Hochschule Ruhr West

Energie- und Wassermanagement, Mülheim an der Ruhr

Bachelorarbeit

Regulierung von Gasverteilnetzen im Zuge der Wärmewende

Eingereicht bei: Prof. Dr. Carsten Sander

Zweitprüfer: Prof. Dr. Michael Vogelsang

Abgabedatum: 19.12.2024

Lara Schellberg

10015541

Freigrafendamm 17, 44803 Bochum

9. Fachsemester

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis IV

Tabellenverzeichnis V

Abkürzungsverzeichnis VI

Symbolverzeichnis VIII

1. Einleitung 1

2. Grundlagen der Gasnetze 3

2.1 Aufbau der Gasversorgung 3

2.1.1 Struktur der Gasnetze in Deutschland 3

2.1.2 Zukunft der Gasnetze im Zuge der Dekarbonisierung 6

2.1.3 Künftige Entwicklung der Nachfrage 11

2.2 Regulierung der Gasverteilnetze 18

2.2.1 Einführung in die Regulierung 18

2.2.2 Die Erlösobergrenze im Rahmen der Anreizregulierung 22

2.2.3 Zusammensetzung des Kapitalkostenausgleichs 24

2.2.4 Abschreibungspraxis nach Gasnetzentgeltverordnung 26

2.2.5 Ableitung der Netzentgelte 27

3. Aktuelle Anpassung der Regulierung 30

3.1 Einführung und Zielsetzung KANU 30

3.2 Wesentliche Vorgaben des Beschlusses 31

3.3 Umsetzung über das Transformationselement 32

4. Fallstudie zur Umsetzung von KANU 2.0 33

4.1 Einführung und Zielsetzung der Fallstudie 33

4.2 Inputdaten und Annahmen 35

4.3 Auswirkung von KANU 2.0 auf die Erlösobergrenze 39

4.4 Nachfrage-Szenarien 44

4.5 Auswertung und Diskussion der NNE nach Anwendung von KANU 2.0 46
5. Ableitung von Handlungsempfehlungen 53
5.1 Empfehlungen im Rahmen von KANU 2.0 für die VNB 53
5.2 Empfehlungen zur weiteren Anpassung durch die BNetzA 54
6. Fazit und Ausblick 56
Literaturverzeichnis 59
Anhang 65

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kommunale Wärmeplanung in Baden-Württemberg (Stand: 21.11.2024) 10
Abbildung 2: Entwicklung des Gaspreises für Haushaltskunden in ct/kWh 12
Abbildung 3: Anteile der Preisbestandteile am Gesamtpreis Gas 13
Abbildung 4: Reduktionsverläufe der Gesamtendenergie aus Erdgas 14
Abbildung 5: Reduktionsverläufe der Endenergie aus Erdgas; Gebäude 15
Abbildung 6: Reduktionsverläufe der Endenergie aus Erdgas: Energiewirtschaft 16
Abbildung 7: Bestandteile der regulatorischen Kosten 21
Abbildung 8: Entwicklung der NNE inkl. der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb 29
Abbildung 9: Gasverbrauch SLP-Kunden, monatliche Veränderungen zu 2018-2021 29
Abbildung 10: Abschreibungsverläufe nach KANU 2.0 40
Abbildung 11: Kapitalkostenabzug nach KANU 2.0 42
Abbildung 12: EOG nach KANU 2.0 44
Abbildung 13: Nachfrage-Szenarien 45
Abbildung 14: NNE bei linearem Nachfrage-Verlauf 46
Abbildung 15: NNE bei dynamischem Nachfrage-Verlauf 47
Abbildung 16: NNE bei exponentiellem Nachfrage-Verlauf 48
Abbildung 17: Anteile der Preisbestandteile am Gesamtpreis Gas nach KANU 2.0 (2045) ... 51
Abbildung 18: Gesamtkosten pro Jahr und Haushaltsverbrauch nach KANU 2.0 52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Grundlegende Inputdaten im Ausgangsniveau 36
Tabelle 2: Regulatorische Basisdaten der vierten Regulierungsperiode 37
Tabelle 3: Zusammensetzung des Kapitalkostenabzugs 38
Tabelle 4: Inputdaten kalk. Abschreibung 38
Tabelle 5: Auswirkungen der NNE nach KANU 2.0 auf die Gesamtkosten Gas 52

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Capital Expenditures
CO_2	Kohlenstoffdioxid
ct	Cent
DEA	Dateneinhüllungsanalyse
EK-Quote	Eigenkapitalquote
EK-Zinsen	Eigenkapitalzinsen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOG	Erlösobergrenze
FK-Quote	Fremdkapitalquote
FK-Zinsen	Fremdkapitalzinsen
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsbereich
GWh	Gigawattstunden
H-Gas	High calorific gas
kalk.	kalkulatorisch
KANU 2.0	Festlegungsverfahren zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Ergdasleitungsinfrastrukturen
km	Kilometer
kWh	Kilowattstunden
L-Gas	Low calorific gas
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
NNE	Netznutzungsentgelte
OPEX	Operational Expenditures
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid

Q-Element	Qualitätselement
RLM-Kunden	Kunden mit registrierter Leistungsmessung
SFA	stochastische Effizienzgrenzanalyse
SLP-Kunden	Standardlastprofilkunden
TFE	Transformationselement
TWh	Terrawattstunden
VNB	Verteilnetzbetreiber
WPG	Wärmeplanungsgesetz

Symbolverzeichnis

EO_t	Erlösobergrenze im Jahr t
$KA_{dnb,t}$	dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Jahr t
$KA_{vnb,t}$	vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Jahr t
Vt	Verteilungsfaktor im Jahr t
$KA_{b,t}$	beeinflussbarer Kostenanteil im Jahr t
B_0	Bonus im Basisjahr
T	Dauer der jeweiligen Regulierungsperiode in Jahren
VPI_t	Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t
VPI_0	Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr
PF_t	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor im Jahr t
KKA_t	Kapitalkostenaufschlag im Jahr t
Q_t	Qualitätselement im Jahr t
VK_t	volatiler Kostenanteil im Jahr t
VK_0	volatiler Kostenanteil im Basisjahr
S_t	Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze im Jahr t
$KKAb_t$	Kapitalkostenabzug im Jahr t
KK_0	Kapitalkosten im Basisjahr
KK_t	Kapitalkosten im Jahr t
AB_t	Abschreibungen im Jahr t
EKZ_t	Eigenkapitalzinsen im Jahr t
$GewSt_t$	Gewerbesteuer im Jahr t
FKZ_t	Fremdkapitalzinsen im Jahr t
NNE_t	Netznutzungsentgelte im Jahr t
d_t	Nachfrage im Jahr t
$EO_{t\Delta}$	veränderte Erlösobergrenze im Jahr t
GK	Gesamtkosten
EW	Effizienzwert
$KK_{t,ohne\ ABt}$	Kapitalkosten ohne Abschreibungen im Jahr t

1. Einleitung

Das Klimaschutzgesetz der Bundesrepublik Deutschland sieht die Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 vor, welche eine Transformation der Energieversorgung voraussetzt. Diese Transformation soll für den Wärmesektor, welcher sowohl die Prozesswärme des Industriesektors als auch die Raumwärme des Privatsektors umfasst, im Rahmen der Wärmewende erfolgen. Der Wärmemarkt in Deutschland ist für rund 40 % der nationalen Kohlenstoffdioxid (CO_2)-Emissionen verantwortlich.[1] Dessen Nachfrage wird in Deutschland zu ca. 80 % durch fossile Brennstoffe gedeckt.[2] Daher ist die Dekarbonisierung im Zuge der Wärmewende ein wichtiger Hebel, um die Klimaneutralität zu erreichen. Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) setzt erste Rahmenbedingungen, um den Umstieg auf erneuerbare Energien im Gebäudesektor umzusetzen und erwirkt somit einen schrittweisen Ausschluss von fossilen Brennstoffen in den Heizungssystemen bis zur vollständigen Treibhausgasneutralität der Wärmenetze im Jahr 2045.[3]

Vor diesem Hintergrund ist ein Ende der Erdgasversorgung zum Jahr 2045 durch die Regierung vorgesehen. Die Gasnetzinfrastruktur wird zukünftig in Teilen auf Fernleitungsebene und in einzelnen Fällen auf der Verteilnetzebene für den Wasserstofftransport genutzt werden können.[4] Der Großteil der Erdgasnetze soll jedoch, nach Plänen der Politik, spätestens zum Jahr 2045 nicht mehr genutzt und stillgelegt werden.[5] Die Stilllegung kann dazu führen, dass die Gasnetzinfrastruktur unter den bisherigen regulatorischen Rahmenbedingungen zum Teil nicht vollständig kalkulatorisch abgeschrieben und über die Netznutzungsentgelte refinanziert werden kann. Des Weiteren erlaubt die bisherige Regulierung keine Anpassung der Abschreibungen an die Veränderungen der Netznutzung und Gasverbräuche, die gerade im Zuge der kommunalen Wärmewende zu großen Unterschieden zwischen den einzelnen Netznutzungsgebieten führt.[6] Ohne Anpassungen führte diese Abschreibungsproblematik dazu, dass die Kosten des Erdgasausstiegs zum Ende der Transformation auf wenige Netznutzer verteilt werden würden. Demnach müssten die Netznutzer, die keine Möglichkeit eines früheren Umstiegs auf erneuerbare Energien haben, höhere Kosten tragen als Netznutzer, die zu einem früheren Zeitpunkt Investitionen in alternative Wärmetechniken tätigen können. Darüber hinaus kann ohne eine Flexibilisierung der Abschreibungsmodalitäten zum einen die tatsächliche Nutzung der Gasnetze nicht

[1] Vgl. Deutscher Bundestag (2023), S. 4.
[2] Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024), S.1.
[3] Vgl. dsb., S.1f.
[4] Vgl. Bundesnetzagentur (2024b), S.11.
[5] Vgl. Bundesnetzagentur (2024a), S. 4.
[6] Vgl. ebd.

über die Abschreibungen angemessen dargestellt werden und zum anderen besteht dadurch die Gefahr, dass das wirtschaftliche Potenzial der Netzbetreiber, besonders vor dem Hintergrund der wachsenden Unsicherheiten im Zuge des Transformationsprozesses, nicht voll ausgeschöpft werden kann.[7]

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat sich der Problematik angenommen und einen Beschluss im Rahmen des Festlegungsverfahrens zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 2.0) vorgelegt, welcher ab dem Jahr 2025 für die Betreiber von Fernleitungsnetzen, sowie Verteilnetzen gelten wird. Dieser Beschluss ermöglicht den Gasnetzbetreibern eigene Ausgestaltungsmöglichkeiten der Abschreibungsmodalitäten im Rahmen eines Wahlmodells. Dieses stellt die Wahl zwischen linearen und degressiven Abschreibungen sowie unterschiedlichen Nutzungsdauern dar.[8] Diese Flexibilisierung stellt die Netzbetreiber vor die Herausforderung die richtige Abschreibungsmodalität für ihre individuelle Netzinfrastruktur zu wählen, um Entgeltsprünge und eine übermäßige Belastung weniger Nachfrager im Zeitraum bis zum geplanten Erdgasausstieg zu vermeiden.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die übergeordnete Forschungsfrage dieser Arbeit: „Welche Handlungsempfehlungen lassen sich für die Gestaltung der Abschreibungsmodalitäten durch die Flexibilisierung im Rahmen von KANU 2.0 für die Betreiber von Gasverteilnetzen ableiten?“

Weiter ergibt sich die Frage, inwieweit der aktuelle regulatorische Rahmen ein passendes Instrument zur Bewältigung der künftigen Herausforderungen in Bezug auf die energiepolitischen Ziele ist und ob sich aus der Untersuchung ein weiterer Anpassungsbedarf der aktuellen Regulierung der Gasverteilnetze herausstellt.

Zur Beantwortung der übergeordneten Forschungsfrage werden in dem zweiten Abschnitt die Grundlagen der Gasnetze erläutert, wobei eine thematische Abgrenzung der für die spätere Untersuchung relevanten Inhalte stattfindet. Die Problemstellung soll in diesem Abschnitt in den Kontext der Ausgangslage, sowie der künftigen Nachfrageentwicklung der Gasverteilnetze gesetzt werden. Des Weiteren erfolgt in diesem Kapitel eine Einführung in die bisherige Regulierung, welche die Formel der Erlösobergrenze im Rahmen der Anreizregulierung vertieft. Dieser

[7] Vgl. Bundesnetzagentur (2024b), S. 11f.
[8] Vgl. BDEW (2024a), S. 3.

Abschnitt bildet die Grundlage des dritten Abschnittes, welcher sich mit der künftigen Regulierung der Gasverteilnetze beschäftigt. Im Rahmen dieses Abschnittes erfolgt eine Einführung in die Bedeutung und Zielsetzung von „KANU 2.0“ sowie eine Vertiefung der wesentlichen Inhalte im Rahmen des Beschlusses.

Der darauffolgende Abschnitt führt in die Fallstudie zur Anwendung von KANU 2.0 ein, anhand dessen Ergebnisse die Fragestellung dieser Arbeit beantwortet werden soll. Dazu wird zunächst das fiktive Gasverteilnetz, das auf Grundlage eines ausgewählten Referenznetzes gebildet wird, anhand der im Rahmen der Untersuchung genutzten Datengrundlage beschrieben. Im Anschluss finden die aus dem zuvor beschriebenen Beschluss ergangenen Regelungen Anwendung auf das fiktive Gasverteilnetz. Im Rahmen der Szenario-basierten Analyse werden verschiedene Szenarien für die künftige Gasnachfrage definiert, anhand deren im Rahmen der Fallstudie eine Berechnung zur Bestimmung der veränderten Netzentgelte stattfindet. Nachfolgend findet eine Auswertung der Ergebnisse statt, anhand derer die Handlungsempfehlungen für die Betreiber von Gasverteilnetzen zur Beantwortung der Forschungsfrage formuliert werden. Des Weiteren umfasst dieser Abschnitt den weiteren Handlungsbedarf der BNetzA, der sich mit den offenen Handlungsfeldern der künftigen Regulierung befasst. Der letzte Abschnitt zieht ein Fazit und gibt einen Ausblick auf mögliche offene Fragen in Bezug auf die Zukunft der Gasverteilnetze und der künftigen Gestaltung des regulatorischen Rahmens.

2. Grundlagen der Gasnetze

2.1 Aufbau der Gasversorgung

2.1.1 Struktur der Gasnetze in Deutschland

In Deutschland wird Erdgas hauptsächlich zur Erzeugung von Wärme, im Privatsektor, Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsbereich (GHD) sowie in der Industrie genutzt. Weiter kann Erdgas ebenfalls über Gasturbinenkraftwerke in elektrischen Strom umgewandelt werden.[9] Letzteres wird im Rahmen der Arbeit nicht betrachtet. Bei Erdgas wird grundsätzlich zwischen L-Gas (Low calorific gas) und H-Gas (High calorific gas) aufgrund ihrer unterschiedlichen Beschaffenheit und einem veränderten Energiegehalt unterschieden. Das mit einem niedrigeren Brennwert bezeichnete L-Gas wird ausschließlich aus deutschen und niederländischen Aufkommen gefördert. Bei H-Gas handelt es sich um ein hochkalorisches Gas, das einen höheren

[9] Vgl. Schiffer (2019), S. 145f.

Brennwert aufweist und, anders als das L-Gas, nicht in den Niederlanden und Deutschland gefördert wird. Aufgrund der Unterschiede in ihrer Beschaffenheit benötigen L-Gas und H-Gas für den Transport sowie die Verteilung separate Leitungen. Da die Verfügbarkeit von L-Gas rückgängig ist, werden daher die Leitungen, die L-Gas transportiert haben, schrittweise für den Transport von H-Gas umgestellt. Wie die Netze müssen auch die Verbrauchsgeräte bei den Endverbrauchern entsprechend auf das H-Gas eingestellt werden.[10]

Der Gasmarkt in Deutschland wird in verschiedene Wertschöpfungsstufen untergliedert. Dazu zählen die inländische Produktion und der Import, die Großhandelsebene, das Transportnetz, die Speicherung, das Verteilnetz, und abschließend der Vertrieb.[11] Bei den Wertschöpfungsstufen der Transportnetzebene und der Verteilnetzebene handelt es sich um natürliche Monopole, die einer Regulierung unterliegen. Die übrigen Wertschöpfungsstufen befinden sich im freien Markt.[12] Die Regulierung von Gasverteilnetzen wird in Abschnitt 2.2 näher beschrieben. In dieser Arbeit soll die Wertschöpfungsstufe der Verteilnetze näher betrachtet werden. Dazu ist zunächst das Verteilnetz von der Transportnetzebene abzugrenzen.

Das Transportnetz transportiert das Erdgas innerhalb Deutschlands über weite Distanzen sowie in die und aus den angrenzenden EU-Staaten, während das Verteilnetz die Versorgung der Endverbraucher und deren Anschluss an das Gasnetz gewährleistet.[13] Ein weiterer Unterschied liegt in den unterschiedlichen Druckstufen der Leitungen, wobei es Überschneidungen auf den Hochdruckstufen zwischen den Ebenen gibt. Als Hochdruckebene gelten Leitungen mit Druckstufen > 1 bar, während sich die Mitteldruckebene zwischen 0,1 bis 1 bar befindet und die Niederdruckebene die Leitungen mit < 0,1 bar abbildet.[14] Das Transportnetz agiert ausschließlich auf der Hochdruckebene, während das Verteilnetz Leitungen auf allen Druckstufen aufweist.[15]

Die Länge des gesamten Gasverteilnetzes in Deutschland lag Stand 2022 bei 527,4 Tsd. Kilometer (km), davon handelt es sich bei 75,1 Tsd. km um Verteilnetze in der Hochdruckebene. Die Anzahl der bei der BNetzA registrierten Verteilnetzbetreiber (VNB) belief sich im Jahr

[10] Vgl. dsb., S. 140f.
[11] Vgl. dsb., S. 125f.
[12] Vgl. Linnemann (2024), S. 7.
[13] Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023), S. 221.
[14] Vgl. Schütte (2019), S. 180.
[15] Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023), S. 223.

2023 auf insgesamt 704, davon sind es 675 VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden. Rund 532 VNB davon weisen weniger als 15.000 angeschlossene Kunden auf.[16]

Die wesentlichen Aufgabenbereiche der VNB stellen die Verteilung des Erdgases an die Endkunden sowie den Betrieb, Ausbau und die Instandhaltung der Netzinfrastruktur dar.[17] Die Aufgaben der Netzbetreiber sind entsprechend in Abschnitt 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) festgelegt. Der Betrieb, Ausbau und die Instandhaltung der Gasverteilnetze führen entsprechend zu Investitionen und Aufwendungen bei den VNB.

Das Gesamtinvestitionsvolumen der VNB belief sich im Jahr 2022 auf 1.445 Millionen (Mio.) €. Dabei investierten die VNB 795 Mio. € in den Neubau, Ausbau und die Erweiterung des Verteilnetzes und 650 Mio. € in dessen Erhalt und die Erneuerung. Nach Schätzungen der BNetzA liegt das Gesamtinvestitionsvolumen im Jahr 2023 etwa bei 1.450 Mio. €. Die VNB gaben an, dass im Jahr 2022 die Aufwendungen für die Wartung und die Instandhaltung der Verteilnetze bei 1.191 Mio. € lagen und für das Jahr 2023 auf 1.250 Mio. € geschätzt werden.[18] Wie hoch die Investitionen eines VNB sind, hängt von verschiedenen Faktoren ab, maßgebend sind dabei die geographischen Gegebenheiten des jeweiligen Netzgebietes. Von den insgesamt 704 VNB beträgt bei 143 VNB das Investitionsvolumen zwischen einer und fünf Mio. €. Bei 43 VNB betrugen die Investitionen über fünf Mio. €. Die Aufwendungen beliefen sich bei 239 VNB auf 100.001 bis 500.000 €. Bei 53 VNB betrugen die Aufwendungen mehr als fünf Mio. €.[19]

Die Gasverteilnetze weisen dabei eine besondere Kostenstruktur auf, da diese das eingesetzte Kapital zum einen in großer Höhe und zum anderen für einen langen Zeitraum binden. Das liegt daran, dass der Aufbau und Ausbau von Netzen kapitalintensiv ist und für diese anschließend kalkulatorische Nutzungsdauern von bis zu 65 Jahren vorgeschrieben sind. Daraus lässt sich schließen, dass die Kosten auch nur langfristig beeinflussbar sind, und dass die Infrastruktur der Verteilnetze nicht kurzfristig an veränderte Anforderungen angepasst werden kann.[20] Ein weiterer Faktor, der die Anpassungsfähigkeit auf Ebene der Gasverteilnetze einschränkt, sind die ebenfalls im EnWG verankerten Regelungen der Konzessionsverträge, die nachfolgend beschrieben werden.

[16] Vgl. dsb., S. 221.
[17] Vgl. Schiffer (2019), S. 144.
[18] Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023), S. 43.
[19] Vgl. ebd.
[20] Vgl. Mahn (2020), S. 12.

Um ein Gasnetz betreiben zu können und die direkte Versorgung von Letztverbrauchern über die Leitungen innerhalb des Netzgebietes sicherzustellen, muss der VNB einen Konzessionsvertrag mit der jeweiligen Kommune abschließen. Den Inhalt dieses Vertrages stellen sogenannte Wegenutzungsrechte dar, die das Verlegen und den Betrieb von Leitungen innerhalb von öffentlichen Verkehrswegen erlaubt. Nach § 46 Abs. 1 EnWG muss die Kommune das Wegerecht für die Verlegung von Leitungen für den Netzbetrieb bereitstellen. Im Gegenzug zahlt der VNB eine Konzessionsabgabe gemäß § 48 EnWG, deren Höhe sich nach der Gemeindegröße und der durchgeleiteten Gasmenge richtet.[21]

Die Ausschreibung eines Wegenutzungsrechtes beginnt mit der Veröffentlichung durch die Kommune, die verpflichtet ist, die Ausschreibung mindestens zwei Jahre vor Ablauf der aktuellen Konzession elektronisch im Bundesanzeiger bekannt zu machen. Die Frist der Ausschreibung gilt unabhängig von der Vertragsdauer der Konzession. Diese Vertragsdauer kann sich aus einer Grundlaufzeit mit einer optionalen Verlängerung zusammensetzen. Bei dieser Form der Vertragsdauer muss die Ausschreibung eines neuen Konzessionsvertrages zwei Jahre vor dem Ende der Grundlaufzeit erfolgen, sofern keine automatische Verlängerung vorgesehen ist. Die maximale Laufzeit eines Konzessionsvertrags beträgt gemäß § 46 Abs. 2 EnWG 20 Jahre.[22]

Nach der Einführung in die Struktur der Gasverteilnetze in Deutschland werden im folgenden Abschnitt die aktuellen Entwicklungen auf energiepolitischer Ebene im Zuge der Dekarbonisierung beschrieben.

2.1.2 Zukunft der Gasnetze im Zuge der Dekarbonisierung

Im Rahmen der klimapolitischen Ziele strebt die Regierung eine sektorübergreifende Dekarbonisierung an, welche die Nutzung von fossilem Erdgas ausschließt und durch den Einsatz verschiedener alternativer Technologien umgesetzt werden soll. Zentral ist dabei der Umstieg von fossilem Erdgas auf erneuerbare Gase neben der allgemeinen Elektrifizierung der Energieanwendungen. Zu den erneuerbaren Gasen zählen neben den aus Biomasse gewonnenen Biogasen, im Rahmen des Power-to-Gas (PtG) bzw. Power-to-Liquid (PtL) Verfahrens hergestelltes synthetisches Methan und Wasserstoff. Bei der Technologie PtG bzw. PtL wird durch Elektrolyse Wasserstoff hergestellt, aus welchem anschließend nach Zusatz von Kohlendioxid, Methan gewonnen werden kann.[23] Die beiden Verfahren gelten neben der direktelektrischen Nutzung

[21] Vgl. Linnemann (2024), S. 111.
[22] Vgl. dsb., S. 111f.
[23] Vgl. Wachsmuth et al. (2019), S. 37.

im Zuge der Dekarbonisierung des Verkehrssektors auch als alternative Kraftstoffe für Benzin- oder Dieselkraftstoffe. Im Industriesektor soll zukünftig der Bedarf an Hochtemperatur-Prozesswärme ebenfalls durch erneuerbare Gase gedeckt werden, welche im Bereich der Stromerzeugung als Ausgleich zu den fluktuierenden erneuerbaren Energien eingesetzt werden sollen.[24]

Der Aufbau der Infrastruktur zur Bereitstellung von Wasserstoff für die beschriebenen Sektoren soll mit der Planung und Errichtung eines Wasserstoff-Kernnetzes umgesetzt werden. Geplant ist die Anbindung zentraler Standorte von großen Verbrauchs- und Erzeugungsregionen an das Kernnetz. Die Inbetriebnahme des Wasserstoff-Kernnetzes und der dazugehörigen Infrastruktur ist bis zum Jahr 2032 geplant. Nach Vorgaben des EnWG sind die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) dazu verpflichtet einen Antrag bei der BNetzA vorzulegen, der einen konkreten Maßnahmenplan zur Errichtung des Wasserstoffkernnetzes enthält. Der Antrag wurde durch die FNB am 22. Juli 2024 eingereicht.[25] Die im Antrag enthaltenen Maßnahmen umfassen eine Netzlänge von 9.666 km und ein Investitionsvolumen von 19,7 Milliarden €.[26]

Zudem wurden bereits Bedarfe auf der Verteilnetzebene in die technische Planung im Rahmen des Antrags integriert. Für die Umstellung der Verteilnetzinfrastruktur und deren angeschlossenen Kunden fehlen jedoch noch die entsprechenden gesetzlichen sowie regulatorischen Rahmenbedingungen.[27] Aus der technischen Perspektive ist die Umstellung des Gasverteilnetzes auf 100 % Wasserstoff grundsätzlich möglich.[28] Plänen der BNetzA zu Folge sollen die VNB im regionalen und kommunalen Bereich die Wasserstoffkunden bündeln um diese entsprechend mit den überregionalen Wasserstoff-Netzen zu verbinden.[29]

Grüner Wasserstoff wird dabei in Deutschland als zentrale Energiequelle im Rahmen der Transformation hin zur Klimaneutralität betrachtet. Der Großteil des Bedarfs an grünem Wasserstoff muss jedoch bis zum Jahr 2030 importiert werden. Aus welchen Ländern dieser Bedarf importiert werden soll, bleibt bisher ungeklärt.[30] Von grünem Wasserstoff spricht man grundsätzlich bei der Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien.[31] Eine Studie des Wuppertal Instituts zeigt, dass Europa bei der Wasserstoffproduktion hinter den Zielvorgaben zurückbleibt.

[24] Vgl. ebd.
[25] Vgl. Bundesnetzagentur (o.J. a).
[26] Vgl. Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2024), S. 40.
[27] Vgl. dsb., S. 9f.
[28] Vgl. Linnemann / Peltzer (2022), S. 43.
[29] Vgl. Bundesnetzagentur (o.J. a).
[30] Vgl. Scholz et al. (2024), S. 4.
[31] Vgl. dsb., S. 8.

Lediglich 6 % der für das Jahr 2030 geplanten Kapazitäten sind derzeit gesichert.[32] Diese dienen jedoch zunächst im Rahmen von Projekten primär der jeweiligen lokalen Versorgung.[33] Potenzielle Importe bis zum Jahr 2030 könnten überwiegend aus der Nordseeregion bezogen werden, während Importe aus sogenannten globalen „sweet spots“ wie Namibia und Saudi-Arabien zum einen begrenzt sind und zum anderen klimapolitisch kritisch bewertet werden.[34]

Weitere Entwicklungen hinsichtlich des Wasserstoff-Kernnetzes sowie der Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff werden in dieser Arbeit nicht näher betrachtet.

Für den Wärmesektor werden mehrere Strategien zur Erreichung der Dekarbonisierung verfolgt. Diese umfassen die Erhöhung der Gebäudeenergie- und Heizanlageneffizienz, sowie die Deckung des Wärmebedarfs aus erneuerbaren Energien, welche zu großen Teilen durch eine netzgebundene Wärmeversorgung sichergestellt werden soll.[35] Im Gebäudebereich gelten im Zuge des GEG bereits ab dem 1. Januar 2025 verschärfte Regelungen zum Einbau von Heizungssystemen in Neubauten, welche einen Anteil erneuerbarer Energien von 65 % in deren Betrieb vorschreiben.[36]

Im Rahmen der Wärmewende sollen die Kommunen zur Umsetzung der Strategien eine koordinierende Planungsaufgabe übernehmen, aufgrund der sich ändernden kommunalen Bedarfe an den Infrastrukturen der Gasverteil- und Wärmenetze.[37] Die kommunale Wärmeplanung soll die Nutzung erneuerbarer Energien und Abwärme unterstützen und die wirtschaftlichste Wärmeversorgungsart für Teilgebiete bestimmen. Die Planung soll darüber hinaus die Koordination für die Entwicklung der notwendigen Netzinfrastruktur entlasten und die Abstimmung von Investitionsentscheidungen verbessern. Zudem soll Transparenz über den Sanierungsbedarf von Gebäuden ganzer Straßenabschnitte geschaffen und die Einbindung der betroffenen Akteure in die Entwicklung der zukünftigen Wärmeversorgung sichergestellt werden.[38]

Ein entsprechendes Gesetz für die Wärmeplanung wurde am 1. Januar 2024 als Wärmeplanungsgesetz (WPG) bindend. Dieses schreibt die Erstellung von Wärmeplanungen durch Gemeindegebiete mit mehr als 100.000 Einwohnern bis zum 30. Juni 2026 vor. Liegt die Einwohnerzahl bei bis zu 100.000 Einwohnern, verlängert sich die Frist auf den 30. Juni 2028. Das

[32] Vgl. dsb., S. 12.
[33] Vgl. dsb., S. 7.
[34] Vgl. ebd.
[35] Vgl. Senders (2022), S. 3.
[36] Vgl. Senders (2023), S. 213.
[37] Vgl. Bürger et al. (2021), S. 3.
[38] Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024), S. 2.

WPG regelt den Ablauf der Wärmeplanung, wobei die Durchführung in der Regel den Kommunen, Landkreisen oder anderen zuständigen Stellen durch eine landesrechtliche Regelung übertragen wird.[39] Die Umsetzung der Wärmeplanung bedeutet die Dekarbonisierung und den Ausbau der Fernwärmenetze parallel zu einer bestehenden Gasverteilnetzinfrastruktur, was zu einer Konkurrenz unter den Netzen führen kann. Der Rückgang der Gasverteilnetze wird dabei als mögliches Zielszenario im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung, in Verbindung mit den Regelungen des GEG zum schrittweisen Ausschluss von fossilen Brennstoffen in den Heizsystemen, betrachtet.[40]

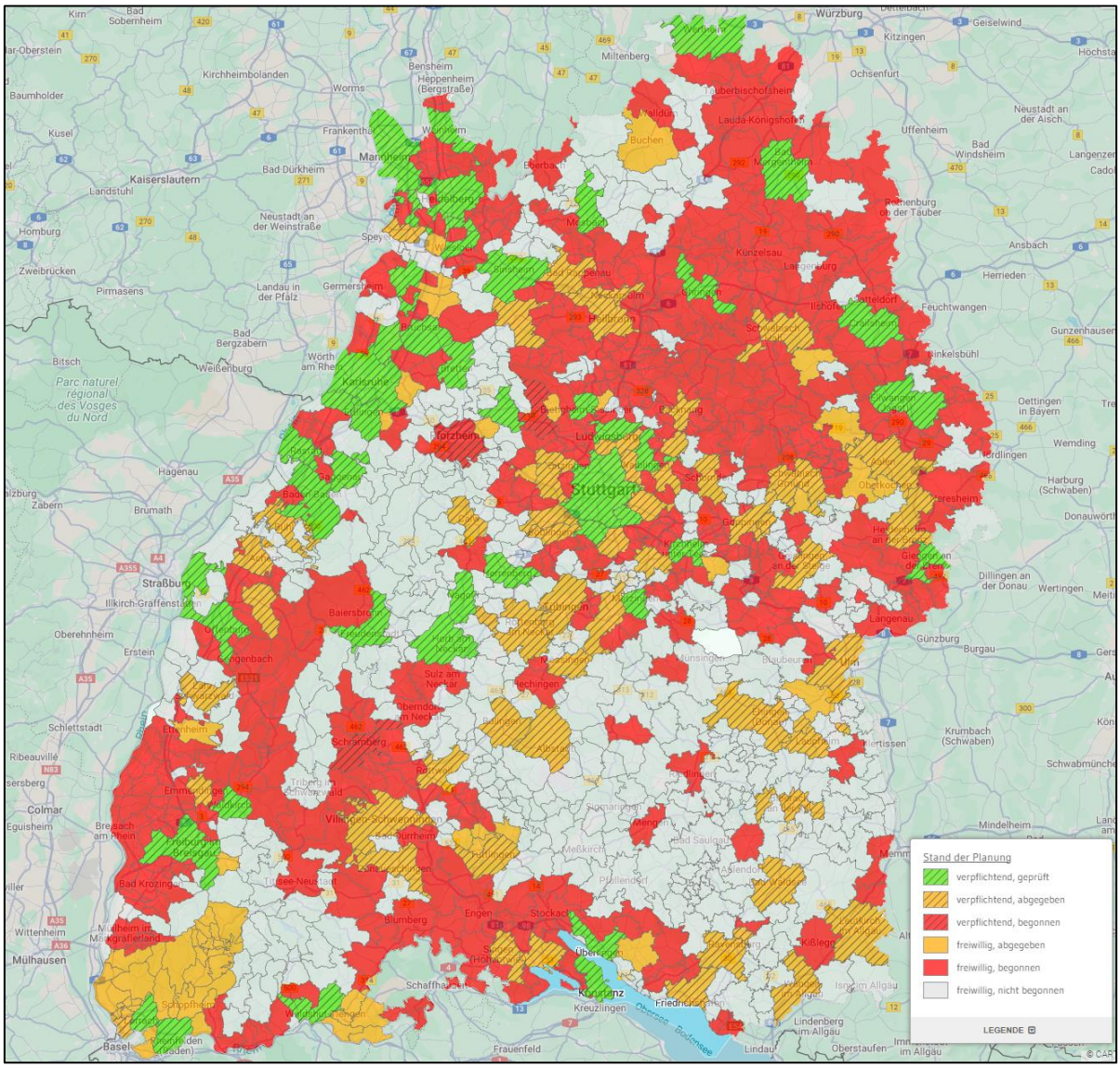
Das Land Baden-Württemberg sieht in der kommunalen Wärmeplanung die Möglichkeit Potenziale und Bedarfe zusammenzuführen und dadurch die Einsatzmöglichkeiten von Energiequellen innerhalb des künftigen Energiesystems zu definieren und anschließend lokal umzusetzen.[41] Dafür stellt Baden-Württemberg insgesamt etwa 18 Mio. € für die freiwillige kommunale Wärmeplanung bereit und ermöglicht somit neben den 104 verpflichteten großen Kreisstädten und Stadtkreisen, bislang etwa 476 Kommunen freiwillig in die kommunale Wärmeplanung einzusteigen.[42] Die Abbildung 1 zeigt, dass dadurch bereits etwa die Hälfte aller Kommunen in Baden-Württemberg, die kommunale Wärmeplanung begonnen oder abgeschlossen haben, wodurch für rund 80 % der Bevölkerung eine bessere Planungssicherheit bezüglich der künftigen Wärmeversorgung geschaffen wird. Neben der Bevölkerung profitieren sowohl die Kommunen selbst durch die verbesserte Planung und frühzeitige Ausschreibung als auch die Gewerke durch die ermöglichte frühzeitige Koordination ihrer Aufträge.[43]

Der Gemeinderat der Stadt Mannheim hat bereits am 12. März 2024 den kommunalen Wärmeplan beschlossen, der eine klare Orientierung im Bereich der Heizsysteme in Richtung Fernwärme und Wärmepumpen als vorrangige Heizsysteme kommuniziert.[44] Die MVV Energie AG hat sich mit dem Mannheimer Modell dazu verpflichtet an allen ihrer Standorte bis zum Jahr 2035 klimapositiv zu werden und dazu bereits zum Jahr 2030 die Fernwärmeerzeugung vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen.[45] In einer Pressemitteilung vom 8. November 2024 teilt die MVV Energie AG mit, bis zum Jahr 2035 die Gasverteilnetzinfrastruktur in

[39] Vgl. dsb., S. 3.
[40] Vgl. Senders (2023), S. 218.
[41] Vgl. Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (o.J.).
[42] Vgl. Baden-Württemberg (2024).
[43] Vgl. ebd.
[44] Vgl. MVV Energie AG (2024).
[45] Vgl. MVV Energie AG (o. J.).

Mannheim stillzulegen und vollständig aus der Versorgung mit Erdgas auszusteigen.[46] Dazu plant die MVV Energie AG den Neuanschluss von 10.000 Gebäuden an das Fernwärmenetz.[47] Der Erdgasausstieg betrifft jedoch 24.000 Haushalte in Mannheim und im ganzen Versorgungsgebiet der MVV Energie AG etwa 56.000 Haushalte. Die betroffenen Haushalte, die nicht unter die bereits geplanten Neuanschlüsse des Fernwärmenetzes fallen, müssen somit bis 2035 selbstständig auf eine alternative Wärmelösung umsteigen.[48]

Abbildung 1: Kommunale Wärmeplanung in Baden-Württemberg (Stand: 21.11.2024)



Quelle: Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (o.J.).

[46] Vgl. MVV Energie AG (2024).
[47] Vgl. ebd.
[48] Vgl. SWR Südwestrundfunk (2024).

Inwieweit sich diese energiepolitischen Entwicklungen auf die künftige Gasnachfrage auswirkt, wird in dem nachfolgenden Abschnitt entsprechend ausgeführt.

2.1.3 Künftige Entwicklung der Nachfrage

Um die künftige Entwicklung der Nachfrage im Rahmen dieser Arbeit anhand verschiedener Studien darzulegen, werden zunächst die verschiedenen Kundenprofile unterschieden und für die spätere Fallstudie abgegrenzt. Anschließend wird die Zusammensetzung des Gesamtpreises für Gas als Ausgangslage für die Entwicklung der Gasnachfrage erläutert.

Die Kunden leitungsgebundener Energieversorgung lassen sich grundsätzlich in verschiedene Sektoren sowie verschiedene Kundentypen untergliedern. Nach § 3 Nr. 25 EnWG sind Letztverbraucher „natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eignen Verbrauch kaufen (…)“. Als Haushaltskunden gelten laut § 3 Nr. 22 EnWG „Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht überschreitenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen“.

Haushaltskunden nach Definition des EnWG werden auch als Standardlastprofilkunden (SLP-Kunden) bezeichnet. SLP-Kunden zahlen grundsätzlich jede gelieferte Kilowattstunde (kWh) zunächst über einen monatlichen Abschlag an den Lieferanten und erhalten von diesem anschließend eine Jahresrechnung, in der ein Abgleich der über den Abschlag gezahlten Menge und der tatsächlich verbrauchten Menge stattfindet. Der für die Abschlagszahlung verwendete prognostizierte Verbrauch orientiert sich an Standardlastprofilen, die auf Abnahmeprofilen der verschiedenen Kundengruppen basieren. Diese Abnahmeprofile sind eine in der Energiewirtschaft anerkannte Prognosehilfe, die auf Grundlage empirischer Werte berechnet wird.[49]

Eine Abgrenzung der SLP-Kunden findet zu Kunden mit registrierter Leistungsmessung (RLM-Kunden) statt. Bei RLM-Kunden handelt es sich um Kunden mit einem jährlichen Verbrauch, der über 100.000 kWh liegt. RLM-Kunden werden zudem in Industrie- und Großkunden differenziert, die sich in ihrem jährlichen Verbrauch und der Größe der Anschlussleitung unterscheiden. Bei Industriekunden liegt der jährliche Verbrauch unter 10 Gigawattstunden (GWh) bei einer Anschlussleitung bis 5 Megawatt (MW) und bei Großkunden bei mehr als 10 GWh mit einer Anschlussleitung von bis zu 100 MW. Anders als bei den SLP-Kunden erfolgt die

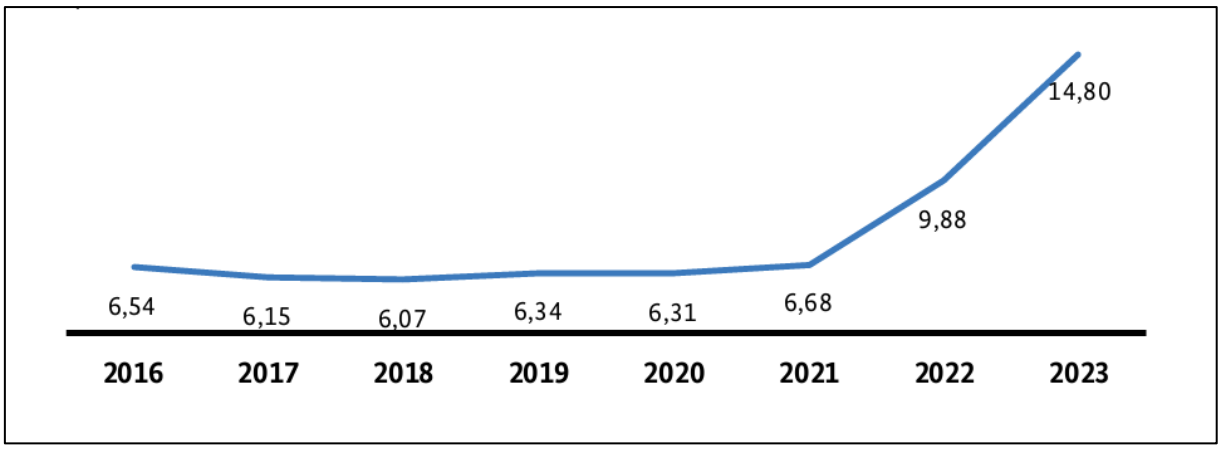
[49] Vgl. Linnemann (2024), S. 38f.

Abrechnung im Regelfall monatlich und umfasst neben den gelieferten kWh die dem Kunden zur Verfügung gestellte Leistung. Diese Leistung wird in Messperioden von 15 Minuten bei Strom und von 60 Minuten bei Gas über entsprechende Zähler als Leistungsmittelwert bei dem Kunden gemessen.[50]

Im Rahmen der Untersuchung dieser Arbeit werden die unter die SLP-Kunden fallenden Haushaltskunden laut Definition des EnWG als Letztverbraucher betrachtet. RLM-Kunden finden weitergehend keine Berücksichtigung.

Der durch die SLP-Kunden zu zahlende Gaspreis setzt sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen. Neben der im Rahmen dieser Arbeit thematisierten Netzentgelte fallen Konzessionsabgaben, CO_2-Abgaben, die Gassteuer sowie die Umsatzsteuer an. Der Gesamtpreis anhand des durchschnittlichen mengengewichteten Preises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien im Jahr 2021 beträgt 6,68 ct/kWh.[51] Die Abbildung 2 zeigt, dass sich die Daten der Jahre 2022 sowie 2023 wegen der stark angestiegenen Preise bei der Energiebeschaffung aufgrund der geopolitischen Ereignisse nicht eignen, um das Verhältnis der Preisbestandteile am Gesamtpreis abzubilden.[52]

Abbildung 2: Entwicklung des Gaspreises für Haushaltskunden in ct/kWh



Quelle: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023), S. 276.

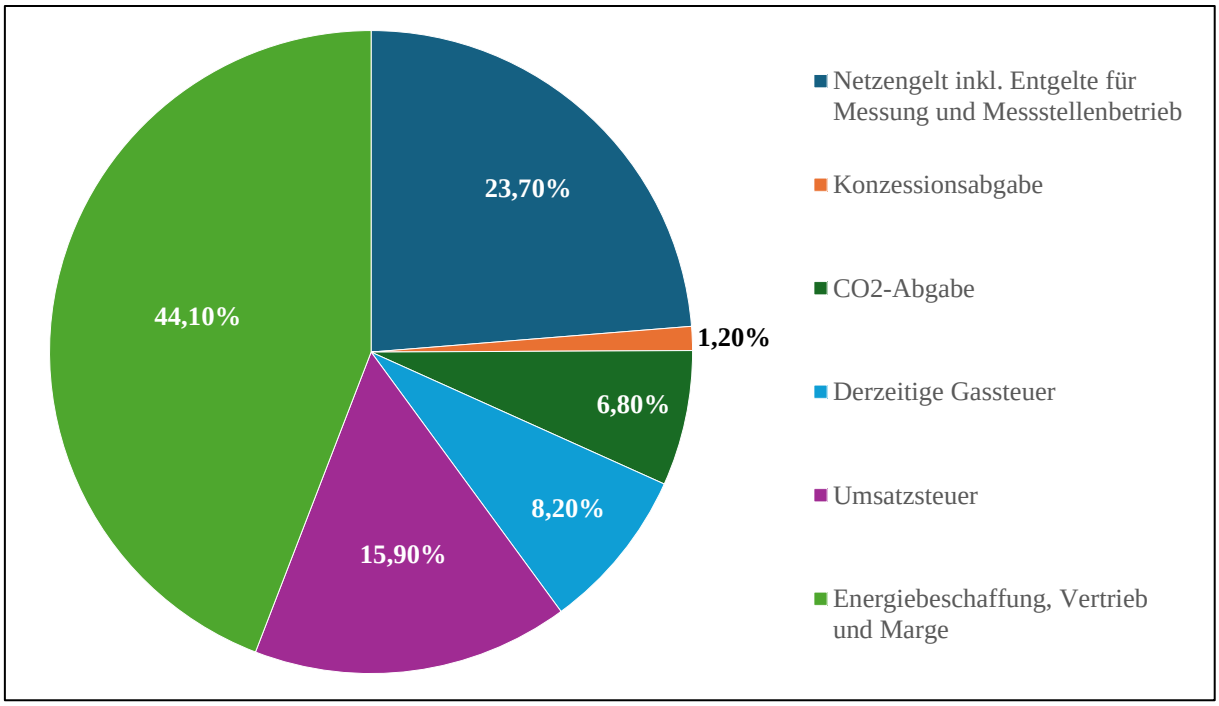
Die Abbildung 3 zeigt die Verteilung der jeweiligen Preisbestandteile am Gesamtpreis anhand des durchschnittlichen mengengewichteten Preises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien im Jahr 2021. Den größten Anteil von 44,1 % am Gesamtpreis hat der Preisbestandteil

[50] Vgl. dsb., S. 39.
[51] Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2022), S. 452.
[52] Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023), S. 4.

der Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge. Die Netzentgelte inkl. Entgelte für die Messung und den Messstellenbetrieb machen im Jahr 2021 23,7 % des Gesamtpreises aus. Die Umsatzsteuer kommt auf 15,9 %, während die Gassteuer bei 8,2 % liegt.[53] Die im Jahr 2021 erstmals als Preisbestandteil berücksichtigte CO_2-Abgabe liegt bei 6,8 % des Gesamtpreises. Den geringsten Anteil am Gesamtpreis weist die Konzessionsabgabe mit 1,2 % auf.[54]

Die Zusammensetzung des Gesamtpreises für Gas wird im späteren Verlauf der Arbeit, nach Durchführung der Fallstudie, erneut betrachtet.

Abbildung 3: Anteile der Preisbestandteile am Gesamtpreis Gas



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2022), S. 452.

Vor dem Hintergrund, der in Abschnitt 2.1.2 beschriebenen Entwicklungen und deren Einfluss auf die Zukunft der Gasverteilnetze, wird nachfolgend die künftige Entwicklung der Gasnachfrage näher betrachtet.

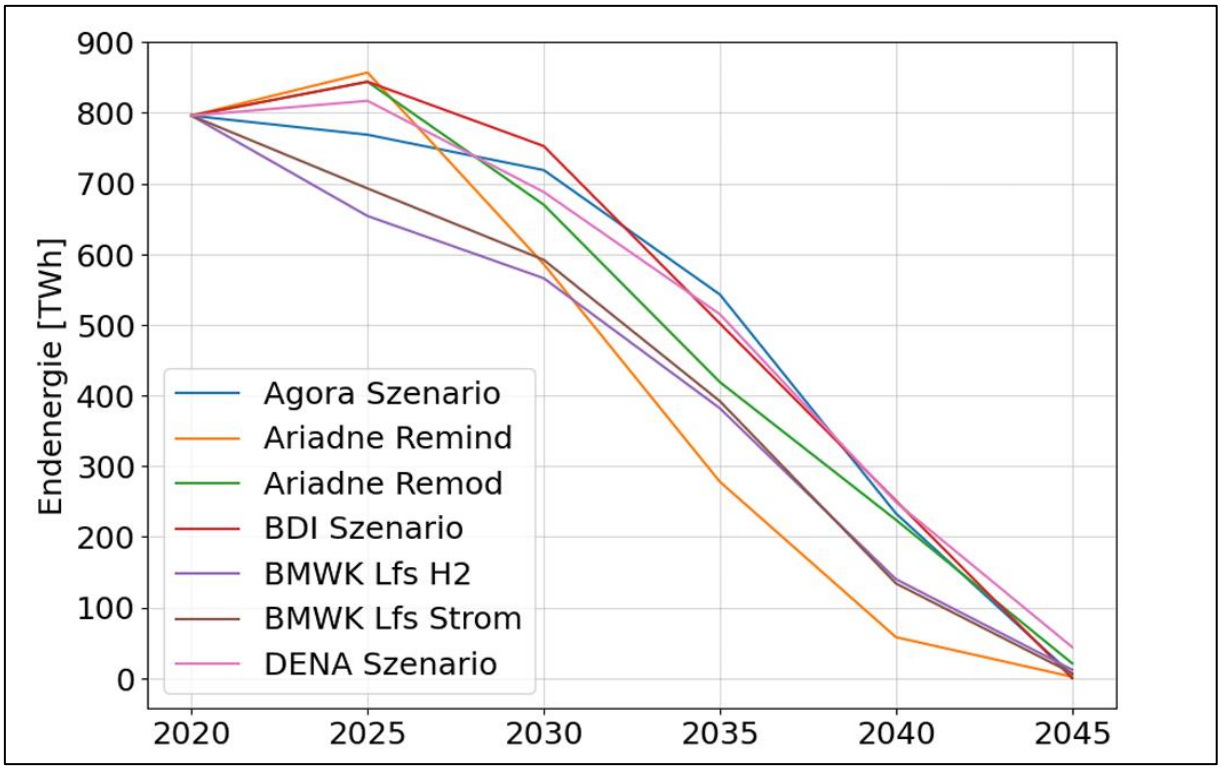
Im Rahmen einer Metastudie des Öko-Instituts (Ökoinstitut e.V. – Institut für angewandte Ökologie) wurden dazu verschiedene Szenario-Studien herangezogen, die den Anpassungsbedarf des Erdgasverbrauchs im Gebäude-, Industrie- und Energiesektor im Zuge der deutschen

[53] Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2022), S. 452.
[54] Vgl. dsb., S. 451f.

Klimaschutzziele aufzeigen. Unter den ausgewerteten Studien befinden sich die BDI-Klimapfade 2.0, die DENA-Leitstudie, die BMWK Langfristszenarien 3 sowie die Studien der Agora und Ariadne zur Klimaneutralität 2045 (in Deutschland).[55]

Der Betrachtungsrahmen der Szenario-Studien umfasst die Jahre 2020 bis 2045, wobei 2020 das Basisjahr darstellt und 2045 das Zieljahr abbildet, in dem die Treibhausgasneutralität erreicht werden soll. Die Entwicklungen der Erdgasverbräuche werden dabei für die Sektoren der Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie und den Verkehr genauer untersucht. Der zeitliche Verlauf der Reduktionspfade, der in Rahmen der Studien in fünf-Jahres-Schritten dargestellt wird, lässt sich in drei grundlegende Typen unterscheiden: eine vorgezogene Reduktion (Frontloading), eine gleichmäßige Reduktion (lineare Reduktion) und eine spätere, beschleunigte Reduktion (Backloading).[56]

Abbildung 4: Reduktionsverläufe der Gesamtendenergie aus Erdgas



Quelle: Hesse et al. (2024), S. 4.

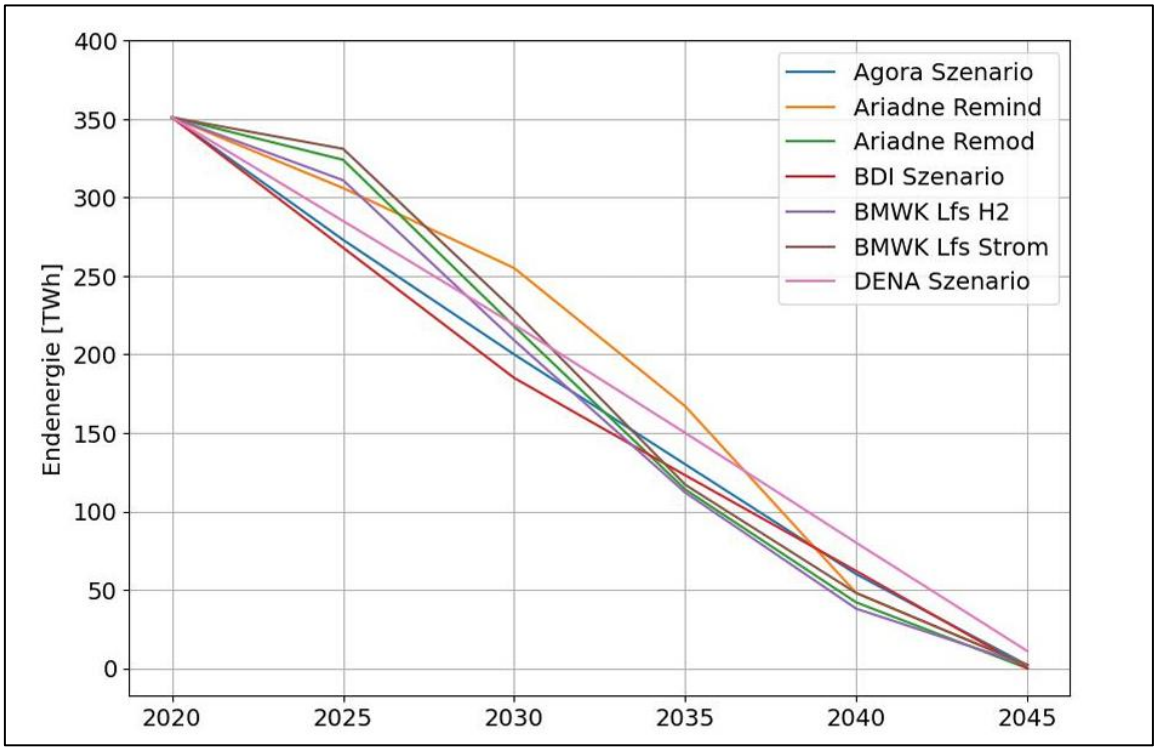
Das Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 wird in allen Zielszenarien der ausgewerteten Studien erreicht. In sämtlichen Szenarien zeichnet sich, wie in Abbildung 4 dargestellt, bis zum

[55] Vgl. Hesse et al. (2024), S. 4.
[56] Vgl. dsb., S. 17.

Jahr 2045 ein deutlicher Rückgang der Erdgasnutzung ab, der ab dem Jahr 2030 an Dynamik gewinnt. Dabei wird nach den Zielszenarien bereits bis 2035 der Verbrauch von Erdgas um 28 % bis 63 % gegenüber dem Jahr 2022 reduziert. Die zeitliche Analyse der Szenario-Studien verdeutlicht, dass die Erdgasnutzung innerhalb der betrachteten Sektoren bis in die 2040er Jahre fortbesteht, jedoch in abnehmendem Maße.[57]

Dementgegen stehen, wie in der Studie Klimapfade 2.0 des BDI beschrieben, sogenannte Referenzpfade, die eine Entwicklung des Erdgasverbrauches auf Grundlage der aktuellen geltenden klimapolitischen Rahmenbedingungen beschreibt. In diesem Szenario wird die Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 nicht erreicht.[58]

Abbildung 5: Reduktionsverläufe der Endenergie aus Erdgas; Gebäude



Quelle: Hesse et al. (2024), S. 28.

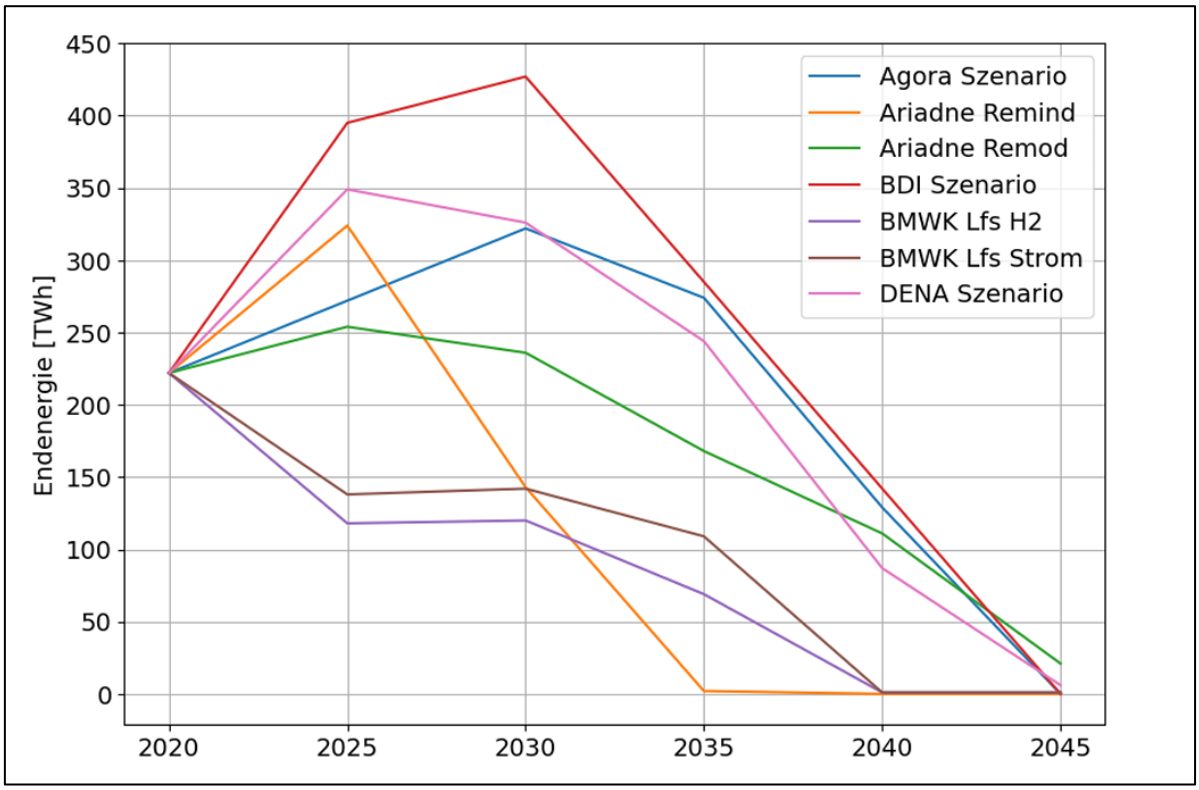
Im Gebäudesektor bilden alle analysierten Szenarien einen nahezu linearen Rückgang des Erdgasverbrauchs im Zeitraum von 2020 bis 2045, im Gegenzug zu den anderen Sektoren ab. Die Bandbreite der jährlichen Verbrauchswerte im Gebäudesektor bleibt dabei in allen Szenarien unterhalb von 60 Terrawattstunden (TWh). In der Mehrheit der analysierten Szenarien wird der

[57] Vgl. ebd.
[58] Vgl. Burchardt et al. (2021), S. 39.

Erdgasverbrauch bis zum Jahr 2045 nahezu vollständig auf null reduziert.[59] Nach der Studie des BDI wird Erdgas für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden im definierten Zielszenario im Jahr 2030 noch etwa 29 % des Energieverbrauchs ausmachen, während dieser zum Jahr 2045 auf null absinkt.[60]

Die DENA-Leitstudie hingegen prognostiziert im Rahmen ihres Hauptszenarios einen Energiebedarf durch Erdgas für den Gebäudesektor im Jahr 2030 von etwa 32 % des gesamten Energiebedarfes, welcher zum Jahr 2045 auf etwa 21 % absinkt.[61] Der Reduktionspfad innerhalb des Betrachtungszeitraumes des Gebäudesektors wird in Abbildung 5 verdeutlicht.

Abbildung 6: Reduktionsverläufe der Endenergie aus Erdgas: Energiewirtschaft



Quelle: Hesse et al. (2024), S. 24.

Der in Abbildung 6 dargestellte Reduktionspfad der Erdgasnachfrage in der Energiewirtschaft weist hingegen die größte Bandbreite mit bis zu 290 TWh in den Jahren 2030 und 2035 zwischen den ausgewerteten Szenario-Studien auf. Die Szenario-Studien von Agora, BDI und DENA prognostizieren zunächst einen Anstieg des Erdgasverbrauchs bis 2030, gefolgt von

[59] Vgl. Hesse et al. (2024), S. 28.
[60] Vgl. Burchardt et al. (2021), S. 144.
[61] Vgl. Jugel et al. (2021), S. 108.

einem Rückgang ab 2040, der schließlich bis zum Jahr 2045 nahezu null erreicht. Dies liegt unter anderem an der erwarteten Verfügbarkeit von alternativen Technologien, die erdgasbasierte Spitzenlastkraftwerke sowie die KWK-Fernwärmeerzeugung ersetzen sollen. Im Gegensatz dazu zeigen die BMWK Langfristszenarien bereits ab 2025 einen eindeutigen Rückgang des Erdgasverbrauchs und ab dem Jahr 2040 keine Verwendung von Erdgas in der Energiewirtschaft, beeinflusst durch hohe Erdgaspreise.[62]

Die Erdgasnutzung im Rahmen der Energiewirtschaft wird in den Studien in die Bereiche der Fernwärmeerzeugung sowie der Stromerzeugung unterteilt. Historisch entfielen etwa 25 % des Erdgasverbrauchs im Energiesektor auf die Fernwärme, was etwa 50 TWh pro Jahr entspricht. Die Entwicklung der Erdgasnutzung in der Fernwärmeerzeugung zeigt je nach Szenario erhebliche Unterschiede. Szenarien wie die von Agora, Ariadne, des BDI und der DENA prognostizieren einen Anstieg des Erdgasverbrauches in der Fernwärmeerzeugung, der bis 2040 seinen Höhepunkt erreicht und anschließend unter das aktuelle Niveau sinkt. Im Gegenzug dazu sinkt der Erdgasverbrauch im Rahmen der BMWK-Langfristszenarien bereits bis zum Jahr 2025 unter das aktuelle Niveau. Einen Erdgasausstieg sehen diese Szenarien bis zum Jahr 2040 vor. Das Ariadne-Remind- Szenario verzeichnet zwar zunächst einen Anstieg des Erdgasverbrauchs bis zum Jahr 2030, jedoch fällt dieser bereits ab dem Jahr 2035 auf null ab.[63]

Die Erkenntnisse der analysierten Studien deuten darauf hin, dass es auf Ebene der Gasverteilnetze umfassend zu Stilllegungen kommen wird, da die Szenarien einen deutlichen Rückgang der Erdgasnutzung bis zum Jahr 2045 aufzeigen. Besonders im Gebäudesektor wird ein eindeutiger Reduktionspfad sichtbar, der darauf abzielt, die Erdgasnutzung schrittweise zurückzufahren und zum Jahr 2045 schließlich vollständig einzustellen.[64]

Um das Szenario der Stilllegung der Gasverteilnetzinfrastruktur zum Jahr 2045 in den Kontext der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen einzuordnen, wird zunächst im folgenden Abschnitt die Anreizregulierung in ihren Bestandteilen erläutert, um im späteren Verlauf der Arbeit Anpassungsbedarfe des regulatorischen Rahmens herauszustellen.

[62] Vgl. Hesse et al. (2024), S. 24.
[63] Vgl. dsb., S. 25.
[64] Vgl. dsb., S. 39.

2.2 Regulierung der Gasverteilnetze

2.2.1 Einführung in die Regulierung

Der Betrieb von Gasverteilnetzen unterliegt verschiedenen gesetzlichen Vorschriften, die der Regulierung der Gasnetze außerhalb des Kartellrechts dienen. Das EnWG bildet dabei die übergeordnete Regelung, unter die weitere Verordnungen wie die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) fallen.[65]

Das EnWG regelt in Teil 3 übergeordnet der ARegV und GasNEV, die Regulierung des Netzbetriebs. In Abschnitt 1 des EnWG sind die Aufgaben der Netzbetreiber geregelt. Danach sind gemäß § 11 Abs. 1 EnWG Netzbetreiber „(..) verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist (…)". Die Bereitstellung der Netze stellt die übergeordnete Aufgabe der VNB dar. Zu der Pflicht der Bereitstellung der Netze regelt Abschnitt 2 des EnWG den Netzanschluss durch die Netzbetreiber. Demnach müssen die VNB einen Netzanschluss gemäß § 17 EnWG gewährleisten und unterliegen zudem einer Anschlusspflicht nach § 18 EnWG. Die Anschlusspflicht der VNB gegenüber den Letztverbrauchern kann in einzelnen Fällen einen Ausbau des Netztes erfordern. Die Ablehnung eines Netzanschlusses kann nach § 17 Abs. 2 EnWG aus betriebsbedingten, technischen oder wirtschaftlichen Gründen erfolgen. Der weitere Regelungsbedarf auf Ebene der Gasverteilnetze im Rahmen der ARegV und GasNEV wird im Folgenden erläutert.

Auf Ebene der Gasverteilnetze spricht man grundsätzlich von einem natürlichen Monopol. Dieses liegt vor, wenn die Leistungserbringung ohne die Anwesenheit konkurrierender Unternehmen wirtschaftlicher ist und dadurch ein Parallelbetrieb verschiedener Infrastrukturen ausgeschlossen wird. Eine freie Auswahl des Netzbetreibers durch den Kunden ist dadurch nicht möglich und dieser ist an das Netzentgelt des in dem Netzgebiet tätigen Netzbetreibers gebunden.[66] Dadurch kann für die Endkunden kein diskriminierungsfreier Netzzugang gewährleistet werden.[67] Die Netzbetreiber wären in der Folge dazu in der Lage ihre Monopolstellung zu missbrauchen und aus dieser heraus Renten zu erwirtschaften.[68]

[65] Vgl. Mahn (2020), S. 14.
[66] Vgl. ebd.
[67] Vgl. Kirchberg (2014), S. 9.
[68] Vgl. Cullmann et al. (2015), S. 99.

Um diesen Missbrauch durch die Netzbetreiber zu vermeiden und eine effiziente Bewirtschaftung der Netze durch einen funktionsfähigen Wettbewerb sicherzustellen, unterliegen diese seit Beginn des Jahres 2009 einer Anreizregulierung, welche die vorherige Kostenregulierung abgelöst hat. Die gesetzlichen Regelungen der Anreizregulierung sind in der ARegV verankert.[69] Bei der Kostenregulierung orientieren sich die Erlöse an den Kosten, von denen ein prozentualer Anteil auf den Erlös aufgeschlagen wird. Diese Regulierungsform hat zur Folge, dass Anreize zur Kostensteigerung geschaffen werden, da nur aufgrund steigender Kosten höhere Gewinne erwirtschaftet werden können. Die Anreizregulierung verfolgt hingegen zwei wesentliche Ziele, die zum einen die Kostensenkung und zum anderen die Steigerung der Effizienz umfassen. Sie entkoppelt zeitweise die zulässigen Erlöse von den realen Kosten des Netzbetreibers und schafft somit einen Anreiz zur Kostensenkung, da neben zusätzlichen Gewinnen bei Kosteneinsparungen, Kostensteigerungen zu Gewinneinbußen führen. Daher wird der Ausgangspunkt der Regulierung durch eine Kostenprüfung sowie eine Berechnung der Effizienz des Netzbetreibers gebildet, auf deren Basis dem Betreiber eine Erlösobergrenze (EOG) als Effizienzziel vorgegeben wird. Dieses Ziel soll innerhalb einer Regulierungsperiode, die 5 Jahre umfasst, erreicht werden. Die EOG bleibt dabei über eine Regulierungsperiode nicht konstant, sondern ist an den Abbau ineffizienter Kostenanteile durch den Netzbetreiber gebunden.[70] Die einzelnen Kostenbestandteile und deren Auswirkungen auf die EOG werden in Abschnitt 2.2.2 näher beschrieben.

Die Berechnungsgrundlage der EOG der Folgeperiode bildet das Basisjahr, bei welchem es sich um das dritte Jahr innerhalb einer Regulierungsperiode handelt. Die Kostenprüfung findet im vierten Jahr einer Regulierungsperiode statt und bezieht sich folgend auf den Jahresabschluss des Basisjahres, dessen Ergebnisse die Grundlage des Effizienzvergleiches im Folgejahr bilden. Die aktuelle Regulierungsperiode des Gassektors (4. Regulierungsperiode) umfasst die Jahre 2023 bis 2027. Demnach bildet 2025 das Basisjahr für die kommende Regulierungsperiode ab, während im Jahr 2026 die regulatorische Kostenprüfung und im Jahr 2027 der Effizienzvergleich stattfindet.[71]

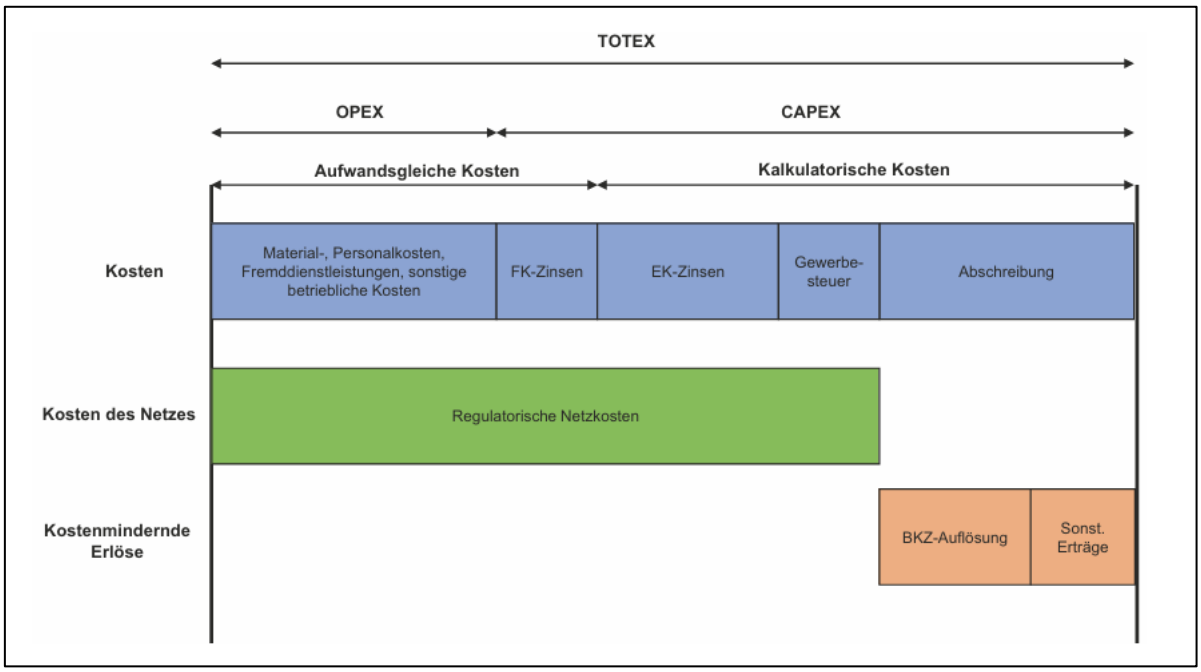
[69] Vgl. Mahn (2020), S. 14f.
[70] Vgl. dsb., S. 20.
[71] Vgl. dsb., S. 19ff.

Die im Rahmen der Kostenprüfung ermittelten regulatorischen Netzkosten setzen sich, wie in Abbildung 7 dargestellt, aus aufwandsgleichen und kalkulatorischen Kosten zusammen, von denen kostenmindernde Erlöse abgezogen werden. Unter die aufwandsgleichen Kosten, die der Gewinn- und Verlustrechnung im Rahmen des Jahresabschlusses entnommen werden können, fallen die Betriebskosten sowie Fremdkapitalzinsen (FK-Zinsen). Zu den kalkulatorischen (kalk.) Kosten zählen kalk. Eigenkapitalzinsen (EK-Zinsen), die kalk. Gewerbesteuer, sowie kalk. Abschreibungen. Die kalk. Kosten müssen zur Durchführung der Kostenprüfung ermittelt werden.[72]

Bei der Berechnung der kalk. Abschreibungen werden kalk. Nutzungsdauern angesetzt, die gegenüber den handelsrechtlichen Abschreibungen deutlich höhere Nutzungsdauern und dadurch entsprechend höhere Restwerte aufweisen. Diese Restwerte bilden das Sachanlagevermögen als Teil der kalk. Bilanz, welche die Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals ist und die Berechnungsgrundlage der kalk. Eigenkapitalverzinsung darstellt. Als Folge der gesteigerten Restwerte ergibt sich eine höhere Eigenkapitalquote (EK-Quote) und bedeutet somit eine größere Eigenkapitalverzinsung für die Netzbetreiber als bei handelsrechtlichem Ansatz. Aus diesem Grund ist die EK-Quote zur Eigenkapitalverzinsung für die Netzbetreiber im Gesetz auf 40 % gedeckelt. Eigenkapital, dass die 40 % überschreitet wird mit einem Zinssatz auf Höhe des Fremdkapitalzinssatzes, welcher unterhalb der Eigenkapitalverzinsung liegt, verzinst. Die EK-Zinsen werden für jede Regulierungsperiode durch die BNetzA, unter Berücksichtigung der Inflation und anderer Entwicklungen, bestimmt. Die kalk. Eigenkapitalverzinsung bildet folgend die Berechnungsgrundlage der kalk. Gewerbesteuer, sowie den Gewinn des Netzbetreibers ab.[73] Aufgrund dessen sind die kalk. Kosten als Teil der Capital Expenditures (CAPEX) für die kalk. Eigenkapitalverzinsung und somit den Gewinn des Netzbetreibers ausschlaggebend. Maßnahmen zum Ausbau oder Verstärkung der Netze sind daher meist lohnender als z.B. Investitionen zur Digitalisierung der Netze, die zu einer Erhöhung der Betriebskosten bzw. Operational Expenditures (OPEX) führen.[74]

[72] Vgl. Linnemann (2024), S. 94.
[73] Vgl. dsb., S. 95.
[74] Vgl. dsb., S. 94ff.

Abbildung 7: Bestandteile der regulatorischen Kosten



Quelle: Linnemann (2024), S. 95.

Auf Basis der durch die BNetzA genehmigten, regulatorischen Netzkosten wird für die Netzbetreiber eine individuelle EOG ermittelt. Die Berechnung findet auf Grundlage einer durch die Gesetzgebung festgelegten Regulierungsformel statt.[75] Diese wird in ihren verschiedenen Bestandteilen im nachfolgenden Abschnitt näher beschrieben.

[75] Vgl. dsb., S. 103.

2.2.2 Die Erlösobergrenze im Rahmen der Anreizregulierung

Die Bestimmung der EOG erfolgt über die Regulierungsformel nach § 7 ARegV. Diese Form der Regulierungsformel gilt seit der dritten Regulierungsperiode und legt die EOG eines jeden Netzbetreibers für eine Regulierungsperiode fest. Die Regulierungsformel ist nach dem folgenden Schema aufgebaut.

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

Die Kostenbestandteile der Regulierungsformel lassen sich gemäß § 11 ARegV in dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten $KA_{dnb,t}$, vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten $KA_{vnb,t}$ und beeinflussbare Kosten $KA_{b,t}$ untergliedern.

Die $KA_{dnb,t}$ bilden den sogenannten Sockel der Regulierungsformel.[76] Sie werden zum einen vollständig durch entsprechende Erlösanteile gedeckt und zum anderen haben die $KA_{dnb,t}$ keinen Einfluss auf die regulatorische Effizienz des Netzbetreibers. Dieser Kostenbestandteil wird zum Teil auf Ist-Kosten Basis im Rahmen des Jahresabschlusses berücksichtigt und führt daher teilweise zu einem zeitlichen Verzug zwischen der Kosten- und Erlöswirkung.[77] Die restlichen Kosten gehen dagegen in den Effizienzvergleich des Netzbetreibers mit ein. Dabei wird über einen ermittelten Effizienzwert der Anteil der $KA_{b,t}$ an den $KA_{vnb,t}$ bestimmt. Die $KA_{b,t}$ gelten als ineffiziente Kosten, die im Verlauf der Regulierungsperiode durch den Netzbetreiber abzubauen sind und für die zum Ende der Regulierungsperiode keine Erlösanteile mehr an den Netzbetreiber ausgegeben werden.[78]

Der Verteilungsfaktor V_t gibt an wie schnell die ineffizienten Kostenanteile innerhalb einer Regulierungsperiode abzubauen sind und schreibt derzeit mit einem Wert von 0,2 vor, dass 20% der beeinflussbaren Kosten innerhalb eines Regulierungsjahres abgebaut werden müssen.[79]

Der Effizienzbonus B_0 nach § 12a ARegV wird von der BNetzA im Rahmen des Effizienzvergleiches nach § 12 ARegV ermittelt und für die Dauer einer Regulierungsperiode auf die Erlösobergrenze aufgeschlagen. Der Effizienzbonus ist gemäß § 12a Abs. 5 ARegV über die Dauer

[76] Vgl. Mahn (2020), S. 28.
[77] Vgl. dsb. 31.
[78] Vgl. dsb., S. 30f.
[79] Vgl. Linnemann (2024), S. 104.

der Regulierungsperiode T zu verteilen. Der Effizienzvergleich nach § 12 stellt ein Benchmarking der verschiedenen Netzbetreiber durch die BNetzA dar. Die BNetzA verwendet zur Durchführung des Vergleiches eine Dateneinhüllungsanalyse (DEA) sowie eine stochastische Effizienzgrenzanalyse (SFA). Die SFA ist eine parametrische Methode auf Basis einer Kostenfunktion, die sich jedoch nur für lineare Kostenfunktionen eignet, da es sonst zu sogenannten „Scheineffizienzen" kommt.[80] Bei der DEA handelt es sich um ein nichtparametrisches Verfahren, welchem keine Kostenfunktion als Basis dient. Bei der DEA werden verschiedene Output-Parameter gegenübergestellt, aus denen eine Dateneinhüllende erzeugt wird, welche die Effizienzgrenzen der Analyse bildet. Ein Unternehmen gilt als effizient, wenn es sich auf der Dateneinhüllenden befindet. Bei Abweichungen der Effizienzwerte nach Anwendung beider Methoden wird der höhere Effizienzwert gemäß § 12 Abs. 3 ARegV angewendet. Im Rahmen des Vergleiches findet kein Vergleich eines Netzbetreibers mit allen weiteren Betreibern statt, sondern mit vier ähnlichen Netzbetreibern. Wird ein Effizienzwert unter 60% erzielt, erhält der Betreiber einen pauschalen Effizienzwert von 60%. Bei Gasnetzbetreibern mit weniger als 15.000 Kunden muss kein Effizienzvergleich durchgeführt werden. Diese erhalten einen pauschalen Effizienzwert, der zuletzt bei 89,97% lag.[81]

Der Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t VPI_t wird nach § 8 ARegV mit dem Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr VPI_0 ins Verhältnis gesetzt und bildet den Wert der allgemeinen Geldentwicklung ab. In Verbindung mit dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor im Jahr t PF_t wird dadurch die Inflation sowie die Produktivitätssteigerungen in der EOG mit einbezogen.[82]

Die Bestandteile des Kapitalkostenaufschlags KKA_t werden in Abschnitt 2.2.2 näher beschrieben.

Das Qualitätselement Q_t nach § 19 ARegV soll trotz des Kostendrucks im Rahmen der Anreizregulierung einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten, indem es für die Netzbetreiber neben der Eigenkapitalverzinsung eine weitere Möglichkeit zur Erwirtschaftung zusätzlicher Gewinne darstellt. Durch das Qualitätselement (Q-Element) wird im Rahmen der EOG die Qualität des Netzbetriebs berücksichtigt und ein wirtschaftliches Optimum zwischen den Netzkosten und der Netzzuverlässigkeit erreicht. Grundlage für das Q-Element bildet ein Bonus-Malus-Modell,

[80] Vgl. dsb., S. 102.
[81] Vgl. dsb., S. 103.
[82] Vgl. dsb., S. 104.

das einen Referenzwert durch die BNetzA vorgibt, an dem gemessen wird, ob ein Netzbetreiber viele oder wenige Versorgungsstörungen aufweist. Der Referenzwert wird auf Basis des System Average Interruption Duration Index ermittelt, welcher die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in einem Jahr pro angeschlossenem Endkunden angibt. Netzbetreiber, die über dem Referenzwert liegen, müssen eine Strafzahlung leisten, die wiederrum die Bonuszahlungen für die Betreiber finanziert, die unterhalb des Referenzwertes bleiben.[83] Das Q-Element findet keine Anwendung auf die Regulierung von Gasnetzen, da von diesen eine höhere Gefahr bei Versorgungsstörungen ausgeht und diese dadurch gegenüber den Stromnetzen eine höhere Qualität in ihrem Netzbetrieb aufweisen.[84]

Im Bereich der Gasnetze gelten als volatile Kostenanteile VK_t nach § 11 Abs. 5 ARegV, Kosten für die Beschaffung von Treibenergie. Die EOG wird in jedem Regulierungsjahr nach Höhe der Differenz zwischen dem volatilen Kostenanteil des jeweiligen Jahres VK_t und dem volatilen Kostenanteil des Basisjahres VK_0 entsprechend erhöht oder gesenkt.[85]

Den letzten Teil der Regulierungsformel bildet die Summe der Zu- und Abschläge auf die EOG nach § 5 Abs. 3 ARegV über das Regulierungskonto S_t.[86] Das Regulierungskonto erfasst unterjährig die Mehr- und Mindererlöse, die durch Abweichungen von den Prognosewerten der EOG entstehen. Darüber hinaus werden Plan-Ist-Differenzen, etwa bei vorgelagerten Netzkosten, vermiedenen Netzentgelten und dem Kapitalkostenaufschlag, berücksichtigt. Der Ausgleich über das Regulierungskonto ermöglicht konstante Netznutzungsentgelte (NNE) für die Letztverbraucher innerhalb eines Regulierungsjahres.[87]

2.2.3 Zusammensetzung des Kapitalkostenausgleichs

Der Kapitalkostenaufschlag KKA_t nach § 10a ARegV wird auch als Kapitalkostenausgleich bezeichnet, da dieser den Kapitalkostenaufschlag sowie den Kapitalkostenabzug umfasst.[88] Der Mechanismus des Kapitalkostenausgleichs wurde etabliert, um unterjährige Abweichungen der Kapitalkosten unmittelbar in der EOG zu berücksichtigen.[89]

[83] Vgl. dsb., S. 99f.
[84] Vgl. Mahn (2020), S. 58.
[85] Vgl. Linnemann (2024), S. 105.
[86] Vgl. ebd.
[87] Vgl. Mahn (2020), S. 40.
[88] Vgl. Linnemann (2024), S. 104.
[89] Vgl. Bundesnetzagentur (o.J. d).

Der Kapitalkostenabzug stellt die Wertminderung der im Basisjahr vorhandenen Netzanlagen über die gesamte Regulierungsperiode dar. Ein steigender Kapitalkostenabzug bedeutet ein Absinken der beeinflussbaren Kosten sowie der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Dabei werden die Abschreibungen sowie die Kapitalverzinsung auf Basis der EK-Quote und des FK-Zinssatzes zur Bestimmung des abnehmenden kalkulatorischen Restwerts berechnet. Die BNetzA verwendet zur Ermittlung der EK-Quote und des FK-Zinssatzes unternehmensspezifische Ansätze. Der Kapitalkostenabzug wird für jedes Jahr der Regulierungsperiode festgelegt und ist ein wesentlicher Bestandteil des Bescheids zur Festsetzung der Erlösobergrenze.[90] Der Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV wird über die Formel nach Anlage 2a zu § 6 ARegV ermittelt. Die Formel ist wie folgt aufgebaut.

$$KKAb_t = KK_0 - KK_t \tag{2}$$

Der Kapitalkostenabzug wird nach Anlage 2a Abs. 1 zu § 6 ARegV vor dem Start der Regulierungsperiode festgesetzt und basiert auf der Differenz zwischen den im Basisjahr ermittelten Kapitalkosten KK_0 und den Kapitalkosten, die für die jeweiligen Jahre der Regulierungsperiode berechnet werden KK_t. Die KK_t setzen sich aus den in Abbildung 7 dargestellten CAPEX-Kosten nach der folgenden Formel gem. Anlage 2a Abs. 3 zu § 6 ARegV zusammen.

$$KK_t = AB_t + EKZ_t + GewSt_t + FKZ_t \tag{3}$$

Die Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen AB_t wird in Abschnitt 2.2.4 näher beschrieben.

Der Kapitalkostenaufschlag bezieht sich gemäß § 10a ARegV auf „Kapitalkosten, die aufgrund von nach dem Basisjahr getätigten Investitionen in den Bestand betriebsnotwendiger Anlagegüter entstehen“. Die dadurch entstehende Erhöhung des Restwertes im Anlagevermögen des Netzbetreibers wird wie bei dem Kapitalkostenabzug über die Abschreibungen und die Kapitalverzinsung berücksichtigt. Anders als beim Kapitalkostenabzug erfolgt die Ermittlung der EK-Quote und des FK-Zinssatzes über brancheneinheitliche Parameter.[91]

[90] Vgl. Mahn (2020), S. 46f.
[91] Vgl. dsb., S. 47.

2.2.4 Abschreibungspraxis nach Gasnetzentgeltverordnung

Die kalkulatorischen Abschreibungen AB_t werden nach den in Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 Satz 1 GasNEV festgelegten Nutzungsdauern abgeschrieben. Bei der kalkulatorischen Abschreibung wird gem. § 6 Abs. 1 GasNEV zwischen Altanlagen, die vor dem 1. Januar 2006 aktiviert wurden, und Neuanlagen mit Aktivierung ab dem 1. Januar 2006 unterschieden. Nach § 6 Abs. 4 sind „die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen (…) ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln“. Die allgemeinen Regelungen der linearen Abschreibung im Rahmen der Handelsbilanz sind in § 253 Abs. 3 Handelsgesetzbuch (HGB) festgelegt. Demnach sind „(…) die Anschaffungs- oder Herstellungskosten auf die Geschäftsjahre zu verteilen, in denen der Vermögensgegenstand voraussichtlich genutzt werden kann“.

Bei der kalk. Abschreibung von Altanlagen wird zusätzlich zwischen eigen- und fremdfinanzierten Anteilen gem. § 6 Abs. 2 GasNEV unterschieden. Die kalk. Abschreibung erfolgt in beiden Fällen linear unter Berücksichtigung der EK-Quote. Die kalk. Abschreibung des eigenfinanzierten Anteils wird nach § 6 Abs. 2 Satz 1 GasNEV aus der Summe der Abschreibungsbeträge der Altanlagen auf Basis des jeweiligen Tagesneuwertes, multipliziert mit der EK-Quote, gebildet. „Der Tagesneuwert ist der unter der Berücksichtigung der technischen Entwicklung maßgebliche Anschaffungswert zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt (…)“ gem. § 6 Abs. 3 GasNEV. Bei der Ermittlung des fremdfinanzierten Anteils nach § 6 Abs. 2 S. 2 GasNEV bilden hingegen die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten die Berechnungsgrundlage, welche mit der Fremdkapitalquote (FK-Quote) multipliziert wird. Gemäß § 6 Abs. 6 und 7 GasNEV beträgt nach Ablauf des Abschreibungszeitraums eines Anlagenguts dessen kalk. Restwert null, wobei für weitere Abschreibungen unter null ein Abschreibungsverbot gilt.

Die grundlegenden Regelungen zur Bestimmung der kalk. Abschreibung finden im Verlauf der Arbeit, nach Anpassungen im Rahmen der Fallstudie, entsprechend Anwendung.

2.2.5 Ableitung der Netzentgelte

Nach Berechnung der EOG auf Grundlage der zuvor beschriebenen Regulierungsformel erfolgt die Ableitung der NNE auf Basis der EOG. Die Kalkulation der NNE stellt die diskriminierungsfreie und angemessene Umlage der Kosten des Netzbetreibers auf die Endkunden sicher.[92] Als Netznutzer gilt zunächst der Gaslieferant, über den die NNE den Letztverbrauchern in Rechnung gestellt werden.[93] Da unterjährige Preisanpassungen nicht vorgenommen werden dürfen, muss die Kalkulation der NNE durch den Netzbetreiber jährlich durchgeführt werden, um den Letztverbrauchern konstante NNE über ein Jahr gewährleisten zu können. Der Netzbetreiber muss die kalkulierten NNE für das Folgejahr bis zum 15. Oktober des laufenden Jahres gegenüber dem Lieferanten veröffentlichen. Die angepassten NNE werden entsprechend zum 1. Januar des Folgejahres über die Versorgungsverträge des Letztverbrauchers umgesetzt.[94]

Da die Kalkulation der NNE auf Grundlage der EOG stattfindet, ist diese entsprechend um ihre Bestandteile, die sich während einer Regulierungsperiode verändern, anzupassen. Bestandteile wie der Verbraucherpreisgesamtindex, die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und das Q-Element sind jährlich zu aktualisieren. Darüber hinaus werden die Salden des Regulierungskontos, das unterjährige Veränderungen ausgleicht, jährlich in der Kalkulation berücksichtigt.[95] Die Ermittlung der NNE für Gasnetzbetreiber erfolgt über eine Kostenträgerrechnung, welche in Abschnitt 3 GasNEV geregelt ist und zwei verschiedene Entgeltsysteme vorsieht. Den Regelfall stellen Ein- und Ausspeiseentgelte als Kapazitätsentgelte dar.[96]

Für lokale Gasverteilnetze werden nur die Arbeits- und Leistungs-/Grundpreise für Ausspeisende festgesetzt. Die Höhe der NNE ist im Gasbereich mengenabhängig, wodurch die Preise abhängig bestimmter Teilmengen festgelegt werden. Die Festlegung basiert auf dem Netzpartizipationsmodell, welches eine Unterteilung in Anteile für das Orttransportnetz und das Ortverteilnetz vornimmt. Netznutzende mit geringeren Verbräuchen, wie Haushaltskunden haben in der Nutzung größere Anteile an den Ortsverteilnetzen als z.B. Industrie- und Großkunden, die einen größeren Anteil an den Ortstransportnetzen haben.[97] Nach § 16 Abs. 1 GasNEV haben „Netzbetreiber (…) im Rahmen der Ermittlung der NNE sicherzustellen, dass ein zur

[92] Vgl. Linnemann (2024), S. 105.
[93] Vgl. Bundesnetzagentur (o.J. e).
[94] Vgl. Mahn (2020), S. 72.
[95] Vgl. ebd.
[96] Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023), S. 237.
[97] Vgl. Mahn (2020), S. 73f.

Veröffentlichung stehendes Entgeltsystem geeignet ist, die nach § 4 ermittelten Kosten zu decken (…)“. Dies geschieht über die sogenannte Verprobung nach § 16 GasNEV.

Da die Basis zur Ermittlung der jährlichen NNE die EO_t des entsprechenden Regulierungsjahres bildet, hängt folgend die Höhe der NNE_t von der Verteilung, der EO_t auf die prognostizierte Gasnachfrage d_t, ab. Daraus ergibt sich die folgende Formel, die weiter zu Bestimmung der NNE in dieser Arbeit Anwendung findet.[98]

$$NNE_t = \frac{EO_t}{d_t} \tag{4}$$

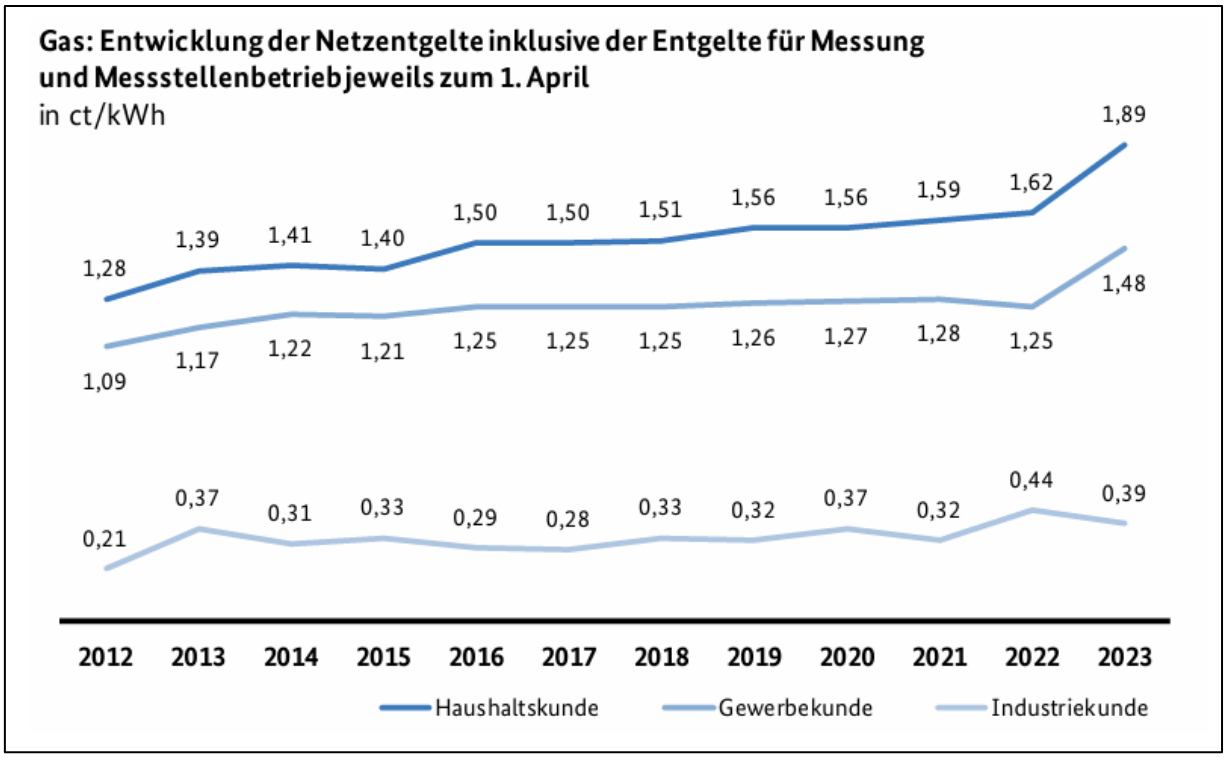
Sinkt die Nachfrage nach Gas, müssen die Netzkosten im Rahmen der EOG auf weniger Endkunden verteilt werden, was zu einem Anstieg der NNE führt.

Die Abbildung 8 zeigt den Verlauf der durchschnittlichen Gas-Netzentgelte in Deutschland in den Jahren 2012 bis 2023. Im Jahr 2023 betrug das durchschnittliche Netzentgelt 1,89 Cent/kWh (ct) für Haushaltskunden, 1,48 ct/kWh für Gewerbekunden und 0,39 ct/kWh für Industriekunden. Für Haushaltskunden bildet sich ein Anstieg der durchschnittlichen Entgelte von 1,28 ct/kWh im Jahr 2012 auf 1,89 ct/kWh im Jahr 2023 ab.[99]

Gegenüber dem Vorjahr sind die Netzentgelte für Haushaltskunden im Jahr 2023 um ca. 17 % gestiegen.[100] Eine Ursache für diesen Trend ist der rückläufige Gasverbrauch von SLP-Kunden im Vergleich zu den durchschnittlichen Verbrauchsdaten der Jahre 2018 bis 2021 wie in Abbildung 9 dargestellt.[101]

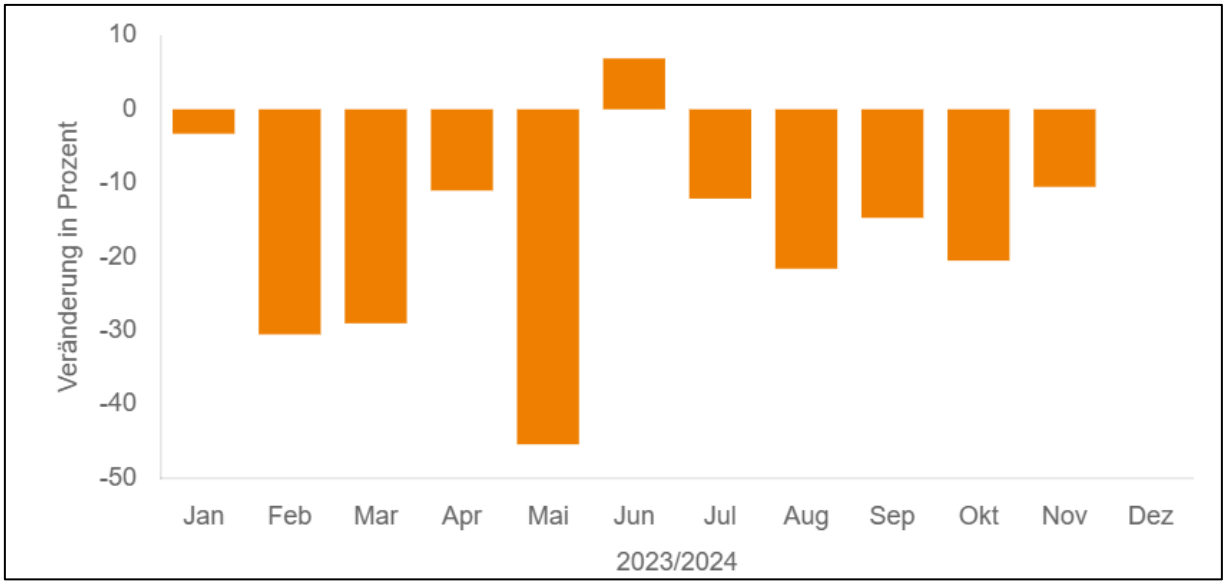
[98] Vgl. Oberle/Gnann (2021), S. 4.
[99] Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023), S. 237.
[100] Vgl. dsb., S. 44.
[101] Vgl. Bundesnetzagentur (2024c).

Abbildung 8: Entwicklung der NNE inkl. der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb



Quelle: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023), S. 237.

Abbildung 9: Gasverbrauch SLP-Kunden, monatliche Veränderungen zu 2018-2021



Quelle: Bundesnetzagentur (2024c).

3. Aktuelle Anpassung der Regulierung

3.1 Einführung und Zielsetzung KANU

Der in Abschnitt 2.2 beschriebene aktuelle regulatorische Rahmen ist auf einen Weiterbetrieb der Gasnetze ausgelegt.[102] Vor dem Hintergrund, der in Kapitel 2.1.2 beschriebenen Entwicklungen und dem Szenario einer Stilllegung der Gasnetze, stellt sich die Frage inwieweit sich die regulatorischen Rahmenbedingungen eignen, um den künftigen Herausforderungen entgegenzutreten.

Bei einer Stilllegung der Gasverteilnetze bis zum Jahr 2045 wäre eine Refinanzierung der Investitionen in die Netzinfrastruktur der VNB nach den bisherigen regulatorischen Rahmenbedingungen nicht möglich. Die vorgeschriebenen kalk. Nutzungsdauern der Gasnetzinfrastruktur übersteigen dabei den voraussichtlichen Weiterbetrieb der Netze. Mit KANU 1.0 hat die BNetzA bereits im Jahr 2022 eine Festlegung zu den kalk. Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen veröffentlicht, die durch die Flexibilisierung der gewählten Nutzungsdauern für getätigte Neuinvestitionen, deren Refinanzierung bis zum geplanten Erdgasausstieg im Jahr 2045 ermöglicht. Da auch Bestandsanlagen aufgrund ihrer Nutzungsdauern nicht vollständig in der EOG berücksichtigt und entsprechend nicht über die Netzentgelte refinanziert werden können, hat die BNetzA im Rahmen von KANU 2.0 weitere Anpassungen des aktuellen regulatorischen Rahmens vorgenommen.[103]

Die wesentliche Zielsetzung von KANU 2.0 ist, einen geeigneten Ausgleich zwischen der Ermöglichung einer Refinanzierung der Investitionen durch die VNB, und der Vermeidung einer übermäßigen Belastung der Netznutzer durch Sprünge im Verlauf der NNE, zu schaffen. Dabei gilt es, mögliche Fehlanreize zu einer potenziellen Gewinnmaximierung oder einer zu schnellen Abschreibung zu vermeiden. Bei geringen Risiken des VNBs würde dieser zur Gewinnmaximierung, durch den Erhalt der Verzinsungsbasis, langsamer abschreiben als bei einem hohen Risiko, bei dem zur schnelleren Refinanzierung der Investitionen, die Netze entsprechend frühzeitig abgeschrieben werden.[104]

Mit dem Beschluss zu KANU 2.0 vom 25. September 2024 werden die Regelungen zu KANU 1.0 zum 1. Januar 2025 abgelöst und gelten für die EOG der übrigen Regulierungsjahre 2025

[102] Vgl. Bundesnetzagentur (2024b), S. 12.
[103] Vgl. Bundesnetzagentur (2024b), S. 12.
[104] Vgl. dsb., S. 13f.

bis 2027 der vierten Regulierungsperiode. Für die fünfte Regulierungsperiode ab dem Jahr 2028 sind grundlegende Änderungen des regulatorischen Rahmens der GasNEV und ARegV auf Basis der Bestimmungen nach §§ 21 und 21a EnWG vorgesehen.[105]

3.2 Wesentliche Vorgaben des Beschlusses

Die im Beschluss festgelegten Nutzungsdauern abweichend der Vorschriften nach Anlage 1 GasNEV betragen für alle Anlagengruppen im niedrigsten wählbaren Ansatz, 2035 minus t Jahre. Dabei beschreibt t das Jahr in dem das Anlagegut das erste Mal aktiviert wurde. Der Ansatz eines Nutzungsdauerendes vor dem Jahr 2045 ist grundsätzlich nur möglich bei Vorliegen landesrechtlicher Vorgaben sowie kommunaler Beschlüsse, die eine Netto-Treibhausgasneutralität früher als im Jahr 2045 fordern. Die Anpassung von Nutzungsdauern ist begründungspflichtig.[106] Zusätzlich zu der linearen Abschreibungsmethode wird durch den Beschluss die kalk. Abschreibung von Alt- und Neuanlagen auf Basis der degressiven Abschreibungsmethode ermöglicht. Der von der BNetzA festgelegte Abschreibungssatz beträgt 8 bis 12 %.[107] Um den Wechsel von der degressiven zur linearen Abschreibungsmethode in der Endphase des Abschreibungszeitraums festzulegen, ist mit der Verwendung der degressiven Abschreibungsmethode die Restnutzungsdauer nach den Vorgaben zur Bestimmung der kalk. Nutzungsdauern zu berechnen. Der Übergang zur linearen Abschreibung erfolgt, wenn die auf Basis des Restwertes aus dem Vorjahr ermittelte lineare Abschreibung die degressive Abschreibung in ihrer Höhe übersteigt. Die Anforderungen zur Begründungspflicht für verkürzte Nutzungsdauern gelten auch für die Wahl einer degressiven Abschreibung. Dabei ist es möglich eine degressive Abschreibung und ein Nutzungsdauerende von beispielweise dem Jahr 2045 anzuwenden. Bei der Wahl des Abschreibungssatzes ist die verbleibende Restnutzungsdauer sowie äußere Rahmenbedingen wie Mengenprognosen zu berücksichtigen.[108]

Einzelne Anlagegruppen sind von den veränderten Regelungen ausgeschlossen. Darunter fallen Verwaltungsgebäude, die Geschäftsausstattung, Vermittlungseinrichtungen, EDV-Anlagen sowie Fahrzeuge. Um die Nachvollziehbarkeit der Abschreibungsmodalitäten sicherzustellen, sind VNB dazu verpflichtet, für Anlagegüter SAV-IDs zu vergeben, sofern sie für diese die entsprechenden Abschreibungsmodalitäten anwenden. Darüber hinaus können die VNB

[105] Vgl. dsb., S. 14.
[106] Vgl. dsb., S. 2.
[107] Vgl. ebd.
[108] Vgl. ebd.

freiwillig unterschiedliche Abschreibungsmodalitäten sowie andere Unterscheidungsparameter, über selbst festgelegte Netz-IDs abbilden.[109]

Die VNB können ab dem 01.01.2025 Änderungen in der Abschreibungsmodalität für betriebsnotwendige Sachanlagen, die ab dem 01.01.2021 als fertiggestellte Anlagen aktiviert wurden, über einen Kapitalkostenaufschlag im Rahmen der Anpassung der EOG, umsetzen. Darüber hinaus sind die VNB nicht an die im Jahr 2024 beantragten Abschreibungsmodalitäten gebunden und können bis zum 15.10.2024 Anpassungen vornehmen. Eine rückwirkende Korrektur der Abschreibungsmodalitäten für die Jahre 2023 und 2024 ist im Rahmen der neuen Regelungen nicht möglich.[110]

3.3 Umsetzung über das Transformationselement

Für betriebsnotwendige Sachanlagen, die bis zum 31.12.2020 aktiviert wurden, können ab dem 01.01.2025 Änderungen der Abschreibungsmodalitäten mittels eines sogenannten Transformationselements (TFE) realisiert werden. Das TFE ist eine zusätzliche Komponente, die in die Berechnung der EOG einfließt und als Differenz zwischen der angepassten und der ursprünglichen EOG eines Jahres berechnet wird. Im Rahmen des TFE werden Abschreibungsänderungen in den EOG abgebildet, ohne dass es einer vollständigen Neufestlegung dieser bedarf. Das TFE wird rechnerisch auf Basis der Veränderungen der Abschnitt 2.2.3 beschriebenen fortgeführten Kapitalkosten KK_t bzw. des Kapitalkostenabzugs bestimmt.[111]

Netzbetreiber, die ein TFE für die EOG des Folgejahres anwenden möchten, müssen dies spätestens bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres bei der Regulierungsbehörde anzeigen. Die Anzeige können die VNB in Form einer Anzeige stellen, welche das gesamte kalkulatorische Sachanlagevermögen und die angewandten Abschreibungsmodalitäten umfasst. Im Rahmen der zulässigen Erlöse wird das TFE über das Regulierungskonto abgebildet, welches die Differenz zwischen den tatsächlich entstandenen Kapitalkosten und den Planwerten erfasst. Die VNB sind an die gewählten Abschreibungsmodalitäten von den Anlagegütern gebunden, die im Rahmen der Entgeltkalkulation berücksichtigt werden. Für diese ist keine rückwirkende Änderung der Abschreibungsmodalität möglich.[112]

[109] Vgl. dsb., S. 3.
[110] Vgl. dsb., S. 4.
[111] Vgl. dsb., S. 4f.
[112] Vgl. dsb., S. 5f.

4. Fallstudie zur Umsetzung von KANU 2.0

4.1 Einführung und Zielsetzung der Fallstudie

In diesem Kapitel wird die übergeordnete Forschungsfrage der Arbeit im Rahmen einer Fallstudie zur Implementierung von KANU 2.0 mithilfe einer Szenario-basierten Analyse untersucht. Die Szenario-basierte Analyse eignet sich für Themen, die durch eine zunehmende Komplexität sowie Unsicherheiten aufgrund politischer und technologischer Umbrüche geprägt sind.[113] Gerade zur Formulierung von Handlungsempfehlungen eignet sich die Szenariotechnik als Instrument zur Bestimmung möglicher Zukunftsbilder aufgrund der flexiblen Einsetzbarkeit, einer umfassenden Betrachtung und seiner Transparenz. Im Rahmen einer Szenario-basierten Analyse werden mindestens zwei Szenarien betrachtet.[114] Die Szenarioanalyse bezieht sich in dieser Arbeit auf die in Abschnitt 2.1.3 thematisierte Entwicklung der Gasnachfrage, auf Basis derer im Rahmen der Fallstudie drei verschiedene Nachfrage-Szenarien gebildet werden. Die Szenarien und deren Anwendung im Zuge der Untersuchung werden in Abschnitt 4.4 näher beschrieben.

Im Folgenden wird zunächst der Aufbau der Fallstudie vorgestellt, gefolgt von einer Erläuterung der Zielsetzung dieser Untersuchung.

Im Rahmen der Fallstudie wird ein fiktives Gasverteilnetz erstellt, anhand dessen die flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten angewandt werden sollen. Anschließend wird dessen Auswirkung anhand der Veränderungen der EOG in Verbindung mit verschiedenen Nachfrage-Szenarien auf den Verlauf der NNE untersucht. Die Fallstudie soll aufzeigen, welche Abschreibungsmodalitäten sich vor dem Hintergrund verschiedener Nachfrage-Szenarien eignen, um eine übermäßige Belastung der Endkunden im Zuge des Erdgasausstiegs zu vermeiden.

Der für die Fallstudie relevante Teil der EOG-Formel beschränkt sich auf die Kostenbestandteile der EOG. Daraus lässt sich zur Berechnung der veränderten EOG $EO_{t\Delta}$ im Rahmen der Untersuchung die folgende Formel ableiten.

$$EO_{t\Delta} = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) \quad (5)$$

[113] Vgl. Koskow/Gaßner (2008), S. 6.
[114] Vgl. Bundesministerium des Inneren und für Heimat (2024).

Die Veränderung der kalk. Abschreibung AB_t wird im Rahmen der fortlaufenden Kapitalkosten KK_t berücksichtigt. Veränderungen der anderen Kostenbestandteile der fortlaufen Kapitalkosten aufgrund der veränderten kalk. Abschreibung finden im Rahmen der Untersuchung keine Berücksichtigung.

$$KK_t = AB_t + EKZ_t + GewSt_t + FKZ_t \tag{3}$$

Ein Anstieg der kalk. Abschreibung bedeutet folgend einen Anstieg der fortlaufenden Kapitalkosten KK_t, welche im Rahmen der Kapitalkostenabzugs $KKAb_t$ von den Kapitalkosten im Basisjahr KK_0 abgezogen werden. Daraus folgend verringert sich der Kapitalkostenabzug $KKAb_t$ bei einer Erhöhung der kalk. Abschreibung.

$$KKAb_t = KK_0 - KK_t \tag{2}$$

Der Kapitalkostenabzug wird zur Berechnung der ineffizienten Kosten, daher der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile $KA_{vnb,t}$ sowie der beeinflussbaren Kostenanteile $KA_{b,t}$ benötigt. Die ineffizienten Kostenanteile werden auf Basis der folgenden Formeln bestimmt.[115]

$$KA_{vnb,t} = (GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t) * EW \tag{6}$$

$$KA_{b,t} = GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t - KA_{vnb,t} \tag{7}$$

Ein verringerter Kapitalkostenabzug $KKAb_t$ aufgrund steigender kalk. Abschreibungen AB_t führt zu einer Erhöhung der ineffizienten Kostenanteile und folgend zu einer Steigerung der EOG.

Im nachfolgenden Abschnitt werden die Inputdaten und Annahmen, auf deren Basis die Fallstudie durchgeführt wird, beschrieben.

[115] Vgl. Oberle/Gnann (2021), S. 7.

4.2 Inputdaten und Annahmen

Das fiktive Gasverteilnetz im Rahmen dieser Fallstudie wird mithilfe eines Referenznetzes gebildet. Bei dem Referenznetz handelt es sich um das Verteilnetz der Netze BW, dem größten VNB in Baden-Württemberg.[116] Dieses Netz wurde für die Fallstudie ausgewählt, da bereits die Werte der einzelnen Kostenbestandteile sowie die weiteren Daten der EOG vorliegen. Die Länge des Verteilnetzes betrug im Jahr 2020 5.168 km, aus dem in den letzten fünf Jahren 17.591 GWh im Mittel entnommen wurden.[117] Das fiktive Gasverteilnetz beträgt 1.000 km und soll das Netz eines mittelgroßen VNB darstellen. Die Netzgröße von 501 bis 1.000 km weisen 84 VNB mit 12 % der Verteilnetze auf.[118]

Aus den Längen beider Netze ergibt sich ein Faktor von 19,35 % des fiktiven Gasverteilnetzes zu dem Referenznetz, welcher auf die vorhandenen Daten des Referenznetzes angewendet wird. Die Inputdaten des fiktiven Gasverteilnetzes nach Annahme des Referenznetzes werden in Tabelle 1 abgebildet.

Um die Nachfrage im Ausgangniveau des fiktiven Gasverteilnetzes zu bestimmen, wird die EOG im Ausgangsniveau, durch das in Abschnitt 2.2.5 beschriebene durchschnittliche NNE für Haushaltskunden im Jahr 2023 in Höhe von 1,89 ct dividiert. Dieser Wert wird ausgewählt, um einen geeigneten Ausgangswert zur späteren Bestimmung der NNE über den Betrachtungszeitraum zu erzielen. Aus dieser Berechnung ergibt sich eine Nachfrage für das fiktive Gasverteilnetz im Ausgangsniveau in Höhe von 1.328.448.613 kWh. Der durchschnittliche Jahresverbrauch pro Wohnung liegt bei etwa 13.333 kWh.[119] Daraus lässt sich für das fiktive Gasverteilnetz die Annahme treffen, dass es sich im Rahmen der Untersuchung um eine Kommune mit etwa 99.636 Haushalten handelt.

Der Effizienzwert von 85,77 % der für die Netze BW in der dritten Regulierungsperiode festgelegt wurde, wird im Rahmen der Fallstudie für das fiktive Gasverteilnetz als konstant angenommen.[120] Die Netze BW hat in der dritten Regulierungsperiode keinen Effizienzbonus von der BNetzA erhalten.[121] Daher wird für das fiktive Gasverteilnetz im Rahmen der Fallstudie angenommen, dass kein Effizienzbonus auf die EOG aufgeschlagen wird.

[116] Vgl. Oberle/Gnann (2021), S. 4.
[117] Vgl. ebd.
[118] Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023), S. 222.
[119] Vgl. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2024b), S. 2.
[120] Vgl. Oberle/Gnann (2021), S. 7.
[121] Vgl. dsb., S. 8.

Tabelle 1: Grundlegende Inputdaten im Ausgangsniveau

	Referenznetz	Fiktives Gasverteilnetz
Faktor	100 %	19,35 %
Netzlänge [km]	5.168	1.000
EOG [€]	129.756.484	25.107.679
Gesamtkosten [€]	149.096.000	28.849.845
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile [€]	32.473.000	6.283.475
Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [€]	92.628.000	17.923.375
Beeinflussbare Kostenanteile [€]	15.363.000	2.972.717
Kapitalkostenabzug [€]	8.632.000	1.670.279
Effizienzwert [%]	85,77	85,77
Effizienzbonus	-	-

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Oberle/Gnann (2021), S. 8.

Weitere Bestandteile der EOG wie der Verteilungsfaktor, der Verbraucherpreisgesamtindex sowie der generelle sektorale Produktivitätsfaktor, die von der BNetzA für alle VNB festgelegt werden, sind in Tabelle 2 für die vierte Regulierungsperiode abgebildet. Der Verteilungsfaktor von 0,2 verteilt den Abbau der ineffizienten Kostenanteile innerhalb einer Regulierungsperiode wie in Abschnitt 2.2.2 beschrieben. Der in Tabelle 2 dargestellte Verlauf setzt sich in dem übrigen Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2045 entsprechend fort.

Zur Bestimmung des Verbraucherpreisgesamtindexes werden ebenfalls die Daten des Referenznetzes als Grundlage genutzt, um einen Faktor zur weiteren Entwicklung bis 2045 zu ermitteln. Aus der Differenz zwischen den Daten aus den Jahren 2022 und 2021 lässt sich ein Faktor von etwa 1,018 ableiten, der entsprechend auf den Verbraucherpreisgesamtindex des Vorjahres aufgeschlagen wird.[122] Die vereinfachte Berechnung beruht auf der Annahme einer konstanten Entwicklung des Verbraucherpreisgesamtindexes im Rahmen der Fallstudie.

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für die vierte Regulierungsperiode beträgt im bisherigen Festlegungsentwurf BK4-22-085 der BNetzA 0,75 %.[123] Daher wird im Rahmen der Fallstudie zur Vereinfachung ein genereller sektoraler Produktivitätsfaktor von 0,75 % als Ausgangswert des ersten Regulierungsjahres einer Regulierungsperiode über den gesamten

[122] Vgl. dsb., S. 5.
[123] Vgl. Bundesnetzagentur (2023), S. 1.

Betrachtungszeitraum angenommen. Nach § 9 Abs. 5 ARegV ist der für die Regulierungsperiode festgelegte generelle sektorale Produktivitätsfaktor mit dem jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode zu potenzieren.

Daraus ergeben sich die in Tabelle 2 dargestellten berechneten Werte für die vierte Regulierungsperiode sowie den weiteren Betrachtungszeitraum.

Tabelle 2: Regulatorische Basisdaten der vierten Regulierungsperiode

Jahr	Verteilungsfaktor	Verbraucherpreis-gesamtindex	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor
2023	0,2	109,40	0,7500%
2024	0,4	111,34	1,5056%
2025	0,6	113,31	2,2669%
2026	0,8	115,32	3,0339%
2027	1,0	117,36	3,8067%

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Oberle/Gnann (2021), S. 5.

Über die Höhe der einzelnen Bestandteile des Kapitalkostenabzugs von dem Referenznetz liegen keine Informationen vor. Um die Zusammensetzung des Kapitalkostenabzugs im Ausgangsniveau im Rahmen der Fallstudie zu bestimmen, wird die Berechnungshilfe zur Bestimmung des TFE im Rahmen von KANU 2.0 der BNetzA hinzugezogen.[124] In dieser sind beispielhafte Werte zur Bestimmung der abweichenden EOG durch die veränderten Abschreibungen eingetragen, aus denen sich die vereinfachte Annahme ableiten lässt, dass diese eine realistische Zusammensetzung der Kostenbestandteile darstellen.

Demnach wird angenommen, dass der Kapitalkostenabzug 26 % der Kapitalkosten im Basisjahr entspricht. Anhand dieser Werte lassen sich die fortlaufenden Kapitalkosten bestimmen. Weiter wird zur Vereinfachung angenommen, dass 76 % der fortlaufenden Kapitalkosten die kalk. Abschreibungen ausmachen.[125] Diese werden von den fortlaufenden Kapitalkosten abgezogen um die fortlaufenden Kapitalkosten ohne die kalk. Abschreibungen zu ermitteln. Diese werden über den Betrachtungszeitraum als konstant angenommen.

Die fortlaufenden Kapitalkosten im Rahmen der Untersuchung setzen sich folgend aus den fortlaufenden Kapitalkosten ohne kalk. Abschreibung im Ausgangsniveau und der kalk. Abschreibung des jeweiligen Jahres zusammen. Die Tabelle 3 zeigt die mithilfe der beschriebenen

[124] Vgl. Bundesnetzagentur (o.J. b).
[125] Vgl. ebd.

Annahmen ermittelte Zusammensetzung des Kapitalkostenabzugs im Ausgangsniveau für das fiktive Gasverteilnetz im Rahmen der Fallstudie.

Tabelle 3: Zusammensetzung des Kapitalkostenabzugs

Kostenbestandteile im Ausgangsniveau	Wert
Kapitalkostenabzug $KKAb_t$ [€]	1.670.279
Kapitalkosten im Basisjahr KK_0 [€]	6.424.149
Fortlaufende Kapitalkosten KK_t [€]	4.753.870
Kalk. Abschreibung AB_t [€]	3.612.941
Fortlaufende Kapitalkosten ohne kalk. Abschreibung KK_t ohne AB_t [€]	1.140.929

Quelle: Eigene Darstellung.

Für die Durchführung der kalk. Abschreibung im Zuge der Fallstudie ist zunächst der Restbuchwert im Ausgangsniveau des fiktiven Gasverteilnetzes zu bestimmen. Dazu wird der Anschaffungswert des Netzes über die kalk. Abschreibung und die kalk. Nutzungsdauer ermittelt.

Für die kalk. Nutzungsdauer werden 50 Jahre angenommen, was in etwa der durchschnittlichen Nutzungsdauer für Gasleitungen nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 Satz 1 GasNEV entspricht. Als Anschaffungszeitpunkt des fiktiven Gasverteilnetzes wurde zur Vereinfachung das Jahr 2006 ausgewählt, da es sich wie in Abschnitt 2.2.4 beschrieben bei Anlagen, die ab dem 1. Januar 2006 aktiviert wurden, um Neuanlagen handelt, die linear abgeschrieben werden. Die Abschreibungsregeln für Altanlagen werden demnach im Rahmen der Untersuchung nicht berücksichtigt. Aus der kalk. Abschreibung und dem ausgewählten Anschaffungszeitpunkt lassen sich die bis zum Betrachtungszeitraum durchgeführten Abschreibungen ermitteln, die anschließend von dem berechneten Anschaffungswert des Gasnetzes abgezogen werden, um den Restbuchwert im Ausgangsniveau der Untersuchung festzustellen.

Die ermittelten Inputdaten im Ausgangsniveau zur Durchführung der kalk. Abschreibung im Rahmen der Fallstudie werden in Tabelle 4 abgebildet.

Tabelle 4: Inputdaten kalk. Abschreibung

Kalk. Abschreibung AB_t im Ausgangsniveau [€]	3.612.941
Kalk. Nutzungsdauer [Jahre]	50
Anschaffungswert [€]	180.647.059
Anschaffungsjahr	2006
Restbuchwert im Ausgangsniveau [€]	115.614.118

Quelle: Eigene Darstellung.

4.3 Auswirkung von KANU 2.0 auf die Erlösobergrenze

Zur Implementierung von KANU 2.0 wird im Zuge der Untersuchung die lineare Abschreibung mit einem Abschreibungsende im Jahr 2045, die lineare Abschreibung mit einem Abschreibungsende im Jahr 2035, sowie die degressive Abschreibung mit einem Abschreibungssatz von 10 % auf das fiktive Gasverteilnetz angewandt.

Das Abschreibungsende zum Jahr 2045 wurde aufgrund des Zieles zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 und dem damit verbundenen Ziel eines Ausschlusses der Erdgasnutzung gewählt. Das Abschreibungsende zum Jahr 2035 wurde gewählt, da nach dem Beschluss der BNetzA die niedrigste wählbare Nutzungsdauer t minus 2035 beträgt.[126] Im Rahmen dieser Arbeit wird zur Vereinfachung die Annahme getroffen, dass keine Stilllegung der Gasnetze zum Jahr 2035 erfolgt und die NNE weiterhin bis zum Jahr 2045 über die Verteilung der EOG auf die nachgefragte Gasmenge ermittelt werden. Nach Vorgaben der BNetzA darf der Abschreibungssatz der degressiven Abschreibung zwischen 8 % und 12 % betragen.[127] Für die Untersuchung wurde der Mittelwert von 10 % der erlaubten Abschreibungssätze gewählt. Zum Vergleich wird das fiktive Gasverteilnetz neben den veränderten Abschreibungsmodalitäten mit der ursprünglichen Nutzungsdauer abgeschrieben.

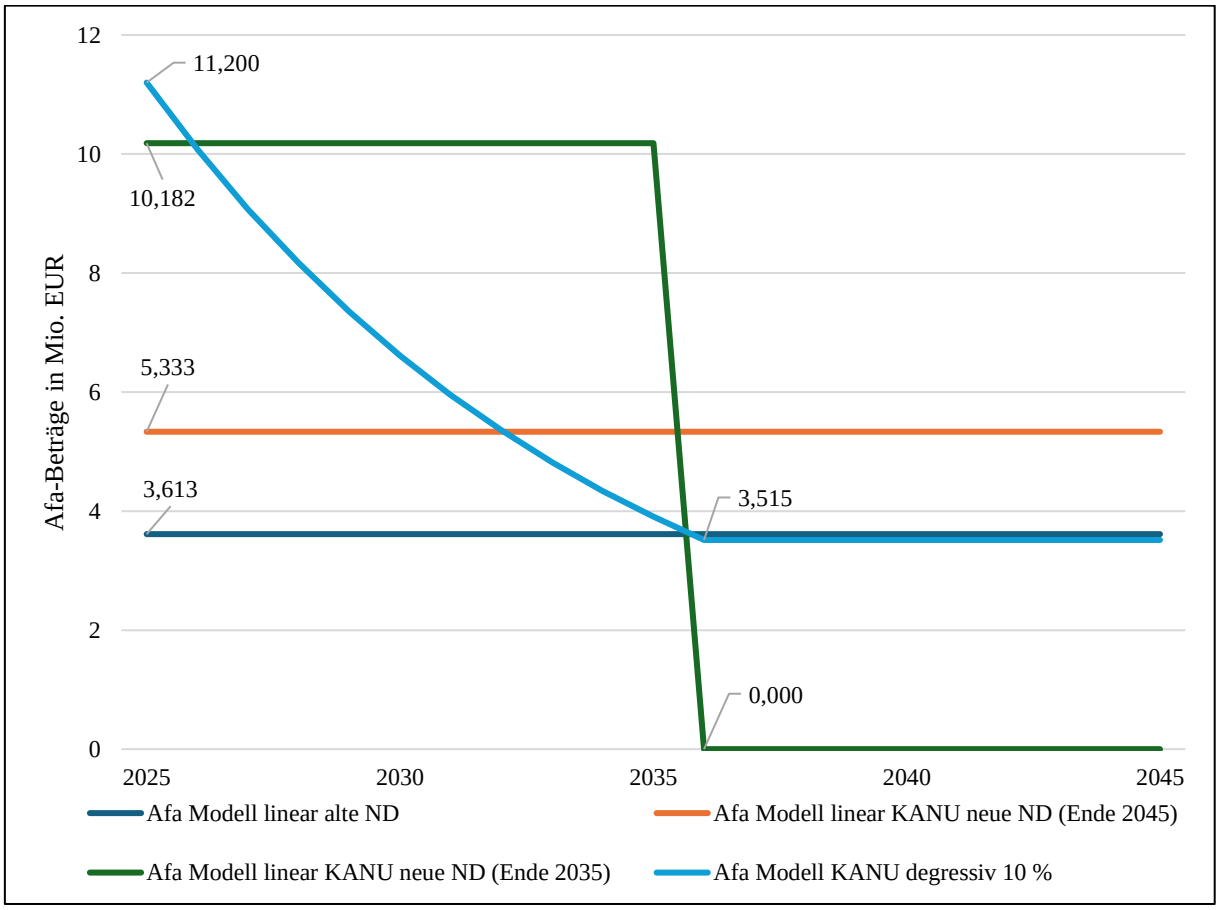
Die beschriebenen Abschreibungsmodalitäten werden entsprechend auf die in Tabelle 4 ermittelten Inputdaten im Ausgangsniveau angewandt. Die Abbildung 10 zeigt den Verlauf der kalk. Abschreibung über den Betrachtungszeitraum unter Anwendung von KANU 2.0. Für die lineare Abschreibung mit der alten Nutzungsdauer von 50 Jahren ergibt sich bei einem Anschaffungszeitpunkt im Jahr 2006 eine Restnutzungsdauer von 31 Jahren. Werden die Regelungen im Rahmen von KANU 2.0 nicht angewendet wird das fiktive Gasverteilnetz bis zum Jahr 2045 nicht abgeschrieben, sondern muss bis zum Jahr 2056 über die NNE refinanziert werden. Bei einem Abschreibungsende im Jahr 2045 im Rahmen von KANU 2.0 verkürzt sich die Restnutzungsdauer entsprechend auf 21 Jahre. Der Abschreibungsbetrag erhöht sich von etwa 3,6 Mio. € nach alter Nutzungsdauer auf ca. 5,3 Mio. € bei Anwendung des Abschreibungsendes im Jahr 2045. Bei Auswahl der geringstmöglichen Restnutzungsdauer bei einem Abschreibungsende im Jahr 2035 beträgt der Abschreibungsbetrag etwa 10,2 Mio. €. Bereits ab dem Jahr 2035 werden keine Abschreibungen mehr getätigt, die im Kapitalkostenabzug berücksichtigt werden.

[126] Vgl. Bundesnetzagentur (2024b), S. 2.
[127] Vgl. ebd.

Erfolgt ein Wechsel auf die degressive Abschreibungsmethode mit einem Abschreibungssatz von 10 % zum Jahr 2025, entspricht der Abschreibungsbetrag eines Regulierungsjahres 10 % des Buchwertes zu Beginn des jeweiligen Regulierungsjahres. Die Abschreibungsbeträge verringern sich von rund 11, 2 Mio. € im Jahr 2025 auf etwa 3,9 Mio. € im Jahr 2035. Anschließend erfolgt der Wechsel der degressiven Abschreibung zurück auf die lineare Abschreibungsmethode, da zum Jahr 2036 die Abschreibungsbeträge nach linearer Methode, die Beträge nach der degressiven Methode übersteigen. Ab dem Jahr 2036 erfolgt die lineare Abschreibung bis zum Jahr 2045 in Höhe von rund 3,5 Mio. €.

Die genauen Werte der berechneten Abschreibungen im Rahmen der Fallstudie können dem Anhang 1 entnommen werden.

Abbildung 10: Abschreibungsverläufe nach KANU 2.0



Quelle: Eigene Darstellung.

Der Kapitalkostenabzug ermittelt sich auf Basis der in Tabelle 3 zugrunde gelegten Inputdaten im Ausgangsniveau. Innerhalb des Betrachtungszeitraumes werden die ermittelten kalk. Abschreibungen im Rahmen des Kapitalkostenabzugs über die folgende Formel berücksichtigt.

$$KKAb_t = KK_0 - (KK_{t,ohne\ AB_t} + AB_t) \quad (8)$$

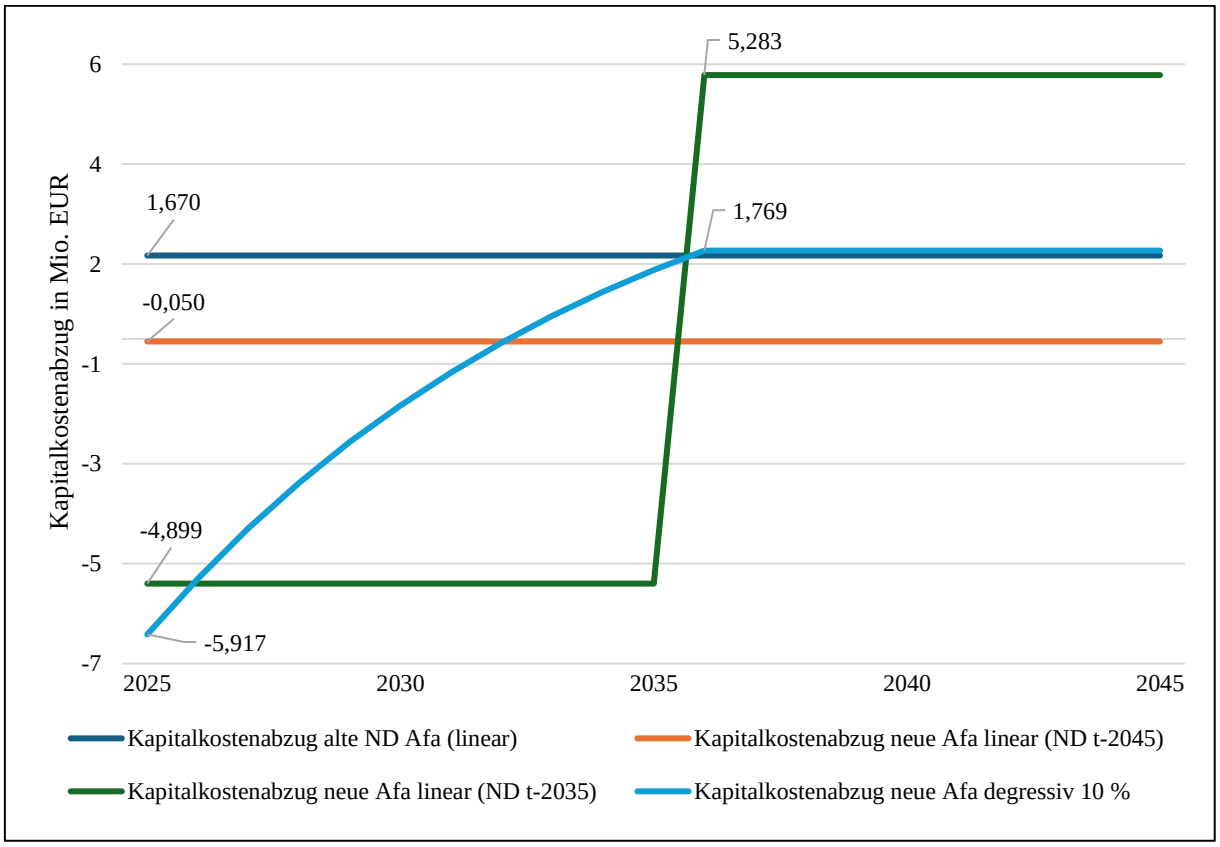
Die Abschreibungsbeträge des jeweiligen Regulierungsjahres AB_t werden zu den fortlaufenden Kapitalkosten ohne kalk. Abschreibung $KK_{t,ohne\ AB_t}$ addiert und entsprechend von den Kapitalkosten im Basisjahr KK_0 subtrahiert. Der Verlauf des Kapitalkostenabzugs über den betrachteten Zeitraum wird in Abbildung 11 entsprechend dargestellt.

Für den Kapitalkostenabzug auf Grundlage der ursprünglichen Nutzungsdauer ergibt sich ein Wert von etwa 1,7 Mio. € über den gesamten Betrachtungszeitraum. Dagegen fällt der Kapitalkostenabzug bei einem Abschreibungsende im Jahr 2045 negativ aus. Dieser beträgt über den gesamten Betrachtungszeitraum -50.170 €. Bei einer Abschreibung über die geringstmögliche Abschreibungsdauer mit Abschreibungsende im Jahr 2035 fällt der Kapitalkostenabzug bis einschließlich 2035 ebenfalls negativ aus und beträgt -4,9 Mio. €. Ab dem Jahr 2036 werden den fortlaufenden Kapitalkosten keine Abschreibungen mehr zugerechnet, wodurch der Kapitalkostenabzug bis zum Ende des Betrachtungszeitraum positiv ausfällt und etwa 5,3 Mio. € beträgt.

Bei Anwendung der degressiven Abschreibungsmethode mit einem Abschreibungssatz von 10 % fällt der Kapitalkostenabzug bis einschließlich dem Jahr 2032 negativ aus. Dieser beträgt im Jahr 2025 zunächst rund -5,9 Mio. € und nimmt ab dem Jahr 2033 wieder einen positiven Wert in Höhe von 461.936 € an. Zum Jahr 2036 bei dem Wechsel der degressiven zur linearen Abschreibungsmethode nimmt der Kapitalkostenabzug einen konstanten Wert von ca. 1,8 Mio. € bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes an.

Weitere Werte des Kapitalkostenabzugs können dem Anhang 2 entnommen werden.

Abbildung 11: Kapitalkostenabzug nach KANU 2.0



Quelle: Eigene Darstellung.

Nach Ermittlung des Kapitalkostenabzuges werden anschließend die einzelnen Kostenbestandteile über die folgenden Formeln, wie in Abschnitt 4.1 beschrieben, berechnet.

$$KA_{vnb,t} = (GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t) * EW \tag{6}$$

$$KA_{b,t} = GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t - KA_{vnb,t} \tag{7}$$

Die Gesamtkosten GK in Höhe von rund 28,8 Mio. €, die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten $KA_{dnb,0}$ mit einem Wert von etwa 6,2 Mio. € sowie der Effizienzwert von 0,8577 werden im Rahmen der Untersuchung als konstant angenommen.

Im Anschluss wird die veränderte EOG $EO_{t\Delta}$ anhand der folgenden Formel unter Berücksichtigung der veränderten Kostenbestandteile ermittelt.

$$EO_{t\Delta} = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) \quad (5)$$

Die EOG wird nach diesem Schema über den gesamten Betrachtungszeitraum für jedes Abschreibungsmodell im Rahmen dieser Fallstudie ermittelt. Die Abbildung 12 zeigt den Verlauf der EOG nach Anwendung der verschiedenen Abschreibungsmodelle.

Die EOG sinkt grundsätzlich im Verlauf einer Regulierungsperiode aufgrund der Verteilung der abzubauenden ineffizienten Kostenbestandteile ab, steigt aber hingegen zu Beginn einer Regulierungsperiode über den Ausgangswert der vorherigen Regulierungsperiode an. Der allgemeine Anstieg der EOG lässt sich unter anderem durch die Anwendung des Verbraucherpreisgesamtindexes sowie des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts auf die jährlichen Kostenanteile erklären.

Die EOG nach Anwendung der linearen Abschreibung mit Abschreibungsende im Jahr 2056 startet im Ausgangspunkt bei 26,71 Mio. € und steigt bis zum Jahr 2045 auf 35,49 Mio. €. Die EOG mit einem Abschreibungsende im Jahr 2045 zeigt den gleichen Verlauf über den Betrachtungszeitraum, liegt dabei jedoch im Durchschnitt etwa 6,5 % über der EOG der linearen Abschreibung mit einem Abschreibungsende im Jahr 2056. Bei einer vollständigen Abschreibung des Gasverteilnetzes bis zum Jahr 2035 beträgt die EOG im Jahr 2025 33,14 Mio. € und erreicht das Maximum aller Vergleichswerte im Jahr 2033 mit 39,60 Mio. €.

Grundsätzlich liegt die EOG bei diesem Abschreibungsmodell bis zum Jahr 2030 deutlich über den Werten der EOG der anderen Abschreibungsmodelle. Ab dem Jahr 2031 sinkt die EOG nach dem Abschreibungsende stark ab und erreicht das Minimum aller Vergleichswerte im Jahr 2037 mit 25,69 Mio. €. Die EOG bei Anwendung der degressiven Abschreibungsmethode weist im Jahr 2025 zu Beginn der Untersuchung mit etwa 34,13 Mio. € den höchsten Wert auf. Aufgrund der höheren Abschreibungsbeträge bis zum Jahr 2035 sinkt die EOG gegenüber den linearen Abschreibungsmethoden stärker ab und verhält sich ab dem Jahr 2036 bei dem vorgeschriebenen Wechsel der degressiven zur linearen Abschreibung innerhalb des Modells gleich dem Verlauf der linearen Abschreibung mit Abschreibungsende im Jahr 2056. Demnach liegt die EOG der degressiven Abschreibungsmethode zum Ende des Betrachtungszeitraumes etwa 6,5 % unter der linearen Abschreibung mit Abschreibungsende im Jahr 2045.

Die genauen Daten, sowie weitere Werte können dem Anhang 4 entnommen werden.

Abbildung 12: EOG nach KANU 2.0

Quelle: Eigene Darstellung.

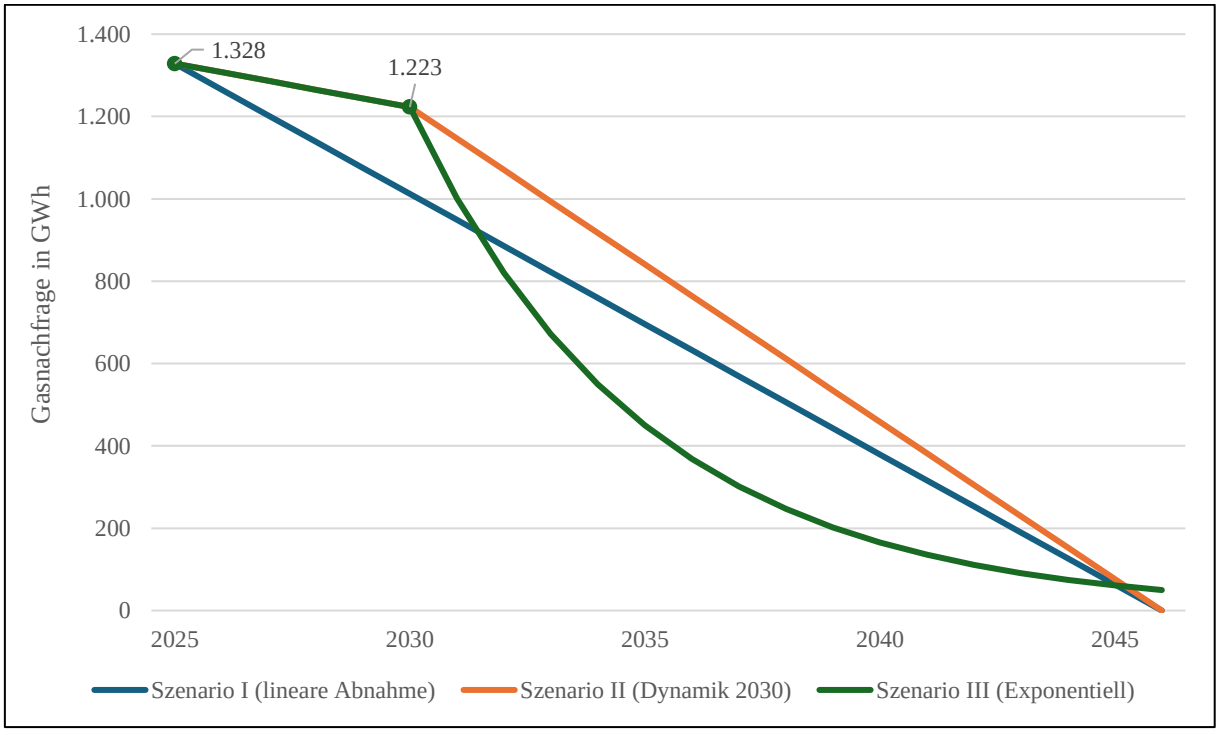
4.4 Nachfrage-Szenarien

Auf die im Rahmen der Fallstudie ermittelte EOG der verschiedenen Abschreibungsmodalitäten werden anschließend zur Bestimmung der NNE verschiedene Nachfrage-Szenarien angewendet. Diese Szenarien beziehen sich auf die in Abschnitt 2.1.3 beschriebenen Nachfrageentwicklungen der betrachteten Meta-Studie des Öko-Instituts. Im Rahmen der Fallstudie wird angenommen, dass die Gasnachfrage bis zum Beginn des Jahres 2046 auf null absinkt. Diese Annahme vereinfacht die spätere Bestimmung der NNE durch die Verteilung der EOG auf die nachgefragte Gasmenge im Jahr 2045. Den Ausgangswert für die Bestimmung der Nachfrageentwicklungen bildet die angenommene Nachfrage in t_0 in Höhe von 1.328.448.613 kWh, deren Bestimmung in Abschnitt 4.2 beschrieben ist.

Das Szenario I (lineare Abnahme) zeigt wie in Abbildung 13 dargestellt einen linearen Verlauf der Nachfrageentwicklung. In diesem Szenario nimmt die Gasnachfrage innerhalb des Betrachtungszeittraumes bis zum Jahr 2046 linear ab. Der Verlauf orientiert sich dabei an die nahezu lineare Abnahme im Gebäudesektor im Rahmen der Meta-Studie.

In Szenario II (Dynamik 2030) orientiert sich die Nachfrageentwicklung an den Verlauf des Gesamtenergiebedarfs aus Erdgas im Rahmen der betrachteten Meta-Studie. Der in Abbildung 13 dargestellte Verlauf zeigt eine deutliche Abnahme der Nachfrage bis zum Jahr 2045 die ab 2030 stärker wird. Bis zum Jahr 2035 nimmt die Nachfrage bereits um 28 % bis 63 % gegenüber dem Jahr 2022 ab. Vor diesem Hintergrund wird die Annahme getroffen, dass sich die Nachfrage zwischen 2025 und 2030 bereits um ein Drittel gegenüber dem Ausgangsniveau verringert und dann ab dem Jahr 2031 bis zum Jahr 2046 auf null absinkt. Das Szenario III (Exponentiell) soll als alternatives Szenario einen exponentiellen Verlauf der Nachfrage ab dem Jahr 2031, wie in Abbildung 13 erkennbar, darstellen. Dabei sinkt die Nachfrage über den betrachteten Zeitraum kontinuierlich ab, mit einem beschleunigten Rückgang ab dem Jahr 2031. Der Abnahmefaktor wurde mit 20 % bestimmt, um im Jahr 2045 eine vergleichbare Nachfrage gegenüber den anderen Szenarien zu erzeugen. Dadurch wird in diesem Szenario eine Nachfrage von Null im Jahr 2046 nicht erreicht. Das Szenario III soll durch den gewählten Abnahmefaktor von 20 % eine starke Reduzierung der Gasnachfrage über einen kurzen Zeitraum darstellen, die sich auf die Umstellung auf neue und effiziente Technologien im Bereich der erneuerbaren Energien bezieht, die bereits in Abschnitt 2.1.3 zur Gasnachfrage in der Energiewirtschaft beschrieben wurde. Weitere Werte der Nachfrage-Szenarien können dem Anhang 5 entnommen werden.

Abbildung 13: Nachfrage-Szenarien



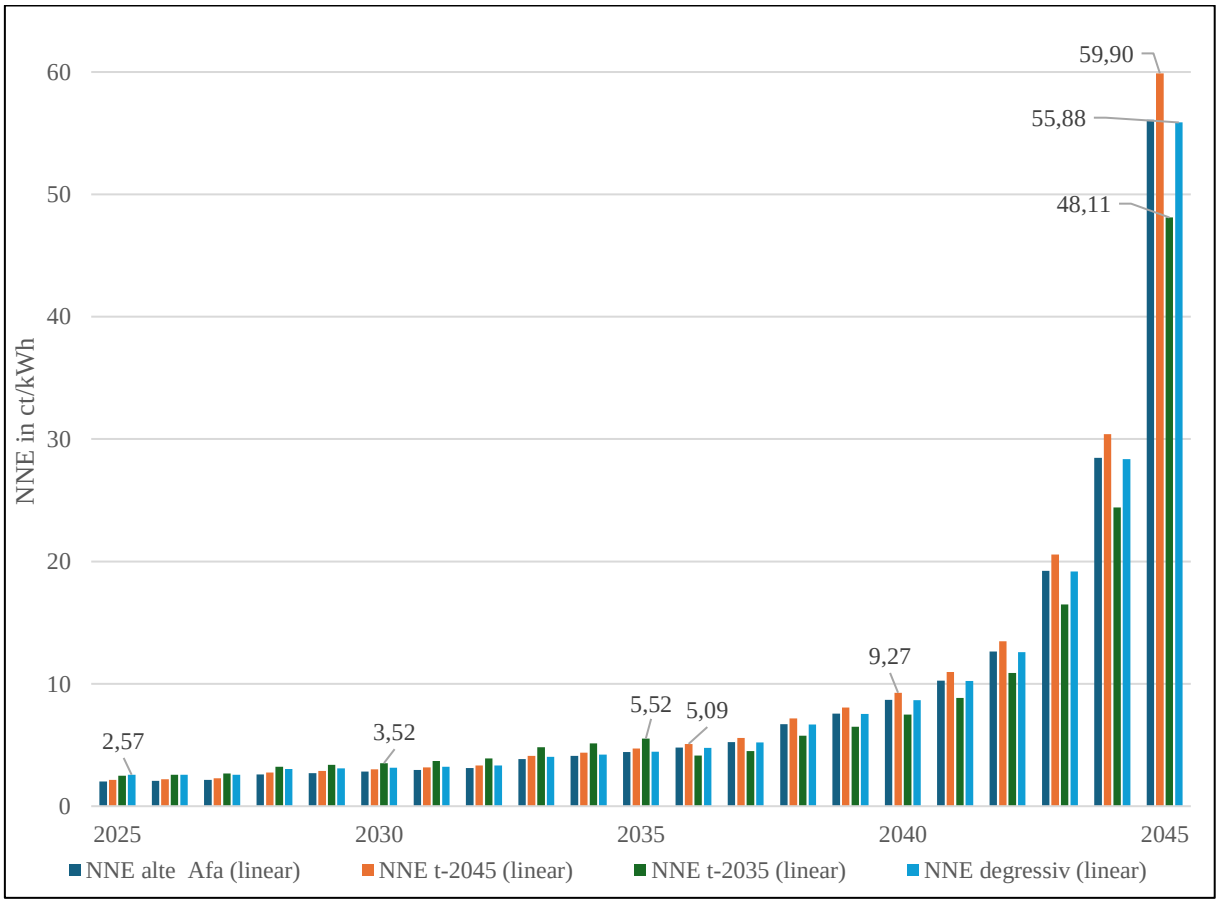
Quelle: Eigene Darstellung.

Den Abschluss der Fallstudie bildet die Berechnung der NNE auf Basis der berechneten EOG der Abschreibungsmodelle sowie der verschiedenen Nachfrage-Szenarien. Dazu wird jedes dieser Szenarien auf die EOG aller Abschreibungsmodelle angewandt. Die NNE werden im Rahmen der Fallstudie nach der in Abschnitt 2.2.5 beschriebenen Formel berechnet. Das Ergebnis dieser Untersuchung bilden die Verläufe der NNE zwischen den Jahren 2025 und 2045, die für jedes Abschreibungsmodell und auf Basis jedes Nachfrage-Szenarios ermittelt wurden.

4.5 Auswertung und Diskussion der NNE nach Anwendung von KANU 2.0

Im dem folgenden Abschnitt werden die im Rahmen der Fallstudie erlangten Ergebnisse ausgewertet, um im Anschluss die Forschungsfrage dieser Arbeit zu beantworten. Im Rahmen der Auswertung werden die berechneten NNE ab dem Jahr 2025 mit der Einführung von KANU 2.0 bis zum Erdgasausstieg im Jahr 2045 betrachtet. Dazu werden zunächst die NNE jeweils nach den einzelnen Nachfrage-Szenarien analysiert. Im Anschluss werden die Verläufe der NNE der verschiedenen Szenarien miteinander verglichen.

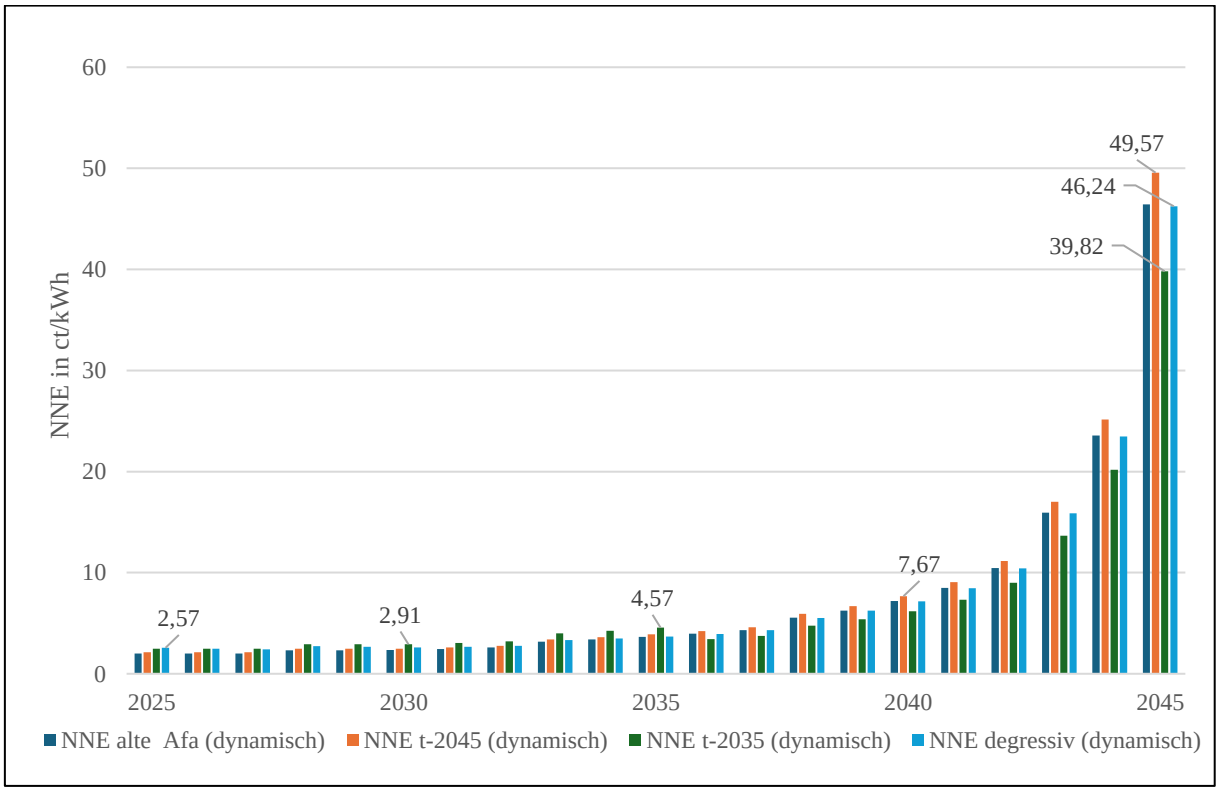
Abbildung 14: NNE bei linearem Nachfrage-Verlauf



Quelle: Eigene Darstellung.

Bei den berechneten NNE nach dem Szenario I (lineare Abnahme) wird bei allen Abschreibungsmodellen ein Anstieg bis zum Jahr 2045 verzeichnet, der sich ab dem Jahr 2040 deutlich verstärkt. Dabei beginnen die Verläufe der NNE aller Abschreibungsmodelle mit niedrigen Werten sowie mit geringen Abweichungen zwischen den NNE im Vergleich zu den Folgejahren. Das höchste NNE im Jahr 2025 weist die Berechnung nach Anwendung der degressiven Abschreibung mit 2,57 ct/kWh auf. Ab dem Jahr 2026 übersteigen die NNE nach der Abschreibung mit verkürzter Nutzungsdauer bis zum Jahr 2035 die NNE der anderen Abschreibungsmodelle. Nach Abschreibungsende des Modells mit verkürzter Nutzungsdauer zum Jahr 2035 nimmt das NNE nach Abschreibung mit Nutzungsdauerende zum Jahr 2045 den höchsten Wert im Jahr 2026 mit 5,09 ct/kWh an. Dieser Wert liegt dabei unter dem Vorjahreswert des NNE nach Abschreibungsmodell t-2035. Abbildung 14 zeigt einen deutlichen Anstieg der NNE ab dem Jahr 2040, wobei sich auch die Abweichungen zwischen den NNE der verschiedenen Abschreibungsmodelle vergrößern. Im Jahr 2040 liegt das NNE der Abschreibung mit Nutzungsdauerende im Jahr 2045 über den anderen NNE bei 9,27 ct/kWh und steigt bis zum Jahr 2045 auf 59,90 ct/kWh an. Dadurch weist das NNE nach Abschreibungsmodell t-2045 zum Ende des Betrachtungszeitraumes ebenfalls den höchsten Wert auf.

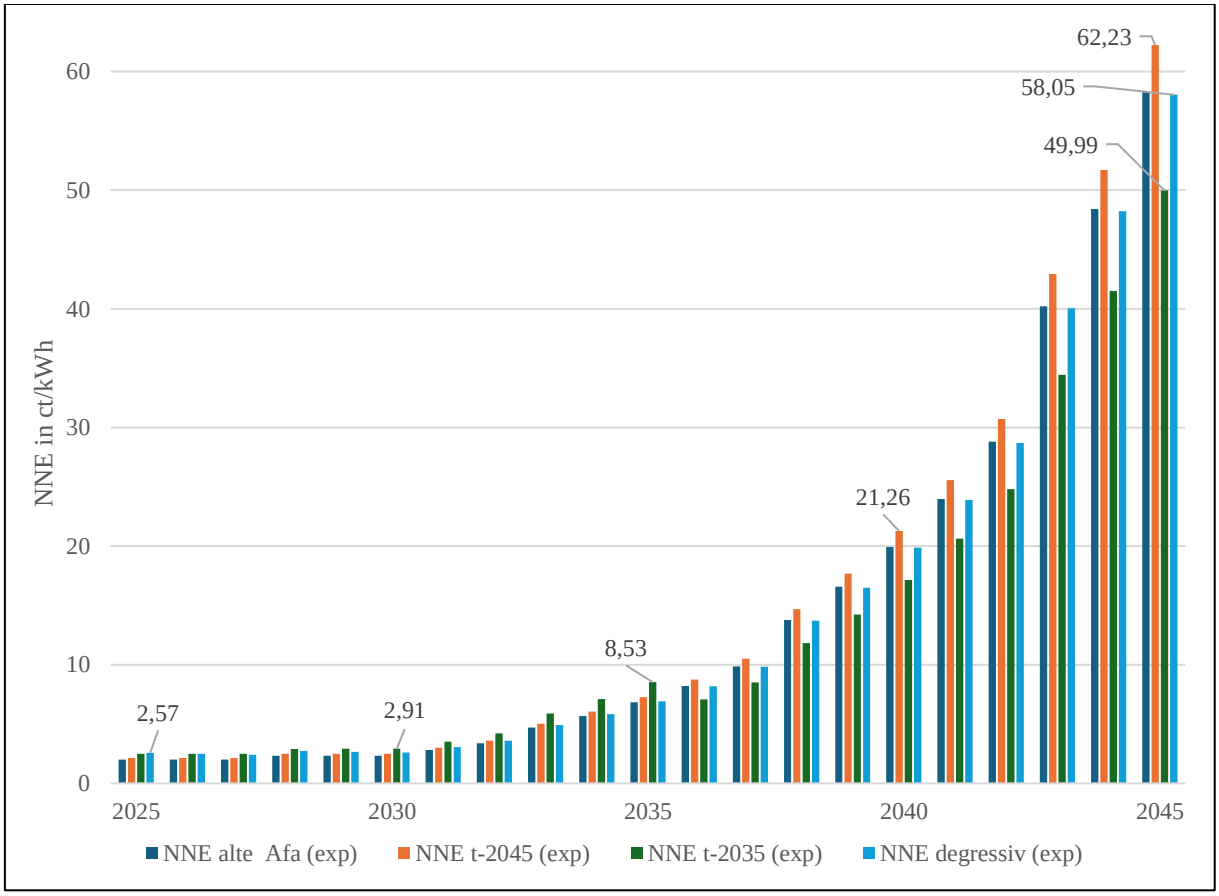
Abbildung 15: NNE bei dynamischem Nachfrage-Verlauf



Quelle: Eigene Darstellung.

Bei der Berechnung mit dem Szenario II (Dynamik 2030) weisen die NNE zu Beginn der Untersuchung im Jahr 2025 zunächst niedrige Werte auf, die bis zum Jahr 2035 mit geringen Abweichungen unter den verschiedenen Abschreibungsmodellen leicht ansteigen. Abbildung 15 zeigt, dass auch bei Szenario II das NNE nach degressiver Abschreibung im Jahr 2025 mit 2,57 ct/kWh über den NNE der anderen Abschreibungsmodelle liegt. Ab dem Jahr 2026 liegt das NNE der Abschreibung mit Nutzungsdauerende im Jahr 2035 über den NNE der anderen Abschreibungsmodelle und erreicht seinen maximalen Wert in Höhe von 4,57 ct/kWh zum Abschreibungsende im Jahr 2035. Ab dem Jahr 2036 bildet das NNE der Abschreibung mit Nutzungsdauerende im Jahr 2045 den höchsten Wert bis zum Ende des Betrachtungszeitraums. Dabei steigt das NNE ab dem Jahr 2040 deutlich von 7,67 ct/kWh auf 49,57 ct/kWh im Jahr 2045 an. In diesem Zeitraum vergrößern sich zudem die Abweichungen unter den NNE der verschiedenen Abschreibungsmodelle. Zum Jahr 2045 beträgt das NNE der degressiven Abschreibung 46,24 ct/kWh und das der Abschreibung bis zum Jahr 2035 39,82 ct/kWh.

Abbildung 16: NNE bei exponentiellem Nachfrage-Verlauf



Quelle: Eigene Darstellung.

Der Verlauf der NNE auf Basis des Szenario III (Exponentiell) entspricht in den Jahren 2025 bis 2030 dem Verlauf der NNE nach Anwendung des Szenario II. Ab dem Jahr 2031 weicht der Verlauf zwischen den beiden Szenarien entsprechend ab. Zum Jahr 2035 beträgt das NNE des Abschreibungsmodells t-2035 bereits 8,53 ct/kWh und liegt dabei über den NNE der anderen Abschreibungsmodelle. Nach dem Abschreibungsende des Abschreibungsmodells liegt ab dem Jahr 2036 das NNE des Abschreibungsmodells t-2045 über den NNE der anderen Abschreibungsmodelle und beträgt im Jahr 2040 bereits 21,26 ct/kWh. Dabei ist ein deutlicher Anstieg der NNE jedes Abschreibungsmodells ab dem Jahr 2035 zu verzeichnen. Die Abweichungen zwischen den NNE der verschiedenen Abschreibungen werden ab dem Jahr 2040 größer. Abbildung 16 zeigt, dass sich diese Entwicklung zum Ende des Betrachtungszeitraums verstärkt. Im Jahr 2045 beträgt das NNE des Abschreibungsmodells t-2045 62,23 ct/kWh als höchstes NNE im gesamten Untersuchungsrahmen. Das NNE der degressiven Abschreibung beträgt im Jahr 2045 58,05 ct/kWh, während das NNE des Abschreibungsmodells t-2035 bei 49,99 ct/kWh liegt.

Die NNE aller Szenarien weisen einen ähnlichen Verlauf über den betrachteten Zeitraum auf, der zu Beginn leicht steigt und zum Ende hin deutlich zunimmt. Im Jahr 2025 weisen alle Szenarien die gleichen NNE je nach Abschreibungsmodell auf. Ab dem Jahr 2026 können geringe Abweichungen der NNE des Szenarios I gegenüber den anderen Szenarien festgestellt werden. Dabei liegen die NNE des Szenarios I leicht über den NEE der anderen Szenarien. Die NNE der Szenarien II und III weisen vom Beginn der Untersuchung im Jahr 2025 bis einschließlich 2030 den gleichen Verlauf auf Grundlage des jeweiligen Abschreibungsmodells auf.

Ab dem Jahr 2032 übersteigen die NNE des Szenario III die NNE der anderen Szenarien. Dabei zeigen die Verläufe nach Szenario III die größte Steigung gegenüber den anderen Szenarien. Dieser Trend setzt sich bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes im Jahr 2045 fort. Die NNE des Szenarios II zeigen hingegen einen deutlich geringeren Anstieg über den gesamten Betrachtungszeitraum. Dadurch fallen die NNE aller Abschreibungsmodelle nach Szenario II zum Jahr 2045 geringer aus als die NNE der anderen Szenarien. Die NNE des Szenarios I zeigen über den gesamten Betrachtungszeitraum einen vergleichsweise konstanten Anstieg der NNE der wie bei den Vergleichsszenarien ab dem Jahr 2040 deutlich zunimmt.

Die NNE nach Anwendung aller Nachfrage-Szenarien zeigen, dass zu Beginn der Untersuchung im Jahr 2025 die degressive Abschreibung das höchste NNE in Höhe von 2,57 ct/kWh aufweist. Ab dem Jahr 2026 bis einschließlich 2035 übersteigt das NNE der Abschreibung mit

Nutzungsdauerende im Jahr 2035 die NNE der anderen Abschreibungsmodelle. Nach dessen Abschreibungsende im Jahr 2035 nimmt ab dem Jahr 2036 nach Anwendung aller Szenarien das NNE der Abschreibung mit Nutzungsdauerende im Jahr 2045 den höchsten Wert bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes an. In allen Nachfrage-Szenarien liegt das NNE dieses Abschreibungsmodell im Jahr 2045 deutlich über den NNE der anderen Abschreibungsmodelle. Das NNE der degressiven Abschreibung liegt nach Anwendung aller Nachfrage-Szenarien unterhalb des Abschreibungsmodells t-2045 und etwa auf Höhe der linearen Abschreibung nach Anwendung der ursprünglichen Nutzungsdauer. Die NNE der Abschreibung mit Nutzungsdauerende im Jahr 2035 liegen in allen Szenarien unterhalb der NNE der anderen Abschreibungsmodelle.

Die genauen Daten der NNE sowie weitere Werte können dem Anhang 6 entnommen werden.

Die Ergebnisse der Fallstudie lassen darauf schließen, dass der Verlauf der NNE stark von der nachgefragten Gasmenge abhängt. Dabei zeigen alle Nachfrage-Szenarien ein ähnliches Verhältnis der NNE bei Anwendung der jeweiligen Abschreibungsmodelle zum Ende des Betrachtungszeitraums.

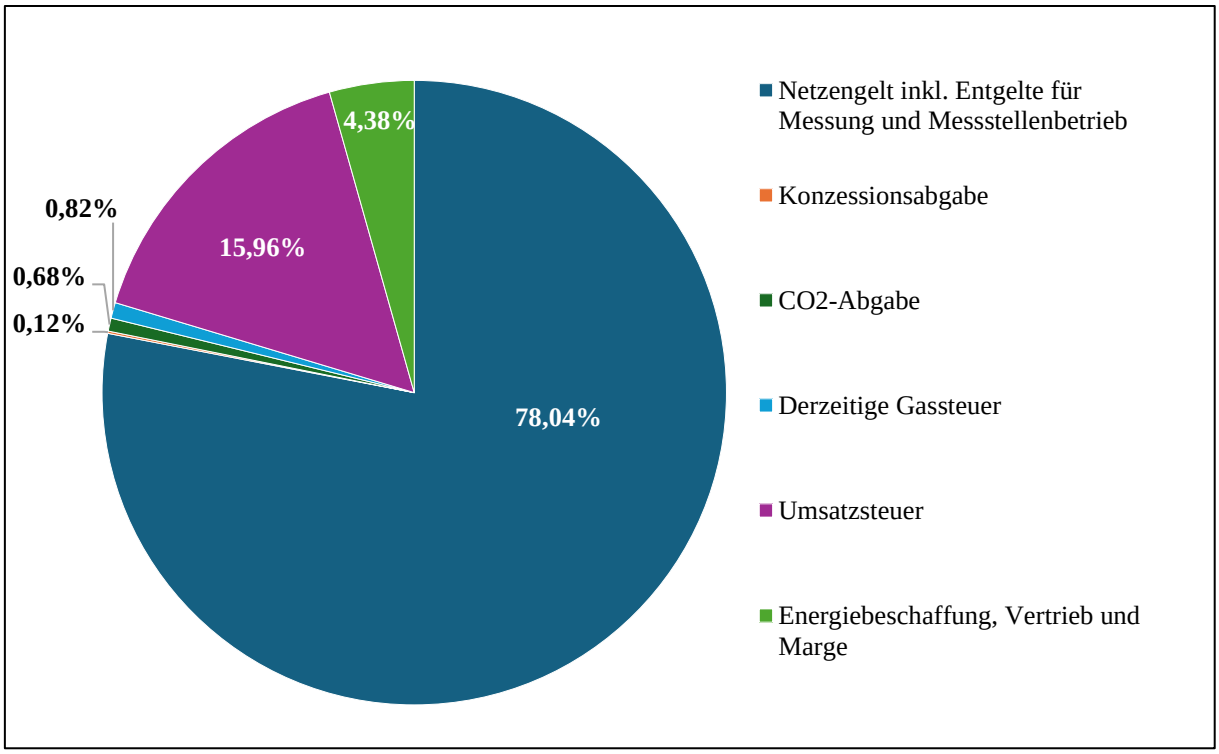
Das berechnete durchschnittliche NNE aller Nachfrage-Szenarien und jedes Abschreibungsmodells im Jahr 2045 beträgt 52,55 ct/kWh. Setzt man diesen Wert ins Verhältnis mit dem in Abschnitt 2.1.3 beschriebenen Gesamtpreis Gas für Haushaltskunden im Jahr 2021 in Höhe von 6,68 ct/kWh, wird ersichtlich, welche Auswirkung die veränderten Abschreibungsmodalitäten sowie die rückgängige Nachfrage nach Gas haben.

Nach der vereinfachten Annahme gleichbleibender Preisbestandteile (exklusive der NNE) des Gesamtpreises Gas bis zum Jahr 2045 beträgt der Gesamtpreis mit den berechneten durchschnittlichen NNE in Höhe von 52,55 ct zum Jahr 2045 etwa 67,34 ct/kWh. Die Umsatzsteuer wird dabei als einziger Preisbestandteil auf Basis des veränderten Nettogaspreises und dem Steuersatz von 19 % entsprechend angepasst und bildet dadurch 15,96 % des Gesamtpreises ab.[128] Die NNE inkl. der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb machen auf Grundlage dieser Rechnung etwa 78,04 % des Gesamtpreises für Gas im Jahr 2045 aus. Der Preisbestandteil der Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge macht dabei nur noch 4,38 % des Gesamtpreises Gas nach Anwendung von KANU 2.0 im Jahr 2045 aus.

[128] Vgl. Bundesnetzagentur (o.J. c).

Demnach bedeutet der Anstieg der NNE durch die Anwendung von KANU 2.0, dass der Gesamtpreis Gas im Jahr 2045 zum Großteil aus den NNE besteht, und diese den Preis für das Gas im Rahmen der Energiebeschaffung deutlich übersteigen. Der Endkunde zahlt schlussendlich mehr für die Netzinfrastruktur und deren Stilllegung als für das Gas selbst.

Abbildung 17: Anteile der Preisbestandteile am Gesamtpreis Gas nach KANU 2.0 (2045)



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2022), S. 452.

Aus den berechneten Gesamtpreisen für Gas lassen sich auf Basis des Jahresverbrauchs eines durchschnittlichen Haushalts von 13.333 kWh, wie in Abschnitt 4.2 beschrieben, die entsprechenden Mehrkosten aufgrund der gestiegenen NNE durch die Anwendung von KANU 2.0 ableiten. Die Tabelle 5 zeigt die Gesamtkosten pro durchschnittlichem Haushaltsverbrauch im Jahr unter Anwendung von KANU 2.0 in 5-Jahres-Schritten ab dem Ausgangsniveau vor dem Beginn des Untersuchungsrahmens im Jahr 2025 bis zum Erdgasausstieg im Jahr 2045.

Die Berechnung der Gesamtkosten wurde auf Grundlage der durchschnittlichen NNE aller Abschreibungsmodelle und Nachfrageszenarien durchgeführt. Die Gesamtkosten im Ausgangsniveau werden auf Basis des durchschnittlichen NNE aus dem Jahr 2023 in Höhe von 1,89 ct/kWh ermittelt und betragen 940,09 €. Diese stellen die Gesamtkosten vor Anwendung von KANU 2.0 im Rahmen der Fallstudie dar. Im Jahr 2025 betragen die Gesamtkosten 1.005,14 € und liegen damit 65,05 € über den Gesamtkosten vor Anwendung von KANU 2.0. Gegenüber dem

Jahr 2025 steigen die Gesamtkosten zum Jahr 2030 um 74,11 € auf 1.079,26 €. Ab dem Jahr 2035 zeigt Abbildung 18 einen stärkeren Anstieg der Gesamtkosten von zunächst 413 €, der sich zum Jahr 2040 mehr als verdoppelt. Von dort an steigen die Gesamtkosten um etwa 6.480 € bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes im Jahr 2045 an und betragen schlussendlich 8.977,79 €.

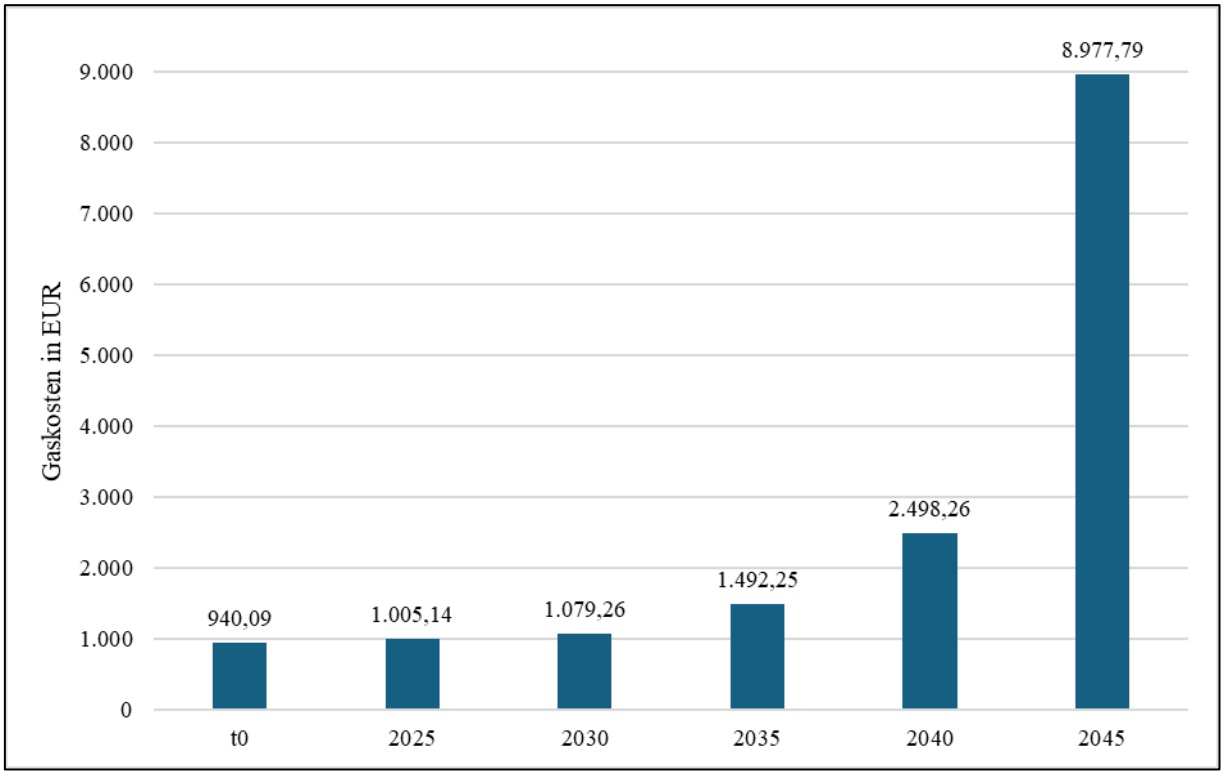
Die jeweilige Berechnung des Gesamtpreises Gas kann dem Anhang 7 entnommen werden.

Tabelle 5: Auswirkungen der NNE nach KANU 2.0 auf die Gesamtkosten Gas

Jahr	NNE [ct/kWh]	Gaspreis [ct/kWh]	Kosten pro Haushalt / Jahr [€]	Mehrkosten pro 5-Jahres-Schritt [€]
t0	1,89	7,05	940,09	
2025	2,30	7,54	1.005,14	65,05
2030	2,77	8,09	1.079,26	74,11
2035	5,37	11,19	1.492,25	413,00
2040	11,71	18,74	2.498,26	1.006,01
2045	52,55	67,34	8.977,79	6.479,53

Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 18: Gesamtkosten pro Jahr und Haushaltsverbrauch nach KANU 2.0



Quelle: Eigene Darstellung.

5. Ableitung von Handlungsempfehlungen

5.1 Empfehlungen im Rahmen von KANU 2.0 für die VNB

Zur Beantwortung der Forschungsfrage dieser Arbeit werden im Folgenden, auf Basis der in Abschnitt 4.5 ausgewerteten Ergebnisse im Rahmen der Fallstudie, Handlungsempfehlungen für die VNB formuliert. Diese Handlungsempfehlungen beziehen sich auf die Verläufe der NNE, die auf Grundlage der in dieser Arbeit betrachteten Nachfrage-Szenarien ermittelt wurden. Daher werden lediglich Handlungsempfehlungen ausgesprochen, die sich auf die Stilllegung der Gasverteilnetze nach Ende des betrachteten Zeitraumes beziehen.

Auf Basis der in Abschnitt 4.5 ausgewerteten Ergebnisse im Rahmen der Untersuchung lässt sich zunächst die Empfehlung für die Wahl des Abschreibungsmodells mit Nutzungsdauerende im Jahr 2035 ableiten. Bei einer Stilllegung der Erdgasnetze im Zuge der Dekarbonisierung und einem entsprechenden Rückgang der Gasnachfrage fallen die NNE dieses Abschreibungsmodells zum Jahr 2045 am niedrigsten aus. Die NNE liegen dabei ab dem Jahr 2026 bis einschließlich 2035 geringfügig über den NNE der anderen Abschreibungsmodelle. Mit der Wahl dieser Abschreibungsmethode werden die Kosten des Verteilnetzes zunächst auf eine höhere Nachfrage verteilt, wodurch eine übermäßige Belastung der Endkunden in den letzten Jahren bis zum Erdgasausstieg verhindert wird. Diese Handlungsempfehlung lässt sich jedoch nicht für alle VNB pauschalisieren, da bei der Wahl der Nutzungsdauer die kommunale Wärmeplanung der jeweiligen Kommune ausschlaggebend ist. Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, kann die niedrigste wählbare Nutzungsdauer von t minus 2035 nur von den VNB angesetzt werden, deren Kommune in dem jeweiligen Netzgebiet die kommunale Wärmeplanung bereits abgeschlossen hat und die eine entsprechende Stilllegung der Gasverteilnetze zum Jahr 2035 vorsieht.

Für die VNB, bei denen eine Verkürzung der Nutzungsdauer auf ein Abschreibungsende im Jahr 2035 nicht möglich ist, lässt sich weiter die Empfehlung zum Wechsel von der linearen Abschreibung mit der ursprünglichen Nutzungsdauer auf die degressive Abschreibungsmethode ableiten. Die in Abschnitt 4.5 ausgewerteten Ergebnisse im Rahmen der Fallstudie zeigen, dass die NNE der degressiven Abschreibungsmethode nur zu Beginn des Betrachtungszeitraums im Jahr 2025 über den NNE der anderen Abschreibungsmodelle liegen und ab dem Jahr 2026 unterhalb der NNE nach Abschreibung t-2035 sowie ab dem Jahr 2033 unterhalb der NNE nach Abschreibung t-2045 liegen. Demnach verteilen sich die höheren Abschreibungsbeträge zu Beginn auf eine höhere nachgefragte Gasmenge. Neben der abnehmenden Nachfrage

verringern sich die Abschreibungsbeträge entsprechend der degressiven Abschreibungsmethode. Dadurch steigen die NNE der degressiven Abschreibungsmethode konstant bis zum Jahr 2035 in geringem Maße an und die Endkunden werden nicht mit übermäßigen Entgeltsprüngen belastet. Zum Wechsel der degressiven Abschreibung auf die lineare Abschreibungsmethode im Jahr 2036 steigen die NNE bis zum Jahr 2045 deutlich an. Die degressive Abschreibungsmethode sollte daher als Alternative zur Abschreibung mit Nutzungsdauerende im Jahr 2035 von den VNB gewählt werden, deren Wärmeplanungen keine Stilllegung der Gasverteilnetze zum Jahr 2035 vorsehen.

Kann die Begründungspflicht im Rahmen landesrechtlicher Vorgaben sowie kommunaler Beschlüsse, die eine Netto-Treibhausgasneutralität früher als im Jahr 2045 fordern, nicht erfüllt werden, wird den VNB die lineare Abschreibungsmethode mit verkürzter Nutzungsdauer bis zum Jahr 2045 empfohlen. Die NNE dieser Abschreibungsmethode liegen nach Anwendung aller Nachfrage-Szenarien ab dem Jahr 2036 bis zum Erdgasausstieg im Jahr 2045 über den NNE der anderen Abschreibungsmodelle. Ab dem Jahr 2040 steigen die NNE deutlich stärker an und führen zu einer starken Belastung der Endkunden bis zum Jahr 2045. Gegenüber der linearen Abschreibung mit der ursprünglichen Nutzungsdauer, kann dabei durch die verkürzte Nutzungsdauer jedoch die vollständige Abschreibung der Gasverteilnetze und somit deren Refinanzierung sichergestellt werden.

5.2 Empfehlungen zur weiteren Anpassung durch die BNetzA

Neben der Anpassung der Abschreibungsmodalitäten aufgrund der in Abschnitt 2.1.2 dargelegten künftigen Entwicklungen vor dem Hintergrund des aktuellen regulatorischen Rahmens entsteht weiterer Anpassungsbedarf bezüglich der künftigen Regulierung.

Vor dem Hintergrund der in Abschnitt 2.1.3 beschriebenen künftigen Entwicklung der Gasnachfrage und dem Szenario einer Stilllegung der Gasverteilnetze bis zum Jahr 2045 stellt sich die Frage, wie zukünftig mit der Anschluss- und Versorgungspflicht der VNB umzugehen ist.[129] Die Ablehnung eines Netzanschlusses kann, wie in Abschnitt 2.2.1 beschrieben, nach § 17 Abs. 2 EnWG aus betriebsbedingten, technischen oder wirtschaftlichen Gründen erfolgen. Nach der heutigen Rechtslage gibt es jedoch kaum Fälle, in denen eine Verweigerung der Anschlusspflicht begründet werden kann. Eine Zwangsabschaltung von Altanschlüssen würde den

[129] Vgl. Becker Büttner Held (2023), S. 50.

gleichen gesetzlichen Regelungen unterliegen.[130] Aus diesen Gründen ist zu klären, inwieweit der rechtliche Rahmen im Sinne der Anschluss- und Versorgungspflicht angepasst werden muss, und ob sich die bisherigen Regelungen auf die alternativen Wärmelösungen, wie z.B. die Fernwärmenetze übertragen lässt.

Das Szenario einer Stilllegung der Gasverteilnetze würde sich darüber hinaus auf die in Abschnitt 2.1.1 beschriebenen Konzessionsverträge der jeweiligen Kommunen auswirken. Diese sind bislang gemäß § 46 Abs. 1 EnWG dazu verpflichtet, ihre Wegenutzungsrechte zur Verfügung zu stellen. Ein Unterlassen einer Neuausschreibung nach Auslaufen bestehender Konzessionsverträge aufgrund einer absehbaren Stilllegung der Netze ist bislang aufgrund der geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen nicht möglich.[131] Die fehlende Flexibilität im Rahmen der langen Vertragslaufzeiten der Konzessionen (bis zu 20 Jahre) erschwert zum einen die Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung durch die Gemeinden und zum anderen die Anpassungen an energiepolitische Herausforderungen durch die VNB.[132] Daher ist zu klären, inwieweit die gesetzlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf die Konzessionsverträge anzupassen ist.

Weiterer Anpassungsbedarf entsteht im Rahmen der kalk. EK-Verzinsung, da im Kontext der künftigen Entwicklungen die Refinanzierung von Investitionen in Gasverteilnetze nicht sichergestellt werden kann. Die kalk. EK-Verzinsung, die übergreifend für Strom- und Gasnetze festgelegt ist, spiegelt folgend nicht die Sonderrisiken von Investitionen in die Gasverteilnetze wider und ermöglicht dadurch den Investoren keine dem Risiko entsprechende Rendite.[133] Um einen sicheren Netzbetrieb bis zum Erdgasausstieg gewährleisten zu können, sind weiterhin Investitionen und Aufwendungen in die Gasverteilnetzinfrastruktur nötig. Für diese muss durch die Gesetzgebung eine entsprechende Rendite festgelegt werden.

Das Szenario einer Stilllegung der Gasverteilnetze kann dazu einen Rückbau der Netz-Assets bedeuten, bei welchem künftige Rückbaukosten refinanziert werden müssen. Hierzu fehlt in der aktuellen Regulierung ein Ansatz, um diese entsprechend regulatorisch geltend machen zu können und über die Netzentgelte auf die Letztverbraucher entsprechend umzulegen.[134] Weiterhin ist fraglich ob diese Kosten in Anbetracht der Ergebnisse der Untersuchung überhaupt

[130] Vgl. dsb., S. 51ff.
[131] Vgl. Senders (2022), S. 17f.
[132] Vgl. dsb., S. 1.
[133] Vgl. Becker Büttner Held (2023), S. 67f.
[134] Vgl. dsb., S. 68.

durch die Endverbraucher allein getragen werden können. Wie die Kosten einer Stilllegung verteilt werden, ist demnach weiter zu untersuchen.

Ein weiterer Punkt sind mögliche Verzerrungen im Rahmen des in Abschnitt 2.2.2 beschriebenen Effizienzvergleiches, der ein Benchmarking der Netzbetreiber darstellt. Aufgrund von Rückbaukosten sowie höheren Abschreibungsbeträgen im Zuge einer Stilllegung würde es zu einer nachteiligen Veränderung der zu vergleichenden Output-Parameter für die VNB kommen. Ein Effizienzvergleich nach den aktuellen Rahmenbedingungen ist in dem Szenario einer Stilllegung nicht zielführend und nachteilig für die VNB.[135]

6. Fazit und Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit wurde untersucht, welche Auswirkungen die Flexibilisierung der Abschreibungsmodalitäten im Zuge von KANU 2.0 auf den Verlauf der NNE bis zum Erdgasausstieg im Jahr 2045 hat, und inwieweit der regulatorische Rahmen für die künftigen Herausforderungen im Bereich der Gasverteilnetze geeignet ist. Aus den Ergebnissen der Untersuchung wurden anschließend entsprechende Handlungsempfehlungen für die Betreiber von Gasverteilnetzen sowie weiterer Handlungsbedarf durch die BNetzA abgeleitet.

Die Arbeit zeigt, dass angesichts der energiepolitischen Ziele auf Länder- sowie auch kommunaler Ebene der Erdgasausstieg teilweise bereits zum Jahr 2035, spätestens im Jahr 2045 umgesetzt werden soll. Aus diesen Plänen lässt sich ein drastischer Rückgang der Gasnachfrage prognostizieren und stellt damit die VNB vor große Herausforderungen. Fehlende Sicherheiten im Bereich alternativer Wärmetechnologien sowie der Transformation der Gasnetze führen zu vergleichsweise hohen Risiken bei weiteren Investitionen in die Gasverteilnetze. Ein Umstieg von Erdgas auf Wasserstoff und eine damit verbundene Umrüstung der Gasnetze hängt zunächst an dem stockenden Wasserstoffhochlauf in Europa und somit auch in Deutschland fest. Die unzureichenden Perspektiven der Erzeugung und des Imports von grünem Wasserstoff bieten den Netzbetreibern keine ausreichenden Sicherheiten, um entsprechende Umrüstungsstrategien auf Gasverteilnetzebene zu entwickeln und in das Wasserstoffgeschäft zu investieren. Diese Entwicklungen forcieren die Stilllegung der Gasverteilnetzinfrastruktur, teilweise deutlich vor dem Erdgasausstieg im Jahr 2045.

[135] Vgl. dsb., S. 77.

Besonders in Baden-Württemberg ist ein frühzeitiger Erdgasausstieg durch die MVV Energie AG auf Grundlage der frühzeitig durchgeführten kommunalen Wärmeplanung der Stadtkreise zu beobachten. Die frühzeitige kommunale Wärmeplanung der verpflichteten Stadtkreise sowie der Gemeinden, die sich freiwillig der Wärmeplanung anschließen, führt einerseits zu einer besseren Planungssicherheit für die Bevölkerung sowie auch für die Kommunen selbst und der betroffenen Gewerke. Andererseits bedeutet der gewählte frühzeitige Erdgasausstieg einen nötigen Umstieg auf alternative Wärmelösungen innerhalb der nächsten zehn Jahre allein für etwa 56.000 Haushalte im gesamten Versorgungsgebiet der MVV Energie AG.

Dieses Beispiel zeigt, dass die Endkunden nicht nur aufgrund steigender NNE, sondern auch durch den zeitnahen Umstieg weg von der Gasheizung auf andere Wärmetechnologien betroffen sind. Daher ist eine frühzeitige und transparente Kommunikation der jeweiligen Kommunen gegenüber deren Bürgern entscheidend, um Fehlinvestitionen auf Ebene der Haushalte zu vermeiden und entsprechende Lösungsmöglichkeiten auf Basis von Beratungsangeboten durch den Netzbetreiber oder die Kommune aufzuzeigen.

Im Rahmen von KANU 2.0 wird den VNB ermöglicht, ihre Netze entsprechend früher abzuschreiben, um die Refinanzierung der Investitionen in die Gasverteilnetze sicherzustellen und dabei die übermäßige Belastung der Endkunden im Zuge des Erdgasausstiegs zu vermeiden. Dabei zeigen die Ergebnisse der Fallstudie im Rahmen dieser Arbeit, dass die geringstmögliche wählbare Nutzungsdauer durch die VNB gewählt werden sollte, um die Kosten einer Stilllegung der Gasverteilnetze auf möglichst viele Endkunden zu verteilen und dadurch hohe Entgeltsprünge kurz vor dem Erdgasausstieg zu vermeiden. Dabei entscheidet die zu erfüllende Begründungspflicht durch die kommunale Wärmeplanung im betroffenen Netzgebiet des VNB, welche kalk. Nutzungsdauer tatsächlich angesetzt werden kann. Mit der Frist im Rahmen des WPG für die kommunale Wärmeplanung, die erst zum Jahr 2026 bzw. 2028 die betroffenen Kommunen entsprechend verpflichtet, ist eine Anpassung der kalk. Nutzungsdauern zum Jahr 2025 nur für die VNB möglich, deren im Netzgebiet liegenden Kommunen die kommunale Wärmeplanung frühzeitig abgeschlossen haben.

Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen darüber hinaus die Auswirkungen der Stilllegung der Gasverteilnetze auf den Gesamtpreis Gas. Dieser steigt bei Betrachtung der veränderten NNE und der entsprechenden Umsatzsteuer bis zum Jahr 2045 bis auf beinahe das zehnfache des Gaspreises im Ausgangsniveau an. Fraglich ist daher, ob die Stilllegungskosten tatsächlich in vollem Umfang bis zum Erdgasausstieg im Jahr 2045 durch die Endkunden über die NNE

getragen werden können. Den zeitnahen Umstieg auf alternative Wärmelösungen werden besonders Endkunden mit ausreichendem Vermögen umsetzen können. Problematisch ist daher die Verteilung der Stilllegungskosten zum Ende des Transformationszeitraums auf die Endkunden, die einen Umstieg nicht frühzeitig realisieren können.

Die Regelungen nach KANU 2.0 der BNetzA ermöglichen somit zwar in der Theorie die Refinanzierung der Gasverteilnetzinfrastruktur für die VNB und gehen einen ersten Schritt in die Richtung zur Anpassung des regulatorischen Rahmens, klären aber nicht vollumfänglich, wie und durch wen die Stilllegungskosten am Ende tatsächlich getragen werden können.

Daraus lässt sich neben der Flexibilisierung der kalk. Abschreibung weiterer regulatorischer Anpassungsbedarf im Kontext der Wärmewende ableiten. Im Rahmen der Arbeit konnte hervorgehoben werden, dass der aktuelle regulatorische Rahmen auf einen Weiterbetrieb der Gasverteilnetze ausgelegt ist und nicht den tatsächlichen Transformationspfad der Netze widerspiegelt. Insbesondere die Regelungen der Anschluss- und Versorgungspflicht sowie die rechtlichen Rahmenbedingungen der Konzessionsverträge sollten dringend auf die Zukunft der Gasnetze und vor dem Hintergrund kommunaler Wärmeplanungen angepasst werden, um zeitnah entsprechende Lösungsmöglichkeiten im Rahmen des jeweiligen Transformationspfades gegenüber den Endverbrauchern kommunizieren zu können. Die Ergebnisse der Arbeit unterstreichen dabei die Dringlichkeit, die künftige Regulierung dynamisch und anpassungsfähig zu gestalten, um sowohl den Anforderungen der energiepolitischen Ziele gerecht zu werden als auch die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebes bis zur Stilllegung durch die VNB sicherzustellen.

Literaturverzeichnis

AREgV, Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung) v. 29.10.2007, zuletzt geändert durch Art. 5 v. 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405).

Baden-Württemberg (2024), *5,8 Millionen Euro für kommunale Wärmeplanung*, Quelle: https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/58-millionen-euro-fuer-kommunale-waermeplanung, Zugriffsdatum: 21.11.2024.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2024a), *Stellungnahme KANU 2.0 BNetzA-Festlegungsentwurf vom 17. Juli 2024 zu kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen*, Berlin, Quelle: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Stellungnahme_KANU2_07082024.pdf, Zugriffsdatum: 28.09.2024.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2024b), *BDEW-Gaspreisanalyse August 2024 Haushalte*, Quelle: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Gaspreisanalyse_08-2024.pdf, Zugriffsdatum: 11.11.2024.

Becker Büttner Held (2023), *Regulatorische Anpassungsbedarfe zur Transformation der Gasversorgung im Kontext der Wärmewende*, Quelle: https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Presse/Pressemitteilungen/2023/Regulatorische_Anpassungsbedarfe_zur_Transformation_der_Gasversorgung_im_Kontext_der_Waermewende.pdf, Zugriffsdatum: 29.11.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024a), *„Leitfaden kompakt“: Einordnung und Zusammenfassung des Leitfadens Wärmeplanung*, Berlin, Quelle: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/leitfaden-waermeplanung-kompakt.pdf?__blob=publicationFile&v=12, Zugriffsdatum: 15.10.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024b), *Informationen vor dem Einbau einer neuen Heizung*, Berlin, Quelle: https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/downloads/Webs/BMWSB/DE/veroeffentlichungen/pflichtinformation-geg.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Zugriffsdatum: 27.09.2024.

Bundesnetzagentur (2023), *BK4-22-085 – Beschlusskammer 4*, Bonn, Quelle: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2022/BK4-22-0085/Downloads/BK4-22-085_Beschlussentwurf_PF-Gas_Konsultationsfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=1, Zugriffsdatum: 25.10.2024.

Bundesnetzagentur (2024a), *Große Beschlusskammer Energie: Eckpunktepapier: Eckpunkte zu den Abschreibungsmodalitäten für die Gasnetztransformation*, Bonn, Quelle: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Methoden_Ebene2/KANU/Tools_Downloads/Eckpunkte_KANU.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Zugriffsdatum: 27.09.2024.

Bundesnetzagentur (2024b), *Große Beschlusskammer Energie – Aktenzeichen: GBK-24-02-2#1: Beschluss zum Festlegungsverfahren zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 2.0)*, v. 25.09.2024, Bonn, Quelle: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Methoden_Ebene2/KANU/Tools_Downloads/KANU_2.0_Beschluss.pdf?__blob=publicationFile&v=5, Zugriffsdatum: 27.09.2024.

Bundesnetzagentur (2024c), *Aktuelle Lage der Gasversorgung in Deutschland*, Quelle: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Gasverbrauch_Veraenderung_SLP_monatlich/Gasverbrauch_Veraenderung_SLP_M.html, Zugriffsdatum: 05.12.2024.

Bundesnetzagentur (o.J. a), *Wasserstoff-Kernnetz*, Quelle: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html, Zugriffsdatum: 10.10.2024.

Bundesnetzagentur (o.J. b), *KANU 2.0: Festlegungsverfahren zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 2.0) [GBK-24-02-2#1]*, Quelle: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Methoden_Ebene2/KANU/start.html, Zugriffsdatum: 27.09.2024.

Bundesnetzagentur (o.J. c), *Preisänderungen zum Jahreswechsel 2023/2024*, Quelle: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/EnergiepreiseSpezial/2024/start.html, Zugriffsdatum: 15.11.2024.

Bundesnetzagentur (o.J. d), *Wesentliche Elemente der Anreizregulierung*, Quelle: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/start.html, Zugriffsdatum: 17.10.12024.

Bundesnetzagentur (o.J. e), *Netzentgelt (Strom und Gas)*, Quelle: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/N/Netzentgelt.html, Zugriffsdatum: 21.10.2024.

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2022), *Monitoringbericht 2021*, Bonn, Quelle: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Zugriffsdatum: 21.10.2024.

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023), *Monitoringbericht 2023*, Bonn, Quelle: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf, Zugriffsdatum: 30.09.2024.

Burchardt, Jens et al. (2021), *Klimapfade 2.0 Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*, Quelle: https://web-assets.bcg.com/58/57/2042392542079ff8c9ee2cb74278/klimapfade-study-german.pdf, Zugriffsdatum: 25.10.2024.

Bürger, Veit et al. (2021), *Agenda Wärmewende 2021*, Freiburg/Hamburg, Quelle: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Partnerpublikationen/2021/Agenda_Waermewende_2021/2021-06-10_Waermewende_2021.pdf, Zugriffsdatum: 25.10.2024.

Cullmann, Astrid et al. (2015), Keine Investitionshemmnisse in Elektrizitäts- und Gasverteilnetze durch Anreizregulierung, *DIW Wochenbericht*, Jg. 82 (Nr. 6), S. 98-107, Quelle: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.496226.de/15-6.pdf, Zugriffsdatum: 27.10.2024.

Deutscher Bundestag (2023), *Die Wärmewende in Deutschland –Bedeutung Ziele und Umsetzbarkeit*, Aktenzeichen: WD 5 – 3000 – 010/23, Quelle: https://www.bundestag.de/resource/blob/940166/b842d5428e65f5924a17f2d5d66a8a54/WD-5-010-23-pdf-data.pdf, Zugriffsdatum: 27.09.2024.

EnWG, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz), v. 07.07.2005, zuletzt geändert durch Art. 41 v. 23.10.2024 (BGBl. 2024 I Nr. 323).

GasNEV, Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung), v. 25.07.2005, zuletzt geändert durch Art. 3 v. 27.07.2021 (BGBl. I S. 3229).

Hesse, Tilman et al. (2024), *Erdgas-Phase-out in Deutschland - Eine Studie im Auftrag der Gaswende*, Quelle: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Erdgas-Phase-out-Deutschland.pdf, Zugriffsdatum: 25.10.2024.

Jugel, Christoph et al. (2021), *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*, Quelle: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf, Zugriffsdatum: 25.10.2024.

Kirchberg, Thomas (2014), *Anreizregulierung im deutschen Strom- und Gassektor: Auswirkungen auf die Rentabilität von Netzinvestitionen*, Hamburg: Igel Verlag RWS.

Koskow, Hannah / Gaßner, Robert (2008), Methoden der Zukunfts- und Szenarioanalyse – Überblick, Bewertung und Auswahlkriterien, *WerkstattBerichte IZT*, Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, Bd.103, Berlin, Quelle: https://www.izt.de/media/2022/10/IZT_WB103.pdf, Zugriffsdatum: 29.11.2024.

Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (o.J.), *Kommunale Wärmeplanung*, Quelle: https://www.energieatlas-bw.de/waerme/kommunale-waermeplanung, Zugriffsdatum: 21.11.2024.

Linnemann, Marcel (2024), *Energiewirtschaft für (Quer-) Einsteiger: Einmaleins der Stromwirtschaft*, Aufl. 2, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, Quelle: https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-658-43555-4, Zugriffsdatum: 17.10.2024.

Linnemann, Marcel / Peltzer, Julia (2022), *Wasserstoffwirtschaft kompakt: Klimaschutz, Regulatorik und Perspektiven für die Energiewirtschaft*, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, Quelle: https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-658-39029-7, Zugriffsdatum: 10.10.2024.

Mahn, Ulrich (2020), *Anreizregulierung – einfach erklärt*, Aufl. 2, Berlin: VDE Verlag, Quelle: https://content-select-com.hs-ruhrwest.idm.oclc.org/media/moz_viewer/603277be-4d58-4ca7-bb60-4568b0dd2d03/language:de, Zugriffdatum: 17.10.2024.

MVV Energie AG (2024), *Gemeinsam die Wärmewende in Mannheim umsetzen*, Quelle: https://www.mvv.de/journalisten/pressemitteilungen/detail/gemeinsam-die-waermewende-in-mannheim-umsetzen, Zugriffsdatum: 21.11.2024.

MVV Energie AG (o.J.), *Das Mannheimer Modell: Unser Weg in die Zukunft*, Quelle: https://www.mvv.de/ueber-uns/strategie/mannheimer-modell, Zugriffsdatum: 21.11.2024.

Oberle, Stella / Gnann, Till (2021), *Ist der regulatorische Rahmen von Gasverteilnetzen für die zukünftigen Herausforderungen im deutschen Energiesystem gewappnet?*, Beitrag bei der 12. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 08.-10.09.2021, Quelle: https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/863125ce-641a-4330-a6d5-48e138d22e6d/content, Zugriffsdatum: 25.10.2024.

Schiffer, Hans-Wilhelm (2019), *Energiemarkt Deutschland: Daten und Fakten zu konventionellen und erneuerbaren Energien*, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, Quelle: https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-658-23024-1, Zugriffsdatum: 04.10.2024.

Scholz, Alexander et al. (2024), *Perspektiven für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Europa und für H2-Importe nach Deutschland*, Wuppertal: Wuppertal Institut, Quelle: https://wupperinst.org/fileadmin/redaktion/downloads/projects/H2EUDE_Kurzstudie.pdf, Zugriffsdatum: 10.10.2024.

Schütte, Tino (2019), *Leitungsgebundene Energieversorgung in Mittel- und Osteuropa: Elektrizität, Erdgas und Fernwärme*, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, Quelle: https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-658-11587-6, Zugriffsdatum: 04.10.2024.

Senders, Julian (2022), Wärmeplanung und Gaskonzessionen: Eine Untersuchung der bestehenden kommunalen Spielräume in der Wärmeplanung unter besonderer Berücksichtigung von Wärmenetzen, *Würzburger Studien zum Umweltenergierecht*, Nr. 27, Quelle: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2022/03/Stiftung_Umweltenergierecht_Senders_Waermeplanung-und-Gaskonzessionen_2022-03-30.pdf, Zugriffsdatum: 17.10.2024.

Senders, Julian (2023), Die urbane Wärmewende – Wie können Städte und Gemeinden unabhängiger von fossiler Gasversorgung werden?, in: Valentiner, Dana-Sophia (Hrsg.): *Klimaschutz und Städte: Herausforderungen und Potentiale des öffentlichen Rechts*, Tagung: JuWiss-Day 2022, Hamburg, 22.07.2022, S. 211-228, Quelle: https://www.nomos-elibrary.de/10.5771/9783748935841.pdf?download_full_pdf=1, Zugriffsdatum: 17.10.2024.

SWR Südwestrundfunk (2024), *Mannheimer Versorger MVV: Gasnetz wird bis 2035 stillgelegt*, Quelle: https://www.swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/mannheim/mvv-legt-erdgasverteilnetz-in-mannheim-still-100.html, Zugriffsdatum: 21.11.2024.

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2024), *Gemeinsamer Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz*, Berlin, Quelle: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/07/2024_07_22_Antrag_Wasserstoff-Kernnetz_final.pdf, Zugriffsdatum: 11.10.2024.

Wachsmuth, Jakob et al. (2019), Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors, in: Umweltbundesamt (Hrsg.): *CLIMATE CHANGE*, Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 12/2019, Dessau-Roßlau, Quelle: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15_cc_12-2019_roadmap-gas_2.pdf, Zugriffsdatum: 08.10.2024.

Anhang

Anhang 1: Abschreibung nach KANU 2.0

RBW in t0	112.001.176
Nutzungsdauer	31

Afa Modell linear alte ND			
Jahr	**BW Start**	**Afa-Betrag**	**BW Ende**
2025	112.001.176	3.612.941	108.388.235
2026	108.388.235	3.612.941	104.775.294
2027	104.775.294	3.612.941	101.162.353
2028	101.162.353	3.612.941	97.549.412
2029	97.549.412	3.612.941	93.936.471
2030	93.936.471	3.612.941	90.323.529
2031	90.323.529	3.612.941	86.710.588
2032	86.710.588	3.612.941	83.097.647
2033	83.097.647	3.612.941	79.484.706
2034	79.484.706	3.612.941	75.871.765
2035	75.871.765	3.612.941	72.258.824
2036	72.258.824	3.612.941	68.645.882
2037	68.645.882	3.612.941	65.032.941
2038	65.032.941	3.612.941	61.420.000
2039	61.420.000	3.612.941	57.807.059
2040	57.807.059	3.612.941	54.194.118
2041	54.194.118	3.612.941	50.581.176
2042	50.581.176	3.612.941	46.968.235
2043	46.968.235	3.612.941	43.355.294
2044	43.355.294	3.612.941	39.742.353
2045	39.742.353	3.612.941	36.129.412

RBW in t0	112.001.176
Nutzungsdauer	21

Afa Modell linear KANU neue ND (Ende 2045)			
Jahr	**BW Start**	**Afa-Betrag**	**BW Ende**
2025	112.001.176	5.333.389	106.667.787
2026	106.667.787	5.333.389	101.334.398
2027	101.334.398	5.333.389	96.001.008
2028	96.001.008	5.333.389	90.667.619
2029	90.667.619	5.333.389	85.334.230
2030	85.334.230	5.333.389	80.000.840
2031	80.000.840	5.333.389	74.667.451
2032	74.667.451	5.333.389	69.334.062
2033	69.334.062	5.333.389	64.000.672
2034	64.000.672	5.333.389	58.667.283
2035	58.667.283	5.333.389	53.333.894
2036	53.333.894	5.333.389	48.000.504
2037	48.000.504	5.333.389	42.667.115
2038	42.667.115	5.333.389	37.333.725
2039	37.333.725	5.333.389	32.000.336
2040	32.000.336	5.333.389	26.666.947
2041	26.666.947	5.333.389	21.333.557
2042	21.333.557	5.333.389	16.000.168
2043	16.000.168	5.333.389	10.666.779
2044	10.666.779	5.333.389	5.333.389
2045	5.333.389	5.333.389	0

RBW in t0	112.001.176
Nutzungsdauer	11

Afa Satz	0,1
Jahr	2045
RBW in t0	112.001.176
Nutzungsdauer	10

Afa Modell linear KANU neue ND (Ende 2035)			
Jahr	**BW Start**	**Afa-Betrag**	**BW Ende**
2025	112.001.176	10.181.925	101.819.251
2026	101.819.251	10.181.925	91.637.326
2027	91.637.326	10.181.925	81.455.401
2028	81.455.401	10.181.925	71.273.476
2029	71.273.476	10.181.925	61.091.551
2030	61.091.551	10.181.925	50.909.626
2031	50.909.626	10.181.925	40.727.701
2032	40.727.701	10.181.925	30.545.775
2033	30.545.775	10.181.925	20.363.850
2034	20.363.850	10.181.925	10.181.925
2035	10.181.925	10.181.925	0
2036	0	0	0
2037	0	0	0
2038	0	0	0
2039	0	0	0
2040	0	0	0
2041	0	0	0
2042	0	0	0
2043	0	0	0
2044	0	0	0
2045	0	0	0

Afa Modell KANU degressiv 10 %				
Jahr	**BW Start**	**Afa-Betrag**	**BW Ende**	**Afa Wechsel**
2025	112.001.176	11.200.118	100.801.059	5.600.059
2026	100.801.059	10.080.106	90.720.953	5.305.319
2027	90.720.953	9.072.095	81.648.858	5.040.053
2028	81.648.858	8.164.886	73.483.972	4.802.874
2029	73.483.972	7.348.397	66.135.575	4.592.748
2030	66.135.575	6.613.557	59.522.017	4.409.038
2031	59.522.017	5.952.202	53.569.816	4.251.573
2032	53.569.816	5.356.982	48.212.834	4.120.755
2033	48.212.834	4.821.283	43.391.551	4.017.736
2034	43.391.551	4.339.155	39.052.396	3.944.686
2035	39.052.396	3.905.240	35.147.156	3.905.240
2036	35.147.156	3.514.716	31.632.440	3.905.240
2037	31.632.440	3.514.716	28.117.725	3.954.055
2038	28.117.725	3.514.716	24.603.009	4.016.818
2039	24.603.009	3.514.716	21.088.294	4.100.502
2040	21.088.294	3.514.716	17.573.578	4.217.659
2041	17.573.578	3.514.716	14.058.862	4.393.394
2042	14.058.862	3.514.716	10.544.147	4.686.287
2043	10.544.147	3.514.716	7.029.431	5.272.073
2044	7.029.431	3.514.716	3.514.716	7.029.431
2045	3.514.716	3.514.716	0	

Anhang 2: Kapitalkostenabzug nach KANU 2.0

Kapitalkostenabzug alte ND Afa (linear)			
Jahr	**ABt**	**KKt**	**KKAbt**
2025	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2026	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2027	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2028	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2029	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2030	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2031	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2032	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2033	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2034	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2035	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2036	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2037	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2038	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2039	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2040	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2041	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2042	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2043	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2044	3.612.941	4.753.870	1.670.279
2045	3.612.941	4.753.870	1.670.279

Kapitalkostenabzug neue Afa linear (ND t-2045)			
Jahr	**ABt**	**KKt**	**KKAbt**
2025	5.333.389	6.474.318	-50.170
2026	5.333.389	6.474.318	-50.170
2027	5.333.389	6.474.318	-50.170
2028	5.333.389	6.474.318	-50.170
2029	5.333.389	6.474.318	-50.170
2030	5.333.389	6.474.318	-50.170
2031	5.333.389	6.474.318	-50.170
2032	5.333.389	6.474.318	-50.170
2033	5.333.389	6.474.318	-50.170
2034	5.333.389	6.474.318	-50.170
2035	5.333.389	6.474.318	-50.170
2036	5.333.389	6.474.318	-50.170
2037	5.333.389	6.474.318	-50.170
2038	5.333.389	6.474.318	-50.170
2039	5.333.389	6.474.318	-50.170
2040	5.333.389	6.474.318	-50.170
2041	5.333.389	6.474.318	-50.170
2042	5.333.389	6.474.318	-50.170
2043	5.333.389	6.474.318	-50.170
2044	5.333.389	6.474.318	-50.170
2045	5.333.389	6.474.318	-50.170

Kapitalkostenabzug neue Afa linear (ND t-2035)			
Jahr	**ABt**	**KKt**	**KKAbt**
2025	10.181.925	11.322.854	-4.898.705
2026	10.181.925	11.322.854	-4.898.705
2027	10.181.925	11.322.854	-4.898.705
2028	10.181.925	11.322.854	-4.898.705
2029	10.181.925	11.322.854	-4.898.705
2030	10.181.925	11.322.854	-4.898.705
2031	10.181.925	11.322.854	-4.898.705
2032	10.181.925	11.322.854	-4.898.705
2033	10.181.925	11.322.854	-4.898.705
2034	10.181.925	11.322.854	-4.898.705
2035	10.181.925	11.322.854	-4.898.705
2036	0	1.140.929	5.283.220
2037	0	1.140.929	5.283.220
2038	0	1.140.929	5.283.220
2039	0	1.140.929	5.283.220
2040	0	1.140.929	5.283.220
2041	0	1.140.929	5.283.220
2042	0	1.140.929	5.283.220
2043	0	1.140.929	5.283.220
2044	0	1.140.929	5.283.220
2045	0	1.140.929	5.283.220

Kapitalkostenabzug neue Afa degressiv 10 %			
Jahr	**ABt**	**KKt**	**KKAbt**
2025	11.200.118	12.341.046	-5.916.898
2026	10.080.106	11.221.035	-4.796.886
2027	9.072.095	10.213.024	-3.788.875
2028	8.164.886	9.305.815	-2.881.666
2029	7.348.397	8.489.326	-2.065.177
2030	6.613.557	7.754.486	-1.330.338
2031	5.952.202	7.093.131	-668.982
2032	5.356.982	6.497.910	-73.762
2033	4.821.283	5.962.212	461.936
2034	4.339.155	5.480.084	944.065
2035	3.905.240	5.046.168	1.377.980
2036	3.514.716	4.655.644	1.768.504
2037	3.514.716	4.655.644	1.768.504
2038	3.514.716	4.655.644	1.768.504
2039	3.514.716	4.655.644	1.768.504
2040	3.514.716	4.655.644	1.768.504
2041	3.514.716	4.655.644	1.768.504
2042	3.514.716	4.655.644	1.768.504
2043	3.514.716	4.655.644	1.768.504
2044	3.514.716	4.655.644	1.768.504
2045	3.514.716	4.655.644	1.768.504

Anhang 3: Faktoren

Jahr	Verteilungsfaktor
2023	0,20
2024	0,40
2025	0,60
2026	0,80
2027	1,00
2028	0,20
2029	0,40
2030	0,60
2031	0,80
2032	1,00
2033	0,20
2034	0,40
2035	0,60
2036	0,80
2037	1,00
2038	0,20
2039	0,40
2040	0,60
2041	0,80
2042	1,00
2043	0,20
2044	0,40
2045	0,60
	0,80
	1,00

Jahr	PFt
2023	0,7500%
2024	1,5056%
2025	2,2669%
2026	3,0339%
2027	3,8067%
2028	0,7500%
2029	1,5056%
2030	2,2669%
2031	3,0339%
2032	3,8067%
2033	0,7500%
2034	1,5056%
2035	2,2669%
2036	3,0339%
2037	3,8067%
2038	0,7500%
2039	1,5056%
2040	2,2669%
2041	3,0339%
2042	3,8067%
2043	0,7500%
2044	1,5056%
2045	2,2669%

Jahr	**Verbraucherpreis gesamtindex nach § 8 Satz 2 ARegV (VPIt)**
2018	100,47
2019	102,25
2020	103,80
2021	105,63
2022	107,50
2023	109,40
2024	111,34
2025	113,31
2026	115,32
2027	117,36
2028	119,44
2029	121,55
2030	123,70
2031	125,89
2032	128,12
2033	130,39
2034	132,70
2035	135,05
2036	137,44
2037	139,87
2038	142,35
2039	144,87
2040	147,43
2041	150,04
2042	152,70
2043	155,40
2044	158,15
2045	160,95

Faktor
1,0177

Anhang 4: EOG nach KANU 2.0

Jahr	EOG alte ND Afa (linear) 2025	EOG neue Afa linear (ND t-2045)	EOG neue Afa linear (ND t-2035)	EOG neue Afa degressiv 10 %
2025	26.713.398	28.395.465	33.135.835	34.131.313
2026	26.293.512	27.941.008	32.583.952	32.486.450
2027	25.864.863	27.477.067	32.020.551	30.980.548
2028	29.490.737	31.401.472	36.786.271	34.546.141
2029	29.063.429	30.938.982	36.224.632	33.135.650
2030	28.626.688	30.466.283	35.650.596	31.835.107
2031	28.180.084	29.982.908	35.063.595	30.631.350
2032	27.723.172	29.488.377	34.463.046	29.512.583
2033	31.632.959	33.720.070	39.601.930	33.098.824
2034	31.179.710	33.229.504	39.006.196	32.044.943
2035	30.715.440	32.727.009	38.395.976	31.057.199
2036	30.239.668	32.212.065	26.097.634	30.127.058
2037	29.751.900	31.684.138	25.694.202	29.641.583
2038	33.971.636	36.251.299	29.184.344	33.841.483
2039	33.490.069	35.730.082	28.786.039	33.362.179
2040	32.995.743	35.195.058	28.377.183	32.870.178
2041	32.488.128	34.645.649	27.957.335	32.364.949
2042	31.966.676	34.081.264	27.526.042	31.845.948
2043	36.524.786	39.014.658	31.296.053	36.382.631
2044	36.012.302	38.459.980	30.872.178	35.872.557
2045	35.485.166	37.889.443	30.436.184	35.347.899

Anhang 5: Nachfrage-Szenarien

	Szenario I (lineare Abnahme)	Szenario II (Dynamik 2030)	Szenario III (Exponentiell)
Jahr	**kWh**	**kWh**	**kWh**
2025	1.328.448.613	1.328.448.613	1.328.448.613
2026	1.265.189.156	1.307.362.127	1.307.362.127
2027	1.201.929.698	1.286.275.642	1.286.275.642
2028	1.138.670.240	1.265.189.156	1.265.189.156
2029	1.075.410.782	1.244.102.670	1.244.102.670
2030	1.012.151.324	1.223.016.184	1.223.016.184
2031	948.891.867	1.146.577.672	1.001.320.961
2032	885.632.409	1.070.139.161	819.812.265
2033	822.372.951	993.700.649	671.205.513
2034	759.113.493	917.262.138	549.536.595
2035	695.854.036	840.823.626	449.922.510
2036	632.594.578	764.385.115	368.365.396
2037	569.335.120	687.946.603	301.592.078
2038	506.075.662	611.508.092	246.922.709
2039	442.816.204	535.069.580	202.163.215
2040	379.556.747	458.631.069	165.517.242
2041	316.297.289	382.192.557	135.514.056
2042	253.037.831	305.754.046	110.949.525
2043	189.778.373	229.315.534	90.837.788
2044	126.518.916	152.877.023	74.371.691
2045	63.259.458	76.438.511	60.890.390
2046	0	0	49.852.835

Anhang 6: NNE nach KANU 2.0

Jahr	lineare Nachfrage				Dynamik 2030				Exponentiell 2030				Ø
	NNE alte Afa (linear)	NNE t-2045 (linear)	NNE t-2035 (linear)	NNE degressiv (linear)	NNE alte Afa (dynamisch)	NNE t-2045 (dynamisch)	NNE t-2035 (dynamisch)	NNE degressiv (dynamisch)	NNE alte Afa (exp)	NNE t-2045 (exp)	NNE t-2035 (exp)	NNE degressiv (exp)	
t0	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
2025	2,01	2,14	2,49	2,57	2,01	2,14	2,49	2,57	2,01	2,14	2,49	2,57	2,30
2026	2,08	2,21	2,58	2,57	2,01	2,14	2,49	2,48	2,01	2,14	2,49	2,48	2,31
2027	2,15	2,29	2,66	2,58	2,01	2,14	2,49	2,41	2,01	2,14	2,49	2,41	2,31
2028	2,59	2,76	3,23	3,03	2,33	2,48	2,91	2,73	2,33	2,48	2,91	2,73	2,71
2029	2,70	2,88	3,37	3,08	2,34	2,49	2,91	2,66	2,34	2,49	2,91	2,66	2,74
2030	2,83	3,01	3,52	3,15	2,34	2,49	2,91	2,60	2,34	2,49	2,91	2,60	2,77
2031	2,97	3,16	3,70	3,23	2,46	2,61	3,06	2,67	2,81	2,99	3,50	3,06	3,02
2032	3,13	3,33	3,89	3,33	2,59	2,76	3,22	2,76	3,38	3,60	4,20	3,60	3,32
2033	3,85	4,10	4,82	4,02	3,18	3,39	3,99	3,33	4,71	5,02	5,90	4,93	4,27
2034	4,11	4,38	5,14	4,22	3,40	3,62	4,25	3,49	5,67	6,05	7,10	5,83	4,77
2035	4,41	4,70	5,52	4,46	3,65	3,89	4,57	3,69	6,83	7,27	8,53	6,90	5,37
2036	4,78	5,09	4,13	4,76	3,96	4,21	3,41	3,94	8,21	8,74	7,08	8,18	5,54
2037	5,23	5,57	4,51	5,21	4,32	4,61	3,73	4,31	9,86	10,51	8,52	9,83	6,35
2038	6,71	7,16	5,77	6,69	5,56	5,93	4,77	5,53	13,76	14,68	11,82	13,71	8,51
2039	7,56	8,07	6,50	7,53	6,26	6,68	5,38	6,24	16,57	17,67	14,24	16,50	9,93
2040	8,69	9,27	7,48	8,66	7,19	7,67	6,19	7,17	19,93	21,26	17,14	19,86	11,71
2041	10,27	10,95	8,84	10,23	8,50	9,06	7,31	8,47	23,97	25,57	20,63	23,88	13,97
2042	12,63	13,47	10,88	12,59	10,46	11,15	9,00	10,42	28,81	30,72	24,81	28,70	16,97
2043	19,25	20,56	16,49	19,17	15,93	17,01	13,65	15,87	40,21	42,95	34,45	40,05	24,63
2044	28,46	30,40	24,40	28,35	23,56	25,16	20,19	23,46	48,42	51,71	41,51	48,23	32,82
2045	56,09	59,90	48,11	55,88	46,42	49,57	39,82	46,24	58,28	62,23	49,99	58,05	52,55

Anhang 7: Zusammensetzung des Gesamtpreises Gas nach KANU 2.0

Gesamtpreis 2021

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Netzengelt inkl. Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb	1,59	23,70%
Konzessionsabgabe	0,08	1,2%
CO2-Abgabe	0,4551	6,8%
Derzeitige Gassteuer	0,55	8,2%
Umsatzsteuer	1,06	15,9%
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	2,95	44,1%
Gesamt	**6,68**	**100,00%**

Gesamtpreis in t0

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Netzengelt inkl. Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb	1,89	26,81%
Konzessionsabgabe	0,08	1,13%
CO2-Abgabe	0,4551	6,45%
Derzeitige Gassteuer	0,55	7,80%
Umsatzsteuer	1,13	15,97%
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	2,95	41,84%
Gesamt	**7,05**	**100,00%**

Gesamtpreis in 2025

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Netzengelt inkl. Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb	2,3	30,51%
Konzessionsabgabe	0,08	1,06%
CO2-Abgabe	0,4551	6,04%
Derzeitige Gassteuer	0,55	7,30%
Umsatzsteuer	1,20	15,97%
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	2,95	39,13%
Gesamt	**7,54**	**100,00%**

Gesamtpreis in 2030

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Netzengelt inkl. Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb	2,77	34,18%
Konzessionsabgabe	0,08	0,99%
CO2-Abgabe	0,4551	5,62%
Derzeitige Gassteuer	0,55	6,79%
Umsatzsteuer	1,29	15,97%
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	2,95	36,44%
Gesamt	**8,09**	**100,00%**

Gesamtpreis in 2035		
Preisbestandteil	**über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh**	**Anteil am Gesamtpreis in Prozent**
Netzengelt inkl. Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb	5,37	47,98%
Konzessionsabgabe	0,08	0,71%
CO2-Abgabe	0,4551	4,07%
Derzeitige Gassteuer	0,55	4,91%
Umsatzsteuer	1,79	15,97%
Energiebeschaffung, Vertrieb und	2,95	26,36%
Gesamt	**11,19**	**100,00%**

Gesamtpreis in 2040		
Preisbestandteil	**über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh**	**Anteil am Gesamtpreis in Prozent**
Netzengelt inkl. Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb	11,71	62,50%
Konzessionsabgabe	0,08	0,43%
CO2-Abgabe	0,4551	2,43%
Derzeitige Gassteuer	0,55	2,94%
Umsatzsteuer	2,99	15,97%
Energiebeschaffung, Vertrieb und	2,95	15,74%
Gesamt	**18,74**	**100,00%**

Gesamtpreis in 2045		
Preisbestandteil	**über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh**	**Anteil am Gesamtpreis in Prozent**
Netzengelt inkl. Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb	52,55	78,04%
Konzessionsabgabe	0,08	0,12%
CO2-Abgabe	0,4551	0,68%
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,82%
Umsatzsteuer	10,75	15,96%
Energiebeschaffung, Vertrieb und	2,95	4,38%
Gesamt	**67,34**	**100,00%**

Eidesstattliche Erklärung

„Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig, ohne fremde Hilfe und unter Benutzung der angegebenen Quellen und Hilfsmittel angefertigt habe. Alle Textstellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder nicht veröffentlichten Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit hat in gleicher oder in ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen.“

Bochum, 19.12.2024

Ort, Datum

Unterschrift