

Consentec GmbH

# SOZIALE ABSICHERUNG VON PRIVATEN HAUSHALTEN WÄHREND DER TRANSFOR- MATION DER GASVERTEILNETZE

Gutachten im Auftrag des vzbv

8. November 2024

## Impressum

**Bundesverband der Verbraucherzentralen und Verbraucherverbände –  
Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.**

*Team Energie und Bauen*

[Energie@vzbv.de](mailto:Energie@vzbv.de)

*Rudi-Dutschke-Straße 17*

*10969 Berlin*

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit  
und Verbraucherschutz

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

# INHALT

<b>I. ZUSAMMENFASSUNG</b>	<b>3</b>
<b>II. HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG</b>	<b>4</b>
<b>III. MAßNAHMEN ZUR DÄMPFUNG DER NETZKOSTENENTWICKLUNG</b>	<b>5</b>
1. Effiziente Ausgestaltung des Transformationspfads	5
2. Abschreibungsmodalitäten und Rückstellungen	6
3. Eigenkapitalverzinsung	8
4. Maßnahmen im Bereich der Anreizregulierung	9
4.1 Berücksichtigung von Betriebskostenänderungen während einer Regulierungsperiode	9
4.2 Effizienzvergleich der Gasnetzbetreiber	10
<b>IV. MAßNAHMEN IM BEREICH DER NETZENTGELTSYSTEMATIK: ÜBERBLICK</b>	<b>11</b>
<b>V. UMVERTEILUNG ZWISCHEN NETZNUTZERGRUPPEN</b>	<b>11</b>
1. Heutige Struktur der Gasnetzentgelte	11
2. Mögliche Maßnahmen zur Anpassung der Netzentgeltstruktur	14
2.1 Umverteilungen in der Gruppe der Netznutzer ohne Leistungsmessung	14
2.2 Umverteilungen zwischen Netznutzern ohne und mit Leistungsmessung	17
2.3 Entgelte im Fall der Kündigung von Netzanschlüssen durch Netznutzer	19
<b>VI. UMVERTEILUNG ZWISCHEN NETZGEBIETEN</b>	<b>20</b>
<b>VII. INTERTEMPORALE VERSCHIEBUNG DER KOSTENTRAGUNG</b>	<b>24</b>
<b>VIII. EINBEZIEHUNG ZUSÄTZLICHER FINANZIERUNGSBEITRÄGE</b>	<b>25</b>
<b>IX. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN</b>	<b>27</b>
<b>X. LITERATUR/QUELLEN</b>	<b>29</b>
<b>XI. ABBILDUNGSVERZEICHNIS</b>	<b>29</b>

# I. ZUSAMMENFASSUNG

In der Debatte über die Transformation hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung zeichnet sich zunehmend deutlich die Erwartung ab, dass die heutigen Erdgasverteilungsnetze nach dem Ausstieg aus der Erdgasnutzung nur in begrenztem Umfang für andere Nutzungen umgewidmet werden können und ansonsten stillgelegt und teilweise rückgebaut werden müssen. Bis dahin werden weiterhin Netzkosten anfallen, die grundsätzlich von den verbleibenden Netznutzern getragen werden müssen. Es ist zu befürchten, dass dies in Verbindung mit dem sukzessiven Nachfragerückgang zu einem erheblichen Anstieg der Netzentgelte führt, der die Grenzen des Vertretbaren überschreitet. Daher sollte frühzeitig über Maßnahmen nachgedacht werden, die dieser Entwicklung entgegenwirken können. Der Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) sieht dabei insbesondere die privaten Haushalte im Fokus. Das vorliegende Gutachten untersucht vor diesem Hintergrund verschiedenartige Maßnahmen, die zur Begrenzung des Anstiegs der Gasnetzentgelte ergriffen werden könnten, sobald dieser ein kritisches Maß erreicht. Dabei werden sowohl Maßnahmen, die eine Umverteilung der Kostentragung zwischen unterschiedlichen Netznutzergruppen innerhalb eines Netzgebiets oder über Netzgebiete hinweg oder auch zwischen heutigen und zukünftigen Netznutzern bewirken, als auch die Möglichkeit zusätzlicher Finanzierungsbeiträge durch staatliche Zuschüsse oder Querfinanzierung betrachtet.

Aus den Ergebnissen der Untersuchung werden folgende Handlungsempfehlungen für bereits kurz- bis mittelfristig zu ergreifende Maßnahmen abgeleitet:

## **DÄMPFUNG DER NETZKOSTEN**

Maßnahmen zur Dämpfung der Netzkostenentwicklung durch effiziente Planung der Transformationspfade – eng angelehnt an die jeweilige kommunale Wärmeplanung – und durch Festlegung effizienter Erlösobergrenzen im Rahmen der Anreizregulierung sollten unabhängig von etwaigen Maßnahmen im Bereich der Netzentgeltsystematik ergriffen werden. Dabei muss sichergestellt werden, dass diese Maßnahmen nicht zulasten der Versorgungssicherheit und -qualität gehen.

## **ANGLEICHUNG DER NETZENTGELTNIWEAUS DER NETZBETREIBER**

Unter den betrachteten Mechanismen zur Umverteilung der Netzkostentragung sollte in erster Linie die Möglichkeit einer partiellen oder sogar vollständigen Angleichung der Entgelt-niveaus der Netzbetreiber weiterverfolgt werden. Gerade wenn das Problem eines extremen Netzentgeltanstiegs (zunächst) nur bei einem kleineren Teil der Netzbetreiber auftritt, kann die (teilweise) Sozialisierung von Netzkosten wirksam dazu beitragen, Verbraucher in den betroffenen Netzgebieten vor hohen Belastungen zu schützen.

## **RAHMENBEDINGUNGEN FÜR MÖGLICHE STAATLICHE ABSICHERUNG**

Für die Entwicklung hin zum Ende des Transformationspfads sollte frühzeitig entschieden werden, ob und in welchem Umfang etwaige Kostendeckungsrisiken der Netzbetreiber durch eine staatliche Absicherung – ggf. in Verbindung mit Selbstbehalten oder anderen Anreizmechanismen – abgefangen werden. Auch wenn diese Absicherung erst langfristig wirksam würde, sollte schon bald geklärt werden, wie mit diesem Risiko umgegangen wird, damit Netzbetreiber, Kapitalgeber und die Bundesnetzagentur dies adäquat in ihren Entscheidungen berücksichtigen können.

## II. HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG

In der Debatte über die Transformation hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung zeichnet sich zunehmend deutlich die Erwartung ab, dass ein großer Teil der heutigen Erdgasverteilungsnetze durch den Ausstieg aus der Erdgasnutzung langfristig nicht mehr benötigt werden wird. Nur ein begrenzter Teil dieser Netze wird durch Umwidmung für den Wasserstofftransport oder auch für den Transport von Biogas oder synthetisch erzeugtem Methan weitergenutzt werden können. Diese Möglichkeiten der Weiternutzung können sich insbesondere für die Netzebenen mit höheren Druckstufen ergeben, an die v. a. Industrieunternehmen, Kraftwerke und große Wärmeerzeugungsanlagen angeschlossen sind. Ein Wasserstofftransport über Endverteilungsnetze hin zu den einzelnen Wohn-, Gewerbe- und sonstigen Gebäuden ist hingegen voraussichtlich nicht flächendeckend, sondern allenfalls punktuell wirtschaftlich sinnvoll. Nicht mehr benötigte Teile der Erdgasnetze müssen im Laufe oder gegen Ende dieser für die kommenden zwei Jahrzehnte erwarteten Entwicklung stillgelegt werden. Bis dahin fallen weiterhin Netzkosten an, die grundsätzlich von den verbleibenden Netznutzern getragen werden müssen. Möglicherweise werden diese Kosten sogar noch gesteigert, wenn Teile der nicht mehr benötigten Infrastruktur nicht nur stillgelegt, sondern auch rückgebaut werden müssen.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie sich die Kostenbelastung der verbleibenden Erdgaskunden mit Gasnetzentgelten entwickeln wird und welche Maßnahmen ggf. ergriffen werden können, um diese Belastung in einem vertretbaren Rahmen zu halten. Eine in 2023 veröffentlichte modellgestützte Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass bei unverändertem Ordnungsrahmen mit einem Anstieg der Netzentgelte bis 2045 um einen Faktor (!) in der Größenordnung von 10-16 (je nach Altersstruktur der Netze) zu rechnen wäre (Agora Energiewende, 2023). Die Bundesnetzagentur hat in ihrer kürzlich beschlossenen Festlegung „KANU 2.0“ bereits Möglichkeiten für Anpassungen bei den kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten geschaffen. Dies ermöglicht Netzbetreibern, die Kosten von voraussichtlich stillzulegenden Teilen der Netze zeitlich vorzuverlagern, was kurz- bis mittelfristig zwar zur Anhebung der Gasnetzentgelte, langfristig aber zu deren Absenkung oder zumindest zu einer Dämpfung des weiteren Anstiegs führt. Es ist aber fraglich, ob dieser Handlungsspielraum ausreicht, um die Netzentgelte aller Gasnetzbetreiber bis zum Abschluss des Transformationsprozesses auf einem vertretbaren Niveau zu halten.

Der Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) möchte diese Frage frühzeitig aufgreifen und eine Diskussion hierüber anstoßen, da mögliche Lösungen evtl. schon bald Weichenstellungen erfordern und hierfür ein Bewusstsein in der energiepolitischen und regulatorischen Debatte geschaffen werden sollte. Vor diesem Hintergrund hat der vzbv das vorliegende Gutachten beauftragt, in dem verschiedenartige Maßnahmen zur Begrenzung des Anstiegs der Gasnetzentgelte mit besonderem Blick auf die Kostenbelastung der privaten Haushalte auf ihre Eignung hin untersucht werden. Hierbei geht es auch, aber nicht ausschließlich um besonders schutzbedürftige Haushalte mit geringem Einkommen. Der Schwerpunkt des Gutachtens liegt auf Maßnahmen, die die Verteilung der Kostentragung auf die aktuellen und zukünftigen Nutzer des Gasnetzes sowie sonstige Akteure – ggf. auch den Staat – betreffen. Mit diesen Maßnahmen befassen sich Kapitel IV-VIII. Maßnahmen, die sich auf die Höhe der insgesamt zu deckenden Netzkosten auswirken, stehen nicht im Mittelpunkt des Gutachtens, werden aber im

nachfolgenden Kapitel III. ebenfalls angesprochen, da auch in diesem Bereich erhebliche Potenziale zur Dämpfung der Kostenbelastung zu erwarten sind.

## III. MAßNAHMEN ZUR DÄMPFUNG DER NETZKOSTENENTWICKLUNG

### 1. EFFIZIENTE AUSGESTALTUNG DES TRANSFORMATIONSPFADS

Die Kostenentwicklung der Gasnetze wird mittel- bis langfristig stark davon abhängen, wie der Transformationspfad gestaltet wird. Dies umfasst v. a. die Fragen,

- ❖ wann Leitungen und Anlagen, die nur noch zeitlich begrenzt für den Erdgastransport benötigt werden, als Teile des Erdgasnetzes außer Betrieb genommen werden können,
- ❖ inwieweit sie anschließend für andere Nutzungen wie den Wasserstoff- oder auch Biogastransport umgewidmet oder zumindest als Leerrohre für andere Netzsparten genutzt werden können und
- ❖ ob Leitungen, die nicht umgewidmet werden können, kurz nach der Außerbetriebnahme zurückgebaut werden müssen oder zunächst nur stillgelegt und ggf. später im Rahmen anderer Bautätigkeiten zurückgebaut werden können.

Mit Blick auf die von den Erdgaskunden zu tragenden Netzkosten sollten Umwidmungsmöglichkeiten möglichst weitgehend genutzt und etwaige Hemmnisse z. B. im Zusammenhang mit Unbundling-Vorschriften vermieden oder abgebaut werden. Rückbauverpflichtungen sollten nur dort vorgesehen werden, wo dies aus Gründen z. B. des Umweltschutzes zwingend erforderlich ist. Betriebskosten von Netzbetriebsmitteln, die stillgelegt oder umgewidmet werden, fallen anschließend nicht mehr an bzw. werden anderen Infrastrukturen zugeordnet. Kapitalkosten können bei Umwidmungen ebenfalls auf andere Kostenträger übertragen werden. Bei stillzulegenden Betriebsmitteln hängen die Auswirkungen u. a. von den gewählten Abschreibungsmodalitäten ab; siehe hierzu Abschnitt III.2.

In Bezug auf die zeitliche Planung des Transformationspfads besteht Abwägungsbedarf:

- ❖ Einerseits sollten Stilllegungen und Umwidmungen nicht zu lange aufgeschoben werden, um unnötig hohe Kosten für den Weiterbetrieb zu vermeiden. Dies kann auch bedeuten, dass zu einem Zeitpunkt, in dem der Nachfragerückgang in einem Teilgebiet bereits weit fortgeschritten ist, den verbliebenen Kunden in diesem Teilgebiet die Erdgasversorgung gekündigt werden muss, da ein Weiterbetrieb bis zur rein kundenseitigen Kündigung des letzten verbliebenen Netznutzers in der Regel unwirtschaftlich sein dürfte.
- ❖ Andererseits können die mit der Kündigung eines Gasnetzanschlusses verbundenen Umstellungskosten für betroffene Verbraucher zumindest fallweise eine hohe Belastung bewirken. Daher sollten Verbraucher möglichst langfristig verlässlich absehen können, bis wann sie ihren Anschluss noch nutzen können.

Für den Regulierungsrahmen ergeben sich hieraus verschiedene Anforderungen:

- ❖ **Regelungen für die Kündigung von Anschlüssen:** Es sollte eine ausreichend lange Frist für die Ankündigung von geplanten Kündigungen von Netzanschlüssen vorgesehen werden. Diesbezüglich muss ein Kompromiss gefunden werden: Aus

Sicht der Netznutzer wäre eine Ankündigungsfrist entsprechend den typischen Investitionszyklen von Heizsystemen optimal, d. h. in der Größenordnung von 20 Jahren. Aus Netzbetreibersicht wäre es bei einer solchen Fristsetzung dagegen kaum möglich, Entscheidungen über frühzeitige Stilllegungen von Teilnetzgebieten in Abhängigkeit von der tatsächlichen Nachfrageentwicklung zu treffen. Wenn daher eine kürzere Frist für Anschlusskündigungen festgelegt wird, können Härtefälle auftreten, in denen Verbraucher mit hohen Kosten für den Austausch einer vergleichsweise jungen Gasheizung durch ein alternatives Heizsystem konfrontiert werden; hierfür müssten evtl. Entschädigungen oder andere Formen der Unterstützung vorgesehen werden. Im Hinblick auf die Ankündigung von Stilllegungen sollte zudem auch auf hohe Konsistenz mit den Inhalten kommunaler Wärmepläne geachtet werden.

➔ **Anreizsituation:** Netzbetreiber und Kommunen sollten einen Anreiz dazu erhalten, Teile des Netzes stillzulegen, wenn ein Weiterbetrieb für die noch verbliebenen Nutzer volkswirtschaftlich nicht mehr sinnvoll wäre. Bei dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung müssten etwaige Entschädigungen oder sonstige Kosten im Zusammenhang mit Kündigungen (s. oben) berücksichtigt und mit den Kosteneinsparungen durch die Stilllegung abgewogen werden. Mit dem aktuellen Stand der Anreizsituation von Netzbetreibern und Kommunen für die Stilllegung von Gasnetzen und diesbezüglichem Verbesserungsbedarf hat sich in jüngerer Zeit u. a. das DIW befasst (Braunger, Herpich, Holz, Rechlit, & Kempf, 2024).

## 2. ABSCHREIBUNGSMODALITÄTEN UND RÜCKSTELLUNGEN

Ein wesentlicher Treiber für den erwarteten Anstieg der Gasnetzentgelte bei einem starken Rückgang der Gasnachfrage ergibt sich aus den Kapitalkosten der Netzbetriebsmittel. Die Kapitalkosten setzen sich aus Abschreibungen auf die Anlagenwerte und der regulatorisch zugestandenen Verzinsung für das erforderliche Eigen- und Fremdkapital zusammen. Die kalkulatorische Verzinsung bezieht sich jeweils auf den Restbuchwert der Anlagen, der durch Abschreibungen mit fortschreitender Nutzungsdauer sukzessive abnimmt. Die Abschreibungsbeträge selbst bleiben bei der normalerweise angewandten linearen Abschreibung über die gesamte Abschreibungsdauer eines Betriebsmittels konstant und entfallen anschließend. Für die anzusetzenden Abschreibungsdauern sieht die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) Bandbreiten der „betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer“ vor, innerhalb derer für die Netzbetreiber Ermessensspielraum besteht; diese Vorgaben sind nach Anlagengruppen differenziert.

Die Kapitalkosten eines Netzes, das nicht mehr oder nur unwesentlich erweitert oder erneuert wird, nehmen somit zwar kontinuierlich mit der Zeit ab. Dieser Kostenrückgang hängt jedoch nicht mit der Entwicklung der Gasnachfrage zusammen, sondern nur mit der fortschreitenden Nutzungsdauer der Betriebsmittel. Hieraus ergibt sich, dass die Kapitalkosten bei einem starken Nachfragerückgang zu einem Anstieg der Netzentgelte führen können, da die nur langsam sinkenden Kosten dann auf eine schnell sinkende Nachfragemenge umgelegt werden müssen. Die Kapitalkosten eines Netzbetriebsmittels entfallen auch nicht ohne Weiteres, wenn das Betriebsmittel stillgelegt wird. Vielmehr wird ein im Stilllegungszeitpunkt evtl. noch vorhandener, d. h. noch nicht vollständig abgeschriebener Restbuchwert durch eine Sonderabschreibung berücksichtigt, die nach der Stilllegung ein letztes Mal zu Kapitalkosten führt. Hieraus ergibt sich, dass über den erwarteten Anstieg des Entgeltniveaus infolge des Nachfragerückgangs hinaus auch ein Risiko für Netzbetreiber besteht, am Ende des Transformationsprozesses Kapitalkosten durch evtl. noch verbliebene Anlagenrestbuchwerte nicht mehr vollständig durch Netzentgelte decken zu können.

Aufgrund dieser Zusammenhänge wird bereits seit einigen Jahren darüber diskutiert, ob und wie Anpassungen der Abschreibungsmodalitäten dazu beitragen können, den erwarteten Anstieg der Netzentgelte zu dämpfen und das beschriebene Kostendeckungsrisiko der Netzbetreiber zu mindern. Die Bundesnetzagentur hat sich hiermit in ihren Festlegungen zur „Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten für Erdgasinfrastrukturen“ (KANU) befasst. Die jüngst konsultierte und am 25.09.2024 beschlossene Fassung „KANU 2.0“ bezieht sich auf die bis Ende 2027 laufende aktuelle Regulierungsperiode für die Gasnetze und wurde von den Netzbetreibern teilweise bereits für die Ermittlung der vorläufigen Netzentgelte für 2025 berücksichtigt. Die Festlegung eröffnet Netzbetreibern zwei Anpassungsmöglichkeiten, die wahlweise ergriffen werden können und somit nicht als verpflichtend anzusehen sind:

- ❖ Die Abschreibungsdauern von voraussichtlich bis 2045 stillzulegenden Betriebsmitteln können so verkürzt werden, dass die Abschreibung 2045 oder in zu begründenden Fällen bereits früher im Zeitraum 2035-2045 endet.
- ❖ Anstelle der normalerweise üblichen linearen Abschreibungsmethode kann die Methode der degressiven Abschreibung mit einem Abschreibungssatz zwischen 8 und 12 % gewählt werden, die zu einer deutlichen Beschleunigung des Abschreibungsprozesses führt.

Beide dieser Ansätze führen dazu, dass die Entstehung der in den Kapitalkosten enthaltenen Abschreibungsbeträge zeitlich vorgezogen wird. Hierdurch werden die Netzentgelte kurz- bis mittelfristig im Umfang dieser Kostenanteile erhöht, und im Gegenzug wird die langfristig erwartete Erhöhung gedämpft. Da die kurz- bis mittelfristige Erhöhung der Entgelte in einem Zeitraum vor Beginn oder am Anfang des Nachfragerückgangs auftritt, fällt sie deutlich moderater aus als der entgeltdämpfende Effekt am Ende des Transformationspfads. Dass dieser Effekt tatsächlich eintritt und die anfänglichen Erhöhungen der Entgelte nicht etwa als Zusatzgewinn bei den Netzbetreibern verbleiben, ist dadurch sichergestellt, dass die Anlagenbuchwerte entsprechend den kalkulatorischen Abschreibungen anlagenscharf fortgeschrieben werden und nach vollständiger Abschreibung nicht erneut berücksichtigt werden können. Die korrekte Umsetzung dieser Fortschreibung sollte von der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden im Rahmen der regulären Kostenprüfungen überwacht werden.

Es handelt sich hierbei um ein Instrument der intertemporalen Verschiebung der Kostentragung mit dem Ziel, die Entwicklung des Netzentgeltens über einen langen Zeitraum gleichmäßiger zu gestalten. Ein solches Instrument ist grundsätzlich sinnvoll und bei maßvoller Anwendung auch aus Sicht der Netznutzer vertretbar, wie in Kapitel VII näher erörtert.

Die Maßnahmen zur Beschleunigung des Abschreibungsprozesses führen außerdem dazu, dass die Summe der über den gesamten Abschreibungszeitraum gewährten kalkulatorischen Kapitalverzinsung sinkt. Dieser Effekt kann von den Netzbetreibern als Nachteil empfunden werden und dürfte daher in gewissem Umfang einer übermäßig starken Nutzung der durch KANU 2.0 eröffneten Möglichkeiten zur Vorverlagerung von Kosten entgegenwirken.

Ansatzpunkte für eine zeitliche Vorverlagerung von Netzkosten lassen sich nicht nur bei den Abschreibungsmodalitäten finden. So wäre beispielsweise auch vorstellbar (und wurde auch schon vorgeschlagen), dass Netzbetreiber frühzeitig Rückstellungen für die Kosten der späteren Stilllegung und teilweise auch des Rückbaus von Netzbe-

triebsmitteln bilden. So würden bei der Deckung dieser Kostenanteile auch Verbraucher einbezogen, die zu einem späteren Zeitpunkt nach Stilllegung von Teilen des Netzes keine Netznutzer mehr sind und somit auch keine Netzentgelte mehr zahlen. Der Wirkungsmechanismus wäre somit ähnlich wie bei der oben diskutierten Beschleunigung der Abschreibungsprozesse.

### 3. EIGENKAPITALVERZINSUNG

Einen relevanten Anteil der Kapitalkosten der Netzbetreiber stellt die kalkulatorische Verzinsung auf den Eigenkapitalanteil des betriebsnotwendigen Kapitals dar. Es ist Aufgabe der Bundesnetzagentur, die Höhe der zugestandenen Eigenkapitalverzinsung periodisch neu festzulegen und dabei u. a. die Art und Bedeutung von Risiken zu berücksichtigen, denen Netzbetreiber und ihre Kapitalgeber ausgesetzt sind. Hier ist in Bezug auf die erwartete Stilllegung von großen Teilen des Gasnetzes insbesondere das bereits erwähnte Risiko zu beleuchten, dass am Ende des Transformationspfads noch Kosten bei den Netzbetreibern verbleiben, die nicht mehr über Netzentgelte gedeckt werden können. Die Bewertung dieses Risikos durch Kapitalgeber wird Einfluss auf die tatsächlichen Finanzierungskonditionen der Netzbetreiber und – sofern dies bei der Festlegung der Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt wird – auf die von den Nutzern zu deckenden Kapitalkosten haben.

Es stellt sich die Frage, ob dieses Risiko von der Allgemeinheit getragen werden sollte, da der Ausstieg aus der Erdgasnutzung Ergebnis einer gesamtgesellschaftlichen Entscheidung ist. Eine Sozialisierung dieses Risikos könnte erfolgen, indem die Deckung von am Ende des Transformationspfads verbleibenden Netzkosten durch staatliche Garantien abgesichert wird. In ähnlicher Weise wurde auch bei der Ausgestaltung des sogenannten Amortisationskonto-Modells für das Wasserstoffkernnetz entschieden, dass am Laufzeitende dieses Modells ein etwaiger Fehlbetrag auf dem Konto infolge eines zu schwachen Nachfraghochlaufs durch staatliche Mittel gedeckt wird. Dabei wurde allerdings ein Selbstbehalt festgelegt, den die Netzbetreiber in diesem Fall zu tragen haben.

Hinsichtlich der Frage, ob eine staatliche Absicherung für die „Restkosten“ der Erdgasnetze angemessen wäre, sollte nach den Kapital- und Betriebskosten der Netzbetreiber unterschieden werden. Bei den Kapitalkosten wird das Risiko, dass am Laufzeitende hohe Anlagenbuchwerte und damit auch hohe kalkulatorische Zinsen verbleiben, durch die KANU-Festlegung der Bundesnetzagentur deutlich entschärft. Netzbetreiber können die hiermit eröffneten Spielräume bei der Anlagenabschreibung gezielt nutzen, um die Restbuchwerte ihrer Anlagen rechtzeitig abzubauen. Somit kann das Risiko, dass am Ende des Transformationspfads doch noch Restbuchwerte verbleiben, sogar als ein sinnvoller Anreiz für Netzbetreiber zur rechtzeitigen Abschreibung ihrer Anlagen aufgefasst werden. Dieser Anreiz würde konterkariert, wenn Kosten durch verbleibende Restbuchwerte am Laufzeitende sozialisiert werden könnten. Daher erscheint eine staatliche Absicherung der Kostendeckung zumindest mit Blick auf die Kapitalkosten der Netzbetreiber nicht erforderlich, und sie wäre hinsichtlich der Anreizsituation nachteilig.

Bei den Betriebskosten der Netzbetreiber ergibt sich jedoch eine andere Beurteilung. Es ist zu erwarten, dass bis zur Stilllegung oder Umwidmung der letzten Anlagen eines Gasverteilnetzes wesentliche Teile der Betriebskosten für die Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs und die Netzbewirtschaftung bestehen bleiben werden. Hier kann sich eine staatliche Absicherung der Kostendeckung aus heutiger Sicht als die einzige ausreichende und akzeptable Lösung erweisen (siehe Kapitel VIII). Über die Frage, ob und in welchem Umfang eine solche Absicherung gewährt wird, sollte mit Blick auf die

Kostenbelastung von Netznutzern und Steuerzahlern bereits frühzeitig diskutiert und entschieden werden, auch wenn die Absicherung vorwiegend gegen Ende des Transformationspfads finanziell wirksam würde. Eine Situation, in der Netzbetreiber und Kapitalgeber zunächst annehmen müssen, dass dieses Risiko bei ihnen verbleibt, und in der erst zu einem späten Zeitpunkt entschieden wird, dass verbleibende Kosten sozialisiert werden, würde – im Nachhinein betrachtet – zu unnötig hohen Risikozuschlägen bei der Finanzierung der Netzbetreiber führen und sollte daher vermieden werden.

#### **4. MAßNAHMEN IM BEREICH DER ANREIZREGULIERUNG**

Die Höhe der Netzentgelte wird auch durch Entscheidungen im Rahmen der Anreizregulierung der Netzbetreiber beeinflusst: Bei der Anreizregulierung werden die Erlösobergrenzen festgelegt, auf denen die Kalkulation der Netzentgelte beruht. Die Bundesnetzagentur überarbeitet die Vorgaben für die Anreizregulierung zurzeit grundlegend, primär weil sie infolge eines Urteils des europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit ihrer Entscheidungen dazu ermächtigt wurde, die bisher gesetzlich in Verordnungen geregelten Rahmenbedingungen zukünftig durch Regulierungsbeschlüsse selbst zu gestalten. In diesem Prozess werden auch die Methoden für die Anreizregulierung der Gasnetzbetreiber auf den Prüfstand gestellt. Dies könnte zu Anpassungen führen, die starken Einfluss auf die Höhe der Erlösobergrenzen und damit auch der zukünftigen Netzentgelte haben können. Insbesondere die nachfolgend erörterten zwei Aspekte sollen hier hervorgehoben werden.

##### **4.1 Berücksichtigung von Betriebskostenänderungen während einer Regulierungsperiode**

Die Anreizregulierungsmethodik beruht im Grundsatz auf dem „Budgetprinzip“, bei dem die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber jeweils im Vorhinein für fünfjährige Regulierungsperioden ermittelt und festgehalten werden. So entsteht ein Anreiz, durch Kosteneinsparungen während der Regulierungsperiode zusätzliche Erträge zu erwirtschaften. In der Praxis funktioniert dieses Prinzip nur in Verbindung mit Mechanismen, die eine Anpassung der Erlösobergrenzen auch während einer Regulierungsperiode zulassen, um Entwicklungen abzubilden, die von den Netzbetreibern nicht oder kaum beeinflusst werden können. In diesem Sinne wird aktuell – zunächst mit Blick auf die Stromnetzbetreiber – intensiv diskutiert, ob und wie berücksichtigt werden kann und soll, dass bestimmte Betriebskostenanteile durch das Fortschreiten der Energiewende mit hoher Dynamik zunehmen. Hierbei geht es beispielsweise um Betriebskostenzuwächse infolge immer zahlreicher auftretender Netzanschlussanfragen für Erneuerbare-Energien-Anlagen und neuartige Verbrauchseinrichtungen. Für diese Problematik liegen verschiedene Lösungsvorschläge vor. Die Bundesnetzagentur hat etwa vorgeschlagen, die Regulierungsperioden auf drei Jahre zu verkürzen; dies würde allerdings nur graduell zur Lösung dieses Problems beitragen. Die Netzbranche hat zwei unterschiedliche Methoden vorgeschlagen, die eine schnelle Anpassung der Erlösobergrenzen an derartige Entwicklungen ermöglichen. Die Entscheidung der Bundesnetzagentur darüber, welcher Lösungsansatz weiterverfolgt wird, steht zurzeit noch aus.

Im Bereich der Gasnetze werden sich – jedenfalls mittel- bis langfristig – voraussichtlich ebenfalls dynamische Änderungen der Betriebskosten ergeben, aber in entgegengesetzter Richtung: Wenn der Nachfragerückgang deutlich fortgeschritten ist und nennenswerte Teile des Netzes bereits stillgelegt oder umgewidmet wurden, werden sowohl die mit der Verwaltung der Netznutzung verbundenen Kosten als auch die Wartungs- und Instandhaltungskosten der Netzbetriebsmittel sinken. Wenn diese Kosten-

rückgänge nicht innerhalb der Regulierungsperioden in den Erlösobergrenzen abgebildet werden, führen sie in einem auf dem Budgetprinzip beruhenden Anreizregulierungssystem zu Mehrerträgen der Netzbetreiber, die nicht auf Effizienzfortschritte, sondern allein auf Änderungen der Versorgungsaufgabe zurückzuführen sind. Daher sollten im Interesse der Netznutzer auch für diese Kostenänderungen geeignete Mechanismen zur Anpassung der Erlösobergrenzen innerhalb der Regulierungsperioden etabliert werden. So könnte sichergestellt werden, dass der erwartete Kostenrückgang infolge der abnehmenden Nutzung der Gasnetze den Netznutzern unverzüglich durch Absinken oder zumindest durch Dämpfung des erwarteten Anstiegs der Netzentgelte zugutekommt.

## 4.2 Effizienzvergleich der Gasnetzbetreiber

Bei der Festlegung der Erlösobergrenzen für eine bevorstehende Regulierungsperiode berücksichtigt die Bundesnetzagentur nicht nur die in einem zurückliegenden Jahr („Basisjahr“) aufgetretenen Kosten der einzelnen Netzbetreiber, sondern auch Abschläge für festgestellte Ineffizienzen, d. h. vermutete Kostensenkungspotenziale. Diese auch als Effizienzvorgaben bezeichneten Abschläge werden durch netzbetreiberübergreifende Effizienzvergleiche – separat für die Gruppen der Fernleitungs- und der Verteilnetzbetreiber – mit sogenannten Benchmarking-Verfahren ermittelt. Sie machen sich bei den Netznutzern dadurch bemerkbar, dass sich im Vergleich zu einer Regulierungssystematik ohne Effizienzvergleich niedrigere Netzentgelte ergeben.

Die Bundesnetzagentur hat nun aber im Rahmen der Überarbeitung des Regulierungsrahmens die Frage aufgeworfen, ob ein belastbarer Effizienzvergleich der Gasnetzbetreiber in Zukunft überhaupt noch möglich sein wird. Diese Frage wird derzeit gutachterlich untersucht. Sie beruht auf der zweifellos zutreffenden Feststellung, dass der Vergleich von Netzbetreibern erschwert wird, wenn sich deren Versorgungsaufgaben und Netze durch Nachfragerückgänge, Stilllegungen und Umwidmungen stark verändern und diese Änderungsprozesse in den Netzgebieten unterschiedlich schnell und weit voranschreiten.

Falls sich ergeben sollte, dass Effizienzvergleiche zukünftig nicht mehr durchführbar sind, stellt sich die Folgefrage, ob dann gänzlich auf Effizienzvorgaben verzichtet wird oder Vorgaben auf andere Weise ermittelt werden können. Ein gänzlicher Verzicht auf Effizienzvorgaben hätte eine spürbare Erhöhung der Erlösobergrenzen und damit der Netzentgelte zur Folge. Der gewichtete Durchschnittswert der festgestellten Ineffizienzen betrug ausweislich der Website der Bundesnetzagentur beispielsweise beim letzten Effizienzvergleich für die Gasverteilnetzbetreiber ca. 7,5 %. Wenn die Berücksichtigung von Abschlägen in dieser Größenordnung entfällt, nehmen die Erlösobergrenzen im Durchschnitt (aufgrund der Art und Weise, wie die Abschläge auf jeweils eine Regulierungsperiode verteilt werden) um knapp 4 % zu. Da es sich hierbei um einen Durchschnittswert handelt, können die Auswirkungen in einzelnen Netzgebieten deutlich stärker sein. Darüber hinaus würde der Wegfall des Effizienzvergleichs generell den Anreiz für Netzbetreiber für einen kosteneffizienten Netzbetrieb schwächen.

Aus diesen Gründen sollte aus Sicht der Netznutzer für den Fall eines zukünftigen Verzichts auf Effizienzvergleiche der Gasnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur geprüft werden, ob und wie Anreize für einen effizienten Gasnetzbetrieb aufrechterhalten und sprunghafte Erhöhungen der Netzentgelte vermieden werden können.

## IV. MAßNAHMEN IM BEREICH DER NETZENTGELTSYSTEMATIK: ÜBERBLICK

Die nachfolgenden Kapitel widmen sich der Kernfrage des vorliegenden Gutachtens, welche Maßnahmen im Zusammenhang mit der Netzentgeltsystematik für Gasnetze ergriffen werden könnten, um den langfristig zu befürchtenden starken Anstieg der Netzentgelte zu dämpfen. Hierbei wird grundlegend danach unterschieden, ob die angestrebten Effekte

- ❖ durch Umverteilung der Kostenbelastung unter unterschiedlichen Gruppen der Netznutzer (Kapitel V-VII) oder
- ❖ durch Einbeziehung zusätzlicher Finanzierungsbeiträge insbesondere in Form staatlicher Zuschüsse (Kapitel VIII)

erreicht werden. Maßnahmen zur Umverteilung der Kostenbelastung führen nicht zu einer generellen Absenkung der Netzentgelte, sondern nur zu Mehr- und Minderbelastungen unterschiedlicher Netznutzergruppen. Hier wird weiter danach unterschieden, ob die Umverteilung

- ❖ nur zwischen unterschiedlichen Nutzergruppen innerhalb eines Netzgebiets (Kapitel V),
- ❖ zwischen den Nutzern in unterschiedlichen Netzgebieten (Kapitel VI) oder
- ❖ zwischen Netznutzern zu unterschiedlichen Zeitpunkten stattfindet (Kapitel VII). Dieser Ansatz wird auch als intertemporale Verschiebung der Kostentragung bezeichnet.

## V. UMVERTEILUNG ZWISCHEN NETZNUTZERGRUPPEN

### 1. HEUTIGE STRUKTUR DER GASNETZENTGELTE

Als Ausgangspunkt für die Erörterung, ob und welche Maßnahmen zur Umverteilung der Netzentgeltbelastung unter den Netznutzergruppen im Gebiet eines Netzbetreibers dazu beitragen könnten, unvertretbar hohe Belastungen zu vermeiden, wird zunächst die heute übliche Struktur der Gasnetzentgelte erläutert. Hierbei werden schwerpunktmäßig die Netzentgelte für Entnahmestellen ohne Leistungsmessung betrachtet, zu denen auch die privaten Haushalte gehören. Zur Veranschaulichung der Struktur und Höhe der Netzentgelte wurden die veröffentlichten Preisblätter für das Jahr 2024 von 20 beispielhaft ausgewählten Gasverteilnetzbetreibern herangezogen, deren Gebiete über das gesamte Bundesgebiet verteilt und unterschiedlich strukturiert sind. Die Gasabgabe aus diesen Netzen an Letztverbraucher und unterlagerte Netze betrug 2023 in Summe ca. 305 GWh. Dies entspricht mehr als einem Drittel des bundesweiten Gasverbrauchs 2023 von ca. 800 GWh. Die betrachteten Netzbetreiber sind in den Darstellungen nicht namentlich markiert, da es hier nicht darum geht, die Entgelte bestimmter Netzbetreiber hervorzuheben.

Die Netzentgelte für Entnahmestellen ohne Leistungsmessung setzen sich aus Grund- und Arbeitspreisen zusammen. Grundpreise werden je Entnahmestelle unabhängig vom Gasverbrauch erhoben, während sich Arbeitspreise auf die entnommene Gasmenge in Kilowattstunden (kWh) beziehen. Die beiden Preiselemente sind bei allen betrachteten Netzbetreibern nach dem jährlichen Gasverbrauch gestuft, wobei die Arbeitspreise mit zunehmendem Verbrauch von Stufe zu Stufe abnehmen. Dies wirkt im Ergebnis wie ein gestuftes Mengenrabattsystem. Zur Veranschaulichung ist in Abbildung 1 rein beispielhaft das Preisblatt eines Flächennetzbetreibers dargestellt, der sich hinsichtlich des Entgeltniveaus im Mittelfeld der betrachteten Netzbetreiber befindet. Die Preisangaben in dieser Tabelle wie auch in allen weiteren Darstellungen in diesem Gutachten verstehen sich exklusive der Entgelte für Messdienstleistungen, der Konzessionsabgaben und der gesetzlichen Mehrwertsteuer.

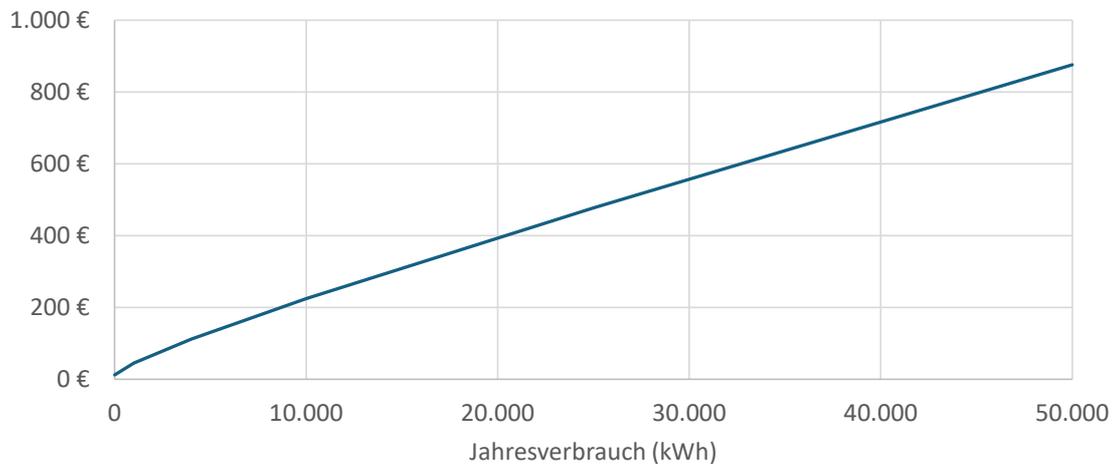
Abbildung 1: Preisblatt 2024 eines beispielhaft gewählten Gasverteilnetzbetreibers für Entnahmestellen ohne Leistungsmessung

Stufe	Verbrauch (kWh/Jahr)	Grundpreis (€/Jahr)	Arbeitspreis (ct/kWh)
1	0-1.000	12,00	3,305
2	1.001-4.000	22,80	2,227
3	4.001-10.000	36,72	1,879
4	10.001-25.000	56,28	1,683
5	25.001-50.000	78,24	1,595
6	50.001-100.000	130,20	1,491
7	100.001-300.000	177,24	1,444
8	300.001-1.000.000	594,24	1,305

Hier ist für jede Entgeltstufe ein Grundpreis angegeben. Davon ist jedoch nur der Grundpreis in der ersten Stufe als ein „echter“ verbrauchsunabhängiger Grundpreis zu verstehen. In den weiteren Stufen ergibt sich ein höherer Grundpreis nur dadurch, dass zwar an jedem Stufenübergang der Arbeitspreis sinkt, aber das insgesamt jährlich zu zahlende Entgelt nicht sprunghaft abnehmen soll. Beispielsweise ist der Grundpreis in Stufe 2 so berechnet, dass sich bei einem Jahresverbrauch von 1.000 kWh in Stufe 1 und Stufe 2 das gleiche Jahresentgelt ergibt (abgesehen von Rundungsdifferenzen). Auf diese Weise ergibt sich über mehrere Stufen hinweg ein Verlauf des jährlichen Entgelts, der keine Sprünge aufweist. In Abbildung 2 ist dieser Verlauf für den hier betrachteten Netzbetreiber grafisch dargestellt, beschränkt auf den für private Haushalte in der Regel relevanten Bereich des Jahresverbrauchs von bis zu 50.000 kWh. Es ist leicht ersichtlich, dass sich ein stetiger, d. h. sprunghafter Verlauf ergibt und der „echte“ verbrauchsunabhängige Grundpreis von in diesem Fall 12 €/Jahr nur bei sehr geringen Verbräuchen nennenswert ins Gewicht fällt. Eine Anpassung dieses Grundpreises in Verbindung mit einer gegenläufigen Anpassung der Arbeitspreise in den verschiedenen

Stufen würde die Höhe der Netzentgelte somit bei einer Betrachtung über den gesamten dargestellten Verbrauchsbereich nur unwesentlich beeinflussen.

Abbildung 2: Verlauf des jährlichen Netzentgelts abhängig vom jährlichen Gasverbrauch gemäß dem in Abbildung 1 dargestellten beispielhaften Preisblatt



Die hier am Beispiel eines ausgewählten Netzbetreibers veranschaulichte Entgeltstruktur findet sich grundsätzlich bei allen betrachteten Netzbetreibern wieder. Unterschiede zeigen sich jedoch bei der konkreten Ausgestaltung und der Höhe der Entgeltkomponenten:

- ❖ Die Zahl und Verbrauchsbereiche der Entgeltstufen sind uneinheitlich. (Hierzu macht die Gasnetzentgeltverordnung auch keinerlei Vorgaben.)
- ❖ Die Höhe des verbrauchsunabhängigen, d. h. des für einen Verbrauch von 0 kWh angegebenen Grundpreises ist ebenfalls uneinheitlich. Drei der betrachteten Netzbetreiber erheben keinen verbrauchsunabhängigen Grundpreis. Bei 15 der Netzbetreiber liegt dieser im Bereich unter 20 €/Jahr und bei zwei Netzbetreibern bei gut 50 €/Jahr.
- ❖ Erwartungsgemäß unterscheiden sich auch die Arbeitspreise von Netzbetreiber zu Netzbetreiber. Hierin bilden sich in erster Linie die unterschiedlichen Entgeltniveaus der Netzbetreiber ab, denn der verbrauchsunabhängige Grundpreis macht nur einen geringen Teil der gesamten Entgelte aus.

Für die hier nicht schwerpunktmäßig betrachteten Netznutzer mit registrierender Leistungsmessung sind die Netzentgelte nicht in Grund- und Arbeitspreise, sondern in Leistungs- und Arbeitspreise gegliedert. Auch hier ist für beide Entgeltkomponenten eine nach Jahresverbrauch bzw. Jahreshöchstleistung differenzierte Unterteilung in Entgeltstufen üblich, die ähnlich wie bei den Entgelten für Entnahmestellen ohne Leistungsmessung auf eine gestufte Mengenrabattierung hinausläuft. Netznutzer mit hohem Gasverbrauch zahlen somit spezifisch, d. h. bezogen auf die entnommene Gasmenge, deutlich geringere Entgelte als Nutzer mit geringem Verbrauch. Dieses Prinzip einer mit zunehmendem Verbrauch sinkenden spezifischen Entgeltbelastung reflektiert in pauschalierter Form, dass auch in den Gasverteilungsnetzen – grundsätzlich ähnlich wie in Stromnetzen – unterschiedliche Netzebenen betrieben werden und der Aufwand des Gastransports mit der Kleinteiligkeit der Netze und der Netzanschlusspunkte spezifisch zunimmt. Eine Unterteilung der Netzentgelte nach Netzebenen, die dies explizit abbilden würde, ist im Gassektor – anders als im Stromsektor – in Deutschland nicht üblich.

## 2. MÖGLICHE MAßNAHMEN ZUR ANPASSUNG DER NETZENTGELTSTRUKTUR

Eine Umverteilung der Kostentragung unter verschiedenen Netznutzergruppen in einem Netzgebiet lässt sich in erster Linie erreichen, indem die reguläre Netzentgeltstruktur angepasst wird. Daneben wäre es grundsätzlich auch denkbar, für spezielle Nutzungsfälle individuelle Netzentgelte zu ermitteln, ähnlich wie dies im Stromsektor z. B. für industrielle Verbraucher mit bestimmten Abnahmeprofilen geschieht. Solche Regelungen sind für den Sektor der Kleinverbraucher und hier insbesondere der privaten Haushalte jedoch schwer vorstellbar. Allenfalls wäre denkbar, Sonderkonditionen für Haushalte mit geringem Einkommen einzuführen und hierfür Kriterien zu definieren, die sich an der individuellen Schutzbedürftigkeit orientieren. Diese Möglichkeit räumt der EU-Rechtsrahmen grundsätzlich ein (Stiftung Umweltenergierecht, 2024). In Deutschland sind solche Regelungen jedoch bisher unüblich, so dass hierfür neue Strukturen für die Entgeltkalkulation und Bedürftigkeitsprüfung entwickelt und etabliert werden müssten. Für die in diesem Gutachten untersuchte spezielle Problemlage erscheint dies kaum zu rechtfertigen, zumal neben der hiervon profitierenden Gruppe der Haushalte mit geringem Einkommen auch bei den übrigen Haushalten unvermeidbar hohe Netzentgeltbelastungen zu erwarten sind und somit auch hierfür Instrumente benötigt würden. Daher wird dieser Ansatz hier nicht weiter verfolgt.

Vielmehr werden drei Ansätze diskutiert, die durch Anpassung der regulären Entgeltstruktur dazu beitragen könnten, private Haushalte von stark zunehmenden Kostenbelastungen bei weit fortgeschrittenem Rückgang der Gasnachfrage zu verschonen, nämlich

- Umverteilungen innerhalb der Gruppe der Netznutzer ohne Leistungsmessung,
- Umverteilungen zwischen den Netznutzern ohne und mit Leistungsmessung und
- Entgelte, die erhoben werden, wenn Netznutzer ihren Anschluss kündigen.

### 2.1 Umverteilungen in der Gruppe der Netznutzer ohne Leistungsmessung

In der Gruppe der Netznutzer ohne Leistungsmessung, auf die sich die in Abschnitt V.1 veranschaulichte Entgeltstruktur bezieht, könnten im Fall eines sich abzeichnenden starken Entgeltanstiegs Anpassungen mit der Zielsetzung vorgenommen werden, Haushalte mit geringem Gasverbrauch zu entlasten und Haushalte oder sonstige Netznutzer mit größerem Verbrauch entsprechend stärker zu belasten. Ein grundsätzlich naheliegender Ansatz hierfür könnte in einer **Absenkung des verbrauchsunabhängigen Grundpreises** bestehen. Um die dadurch sinkenden Erlöse zu kompensieren, müssten die Arbeitspreise geringfügig angehoben werden.

Die Wirkung dieser Maßnahme ginge zwar in die beabsichtigte Richtung, wäre aber bei den heutigen Verhältnissen von Grund- und Arbeitspreisen bei den meisten Netzbetreibern relativ schwach. Dies lässt sich an den nachfolgenden Darstellungen der jährlichen Netzentgelte erkennen, die sich bei den beispielhaft betrachteten 20 Netzbetreibern beim Preisstand 2024 für Jahresverbräuche von 4.000 kWh (Abbildung 3), 20.000 kWh (Abbildung 4) und 40.000 kWh (Abbildung 5) ergeben. Diese Verbrauchswerte wurden gewählt, um die typische Bandbreite des Verbrauchs von (unterschiedlich großen und unterschiedlich energieeffizienten) privaten Haushalten mit Gasheizung abzudecken; der Wert von 20.000 kWh wird allgemein häufig als typischer Verbrauch privater Haushalte herangezogen. Es ist zu beachten, dass die Säulen in jedem dieser Diagramme separat aufsteigend sortiert sind; die Säulen an gleicher Position in den drei Diagrammen sind nicht zwingend dem gleichen Netzbetreiber zugeordnet.

Abbildung 3: Vergleich der jährlichen Netzentgelte bei Jahresverbrauch **4.000 kWh** für 20 Netzbetreiber (aufsteigend sortiert; dunkler Teil: Grundpreis-Anteil)

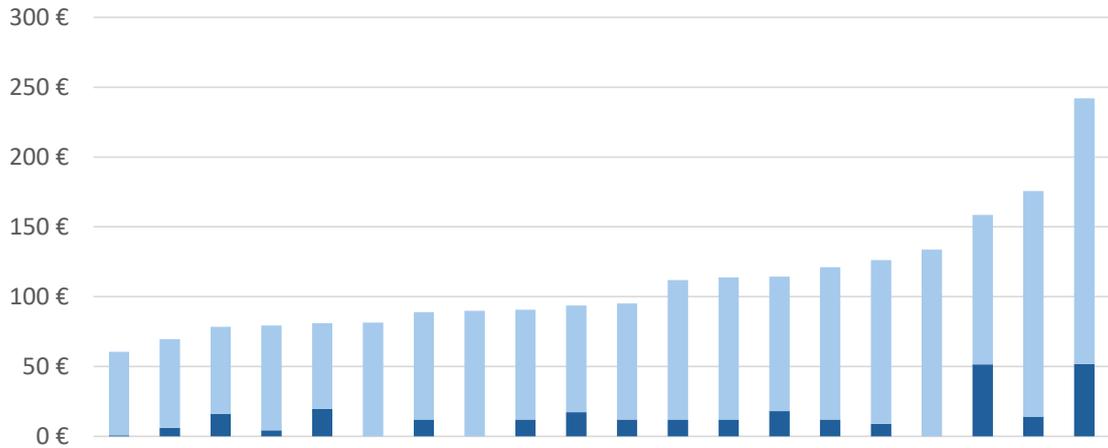


Abbildung 4: Vergleich der jährlichen Netzentgelte bei Jahresverbrauch **20.000 kWh** für 20 Netzbetreiber (aufsteigend sortiert; dunkler Teil: Grundpreis-Anteil)

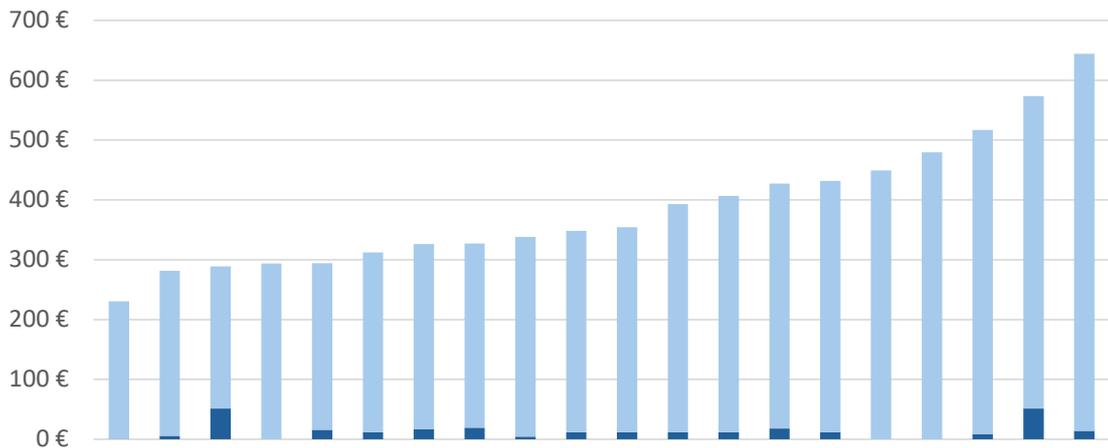
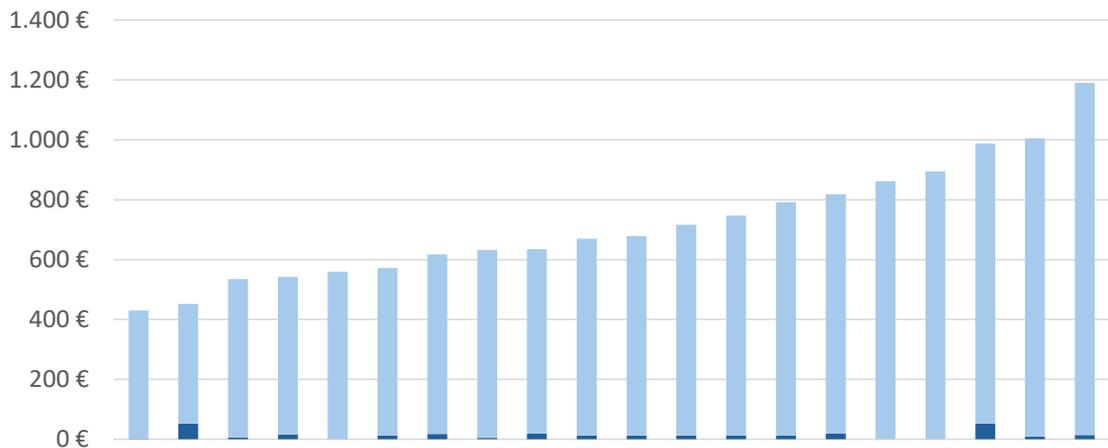


Abbildung 5: Vergleich der jährlichen Netzentgelte bei Jahresverbrauch **40.000 kWh** für 20 Netzbetreiber (aufsteigend sortiert; dunkler Teil: Grundpreis-Anteil)



Für die Frage nach der Relevanz möglicher Änderungen des Grundpreises sind die in den Abbildungen dunkel gefärbten Anteile von Bedeutung, die den jeweiligen verbrauchsunabhängigen Grundpreisen entsprechen. Es zeigt sich, dass diese Anteile sogar bei einem Verbrauch von nur 4.000 kWh meist relativ gering sind, erst recht aber bei Verbräuchen von 20.000 kWh oder 40.000 kWh meist nur wenige Prozent der gesamten Entgelte ausmachen. Nur in den Ausnahmefällen der Netzbetreiber mit vergleichsweise hohen Grundpreisen über 50 €/Jahr und bei geringen Verbräuchen sind diese Anteile etwas bedeutender, so dass bei Bedarf eine Absenkung der Grundpreise dieser Netzbetreiber für Kleinverbraucher nennenswerte Entlastung bewirken würde.

Es lässt sich daher festhalten, dass der Spielraum für eine Absenkung des verbrauchsunabhängigen Grundpreises unter entsprechender Erhöhung des Arbeitspreises meist sehr klein ist und hierüber kaum eine relevante Entlastung der privaten Gasnetznutzer erzielt werden kann. Auch eine grundsätzlich durchaus vorstellbare strukturelle Änderung in der Weise, dass der Grundpreis nicht mehr je Entnahmestelle, sondern je Netzanschlusspunkt abgerechnet und somit für Haushalte in Mehrfamilienhäusern deutlich reduziert wird, würde hier nicht zu substantiellen Entlastungen führen. (Im Gegenzug würde dieser Ansatz, der mit Blick auf die Stromnetze bereits in der Vergangenheit diskutiert wurde (Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2018), zu einer Anhebung der Höhe des Grundpreises führen, der dann unvermindert von Haushalten in Einfamilienhäusern gezahlt werden müsste.)

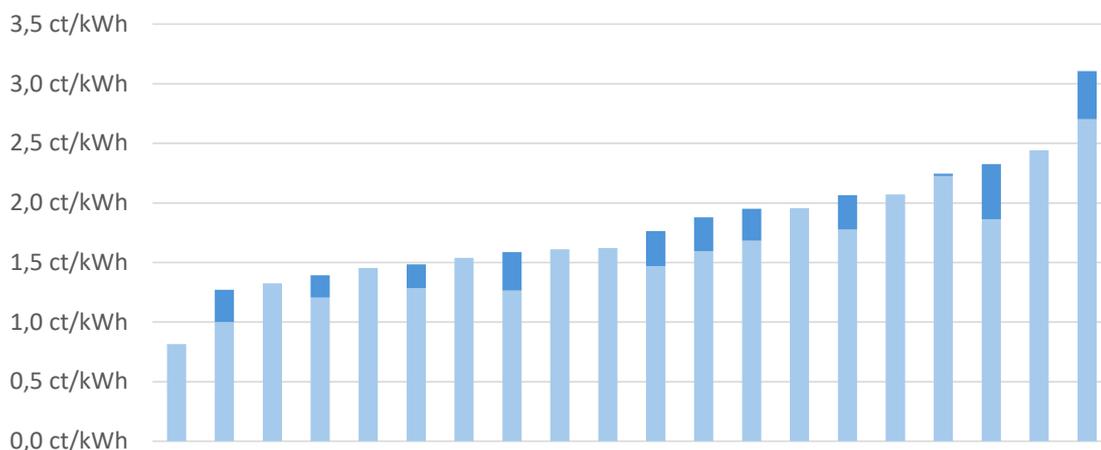
Ein verbrauchsunabhängiger Grundpreis ist auch grundsätzlich ein sinnvolles Element der Netzentgeltsystematik, mit dem reflektiert wird, dass ein erheblicher Anteil der Netzkosten nicht von der Entnahmemenge, sondern von der Anzahl der Netznutzer und anderen Aspekten wie z. B. der Gebietsstruktur getrieben wird. Es könnte lediglich erwogen werden, den Spielraum für die Festlegung der Grundpreise etwas einzuzengen. Die bei den betrachteten 20 Netzbetreibern vorgefundene Verteilung von Grundpreisen, die meist unter 20 €/Jahr, vereinzelt jedoch über 50 €/Jahr liegen, erscheint jedenfalls schwer zu rechtfertigen.

Eine weitere Maßnahme zur Entlastung von privaten Gasnetznutzern könnte darin bestehen, die **Stufung und Höhe der Arbeitspreise** anzupassen. Hier könnte mit Blick auf Preisblätter wie das beispielhaft in Abbildung 1 wiedergegebene Preisblatt die Vermutung naheliegen, dass sich erhebliche Umverteilungen durch eine Abschwächung des Mengenrabatteffekts erzielen ließen. Die Arbeitspreise zwischen der niedrigsten und der höchsten Verbrauchsstufe unterscheiden sich in diesem Beispiel ungefähr um den Faktor 2,5. Diese Spreizung ist aber in erster Linie auf die hohen Arbeitspreise in den ersten beiden Stufen zurückzuführen, die bei sehr geringen Verbräuchen bis 4.000 kWh zur Anwendung kommen. Dies dürfte hauptsächlich reine Kochgaskunden betreffen, die nur einen sehr geringen Teil des gesamten Gasverbrauchs verursachen. Im wesentlich relevanteren Bereich oberhalb dieser Schwelle, also von Stufe 3 bis Stufe 8, beträgt der Spreizungsfaktor nur noch rund 1,4; der Arbeitspreis liegt in Stufe 8 um ca. 30 % unter dem in Stufe 3.

Eine vollständige Angleichung der Arbeitspreise für alle Netznutzer ohne Leistungsmessung wäre zudem aus entgeltsystematischer Sicht zumindest nicht klar zu befürworten. Die als Mengenrabatt wirkende Stufung der Arbeitspreise reflektiert nämlich, wie bereits erwähnt, den unterschiedlichen netzseitigen Aufwand für die Versorgung unterschiedlich kleinteiliger Verbrauchsstrukturen. Dies wird im Stromsektor durch Differenzierung nach Netzebenen abgebildet, im Gassektor hingegen nur durch die verbrauchsabhängige Stufung der Preise.

Erwägenswert könnte jedoch zumindest sein, die Arbeitspreise in dem für private Haushalte mit Heizgasverbrauch relevanten Bereich von ca. 4.000-40.000 kWh Jahresverbrauch anzugleichen. Um zu veranschaulichen, welche Auswirkungen dies verspricht, ist in Abbildung 6 dargestellt, wie sich die Arbeitspreise bei den betrachteten 20 Netzbetreibern an den Rändern dieser Verbrauchsbandbreite unterscheiden. Hier zeigt sich zunächst, dass die Arbeitspreise bei der Hälfte der betrachteten Netzbetreiber bereits heute in diesem Verbrauchsbereich keine oder nur eine minimale Spreizung aufweisen. Bei den übrigen 10 Netzbetreibern liegt der Arbeitspreis bei 40.000 kWh um etwa 13-21 % unter dem Arbeitspreis bei (bzw. knapp oberhalb von) 4.000 kWh Jahresverbrauch. Als grobe Schätzung ohne Berücksichtigung der tatsächlichen Verteilung der Gasverbräuche lässt sich hieraus ableiten, dass eine Vereinheitlichung der Arbeitspreise in diesem Bereich zu Absenkungen bzw. Anhebungen der Preise in einer durchschnittlichen Größenordnung von bis zu ca. 5 % führen könnte. Beim einzelnen Netzbetreiber könnten sich auch Änderungen von bis zu ca. 10 % ergeben.

Abbildung 6: Höhe der Arbeitspreise bei Jahresverbrauch ab 4.000 kWh (heller Säulenanteil) bis 40.000 kWh (gesamte Säulen) bei 20 betrachteten Netzbetreibern



Auch Anpassungen dieser Art würden somit im Fall eines starken Anstiegs des Entgelt-niveaus nur geringfügig dazu beitragen, die Kostenbelastung von (kleineren) privaten Haushalten zu dämpfen. Es könnte jedoch als ein Schritt hin zu einem sozial ausgewogeneren Entgeltsystem verstanden werden, zumindest innerhalb der Gruppe der privaten Haushalte mit Erdgasheizung einheitliche Preise anzusetzen. Dies würde erreicht, wenn der gesamte Bereich von ca. 4.000-40.000 kWh Jahresverbrauch in dieselbe Entgeltstufe fiel, so wie dies bei etwa der Hälfte der betrachteten Netzbetreiber bereits heute der Fall ist. So würde der ansonsten mit dem Stufensystem verbundene Effekt einer Mehrbelastung von Haushalten mit geringerem Verbrauch zugunsten der Haushalte mit höherem Verbrauch vermieden.

## 2.2 Umverteilungen zwischen Netznutzern ohne und mit Leistungsmessung

Eine Entlastung der Kundengruppe der privaten Haushalte könnte auch erreicht werden, indem die Entgelte für Entnahmestellen ohne Leistungsmessung insgesamt abgesenkt und im Gegenzug die Entgelte für Entnahmestellen mit Leistungsmessung entsprechend angehoben werden. Die Regelungen der Gasnetzentgeltverordnung, die derzeit noch Geltung hat und zukünftig durch Festlegungen der Bundesnetzagentur zu ersetzen sein wird, lassen den Netzbetreibern hier großen Spielraum. Demnach hat das Entgelt für einen Netznutzer ohne Leistungsmessung „in einem angemessenen

Verhältnis zu jenem Entgelt zu stehen, das bei einer leistungsgemessenen Entnahme auf Grundlage der Arbeits- und Leistungswerte nach dem Standardlastprofil des Netznutzers entstehen würde“. Eine genauere Kalkulationsvorschrift sieht die Verordnung hierzu nicht vor.

Der realistisch nutzbare Spielraum für Umverteilungen zwischen Netznutzern ohne und mit Leistungsmessung dürfte dennoch aufgrund der damit verbundenen Mehrbelastung der Netznutzer mit Leistungsmessung sehr begrenzt sein. Zu Letzteren gehören neben den Gaskraftwerken v. a. große gewerbliche und industrielle Gasverbraucher. Eine drohende Mehrbelastung dieser Verbraucher würde voraussichtlich zu einer intensiven Debatte über die Verteilung der Kostentragung zwischen Industrie und privaten Haushalten führen. Hier wäre auch zu beachten, dass eine durch erhöhte Kostenbelastung der Industrie evtl. vereinzelt ausgelöste frühere Dekarbonisierung der Produktionsprozesse zwar aus klimapolitischer Sicht zu begrüßen wäre, zugleich aber den Rückgang der Erdgasnachfrage und damit den Entgeltanstieg für alle verbleibenden Erdgasnutzer weiter beschleunigen würde.

Um die Auswirkungen solcher Umverteilungen auf die Netznutzer ohne und mit Leistungsmessung grob abzuschätzen, kann auf Angaben im Monitoring-Bericht 2023 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, 2023) zurückgegriffen werden. Demnach liegt der Verbrauch der Netznutzer ohne Leistungsmessung in den letzten Jahren mit rund 45 % fast bei der Hälfte des gesamten Erdgasverbrauchs in Deutschland. Das bedeutet, dass eine Absenkung des durchschnittlichen, auf die kWh bezogenen Netzentgelts für diese Verbrauchergruppe zu einer annähernd gleich hohen Erhöhung der durchschnittlichen Netzentgelte bei den Verbrauchern mit Leistungsmessung führen würde. Diese Erhöhung würde bei diesen Verbrauchern aber auf ein im Status quo wesentlich niedrigeres Netzentgelt stoßen, wie ebenfalls aus dem Monitoring-Bericht hervorgeht. Die dort in den Tabellen 85 und 87 – nach Bundesländern gegliedert – wiedergegebenen Bandbreiten der durchschnittlichen Netzentgeltbelastung pro kWh liegen für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ bei 0,77-4,18 ct/kWh, für den Abnahmefall „Industriekunde“ hingegen nur bei 0,08-0,96 ct/kWh. Begründbar ist dies mit dem deutlich unterschiedlichen netzseitigen Aufwand für die Versorgung groß- gegenüber kleinteiliger Verbrauchsstrukturen, der sich technisch in der Verwendung unterschiedlicher Druckstufen äußert, bei den Gasnetzentgelten aber nur indirekt durch die Unterscheidung von Netznutzern mit und ohne Leistungsmessung und durch die verbrauchsabhängige Entgeltstufung abgebildet wird.

Wenn nun rein beispielhaft Netzbetreiber betrachtet werden, deren Entgeltniveau in der Mitte der o. g. Bandbreiten liegt, so betrüge dieses für Haushaltskunden rund 2,5 ct/kWh und für Industriekunden rund 0,5 ct/kWh. Hieran wird ersichtlich, dass eine Absenkung des Entgelts für Haushaltskunden in der Größenordnung von beispielsweise 0,5 ct/kWh dort nur einer prozentualen Reduktion von etwa 20 % entsprechen würde, wohingegen die dann resultierende Erhöhung um etwas weniger als 0,5 ct/kWh bei den Industriekunden fast zu einer Verdopplung der Entgeltbelastung führen würde.

Diese beispielhafte Betrachtung lässt erkennen, dass selbst moderate Entgeltabsenkungen bei Netznutzern ohne Leistungsmessung aufgrund des großen Volumens dieser Nutzergruppe zu erheblichen Mehrbelastungen der industriellen Verbraucher führen würden, so dass weitgehende Umverteilungen dieser Art kaum realistisch wären.

### 2.3 Entgelte im Fall der Kündigung von Netzanschlüssen durch Netznutzer

Da der befürchtete Anstieg der Gasnetzentgelte mit dem sukzessiven Abgang von Netznutzern zusammenhängt, könnte grundsätzlich in Betracht gezogen werden, Netznutzer, die ihren Netzanschluss kündigen, in Form einer einmaligen Zahlung an den verbleibenden Kosten des Gasnetzes zu beteiligen. Überlegungen in dieser Richtung wurden in jüngerer Vergangenheit auch schon angestellt (MVV Energie AG, 2023). Sie müssten, um nicht willkürlich und schon deswegen kaum umsetzbar zu erscheinen, mit Kostenwirkungen begründet werden, die in engem Zusammenhang mit dem Abgang eines Kunden auftreten. Dies könnten beispielsweise Stilllegungs- oder Rückbaukosten von Netzbetriebsmitteln oder Verwaltungskosten in Verbindung mit der Kündigung des Anschlusses sein.

Hierzu ist zunächst festzustellen, dass Netznutzer in solchen Fällen bereits heute mitunter bestimmte Kosten tragen müssen, nämlich wenn sie einen Rückbau ihres Hausanschlusses und evtl. sogar der Hausanschlussleitung bis zur Verbindung mit dem Gasnetz wünschen. Diese Rückbaukosten beziehen sich auf die individuellen Anschlussanlagen des einzelnen Nutzers, für deren Errichtungskosten er in der Regel ebenfalls selbst aufkommen muss. Es ist daher durchaus konsequent, die Rückbaukosten dieser hauptsächlich auf dem Grundstück des Netznutzers befindlichen Anlagenteile und evtl. auch einen Zuschlag für damit verbundene Verwaltungskosten dem Netznutzer selbst anzulasten. Hierdurch werden aber keine Kosten des allgemein genutzten Gasnetzes gedeckt.

Ob eine darüber hinaus gehende einmalige Kostenanlastung für Netznutzer, die das Netz verlassen, vertretbar und umsetzbar ist, erscheint hingegen fraglich. Hier dürfte ein eindeutiger Kausalzusammenhang mit der Kündigung des einzelnen Hausanschlusses in der Regel nicht darstellbar sein. Eine Leitung des Netzes wird nicht stillgelegt und ggf. rückgebaut, wenn ein einzelner Kundenanschluss wegfällt, sondern wenn ein ganzer Leitungsstrang oder sogar ein ganzes Teilgebiet des Netzes nicht mehr benötigt wird. Noch weniger unmittelbar lässt sich ein Zusammenhang mit den auch bei einem Nachfragerückgang noch weitgehend unverändert anfallenden Betriebskosten des Netzbetreibers aufzeigen.

Abgesehen von der Frage des Kostenzusammenhangs würde mit solchen Zahlungsverpflichtungen auch eine höchst zweifelhafte Anreizwirkung vermittelt: Verbraucher, die sich zur Dekarbonisierung ihrer Wärmeversorgung für eine alternative Technologie entscheiden, würden dann zunächst mit einer „Austrittsgebühr“ belastet, die möglicherweise sogar ihre Entscheidung für den Technologiewechsel beeinflussen würde. Es wäre auch kaum hilfreich, diese Austrittsgebühr niedrig zu bemessen, um ungewollte Fehlanreize zu vermeiden. Vielmehr müsste sie, um eine signifikante Auswirkung auf die Netzentgelte für die verbleibenden Netznutzer zu haben, mindestens in der Größenordnung von einem oder mehreren Jahresentgelten eines typischen Netznutzers liegen, also im Bereich eines hohen dreistelligen oder sogar eines vierstelligen Euro-Betrags.

Aufgrund dieser Überlegungen erscheint dieser Ansatz wenig zielführend. Es wäre – sofern rechtlich überhaupt zulässig – kaum vertretbar, ein hohes Entgelt für den Austritt aus einem Netznutzungsvertrag zu erheben. Demgegenüber hätte ein geringes Austrittsentgelt, selbst wenn es z. B. mit Verwaltungskosten begründet und daher vertreten werden könnte, kaum signifikante Auswirkungen auf die von den verbleibenden Netznutzern zu deckenden Kosten.

## VI. UMVERTEILUNG ZWISCHEN NETZGEBIETEN

Eine Umverteilung der Kostentragung zwischen Netznutzergruppen kann sich nicht nur auf die Netznutzer eines einzelnen Netzbetreibers beziehen, sondern auch über Netzgebiete hinweg stattfinden. Die weitreichendste Ausprägung einer solchen Maßnahme würde in einer bundesweiten Vereinheitlichung der Gasnetzentgelte bestehen. Ebenso sind aber auch Maßnahmen vorstellbar, die zu einer Kostenverschiebung zwischen Netzgebieten führen, ohne auf eine Vereinheitlichung der Entgelte bis hin zu den Detailangaben der Preisblätter hinauszulaufen. Hierzu gehören auch Ansätze, bei denen bestimmte Anteile der Kosten einzelner Netzbetreiber bundesweit unter den Netznutzern sozialisiert werden, beispielsweise durch eine Umlage.

Im Stromsektor wurden bereits verschiedene Maßnahmen dieser Art ergriffen. Auf der Übertragungsebene wurden die Netzentgelte durch Umsetzung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes von 2017 schrittweise angeglichen und Anfang 2023 vollständig vereinheitlicht. Auf der Verteilungsebene wurde mit dem Beschluss der Bundesnetzagentur zur „Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“ vom August 2024 eine partielle Sozialisierung von Netzkosten eingeführt, die über eine kWh-bezogene bundeseinheitliche Umlage realisiert wird.

Auch für die Gasnetzentgelte könnten derartige Umverteilungsmechanismen in Betracht gezogen werden, um die Entgeltbelastung der Netznutzer in Gebieten mit bereits heute hohem Entgeltniveau abzusenken und die Wirkungen des befürchteten Anstiegs der Entgelte im Zuge des Nachfragerückgangs zu dämpfen. Im Gegenzug müsste akzeptiert werden, dass die Netznutzer in Gebieten mit heute bzw. zukünftig vergleichsweise niedrigem Entgeltniveau mit erhöhten Entgelten konfrontiert werden.

Um die Größenordnung der hiermit erzielbaren Wirkungen abzuschätzen, wird zunächst die Spreizung der Entgeltniveaus bei den 20 Netzbetreibern betrachtet, deren Preisblätter für die Darstellungen in Kapitel V ausgewertet wurden. Die Faktoren zwischen den jeweils höchsten und niedrigsten ermittelten Jahresentgelten betragen für einen Jahresverbrauch von 4.000 kWh (Abbildung 3) ca. 4,0 und für Jahresverbräuche von 20.000 kWh (Abbildung 4) und 40.000 kWh (Abbildung 5) ca. 2,8. Diese erheblichen Unterschiede zwischen den Netzentgeltniveaus werden auch deutlich, wenn die Verläufe der jährlichen Netzentgelte dieser 20 Netzbetreiber für Verbräuche im Bereich 0-40.000 kWh als Linien aufgetragen werden (Abbildung 7). Bei dieser Darstellung ist zu beachten, dass die Entgelte nur für die vier Stützstellen 0, 4.000, 20.000 und 40.000 kWh berechnet und zwischen diesen Werten linear interpoliert wurden. Die Darstellung zeigt neben der hohen Spreizung der Entgeltniveaus auch, dass sich die Verläufe u. a. aufgrund unterschiedlich hoher Grundpreise teilweise schneiden. So ergibt sich, dass Netzbetreiber, die bei niedrigen Verbräuchen hohe Netzentgelte aufweisen, bei hohen Verbräuchen zu den preisgünstigsten Netzbetreibern gehören können.

Als weiterer Beleg für die hohe Spreizung der heutigen Entgeltniveaus ist in Abbildung 8 eine Auswertung der Gasnetzentgelte für private Haushalte aus dem Monitoring-Bericht 2023 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt wiedergegeben. Die Entgelte wurden hier für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh ermittelt. Hier zeigt sich zwischen den höchsten und niedrigsten Werten der für mehr als 600 Netzbetreiber ermittelten Entgelte sogar ein Spreizungsfaktor von 5,4.

Abbildung 7: Verläufe der jährlichen Entgelte für Jahresverbräuche im Bereich 0-40.000 kWh bei 20 betrachteten Netzbetreibern (interpoliert zwischen vier Stützstellen)

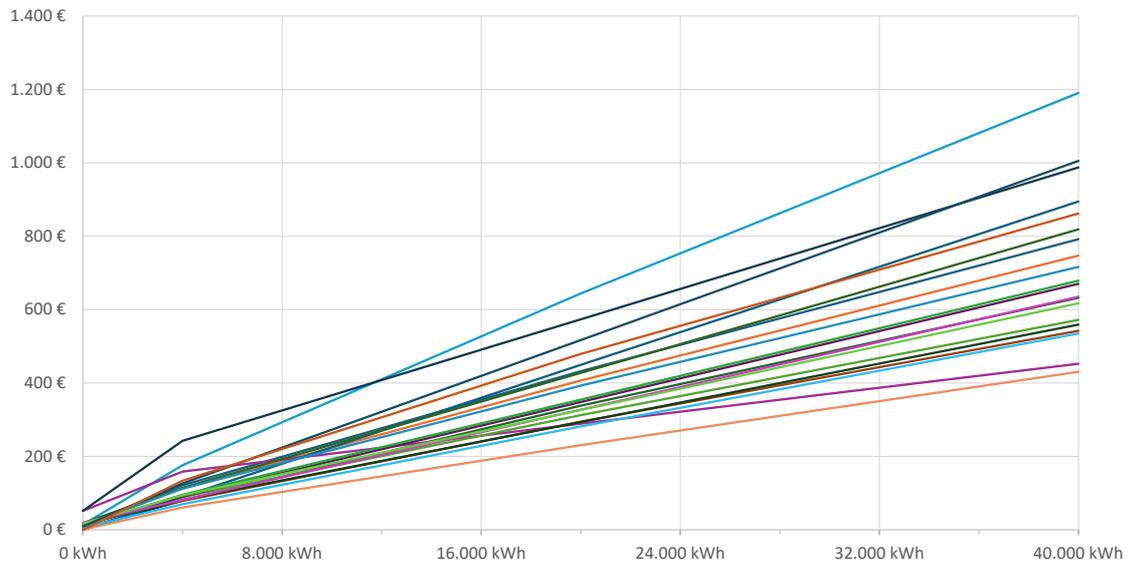


Abbildung 8: Höhe der Gasnetzentgelte für private Haushalte im Jahr 2023 differenziert nach Bundesländern (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, 2023)

**Gas: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2023**  
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert <sup>[1]</sup>	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Bremen	2,11	2,08	2,14	2
Sachsen-Anhalt	2,00	1,30	2,75	23
Hamburg	1,96	1,96	1,96	1
Saarland	1,92	1,38	2,32	15
Mecklenburg-Vorpommern	1,90	1,26	2,02	19
Sachsen	1,90	1,31	3,17	37
Thüringen	1,88	1,26	2,74	29
Brandenburg	1,86	1,17	2,38	25
Baden-Württemberg	1,78	1,16	2,29	86
Rheinland-Pfalz	1,78	0,91	2,72	32
Berlin	1,70	1,70	1,70	1
Bayern	1,69	0,77	4,18	97
Hessen	1,68	0,99	2,25	44
Nordrhein-Westfalen	1,67	0,91	2,84	116
Schleswig-Holstein	1,62	1,09	2,46	42
Niedersachsen	1,51	0,78	2,51	57

Wenn nun für die hier näher betrachteten 20 Netzbetreiber eine vollständige Vereinheitlichung der Entgelte unterstellt wird, so ergibt sich unter der stark vereinfachenden Annahme, dass sich das mittlere Entgelt allein aus den Entgelten für einen einzelnen Abnahmefall berechnen lässt, für den Jahresverbrauch von 20.000 kWh ein mittleres Jahresentgelt von ca. 380 €. (Bei der Mittelwertbildung wurden die Entgelte mit dem gesamten Gasabsatz der jeweiligen Netzbetreiber gewichtet.) Dieses mittlere Entgelt liegt um ca. 65 % höher als das niedrigste Entgelt von ca. 230 € und um ca. 41 % niedriger als das höchste Entgelt von ca. 644 €.

Eine vollständige Angleichung der Netzentgelt-niveaus wäre somit deutlich wirkungsstärker als die in Kapitel V untersuchten Maßnahmen. Diese Wirkung könnte noch stärker ausfallen, wenn sich abzeichnen sollte, dass sich der Nachfragerückgang und der damit verbundene Entgeltanstieg in den Netzgebieten unterschiedlich schnell abspielen. Es wäre dann nicht unwahrscheinlich, dass sich in einzelnen – insbesondere kleineren – Netzen mit ohnehin hohem Entgelt-niveau bereits ein starker Anstieg ergibt, während die Entgelte in anderen Gebieten noch nah am heutigen Niveau verharren.

Die Frage, ob eine bundesweite Vereinheitlichung der Gasnetzentgelte – ggf. in mehreren Schritten, wie bei den Stromübertragungsnetzentgelten – insgesamt zu befürworten ist, kann hier nicht abschließend behandelt werden. Es können aber verschiedene Argumente angeführt werden, die für diesen Schritt sprechen, etwa

- dass die heutige Spreizung der Entgelt-niveaus stark mit den historisch gewachsenen, weder strukturell noch ökonomisch begründeten Gebietszuständigkeiten der Netzbetreiber zusammenhängt und somit für die Netznutzer nur schwer nachvollziehbar ist,
- dass die Dekarbonisierung der Energieversorgung ein gemeinsames klimapolitisches Ziel ist und die Folgen davon – wie z. B. die erwarteten Anstiege der Netzentgelte – solidarisch und somit gleichmäßig getragen werden sollten und
- dass bundeseinheitliche Entgelte zu einer wesentlichen Vereinfachung der Netzentgelte aus Sicht der Netznutzer wie auch der Gaslieferanten beitragen würden.

Häufig angeführte Argumente gegen eine Vereinheitlichung der Entgelte sind jedoch etwa,

- dass hierdurch die Motivation der Netzbetreiber sinken könnte, Maßnahmen zur Absenkung der Netzkosten im Allgemeinen und – seit Kurzem – zur angemessenen Ausgestaltung der Abschreibungsmodalitäten gemäß der KANU-Festlegung zu ergreifen,
- dass unvermeidbar Umverteilungseffekte in beide Richtungen auftreten würden, was in den nachteilig betroffenen Gebieten Akzeptanzschwierigkeiten hervorrufen dürfte, und
- dass die Vereinheitlichung der Entgelte zusätzlichen administrativen Aufwand für die dann erforderlichen Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern verursachen würde (dem aber auch Einsparungen an Aufwand bei den Netzbetreibern gegenüberstünden).

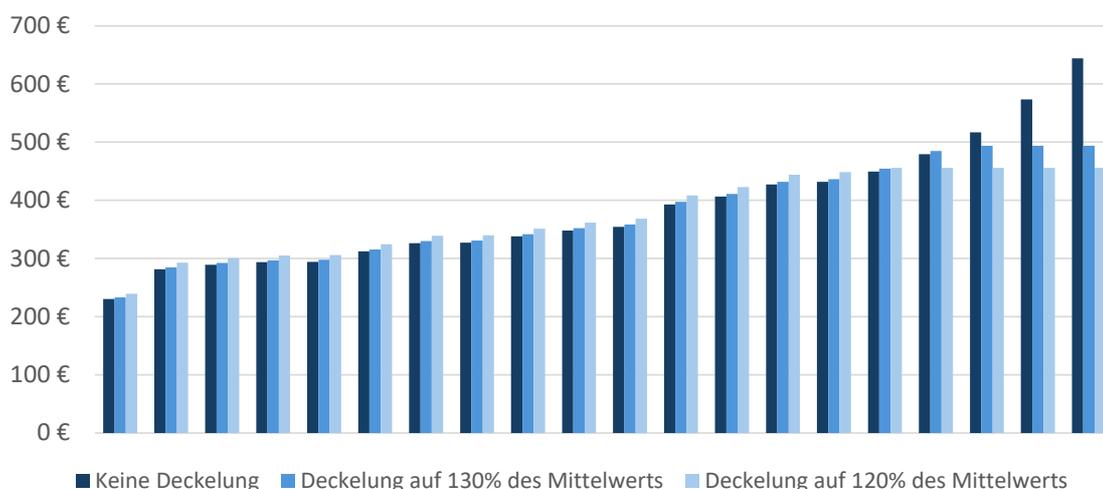
Falls sich in der politischen und regulatorischen Debatte hierzu keine überwiegende Befürwortung einer Vereinheitlichung der Entgelte ergeben sollte, kann aber, wie eingangs erwähnt, auch eine partielle Angleichung der Entgelt-niveaus in Betracht gezogen werden. Hier wären unterschiedliche Fokussierungen denkbar, wie z. B. eine Vereinheitlichung nur bestimmter Kostenelemente (etwa der Stilllegungs- und Rückbaukos-

ten) oder eine Vereinheitlichung nur für bestimmte Netznutzergruppen (wie z. B. die privaten Haushalte), wobei Letzteres vermutlich regulatorisch nicht ohne Weiteres zu rechtfertigen wäre.

Eine mit Blick auf den befürchteten Anstieg der Netzentgelte bei fortgeschrittenem Nachfragerückgang besonders zielgerechte und wirkungsstarke Gestaltung könnte auch darin bestehen, eine Obergrenze für die Höhe der Netzentgelte festzulegen und einen Mechanismus zur Sozialisierung von Kostenanteilen (z. B. eine Umlage) so einzusetzen, dass diese Grenze bei keinem Netzbetreiber überschritten wird. Die Idee einer Netzentgeltdeckelung wird bereits beim Finanzierungsmodell für das Wasserstoffkernnetz verfolgt; dort wird sie allerdings nicht durch einen Sozialisierungsmechanismus umgesetzt, sondern durch eine intertemporale Kostenverlagerung mittels „Amortisationskonto“. Einen Präzedenzfall für einen Umlagemechanismus im Zusammenhang mit einer partiellen Angleichung der Netzentgeltniveaus liefert der oben erwähnte Beschluss der Bundesnetzagentur zum regionalen Kostenausgleich im Stromsektor.

Die Wirkungsweise einer Deckelung des Netzentgelts mit Sozialisierung der überschüssigen Kostenanteile soll anhand einer Modellbetrachtung veranschaulicht werden. Diese Betrachtung geht von den in Abbildung 4 dargestellten Netzentgelten von 20 Netzbetreibern für einen Haushalt mit Jahresverbrauch von 20.000 kWh aus. Es wird vereinfachend angenommen, dass sich die Auswirkungen einer Entgeltdeckelung proportional in den Entgelten für diesen Abnahmefall niederschlagen würden, d. h. dass keine Umverteilungen zwischen unterschiedlichen Abnahmefällen stattfänden. Unter dieser Prämisse zeigt Abbildung 9, wie sich die Entgelte gegenüber dem Fall ohne Entgeltdeckelung verändern, wenn wahlweise eine Obergrenze von 130 % oder 120 % des (gewichteten) Mittelwerts der Entgelte, der hier 380 Euro beträgt, eingezogen wird. Wie sich zeigt, müssten die Entgelte bei den Netzbetreibern mit Entgelt-niveaus unterhalb des Deckels nur minimal angehoben werden, um bei den (wenigen) Netzbetreibern mit Entgelten oberhalb des Deckels signifikante Absenkungen zu erreichen. Bei einer Deckelung auf 130 % des Mittelwerts beträgt diese Anhebung nur rund 1 % und bei einer Deckelung auf 120 % rund 4 %.

Abbildung 9: Wirkungen einer partiellen Angleichung der Netzentgelte von 20 betrachteten Netzbetreibern zwecks Deckelung auf 130 % bzw. 120 % des gewichteten Mittelwerts, hier für den Fall eines Jahresverbrauchs von 20.000 kWh



Diese Form der partiellen Angleichung der Netzentgeltniveaus kann somit insbesondere dann einen wirksamen Schutz vor hohen Entgelt-niveaus bewirken, wenn Letztere nur bei einem kleinen Teil der Netzbetreiber auftreten und somit für die Deckelung der

Entgelte nur ein relativ kleiner Kostenanteil zu sozialisieren ist. In einer Situation, in der die Entgeltniveaus bei allen oder zumindest sehr vielen Netzbetreibern eine unververtretbare Höhe erreichen, kann mit diesem Lösungsansatz hingegen keine flächendeckende Absenkung der Entgelte mehr erreicht werden (vgl. Kapitel VIII).

## VII. INTERTEMPORALE VERSCHIEBUNG DER KOSTENTRAGUNG

Die Idee der intertemporalen Verschiebung der Kostentragung in Bezug auf Netzentgelte besteht darin, eine Umverteilung nicht (oder nicht nur) zwischen aktuellen Netznutzern unterschiedlicher Gruppen oder in unterschiedlichen Gebieten, sondern (auch) zwischen Netznutzern zu unterschiedlichen Zeitpunkten herbeizuführen. Für das Finanzierungsmodell des Wasserstoffkernnetzes wurde dieser Ansatz in Deutschland erstmals konkret diskutiert und inzwischen gesetzlich umgesetzt. In diesem Fall dient das Konzept dem Ziel, anfangs Netzentgelte weit unterhalb des Niveaus anbieten zu können, das sich bei einer vollständigen Umlage der Netzkosten auf die aktuellen Netznutzer ergäbe. Um dies zu erreichen, wird anfangs ein Teil der Netzkosten über staatlich abgesicherte Darlehen gedeckt. Aus diesen Darlehen werden über ein zwischengeschaltetes sogenanntes Amortisationskonto Zuschüsse an die Netzbetreiber gezahlt, die es ermöglichen, die Netzentgelte auf dem gewünschten Niveau zu halten. Der auf dem Amortisationskonto entstehende Fehlbetrag muss zu einem späteren Zeitpunkt gedeckt werden. Hierfür sieht das Finanzierungsmodell vor, dass die Netzentgelte später, wenn die Wasserstoffnachfrage ausreichend hochgelaufen ist, so hoch angesetzt werden, dass Überschüsse gegenüber den dann zu deckenden Netzkosten Erlöst werden. Das Finanzierungsmodell ist auf eine Laufzeit bis 2055 angelegt und ermöglicht so eine sehr langfristige Verschiebung der Kostentragung.

Um die bei den Erdgasnetzen befürchtete Problematik eines Entgeltanstiegs bei stark fortgeschrittenem Nachfragerückgang zu lindern, müsste dieses Konzept in entgegengesetzter Richtung angewandt werden: Die Netzentgelte müssten zunächst über das reguläre Niveau hinaus angehoben werden, um Überschüsse zu erwirtschaften, die in einer späteren Phase genutzt werden können, um dem Entgeltanstieg entgegenzuwirken. Ein solches Konzept könnte im Prinzip auch durch Einrichtung eines Kontos umgesetzt werden, auf dem die vereinnahmten Mehrerlöse gesammelt und angelegt werden und von dem später Zuschüsse an die Netzbetreiber zur teilweisen Deckung der Netzkosten ausgezahlt werden. Es ist jedoch fraglich, ob dieser Mechanismus tatsächlich praktisch umsetzbar und rechtskonform wäre, da hier ein mehr oder weniger arbiträr zu bemessendes „Sparguthaben“ zugunsten zukünftiger Netznutzer gebildet würde, das keinen unmittelbaren Bezug zu bestimmten Elementen der Netzkosten hätte.

Daher ist hier der Umsetzungsweg vielversprechender, der mit den KANU-Festlegungen der Bundesnetzagentur bereits eingeschlagen wurde. Hier wird in der Anfangsphase nicht ein von den Kosten losgelöster Zuschlag auf die regulären Netzentgelte erhoben, sondern der zeitliche Verlauf der Kosten so angepasst, dass sich eine kurzfristige Erhöhung der Netzentgelte quasi automatisch ergibt. Die Anpassung der Kostenentwicklung erfolgt durch eine beschleunigte Abschreibung der Anlagenwerte der Netzbetreiber (siehe Abschnitt III.2). So kann auf die Einrichtung eines Vorfinanzierungskontos verzichtet werden, und der gewünschte Effekt der Dämpfung des späteren Entgeltanstiegs ergibt sich automatisch über die Prinzipien der Anlagenbuchhaltung.

Wie bereits in Abschnitt III.2 diskutiert, könnte dieser Ansatz grundsätzlich auch ausgeweitet werden, indem beispielsweise Rückstellungen für spätere Stilllegungs- und Rückbaukosten gebildet werden. Auch hierbei würden Positionen in der Buchhaltung aufgebaut, die die zeitliche Entwicklung der Kosten beeinflussen und bei denen transparent nachvollziehbar ist, welches Volumen der Kostenverlagerung aufgelaufen ist und wann dieses wieder aufgezehrt wird, um die Netzentgeltentwicklung in einer späteren Phase zu dämpfen. Hierbei wäre es allerdings bereits schwieriger, die Rückstellungen angemessen zu dimensionieren, da die langfristig anfallenden Kosten nur mit großen Unsicherheiten abgeschätzt werden können. Noch problematischer wäre dies, wenn hierüber auch spätere laufende Betriebskosten vorfinanziert werden sollten. Insofern erscheint eine Ausweitung des Ansatzes auf andere Kostenelemente nur begrenzt umsetzbar; in erster Linie dürfte er für die mit der KANU-Festlegung adressierten Abschreibungsmodalitäten geeignet sein.

Das Konzept der intertemporalen Kostenverschiebung hat aber auch aus einem anderen Grund Grenzen: Es führt – konzeptgemäß – dazu, dass die Netzentgelte im kurz- bis mittelfristigen Zeitraum angehoben werden. Dies ist nur begrenzt vertretbar; die aktuellen Netznutzer können nicht in beliebigem Umfang dazu herangezogen werden, die langfristigen Belastungen, die mit dem Ausstieg aus der Erdgasnutzung einhergehen, vorzufinanzieren.

Somit kann festgehalten werden, dass die intertemporale Verschiebung der Kostentragung im Wesentlichen in Form der bereits beschlossenen Anpassungsmöglichkeiten bei den Abschreibungsmodalitäten ein sinnvolles Instrument zur Dämpfung der späteren Entgeltanstiege darstellt, das aber nur in einem Umfang angewandt werden sollte, bei dem die hiermit verbundenen kurz- bis mittelfristigen Erhöhungen der Netzentgelte in einem vertretbaren Rahmen bleiben. Die derzeitige Diskussion über angekündigte Entgelterhöhungen von 2024 auf 2025 um teilweise mehr als 40 % (die sicherlich nicht allein durch Anwendung von KANU 2.0 begründet sind) lässt bereits die Grenzen des Akzeptierbaren erkennen.

## VIII. EINBEZIEHUNG ZUSÄTZLICHER FINANZIERUNGSBEITRÄGE

Alle in den vorstehenden Kapiteln erörterten Maßnahmen zielen auf Umverteilungen zwischen den heutigen und ggf. auch den zukünftigen Netznutzern des Erdgasnetzes ab. Eine Absenkung der Kostenbelastung für das gesamte Kollektiv der heutigen und zukünftigen Netznutzer lässt sich hiermit nicht erreichen. Hierfür wäre es vielmehr erforderlich, zusätzliche Beiträge zur Refinanzierung der Netzkosten einzubeziehen.

Eine in der Vergangenheit bereits diskutierte Möglichkeit hierzu wäre eine Querfinanzierung durch Entgelteinnahmen aus anderen Netzsparten. Grundsätzlich kämen hierfür z. B. die Stromnetze und die zukünftigen Wasserstoffnetze in Frage. Dies hätte jedoch in beiden Fällen unvermeidbare Wirkungen auf die dortigen Netzentgeltelniveaus: Im Stromsektor herrscht eine intensive Debatte darüber vor, wie die Netzentgelte allgemein abgesenkt oder zumindest für bestimmte Verbrauchergruppen auf ein vertretbares Maß begrenzt werden können, und für das Wasserstoffkernnetz wurde, wie oben erläutert, eigens ein Finanzierungsmodell etabliert, das wesentliche Teile der Kostenbelastung auf eine zukünftige Nutzergeneration verlagert. Darüber hinaus hätte eine substantielle Querfinanzierung durch andere Sparten ökonomisch höchst fragwürdige

Wirkungen. Zudem wäre sie ohne Weiteres vermutlich nicht mit dem EU-Rechtsrahmen vereinbar. Diese Option dürfte daher zumindest auf absehbare Zeit ausscheiden.

Die verbleibende naheliegendste Option zur Einbringung weiterer Finanzierungsbeiträge sind daher staatliche Zuschüsse. Hier sind unterschiedliche Gestaltungsformen denkbar:

- Staatliche Zuschüsse könnten so bemessen werden, dass sie bestimmte Kostenanteile decken, wie beispielsweise Stilllegungs- und Rückbaukosten sowie nachlaufende Betriebskosten in stillgelegten Teilen des Netzes. Dies hätte einen ähnlichen Charakter wie die Zuschüsse, die im Jahr 2023 zur teilweisen Deckung der Engpassmanagementkosten der Stromübertragungsnetzbetreiber gewährt wurden.
- Die Zuschüsse könnten auch so bemessen werden, dass die Netzentgelte des einzelnen Netzbetreibers im Ergebnis einen zuvor definierten Deckel nicht überschreiten. Dieser Ansatz hätte eine ähnliche Zielsetzung wie der am Ende von Kapitel VI diskutierte Mechanismus zur Begrenzung der Entgelt-niveaus, würde aber anstelle eines Umlagemechanismus auf staatlichen Zuschüssen beruhen.
- Als eine in das Eigentum an den Netzen eingreifende Alternative wurde an anderer Stelle die Idee diskutiert, dass Netze oder Teile davon, die nur noch über wenige Nutzer verfügen, in einen staatlich gestützten „Sozialfonds“ für Netze übernommen und dort bis zur Stilllegung weiterbetrieben werden (BBH, 2023). Die staatliche Bezuschussung würde hier v. a. benötigt, um für die übernommenen Netze oder Netzteile ein Netzentgelt in vertretbarer Höhe anbieten zu können.

Die letztgenannte Lösung hätte aufgrund ihrer eigentumsrechtlichen Konsequenzen eine deutlich höhere Komplexität und evtl. auch weitergehende rechtliche Anforderungen als eine direkte finanzielle Bezuschussung der Netzbetreiber. Auch Letztere müsste aber aus beihilferechtlicher Sicht auf Machbarkeit geprüft werden.

Wie die Diskussion über den ursprünglich geplanten und dann aus Haushaltsgründen gestrichenen Zuschuss an die Stromübertragungsnetzbetreiber für 2024 und ganz aktuell über mögliche zukünftige Zuschüsse an die Stromnetzbetreiber zeigt, sind die Hürden für die Gewährung staatlicher Zuschüsse zur Absenkung der Netzentgelte hoch. Es ist jedoch nicht unwahrscheinlich, dass bei den Gasnetzen eine Situation eintritt, in der kaum eine andere Lösung ergriffen werden kann, um die Netznutzer vor massiven Anstiegen der Netzentgelte zu schützen. Auch bei einer zielgenauen Planung der Abschreibungspfade unter Anwendung des Spielraums durch die KANU-Festlegung und somit einer weitgehenden Absenkung der Kapitalkosten bis zum Ende des Transformationspfads ist nämlich, wie bereits in Abschnitt III.3 diskutiert, damit zu rechnen, dass die Betriebskosten der Netzbetreiber noch lange in erheblicher Höhe bestehen bleiben werden. Die dadurch bei stark verkleinertem Nutzerkollektiv verursachten Netzentgeltanstiege werden durch die sonstigen in diesem Gutachten diskutierten Umverteilungsmöglichkeiten nur begrenzt abgefedert werden können. Wenn dann nicht die Kostenbelastung durch zusätzliche Finanzierungsbeiträge gesenkt werden kann, ist ein unvertretbar starker Anstieg der Kostenbelastung für die verbleibenden Netznutzer evtl. nicht mehr vermeidbar.

Dieser Effekt kann anhand eines hypothetischen Zahlenbeispiels leicht veranschaulicht werden: Betrachtet wird ein Netzbetreiber, bei dem im Status quo die Kapital- und Betriebskosten in einem nicht untypischen Verhältnis von 50:50 stehen. Wenn nun stark vereinfachend angenommen wird, dass es dem Netzbetreiber gelingt, die Kapitalkosten

bis zum Zeitpunkt der Stilllegung auf null abzusenken, gleichzeitig jedoch die Betriebskosten (unter Einrechnung von Stilllegungskosten und nachlaufenden Kosten) in unveränderter Höhe bestehen bleiben, so verbleiben am Ende des Transformationspfads immer noch 50 % der heutigen Netzkosten. Diese Kosten müssten dann voraussichtlich von einem wesentlich verkleinerten – d. h. weit mehr als halbierten – Netznutzerkollektiv getragen werden, was einen erheblichen Anstieg des Entgeltniveaus zur Folge hätte. Die in (Agora Energiewende, 2023) wiedergegebenen Modellierungsergebnisse verdeutlichen dies: In der dortigen Abbildung 20 zeigt sich, dass auch bei beschleunigtem Abbau der Kapitalkosten mittels degressiver Abschreibung am Ende des Transformationspfads noch eine Erhöhung der Entgelte gegenüber dem Status quo um den Faktor 7-15 verbleibt.

Aufgrund dieser Überlegungen und Erwartungen erscheint es geboten, bereits frühzeitig ein Konzept für staatliche Maßnahmen zur Abfederung unvertretbarer Kostenbelastungen der privaten Haushalte (und auch anderer Gasnetznutzer) zu entwickeln, das je nach tatsächlicher Entwicklung der Situation zu gegebener Zeit aktiviert werden kann. Eine kurzfristige staatliche Bezuschussung der Gasnetzbetreiber ist hingegen sicherlich nicht erforderlich, da der Nachfragerückgang, der die Problematik auslöst, voraussichtlich erst mittel- bis langfristig mit hoher Dynamik eintreten wird.

## IX. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die in den vorstehenden Kapiteln diskutierten Untersuchungsergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- ❖ Unabhängig von den vertieft untersuchten Ansätzen zur Umverteilung der Kostentragung können verschiedene **Maßnahmen zur Dämpfung der anfallenden Netzkosten** ergriffen werden. Hierzu gehören Maßnahmen zur effizienten Ausgestaltung des Transformationspfads der Netze, die Klärung von Rahmenbedingungen zur Zuordnung langfristiger Kostendeckungsrisiken und Instrumente zur Festlegung effizienter Erlösobergrenzen im Rahmen der Anreizregulierung der Netzbetreiber.
- ❖ Für **Umverteilungen der Kostentragung zwischen den Netznutzergruppen** innerhalb eines Netzgebiets insbesondere durch Anpassung der Netzentgeltstruktur besteht nur relativ geringer Spielraum. Gleichwohl sollten gewisse Anpassungen etwa zur Annäherung der Grundpreise oder zur Vermeidung von Arbeitspreisänderungen innerhalb des für private Haushalte mit Erdgasheizung typischen Verbrauchsbereichs erwogen werden.
- ❖ Substanzielle Auswirkungen hätte hingegen eine **bundesweite Vereinheitlichung der Gasnetzentgelte** oder zumindest eine **partielle Annäherung der Entgeltniveaus**, die beispielsweise durch Festlegung eines Netzentgeltdeckels und Einführung eines Mechanismus zur Sozialisierung von darüber hinaus gehenden Kostenanteilen umgesetzt werden könnte.
- ❖ Eine **intertemporale Verschiebung der Kostentragung** findet durch die Festlegung KANU 2.0 der Bundesnetzagentur zur Anpassung der Abschreibungsmodalitäten bereits statt. Dieses Instrument erscheint grundsätzlich sinnvoll, darf aber mit Blick auf die damit verursachten kurz- bis mittelfristigen Entgelterhöhungen nur maßvoll zur Anwendung kommen.

- ❖ Es ist nicht unwahrscheinlich, dass sich trotz dieser Maßnahmen bei stark fortgeschrittenem Nachfragerückgang unvermeidbar hohe Entgelt-niveaus für die privaten Haushalte ergeben, u. a. weil bis zur Stilllegung und Umwidmung der Netze weiterhin erhebliche Betriebskosten anfallen werden. In diesem Fall kann es sich als unabdingbar erweisen, die Netzentgeltentwicklung durch **zusätzliche Finanzierungsbeiträge** zu dämpfen. Hierfür kommen in erster Linie **staatliche Zuschüsse** in Frage, die beispielsweise in Verbindung mit einem zuvor festgelegten Netzentgeltdeckel ausgestaltet werden können.

Hieraus können folgende Handlungsempfehlungen für bereits kurz- bis mittelfristig zu ergreifende Maßnahmen abgeleitet werden:

### **DÄMPFUNG DER NETZKOSTEN**

Maßnahmen zur Dämpfung der Netzkostenentwicklung durch effiziente Planung der Transformationspfade – eng angelehnt an die jeweilige kommunale Wärmeplanung – und durch Festlegung effizienter Erlösbergrenzen im Rahmen der Anreizregulierung sollten unabhängig von etwaigen Maßnahmen im Bereich der Netzentgeltsystematik ergriffen werden. Dabei muss sichergestellt werden, dass diese Maßnahmen nicht zulasten der Versorgungssicherheit und -qualität gehen.

### **ANGLEICHUNG DER NETZENTGELTNIVEAUS DER NETZBETREIBER**

Unter den betrachteten Mechanismen zur Umverteilung der Netzkostentragung sollte in erster Linie die Möglichkeit einer partiellen oder sogar vollständigen Angleichung der Entgelt-niveaus der Netzbetreiber weiterverfolgt werden. Gerade wenn das Problem eines extremen Netzentgeltanstiegs (zunächst) nur bei einem kleineren Teil der Netzbetreiber auftritt, kann die Teilsozialisierung von Netzkosten wirksam dazu beitragen, Verbraucher in den betroffenen Netzgebieten vor hohen Belastungen zu schützen.

### **RAHMENBEDINGUNGEN FÜR MÖGLICHE STAATLICHE ABSICHERUNG**

Für die Entwicklung hin zum Ende des Transformationspfads sollte frühzeitig entschieden werden, ob und in welchem Umfang etwaige Kostendeckungsrisiken der Netzbetreiber durch eine staatliche Absicherung – ggf. in Verbindung mit Selbstbehalten oder anderen Anreizmechanismen – abgefangen werden. Auch wenn diese Absicherung erst langfristig wirksam würde, sollte schon bald geklärt werden, wie mit diesem Risiko umgegangen wird, damit Netzbetreiber, Kapitalgeber und die Bundesnetzagentur dies adäquat in ihren Entscheidungen berücksichtigen können.

## X. LITERATUR/QUELLEN

Agora Energiewende. (2023). *Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze - Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation*. Berlin.

BBH. (2023). *Regulatorische Anpassungsbedarfe zur Transformation der Gasversorgung im Kontext der Wärmewende*. Berlin.

Braunger, I., Herpich, P., Holz, F., Rechlitz, J., & Kemfert, C. (2024). Wärmewende: Bundesregierung sollte Kommunen bei der Stilllegung der Erdgasnetze unterstützen. *DIW Wochenbericht*(13+14/2024), 216-222.

Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt. (2023). *Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. Bonn.

Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. (2018). *Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

MVV Energie AG. (2023). *Zukunft der Gasnetze: Empfehlungen für eine koordinierte Wärmewende*. Mannheim.

Stiftung Umweltenergie recht. (2024). *Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor - Systematik und Reformbedarf*. Würzburg.

## XI. ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Preisblatt 2024 eines beispielhaft gewählten Gasverteilnetzbetreibers für Entnahmestellen ohne Leistungsmessung

Abbildung 2: Verlauf des jährlichen Netzentgelts abhängig vom jährlichen Gasverbrauch gemäß dem in Abbildung 1 dargestellten beispielhaften Preisblatt

Abbildung 3: Vergleich der jährlichen Netzentgelte bei Jahresverbrauch **4.000 kWh** für 20 Netzbetreiber (aufsteigend sortiert; dunkler Teil: Grundpreis-Anteil)

Abbildung 4: Vergleich der jährlichen Netzentgelte bei Jahresverbrauch **20.000 kWh** für 20 Netzbetreiber (aufsteigend sortiert; dunkler Teil: Grundpreis-Anteil)

Abbildung 5: Vergleich der jährlichen Netzentgelte bei Jahresverbrauch **40.000 kWh** für 20 Netzbetreiber (aufsteigend sortiert; dunkler Teil: Grundpreis-Anteil)

Abbildung 6: Höhe der Arbeitspreise bei Jahresverbrauch ab 4.000 kWh (heller Säulenanteil) bis 40.000 kWh (gesamte Säulen) bei 20 betrachteten Netzbetreibern

Abbildung 7: Verläufe der jährlichen Entgelte für Jahresverbräuche im Bereich 0-40.000 kWh bei 20 betrachteten Netzbetreibern (interpoliert zwischen vier Stützstellen)

Abbildung 8: Höhe der Gasnetzentgelte für private Haushalte im Jahr 2023 differenziert nach Bundesländern (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, 2023)

Abbildung 9: Wirkungen einer partiellen Angleichung der Netzentgelte von 20 betrachteten Netzbetreibern zwecks Deckelung auf 130 % bzw. 120 % des gewichteten Mittelwerts, hier für den Fall eines Jahresverbrauchs von 20.000 kWh

