
Allgemein entwickeln sich die Kosten bis 2039 analog zu denen unter Szenario 1. Ab dem Jahr 2039 fallen die Kosten jedoch geringer aus. Das ist der Fall auf Grund der stark zurückgehenden Gasnachfrage und den damit einhergehenden Kosteneinsparungen der

Netzbetreiber durch immer großflächigere Stilllegungen. Die Entwicklung der absoluten Kosten im Szenario 2 ist in [Abbildung 3-8](#) zu sehen.

Für **Haushalte mit geringem Verbrauch** (Typ 1 und 2) liegen die Kosten für Erdgas analog zu Szenario 1 bei 124 € monatlich. Ab 2039 fallen die Kosten dann geringer aus. Statt 162 € wie im Szenario 1 liegen die Kosten nur noch bei 159 € im Monat. Diese Differenz wird über die nächsten Jahre größer, sodass die monatlichen Kosten im Jahre 2044 bei 175 € statt 201 € liegen. Das liegt daran, dass die Netzentgelte zwischen 2039 und 2044 in Szenario 2 nur um den Faktor 1,2 statt 1,6 wie im Szenario 1 oder 2,0 wie im Referenzszenario steigen.

Auch für **Haushalte mit hohem Verbrauch** (Typ 3 und 4) ist eine analoge Entwicklung zu beobachten. Geben diese Haushalte 2023 noch 190 € für Gaskosten aus, so sind es im Jahr 2039 mit 245€ schon 4€ weniger als im Szenario 1. Bis 2044 wächst diese Differenz, sodass die monatlichen Energieausgaben im Jahr 2044 bei 269 € liegen. Damit geben Haushalte mit hohem Verbrauch 2044 monatlich 40 € weniger als im Szenario 1 und 75 € weniger als im Referenzszenario für den Gasverbrauch aus.

Abbildung 3-8: Monatliche Energiekosten im Szenario 2 bei geringem und hohem Verbrauch



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Belastung von Haushalten

Durch die geringeren Kosten als in den beiden anderen Szenarien fällt auch die Belastung der Haushalte geringer aus, wobei jedoch auch der abgeflachte Kostenanstieg in Szenario 2 zu Überbelastungen führt. Wie sich die anteiligen Belastungen für die vier Haushalte entwickeln, ist in [Abbildung 3-9](#) dargestellt.

Für **Haushalte des Typs 1** verläuft der Anteil der monatlichen Energiekosten bis 2039 analog zu denen im Szenario 1. Ab dem Jahr 2039 nimmt der Anstieg der Belastung im Gegensatz zu dem Szenario 1 ab. Im Jahr 2044 liegt der Anteil des Einkommens, den ein Haushalt des Typ 1 für Raumwärme und Warmwasser ausgeben muss, bei 15,9 % und damit mehr als zwei Prozentpunkte unter der Belastung in Szenario 1 und mehr als vier Prozentpunkte unter der Belastung im Referenzszenario.

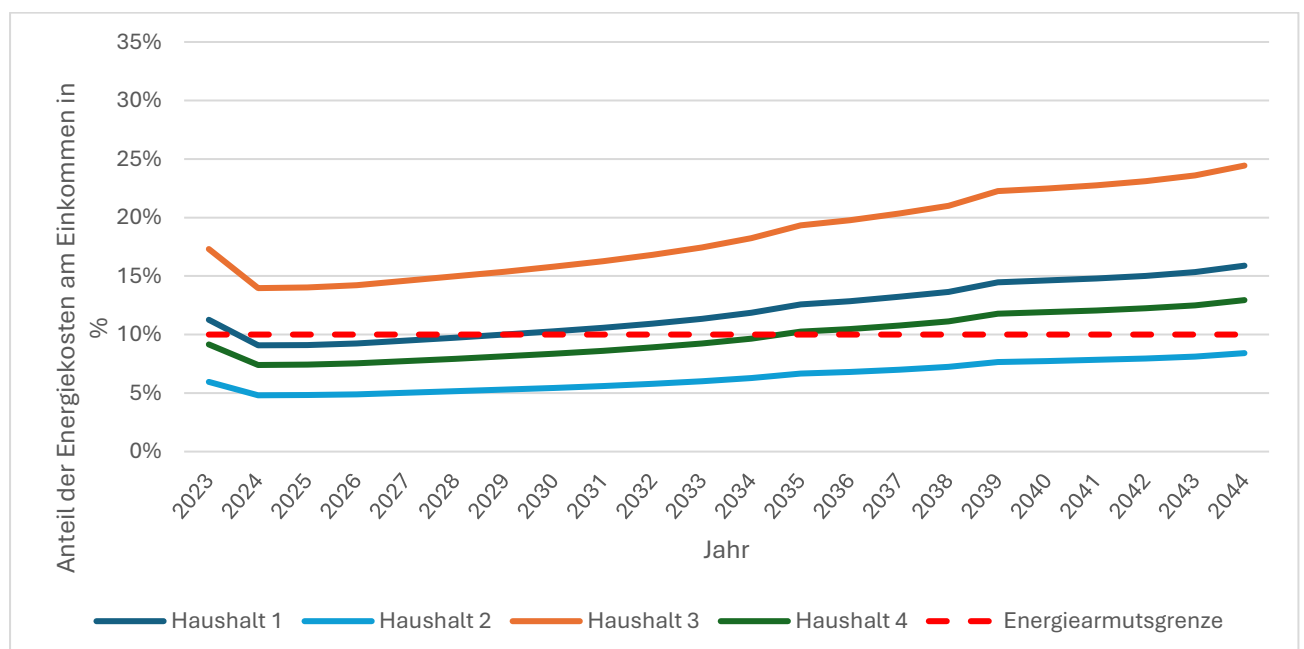
Für **Haushalte des Typ 2** bedeutet die Abschwächung der Kostensteigerungen durch die schnellere Weitergabe von Kosteneinsparungen in Szenario 2, dass sie bis 2044 unterhalb der

Energiearmutsgrenze bleiben. Analog zu Szenario 1 geben sie im Jahr 2023 6,0 % ihres Einkommens für Energie aus. Ab dem Jahr 2039 liegt die Belastung mit 7,7 % schon unter der Belastung im Szenario 1. Bis 2044 steigt der Kostenanteil moderat an, sodass Haushalte des Typs 2 zuletzt 8,4 % ihres Einkommens für den Gasverbrauch ausgeben. Damit liegt auch hier die Belastung deutlich unter der in den beiden andere Szenarien.

Haushalte des Typ 3 liegen weiterhin in allen Jahren weit über der Energiearmutsgrenze. Im Jahr 2023 geben sie analog zu Szenario 1 ungefähr 17,3 % ihres Einkommens für Raumwärme und Warmwasser aus. Diese Belastung steigt weiter an, sodass sie im Jahr 2039 bei 22,3 % liegt. Damit ist der Anteil um 0,3 Prozentpunkte niedriger als im Szenario 1. Bis 2044 steigt der Kostenanteil dann auf 24,4 % und liegt somit dreieinhalb Prozentpunkte unter dem Wert im Szenario 1 und fast sieben Prozentpunkte unter dem im Referenzszenario.

Auch für **Haushalte des Typ 4** liegt der Anteil der Energiekosten an ihrem Einkommen mit 11,8 % statt 12,0 % ab dem Jahr 2039 unter dem Anteil in Szenario 1. Bis ins Jahr 2044 steigt der Kostenanteil dann auf 12,9 % des Einkommens und liegt damit sichtlich unter den Belastungen in Szenario 1 und dem Referenzszenario.

Abbildung 3-9: Entwicklung der anteiligen Einkommensbelastung für alle vier Haushaltstypen im Szenario 2



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

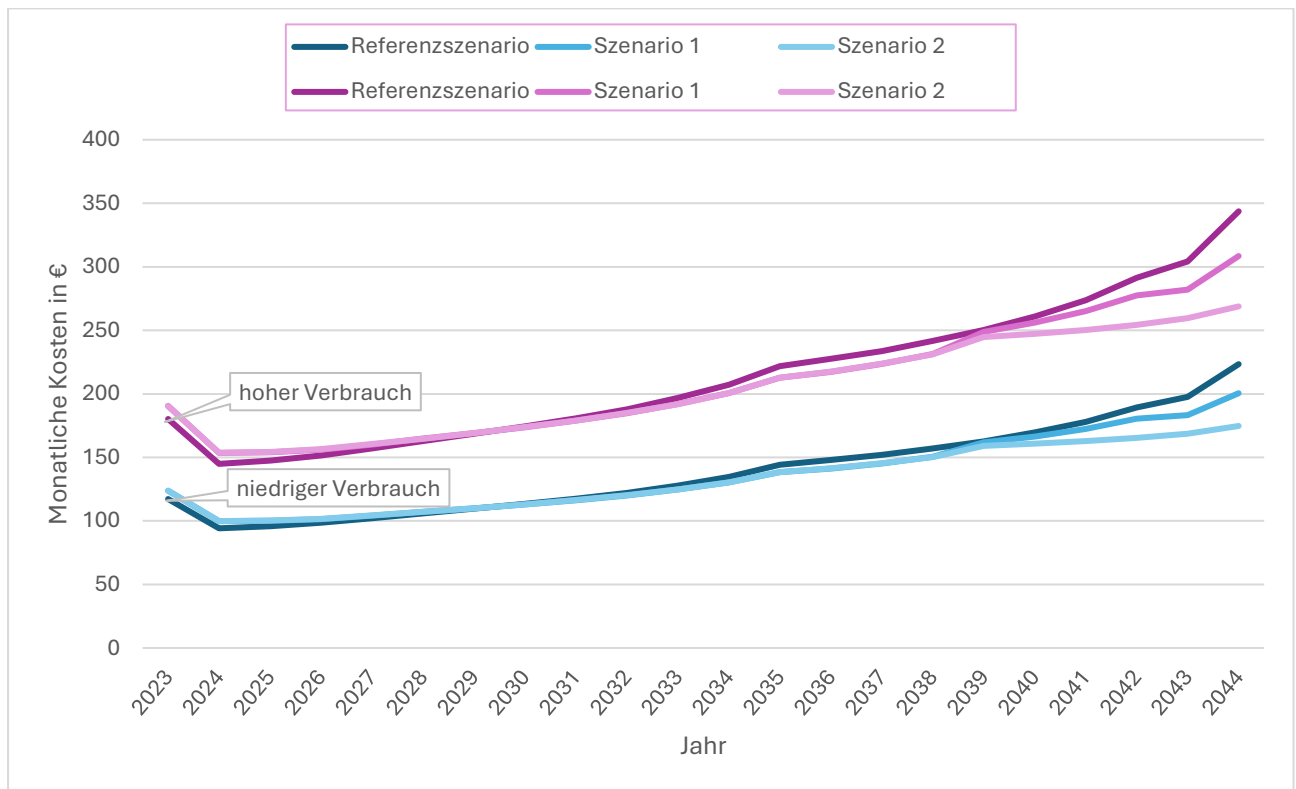
3.2.4 Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass die monatlichen Energiekosten für Gas und dementsprechend auch der Anteil dieser am Einkommen aller Haushaltstypen bis 2044 stark ansteigen werden.

Der absolute Wert der Energiekosten hängt maßgeblich vom Verbrauch des Haushaltes ab. Wie in [Abbildung 3-10](#) zu sehen, liegen die Kosten für Haushalte mit hohem Verbrauch (pinke Linien) durchgehend höher als die der Haushalte mit niedrigem Verbrauch (blaue Linien). Die Kostensteigerungen verlaufen aber innerhalb der jeweiligen Szenarien per Konstruktion parallel.

Zwar steigen alle Kostenanteile über die Zeit an, jedoch ist der Kostenanstieg der Netzentgelte im Referenzszenario der gravierendste. Da Steigerungen aller Kosten außer den Netzentgelten zwischen den Szenarien konstant sind, sind die geringeren Kostensteigerungen in den Szenarien 1 und 2 auf die veränderten Netzentgelte durch die Anpassungen des Ordnungsrahmens zurückzuführen. Durch die Anpassung der Abschreibungsmodalitäten auf einen Degressivsatz von jährlichen 11,4 %, steigen zwar wie erläutert die Netzentgelte und damit die Gesamtkosten in den ersten Jahren gegenüber den Kosten im Referenzszenario leicht an, jedoch liegen sie ab 2030 unterhalb der Netzentgelte bei unverändertem Ordnungsrahmen. Bis ins Jahr 2039 verlaufen die Kostensteigerungen für das Szenario 1 und Szenario 2 gleich. Ab 2039 lässt sich dann ein Unterschied in der Kostensteigerung zugunsten des Szenario 2 erkennen. Da ab den späten 2030ern und insbesondere der ersten Hälfte der 2040er ein immer größerer Teil der Letztverbraucher:innen den Energieträger wechseln wird, steigt im Referenzszenario und Szenario 1 die Belastung der verbleibenden Haushalte in diesen Jahren noch einmal stark an. Im Szenario 2 fällt diese Kostensteigerung deutlich flacher aus, da die Kosteneinsparungen der Unternehmen durch ein immer schneller schrumpfendes Netz direkt in die Erlösbergrenze eingehen und damit die Netzentgelte senken.

Abbildung 3-10: Übersicht Monatliche Energiekosten für Gas bei hohem und niedrigem Verbrauch in allen Szenarien



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Unabhängig vom Szenario zeigen die Berechnungen jedoch, dass fast alle betrachteten Haushaltstypen ab einem gewissen Punkt durch die steigenden Netzentgelte über die Energiearmutsgrenze fallen. Bezeichnend ist dabei, dass nicht nur Haushalte des Typ 1 und 3, die zu dem untersten Einkommensdezil gehören, sondern auch durchschnittlich verdienende Haushalte, hier durch Typ 2 und Typ 4 repräsentiert, im Zeitverlauf durch ihre Gaskosten massiv finanziell belastet werden. Wichtig zu beachten ist auch, dass selbst im Szenario 2, das in meiner Analyse die tiefgreifendste Veränderung des Ordnungsrahmens darstellt, die Netzentgelte noch zu einer starken finanziellen Belastung bei den Haushalten führen. Die einzige Ausnahme bietet hier der Haushalt des Typs 2, der auf Grund seines geringen Verbrauchs und hohen Einkommens in den Szenarien 1 und 2 nicht über die Energiearmutsgrenze fällt.

Die wichtigsten Erkenntnisse dieses Abschnittes sind also:

- 1) Die Netzentgelte werden im Zeitraum bis 2044 stark ansteigen. Eine Anpassung des Ordnungsrahmens kann diese Steigerung jedoch abmildern.

- 2) Eine Einführung verkürzter Abschreibungsdauern und ein Wechsel von der linearen zur degressiven Abschreibungsmethode führt zu höheren Netzentgelten und damit Gaskosten in der kurzen Frist, kann langfristig aber Kosten für Haushalte senken.
- 3) Eine Verkürzung der Regulierungsperioden auf ein Jahr kann die Steigerung der Netzentgelte ab 2039 senken.
- 4) Je höher der Verbrauch eines Haushaltes, desto höher sind die absoluten Gaskosten.
- 5) Haushalte mit einem niedrigeren Einkommen sind durchwegs stärker anteilig durch Energiekosten belastet als Haushalte mit einem durchschnittlichen Einkommen.
- 6) Sowohl Haushalte mit geringem als auch Haushalte mit mittlerem Einkommen werden durch die steigenden Netzentgelte finanziell belastet und überbelastet werden. In fast allen Szenarien steigen die Netzentgelte, trotz Anpassungen des Ordnungsrahmens, so stark an, dass auch durchschnittlich verdienende Haushalte die Energiearmutsgrenze überschreiten.

Diese Berechnungen zeigen, dass es auch bei Anpassungen des Ordnungsrahmens zu finanziellen Überbelastungen bei Haushalten kommen kann. Diese Gefahr besteht insbesondere für Haushalte mit niedrigem Einkommen und hohem Verbrauch. Um einen schnellen aber auch sozial verträglichen Gasausstieg umzusetzen, ist es deswegen wichtig, dass über eventuell notwendige Entlastungen nachgedacht wird. Im folgenden Abschnitt werde ich Abschätzungen über die Höhe der notwendigen Entlastungen treffen und verschiedene Entlastungsmöglichkeiten diskutieren.

4 Lösungsstrategie: vorrausschauende Politikmaßnahmen

Wie die Berechnungen der vorangegangenen Abschnitte zeigen, werden die Netzentgelte trotz Anpassungen des Ordnungsrahmens in Zukunft stark steigen. Dies bedeutet insbesondere für Haushalte der unteren Einkommensdezile starke finanzielle Belastungen, jedoch werden auch Haushalte mit durchschnittlichem Einkommen deutlich höhere Kosten tragen müssen. Unter den von mir getätigten Berechnungen steigen die finanziellen Belastungen so stark an, dass selbst Haushalte mit einem durchschnittlichen Einkommen, bei hohem Verbrauch, bis einschließlich ins Szenario 2 über die Energiearmutsgrenze fallen. Bei der Ausgestaltung des Ordnungsrahmens sollte diesen Belastungen frühzeitig begegnet werden. Dafür werden eventuell vorrausschauende Entlastungsstrategien notwendig werden.

4.1 Höhe der notwendigen Entlastungen

In welcher Höhe Entlastungen notwendig werden, werde ich in dem folgenden Abschnitt für die Beispielhaushalte approximieren. Um einen Überblick über die ungefähre Höhe der gesamtwirtschaftlich notwendigen Entlastungen zu bekommen, werde ich anschließend eine Beispielrechnung für ganz Deutschland durchführen.

4.1.1 Für typisierte Haushalte

Um die Höhe der notwendigen Entlastungen für die angenommenen Typ-Haushalte zu berechnen, habe ich die tatsächlichen Netzentgelte der verschiedenen Szenarien mit den maximal zulässigen Netzentgelten in Bezug gesetzt, sodass der Haushalt nicht über die Energiearmutsgrenze fällt. Die maximalen Netzentgelte habe ich auf Basis der Energiearmutsgrenze und der Entwicklung der brutto Gesamtgaskosten, exklusive der Netzentgelte, berechnet. Die Energiearmutsgrenze besagt, dass Haushalte die mehr als 10 % ihres Einkommens für Energiekosten, ausgeben, energiearm sind (Henger und Stockhausen 2022, S. 1). Hier beziehe ich mich ausschließlich auf die Kosten für den Gasverbrauch für Raumwärme und Warmwasser. In manchen Interpretationen der Energiearmut werden auch die Kosten für Strom mit einberechnet. Dementsprechend würde unter dieser Interpretation die Energiearmutsgrenze für die Haushalte schon deutlich früher überschritten werden, da zu den Gaskosten noch Stromkosten hinzukommen.

Um die Energiearmutsgrenze in absoluten Zahlen darzustellen, habe ich für jeden Haushaltstyp den maximalen Absolutbetrag der monatlichen brutto Gaskosten als 10 % des jeweiligen Einkommens berechnet. Die Differenz zwischen diesem Betrag und den Gaskosten ohne die Netzentgelte ergibt dann die maximale Höhe der Netzentgelte, damit der Haushalt nicht über die Energiearmutsgrenze fällt. Die notwendigen Entlastungen der Netzentgelte ergeben sich aus der Differenz der tatsächlichen Netzentgelte und den maximal zulässigen Netzentgelten. Sind die Energiekosten jedoch schon ohne die Netzentgelte höher als 10 % des Einkommens, so gehen die Entlastungsbeträge über die Entlastung der Netzentgelte hinaus. Das bedeutet, dass die vollständigen Netzentgelte, sowie noch weitere Anteile der Gaskosten finanziert werden müssten, damit ein Haushalt nicht energiearm wird. Die letztgenannten Aspekte übersteigen jedoch den Rahmen dieser Arbeit, spiegeln aber über die Netzentgelte hinausgehende Problematiken der Energiearmut und allgemeinen Armut wider.

Abbildung 4-1 bis Abbildung 4-12 zeigen die Differenz der tatsächlichen Netzentgelte (orange) in dem jeweiligen Szenario und der maximal zulässigen Netzentgelte, damit der jeweilige Haushalt die Energiearmutsgrenze nicht überschreitet (blau), auf. Diese Differenz entspricht den notwendigen Entlastungszahlungen. Unterschreiten die maximalen Netzentgelte die Nulllinie bedeutet dies, dass die Energiekosten exklusive der Netzentgelte schon einen Anteil von über 10 % des Einkommens ausmachen. In diesem Fall kann eine Entlastung der Netzentgelte nicht helfen, die komplette Überbelastung aufzufangen. Die Balken zwischen den beiden Linien bilden die Differenz der beiden Netzentgelte ab. Sind die tatsächlichen Netzentgelte niedriger als die maximalen Netzentgelte, so sind die Balken grün, wenn die tatsächlichen Netzentgelte jedoch die maximalen überschreiten, so sind die Balken rot. Die Höhe der roten Balken entspricht den benötigten Entlastungszahlungen, um das Überschreiten der Energiearmutsgrenze für den jeweiligen Haushalt zu verhindern. Für alle Haushalte steigt die blaue Linie zwischen 2023 und 2024 auf Grund der gesunkenen Gaskosten an, und sinkt danach fast linear ab. Dieses Sinken der maximalen Netzentgelte ist auf die Steigerung der Gaskosten, insbesondere des CO₂-Preises, zurückzuführen. Die tatsächlichen Netzentgelte verlaufen für alle Haushalte innerhalb eines Szenarios analog. Sie entsprechen den Verläufen aus Abbildung 3-1 bis Abbildung 3-3. Die Unterschiede in der Höhe der notwendigen Entlastungen sind dementsprechend auf Unterschiede in den absoluten Höhe der maximalen Netzentgeltkurve auf Grund der individuellen Haushaltseinkommen und Verbräuche, sowie die Unterschiede der tatsächlichen Netzentgelte in den einzelnen Szenarien zurückzuführen.

Referenzszenario

Wie in den vorherigen Abschnitten beschrieben, fällt die Steigerung der Netzentgelte im Referenzszenario am drastischsten aus. Dementsprechend sind auch die Belastungen und dadurch notwendigen Entlastungen in diesem Szenario am höchsten. Wie aus den Berechnungen der Anteile der Energiekosten am Einkommen hervor geht, hängt die Belastung massiv von Einkommen und Verbrauch des Haushalts ab. Je niedriger das Einkommen, desto höher die anteilige Belastung durch Energiekosten. Außerdem steigt durch einen höheren Verbrauch auch die absolute Belastung und damit bei konstanten Einkommen auch die relative. Diese Tendenzen spiegeln sich in den Ergebnissen zu den notwendigen Entlastungen wider.

Wie in [Abbildung 4-1](#) zu sehen, liegen die tatsächlichen Netzentgelte für **Haushalte des Typ 1**, abgesehen vom Jahr 2023, bis 2029 oberhalb der maximalen Netzentgelte. Ab dem Jahr 2029 kehrt sich dieses Verhältnis jedoch um, was eine Überbelastung des Haushaltes auf Grund steigender Netzentgelte signalisiert. Diese wird über die Zeit immer drastischer, sodass die maximalen Netzentgelte Ende der 2030er Jahre negativ werden, also Entlastungen über die Netzentgelte hinaus notwendig wären. Für Haushalte des Typ 1 entspricht die Differenz im Jahr 2044 dann 13,08 ct/kWh beziehungsweise 113,38 € im Monat. Davon entsprechen 11,98 ct/kWh beziehungsweise 103,81 € im Monat den gesamten Netzentgelten. Die Belastung und damit benötigte Entlastung gehen jedoch teilweise über diese hinaus.

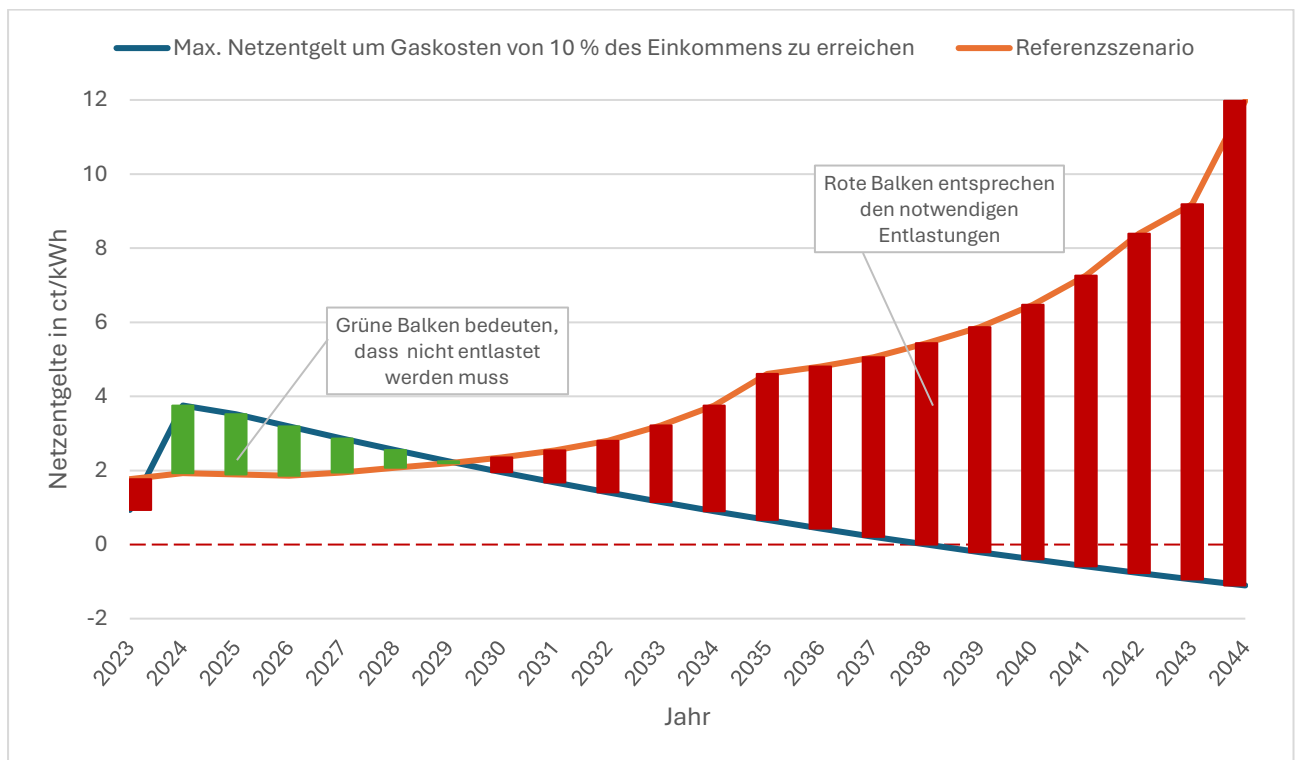
Für **Haushalte des Typ 2** liegen die tatsächlichen Netzentgelte im Referenzszenario, wie in [Abbildung 4-2](#), zu erkennen, bis einschließlich des Jahres 2043 unterhalb der maximalen Netzentgelte, wodurch keine Entlastungen notwendig sind. Erst im Jahr 2044 überschreiten die tatsächlichen Netzentgelte die maximalen Netzentgelte, sodass eine Differenz von 1,81 ct/kWh beziehungsweise 15,68 € im Monat entsteht.

Haushalte des Typ 3 hingegen sind im Referenzszenario über den gesamten Zeitraum hinweg überbelastet (siehe [Abbildung 4-3](#)). Die maximalen Netzentgelte sind von Beginn an negativ, da die restlichen Gaskosten in allen Jahren so hoch sind, dass sie mehr als 10 % des Einkommens ausmachen.

Für **Haushalte des Typ 4** bedeuten die steigenden Netzentgelte einen sukzessiven Übergang von unbelastet zu überbelastet, wie in [Abbildung 4-4](#) zu erkennen. Vorerst liegen die tatsächlichen Netzentgelte unterhalb der Maximalen, bis sich dieses Verhältnis ab 2035 umdreht und die Differenz zwischen maximalen und tatsächlichen Netzentgelten immer größer wird. Zu betonen ist hier, dass die maximalen Netzentgelte durchgehend positiv sind, was

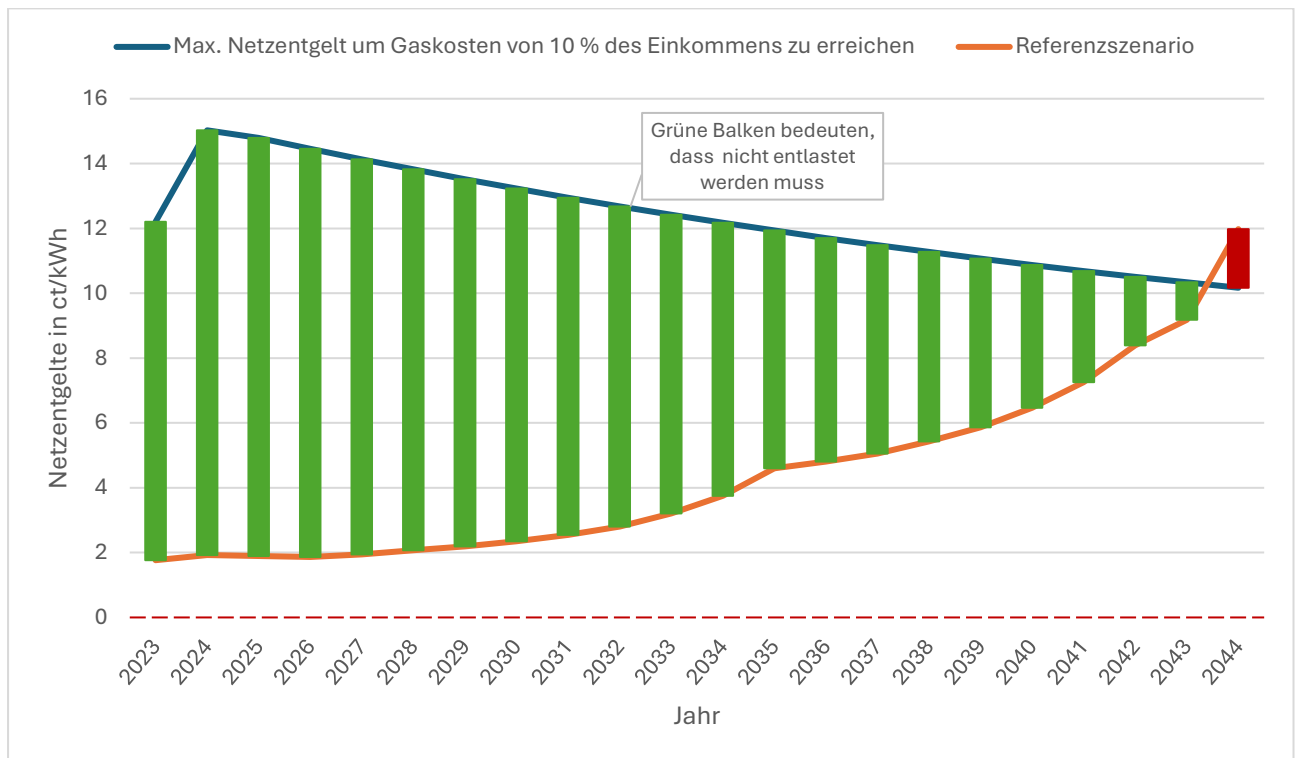
bedeutet, dass die restlichen Gaskosten für den Haushalt von Typ 4 nicht zu einer Überbelastung führen. Im Jahr 2044 ist die maximale Belastung erreicht und die tatsächlichen Netzentgelte liegen um 10,20 ct/kWh beziehungsweise 135,96 € im Monat unter den maximalen.

Abbildung 4-1: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 1 im Referenzszenario



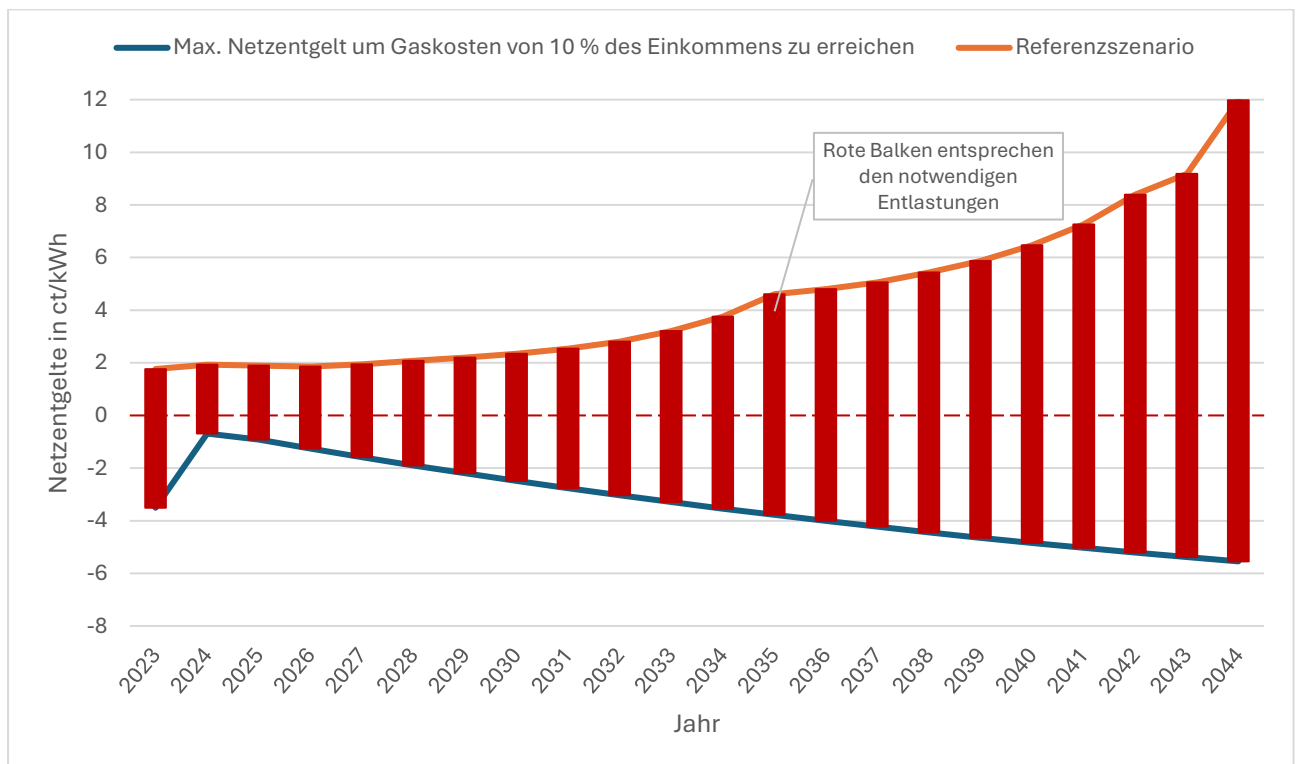
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Abbildung 4-2: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 2 im Referenzszenario



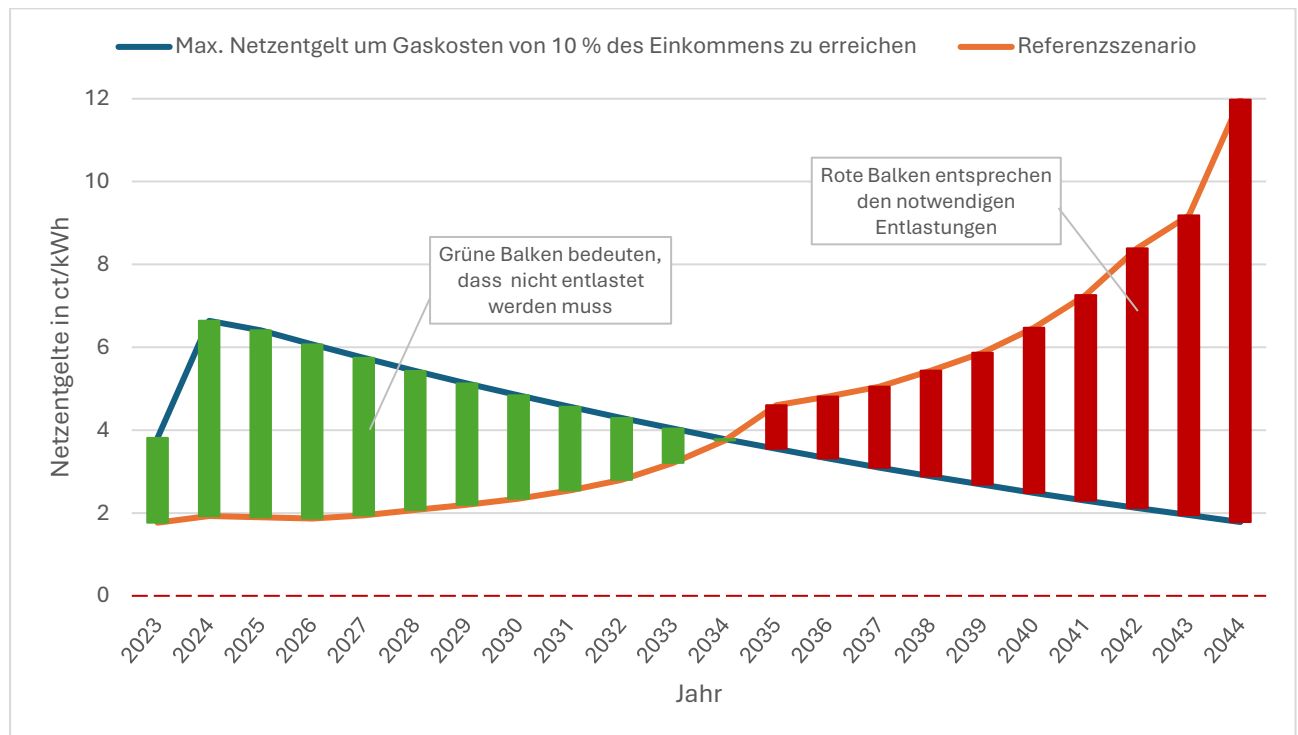
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Abbildung 4-3: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 3 im Referenzszenario



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Abbildung 4-4: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 4 im Referenzszenario



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Szenario 1

Wie auch in den Berechnungen des Abschnittes 3.2.2 gezeigt, führt das Szenario 1 zu einer Kostenerhöhung in der kurzen, aber einer Abflachung der Kostensteigerungen in der mittleren bis langen Frist.

Für **Haushalte des Typ 1** bedeutet dies, wie in [Abbildung 4-5](#) dargestellt, dass sie ab 2029, demselben Jahr wie im Referenzszenario, Netzentgelte zahlen, die dazu führen, dass die Gesamtkosten für Raumwärme und Warmwasserversorgung 10 % ihres Einkommens überschreiten. Die Differenz zwischen den maximalen und tatsächlichen Netzentgelten steigt immer weiter an, sodass Haushalte des Typ 1 ab dem Jahr 2038 negative maximale Netzentgelte aufweisen. Auch hier bedeutet dies, dass die Gesamtkosten ohne die Netzentgelte die 10 % des Einkommens schon überschreiten. Im Jahre 2044 liegt die Differenz zwischen den maximalen Netzentgelten und den tatsächlichen dann bei 10,44 ct/kWh was 90,51 € im Monat entspricht. Diese Werte sind geringer als im Referenzszenario und bestehen zu einem Großteil aus den Netzentgelten, wobei eine Entlastung dieser nicht ausreicht, um den Haushalt unter die Energiearmutsgrenze zu bringen. Zusätzlich zu den Netzentgelten müssten

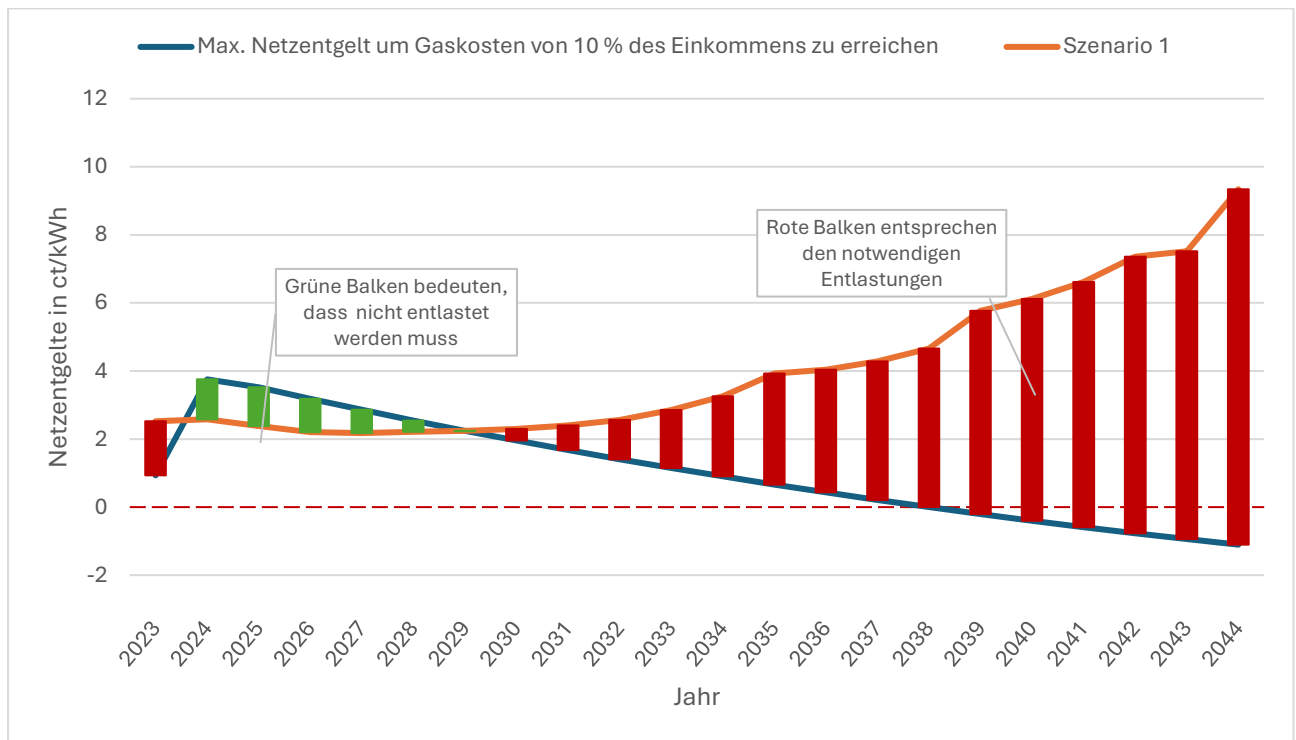
1,10 ct/kWh beziehungsweise 9,57 € im Monat entlastet werden, um die Gaskosten des Haushaltes auf genau 10 % des Einkommens zu reduzieren. Dennoch liegen die benötigten Entlastungen um 2,64 ct/kWh beziehungsweise 22,87 € im Monat unterhalb derer im Referenzszenario.

Für **Haushalte des Typ 2** bewirkt das Szenario 2, dass die maximalen Netzentgelte bis einschließlich 2044 über den tatsächlichen liegen. Dies ist in [Abbildung 4-6](#) ersichtlich. Dementsprechend sind alle Balken in der Graphik grün, und es wird keine Entlastung benötigt.

Haushalte des Typ 3 hingegen sind weiterhin über den gesamten Zeitraum hinweg überbelastet, wie in [Abbildung 4-7](#) zu sehen ist. Sie geben von Beginn an mehr als 10 % ihres Einkommens für die Gaskosten, auch exklusive der Netzentgelte, aus. Dementsprechend sind die maximalen Netzentgelte durchgehend negativ. Die absolute Differenz zwischen den berechneten maximalen und den tatsächlichen Netzentgelten ist aber geringer als im Referenzszenario. Im Jahr 2044 beträgt sie 14,89 ct/kWh beziehungsweise 198,47 € im Monat wovon 9,34ct/kWh beziehungsweise 124,52 € im Monat den Netzentgelten zuzurechnen sind. Dementsprechend sind die benötigten Entlastungen im Szenario 1 für den Haushalt von Typ 2 um 2,64 ct/kWh beziehungsweise 35,16 € im Monat geringer als im Referenzszenario.

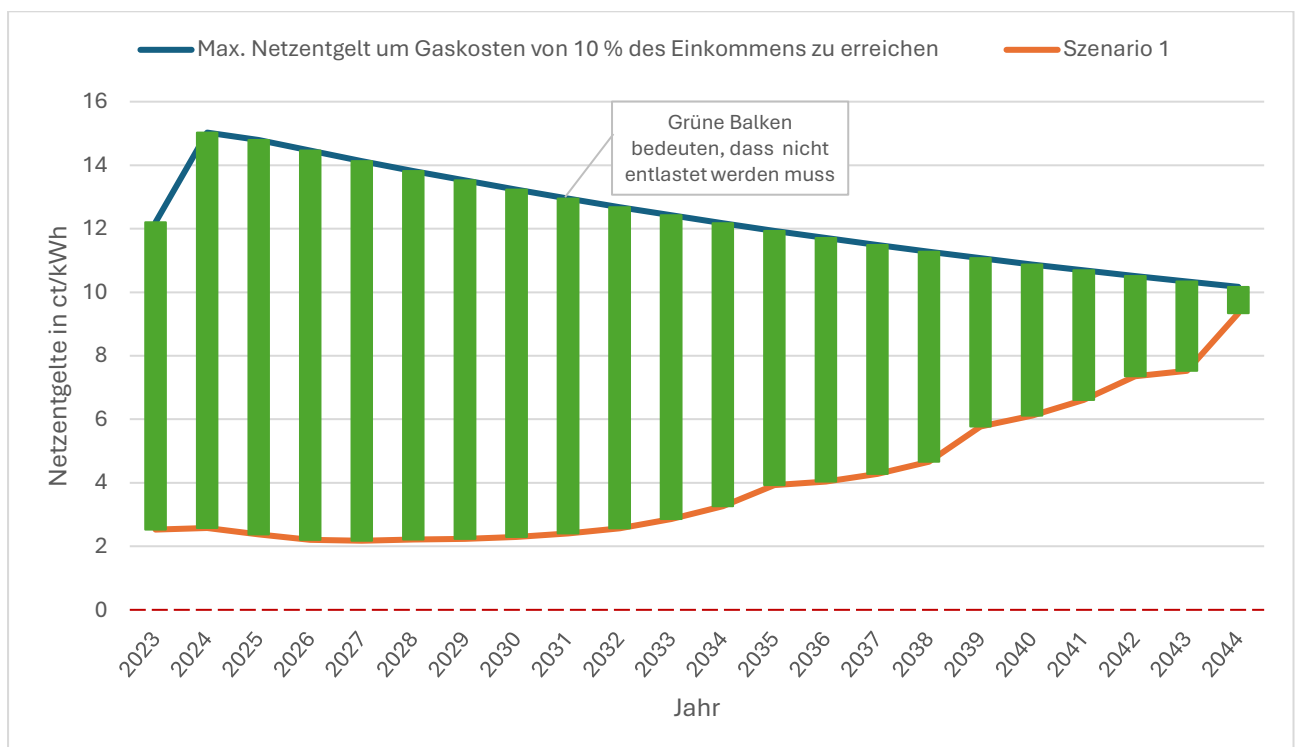
Wie in [Abbildung 4-8](#) dargestellt bewirkt der Wechsel hin zu Szenario 1 für **Haushalte des Typ 4**, dass die absolute Differenz zwischen den maximalen und den tatsächlichen Netzentgelten deutlich geringer ausfällt. Die notwendigen Entlastungen im Jahr 2044 betragen 7,56 ct/kWh beziehungsweise 100,77 € monatlich. Damit liegen sie um 2,64 ct/kWh beziehungsweise 35,19 € im Monat unterhalb der Differenz im Referenzszenario.

Abbildung 4-5: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 1 im Szenario 1



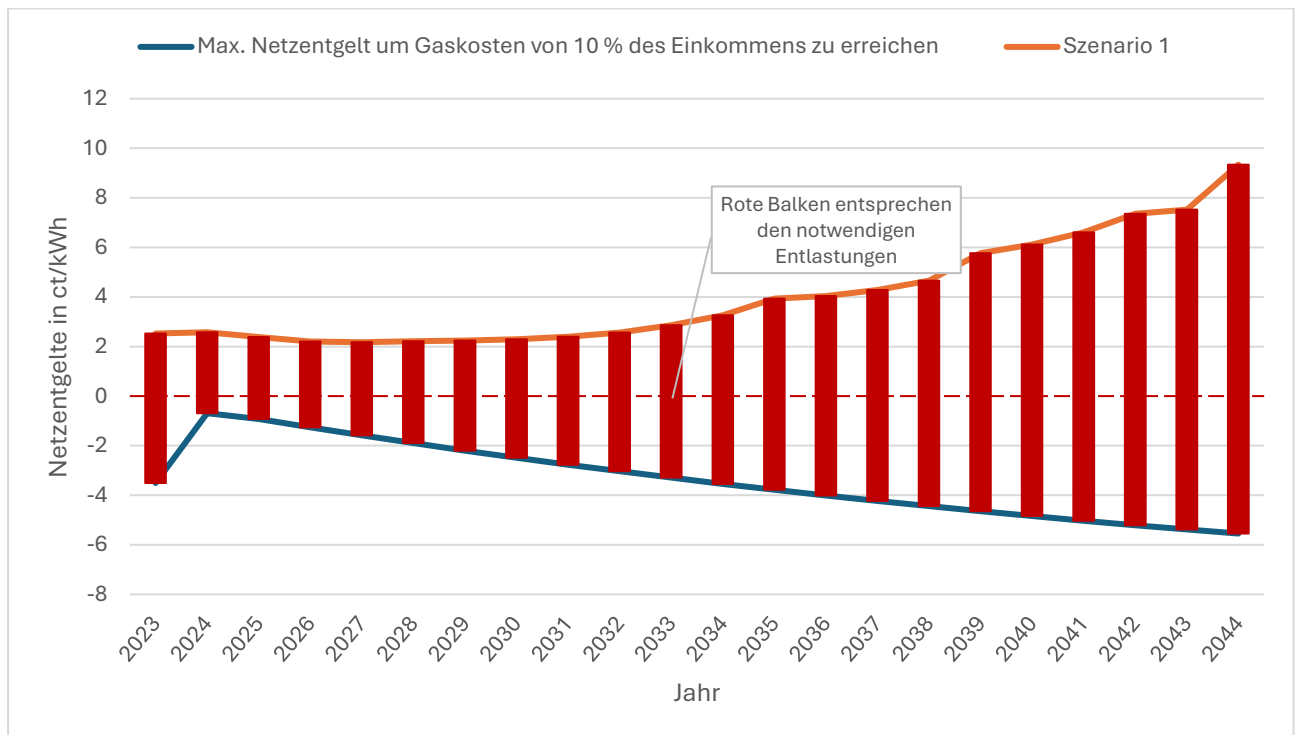
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Abbildung 4-6: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 2 im Szenario 1



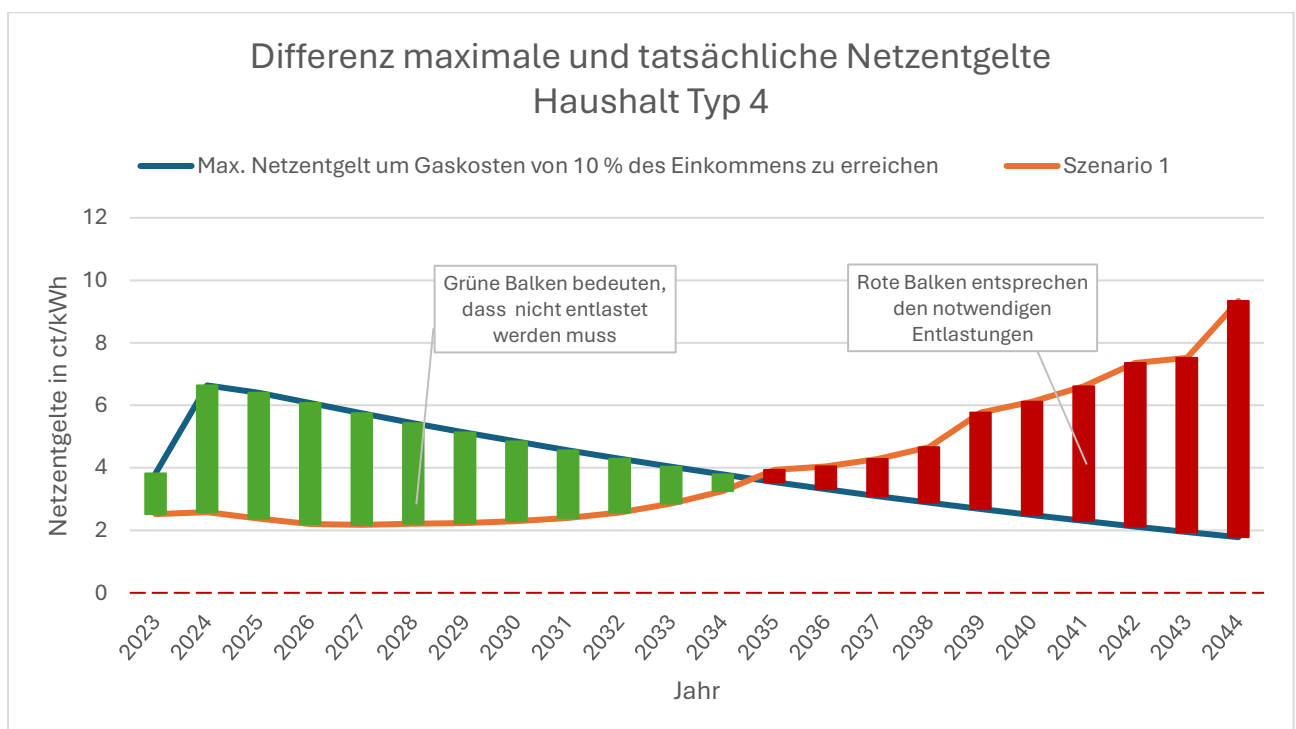
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Abbildung 4-7: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 3 im Szenario 1



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Abbildung 4-8: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 4 im Szenario 1



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Szenario 2

Da im Szenario 2 die Kostensteigerungen weiter sinken, sinkt auch die Höhe der Differenz zwischen den maximalen und tatsächlichen Netzentgelten im Vergleich zu den beiden vorherigen Szenarien.

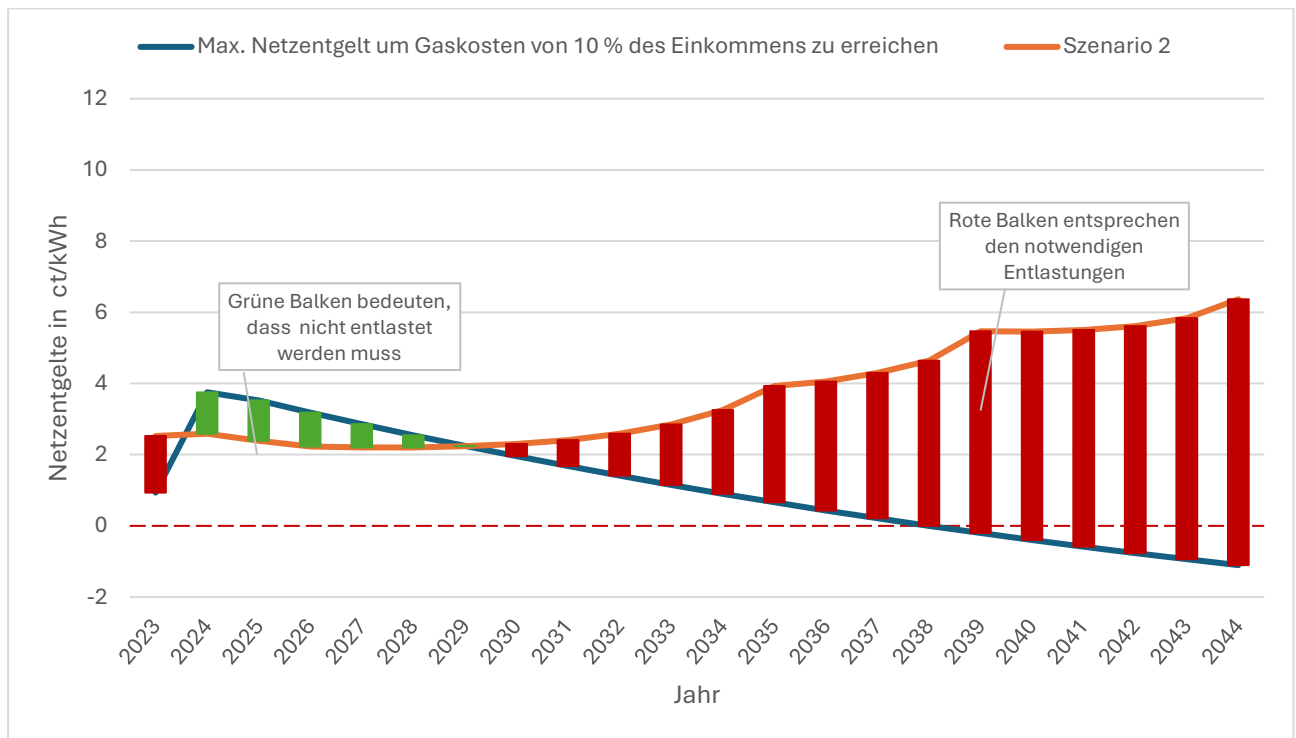
Wie in [Abbildung 4-9](#) erkennbar, bedeutet dies für **Haushalte des Typ 1**, dass die absolute Höhe der Differenz zwischen den maximalen und tatsächlichen Netzentgelten geringer ausfällt als in den vorherigen Szenarien. Im Jahr 2044 beträgt der Unterschied zwischen den maximalen und tatsächlichen Netzentgelten noch 7,47 ct/kWh beziehungsweise 64,74 € im Monat. Damit ist die absolute Höhe um 5,61 ct/kWh beziehungsweise um 48,64 € monatlich geringer als im Referenzszenario.

Haushalte des Typ 2 weisen, wie in [Abbildung 4-10](#) zu erkennen, weiterhin ein durchgehend höheres maximales Netzentgelt als tatsächliches Netzentgelt auf, weswegen keine Entlastungen notwendig sind.

Haushalte des Typ 3 hingegen bleiben weiterhin durchgehend überbelastet und haben dementsprechend über den gesamten Zeitraum hinweg negative maximale Netzentgelte. Dies ist in [Abbildung 4-11](#) dargestellt. Die absolute Höhe dieser ist aber deutlich geringer als in den vorherigen Szenarien. Die Differenz im Jahr 2044 beträgt noch 11,91 ct/kWh beziehungsweise 158,83 € monatlich. Damit ist sie um 5,61 ct/kWh beziehungsweise 74,83 € im Monat geringer als im Referenzszenario.

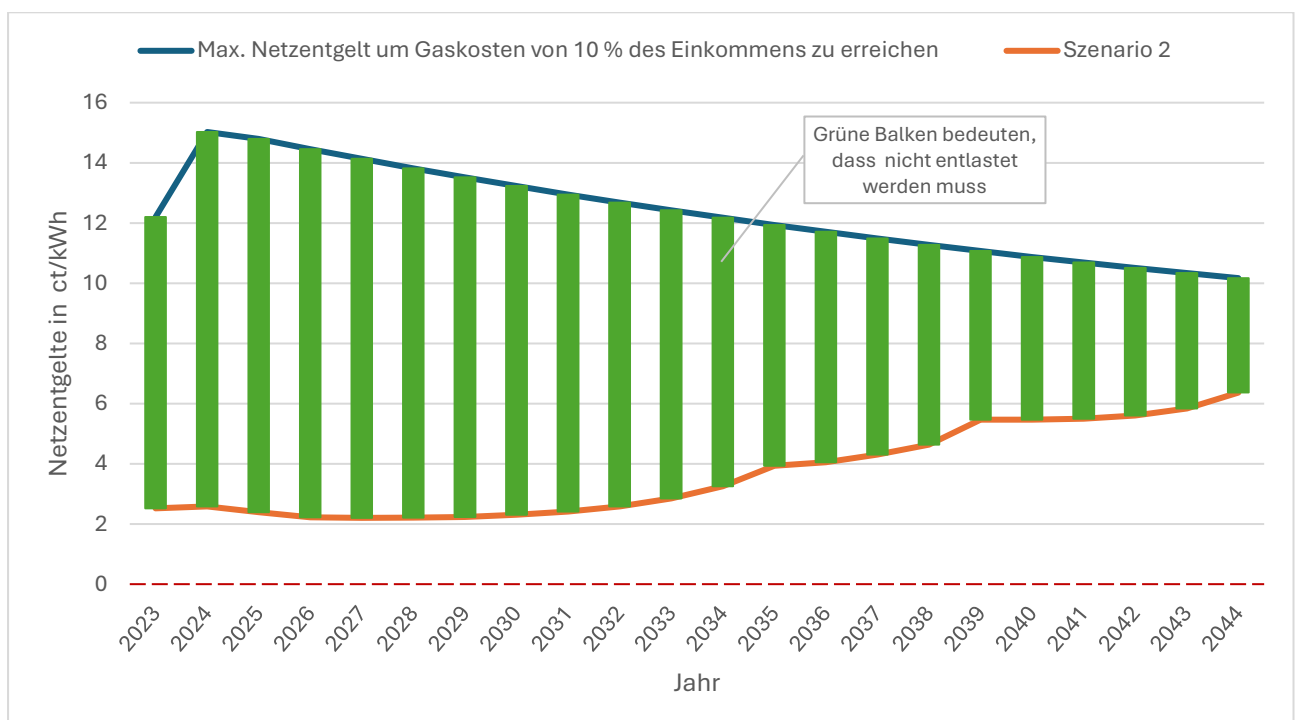
Für **Haushalte des Typ 4** senkt der Wechsel zu Szenario 2 die absolute Höhe der Differenz zwischen den maximalen und tatsächlichen Netzentgelten, wie in [Abbildung 4-12](#) erkennbar ist. Im Jahre 2044 beträgt diese noch 4,58 ct/kWh beziehungsweise 61,13 € monatlich. Damit liegt die Differenz um 5,61 ct/kWh beziehungsweise um 74,83 € im Monat niedriger als im Referenzszenario.

Abbildung 4-9: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 1 im Szenario 2



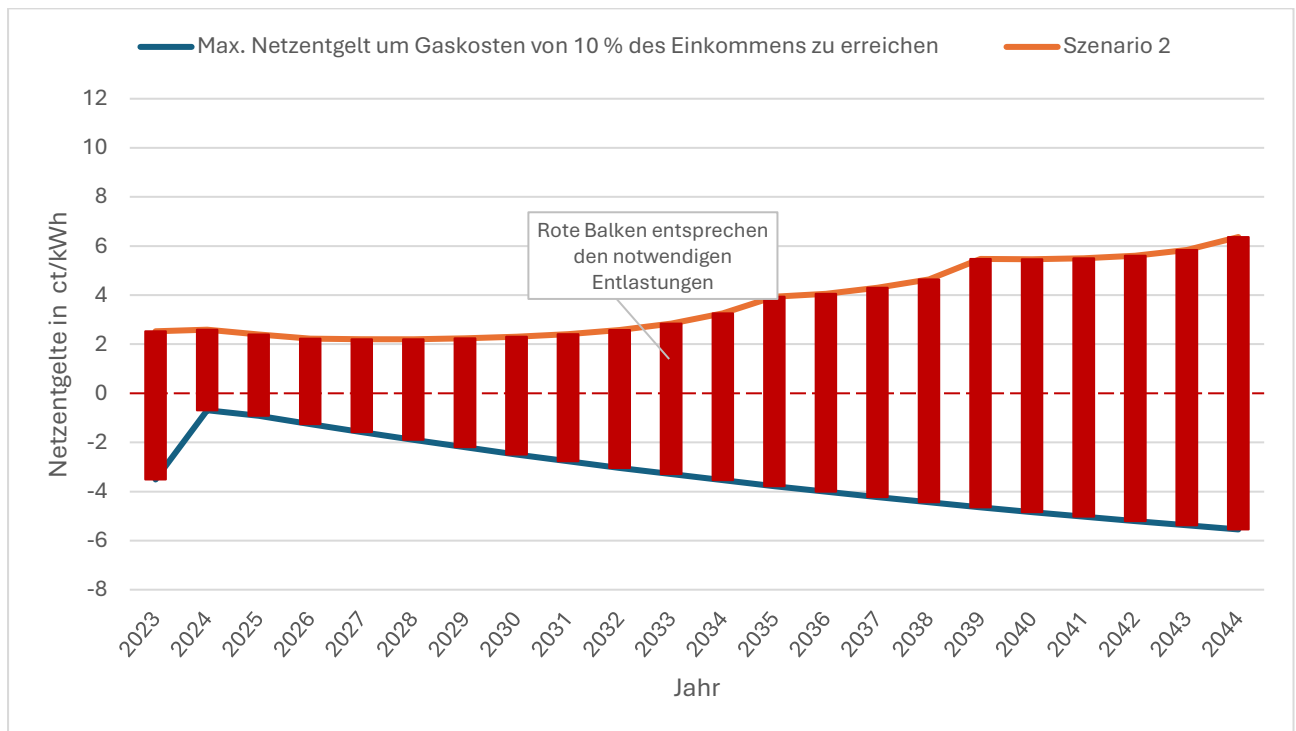
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Abbildung 4-10: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 2 im Szenario 2



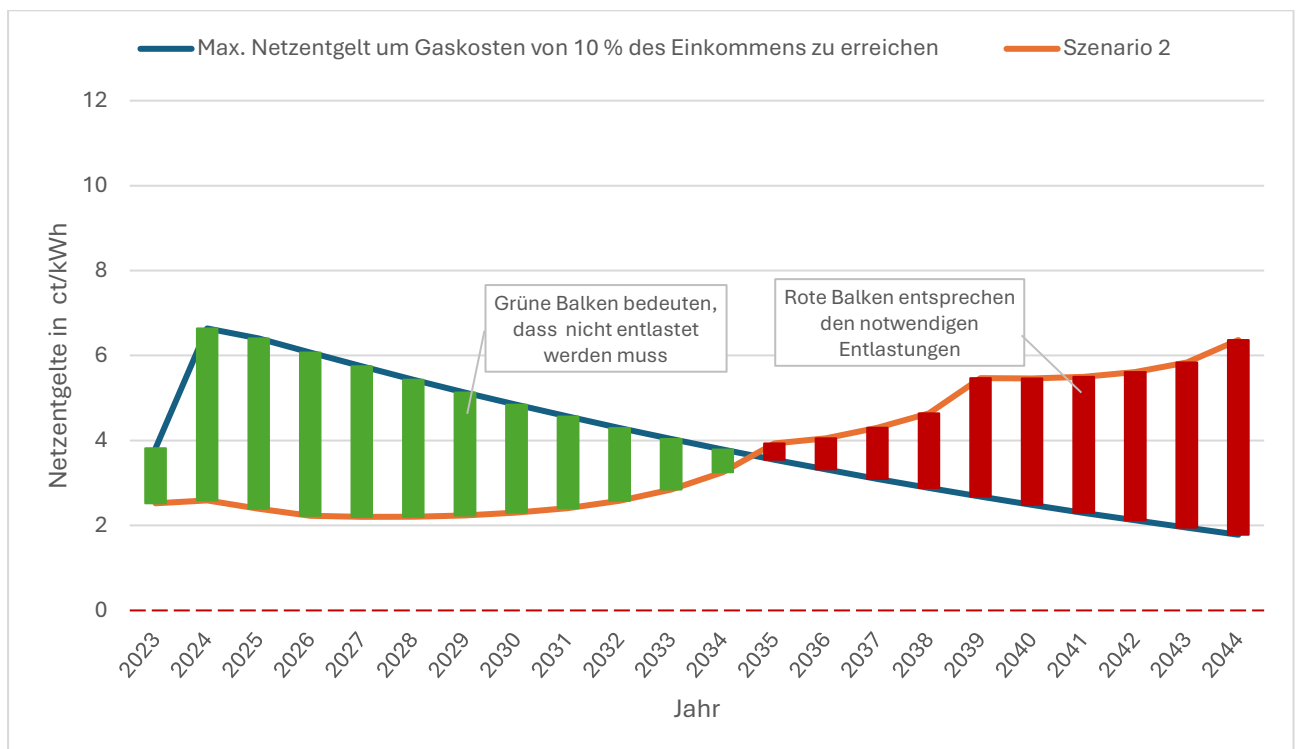
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Abbildung 4-11: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 3 im Szenario 2



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Abbildung 4-12: Differenz der maximalen und tatsächlichen Netzentgelte für Haushalte des Typ 4 im Szenario 2



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass die notwendigen Entlastungen für individuelle Haushalte, analog zu den Belastungen, im Verbrauch und über die Zeit hinweg steigen und im Einkommen und mit fortschreitenden Anpassungen des Ordnungsrahmens sinken. Die Berechnungen machen deutlich, dass Entlastungen nicht nur für Haushalte mit niedrigem Einkommen, sondern auch für solche mit durchschnittlichen Einkommen relevant werden. Zwar senken die betrachteten Anpassungen des Ordnungsrahmens die Netzentgelte und damit die Belastungen, jedoch werden weitere Maßnahmen notwendig sein, um Energiearmut in Deutschland im Zuge der durch den Gasausstieg steigenden Netzentgelte zu verhindern.

4.1.2 Auf nationaler Ebene

Die vorangegangenen Berechnungen haben veranschaulicht, welche absoluten und anteiligen Kostensteigerungen Haushalten auf Grund steigender Netzentgelte entstehen werden und wie hoch Entlastungen für die einzelnen Typhaushalte ausfallen müssten, sodass diese nicht über die Energiearmutsgrenze fallen.

Dieser Abschnitt soll einen Anhaltspunkt für die Höhe solcher Entlastungszahlungen auf nationaler Ebene in Deutschland bieten.

Um eine Abschätzung der jährlich entstehenden notwendigen Entlastungen zu treffen, habe ich meine Analyse auf alle Dezile zwischen dem ersten und dem fünften Dezil ausgeweitet. Außerdem habe ich die Annahmen der vorherigen Abschnitte angepasst. Statt zweier verschiedener Verbräuche nehme ich im Folgenden den durchschnittlichen Verbrauch von 150 kWh/m²/Jahr für alle Haushalte an (co2online 2022). Bei einer angenommenen Wohnfläche von 80 m² (vergleiche Annahmen aus Abschnitt 3.1.1) ergibt sich dann ein monatlicher Erdgasverbrauch für Heizen und Warmwasser von 1000 kWh. Die Einkommen entsprechen den Nettoäquivalenzeinkommen der jeweiligen Dezile aus dem Jahr 2022 und werden über die Zeit real konstant gehalten (Eurostat 2022b). Die Einkommen sind in der [Tabelle 4-1](#) aufgelistet:

Tabelle 4-1: Übersicht Nettoäquivalenzeinkommen der Dezile 1 bis 5

Dezil	1. Dezil	2. Dezil	3. Dezil	4. Dezil	5. Dezil
Monatliches	1100	1385	1613	1833	2077
Nettoäquivalenzeinkommen in €					

Quelle: eigene Darstellung

Analog zu Abschnitt 4.1.1 berechne ich die Differenz zwischen den maximalen Netzentgelten, damit der Haushalt die Energiearmutsgrenze nicht überschreitet, und den tatsächlichen Netzentgelten der einzelnen Szenarien. Die Differenz entspricht dann den notwendigen Entlastungszahlen. Wichtig dabei zu beachten ist, dass diese teilweise über eine Entlastung der Netzentgelte hinaus gehen. Das bedeutet, dass selbst eine hundertprozentige Entlastung der Netzentgelte nicht ausreichend wäre, um die Haushalte vor Energiearmut zu schützen. Ob eine über die Netzentgelte hinausgehende Entlastung der Energiekosten sinnvoll wäre, insbesondere auf Grund dem Entgegenwirken der Anreizwirkung des CO₂-Preises, ist eine politische Frage und nicht Teil dieser Arbeit. Die folgenden Berechnungen sollen einzig veranschaulichen, wie hoch mögliche Entlastungszahlungen ungefähr ausfallen würden.

Um die Höhe der Gesamtkosten zu erörtern, multipliziere ich die Kosten für einen Haushalt des jeweiligen Dezils mit jeweils 10 % der prognostizierten Anzahl an Gas angeschlossenen Haushalte in den betrachteten Jahren. Die Annahmen über die Anzahl an Haushalten entsprechen denen aus Abschnitt 3.1.1.

[Abbildung 4-13](#) bis [Abbildung 4-18](#) zeigen die Entwicklung der benötigten Entlastungen auf nationaler Ebene zwischen 2025 und 2044 für die verschiedenen Dezile.

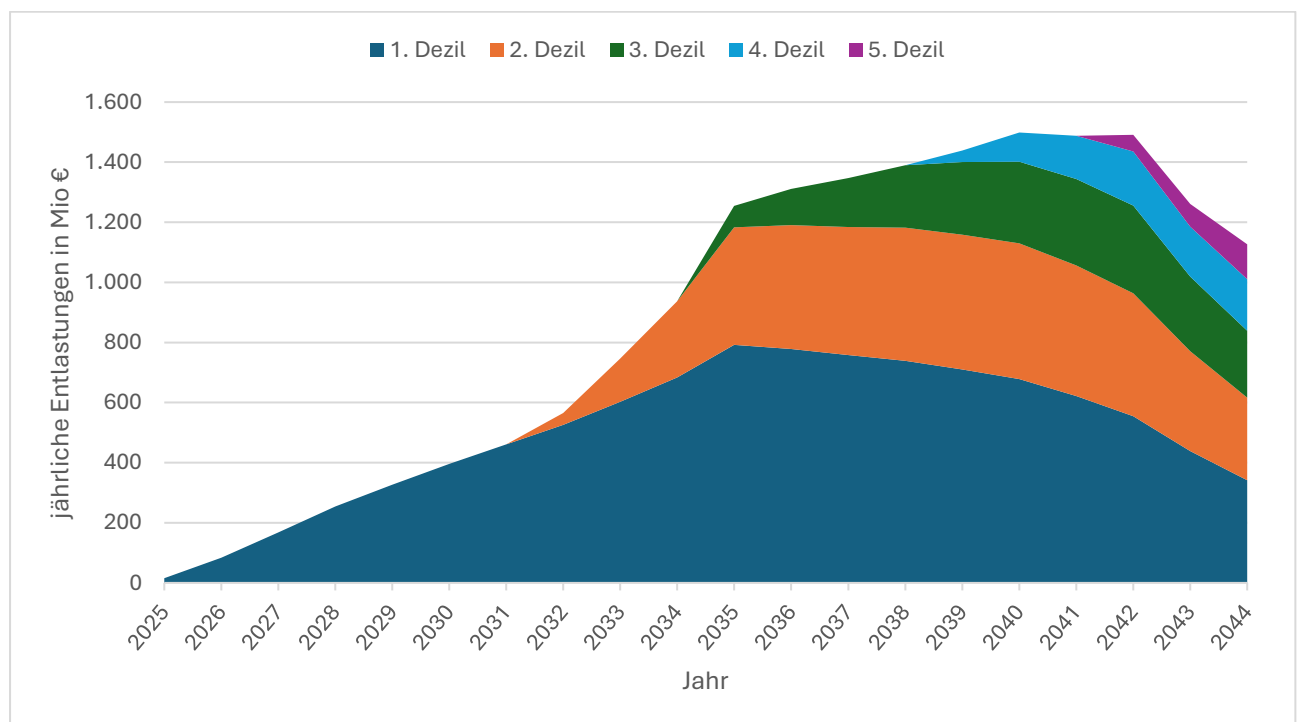
Zu beobachten ist, dass die Höhe der notwendigen Entlastungen in allen Szenarien erst ansteigt und dann mit der Zeit wieder abnimmt, sich die absoluten Kosten von Szenario zu Szenario verringern und sich die Zusammensetzung der Gesamtkosten aus den verschiedenen Dezilen zwischen den Szenarien und im Zeitverlauf verändert. Der Rückgang der benötigten Entlastungen ist dadurch zu erklären, dass insbesondere ab den 2040er Jahren die Anzahl der Haushalte, die an das Gasnetz angeschlossen sind, immer schneller zurück geht. Auch wenn die individuellen Belastungen in dieser Zeit stark steigen, geht die Summe an benötigten Entlastungen in der Folge stark zurück.

Im **Referenzszenario** (siehe [Abbildung 4-13](#)) steigen die notwendigen Entlastungen bis 2040 an, da durch die steigenden Netzentgelte die Höhe der Belastung für individuelle Haushalte zunimmt. Außerdem sind über den Zeitverlauf hinweg Haushalte aus immer höheren Dezilen

durch die Kostensteigerungen überbelastet und bedürfen Entlastung. In den ersten Jahren sind nur Haushalte des 1. Dezils betroffen, im Verlauf der 2030er auch sukzessive Haushalte des 2., 3. und 4. Dezils. Erst zu Beginn der 2040er Jahre benötigen dann auch Haushalte des 5. Dezils, welche die Mitte der Gesellschaft abbilden, Entlastungszahlungen. Die maximale Höhe an benötigten Entlastungen fällt im Jahr 2040 an und beträgt ungefähr 1,5 Milliarden Euro. Im Jahr 2044 liegen die benötigten Entlastungen dann noch bei 1,2 Milliarden Euro.

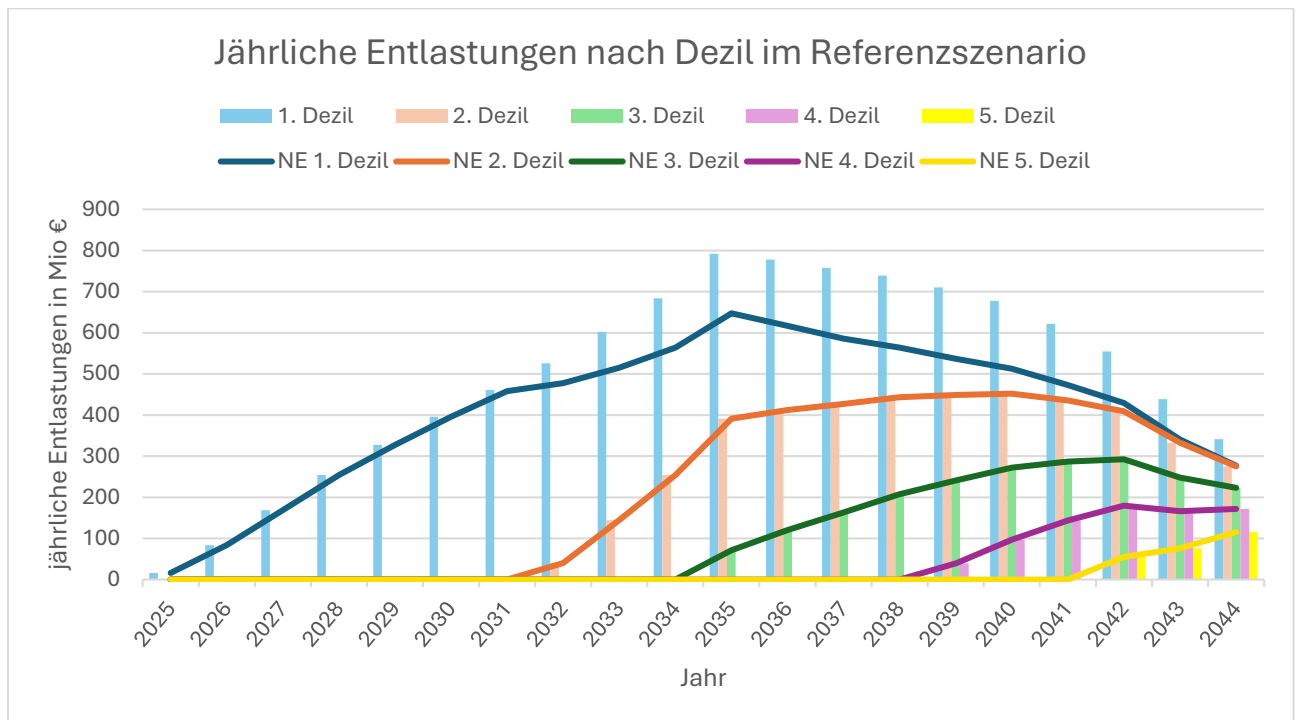
In [Abbildung 4-14](#) ist zu sehen, welcher Anteil der benötigten Entlastungen auf die Netzentgelte entfällt, und welcher noch über diese hinaus geht. In den Balken sind die individuell benötigten Entlastungen für die jeweiligen Dezile dargestellt. Die Linien geben die Entlastungshöhe an, wenn maximal die gesamten Netzentgelte (hier abgekürzt als NE) eines Haushaltes des jeweiligen Dezils entlastet werden. Die Abbildung zeigt, dass für die Haushalte des 1. Dezils, über den gesamten Zeitraum hinweg mehr Entlastungen als nur die Netzentgelte benötigt werden würden, um den Haushalt vor Energiearmut zu schützen. Auch Haushalte des 2. Dezils benötigen zu Beginn der 2030er Jahre höhere Entlastungen als durch die Netzentgelte erreicht werden können. Für alle anderen Haushalte wäre eine Entlastung von maximal den gesamten Netzentgelten ausreichend, um die Energiearmut zu verhindern.

Abbildung 4-13: Jährlich notwendige Entlastungen im Referenzszenario nach Dezil



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Abbildung 4-14: Vergleich der jährlich notwendigen Entlastungen im Referenzszenario nach Dezil mit der jeweiligen Höhe der Netzentgelte

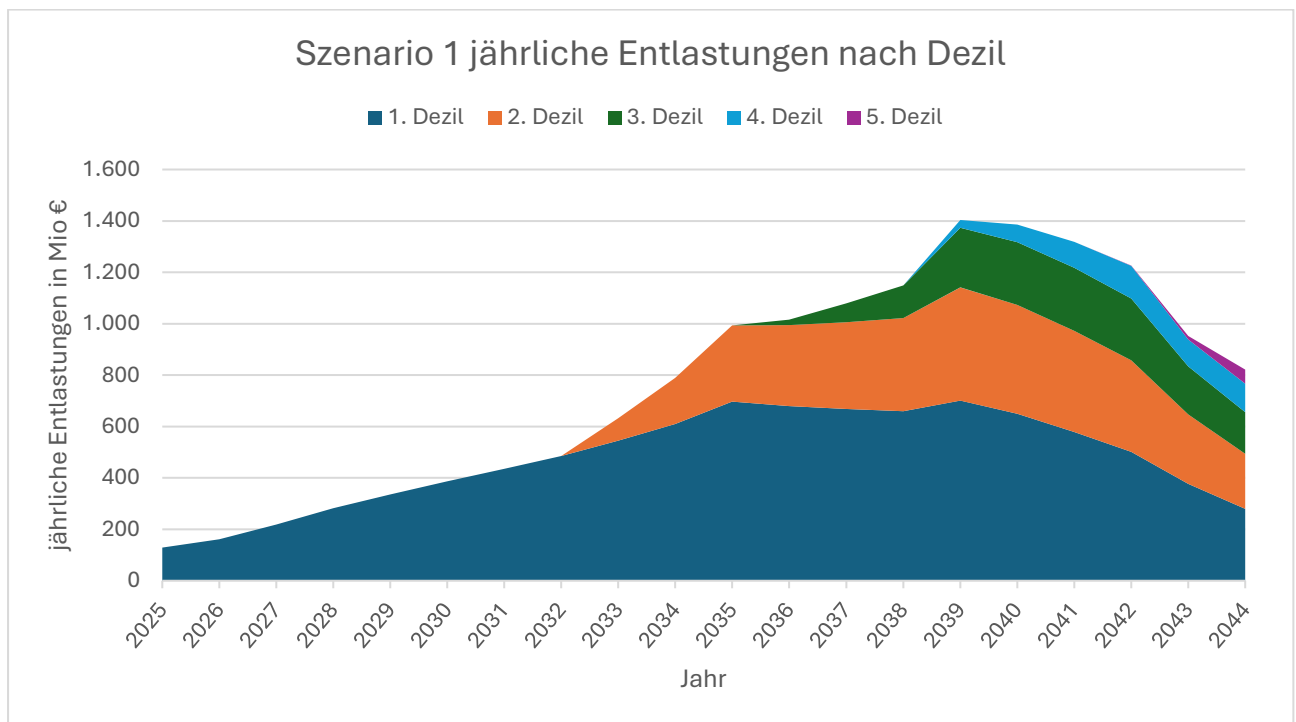


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Im **Szenario 1** nehmen die Gesamtkosten, wie in [Abbildung 4-15](#) dargestellt, nur bis ins Jahr 2039 zu und danach wieder ab. Auch hier entsteht der Anstieg durch das sukzessive Hinzukommen der Haushalte immer höherer Dezile, die Entlastungen benötigen, um nicht über die Energiearmutsgrenze zu fallen. Das Maximum an benötigten Entlastungen im Jahr 2039 beträgt 1,4 Milliarden Euro und liegt damit um hundert Millionen unterhalb der maximalen benötigten Entlastungen im Referenzszenario. Durch den Rückgang der an das Erdgasnetz angeschlossenen Haushalte, nimmt die Gesamtsumme an benötigten Entlastungen ab, sodass im Jahr 2044 noch Entlastungen von ungefähr 822 Millionen Euro benötigt werden.

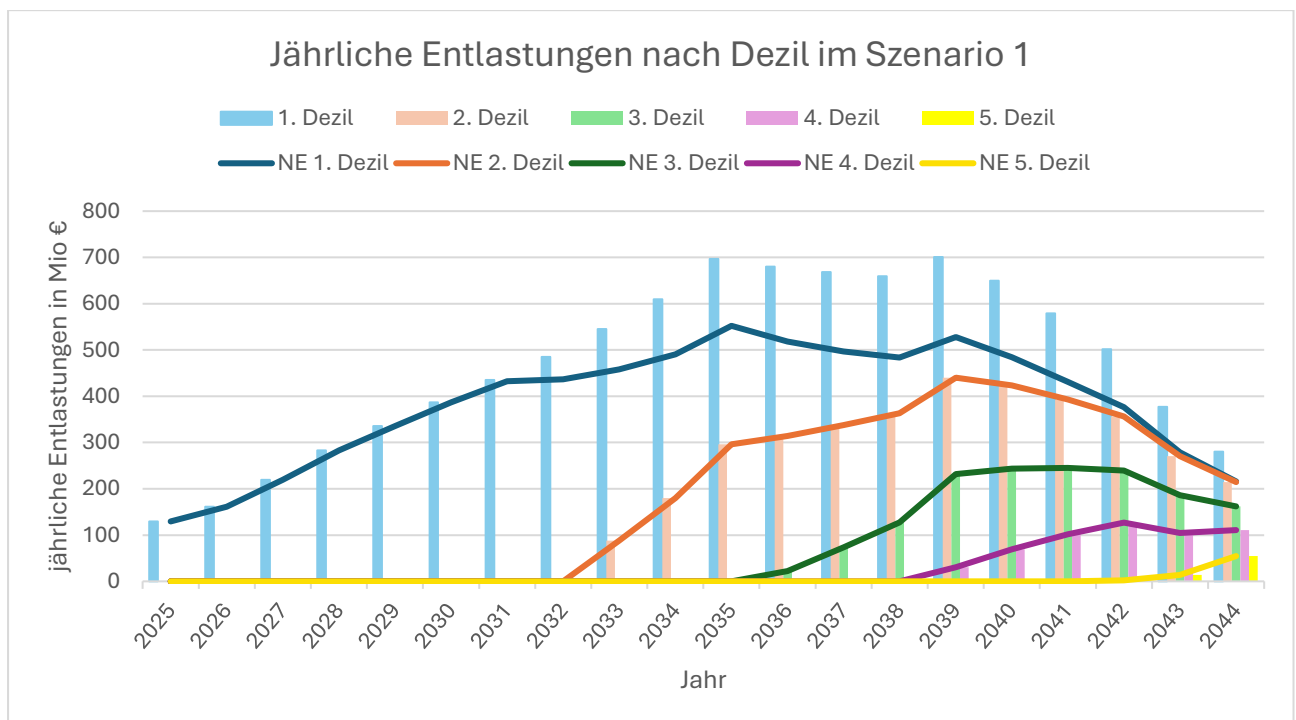
Wie in [Abbildung 4-16](#) zu sehen, liegt auch im Szenario 1 die Menge an benötigten Entlastungen für die Haushalte des ersten und zweiten Dezils oberhalb der durch die Finanzierung der Netzentgelte erreichbaren Entlastungen.

Abbildung 4-15: Jährlich notwendige Entlastungen im Szenario 1 nach Dezil



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Abbildung 4-16: Vergleich der jährlich notwendigen Entlastungen im Referenzszenario nach Dezil mit der jeweiligen Höhe der Netzentgelte

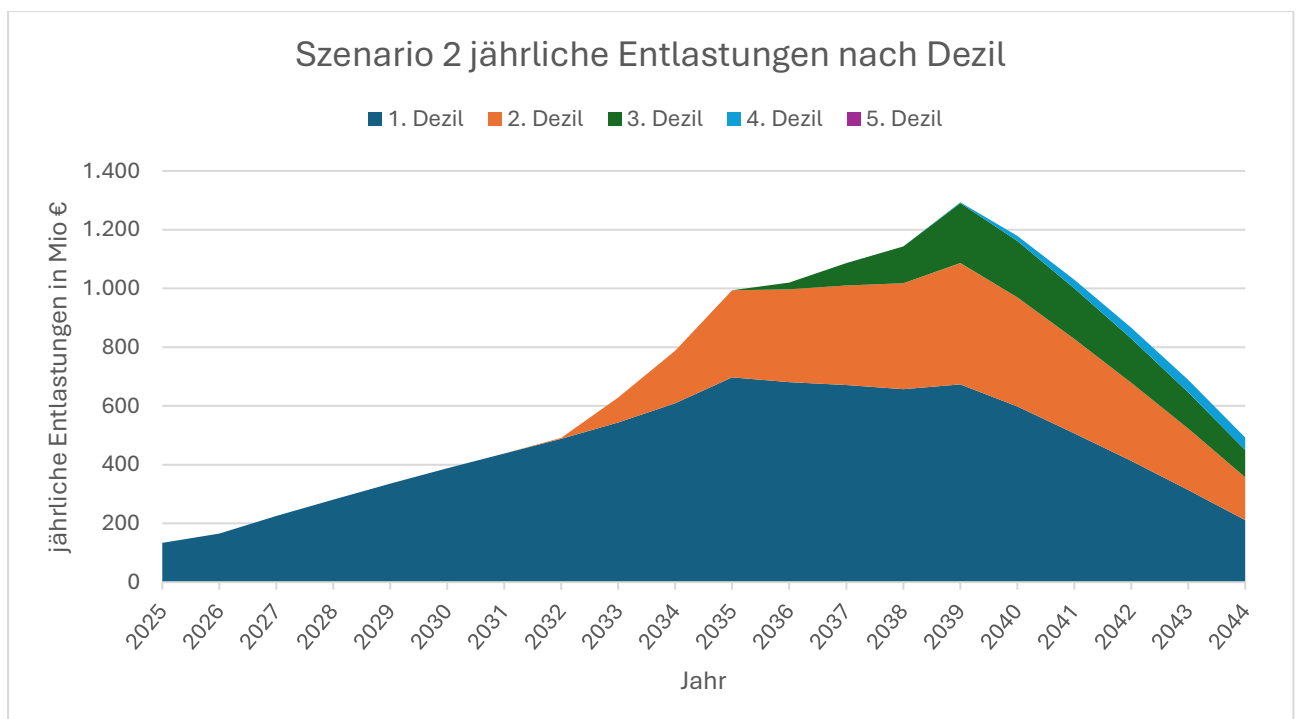


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Auch im **Szenario 2** steigen die benötigten Entlastungen zuerst an und erreichen im Jahr 2039 ihr Maximum. Dies ist in [Abbildung 4-17](#) zu sehen. Die maximalen Entlastungen liegen bei einer Gesamtsumme von ungefähr 1,3 Milliarden Euro. Bis 2044 sinkt diese Summe, insbesondere auch, da Haushalte des 5. Dezils in diesem Szenario gar nicht entlastet werden müssen, auf ungefähr 493 Millionen Euro.

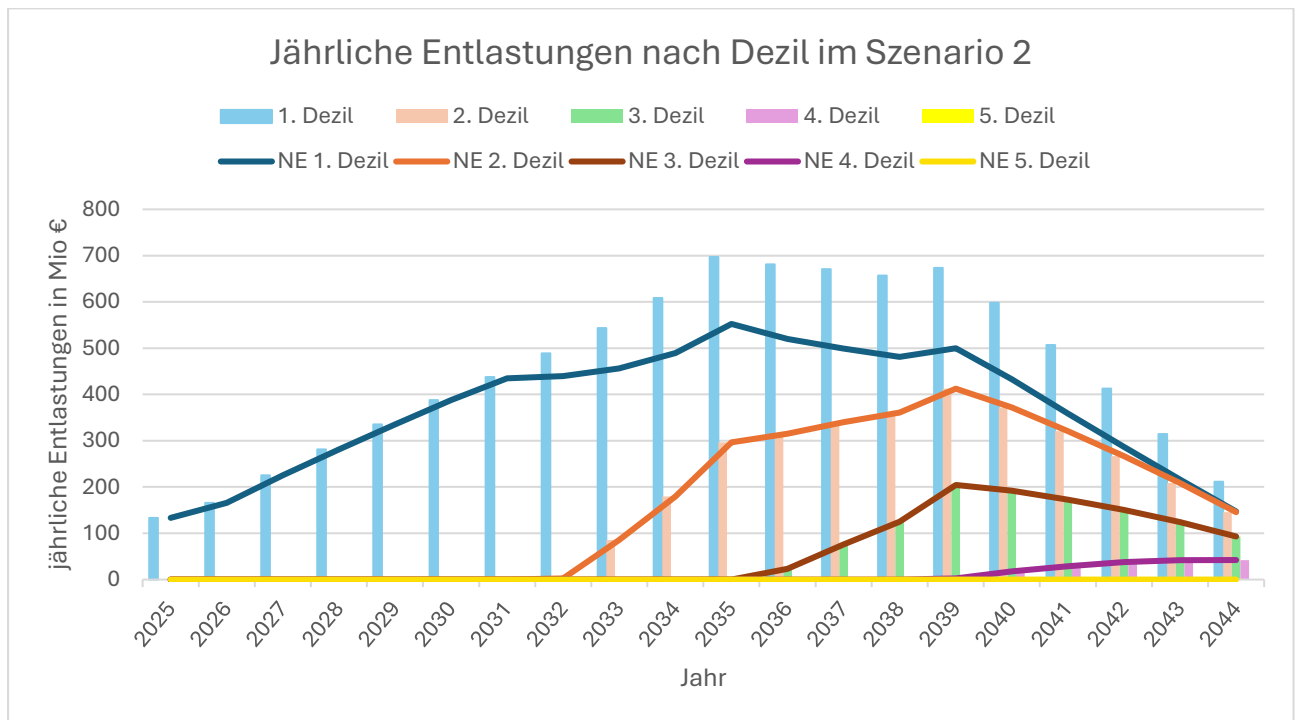
Wie in [Abbildung 4-18](#) zu sehen geht ein Teil der Entlastungen für Haushalte des 1. und 2. Dezils, analog zum Referenzszenario und Szenario 1, jedoch über die potentiellen Entlastung der Netzentgelte hinaus.

Abbildung 4-17: Jährlich notwendige Entlastungen im Szenario 2 nach Dezil



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Abbildung 4-18: Vergleich der jährlich notwendigen Entlastungen im Referenzszenario nach Dezil mit der jeweiligen Höhe der Netzentgelte



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

4.2 Zusammenfassung der Erkenntnisse

In diesem Kapitel habe ich sowohl die individuell notwendig werdenden Entlastungszahlungen in den verschiedenen Jahren und Szenarien als auch die Gesamtsumme der potentiellen Entlastungszahlungen für ganz Deutschland, unter der Annahme das einzig Haushalte der ersten fünf Dezile entlastet werden würden, berechnet. Die Grundlage für diese Berechnungen bieten die Ergebnisse aus dem Abschnitt 3.2 zu den Auswirkungen der steigenden Netzentgelte auf individuelle Haushalte.

Aus dem vorangegangenen Abschnitt ergeben sich die folgenden Erkenntnisse:

- 1) Trotz der Anpassungen des Ordnungsrahmens werden nicht nur einkommensschwache Haushalte, sondern auch Haushalte mit einem durchschnittlichen Einkommen, durch die Netzentgeltsteigerungen belastet und überbelastet werden und Entlastungen benötigen.
- 2) Analog zu den Erkenntnissen aus der Literatur, zeigen die Berechnungen, dass Haushalte mit geringerem Einkommen stärker anteilig durch Energiekosten belastet sind und dementsprechend höhere Entlastungen benötigen.

- 3) Die Höhe an notwendigen Entlastungen steigt mit dem Erdgas-Verbrauch, da die relevanten Kosten abhängig vom Verbrauch berechnet werden.
- 4) Die individuell nötigen Entlastungszahlungen steigen bis in das Jahr 2044 stark an, da die Netzentgelte und sonstigen Gaskosten über die Zeit hinweg steigen.
- 5) Die absolute Menge an Entlastungen geht ab 2039 über die Jahre hinweg zurück, da immer weniger Haushalte an das Gasnetz angeschlossen und von den Kostensteigerungen betroffen sind.
- 6) Die betrachteten Anpassungen des Ordnungsrahmens können die Belastungen und dadurch die notwendigen Entlastungen reduzieren, da sie den Anstieg der Netzentgelte, insbesondere in den letzten Jahren vor 2044, abbremsen.

Aus diesen Erkenntnissen folgt, dass trotz Anpassungen des Ordnungsrahmens über Entlastungsmodelle und ganzheitliche Lösungsansätze nachgedacht werden sollte. Um Überbelastungen zu vermeiden, sollten diese Überlegungen frühzeitig in die Strategien zur Anpassung des Ordnungsrahmens integriert werden. Außerdem zeigen diese Erkenntnisse, dass der Problematik der steigenden Netzentgelte auf verschiedenen Ebenen begegnet werden kann. Anpassungen des Ordnungsrahmens können Belastungen durch Netzentgeltsteigerungen reduzieren, zusätzlich könnten aber auch Politikmaßnahmen zur Erdgasverbrauchsreduzierung individuelle Haushalte kurz- und langfristig entlasten (Hesse et al. 2023). Die Erkenntnis, dass die Gesamtsumme an Entlastungen von der Menge an Haushalten, die an das Erdgasnetz angeschlossen sind, abhängt, ist außerdem ein Argument für einen schnellen und koordinierten Gasausstieg.

Da die Netzentgeltproblematik jedoch so lange relevant ist, wie Haushalte an das Gasnetz angeschlossen sind, müssen Entlastungsmodelle frühzeitig in Betracht gezogen werden. Eine Auswahl dieser werde ich im folgenden Abschnitt diskutieren.

4.3 Modelle zur Entlastung von Haushalten

Die bisherige Analyse hat gezeigt, dass steigende Netzentgelte zu finanziellen Belastungen bei Haushalten verschiedener Dezile führen werden. Das Wissen um diese Belastungen macht eine Diskussion über mögliche Entlastungen notwendig. In dem vorherigen Abschnitt habe ich gezeigt, in welchem Ausmaß Entlastungszahlungen notwendig werden. In diesem Abschnitt werde ich einige Entlastungsmodelle, die in dem Agora Bericht (Agora Energiewende 2023,

S. 95), auf den sich auch meine Berechnungen stützen, genannt wurden, erläutern und damit verbundene Diskussionspunkte aufgreifen. Damit soll eine weitere Diskussion über die Entlastung der steigenden Netzentgelte, insbesondere unter dem Aspekt der richtigen Anreizsetzung, die für den Gasausstieg notwendig ist, eröffnet werden. Zwar wurden, wie oben erläutert, die Interessen der Konsumenten:innen in vielen Berichten betont, jedoch beginnt der Prozess einer systematischen Auseinandersetzung mit verschiedenen Entlastungsmöglichkeiten gerade erst.

Die hier betrachteten Entlastungsmodelle sind: differenzierte Netzentgelte, bundeseinheitliche Netzentgelte, die Umlagelösung, die Fondslösung und die Zuschusslösung. Diese werden erst erläutert und dann unter dem Gesichtspunkt der Anreizsetzung diskutiert werden.

4.3.1 Diskutierte Modelle

Differenzierte Netzentgelte

Um Überbelastung in Netzteilgebieten und für vulnerable Bevölkerungsgruppen zu vermeiden, könnten **differenzierte Netzentgelte** eingeführt werden. Eine Differenzierung könnte entweder entlang verschiedener Kund:innen Gruppen oder entlang unterschiedlicher Teilgebiete verlaufen. Zum Beispiel könnten ausschließlich besonders sozial benachteiligte Haushalte durch eine Herabsetzung der Netzentgelte für diese, entlastet werden. Alternativ könnte die Entlastung auch auf Teilnetzgebieten basieren. Dabei würden die Netzentgeltsteigerungen in Teilnetzen entlastet werden, in denen der Gasausstieg schneller von statten geht. In beiden dieser Fälle müssten entweder Netzentgelte für weniger finanziell belastete Haushalte oder in weniger von Netzentgeltsteigerungen betroffenen Gebieten etwas erhöht werden, um die Entlastungen zu finanzieren. Alternativ könnten die Mehrkosten aber auch durch die unten erläuterte Zuschusslösung getragen werden. Außerdem ist vorstellbar, dass die Netzbetreiber die Netzentgelte anders zwischen den verschiedenen Kund:innengruppen (z.B. Industrie und Haushalte) aufteilen um einzelne Gruppen zu entlasten. Eine ähnlich Ausgestaltung wurde auch schon im Stromsektor vorgeschlagen (Consentec GmbH und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI 2018, S. 8).

Von Vorteil ist bei dem Modell der differenzierten Netzentgelte, dass der Fokus auf Entlastungen für solche Haushalte liegt, die entweder auf Grund ihrer Lage oder ihres Einkommens besonders belastet sind. Außerdem würden erhöhte Netzentgelte in noch wenig

von Netzentgeltsteigerungen betroffenen Gebieten einen Anreiz für Kund:innen setzen, den Energieträger von Gas hin zu einer anderen Technologie zu wechseln. Dementsprechend könnte eine derartige Umverteilung zu einem schnelleren Gasausstieg beitragen. Ein Nachteil ist jedoch, dass es einen hohen bürokratischen Aufwand bedeuten würde, zu identifizieren welche Individuen oder Regionen mit welchen Netzentgelten be- beziehungsweise entlastet werden sollen.

Bundeseinheitliche Netzentgelte

Eine weitere Entlastungsmöglichkeit für Kund:innen ab 2030 wäre die Einführung von **bundeseinheitlichen Netzentgelten**. Dadurch würde das individuelle Netzentgelt nicht mehr vom Wohnort der Letztverbraucher:innen abhängen.

Eine Ausgestaltung könnte ähnlich den bundeseinheitlichen Netzentgelten im Übertragungsnetzbetrieb der Stromversorgung aussehen. Seit 2023 wurden die Übertragungsnetzentgelte nach §§ 14a – 14d Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) bundesweit vereinheitlicht. Die Berechnung erfolgt weiterhin auf Grundlage der Erlösobergrenze, jedoch abzüglich der Kosten für den Messstellenbetrieb. Aus den Kosten der Netzbetreiber wird dann eine gemeinsamen Kostenstelle gebildet. Aus den dort abgebildeten Kosten und einer bundeseinheitlichen Gleichzeitigkeitsfunktion werden dann die Netzentgelte auf Bundesebene gebildet. Die Gleichzeitigkeitsfunktion ordnet jeder Einzelentnahme von Strom jeweils einen Gleichzeitigkeitsgrad auf Basis des Beitrages der Entnahme zur Jahreshöchstlast zu (§ 16 und Anlage 4 StromNEV). Damit werden die Netzentgelte verursachungsgerecht aufgeteilt, da der individuelle Gleichzeitigkeitsgrad mit der Belastung des Netzes durch die spezifische Einzelentnahme steigt. Die Unternehmen gleichen dann nach § 14c die Mehr- oder Mindereinnahmen im Vergleich zu der individuellen Erlösobergrenze untereinander aus.

Somit würde diese Entlastungsstrategie Unternehmen nicht schlechter stellen, aber Kund:innen aus Netzgebieten entlasten, in denen die Netzentgelte besonders hoch sind. Die Netzentgelte würden aber auch für Kund:innen aus Gebieten in denen die Netzentgelte ursprünglich weniger hoch waren, steigen. Das würde wenigstens in Teilen den Anreiz aufrechterhalten, den Energieträger zu wechseln. Dieses Entlastungsmodell entfaltet seine Wirkung umso mehr, je größer regionale Unterschiede in der Geschwindigkeit des Gasausstiegs und der Entwicklung der Netzentgelte sind. Sollten große Teile des Netzes von ähnlich hohen Kostensteigerungen

betroffen sein, hilft eine Vereinheitlichung auf Bundesebene nicht, um die Kund:innen zu entlasten.

Umlagelösung

Eine weitere Möglichkeit wäre die bundesweite Umwälzung von Kosten ab einem bestimmten Schwellenwert.

Für die durch den Ausbau der erneuerbaren Energien entstehenden Mehrkosten in den Stromverteilnetzen, wurde ein solches Modell bereits im Dezember 2023 vorgeschlagen (Bundesnetzagentur 2023a, 2023b). Die für die Unternehmen durch hohe Transformationsinvestitionen entstehenden Mehrkosten dürfen, wenn sie einen gewissen Schwellenwert überschreiten, bundesweit verteilt werden. Damit werden nicht nur die Unternehmen sondern auch Letztverbraucher:innen entlastet.

Auch im Gassektor gibt es schon ein ähnliches bestehendes System. Nach § 19a EnWG wurden die Kosten der individuellen Gasnetzbetreiber für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas auf alle Netzbetreiber im Marktgebiet umgelegt.

Im Falle der steigenden Gasnetzentgelte durch den Gasausstieg ist der Grund für die Netzentgeltsteigerungen jedoch ein anderer. Die Netzentgelte steigen nicht (hauptsächlich) auf Grund von Mehrkosten der Unternehmen, sondern auf Grund der rückläufigen Anzahl an Kund:innen auf die die bestehenden Kosten verteilt werden. Dementsprechend müsste die Schwelle hier nicht auf der Erlösobergrenze sondern dem Verhältnis der Erlösobergrenze zur Anzahl an Abnehmer:innen definiert werden. Hierbei könnte eine anteilige Betrachtung der Netzentgelte am Gaspreis oder Einkommen (zum Beispiel die hier verwendete Energiearmutsgrenze von Gaskosten von 10 % des Einkommens) eine Möglichkeit sein. Alternativ könnten auch Schwellenwerte definiert werden, die sich an dem Anteil von Fixkosten zu Versorgungsaufgabe der Unternehmen orientieren. Netzbetreiber mit hohen Fixkosten, werden auch geringere Einsparungen durch Netzstilllegungen haben. Diese Unternehmen könnten durch eine Umverteilung der proportional mit schrumpfendem Netz steigenden Fixkosten entlastet werden. Das würde auch einen Anreiz für Unternehmen setzen, schneller aus dem Gas auszusteigen. Zusätzlich wäre eine Mehrkostenregelung, analog zu den beiden oben genannten Beispielen, bei zusätzlichen Kosten durch den Netzzrückbau, denkbar, um einen Anreiz zur Stilllegung zu erreichen. Wichtig ist dabei jedoch, dass keine Anreize für die Netzbetreiber gesetzt werden, ineffizient zu wirtschaften.

Durch eine Umlagelösung wäre eine Verteilung von Kosten der Netzbetreiber, in deren Netzgebieten wenige Kund:innen verbleiben und übermäßig stark belastet werden, auf das ganze Bundesgebiet möglich.

Die Frage, ab wann eine Umverteilung stattfinden könnte, muss politisch festgelegt werden und bedarf dementsprechend eines demokratischen Entscheidungsprozesses.

Die Vor- und Nachteile der Umlagelösung sind analog zu den bundeseinheitlichen Netzentgelten.

Fondslösung/Ansparmodell

Eine andere Möglichkeit wäre, die Netzentgeltbelastungen über die Zeit zu verteilen. Dies könnte zum Beispiel durch ein **Fonds-** beziehungsweise **Ansparmodell** passieren. Wenn die Netzentgelte in Zukunft einen gewissen Schwellenwert überschreiten, könnten sie durch finanzielle Mittel aus einem dafür angelegten Fonds gesenkt werden. Da sich die finanzielle Belastung ungleich über die Zeit verteilt – heutige Netzentgelte sind auf Grund der großen Menge an Gaskund:innen niedriger als Netzentgelte in der Zukunft – könnte der Fonds durch heutige Gaskund:innen befüllt werden. Dies könnte zum Beispiel durch eine leichte Netzentgelt Erhöhung oder auch, wie von der Agora vorgeschlagen, durch Änderungen an der Erlösobergrenze geschehen. In dem Bericht der Agora wird vorgeschlagen, dass die Senkung des Eigenkapitalzinses über die Zeit nicht in der Berechnung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden könnte, sodass dieser Überschuss dann den Fonds befüllen könnte. Ein Vorteil dieses Modells ist, dass explizit *zukünftige* Kund:innen von den Entlastungen profitieren, die, wie in dieser Arbeit gezeigt, besonders belastet sein werde. Außerdem wären heutige Kund:innen etwas stärker finanziell belastet, was wiederum Anreize setzen würde den Energieträger zu wechseln. Damit könnte auch dieses Modell den Gasausstieg vorantreiben. Gleichzeitig ist die Gefahr, dass eine Belastung heutiger Kund:innen zu Unmut in der Bevölkerung und damit dem Verlust von Rückhalt für den Gasausstieg führt. Dieser Gefahr muss durch sorgfältige Kommunikation frühzeitig begegnet werden. Außerdem muss in der Ausgestaltung die Frage beantwortet werden, auf welcher Ebene, der Fonds kreiert werden soll, also ob die zeitliche Umverteilung für jeden Netzbetreiber einzeln oder auf Bundesebene passieren soll.

Zuschusslösung

Außerdem gäbe es auch die Möglichkeit, steigende Netzentgelte durch staatliche Zuschüsse zu kompensieren. Auch hier müsste ein Schwellenwert definiert werden, ab welchem die Netzentgelte durch den Staatshaushalt bezuschusst werden.

Eine ähnliche Lösung wurde im Oktober 2023 für die durch die Energiepreiskrise steigenden Übertragungsnetzentgelte im Stromsektor gefunden. Durch eine Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes regelte die Bundesregierung die zwischenzeitliche Bezuschussung der Netzentgelte (vergleiche § 24b).

Diese Regelung war jedoch zeitlich begrenzt und auf eine Krisensituation beschränkt. Für die Finanzierung der Netzentgeltsteigerungen auf Grund des Gasanstieges würden langfristig finanzielle Mittel benötigt werden. Hierbei stellt sich die Frage, ob dies unter den Haushaltsbedingungen der zukünftigen Bundesregierung stemmbar sein wird. Außerdem wird in dem Fall staatlicher Entlastungen der Interessenskonflikt zwischen Klimaneutralität und sozialem Ausgleich besonders klar. Staatliche Subventionen würden zwar die notwendigen Entlastungen für betroffene Haushalte erlauben, jedoch langfristig nicht die richtigen Signale setzen, die für den schnellen Gasanstieg notwendig wären

4.3.2 Vergleichende Bewertung

Die beschriebenen Modelle unterscheiden sich darin, wie sie die Netzentgelte umverteilen beziehungsweise wie die Entlastungen finanziert werden und ob sie Anreize für Haushalte oder Netzbetreiber setzen, früher aus dem Gas auszusteigen. Dies ist in [Abbildung 4-19](#) zusammenfassend dargestellt.

Abbildung 4-19: Übersicht über die betrachteten Modelle

Modell	Wie wird umverteilt?	Anreizsetzung	
		Haushalte	Netzbetreiber
Differenzierte Netzentgelte	Räumlich / zwischen Individuen	✓	✗
Bundeseinheitliche Netzentgelte	Räumlich	✓	✗
Umlagelösung	Zwischen Netzbetreibern	✓	✓
Fondslösung	Zeitlich	✓	✗
Zuschusslösung	Staatlich	✗	✗

Quelle: eigene Darstellung

Wie oben erläutert würden **differenzierte Netzentgelte** die Kosten von steigenden Netzentgelten entweder zwischen betroffenen und weniger betroffenen Gebieten oder Individuen aufteilen. Dadurch würden Haushalte, die entweder auf Grund ihres Netzgebietes oder Einkommens stark belastet sind, gezielt entlastet werden, während weniger stark belastete Haushalte etwas mehr belastet werden würden und dadurch den Anreiz hätten, schneller den Energieträger zu wechseln. Für die Netzbetreiber selbst ist unklar ob Anreize entstehen würden, schneller aus dem Gas auszusteigen. Sollten die Kostenunterschiede eigens in einem Netzgebiet differenziert und ausgeglichen werden, ist diese Umverteilung für den Netzbetreiber irrelevant. Je nach Ausgestaltung könnten aber bei Netzbetreiber-übergreifenden Ausgleichen solche Netzbetreiber entlastet werden, die schneller aus Gas aussteigen, deren Kosten dabei aber nur langsam sinken. Plausibler ist jedoch, dass differenzierte Netzentgelte eigens einen Effekt auf Kund:innen und keinen auf die Netzbetreiber selbst haben. Auf Grund des hohen bürokratischen Aufwands scheint diese Methode jedoch schwer umsetzbar.

Bei dem Modell der **bundeseinheitlichen Netzentgelte** würde ausschließlich räumlich ausgeglichen werden. Dies wäre einfacher umzusetzen als die differenzierten Netzentgelte, hätte aber auf Grund der Ausgleichsfunktion ähnliche Wirkungen. Stärker betroffene Gebiete würden entlastet und weniger stark betroffene Gebiete etwas belastet werden. So würden auch

wieder Anreize für Letztverbraucher:innen gesetzt werden, schneller aus dem Gas auszusteigen. Wie schon erwähnt besteht in diesem Modell das Problem, dass es besser funktioniert, je gravierender regionale Unterschiede sind. Sollte der Gasausstieg in Deutschland relativ uniform von statten gehen, kann dieses Modell nicht entlasten.

Die dritte genannte Möglichkeit, die **Umlagelösung**, würde im Gegensatz zu den anderen Modellen zwischen den Netzbetreibern und nicht den Kund:innen umverteilen. Die Mehrkosten, die den Netzbetreibern auf Grund des Gasausstiegs entstehen, würden bundesweit auf alle Netzbetreiber umverteilt werden. So würden sowohl die Netzbetreiber, die stärker an der Transformation beteiligt sind, entlastet werden als auch die an diese Netze angeschlossenen Kund:innen. Damit setzt dieses Modell Anreize für den Gasausstieg für Netzbetreiber, aber auch für Kund:innen, die durch die umverteilten Mehrkosten zusätzlich belastet werden. Damit ist die Umlagelösung das einzige Modell, in welchem auch Anreize für die Netzbetreiber geschaffen werden. Schwierig dabei ist jedoch die Ausgestaltung, welche Kosten als Mehrkosten umverteilt werden dürfen.

Die **Fondslösung** verteilt als einziges Modell die Kosten über die *Zeit* hinweg, da heutige Kund:innen etwas mehr zahlen um die Mehrkosten für zukünftige Kund:innen zu finanzieren. Dadurch werden Anreize für heutige Kund:innen gesetzt, früher von Gas hin zu einem anderen Energieträger zu wechseln. Dieses Modell hat den großen Vorteil, dass es sich genau die Problematik des Gasausstiegs auf die Netzentgelte zu Nutze macht. Heute, wenn noch viele Kund:innen an das Netz angeschlossen sind, müssten die Netzentgelte pro Kopf nur moderat ansteigen um den Anstieg in der Zukunft, der deutlich weniger Haushalte betrifft, zu finanzieren. Damit ist die Fondslösung meiner Meinung nach das beste Modell um den steigenden Netzentgelten *vorrauschauend* zu begegnen und die Mehrkosten möglichst belastungsarm zu verteilen. Die Schwierigkeit ist dabei jedoch, korrekt zu berechnen, welche Summen voraussichtlich benötigt werden. Für den Fall, dass in Zukunft doch eine Finanzierungslücke entsteht, müsste dieses Modell eventuell mit einem anderen, zum Beispiel der Zuschusslösung, kombiniert werden.

Die **Zuschusslösung** selbst scheint als alleinige Lösung recht ungeeignet. Dadurch dass der Staat die Mehrkosten finanziert, werden weder für Netzbetreiber noch für Haushalte Anreize gesetzt, aus Gas auszusteigen. Als Kombinationsmöglichkeit mit anderen Modellen, werden staatliche Zahlungen aber eventuell notwendig werden.

Insgesamt können diese Modelle nicht als einzelne Lösungen, sondern miteinander kombinierbare Bausteine betrachtet werden. Bei guter Ausgestaltung könnte die Umlagelösung helfen einen Teil der Mehrkosten, zum Beispiel des Netzzückbaus oder bei hohen Fixkosten eines Netzbetreibers, zu finanzieren. Gleichzeitig könnte das Fondsmodell die Grundlage bieten, den steigenden Netzentgelten vorrauschauend zu begegnen und zudem die richtigen Anreize für Haushalte zu setzen. Sollte eine Finanzierungslücke entstehen, müsste hier die Zuschusslösung greifen. Gleichzeitig gilt es zu beachten, dass, wie meine Berechnungen gezeigt haben, schon heute Haushalte durch ihre Energiekosten überbelastet sein können. Um diese Haushalte heute nicht noch mehr zu belasten, wäre eine Kombination mit differenzierten Netzentgelten denkbar, um schon überbelastete Haushalte aus der Finanzierung des Fondsmodells auszunehmen.

Welches dieser verschiedenen Modelle jedoch tatsächlich und auf welche Art und Weise umgesetzt werden soll, bedarf noch weiterer Diskussion und Berechnungen. Da die Ausgestaltung der Entlastungen Fragen der Lastenteilung und damit Fairness aufwirft, ist es sowohl intrinsisch als auch auf politischer Ebene wichtig, dass diese Fragen noch weiter diskutiert werden. Je nach Ausmaß der Änderungen des Ordnungsrahmens und den damit einhergehenden Netzentgeltsteigerungen, werden diese Fragen mehr oder weniger relevant werden. Wie jedoch in den vorherigen Kapiteln klar geworden ist, sind Entlastungen mit großer Wahrscheinlichkeit unvermeidbar, um den Gasausstieg möglichst sozial verträglich zu gestalten. Deswegen muss eine informierte Debatte über die verschiedenen Entlastungsmöglichkeiten geführt werden.

5 Schluss

Deutschland hat sich mit dem Klimaschutzgesetz dazu verpflichtet, Klimaneutralität zu erreichen. Dafür ist der Ausstieg aus der Nutzung fossiler Gase im Wärmesektor bis ins Jahr 2045 unabdinglich. Der Gasausstieg ist jedoch eine schwierige Aufgabe, da neben dem Interesse des Klimaschutzes auch die Interessen der Betreiber der Gasnetze sowie der gasbeziehenden Konsument:innen bestehen. Ein Problem für die Verbraucher:innen im Kontext des Gasausstiegs sind die steigenden Netzentgelte. Da diese die Netzkosten decken sollen, aber über die Jahre immer weniger Haushalte an ein nur langsam schrumpfendes Netz angeschlossen sein werden, steigen die Netzentgelte in Zukunft pro Kopf stark an. Um den Gasausstieg sozial verträglich zu gestalten, muss dieser Entwicklung vorrauschauend begegnet werden.

Zusammenfassung

In dieser Arbeit habe ich die Auswirkungen steigender Gasnetzentgelte auf Letztverbraucher:innen bis ins Jahr 2044 modelliert und analysiert, inwiefern Entlastungen der Netzentgelte notwendig sind. Dafür habe ich die Berechnungen der Agora (2023) für die Entwicklung der Netzentgelte unter drei verschiedenen Regulierungsszenarien genutzt, um anhand von Beispielrechnungen aufzuzeigen, welche Wirkungen die steigenden Netzentgelte auf individuelle Haushalte haben. Die Szenarien sind: 1) ein Referenzszenario, in dem keine Anpassungen des Ordnungsrahmens stattfinden, 2) eine Verkürzung der Abschreibungsdauern und ein Wechsel von der linearen hin zur degressiven Abschreibungsmethode sowie 3) eine Verkürzung der Regulierungsperioden von fünf Jahren auf ein Jahr.

Aus den Berechnungen geht klar hervor, dass Haushalte mit geringem Einkommen anteilig stärker von steigenden Energiekosten betroffen sind als Haushalte mit mittlerem Einkommen. Die absolute Höhe der Kosten hängt dabei vom Verbrauch ab.

Die grundlegende Erkenntnis ist, dass die Steigerung der Netzentgelte zwar durch die betrachteten Anpassungen des Ordnungsrahmens abgeflacht werden kann, die Auswirkungen auf die Haushalte jedoch nichtsdestotrotz gravierend sind. Sowohl Haushalte mit geringen Einkommen als auch mit durchschnittlichem Einkommen werden bis ins Jahr 2044 immer stärker belastet und überschreiten die Energiearmutsgrenze: über die Betrachtungsperiode werden Haushalte monatlich mehr als 10% ihres Nettoeinkommens für Heizwärme und Heißwasser aufbringen müssen.

Auf Basis dieser Erkenntnis führe ich außerdem abschätzende Berechnungen über notwendig werdende Entlastungszahlungen durch. Diese Entlastungen sollen verhindern, dass Haushalte die Energiearmutsgrenze aufgrund der steigenden Netzentgelte überschreiten. Aus den Berechnungen geht hervor, dass die individuell nötigen Entlastungszahlungen bis in das Jahr 2044 proportional zu den Netzentgelten stark ansteigen. Die Entlastungen für ganz Deutschland gehen über die Jahre hinweg jedoch zurück, da immer weniger Haushalte an das Gasnetz angeschlossen und von den Kostensteigerungen betroffen sind.

Die notwendigen Entlastungen könnten durch verschiedene Entlastungsmodelle umgesetzt werden. Ich habe die folgenden fünf Modelle erläutert und miteinander verglichen: differenzierte Netzentgelte, bundeseinheitliche Netzentgelte, die Umlagelösung, die Fondslösung und die Zuschusslösung. Dabei hat sich eine Kombination aus allen mit Fokus auf das Fondsmodell als geeignet herausgestellt (siehe Empfehlung 6) im folgenden Ausblick).

Ausblick

Aus dieser Arbeit gehen verschiedene Empfehlungen hervor:

- 1) Die Abschreibungsdauern sollten verkürzt werden, um die Refinanzierbarkeit für die Investitionen der Netzbetreiber zu gewährleisten.
- 2) Die Abschreibungsart sollte von linear auf degressiv umgestellt werden, um Entgeltsteigerungen in der Zukunft abzumildern und dabei heute Anreize für private Haushalte zu setzen, schneller aus fossilem Gas für Raumwärme und Warmwasser auszusteigen.
- 3) Eine Verkürzung der Regulierungsperioden sollte in Betracht gezogen werden, damit Netzbetreiber Kosteneinsparungen schneller an Letztverbraucher:innen weitergeben. Verkürzte Regulierungsperioden würden einen höheren bürokratischen Aufwand bedeuten, da die Erlösbergrenze häufiger berechnet werden müsste. Diesen bürokratischen Aufwand gilt es mit potenziellen Entlastungen der Haushalte durch niedrigere Netzentgelte abzuwägen. Außerdem sollte eine Verkürzung der Regulierungsperioden erst in den letzten Jahren vor dem beschlossenen Gasausstieg eingeführt werden, da erst dann signifikante Kosteneinsparungen bei den Netzbetreibern relevant werden.
- 4) Neben den zwei betrachteten Regulierungsvorschlägen ist es notwendig, auch die Auswirkungen anderer Regulierungen auf die Netzentgelte und auf die Haushalte zu betrachten. In dem meiner Analyse zu Grunde gelegten Bericht (Agora Energiewende

2023) werden zu der Anpassung der Abschreibungsmodalitäten und der Verkürzung der Regulierungsperioden außerdem noch die Auswirkungen einer verbindlichen Weiterentwicklung der kommunalen Wärmeplanung, des vollständigen Rückbaus von Stilllegungen sowie des kriterienbasierten Rückbaus betrachtet. Zusätzliche Regulierungsvorschläge des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz betreffen die Erlaubnis für Netzbetreiber den Neuanschluss von Kund:innen abzulehnen, sowie bestehende Anschlüsse zu kündigen, die Umnutzung der Erdgasnetze für Wasserstoff und Biogas, und eine Weiterentwicklung des Konzessionsrechts. Welche Auswirkungen diese Regulierungen auf die Netzentgelte und damit auf Endkund:innen haben, muss noch analysiert werden und in der Umsetzung mit in Betracht gezogen werden.

- 5) Wie diese Arbeit auch zeigt, sind die den Haushalten entstehenden Gaskosten verbrauchsabhängig. Dementsprechend ist es sinnvoll, weitere Instrumente zur Entlastung von Haushalten in Betracht zu ziehen. Denkbar wären hier zum Beispiel Hilfestellungen bei der Verbrauchsreduzierung (Hesse et al. 2023). Diese Maßnahmen würden dabei zusätzlich zu dem Ziel der Klimaneutralität beitragen.
- 6) Trotz der Anpassungen des Ordnungsrahmens werden vermutlich Entlastungszahlungen notwendig werden, um private Haushalte vor Energiearmut zu schützen. Dafür eignet sich insbesondere das Fondsmodell, da dieses heutige Haushalte in geringem Maße zusätzlich belastet, um die wenigen Haushalte, die in Zukunft an das Gasnetz angeschlossen sein werden, zu entlasten. Dieses Modell setzt damit heute Anreize den Energieträger zu wechseln und kann gleichzeitig einen sozial verträglichen Gasausstieg ermöglichen.

Ein großer Schritt in Richtung einer Anpassung des Ordnungsrahmens ist das Gas /Wasserstoff-Binnenmarktpaket, welches im April 2024 auf europäischer Ebene verabschiedet wurde. Einige Regulierungen davon sind schon Teil der Vorschläge des BMWK (BMWK 2024). Sie sollen den Ausstieg aus der Nutzung von fossilem Erdgas, dem Hochlauf von Wasserstoff für industrielle Prozesse und dem Übergang zur Nutzung von grünem Strom ebnen.

Bei der Übersetzung dieser Regulierungen in nationales Recht ist es wichtig, die Interessen der Konsument:innen stetig mitzudenken. Zu den steigenden Netzentgelten kommt ab 2027 auch noch ein höherer CO₂-Preis durch die Einführung des zweiten europäischen Emissionshandels (ETS II) hinzu. Dieser belastet Haushalte durch eine Besteuerung von Emissionen im

Wärmesektor noch zusätzlich. Auf der einen Seite steigt damit die Gefahr der Überbelastung für viele Haushalte, auf der anderen Seite ist es aber auch wichtig, dass der Anreizsetzung der Besteuerung nicht zu stark entgegengewirkt wird. Diese Entwicklungen müssen bei zukünftigen Überlegungen zur Anpassung des Ordnungsrahmens sowie potenzieller Entlastungen der Gasnetzentgelte mitgedacht werden.

Trotz gut geplanter Anpassungen des Ordnungsrahmens ist es möglich, dass eine Überbelastung einiger Haushalte nicht verhindert werden kann. Deswegen ist ein vorrauschauender und ganzheitlicher Ansatz notwendig, um Konsument:innen frühzeitig zu entlasten und dennoch die notwendigen Anreize hin zur Klimaneutralität aufrecht zu erhalten.

Anhang

Nebenrechnung zur Gaspreisentwicklung in R

Daten:

Klimaneutrales Deutschland 2045

Datenanhang, Version: 1.0

Zuletzt aktualisiert: 08.09.2021

Autoren: Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut

1. Erstellen des Datensatzes aus den Variablen “Jahr” und “Großhandelspreis” in EUR2019/MWh (Hs)

```
Jahr <- c(2016, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045, 2050)
Großhandelspreis <- c(15, 12, 19, 20, 20, 21, 21, 22)
Daten_Projektion <- data.frame(Jahr, Großhandelspreis)
attach(Daten_Projektion)
```

2. Erstellen einer Variable der logarithmierten Großhandelspreise, um eine prozentuale Wachstumsrate zu interpolieren

```
Daten_Projektion$lnGHP <- log(Großhandelspreis)
```

```
detach(Daten_Projektion)
attach(Daten_Projektion)
```

```
## Die folgenden Objekte sind maskiert durch .GlobalEnv:
##
##   Großhandelspreis, Jahr
```

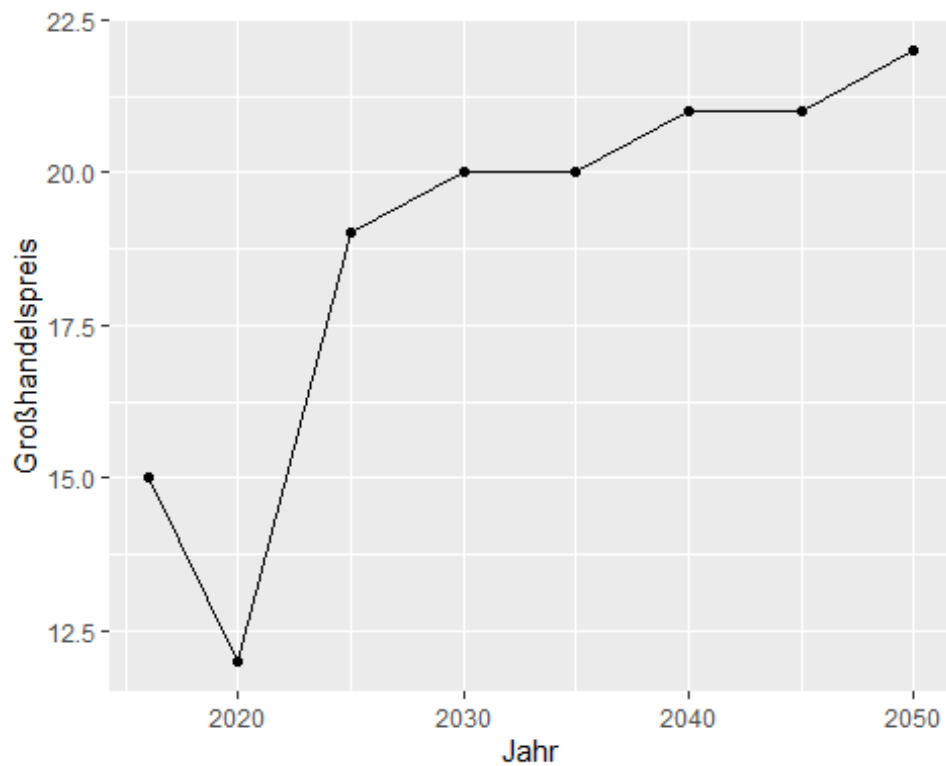
3. Regressieren der logarithmierten Großhandelspreise ab 2025 auf die Jahre

```
lm_GHP <- lm(lnGHP ~ Jahr, data=Daten_Projektion[Jahr >= 2025,])
summary(lm_GHP)
```

```
##
## Call:
## lm(formula = lnGHP ~ Jahr, data = Daten_Projektion[Jahr >= 2025,
##   ])
##
## Residuals:
##      3      4      5      6      7      8
## -0.008594  0.016180 -0.010340  0.011931 -0.014588  0.005412
##
## Coefficients:
##              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
## (Intercept) -7.7873124  1.4006804  -5.560  0.00512 **
## Jahr         0.0053039  0.0006874   7.715  0.00152 **
```

```
## ---  
## Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1  
##  
## Residual standard error: 0.01438 on 4 degrees of freedom  
## Multiple R-squared:  0.937, Adjusted R-squared:  0.9213  
## F-statistic: 59.53 on 1 and 4 DF, p-value: 0.001519
```

4. **Ergebnis:** Die Großhandelspreise steigen im Durchschnitt um 0.53% pro Jahr
5. Visuelle Darstellung



Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2023): Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfunkpatible Transformation.

ARegV: Anreizregulierungsverordnung. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/index.html#BJNR252910007BJNE004202377>.

Bach, Stefan; Isaak, Niklas; Kemfert, Claudia; Kunert, Uwe; Schill, Wolf-Peter; Schmalz, Sophie et al. (2019): CO₂-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor: Diskussion von Wirkungen und alternativen Entlastungsoptionen. Endbericht des gleichnamigen Forschungsvorhabens im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). Berlin: DIW Berlin, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin: Politikberatung kompakt, 140). Online verfügbar unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.676034.de/diwkompakt_2019-140.pdf, zuletzt geprüft am 02.08.2024.

Bayer, Tina; Hagen, Jonas; Koepke, Mathias; Kracht, Ole; Pfister, Lisa; Braungardt, Sibylle et al. (2024): SOZIALE ASPEKTE DER GEBÄUDE-ENERGIEWENDE. Herausforderungen und Möglichkeiten. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

bbh (2024): Anpassungsbedarfe zur Transformation der Gasversorgung. Kurzstudie.

bdew (2021): Zahl der Woche. Fast ein Fünftel aller CO₂ Emissionen in Deutschland entstehen durchs Heizen. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zahl-der-woche-fast-ein-fuenftel-aller-co2-emissionen-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 20.05.2025.

bdew (2024): BDEW-Gaspreisanalyse Februar 2024. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/>, zuletzt aktualisiert am 24.06.2024, zuletzt geprüft am 24.06.2024.

BET (o.D.): Konzessionsvergabe Strom und Gas. Online verfügbar unter <https://www.bet-energie.de/konzessionsvergabe>, zuletzt aktualisiert am 10.07.2024, zuletzt geprüft am 10.07.2024.

BMWK (2019): So heizen die Deutschen. Online verfügbar unter https://www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2019/10/Meldung/direkt-erfasst_infografik.html, zuletzt geprüft am 20.05.2024.

BMWK (2024): Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze.

Braungardt, Sibylle; Kenkmann, Tanja; Schumacher, Katja; Bei der Wieden, Malte; Cludius, Johanna; Claas-Reuther, Jonathan (2024): Sozialgerechte Förderung für energetische Sanierungen im Mietwohnbereich. Hg. v. Deutscher Mieterbund, Öko-Institut e.V. und AVerdung Ingenieure & Berater GmbH. Online verfügbar unter https://mieterbund.de/app/uploads/2024/07/20240731_Studie-soziale-Foerderung_DMB-Oeko-Institut.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (o.D.): Staatlich veranlasste Bestandteile des Gaspreises. BMWK. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gaspreise-bestandteile-staatlich.html>, zuletzt aktualisiert am 03.07.2024, zuletzt geprüft am 03.07.2024.

Bundesnetzagentur (o.D.a): Effizienzvergleich. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/54_EffizienzVgl/EffizVgl.html, zuletzt geprüft am 18.06.2024.

Bundesnetzagentur (o.D.b): Effizienzvergleich Verteilnetzbetreiber. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVNB/start.html>, zuletzt geprüft am 17.04.2024.

Bundesnetzagentur (o.D.c): Erlösobergrenzen bzw. Erlösregulierung. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/BK8_EOG.html, zuletzt geprüft am 18.06.2024.

Bundesnetzagentur (o.D.d): Regulierungskonto. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/53_Regulierungskonto/BK8_RegKonto.html, zuletzt geprüft am 18.06.2024.

Bundesnetzagentur (2017a): Ermittlung des Effizienzwerts. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Effizienzwert/start.html>, zuletzt geprüft am 17.04.2024.

Bundesnetzagentur (2017b): Ermittlung der Netzkosten. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung_node.html, zuletzt aktualisiert am 21.03.2017, zuletzt geprüft am 24.05.2024.

Bundesnetzagentur (2017c): Individuelle Erlösobergrenze. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/start.html>, zuletzt aktualisiert am 21.03.2021, zuletzt geprüft am 07.05.2024.

Bundesnetzagentur (2022a): BK9-22-614 Beschluss. Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen („KANU“). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/VerteilungNetzkosten/eckpunktetpapier_verteilungnetzkosten.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 25.06.2024.

Bundesnetzagentur (2022b): BK9-22-614 Beschluss. Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen („KANU“). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK9-GZ/2022/2022_bis0999/BK9-22-0614/BK9-22-0614_Festlegung_Download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 18.07.2024.

Bundesnetzagentur (2023a): Verteilung von Netzkosten. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/VerteilungNetzkosten/eckpunktetpapier_verteilungnetzkosten.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt aktualisiert am 26.06.2024, zuletzt geprüft am 26.06.2024.

Bundesnetzagentur (2023b): Eckpunktetpapier. Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.

Bundesnetzagentur (2024a): Eckpunkte zu den Abschreibungsmodalitäten für die Gasnetztransformation.

Bundesnetzagentur (2024b): Netzentgelttransparenz. Online verfügbar unter <https://www.netzentgelttransparenz.de/NET/start.html>, zuletzt aktualisiert am 25.06.2024, zuletzt geprüft am 25.06.2024.

Bundesnetzagentur (2024c): Große Beschlusskammer GBK-24-02-2#1 Eckpunkte zu den Abschreibungsmodalitäten für die Gasnetztransformation. Öffentliche Konsultation März 2024.

Bundesnetzagentur (2024d): Der Eigenkapitalzinssatz. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/VerteilungNetzkosten/eckpunktepapier_verteilungnetzkosten.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt aktualisiert am 13.06.2024, zuletzt geprüft am 13.06.2024.

Bundesnetzagentur (2024e): Festlegungsentwurf. Aktenzeichen: GBK-24-02-2#1. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Methoden_Ebene2/KANU/Festlegungsentwurf.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 18.07.2024.

Bürger, Veit; Keimeyer, Friedhelm; Braungardt, Sibylle (2022): Vereinbarkeit des Konzessionsrechts Erdgas mit den Anforderungen der kommunalen Wärmeplanung. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Konzessionsrecht-und-KWP.pdf>, zuletzt geprüft am 10.07.2024.

co2online (2022): Verteilung Heizenergieverbrauch. Online verfügbar unter <https://www.wohngebaeude.info/daten/#/heizen/bundesweit>, zuletzt aktualisiert am 21.06.2024, zuletzt geprüft am 21.06.2024.

Consentec GmbH; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (2018): Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) Projekt Nr. 043/16.

EnergieStG: Energiesteuergesetz. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/energiestg/index.html#BJNR153410006BJNE000307360>, zuletzt geprüft am 15.07.2024.

EnWG: Energiewirtschaftsgesetz. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html#BJNR197010005BJNE006209377.

Europäische Union (2024a): RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG (Neufassung), vom 07.05.2024.

Europäische Union (2024b): VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 und

(EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Neufassung), vom 13.06.2024.

Europäische Zentralbank (2022): Geldpolitik. Online verfügbar unter <https://www.ecb.europa.eu/ecb/orga/tasks/monpol/html/index.de.html>, zuletzt geprüft am 03.07.2024.

Eurostat (2022a): Distribution of income by quantiles - EU-SILC and ECHP surveys. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/ILC_DI01.

Eurostat (2022b): Mean and median income by tenure status - EU-SILC and ECHP surveys. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/ILC_DI09.

GasNEV: Gasnetzentgeltverordnung. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/gasnev/index.html#BJNR219700005BJNE000203377>.

GasNZV: Gasnetzzugangsverordnung. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/gasnzv_2010/index.html#BJNR126110010BJNE005001377.

Grabka, Markus M. (2022): Löhne, Renten und Haushaltseinkommen sind in den vergangenen 25 Jahren real gestiegen. DIW Wochenbericht (23). Online verfügbar unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.842401.de/22-23-1.pdf, zuletzt geprüft am 21.06.2024.

Held, Benjamin (2019): Einkommensspezifische Energieverbräuche privater Haushalte. In: *WISTA – Wirtschaft und Statistik* (2), S. 72–86. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Methoden/WISTA-Wirtschaft-und-Statistik/2019/02/einkommensspezifische-energieverbraeuche-022019.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 15.07.2024.

Henger, Ralph; Stockhausen, Maximilian (2022): Gefahr der Energiearmut wächst. In: *IW-Kurzbericht* (55).

Hesse, Tilman; Braungardt, Sibylle; Kreipl, Emma; Noka, Viktoria; Oestreich, Carl; Schumacher, Katja et al. (2023): Zielgerichtete Förderung – zielgruppenspezifische Investitionen zur Steigerung der Energiesicherheit und Verringerung der Energiearmut. Verlagerung der öffentlichen Ausgaben von Entlastungsmechanismen für den Energieverbrauch in privaten Haushalten hin zu Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und dem vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien. Öko-Institut; e-think.

Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Zielgerichtete-F%C3%B6rderung-Energiearmut.pdf>, zuletzt geprüft am 03.07.2024.

Hesse, Tilman; Loschke, Carmen; Heinemann, Christoph; Braungardt, Sibylle; Stobbe, Marc; Mendelevitch, Roman (2024): Erdgas-Phase-out in Deutschland. Perspektiven und Pfade aktueller Klimaneutralitäts-Szenarien. Hg. v. GasWende und Öko-Institut e.V.

Hölscher, Reinhold; Bonn, Rainer (2018): Finanzierung aus Abschreibungen, zuletzt aktualisiert am 15.03.2018, zuletzt geprüft am 11.06.2024.

Lange, Ronny; Schwigon Agnes; Steiner, Michael (2021): Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas. – Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2020. In: *DVGW energie | wasser-praxis* 72, S. 70–81.

Noka, Viktoria; Cludius, Johanna; Bei der Wieden, Malte; Liste, Victoria; Schumacher, Katja; Braungardt, Sibylle (2023): Wohn- und Energiekostenbelastung von Mietenden. Hg. v. Deutscher Mieterbund und Öko-Institut e.V.

Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität. Datenanhang. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/klimaneutrales-deutschland-2045-datenanhang>.

Raue (2024): Transformation der Gasverteilernetze. Online verfügbar unter <https://raue.com/aktuell/branchen/transformation-der-gasverteilernetze/>, zuletzt aktualisiert am 27.05.2024, zuletzt geprüft am 10.07.2024.

Schiffer, Hans-Wilhelm (2019): Energiemarkt Deutschland. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Schumacher, Katja; Cludius, Johanna (2020): Strategien und Maßnahmen zur Bekämpfung der Energiearmut in Deutschland. Impulsvortrag. Hg. v. Öko-Institut e.V.

Statistisches Bundesamt (2022a): Energieart der Beheizung. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Tabellen/tabelle-wo13-energieart.html>, zuletzt aktualisiert am 17.05.2024, zuletzt geprüft am 15.07.2024.

Statistisches Bundesamt (2022b): Haushalte in Mietwohnungen. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Tabellen/tabelle-wo2-mietwohnungen.html>, zuletzt aktualisiert am 17.05.2024, zuletzt geprüft am 15.07.2024.

Statistisches Bundesamt (2024a): Inflationsrate im Februar 2024 bei +2,5%. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/03/PD24_094_611.html, zuletzt aktualisiert am 12.03.2024, zuletzt geprüft am 09.07.2024.

Statistisches Bundesamt (2024b): Inflationsrate im Jahr 2023 bei +5,9 %. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/01/PD24_020_611.html, zuletzt aktualisiert am 16.01.2024, zuletzt geprüft am 03.07.2024.

StromNEV: Stromnetzentgeltverordnung. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/index.html#BJNR222500005BJNE004001118>.

Tagesschau (2024): Ab heute Mehrwertsteuer auf Gas wieder bei 19 Prozent. In: *tagesschau.de*, 01.04.2024. Online verfügbar unter <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/mehrwertsteuer-gas-102.html>, zuletzt geprüft am 15.07.2024.

Tews, Kerstin (2013): Energiearmut definieren, identifizieren und bekämpfen - Eine Herausforderung der sozialverträglichen Gestaltung der Energiewende. Vorschlag für eine Problemdefinition und Diskussion des Maßnahmenportfolios. FFU-Report 04-2013.

Umweltbundesamt (2022): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. In: *Climate Change* (28). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_28-2022_emissionsfaktoren-brennstoffe_bf.pdf, zuletzt geprüft am 24.06.2024.

Umweltbundesamt (2023): Wohnfläche. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/wohnflaeche#entwicklung-von-bevolkerung-und-wohnungsbestand-in-bundeslandern-unterschiedlich>, zuletzt aktualisiert am 21.06.2024, zuletzt geprüft am 21.06.2024.

Umweltbundesamt; Öko-Institut; IREES (2024): Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland - Rahmendaten. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2024-fuer-deutschland>, zuletzt aktualisiert am 28.06.2024, zuletzt geprüft am 28.06.2024.