
Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze

Analysen und Handlungsoptionen für eine
bezahlbare und klimazielfunktionale Transformation

STUDIE

Agora
Energiewende



Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze

IMPRESSUM

STUDIE

Ein neuer Ordnungsrahmen für
Erdgasverteilnetze

Analysen und Handlungsoptionen für
eine bezahlbare und klimazielkompatible
Transformation

ERSTELLT VON / IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

ERSTELLT DURCH / IN KOOPERATION MIT

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Krausenstraße 8 | 10117 Berlin

Projektleitung BET:
Ralph Kremp | ralph.kremp@bet-energie.de

Rosin Büdenbender Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Semperstraße 33 | 45138 Essen

BET war in der Studie federführend für den Bereich der Problemanalyse, den Handlungsempfehlungen und den Teil der betriebswirtschaftlichen Modellierung tätig. Rosin Büdenbender ist für die juristische Bewertung der Maßnahmevorschläge verantwortlich.



Dieses Werk ist lizenziert unter
CC BY-NC-SA 4.0.

PROJEKMLEITUNG

Mareike Herrndorff ab November 2022
mareike.herrndorff@agora-energiewende.de
Janek Steitz bis November 2022
(bis Dezember 2022 bei Agora Energiewende)

AUTOR:INNEN

Mareike Herrndorff, Anna Kraus, Simon Müller,
Dr. Barbara Saerbeck, Uta Weiß (alle Agora Energiewende); Ralph Kremp, Stefan Mischinger, Dr. Andreas Nolde, Oliver Radtke (alle BET); Dr. Konstantina Bourazeri, Wiegand Laubenstein, Jana Michaelis, Dr. Peter Rosin (alle Rosin Büdenbender)

Die Verantwortung für die Inhalte der Kapitel 2 bis 5 liegt ausschließlich bei BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung sowie bei der Kanzlei Rosin Büdenbender. Agora Energiewende hat die Zusammenfassung (Kapitel 1) verfasst.

Satz: Karl Elser Druck GmbH
Korrektorat: Infotext GbR
Titelbild: Steven Weeks | Unsplash

291/01-S-2023/DE

Version: 1.1, Mai 2023



Unter diesem Scan-Code steht
diese Publikation als PDF zum
Download zur Verfügung.

Bitte zitieren als:

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

www.agora-energiewende.de

DANKSAGUNG

Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen und Kollegen hat diese Studie möglich gemacht. Für die tatkräftige Unterstützung bedanken möchten wir uns daher bei Carsten Bode, Laurence Hüsken, David Goerschel, Jakob Grohs, Valerie Kelemen (alle BET), Nikola Bock, Janne Görlach, Dr. Jahel Mielke, Ada Rühring, Anja Werner, Alexandra Steinhardt, Frank Peter, Dr. Julia Metz (alle Agora Energiewende) und Andreas Jahn (RAP).

DANKSAGUNG AN DEN BEGLEITKREIS

Wir danken den Mitgliedern des Begleitkreises für ihren Beitrag zu den Diskussionen. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen stellen jedoch nicht notwendigerweise die Meinung der Mitglieder des Begleitkreises dar. Die Verantwortung hierfür liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und den beteiligten Instituten (BET und Rosin Bündenbender).

Im Begleitkreis waren vertreten:

- EWE Netz GmbH
- EWR Netze GmbH
- GASAG AG
- NBB Netzgesellschaft
Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG
- Netz Leipzig GmbH
- Open Grid Europe GmbH (OGE)
- Regionetz GmbH
- Stadtwerke Essen AG
- Stadtwerke Karlsruhe GmbH
- Stadtwerke München GmbH
- SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Energiekrise hat unseren Fokus stark auf die Nutzung von fossilem Gas gelenkt. Dabei wurde deutlich: Es besteht eine starke Abhängigkeit von einem Energieträger, der in einer dekarbonisierten Zukunft sowieso keinen Platz mehr hat.

Insbesondere im Gebäudebereich, aber auch im Bereich von Gewerbe und Industrie, wird derzeit besonders viel Erdgas verbraucht. Mit negativen Auswirkungen auf unser Klima: Der hohe Erdgasverbrauch ist der Hauptgrund dafür, dass der Gebäudebereich die Klimaziele bereits zum dritten Mal in Folge nicht einhalten konnte.

Wir müssen uns an die absehbare Endlichkeit vom Erdgaseinsatz anpassen. In dem Zusammenhang stellt sich die Frage, was mittel- und langfristig mit den Erdgasnetzen passieren soll.

Im Rahmen dieser Studie wird deutlich, dass die aktuellen Regelungen rund um die Erdgasnetze auf ein „Weiter so“ ausgelegt sind. Damit tun wir uns in vielerlei Hinsicht jedoch keinen Gefallen. Vielmehr können wir, indem wir den Ordnungsrahmen jetzt anpassen, frühzeitig die Weichen für eine effiziente Stilllegung von Erdgas(teil)netzen oder für eine Umnutzung für Wasserstoff schaffen.

Das ist wichtig, denn mit Blick auf die Kosten trägt im jetzigen System „der letzte Kunde im Netz die gesamten Kosten“. Es ist somit höchste Zeit, unnötige Kostensteigerungen zu vermeiden und früh über einen sozialen Ausgleich nachzudenken. Mit dieser Studie zeigen wir, wie das gelingen kann.

Ich wünsche eine angenehme Lektüre!

Simon Müller

Direktor Deutschland, Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick:

1

Klimaneutralität 2045 bedeutet auch den Ausstieg aus Erdgas. Der aktuelle Ordnungsrahmen für die Erdgasnetze ist gegenüber dieser Entwicklung blind. Selbst unter Berücksichtigung einer Umrüstung auf Wasserstoff sinkt der Gasnetzbedarf 2045 um über 90 Prozent. Ohne eine Anpassung des Ordnungsrahmens drohen bis 2044 eine Verzehnfachung der Netzentgelte und *Stranded-Assets* von bis zu 10 Milliarden Euro.

2

Der Ordnungsrahmen für Erdgasnetze kann insbesondere durch eine erweiterte Wärmeplanung transformationsdienlich und mit den Klimazielen vereinbar gestaltet werden. Eine solche Energie-Verteil-Strategie integriert die Planung von Wärme-, Strom- und Gasnetzen. Sie ermöglicht einen Wechsel hin zu anderen Wärmequellen und stellt zudem sicher, dass die lokale Planung die Gesamtverfügbarkeit von Wasserstoff und Biomasse auf nationaler Ebene berücksichtigt.

3

Eine geordnete und rechtzeitige Stilllegung der Gasverteilnetze führt zu geringeren Ausstiegskosten und erhöht die Planungssicherheit. Netzkund:innen und Netzbetreiber profitieren hiervon besonders. Ein Bonussystem für die rechtzeitige und koordinierte Stilllegung von (Teil-)Netzen ermöglicht die finanzielle Absicherung der Netzbetreiber und führt darüber hinaus zu jährlichen Kosteneinsparungen von bis zu fünf Milliarden Euro, wodurch der Netzentgeltanstieg gedämpft wird.

4

Die Erdgasverteilnetze sind weitestgehend abgeschrieben. Ein verbesserter Ordnungsrahmen vermeidet Fehlinvestitionen und stärkt das Fachkräfteangebot in anderen Bereichen. Trotz der langen Abschreibungsdauer von rund 45 Jahren beträgt der kalkulatorische Restwert der Erdgasverteilnetze aktuell 20–60 Mrd. Euro und damit lediglich 10–20 Prozent der Neubeschaffungskosten. Jedoch floss noch 2021 die Rekordsumme von 1,1 Milliarden Euro in den Netzneubau. Ein schnelles Gegensteuern wirkt kostensenkend und unterstützt so einen konfliktarmen Ausstieg.

Inhalt

1	Einführung und Kernergebnisse aus Sicht von Agora Energiewende	10
1.1	Eine erfolgreiche Transformation zur Klimaneutralität erfordert eine Anpassung des Ordnungsrahmens für die Erdgasverteilnetze	10
1.2	Eine schnelle und umfassende Anpassung des Ordnungsrahmens senkt Kosten, schafft Sicherheit für Netzbetreiber und schützt Netzkund:innen.	12
2	Die Transformation der Gasversorgung bis 2045 (Einleitung)	17
3	Unzulänglichkeiten im aktuellen Ordnungsrahmen Erdgas zum Gelingen der Energiewende	23
3.1	Regulierung und Refinanzierung des Netzbetriebs	25
3.2	Allgemeine, gesetzliche Vorgaben bezüglich Pflichten der Geschäftsführung	29
3.3	Effiziente Planung von Gas- und Wärmeinfrastrukturen	29
3.4	Vergabe von Konzessionen und Regelungen in Konzessionsverträgen	32
3.5	Umstellung nicht mehr benötigter Erdgasleitungsabschnitte für Wasserstoff im Bedarfsfall	33
4	Technische und betriebswirtschaftliche Analyse	36
4.1	Auswahl des Basis- und Sensitivitätsszenarios	37
4.2	Technische Analyse	38
4.2.1	Modellierung der Beispielnetze	38
4.2.2	Entwicklung der Betriebsmittel bis zum Jahr 2045	40
4.3	Betriebswirtschaftliche Analyse	43
4.3.1	Annahmen und Vorgehensweise	44
4.3.2	Ergebnisse der Analysen	46
4.3.3	Ergebnisse der Sensitivitäten	62
4.3.4	Hochrechnung zentraler Ergebnisse in den Modellnetzen auf Deutschland	70
5	Handlungs- und Umsetzungsempfehlungen für die Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens für Erdgasnetze	73
5.1	Effiziente Transformationspfade: Empfehlungen	73
5.1.1	Prozessdesign einer auf der kommunalen Wärmeplanung aufbauenden medienübergreifenden Infrastrukturplanung	73
5.1.2	Verbindlichkeit der kommunalen Energie-Verteil-Strategie als Grundlage für die Investitionsplanung	79
5.1.3	Weitere Aspekte zur Ausgestaltung einer medienübergreifenden, lokalen Planung	83
5.1.4	Abbau von Hürden zur Umstellung von Erdgas- zu Wasserstoffleitungen	85
5.1.5	Netznutzung: Effiziente Stilllegung von Netzabschnitten mit wenigen, verbleibenden Erdgasnutzer:innen	86

5.2	Tragfähiger Rahmen für Netzbetreiber: Empfehlungen	88
5.2.1	Abschreibung von Bestandsanlagen bis 2045	88
5.2.2	Notwendige Anpassungen bei der Netzkostenregulierung	89
5.2.3	Weiterentwicklung des Rechtsrahmens zu Konzessionsverträgen	92
5.2.4	Umgang mit bestehenden Rückbauverpflichtungen	94
5.3	Soziale Absicherung für Netzkund:innen: Empfehlungen	95
5.3.1	Kostenübernahme: Absicherung von Netzkund:innen gegen hohe, mit der Transformation verbundene Kostensteigerungen	95
5.3.2	Verbraucher:innenschutz: Überblick zum Verbraucher:innenschutz in den Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens	96

Anhang 1:	Steckbriefe Veränderungsschritte des Ordnungsrahmens und Sensitivitäten	98
------------------	--	-----------

6	Literaturverzeichnis	109
----------	-----------------------------	------------

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung A	Entwicklung der energetischen Nachfrage nach Erdgas (inkl. Biogas) sowie Wasserstoff bis 2045	10
Abbildung B	Investitionen und Aufwendungen in Netzinfrastruktur der Gasverteilnetzbetreiber	11
Abbildung C	Studienergebnisse auf einen Blick	13
Abbildung D	Schematischer Ablauf der kommunalen Energie-Verteil-Strategie	14
Abbildung E	Erlösobergrenze heute und in 2040 – mit und ohne Anpassung des Ordnungsrahmens	16
Abbildung 1	Entwicklung des Primärenergiebedarfs nach Energieträger	17
Abbildung 2	Entwicklung des Erdgasverbrauches nach Sektoren	18
Abbildung 3	Gasflüsse im deutschen Energiesystem im Jahr 2021	19
Abbildung 4	Entwicklung der energetischen Nachfrage nach Erdgas (inkl. Biogas) sowie Wasserstoff bis 2045	20
Abbildung 5	Relative Veränderung der energetischen Nachfrage nach Erdgas (inkl. Biogas) sowie Wasserstoff bezogen auf den Erdgasverbrauch in 2020	20
Abbildung 6	Zuordnung der in der Studie identifizierten Problemfelder zu den festgelegten Zielen	25
Abbildung 7	Nachfrage Erdgas (inkl. Biogas): Vergleich Energiesystemstudien mit Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Gas 2022-32	30
Abbildung 8	Vorgehensweise der Modellierung	36
Abbildung 9	Gasflüsse für das Jahr 2045 in dem für die Modellierung verwendeten Szenario	38
Abbildung 10	Annahmen zur Entwicklung der Gasnachfrage und Auswirkungen auf die Netzlänge im Erdgas- und Wasserstoffnetz für das städtische Modellnetz mit Industrie	40
Abbildung 11	Annahmen zur Altersstruktur der untersuchten Netze	41
Abbildung 12	Verbleibende Jahresarbeit im Wasserstoff- und Erdgasnetz 2045	42
Abbildung 13	Verbleibende Netzlänge des Wasserstoff- und Erdgasnetzes 2045	42
Abbildung 14	Vorgehensweise der betriebswirtschaftlichen Analyse	44
Abbildung 15	Entwicklung der Netznutzungsentgelte bei aktuellem Ordnungsrahmen	47
Abbildung 16	Entwicklung des kalkulatorischen Restwertes bei aktuellem Ordnungsrahmen	48
Abbildung 17	Entwicklung des Gewinns vor Steuern bei aktuellem Ordnungsrahmen	49
Abbildung 18	Entwicklung des kalkulatorischen Restwertes bei verkürzter linearer und degressiver Abschreibung im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen	50
Abbildung 19	Entwicklung des Gewinns vor Steuern bei verkürzter linearer und degressiver Abschreibung im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen	51
Abbildung 20	Entwicklung der Netzentgelte bei verkürzter linearer und degressiver Abschreibung im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen	51
Abbildung 21	Auswirkung der verspäteten Weitergabe von Kosteneinsparungen bei angenommenem Stilllegungspfad auf den Gewinn vor Steuern	52
Abbildung 22	Entwicklung des Gewinns vor Steuern bei ein- bzw. fünfjähriger Regulierungsperiode im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen	53
Abbildung 23	Entwicklung der Netzentgelte bei ein- bzw. fünfjähriger Regulierungsperiode im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen	54
Abbildung 24	Entwicklung des kalkulatorischen Restwertes mit funktionierender kommunaler Wärmeplanung ohne bzw. mit Bonus im Vergleich zum Fall ohne funktionierende kommunale Wärmeplanung (kWP)	55
Abbildung 25	Entwicklung der Netzentgelte mit funktionierender kommunaler Wärmeplanung ohne bzw. mit Bonus im Vergleich zum Fall ohne funktionierende kommunale Wärmeplanung (kWP)	56

Abbildung 26	Entwicklung des Gewinns vor Steuern mit funktionierender kommunaler Wärmeplanung ohne bzw. mit Bonus im Vergleich zum Fall ohne funktionierende kommunale Wärmeplanung (kWP)	57
Abbildung 27	Entwicklung des Gewinns vor Steuern bzw. der Netzentgelte bei vollständigem Rückbau ohne Kostenausgleich im Vergleich zum Fall ohne Rückbau und zum unveränderten	58
Abbildung 28	Entwicklung des Gewinns vor Steuern bzw. der Netzentgelte bei vollständigem Rückbau mit Kostenausgleich im Vergleich zum Fall ohne Rückbau und zum unveränderten Ordnungsrahmen	58
Abbildung 29	Entwicklung des Gewinns vor Steuern bzw. der Netzentgelte bei vollständigem Rückbau mit Kostenausgleich im Vergleich zum Fall ohne Rückbau, zum unveränderten Ordnungsrahmen und zum kriterienbasierten Rückbau mit Kostenausgleich	58
Abbildung 30	Entwicklung des kalkulatorischen Restwerts im Fall der ermittelten Empfehlung im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen	60
Abbildung 31	Entwicklung des Gewinns vor Steuern im Fall der ermittelten Empfehlung im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen	61
Abbildung 32	Entwicklung der Netzentgelte im Fall der ermittelten Empfehlung im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen	61
Abbildung 33	Auswirkung des Anteils der variablen Kosten an den OPEX auf die Netzentgelte im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen	63
Abbildung 34	Entwicklung des Gewinns vor Steuern bei Variation des Bonus für frühzeitige Stilllegung von Anlagen im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen	64
Abbildung 35	Entwicklung der Netzentgelte bei Variation des Bonus für frühzeitige Stilllegung von Anlagen im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen	65
Abbildung 36	Entwicklung des kalkulatorischen Restwerts (Summe aus Methan und Wasserstoff) im Fall der ermittelten Empfehlungen mit und ohne Wasserstoff-Sensitivität	67
Abbildung 37	Gewinn vor Steuern (Summe aus Methan und Wasserstoff) im Fall der ermittelten Empfehlungen mit und ohne Wasserstoff-Sensitivität	68
Abbildung 38	Entwicklung der Netznutzungsentgelte im Basisfall und der Wasserstoff-Sensitivität	68
Abbildung 39	Erlösobergrenze heute und in 2040 – mit und ohne Anpassung des Ordnungsrahmens	71
Abbildung 40	Übersicht der Handlungsfelder für Anpassungen und Weiterentwicklungen im Ordnungsrahmen Erdgas	73
Abbildung 41	Schematischer Ablauf der kommunalen Energie-Verteil-Strategie	75
Abbildung 42	Schnittstellen zur Synchronisierung der bundesweiten und lokalen Planung	78
Tabelle 1	Übersicht der Kennzahlen bei Variation des Bonus zur frühzeitigen Stilllegung von Anlagen	66

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
BadWürttGO	baden-württembergisches Gemeindewirtschaftsrecht
BET	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BVerwG	Bundesverwaltungsgericht
CAPM	Kapitalgutpreismodell (Capital Asset Pricing Model)
CF	Cashflow
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EBT	Gewinn vor Steuern (Earnings Before Taxes)
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EK	Eigenkapital
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EnWZ	Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft
EOG	Erlösobergrenze
EUV	Vertrag über die Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FNB	Fernnetzbetreiber
FVU	Fernwärmeversorgungsunternehmen
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GasRL	Gasrichtlinie
GasVO	Gasverordnung
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
ISO	Unabhängiger Systembetreiber (Independent System Operator)
ITO	Unabhängiger Netzbetreiber (Independent Transmission Operator)
KANU	Kalkulatorische Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen
KSG	Klimaschutzgesetz
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NEP Gas	Netzentwicklungsplan Gas
NNE	Netzentgelte
NVwZ	Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht
OPEX	Betriebsausgaben (Operational Expenditures)
OU	Eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling)
RP	Regulierungsperiode
VO	Verordnung
kWP	kommunale Wärmeplanung
WasserstoffNEV	Wasserstoffnetzentgeltverordnung

1 Einführung und Kernergebnisse aus Sicht von Agora Energiewende

1.1 Eine erfolgreiche Transformation zur Klimaneutralität erfordert eine Anpassung des Ordnungsrahmens für die Erdgasverteilnetze

Deutschland bleiben noch gut 20 Jahre, um seine Abhängigkeit von Kohle, Öl und Gas zu beenden.

Denn nur so lässt sich das gesetzlich verankerte Ziel der Klimaneutralität bis 2045 erreichen. Der Abschied vom Erdgas rückt also zunehmend in greifbare Nähe. Und damit nicht genug: In den letzten Jahren wurden verschiedene klimazielkonforme Energiesystemstudien¹ veröffentlicht. Sie zeigen eindrücklich, wie Strom durch die Umstellung auf Erneuerbare Energien

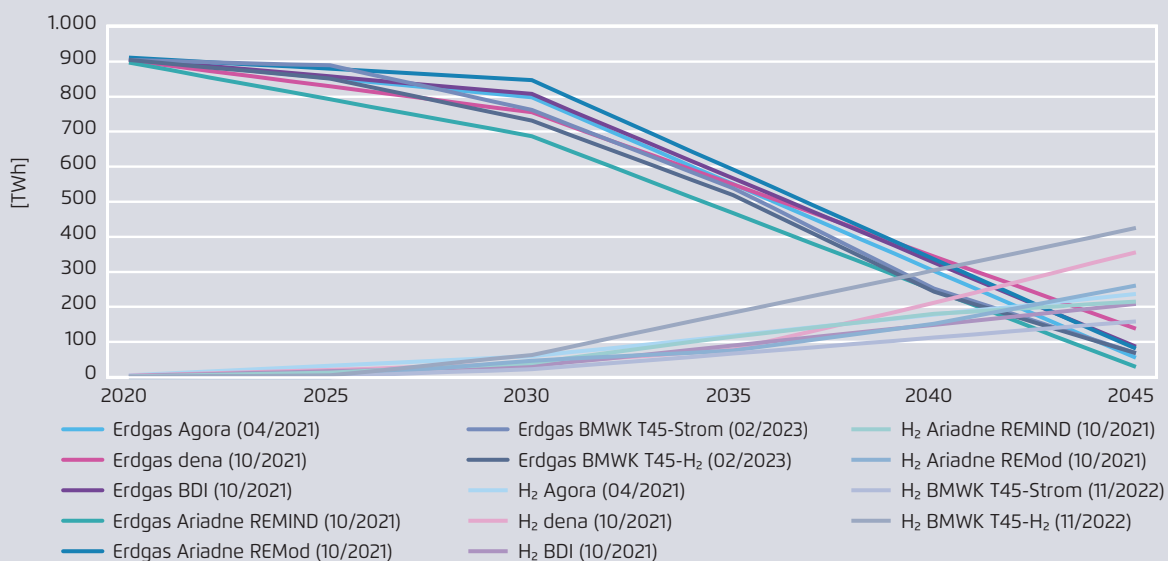
1 Agora Energiewende, April 2021, dena, Oktober 2021, BDI, Oktober 2021, Ariadne, Oktober 2021, BMWK, November 2022

zum Fundament der Energieversorgung wird. Molekülbasierte Energieträger wie Wasserstoff spielen hingegen eine viel geringere Rolle (Abbildung A).

Für die Gasverteilnetze bedeutet diese Entwicklung einen Paradigmenwechsel. Gasnetze verlieren signifikant an Bedeutung, da die Gesamtlänge der für Wasserstoff benötigten Leitungen 2045 nur noch einen Bruchteil der heutigen Größe beträgt. Wie die Berechnungen in dieser Studie zeigen, geht die Länge von Gasverteilnetzen um 71 bis 94 Prozent zurück.²

2 Als zugrunde liegendes Basisszenario für die Transformation im Gassektor wurde der Transformationspfad der Agora-Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* (KNS2035, Juni 2022) ausgewählt und durch Datenpunkte der Agora-Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* (KNDE2045, April 2021) ergänzt.

Entwicklung der energetischen Nachfrage nach Erdgas (inkl. Biogas) sowie Wasserstoff bis 2045 Abbildung A



Agora Energiewende (2021), Ariadne (2021), BDI (2021), BMWK (2022), dena (2021)

Dabei handelt es sich um Berechnungen für repräsentative Beispielnetze, in denen bestehende Erdgasinfrastruktur künftig in einem geringen Umfang für die Wasserstoffverteilung umgewandelt wird. In der Praxis wird es zudem Fälle geben, in denen eine vollständige Stilllegung bestimmter Netzabschnitte beziehungsweise Gasnetze erfolgt, weil diese nicht für den Transport von Wasserstoff benötigt werden.

Der aktuelle Ordnungsrahmen für die Erdgasnetze ist gegenüber diesen Entwicklungen blind.

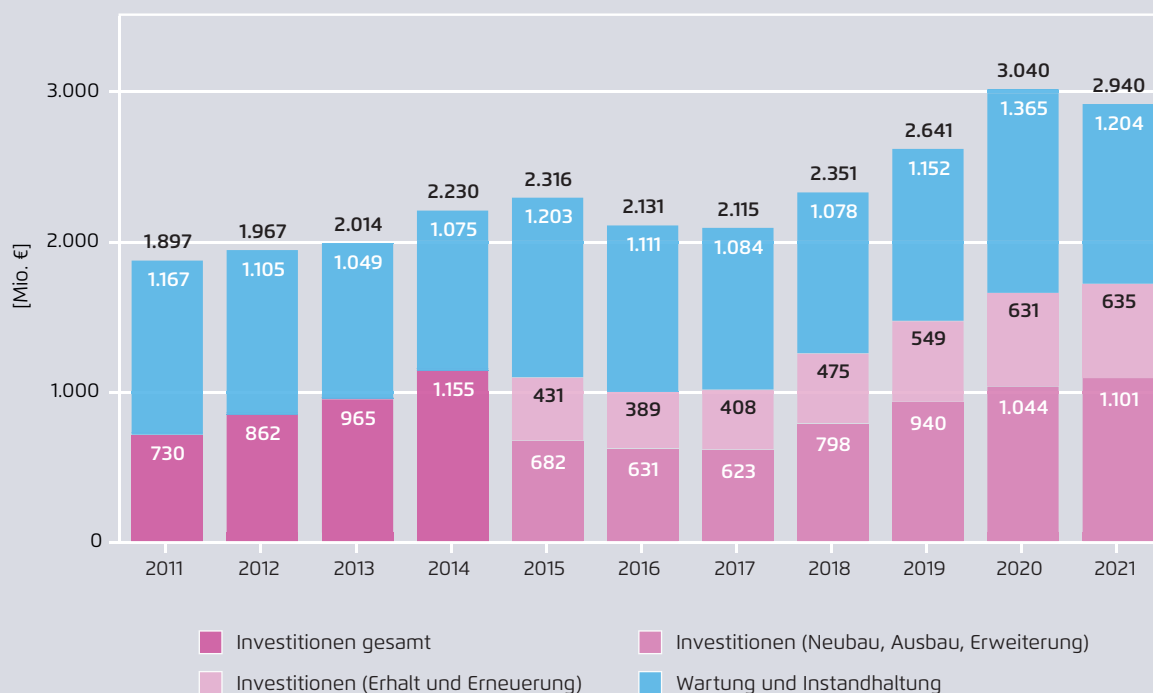
Nahezu alle Regelungen gehen von einem zeitlich unbegrenzten, unveränderten Fortbestand der Erdgasinfrastruktur aus. Mehr noch: Eine Reihe von Regelungen schafft explizite Anreize bezie-

ungsweise sogar Verpflichtungen für Netzbetreiber, das Netz weiter auszubauen. So flossen allein im Jahr 2021 Investitionen und Aufwendungen in Höhe von rund 2,9 Milliarden Euro in die Gasverteilnetze (Abbildung B). Diese Ausgaben sind nicht zukunftsfest.

Die Abschreibungsdauer für die Gasinfrastruktur, also ihre ökonomische Lebenszeit, beträgt in der Regel rund 45 Jahre. Hierdurch ergibt sich ein ökonomisch riskanter Widerspruch: Einerseits ist klar, dass ein Großteil der Gasnetze absehbar nicht mehr gebraucht wird. Andererseits ist die Refinanzierung der Investitionen davon abhängig, dass die Netze langfristig weiterbestehen.

Investitionen* und Aufwendungen in Netzinfrastruktur der Gasverteilnetzbetreiber

Abbildung B



* Investitionen für Neubau, Ausbau, Erweiterung und Investitionen für Erhalt und Erneuerung; vor 2015: keine Differenzierung nach Investitionsarten)

Monitoringbericht der BNetzA (2011-2022)

Insgesamt schafft der aktuelle Ordnungsrahmen

Probleme in fünf Bereichen:

1. Regulierung und Refinanzierung des Netzbetriebs: Aufgrund der Langlebigkeit der Anlagen werden bis zur geplanten Klimaneutralität 2045 **viele Anlagen aufgrund längerer kalkulatorischer Nutzungsdauern noch nicht refinanziert sein**, weswegen der Netzbetrieb zunehmend wirtschaftlich unattraktiv wird. Die derzeitige Netzentgeltsystematik wird außerdem dazu führen, dass die bestehenden Netzkosten durch immer weniger Kund:innen getragen werden müssen.
2. Effiziente Planung von Gas- und Wärmeinfrastrukturen: Für eine koordinierte Stilllegung und Umwidmung der Erdgasinfrastruktur fehlt bislang sowohl eine **verbindliche kommunale Wärmeplanung** als auch eine darauf aufbauende **übergeordnete Planung der Energieinfrastruktur**. Gegenwärtig bestimmen die *Bottom-up*-Bedarfsmeldungen der Verteilnetzbetreiber den Netzausbau der Erdgasinfrastruktur, was zu einer überdimensionierten Infrastruktur führt und die Klimaschutzziele nicht berücksichtigt.
3. Allgemeine, gesetzliche Vorgaben bezüglich Pflichten der Geschäftsführung: Die mit einer effizienten Transformation verbundene Ertragsreduzierung im Erdgasnetz steht im Konflikt mit **den gesetzlichen Vorgaben, die die Pflichten der Geschäftsführung regelt**, möglichst effektiv und gewinnträchtig zu wirtschaften.
4. Vergabe von Konzessionen und Regelungen in Konzessionsverträgen: Das derzeitige betriebswirtschaftliche Umfeld für den Betrieb von Erdgasnetzen lässt erwarten, dass sich zukünftig **nicht mehr hinreichend viele Netzbetreiber auf Konzessionen bewerben**. Außerdem können Konzessionsverträge Regelungen enthalten, die im Widerspruch zu den Zielen der Energiewende

stehen – beispielsweise durch enthaltene Rückbauverpflichtungen, durch die massive Kosten entstehen und anderweitig benötigte Ressourcen insbesondere im Tiefbau gebunden werden.

5. Umstellung nicht mehr benötigter Erdgasleitungsabschnitte für Wasserstoff im Bedarfsfall: Derzeit ist die **Umstellung nicht mehr benötigter Erdgasleitungsabschnitte für Wasserstoff** erschwert, was dazu führt, dass vorhandene Erdgasinfrastruktur im Bedarfsfall nicht aus dem Erdgassystem ausscheidet und damit die dortige Kostenreduzierung verhindert wird. Zudem kann durch einen Neubau wertvolle Zeit verloren gehen.

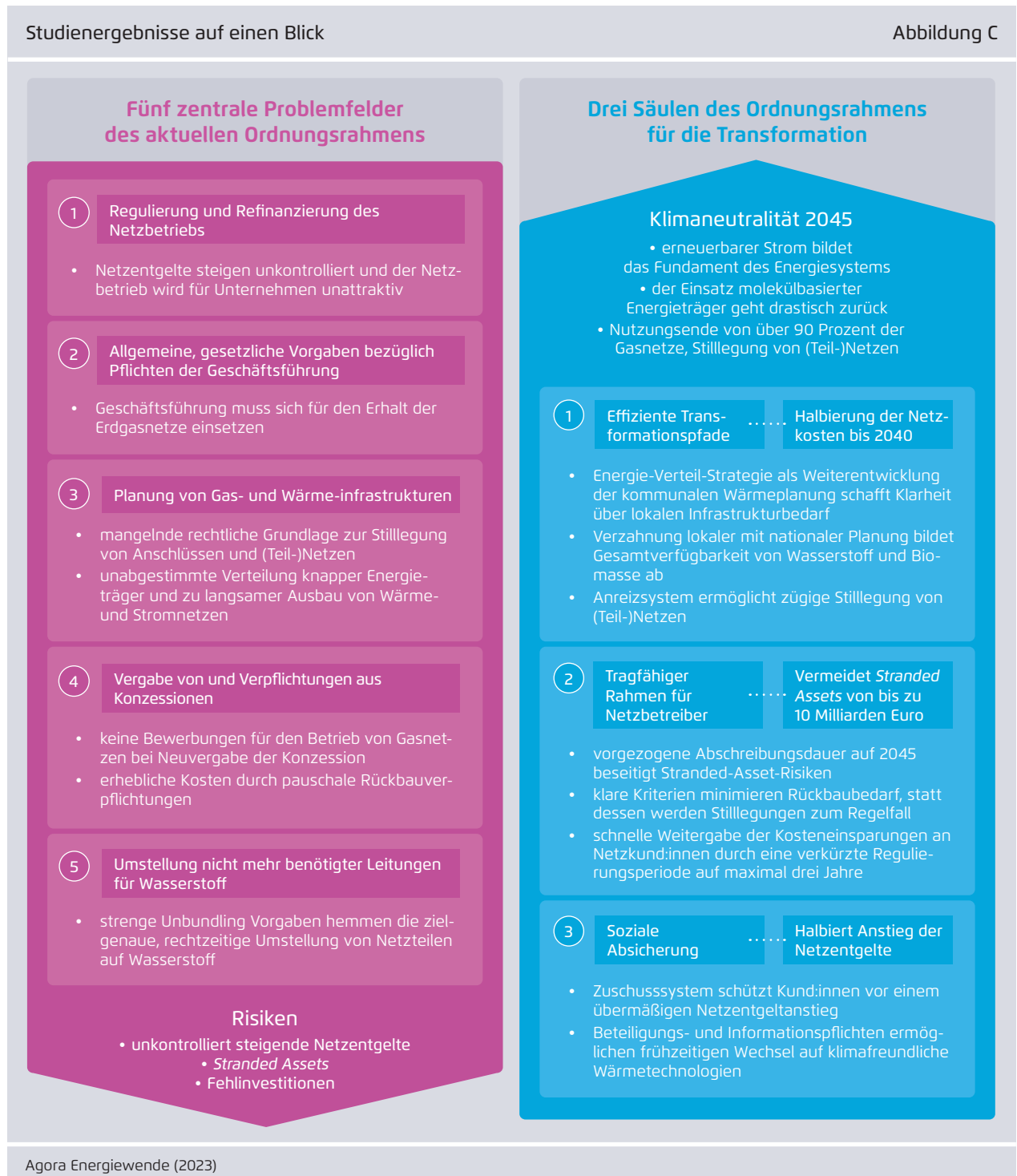
Die Transformation des Energiesystems und damit auch der Gasnetze ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Die Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens muss Vorgaben und Anreize setzen, die dazu führen, dass alle beteiligten Akteure auf das Erreichen der Klimaziele hinwirken. In vielen Bereichen erfordert das ein Umdenken und neues Handeln: Unternehmen sind angehalten, den Rückgang eines langjährigen Geschäftsfeldes zu begleiten, auf Kommunen kommen neue Anforderungen im Bereich der Planung zu, Menschen in Unternehmen und Haushalten müssen die Umstellung weg vom Erdgas vornehmen.

1.2 Eine schnelle und umfassende Anpassung des Ordnungsrahmens senkt Kosten, schafft Sicherheit für Netzbetreiber und schützt Kund:innen.

Die in dieser Studie unterbreiteten Vorschläge machen den Ordnungsrahmen für Gasnetze zukunftsfest. Im Zentrum steht eine kluge Infrastrukturplanung, die mit der Klimaneutralität im Einklang steht und absehbar notwendige Stilllegungen der Erdgasinfrastruktur vorbereitet. Netzbetreiber erhalten einen sicheren Rahmen, um

ihre Investitionen zu refinanzieren und in neue Geschäftsfelder einzusteigen. Eine Deckelung der Netzentgelte schützt außerdem Netznutzende vor zu hohen Preissteigerungen. Damit das gelingt,

wurden drei übergeordnete Ziele und deren Handlungsfelder identifiziert, die beim Wandel im Gasinfrastrukturbereich adressiert werden müssen:



Die Gewährleistung eines **effizienten Transformationspfades zur Klimaneutralität** bis 2045 ist wichtig, um einen geordneten, emissionsarmen und möglichst kostengünstigen Ausstieg zu ermöglichen. Dabei hilft ein **tragfähiger Rahmen für Netzbetreiber**, dass Erdgasverteilnetze auch weiterhin verlässlich betrieben werden. Eine **soziale Absicherung schützt Netzkund:innen** insbesondere vor zu stark steigenden Netzentgelten.

Eine effiziente Gesamttransformation baut auf eine verbindliche Planung, setzt Anreize für Stilllegungen und ermöglicht die gezielte Umwidmung auf Wasserstoff:

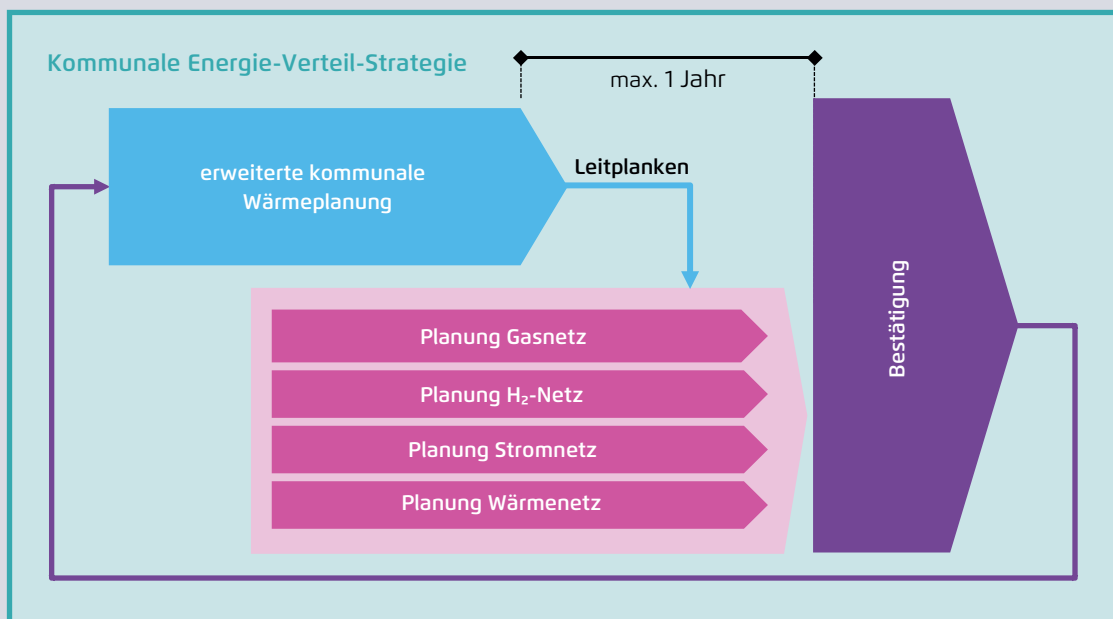
→ **Die derzeit diskutierte kommunale Wärmeplanung sollte zu einer kommunalen Energie-Verteil-Strategie weiterentwickelt werden.** Diese

ermöglicht eine abgestimmte Planung der Strom-, Gas-, Wasserstoff- und Wärmenetze. Damit kann beispielsweise sichergestellt werden, dass dort, wo ein Fernwärmenetz errichtet wird – etwa durch einen verpflichtenden Anschluss –, genügend Abnehmer:innen vorhanden sind. Bei der Ausgestaltung ist wichtig, dass die Planung in einer verbindlichen Bestätigung durch die Kommune mündet, die eine Bindungswirkung für Netzbetreiber entfaltet (Abbildung D). Eine Verzahnung der kommunalen Energie-Verteil-Strategie (*bottom-up*) mit der bereits vorhandenen Systementwicklungsstrategie (*top-down*) stellt die Zielerreichung sicher.

→ **Ergänzend empfiehlt es sich, ein Anreizsystem für Verteilnetzbetreiber zu implementieren, indem** beispielsweise dem Netzbetreiber ein Bonus auf die Sonderabschreibung im Falle einer planmäßigen Stilllegung gemäß den Vorgaben der kommunalen

Schematischer Ablauf der kommunalen Energie-Verteil-Strategie

Abbildung D



Verantwortlicher Akteur:

■ Kommune (mit Einbindung der Netzbetreiber)

■ Netzbetreiber

■ Kommune

BET und Rosin Bündenbender (2023)

Energie-Verteil-Strategie gewährt wird. Ein solches einzuführendes Bonussystem kann Widerstände abbauen, weil es wirtschaftliche Nachteile kompensieren kann, die Netzbetreibern durch die Stilllegung entstehen.

- Solange durch die Planung gesichert ist, dass keine überdimensionierte **Wasserstoffinfrastruktur** geschaffen wird, sollten einige gesetzliche **Hürden, die im Rahmen der Umwandlung bestehen, abgebaut werden**, indem beispielsweise eine buchhalterische statt eine strikte gesellschaftsrechtliche Entflechtung³ umgesetzt wird.

Netzbetreiber werden finanziell abgesichert, müssen im Gegenzug **Kostensenkungen schneller an Netzkund:innen weitergeben und das Netz unter Umständen länger betreiben:**

- **Die Verkürzung der Abschreibungsdauer auf das Jahr 2045 eliminiert Stranded-asset-Risiken für Netzbetreiber.** Da dies zu höheren anererkennungsfähigen Kosten bei den Netzbetreibern führt, was wiederum die Netzentgelte erhöht, sollten gleichzeitig Maßnahmen umgesetzt werden, die sich entgeltreduzierend auswirken.
- **Vertraglich vereinbarte Rückbauverpflichtungen sind häufig weder technisch noch ökologisch notwendig.** Rückbauverpflichtungen sollten durch gesetzlich vorgegebene Kriterien geklärt und möglichst geringgehalten werden. Vielmehr binden sie dringend benötigte Ressourcen, insbesondere Tiefbaukapazitäten, und erhöhen die Ausstiegskosten massiv.

- **Die Verkürzung der Netzregulierungsperiode von fünf auf zwei bis drei Jahre** ermöglicht eine schnelle Weitergabe von Kosteneinsparungen an die Netzkund:innen und senkt so die Netzentgelte. Bei der Kostenprüfung ist zentral, dass der derzeitige Mechanismus zur Sicherstellung der Effizienz abgeschafft wird und die Netzbetreiber die Kosten für Neu- und Ersatzinvestitionen nur anerkannt bekommen – und sie damit über die Netzentgelte wälzen dürfen –, wenn diese im Einklang mit den Vorgaben aus der Planung stehen.
- Durch eine **Anpassung des Konzessionsrechts** wird sichergestellt, dass **bestehende Netzbetreiber zu einem befristeten Weiterbetrieb von fünf bis zehn Jahren verpflichtet** werden können, falls sich kein Betreiber für die Konzession findet. In diesem Fall kann die Kommune die Entscheidung treffen, den Erdgasnetzbetrieb selbst zu organisieren oder aber vorzeitig zu beenden.

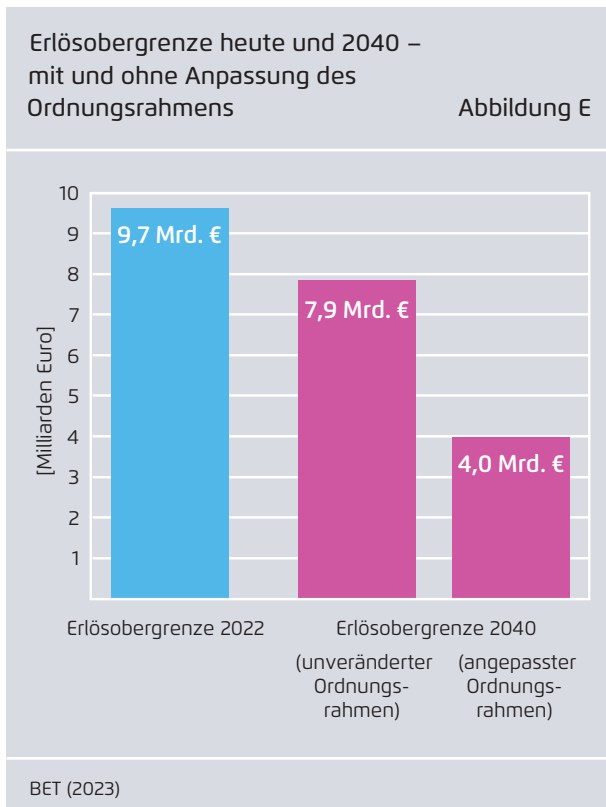
Netzkund:innen werden besser informiert und gezielt entlastet:

- **Beteiligungs- und Informationspflichten ermöglichen es Verbraucher:innen, den Wechsel auf alternative Wärmetechnologien frühzeitig vorzubereiten.** So können sie zum Beispiel im Rahmen von Bürger:innenversammlungen in Planungsprozesse eingebunden werden. Außerdem sollten Netzbetreiber zur frühzeitigen Kontaktaufnahmen mit von Stilllegungen betroffenen Netzkund:innen verpflichtet werden, damit diese ausreichend Zeit haben, den Wechsel auf alternative Wärmetechnologien vorzubereiten. Um Verbraucher:innen nicht zu überfordern, sollten sie bedarfsabhängig beim Heizungsaustausch vom Staat unterstützt werden.
- **Ein übermäßiger Anstieg der Netzentgelte sollte durch eine staatliche Zuschusslösung aufgefangen werden.** Durch Umsetzung der Handlungsempfehlungen würde der Netzentgeltanstieg ungefähr um die Hälfte abgemildert werden können. Trotz dieses Beitrages – der auch die Refinanzierung der Netzbetreiber beinhaltet – ist

3 Vorgaben zum Thema Entflechtung (oder Unbundling) zielen auf die Trennung zwischen Netz und Vertrieb ab. Hintergrund ist die natürliche Monopolstellung, die Netzbetreiber auf dem Energiemarkt einnehmen. Um eine neutrale Rolle des Netzbetreibers zu gewährleisten und einen funktionierenden Wettbewerb sicherzustellen, verhindern die Entflechtungsvorschriften unzulässige Quersubventionen oder Informationsvorteile (beispielsweise, wenn Netzbetreiber und Lieferant in einem Konzernverbund zusammenfallen).

absehbar, dass der Entgeltanstieg insbesondere ab Beginn der 2040er-Jahre unverhältnismäßig hoch werden könnte. Um dem vorzugreifen, sollte schon heute die Möglichkeit geschaffen werden Netznutzer:innen in bestimmten Fällen unter Wahrung von Verbraucherinteressen kündigen zu können, wenn nur noch wenige Netznutzer:innen an einem Netzstrang hängen. Zudem sollte ein möglicher Kompensationsmechanismus vorbereitet werden, der Verbraucher:innen vor zu hohen Netzentgelten schützt.

Die Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen halbiert die Kosten des Netzbetriebs im Jahr 2040 und verhindert, dass Fachkräfte mit ineffizienten, weil unnötigen Infrastrukturen beschäftigt sind. Bereits heute verursacht der Betrieb der Gasnetze erhebliche Kosten: Einem Gesamtwert der Infrastruktur von maximal rund 60 Milliarden Euro⁴ stehen jährliche Kosten von knapp 10 Milliarden Euro⁵ gegenüber, die von den Netznutzer:innen zu tragen sind. Auf dem Weg zur Klimaneutralität fallen die darin enthaltenen Betriebskosten mit fortschreitendem Alter der Netze noch stärker ins Gewicht. Eine vorausschauende Planung und geordnete Stilllegung können diese hohen Betriebskosten reduzieren und die jährlichen Gesamtkosten des Netzes insgesamt halbieren (Abbildung E). Neben den Kosteneinsparungen selbst schon dies in erhebli-



chem Maße den Bedarf an Fachkräften, die in anderen Bereichen für die Transformation dringend benötigt werden.

Die vorliegende Studie zeigt deutlich: Der Anstieg aus den Erdgasnetzen kann geordnet und verhältnismäßig günstig umgesetzt werden. Die vorgeschlagenen Maßnahmen machen das möglich. Es kann sichergestellt werden, dass die Gewinne der Netzbetreiber ausreichen, um ihre Investitionen in die Infrastruktur zu decken. Gleichzeitig kann der Netzentgeltanstieg durch die vorgeschlagenen Anpassungen gegenüber einem „Weiter so“ halbiert werden. Das sind gute Nachrichten, insbesondere weil der Schlüssel für die Erreichung dieser Ziele darin liegt, dass die Transformation möglichst effizient angegangen wird. Klimaschutz, betriebswirtschaftliche Sicherheit und kommunale Daseinsvorsorge können so Hand in Hand gehen.

4 Summe der kalkulatorischen Restwerte der Gasverteilnetze in Deutschland gemäß Hochrechnung im Kapitel 4.3.4; der kalkulatorische Restwert ergibt sich aus den Anfangsinvestitionen abzüglich der bereits erfolgten Abschreibungen und stellt damit den gegenwertigen Buchwert beziehungsweise den Nutzungswert über die Dauer dar.

5 Summe der Erlösbergrenze der Gasverteilnetze in Deutschland im Jahr 2022 gemäß Hochrechnung im Kapitel 4.3.4; die sogenannte Erlösbergrenze beinhaltet die jährlichen Kosten, die nach Prüfung durch die Regulierungsbehörden auf die Netznutzer:innen umgelegt werden dürfen. Sie enthält insbesondere die Betriebskosten, die jährlichen Abschreibungen und die Verzinsung.

2 Die Transformation der Gasversorgung bis 2045 (Einleitung)

Erdgas hat im heutigen Energiesystem eine zentrale Rolle, insbesondere für die Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme

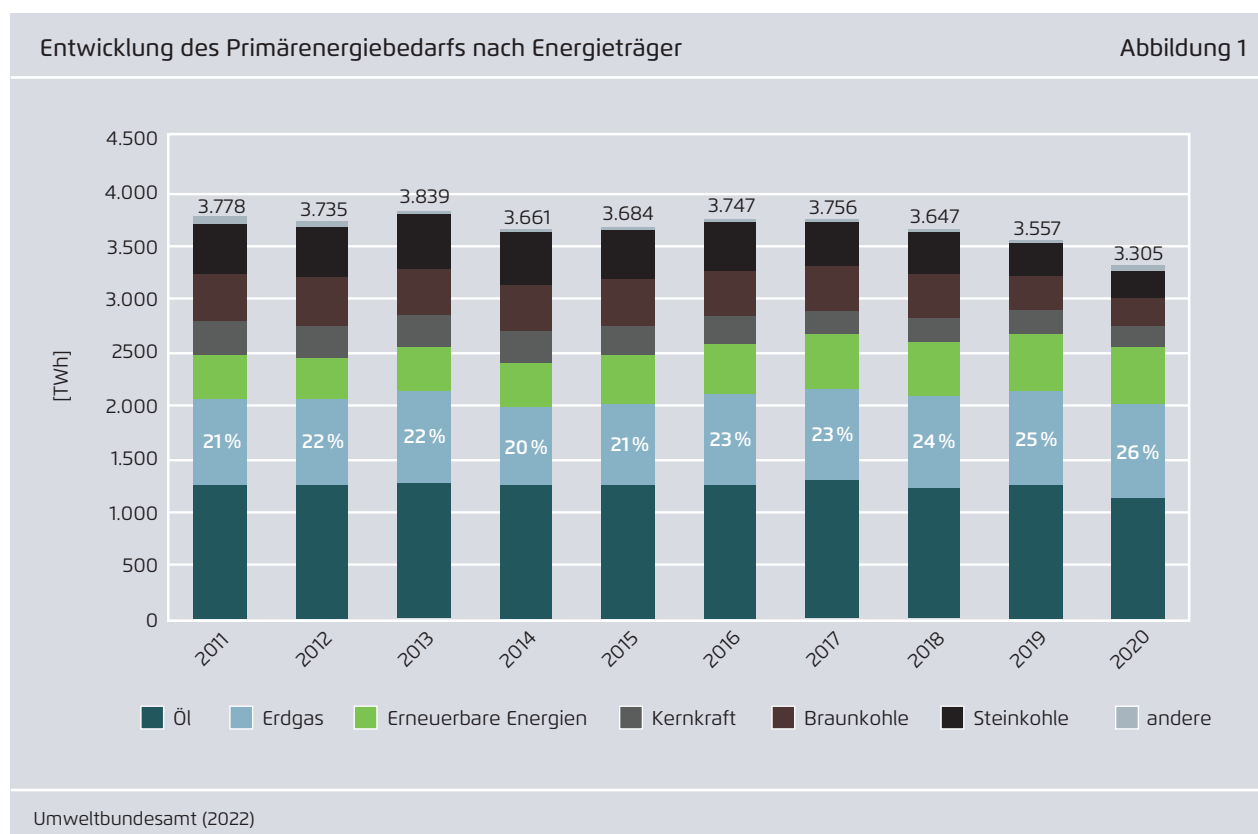
Erdgas machte im Jahr 2021 rund 27 Prozent des Primärenergiebedarfs aus.¹ Trotz eines leichten Rückgangs des Primärenergieverbrauchs über die letzten zehn Jahre ist der relative Anteil von Erdgas als Primärenergieträger bis zum Überfall Russlands auf die Ukraine von circa 20 Prozent auf rund 26 Prozent angestiegen (vgl. Abbildung 1 und 2).

Für die Verteilung von Gas sind in Deutschland aktuell mehr als 700 Verteilnetzbetreiber zuständig.

Sie betreiben ein Netz mit insgesamt etwa 511.000 Kilometer Leitungslänge, wobei etwa die Hälfte der Gasnetze kleiner sind als 250 Kilometer.² Der Erdgasverbrauch Deutschlands verteilt sich hauptsächlich auf die Sektoren Industrie (circa 30 Prozent), Haushalte (circa 30 Prozent), Energiewirtschaft (circa 25 Prozent) und Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (circa 15 Prozent), wie auch Abbildung 3 bildlich verdeutlicht. Mit Ausnahme der Jahre 2014 und 2015 mit relativ milden Wintern ist die Erdgasnachfrage in den letzten zehn Jahren leicht angestiegen. Abbildung 3 lässt sich außerdem entnehmen, dass Gaskraftwerke eine wichtige

1 Umweltbundesamt, Dezember 2022

2 BMWK, Januar 2023



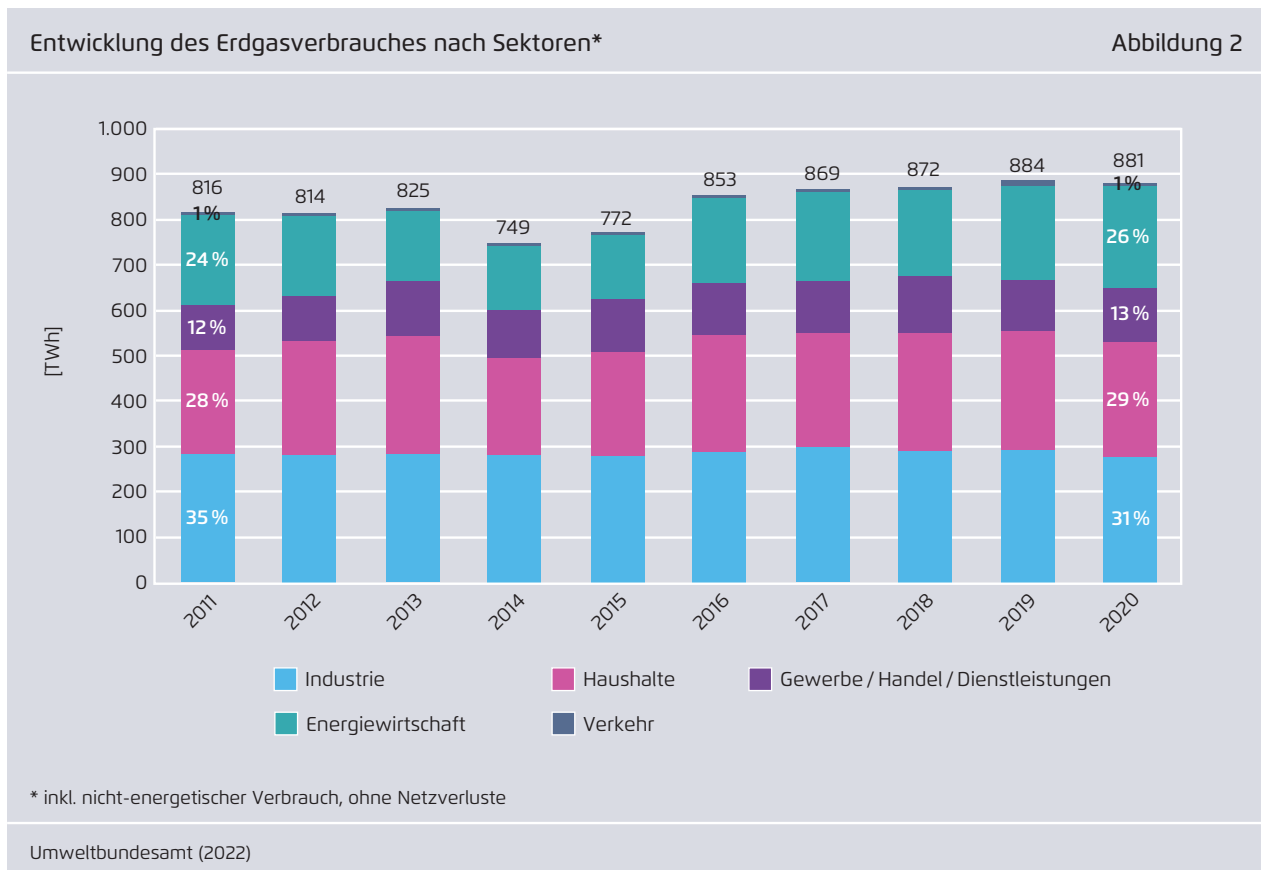
Energiequelle für die Fernwärme sind und dass Biogas mit 9 Prozent Anteil an der Gasnutzung eine untergeordnete Rolle im Vergleich zu Erdgas spielt.

Der aktuelle Ordnungsrahmen für Erdgasnetze ist auf Erhalt und Ausbau der Gasinfrastruktur und nicht auf deren Transformation/Stilllegung ausgelegt

Die Regelungen im Ordnungsrahmen für Erdgasnetze (siehe Kapitel 3) wurden zu einer Zeit konzipiert, in der die mit dem Erreichen der Klimaneutralität 2045 verbundene Transformation im Gasnetz noch nicht absehbar war. So sind beispielsweise Regelungen zur Refinanzierung des Netzbetriebs über kalkulatorische Nutzungsdauern an den technisch möglichen Zeiträumen zur Nutzung angelehnt. Das heißt, die Regelungen sind im Ergebnis auf Erhalt und Ausbau der Infrastruktur ausgelegt, was im Widerspruch zu der antizipierten Entwicklung im Energiesystem steht.

Neue Herausforderungen, wie die Bezahlbarkeit für die Netzkund:innen bei starkem Nachfragerückgang, das Gelingen einer effizienten Transformation und die Wahrung eines tragfähigen Rahmens für die Netzbetreiber, werden entsprechend nicht ausreichend adressiert. Es ergibt sich somit in Anbetracht der heutigen Bedeutung der Gasversorgung sowie der kurzen Zeit (22 Jahre) ein dringlicher Handlungsbedarf zur Weiterentwicklung des aktuellen Ordnungsrahmens für Erdgasnetze, damit die Transformation hin zu einem klimaneutralen Deutschland bis 2045 gelingt.³ Zentraler Gegenstand dieser Studie ist daher die Analyse des Status quo und der Herausforderun-

3 Welche der in den verschiedenen Studien zum Energiesystem abgebildeten Entwicklungslinien dabei überwiegend wahrscheinlich sind, wird im Rahmen dieser Studie nicht untersucht.



gen sowie der Identifikation von Ansätzen zur Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens.

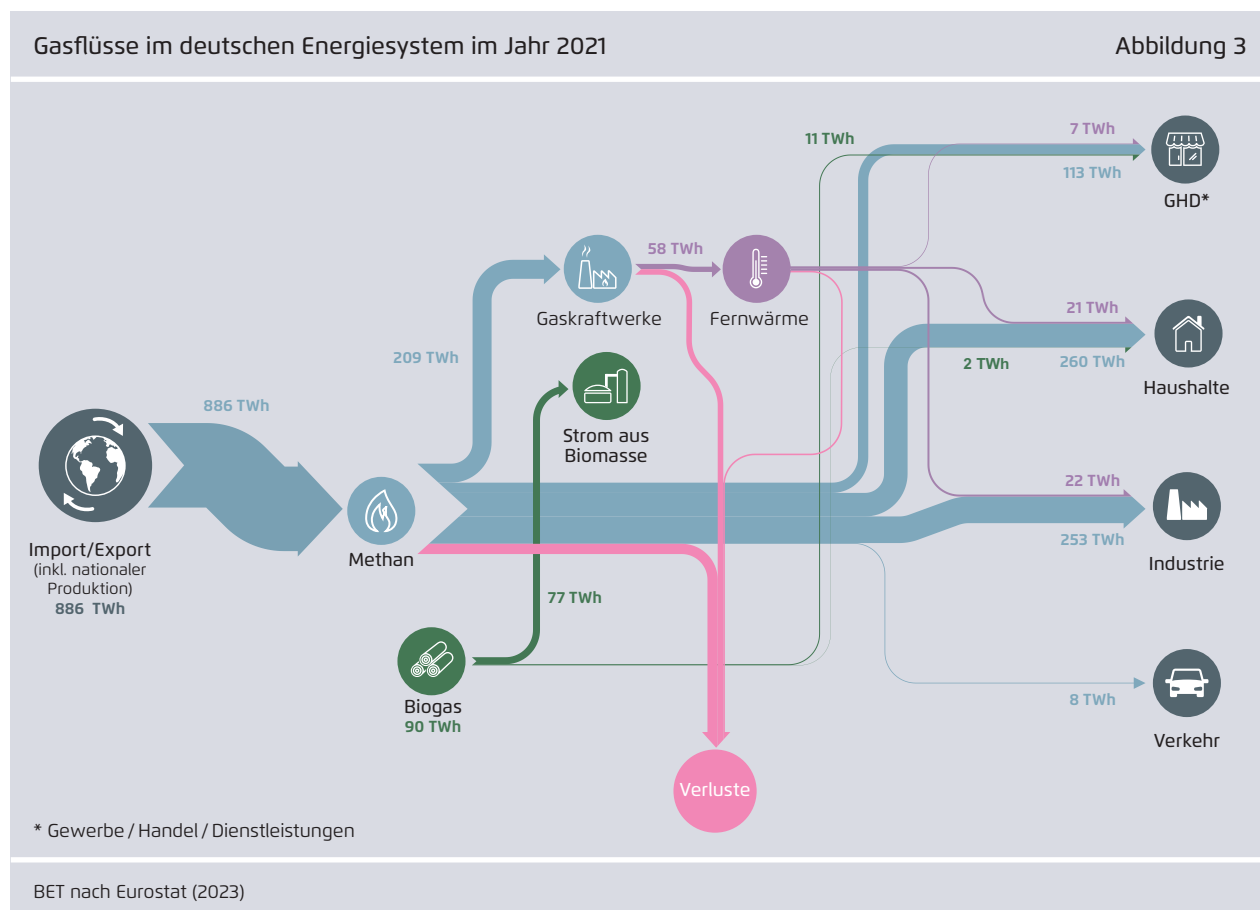
Wasserstoff wird im zukünftigen Energiesystem – zur Absicherung eines klimaneutralen Stromsystems und der Industrie – eine wichtige Rolle spielen, bleibt aber weit hinter dem heutigen Erdgasverbrauch zurück

Mit Blick auf das Ziel, bis 2045 Klimaneutralität in Deutschland zu erreichen, ist eine grundlegende Transformation des Gassystems nötig. In den letzten Jahren wurden verschiedene klimazielkonforme Energiesystemstudien⁴ veröffentlicht, die Transformationspfade zu Erreichung der Klimaneutralität bis

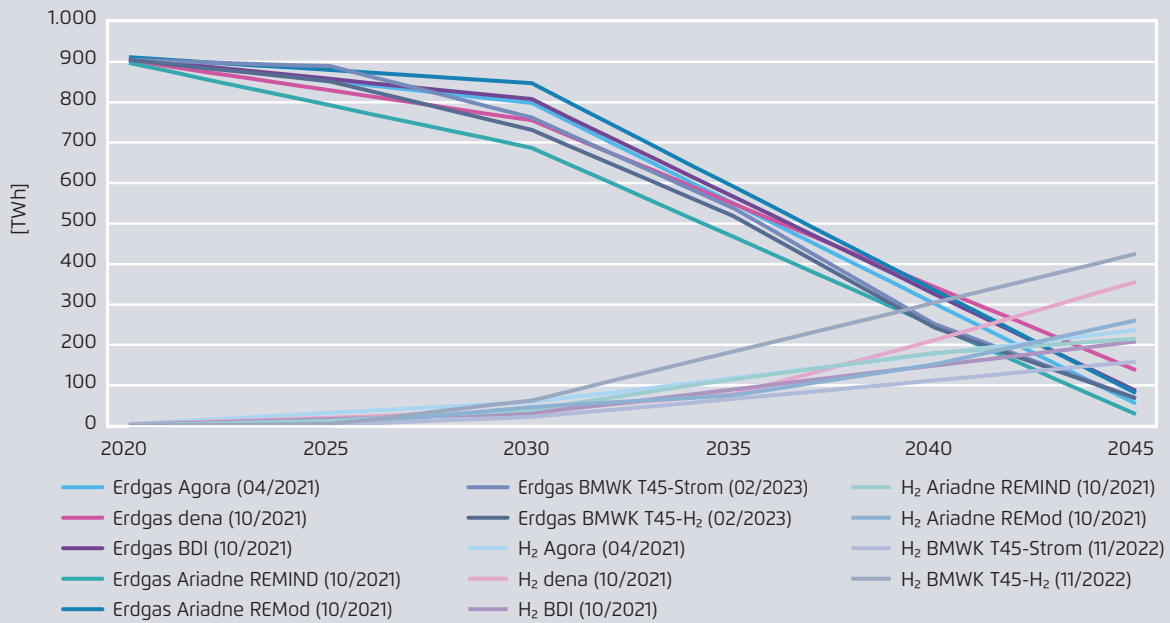
2045 beschrieben haben. Insbesondere beim Erdgas ergibt sich aus der Studienlage ein eindeutiges Bild: Alle zielreichenden Studien gehen davon aus, dass die energetische Nachfrage nach Erdgas (inklusive Biogas) um 85 Prozent bis 97 Prozent sinken wird. Dem gegenüber steht eine Zunahme der Wasserstoffnutzung (energetisch wie stofflich), die den heutigen Erdgasbedarf aber nur in Teilen ersetzt: Im Mittelwert beträgt die energetische Nachfrage nach Wasserstoff im Jahr 2045 über die genannten Studien 266 Terawattstunden. Das entspricht rund 30 Prozent der heutigen energetischen Nachfrage nach Erdgas (inklusive Biogas).

Die beschriebenen Entwicklungen sind in Abbildung 4 und Abbildung 5 verdeutlicht. Die gezeigten Daten ergeben sich durch eine Analyse der Transformationspfade in den Studien *Klimaneutrales*

4 Agora Energiewende, April 2021; dena, Oktober 2021; BDI, Oktober 2021; Ariadne, Oktober 2021; BMWK, November 2022

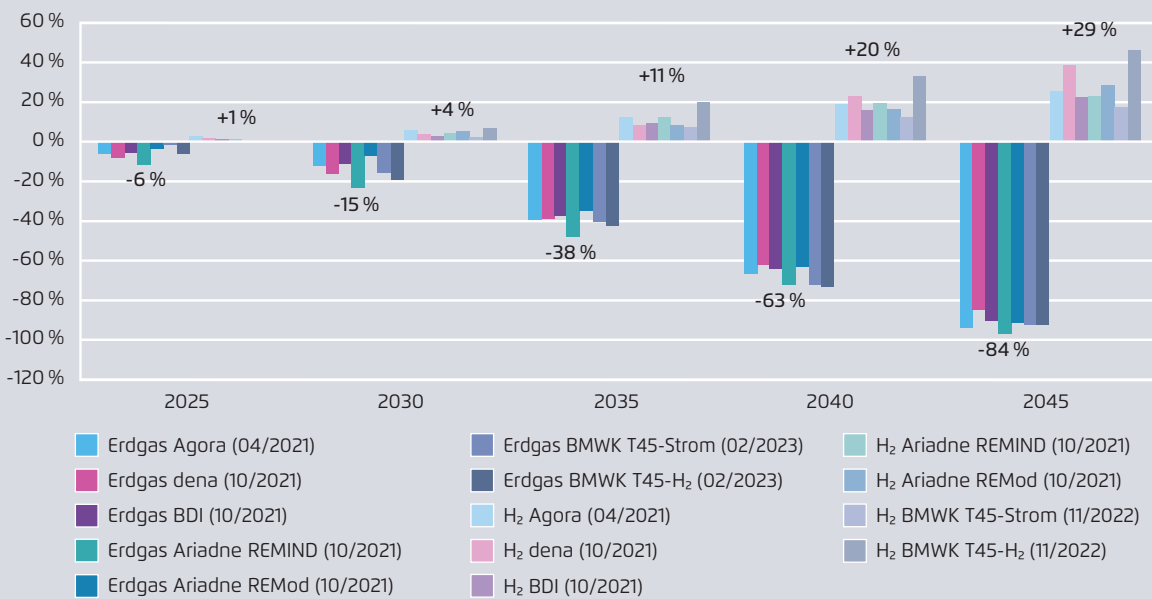


Entwicklung der energetischen Nachfrage nach Erdgas (inkl. Biogas) sowie Wasserstoff bis 2045 Abbildung 4



Agora Energiewende (2021), Ariadne (2021), BDI (2021), BMWK (2022), dena (2021)

Relative Veränderung der energetischen Nachfrage nach Erdgas (inkl. Biogas) sowie Wasserstoff bezogen auf den Erdgasverbrauch 2020 Abbildung 5



Agora Energiewende (2021), Ariadne (2021), BDI (2021), BMWK (2022), dena (2021)

*Deutschland 2045*⁵, *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*⁶, *Klimapfade 2.0*⁷, *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045*⁸ und *BMWK-Langfristszenarien*⁹. Abbildung 3 zeigt den Rückgang der energetischen Nachfrage nach Erdgas (inklusive Biogas) sowie die prognostizierte Zunahme an energetischen Wasserstoffbedarfen.

Selbst in den Szenarien mit der größten Zunahme des Wasserstoffbedarfs (Szenario T45-H₂ der *BMWK-Langfristszenarien* und der *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*) reichen die Wasserstoffbedarfe nicht an die heutige Nachfrage nach Erdgas (inklusive Biogas) heran. Abbildung 4 präsentiert die gleichen Daten als relative Entwicklung bezogen auf die heutige Nachfrage nach Erdgas (inklusive Biogas). Es zeigt sich, dass im Durchschnitt über alle Studien die energetische Nachfrage nach Erdgas (inklusive Biogas) um circa 90 Prozent zurückgeht, während die Wasserstoffnachfrage gemittelt über alle ausgewählten Szenarien auf rund 30 Prozent des heutigen energetischen Gasbedarfs ansteigt. Das zeigt, dass Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem zwar eine zentrale Rolle spielen, aber nicht die Bedeutung haben wird, die Erdgas heute hat.

Auf lokaler Ebene wird sich die Art der Wärmeversorgung stark ändern

Gasverteilnetze werden sowohl zur Versorgung von Gasheizungen als auch zur Versorgung von Industriegebieten genutzt. Die oben zitierten Studien zeigen, dass Wasserstoff prioritär für Prozesse in der Industrie eingesetzt werden soll und im Stromsektor mit Wasserstoff befeuerte Gaskraftwerke ein wichtiges Element der Versorgungssicherheit darstellen werden. Die Nutzung von Wasserstoff im Wärmesektor ist hingegen umstrit-

ten und Teil der laufenden politischen Debatte. Dabei kann zwischen einer direkten Nutzung (mit Wasserstoff betriebene Brenngeräte) und einer indirekten Nutzung (Wasserstoff zur Befeuerung von Kraftwerken in einem Wärmenetz) unterschieden werden.

Gebiete, in denen heute Erdgas eingesetzt wird, haben in Zukunft verschiedene Möglichkeiten die Wärmeversorgung umzustellen. Die Wärmeerzeugung und -verteilung wird direkt vor Ort (zum Beispiel durch eine Wärmepumpe) oder zentral (in Form von Nah- und Fernwärmenetzen) erfolgen. Mögliche Energieträger für die Bereitstellung von Wärme im Zuge der Dekarbonisierung sind Energien aus erneuerbaren Quellen (zum Beispiel Strom in Verbindung mit Wärmepumpen, Geothermie oder Wasserstoff) sowie industrielle Abwärme.

In Wohngebieten ist es wahrscheinlich, dass sich die Nutzung von Wärmepumpen, gemeinschaftliche Wärmelösungen (zum Beispiel Nahwärmenetze) oder Fernwärmenetzen durchsetzen wird. Letzteres ist besonders dort wahrscheinlich, wo bereits ein Fernwärmenetz besteht, welches erweitert werden kann. Da ein Wärmenetz einen Energieträger braucht, mit dessen Hilfe die Wärme erzeugt wird, ist neben der Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen oder Geothermie unter anderem der Einsatz von Biomasse oder Wasserstoff möglich. Die direkte Nutzung von Wasserstoff für Raumwärme hängt unter anderem davon ab, ob es (kosten-)effizientere Lösungen gibt, und ist nur denkbar, wenn Wasserstoff in einer ausreichenden Menge verfügbar ist, um ihn neben der Nutzung für industrielle Prozesse und den Verkehrssektor auch im Gebäudebereich einzusetzen. Das kann im Einzelfall in Erwägung gezogen werden, wenn zum Beispiel ohnehin eine räumliche Nähe zu einem mit Wasserstoff versorgten Industriegebiet besteht.

Aus der Studienlage lässt sich zwar der zuvor beschriebene übergeordnete Entwicklungstrend – der starke Rückgang der Erdgasnachfrage – ablesen; man

5 Agora Energiewende, April 2021

6 dena, Oktober 2021

7 BDI, Oktober 2021

8 Ariadne, Oktober 2021

9 BMWK, November 2022

muss aber davon ausgehen, dass sich dieser lokal in den Verteilnetzen unterschiedlich ausprägt. Es wird Netze und Regionen geben, in denen die heute vorhandenen Gasnetze nahezu vollständig stillgelegt werden. In anderen Regionen werden hingegen aufgrund einer vorhandenen industriellen Nachfrage nach Wasserstoff Teile des heute vorhandenen Gasverteilnetzes für die Verteilung von Wasserstoff benötigt. Daher werden in dieser Studie bei der Eignung beziehungsweise Weiterentwicklung des aktuellen Ordnungsrahmens die folgenden zwei Fälle betrachtet:

1. Rückgang der Nachfrage und Kund:innenzahlen im Erdgasnetz aufgrund des Wechsels der Netzkund:innen zu nicht-gasbasierten Arten der Wärmeversorgung
2. Umstellung eines Teils der bestehenden Gasleitungen für die Verteilung von Wasserstoff

Im nächsten Kapitel werden Unzulänglichkeiten im aktuellen Ordnungsrahmen für Erdgas identifiziert, die im Widerspruch zum Gelingen der Energiewende stehen oder eine Hürde auf dem Weg dahin darstellen.

Kapitel 4 erläutert Vorgehen und Ergebnisse der technischen und betriebswirtschaftlichen Analyse. In dieser wurde modellgestützt ausgewertet, welche Fehlentwicklungen bei unverändertem Ordnungsrahmen entstehen können und welche Lösungsansätze empfehlenswert sind.

Basierend auf den in Kapitel 3 identifizierten Unzulänglichkeiten und den in Kapitel 4 dargestellten Erkenntnissen aus der modellgestützten Analyse werden in Kapitel 5 Handlungs- und Umsetzungsempfehlungen für die Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens für Erdgasnetze beschrieben.

3 Unzulänglichkeiten im aktuellen Ordnungsrahmen Erdgas zum Gelingen der Energiewende

Vor dem Hintergrund des mit der Erreichung der Klimaziele verbundenen Rückgangs in der Nachfrage nach Erdgas stehen Netzbetreiber, Gas-kund:innen und Kommunen vor diversen Herausforderungen bei der Refinanzierung des Netzbetriebs, der Planung des Erdgasnetzes, der möglichen Umstellung nicht mehr benötigter Leitungsabschnitte für Wasserstoff sowie der Vergabe von Konzessionen und der Erfüllung von Verpflichtungen aus Konzessionen. Die Arbeiten

und Diskussionen zur Erstellung dieser Studie haben ergeben, dass ein zukunftsfähiger Ordnungsrahmen für Erdgas entlang von drei Zielen gestaltet werden sollte:

- Erreichung effizienter Transformationspfade
- Beibehaltung eines tragfähigen Rahmens für die Netzbetreiber
- soziale Absicherung für Netzkunden bei rückläufigen Kund:innenzahlen

Infobox: Der Ordnungsrahmen für Gasnetze

Der Ordnungsrahmen für Gasnetze besteht aus europäischen und nationalen Gesetzen sowie Verordnungen, diversen Regelwerken und vertraglichen Vereinbarungen. Auf europäischer Ebene lassen sich die Vorgaben nach Primär- und Sekundärrecht unterscheiden. Dem Primärrecht zuzuordnen sind insbesondere der Vertrag über die europäische Union (EUV), der Vertrag über die Arbeitsweise der europäischen Union (AEUV) und die Grundrechtecharta. Im europäischen Sekundärrecht relevant sind insbesondere die Vorgaben in europäischen Verordnungen und Richtlinien, zum Beispiel:

- Gasbinnenmarktlinie (GasRL) 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt – aktuell in Bearbeitung
- VO (EG) 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen
- VO (EU) 2017/460 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen
- VO (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung

Auf nationaler Ebene lassen sich Vorgaben des Ordnungsrahmens für Gasnetze aus der Verfassung begründen (Art. 28 Abs. 2 GG, Grundrechte, Sozialstaatsprinzip, Vorschriften zur Gewährleistungsvorsorge/Daseinsvorsorge). Hinzu kommen Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), des Klimaschutzgesetzes (KSG), der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV), der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und der Wasserstoffnetzentgeltverordnung (WasserstoffNEV). Darüber hinaus relevant sind im nationalen Rechtsrahmen Festlegungen und andere Rechtsakte der Bundesnetzagentur (BNetzA), allgemeine gesellschaftsrechtliche Vorgaben (zum Beispiel Business Judgment Rule), technische Regelwerke sowie Standards für Betrieb und Versorgungssicherheit von Gasnetzen (zum Beispiel Regeln des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. – DVGW). Neben dem europäischen und nationalen Rechtsrahmen gilt es zudem, die Vorgaben aus vertraglichen Regelungen zu beachten. Dazu gehören Konzessionsverträge sowie Netzanschluss- und Netznutzungsverträge.

Der aktuelle Ordnungsrahmen für Erdgasnetze ist nicht geeignet, diese Ziele zu erreichen. Dies führt schon heute dazu, dass sich beispielsweise nach dem Auslaufen bestehender Erdgaskonzessionen nur sehr wenige oder gar keine Unternehmen auf eine Neuausschreibung der ausgelaufenen Konzession bewerben. Grund ist die nicht sichergestellte Refinanzierbarkeit des Netzbetriebs, wie sie unter anderem in den Analysen dieser Studie gezeigt wird. Für den absehbaren Kostenanstieg bei einer sinkenden Zahl von Netznutzer:innen existiert im heutigen Ordnungsrahmen keine Absicherung. Außerdem kommen allgemeine gesetzliche Vorgaben bezüglich der Pflichten der Geschäftsführung hinzu, die im Konflikt mit den für die Energiewende notwendigen Entscheidungen zur Erreichung effizienter Transformationspfade stehen.

In den folgenden Unterkapiteln werden die absehbaren Probleme, die sich aus dem aktuellen Ordnungsrahmen in Anbetracht der anstehenden Transformation im Gassektor ergeben werden, beschrieben. Dabei wurden die identifizierten Probleme nach den folgenden fünf Problemfeldern geordnet:

- Regulierung und Refinanzierung des Netzbetriebs (siehe Abschnitt 3.1)
- Allgemeine, gesetzliche Vorgaben bezüglich Pflichten der Geschäftsführung (siehe Abschnitt 3.2)
- Effiziente Planung von Gas- und Wärmeinfrastrukturen (siehe Abschnitt 3.3)
- Vergabe von und Verpflichtungen aus Konzessionen (siehe Abschnitt 3.4)
- Umstellung nicht mehr benötigter Leitungen für Wasserstoff (siehe Abschnitt 3.5)

Abbildung 6 zeigt, wie die Problemfelder mit den Zielen zur Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens verbunden sind.

Es fällt auf, dass sich in allen Problemfeldern Herausforderungen ergeben, die im Widerspruch zur Erreichung des Ziels effizienter Transformationspfade






stehen. Die zwei wesentlichen Problemfelder mit Blick auf dieses Ziel sind die „Regulierung und Refinanzierung des Netzbetriebs“ und die „effiziente Planung von Gas- und Wärmeinfrastrukturen“. Im Problemfeld „Regulierung und Refinanzierung des Netzbetriebs“ steht der effizienten Transformation im Wege, dass der Ordnungsrahmen für die Netzbetreiber ökonomische Anreize setzt, möglichst wenige Anlagen stillzulegen beziehungsweise die Stilllegungen möglichst spät vorzunehmen. Außerdem besteht im Problemfeld „effiziente Planung von Gas- und Wärmeinfrastrukturen“ eine wesentliche Hürde zur Erreichung effizienter Transformationspfade darin, dass die bisherige Ausgestaltung der kommunalen Wärmeplanung die Potenziale einer medienübergreifenden Infrastrukturplanung nicht ausreichend nutzt und die Verbindlichkeit der Ergebnisse nicht gesichert ist.

Die Problemfelder mit Blick auf das Ziel, einen tragfähigen Rahmen für Netzbetreiber beizubehalten, ist die „Regulierung und Refinanzierung des Netzbetriebs“ sowie die „Vergabe von und Verpflichtungen aus Konzessionen“. Eine Refinanzierung des Netzbetriebs ist im aktuellen Ordnungsrahmen für Erdgasnetze nicht gegeben. Zudem besteht durch Verpflichtungen zum Rückbau bei Stilllegung in Konzessionsverträgen in Verbindung mit unklaren Regelungen zur Kostenanerkennung ein Risiko für die Refinanzierung.

Beide genannten Problemfelder – „Regulierung und Refinanzierung des Netzbetriebs“ sowie „Vergabe von und Verpflichtungen aus Konzessionen“ – sind auch wichtig in Bezug auf das Ziel der sozialen Absicherung von Netznutzer:innen. Die notwendig werdenden Veränderungen zur Absicherung der Refinanzierbarkeit erhöhen bei Umlage der Kosten auf die Netzkund:innen die Netzentgelte und machen damit eine soziale Absicherung noch notwendiger. Ein weiteres wichtiges Problemfeld in Bezug auf die soziale Absicherung ist die effiziente Planung von Gas- und Wärmeinfrastrukturen. Die Analyse in Kapitel 4 zeigt, dass darin ein wesentlicher Hebel zur Reduktion der Kosten der Transformationspfade

Zuordnung der in der Studie identifizierten Problemfelder zu den festgelegten Zielen

Abbildung 6

Problemfelder	Ziele eines zukunftsfähigen Ordnungsrahmens		
	I. Effiziente Transformationspfade	II. Tragfähiger Rahmen für Netzbetreiber	III. Soziale Absicherung
 Regulierung und Refinanzierung des Netzbetriebs	✓	✓	✓
 Allgemeine, gesetzliche Vorgaben bezüglich Pflichten der Geschäftsführung	✓		
 Effiziente Planung von Gas- und Wärmeinfrastrukturen	✓		✓
 Vergabe von und Verpflichtungen aus Konzessionen	✓	✓	✓
 Umstellung nicht mehr benötigter Leitungen für Wasserstoff	✓		

BET und Rosin Büdenbender (2023)

mation steckt und dass somit die Kosten minimiert werden können.

3.1 Regulierung und Refinanzierung des Netzbetriebs

Erdgasverteilnetzbetreiber erfüllen eine wichtige Funktion im Zuge der Transformation im Gassektor, da sie ihre angeschlossenen Netznutzer:innen mit Energie versorgen. Ab 2045 wird in Deutschland laut

Klimaschutzgesetz kein Erdgas mehr genutzt werden. Aus diesem Grund muss der Aus- und Umstieg heute gestaltet werden und derart erfolgen, dass Erdgasnetzbetreiber in der Lage sind, den Bedarf ihrer Netzkund:innen auch bei rückläufigen Kund:innenzahlen wirtschaftlich zu decken, und gleichzeitig eine Refinanzierung der getätigten beziehungsweise noch zu tätigen Investitionen sichergestellt werden kann. Der aktuelle Ordnungsrahmen Erdgas ist nicht ausgelegt auf den absehbaren Nachfragerückgang nach Erdgas und die stärkere Elektrifizierung in den

Sektoren und damit der Endverbraucher:innen und würde ohne Anpassungen zu wirtschaftlichen Verwerfungen bei Netzkund:innen und Netzbetreibern führen.

Die derzeitige Netzentgeltsystematik wird dazu führen, dass immer höhere Netzentgelte durch immer weniger Kund:innen getragen werden müssen

Netznutzer:innen zahlen Netzentgelte, um den Betrieb, die Erhaltung und den Ausbau der Infrastruktur und damit eine sichere Versorgung zu gewährleisten. Die Höhe der Netzentgelte basiert auf der durch die Regulierungsbehörden festgelegten Erlösobergrenze (EOG) des Netzbetreibers, welche die Kosten des Netzbetreibers zuzüglich eines Gewinnaufschlags reflektiert. Die Erlösobergrenze wird dann über die Verteilung von Leistung und Arbeit auf alle angeschlossenen Netzkund:innen umgelegt. Im Zuge der Transformation im Gassektor können die Kund:innenzahlen sowie deren Verbräuche in einzelnen Netzabschnitten oder gesamten Regionen stark und unter Umständen sehr schnell zurückgehen. Gleichzeitig ist nicht zu erwarten, dass die Kostenentwicklung aufseiten der Netzbetreiber mit dem Nachfragerückgang gleichlaufend zurückgeht, da die Vermögenswerte über deutlich längere Zeiträume abgeschrieben werden müssen und es im Bereich der Betriebskosten Fixkosten gibt, die unabhängig von der Anzahl der Netzkund:innen anfallen und sich im Zuge des Nachfragerückgangs auch nicht sofort reduzieren. Zudem lassen sich Netzabschnitte heute erst dann stilllegen, wenn der letzte Erdgaskunde diesen Abschnitt verlassen hat. Das führt dazu, dass bestehende Erdgasinfrastrukturen in großen Teilen für immer weniger Kund:innen betrieben werden, womit sich die Kosten dieser Infrastrukturen auf immer weniger Kund:innen verteilen.

Der Kostenanstieg für die Netzkund:innen hat verschiedene Effekte. Positiv aus Sicht der Transformation ist, dass Gasanwendungen aus Kund:innensicht bei steigenden Netzentgelten weniger attraktiv und klimaneutrale Alternativen dadurch attraktiver werden. Schwerer dürfte jedoch das Risiko für die

soziale Verträglichkeit und den Wirtschaftsstandort wiegen, wenn die Netzentgelte unkontrolliert steigen. Ohne Anpassung im Ordnungsrahmen müsste im Extremfall der „letzte Kunde“ die Kosten des gesamten Netzes über die Netzentgelte tragen. Daher ist zu prüfen, mit welchen Mechanismen und Regelungen der Kostenanstieg in einem verträglichen Rahmen gehalten und soziale Härten vermieden werden können, ohne den Wechselanreiz für Netzkund:innen zu eliminieren.

Aufgrund der Langfristigkeit der Netzinvestitionen werden bis zur geplanten Klimaneutralität 2045 viele der bereits errichteten neueren Anlagen noch nicht refinanziert sein

Die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) definiert verpflichtende kalkulatorische Nutzungsdauern für relevante Anlagengruppen. Für Rohrleitungen liegt die kalkulatorische Nutzungsdauer beispielsweise zwischen 30 und 55 Jahren. Über den durch die Nutzungsdauer definierten Zeitraum wird der Wert des jeweiligen Assets linear abgeschrieben. Eine Anpassung der kalkulatorischen Nutzungsdauer ist im Status quo für Bestandsanlagen nicht möglich. Die vollständige Refinanzierung einer Investition ist nur möglich, wenn sie über die volle kalkulatorische Nutzungsdauer betrieben werden kann.

Am 8. November 2022 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) eine Festlegung zu den kalkulatorischen Nutzungsdauern neuer Erdgasleitungsinfrastrukturen – die sogenannte KANU-Festlegung¹⁰ – erlassen. Diese Festlegung soll unter anderem Voraussetzungen für eine schnellere Refinanzierung von neu errichteten Anbindungsleitungen für LNG-Anlagen schaffen, adressiert aber auch das Problem der Refinanzierung zukünftiger Ersatzinvestitionen in Erdgasverteilnetze. Allerdings bleiben Investitionen außen vor, die Netzbetreiber bereits getätigt haben. Geht man wegen der Transformation im Gassektor davon aus, dass Investitionen, für die eine Nutzungsdauer von beispielsweise 55 Jahren festgelegt wurde, nur bis

10 Az. BK9-22/614

spätestens 2045 abgeschrieben werden können, bedeutet das im Umkehrschluss, dass alle Investitionen dieser Art in die Gasverteilnetze, die nach 1990 getätigt wurden, nicht vollständig abgeschrieben werden können. Im Hinblick auf die betriebswirtschaftlichen Abschreibungsregelungen ist zu prüfen, welche Möglichkeiten existieren, damit auch für „jüngere“ Bestandsanlagen eine vollständige Refinanzierung möglich ist.

Die starke finanzielle Belastung für die länger im Gasnetz verbleibenden Kund:innen wird durch die aktuell geltende lineare Abschreibung verstärkt

Die lineare Abschreibung führt dazu, dass die Kosten gleichmäßig über den Zeitraum bis 2045 verteilt werden, während im Zuge des Nachfragerückgangs nach Erdgas immer weniger Netzkund:innen angeschlossen sind, die für diese Kosten aufkommen. Allein dies führt schon zu einem systematischen Anstieg der spezifischen Netzentgelte, da ein konstanter jährlicher Abschreibungsbetrag auf eine immer geringer werdende Absatzmenge verteilt wird. Es ist zu prüfen, ob eine degressive Verteilung der Abschreibung, bei der am Anfang der Lebensdauer (wenn noch mehr Netzkund:innen angeschlossen sind) größere Anteile abgeschrieben werden, aus Netznutzer:innensicht vorteilhaft ist.

Der Gewinnzuschlag bildet das Risiko des Erdgasnetzbetriebs gegenwärtig nicht angemessen ab

Der in den Netzentgelten enthaltene Gewinnzuschlag für den Netzbetreiber besteht aus einer Verzinsung des vom Netzbetreiber eingesetzten Eigenkapitals (kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung) und wird durch die Regulierungsbehörde genehmigt. Je höher das Risiko für einen Investor ist, desto höher sind in der Regel die Erwartungen an den möglichen Gewinn. Bleiben die Vorgaben zu Nutzungsdauern für die Abschreibung von Bestandsanlagen unverändert, besteht für Netzbetreiber das Risiko, dass sie einen Teil ihres Anlagevermögens nicht vollständig refinanzieren können. Damit würde sich das Risiko des Netzbetriebs für Erdgas deutlich von dem im Strombereich unterscheiden, weil Investoren in Stromnetze

nicht von dem Risiko betroffen sind, dass heute existierende Netzabschnitte bis zum Jahr 2045 stillgelegt werden müssen. Die bisher festgelegten Zinssätze für Gas- und Stromnetze sind gleich und reflektieren das aktuell bestehende unterschiedlich große Risiko nicht.

Es ist zu prüfen, ob in Anbetracht der Transformation im Gassektor eine im Vergleich zum Strom höhere Eigenkapitalverzinsung sachgerecht ist oder ob andere Anpassungen des Ordnungsrahmens sinnvoller sind.

Die Höhe des Gewinnzuschlags ist abhängig von der Entwicklung des kalkulatorischen Restwertes des Anlagevermögens

Weil die aktuelle Regulierung nur eine Verzinsung für die Investitionsausgaben der Netzbetreiber, nicht aber für deren Betriebsausgaben vorsieht, ist der kalkulatorische Restwert¹¹ des Anlagevermögens der maßgebliche Treiber für die absolute Höhe der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung. Dieser Restwert sinkt im Zeitverlauf durch den abnehmenden Restwert der Anlagen. Neuinvestitionen führen dazu, dass der kalkulatorische Restwert nicht oder weniger stark absinkt. Zur Sicherstellung einer Wertstabilität und konstanten Gewinnmarge besteht der Anreiz für Netzbetreiber, den kalkulatorischen Restwert möglichst konstant zu halten oder gar zu steigern.

Rückläufige Investitionen und Stilllegungen, wie sie im Zuge der Transformation im Gassektor erforderlich sein werden, führen zu einem Absinken der Restwerte und somit der Verzinsungsbasis. Schnellere Abschreibungen oder ein vorzeitiges Ausschei-

11 Die Anlagen des Netzbetreibers werden über eine vorab definierte Lebensdauer abgeschrieben. Mit dem kalkulatorischen Restwert zu einem Zeitpunkt ist der Wert der Anlage gemeint, der ausgehend von den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten im Zeitpunkt der Errichtung nach Abzug der kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen bis zu diesem Zeitpunkt noch übrig bleibt.

den der Anlagen führen dazu, dass die vorgesehene Verzinsung nicht erzielt wird. Es ist zu prüfen, wie der Ordnungsrahmen gestaltet werden muss, damit die Netzbetreiber nicht aus Gründen der Wertstabilität Investitionsentscheidungen treffen beziehungsweise die Stilllegung nicht mit der eigentlich möglichen und notwendigen Geschwindigkeit vorantreiben, weil dies die Gewinne schmälert.

Der heutige Effizienzvergleich basiert auf einem Benchmark-Vergleich, der bei unterschiedlich schnell und stark verlaufender Stilllegung nicht mehr passt

Der Effizienzvergleich ist ein relativer Vergleich unter allen Gasnetzbetreibern. Er wird im Rahmen der Kostenprüfung von der Regulierungsbehörde erstellt. Im Effizienzvergleich werden hierzu Aufwandsparameter (Kosten) sowie Strukturparameter der teilnehmenden Netzbetreiber miteinander verglichen. Strukturelle Unterschiede in der Versorgungsaufgabe beziehungsweise typische Eigenschaften des Netzgebiets, wie beispielsweise die Leitungslänge, werden dabei mittels Strukturparametern beschrieben. Die Auswertung der Aufwands- und Strukturparameter ergibt einen individuellen Effizienzwert für jeden Netzbetreiber.¹²

Vereinfachend kann festgehalten werden, dass im Rahmen der Anwendung der vorgesehenen Verfahren bei gegebenen Kosten eines Netzbetreibers der Effizienzwert umso höher ausfällt, desto größer die Ausprägung der Strukturmerkmale ist.

Daraus entsteht ein Widerspruch zu der möglichst schnellen Anpassung der Infrastruktur an eine sich durch die Erreichung der Klimaneutralität ergebende Versorgungsaufgabe: Da bei Stilllegungen nur variable und nicht fixe Kosten reduziert werden können, ist es nicht möglich, Kosten im gleichen Umfang zu reduzieren, wie die Strukturmerkmale sinken. Somit stellt sich ein Verteilnetzbetreiber, der die Transformation in seinem Netzgebiet vorantreibt im Effizienz-

vergleich schlechter im Vergleich zu einem Netzbetreiber, der dies nicht macht.

Die Transformation des Gassektors und der angestrebte Ausstieg aus der Nutzung von Erdgas bis zum Jahr 2045 betreffen grundsätzlich alle Gasnetzbetreiber gleichermaßen. Allerdings wird die Transformation aufgrund verschiedener Versorgungsaufgaben (zum Beispiel Kund:innen- und Siedlungsstrukturen, geografische Lage, kommunale Maßnahmen) mit unterschiedlicher Geschwindigkeit und Intensität ablaufen. Die Umstellung der Infrastruktur wird aufgrund der Siedlungs- und Kund:innenstrukturen in der Regel sukzessive nach Netzabschnitten (wie Quartier, Teilgebiet einer Stadt) erfolgen. Unterschiedliche Entwicklungsgeschwindigkeiten in den jeweils einzelnen Netzabschnitten sowie zwischen den Netzbetreibern können im Effizienzvergleich zu unsachgemäßen Verwerfungen führen, und es stellt sich die Frage, inwiefern ein Benchmarking über den Effizienzvergleich noch geeignet ist.

Einsparungen bei den Betriebskosten aufgrund von Stilllegungen werden durch die aktuelle Regulierungssystematik erst verzögert an die Netzkund:innen weitergegeben

Gemäß der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) wird im sogenannten Fotojahr die Kostenbasis für die folgende Regulierungsperiode festgelegt. Die Betriebskosten sind damit für die folgenden fünf Jahre festgeschrieben. Kann der Netzbetreiber durch effizientes Wirtschaften die Betriebskosten senken, maximiert er seine Gewinne. Das wird regelmäßig der Fall sein, denn kommt es im Zuge des Nachfragerückgangs zur Stilllegung von Netzabschnitten, spart der Netzbetreiber Betriebskosten für diese Netzabschnitte.

Erst in der nächsten Regulierungsperiode werden die Kostenersparnisse durch Stilllegungen im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung berücksichtigt und an die Netzkund:innen weitergegeben. Daher ist zu prüfen, wie eine direkte Weitergabe von Einspa-

12 vgl. Anlage 3 Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

rungen durch Stilllegungen zur Entlastung der Endkund:innen realisiert werden könnte.

3.2 Allgemeine, gesetzliche Vorgaben bezüglich Pflichten der Geschäftsführung

Geschäftsführende haben „in den Angelegenheiten der Gesellschaft die Sorgfalt eines ordentlichen Geschäftsmannes anzuwenden“. Dazu zählt, den Unternehmenszweck „möglichst effektiv und gewinnträchtig“ und allein das Wohl der Gesellschaft zu verfolgen. In allen Handlungen gilt jedoch die Legalitätspflicht, das heißt, die Geschäftsführung hat grundsätzlich die Pflicht, für die Einhaltung sämtlicher Vorschriften zu sorgen.

Die mit der Transformation verbundene Ertragsreduzierung im Gasnetz steht mit den Pflichten der Geschäftsführung im Konflikt

Ein Konflikt zwischen notwendiger Transformation und der Pflicht, möglichst effektiv und gewinnträchtig zu wirtschaften, ist im Status quo gegeben. Auch bei vorbehaltloser Unterstützung einer schnellen Transformation zur Klimaneutralität kann die Geschäftsführung keine Maßnahmen ergreifen, die dem Unternehmen wirtschaftlich schaden. Bestehen jedoch Vorgaben, zum Beispiel aus verbindlichen Ergebnissen einer kommunalen Wärmeplanung, die festlegen, in welchen Gebieten welche Wärmetechnologie primär zum Einsatz kommen soll, sind Geschäftsführende aufgrund der Legalitätspflicht in der Lage, Entscheidungen zu treffen, die dem ökonomischen Wohl ihres Unternehmens schaden.

3.3 Effiziente Planung von Gas- und Wärmeinfrastrukturen

Zur Planung leitungsgebundener Energieinfrastrukturen existieren verschiedene Planungsprozesse auf nationaler, regionaler und lokaler Ebene. Um die Transformationsaufgabe effizient zu bewältigen, ist

es erforderlich, dass diese Planungsprozesse über verschiedene Ebenen und Energieträger hinweg konsistent zueinander sind und abgestimmt funktionieren.

Synchronisation von nationaler und lokaler Planung: Eine Verzahnung von Top-down-Zielvorgaben und Bottom-up-Bedarfsabfragen fehlt

Auf Ferngasebene erfolgt auf der Grundlage eines Szenariorahmens die Infrastrukturplanung der Netzbetreiber, die anschließend durch die Bundesnetzagentur in verbindliche Investitionsvorgaben überführt wird. Die Erstellung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas und für den NEP Strom erfolgt nach unterschiedlichen Methoden: Während im NEP Strom, ausgehend von Zielen der Bundesregierung und Prognosen aus Energiesystemstudien, ein Szenariorahmen erstellt wird, ist ein wesentlicher Schritt am Anfang der Erstellung des Szenariorahmens NEP Gas eine Abfrage nach Kapazitätsbedarfen. Hierbei werden die Ausbaubedarfe von den Verteilnetzbetreibern an die Ferngasleitungsnetzbetreiber gemeldet (*bottom-up*). Dadurch ergeben sich regelmäßig Bedarfe, bei denen nicht sichergestellt ist, dass sie konform mit den Vorgaben zur Erreichung der Klimaschutzziele Deutschlands sind, wie sich jüngst im Konsultationsverfahren zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 gezeigt hat (Abbildung 7). Die Verteilnetzebene ist deswegen stärker in den Energieinfrastrukturplanungsprozess miteinzubinden, auch um sicherzustellen, dass vor Ort nicht von höheren Methan- oder Wasserstoffkapazitäten ausgegangen wird, als im Gesamtsystem verfügbar oder sinnvoll sind.

Die Problematik, dass *bottom-up* ermittelte Bedarfe im Gasnetz mit für Klimaneutralität erforderlichen Transformationspfaden nicht übereinstimmen, wurde durch die Bundesregierung erkannt. Unter anderem deshalb hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) in der *Eröffnungsbilanz Klimaschutz*¹³ eine Systementwicklungs-

13 BMWK, Januar 2022

strategie angekündigt und den entsprechenden Prozess im Oktober 2022 gestartet. Die Systementwicklungsstrategie soll abgeleitet aus den *top-down* ermittelten Transformationspfaden der BMWK-Langfristszenarien einen gemeinsamen Rahmen für die Entwicklung der Infrastrukturen für Strom, Erdgas, Wasserstoff und Wärme im Hinblick auf das Ziel Klimaneutralität 2045 setzen. Sie ist ebenso wie die Netzentwicklungspläne (NEP) als wiederkehrender Prozess angelegt.¹⁴

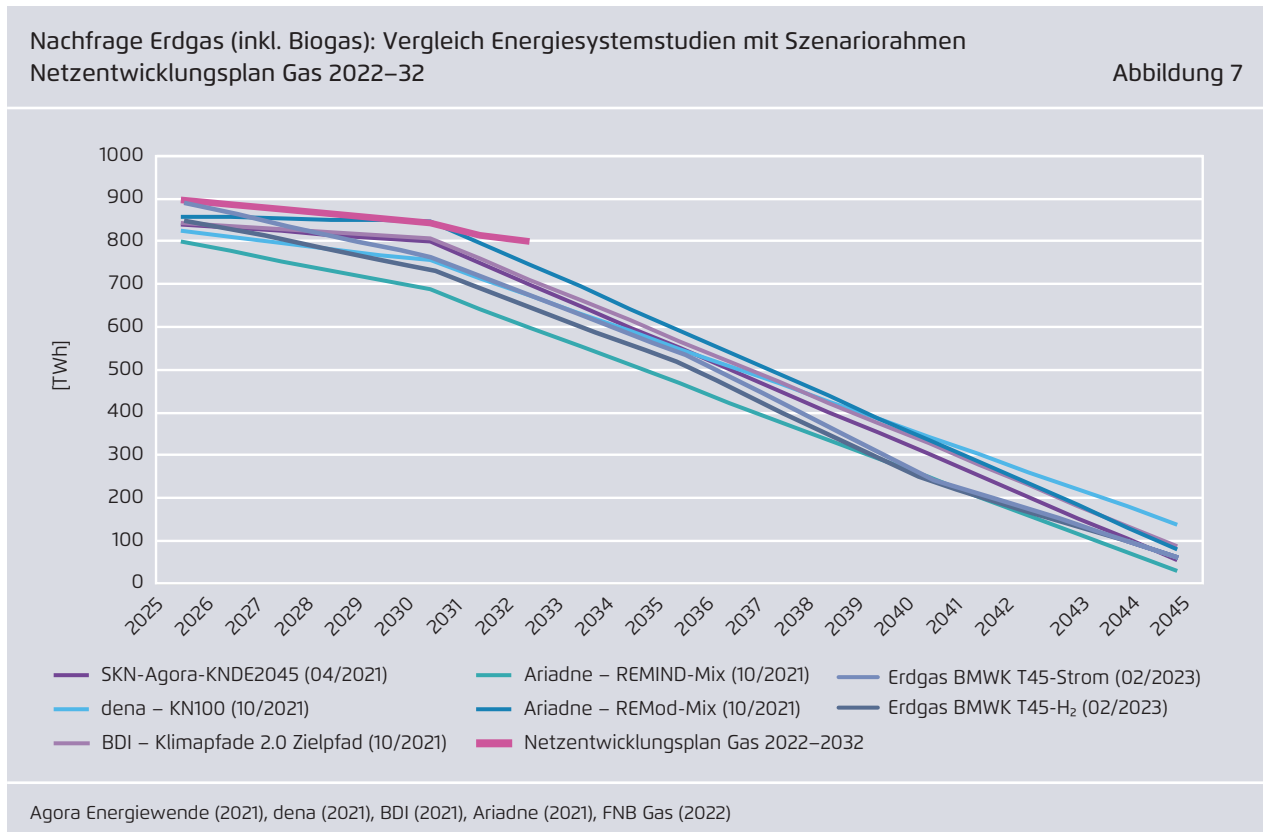
In *Top-down*-Ansätzen wie der Systementwicklungsstrategie werden die Gesamtenergiebilanz betrachtet und sektorübergreifend Bedarfe und Potenziale optimiert, um sicherzustellen, dass die Klimaziele erreicht werden. Der Nachteil dieses Ansatzes besteht darin, dass die lokalen Gegebenheiten bislang nicht ausreichend berücksichtigt werden.

14 BMWK, Oktober 2022

Die Herausforderung besteht also darin, die Vorgaben eines *Top-down*-Prozesses wie der Systementwicklungsstrategie mit den Informationen einer *Bottom-up*-Abfrage zusammenzuführen, wie sie beispielsweise im Zuge des Netzentwicklungsplans Gas stattfindet. Dass dies notwendig ist, zeigen die Ergebnisse vergangener Netzentwicklungspläne, in denen die aus der Abfrage ermittelten Bedarfsmengen nicht zu einer Erreichung der Klimaziele führen würden (vgl. Abbildung 7). Der Planungsprozess muss die rahmengebenden Vorgaben zur Erreichung der Klimaziele mit den *bottom-up* ermittelten lokalen Kenntnissen besser verknüpfen.

Die aktuellen Vorschläge zur Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung müssen weiterentwickelt werden

Um die Klimaziele auch im Wärmesektor zu erreichen, plant die Bundesregierung ein Gesetz zur kommunalen Wärmeplanung, das bis Ende des dritten



Quartales 2023 in Kraft treten soll.¹⁵ Auf Landesebene sind beispielsweise bereits in Baden-Württemberg und Schleswig-Holstein landesgesetzliche Regelungen und kommunale Wärmepläne vorhanden, weitere Bundesländer bereiten ähnliche Regelungen vor. Es ist aktuell jedoch nicht sichergestellt, dass eine flächendeckende Durchführung nach einheitlichen Standards erfolgt.

Wie ein Gesetz zur kommunalen Wärmeplanung ausgestaltet sein könnte, hat das BMWK in einem Diskussionspapier im Juli 2022 skizziert.¹⁶ Nach Inkrafttreten des Gesetzes sollen nach spätestens drei Jahren alle verpflichteten Kommunen Wärmepläne erstellt haben. Das BMWK plant zudem, eine Verpflichtung zur Fortschreibung alle fünf Jahre, um dem Wärmeplan die notwendige Aktualität einzuräumen, die er als zentrales Koordinierungs- und Planungsinstrument benötigt.

Im vorherigen Kapitel 3.2 wurde ein Grund genannt, warum verbindliche Vorgaben für die effiziente Transformation in den Gasverteilnetzen von zentraler Bedeutung sind. Weitere Gründe, dass die Transformation im Gassektor verbindliche Vorgaben braucht, sind,

- dass nur so rechtzeitig die notwendigen Alternativen geschaffen werden,
- dass mit klarem Ziel eine koordinierte Vorgehensweise möglich ist, die Synergien hebt, und nicht zuletzt,
- dass die Erleichterungen, die wir in Kapitel 5.1.3 bezüglich Umwandlung bestehender Gas- in Wasserstoffleitungen vorschlagen, einen unabhängigen definierten Transformationspfad benötigen.

Die geplante kommunale Wärmeplanung ist geeignet diese verbindlichen Vorgaben zu definieren und akteursübergreifend abzustimmen. Dafür sind drei Aspekte besonders wichtig, die durch die im Diskus-

sionspapier skizzierte Ausgestaltung nicht vollständig abgedeckt werden:

- die Verbindlichkeit der Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung für die nachgelagerten Energieinfrastrukturplanungsprozesse,
- eine medienübergreifende Betrachtung über die Bedarfe und Potenziale des Wärmesektors hinaus,
- eine flächendeckende Verpflichtung zur Durchführung einer kommunalen Wärmeplanung.

Die Bedeutung, die die kommunale Wärmepläne für die Transformation der Gasverteilnetze haben können, ist im Diskussionspapier des BMWK erkannt. Es wird zum Beispiel angesprochen, dass im Zuge der kommunalen Wärmeplanung eine Zonierung durchgeführt werden soll, in der Gebiete ausgewiesen werden, die sich für eine leitungsgebundene beziehungsweise eine dezentrale Wärmeversorgung eignen. Darüber hinaus könnten derzeit mit Erdgas versorgte Gebiete, in denen die Gasnachfrage stark zurückgehen wird, ausgewiesen werden. Wie eine Verbindlichkeit dieser Vorgaben in nachgelagerten Planungsprozessen sichergestellt werden kann, ist im Diskussionspapier jedoch nicht erläutert.

Da sich die Aufgabe des heutigen Gasverteilnetzes nicht nur auf die Bereitstellung von Raumwärme beschränkt, müssen die Vorgaben für die Transformation der Gasverteilnetze auch aus einem Prozess heraus definiert werden, der die gesamte Energieverteilung auf lokaler Ebene in den Blick nimmt. Die geplante kommunale Wärmeplanung ist aktuell in ihrem Umfang auf den Wärmesektor begrenzt.

Eine dritte Hürde bei der im BMWK-Diskussionspapier skizzierten bundesweiten Wärmeplanung in Hinblick auf die Transformation in den Gasverteilnetzen ist die fehlende flächendeckende Einführung. Die Pflicht zur Durchführung einer Wärmeleitplanung soll laut BMWK-Diskussionspapier nicht auf alle Kommunen ausgedehnt werden, sondern es soll sichergestellt werden, dass ein bestimmter Anteil (zum Beispiel 75 Prozent der Kommunen) durch

15 BMWK, Juli 2022

16 BMWK, Juli 2022

Wärmepläne erfasst wird. Aufgrund der Vorgaben, dass unter Umständen insbesondere kleine Kommunen von der Verpflichtung ausgenommen werden, besteht allerdings die Gefahr, dass Kommunen mit Gasnetz darunter sind und diesen dann eine wichtige Grundlage für den anstehenden Transformationsprozess fehlt.

Gasnetzbetreiber sind zum sicheren und zuverlässigen Betrieb ihrer Netze und zum Anschluss der Kund:innen verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist

Der aktuelle Ordnungsrahmen verpflichtet Netzbetreiber, neue Kund:innen an ihr Gasnetz anzuschließen, wenn dies für den Netzbetreiber wirtschaftlich zumutbar ist. Gleiches gilt für den Betrieb von Netzabschnitten. Netzbetreiber können den Netzanschluss nur verweigern, wenn sie nachweisen, dass dieser aus betriebsbedingten, aus sonstigen wirtschaftlichen oder aus technischen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Die Rechtsprechung geht dabei davon aus, dass die Zumutbarkeit gegeben ist, solange die mit dem Netzbetrieb verbundenen Kosten auf die Kund:innen umgelegt werden können.

Selbst wenn, zum Beispiel aufgrund der kommunalen Wärmeplanung, absehbar ist, dass ein bestimmtes Gebiet nicht mehr mit Erdgas versorgt werden wird, muss der Gasnetzbetreiber einem Anschlussbegehren nachkommen. Eine Außerbetriebnahme oder eine Umstellung eines Teilabschnitts für die Durchleitung von Wasserstoff ist nicht möglich, selbst wenn Zeitpunkt und Umfang der Maßnahme im Sinne der Erreichung der Klimaziele sind. Solange noch Gaskund:innen am Netzabschnitt angeschlossen sind, besteht ein Recht auf den Anschluss. Diese Anschlussverpflichtung birgt die große Gefahr, dass Netzabschnitte mit sehr wenigen Kund:innen unnötig lange betrieben werden müssen, weil einzelne Netzkund:innen – trotz steigender Kosten – ihre Heizung oder Produktionsstätte nicht umrüsten. Dies führt darüber hinaus möglicherweise zu ineffizienten Strukturen bezogen auf die Infrastruktur, da in einzelnen Gebieten

beispielsweise Gas- und Wärmenetze parallel betrieben werden müssen.

3.4 Vergabe von Konzessionen und Regelungen in Konzessionsverträgen

Die Versorgung mit Wärme gehört zum Bereich der Daseinsvorsorge. Kommunen sind für die Schaffung und Erhaltung der notwendigen Infrastruktur verantwortlich und können diese Aufgaben selbst wahrnehmen oder privaten Unternehmen überlassen. Zu diesem Zweck werden Konzessionsverträge zwischen einem Verteilnetzbetreiber und der Gemeinde geschlossen. Sie unterliegen einer Laufzeit von höchstens 20 Jahren und regeln die Nutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die zu einem Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet gehören. Konzessionen werden spartenbezogen vergeben.

Es besteht die Gefahr, dass sich zukünftig keine Netzbetreiber mehr auf Konzessionsausschreibungen für das Erdgasnetz bewerben

Wie bereits dargestellt, ist bei unverändertem Ordnungsrahmen die Refinanzierung der Gasnetze in vielen Fällen nicht mehr gegeben. Werden diese Konzessionen im Zeitraum bis 2045 neu ausgeschrieben, ist es zunehmend wahrscheinlicher, dass sich kein Unternehmen bewirbt. Neben der unsicheren Refinanzierung verliert die Konzession für das Erdgasnetz allein dadurch schon an Attraktivität, weil das Geschäftsfeld spätestens 2045 endet. Es ist zu diskutieren, welche Optionen eine Kommune hat, sollte sich kein Netzbetreiber um eine ausgeschriebene Erdgaskonzession bewerben beziehungsweise wie diese Entwicklung vermieden werden kann.

Konzessionsverträge können Regelungen enthalten, die im Widerspruch zu den Zielen der Energiewende stehen

Zahlreiche Konzessionsverträge enthalten Regelungen, die der Kommune das Recht einräumen, Investitionen in das Gasnetz einzufordern. Diese Investitio-

nen stehen aber im Widerspruch zu Transformationspfaden, die sich beispielsweise aus der kommunalen Wärmeplanung (kWP) ergeben. Es besteht der Bedarf, laufende Konzessionsverträge anzupassen. Aufgrund der langen Laufzeit von Konzessionsverträgen würde zudem das Warten auf eine Neuvergabe der Konzession und damit einem neuen Vertragsschluss das Erreichen der Klimaziele gefährden.

Rückbauverpflichtungen in Konzessionsverträgen lassen die Kosten steigen und binden anderweitig benötigte Ressourcen

Bei einem Rückbau wird ein Teil der Gasinfrastruktur nach der Stilllegung vollständig abgebaut. Die Frage, ob ein Rückbau sinnvoll und erforderlich ist, stellt sich insbesondere bei bestehenden Gasleitungen, die in den meisten Fällen bis zu einem Meter tief im Boden liegen. Gründe hierfür können zum Beispiel der Umweltschutz, aber auch eine Nutzungskonkurrenz mit anderen im Boden verlegten Infrastrukturen um den Platz sein. Eine deutschlandweite, rechtlich verbindliche Rückbauverpflichtung für Gasverteilnetze existiert zum aktuellen Zeitpunkt nicht. Konzessionsverträge können aber Passagen enthalten, die einen Rückbau von stillgelegten Leitungen durch den Netzbetreiber vorschreiben. In Anbetracht der zukünftig rückläufigen Nachfrage bedeutet eine Rückbauverpflichtung, dass der Netzbetreiber für alle vom Rückbau potenziell betroffenen Netzabschnitte Rücklagen bilden muss. Selbst wenn die Kommune keinen Gebrauch von ihrem Recht, einen Rückbau zu fordern, machen würde, würden dadurch doch große finanzielle Ressourcen gebunden werden. Außerdem ist die regulatorische Anerkennung von Rückbaukosten nicht durchgängig gegeben. Sofern die Kosten eines vollständigen Rückbaus von der Regulierungsbehörde als umlagefähig anerkannt werden, besteht zudem das Problem, dass diese zu steigenden Netzentgelten führen. Durch Tiefbauarbeiten, die allein dem Rückbau (und nicht dem zeitgleichen Ausbau einer anderen Infrastruktur) gelten, werden auch personelle Ressourcen, insbesondere im Tiefbau, gebunden, die derzeit dringend

für andere Infrastrukturprojekte, die zur Dekarbonisierung beitragen, benötigt werden.

3.5 Umstellung nicht mehr benötigter Erdgasleitungsabschnitte für Wasserstoff im Bedarfsfall

Sofern der Bedarf nach einer Wasserstoffleitung vorhanden ist und im entsprechenden Netzabschnitt ein Erdgasverteilnetz existiert, zum Beispiel weil ein Industrieunternehmen von Erdgas auf Wasserstoff umstellt, dann ist die Umstellung einer bestehenden Erdgasleitung im Vergleich zu einem vollständigen Neubau zu deutlich geringeren Kosten möglich. Hinzu kommt, dass die Umstellung genehmigungsrechtlich schneller zu realisieren ist und daher sowohl aus Kostenperspektive als auch zur Sicherstellung einer zügigen Transformation Vorteile bietet. Netzbetreiber können außerdem bei den Betriebskosten Synergieeffekte erzielen, wenn sie Erdgas- und Wasserstoffnetze gemeinsam betreiben, was sich kostensenkend auf die jeweiligen Netzentgelte auswirkt. Von zentraler Bedeutung bei der Umstellung ist jedoch, dass Lock-in-Effekte vermieden werden. Diese entstehen, wenn mehr Betriebsmittel als vor Ort tatsächlich benötigt umgewidmet werden. Kostentreibend wirkt zudem, wenn im Zuge von Umstellungen viele kleine Wasserstoffnetze mit unterschiedlichen Betreibern entstehen.

Bei Ersatzinvestitionen in das Erdgasnetz ist eine vorausschauende Umrüstbarkeit auf Wasserstoff erschwert

Kosten für Erdgasnetze werden entsprechend den Vorgaben der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) und Anreizregulierungsverordnung (ARegV) anerkannt. Komponenten und Betriebsmittel, die alle Eigenschaften mitbringen, um auch für Wasserstoff eingesetzt zu werden, werden nur anerkannt, sofern diese Komponenten und Betriebsmittel gegenüber dem reinen Erdgasbetrieb keine Zusatzkosten verursachen. Kosten für (reine) Wasserstoffnetze werden nach Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in

Verbindung mit der Wasserstoffnetzentgeltverordnung (WasserstoffNEV) nur anerkannt, sofern sich der Betreiber unwiderrufbar für die Teilnahme am Regulierungssystem entschieden hat.

Hierdurch entsteht eine strikte Trennung zwischen der Kostenanerkennung von Komponenten für das Erdgas- und das Wasserstoffnetz. Diese kann zum Problem werden, wenn absehbar ist, dass ein Netzabschnitt zu einem gewissen Zeitpunkt auf Wasserstoff umgerüstet werden soll, vor der Umstellung aber noch Ersatzinvestitionen in das Erdgasverteilnetz erforderlich werden. Mit Blick auf die anstehende Umstellung wäre es sinnvoll, dass in eine Anlage investiert wird, die auch 100 Prozent Wasserstoff durchleiten kann. Sollte die Komponente aber gegenüber dem reinen Erdgasbetrieb Zusatzkosten verursachen, ist dafür die Anerkennungsfähigkeit der zusätzlich entstehenden Kosten aber derzeit nicht gegeben.

Eine zu strikte Entflechtung (*Unbundling*) von Wasserstoffnetzbetreibern erschwert die Umstellung von Erdgasleitungen

Die Entflechtung adressiert die spezifischen Probleme, die mit einer sogenannten vertikalen Integra-

tion¹⁷ von Unternehmen verbunden sind. Im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung liegt eine vertikale Integration vor, wenn ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) neben dem Betrieb der Netze auch Tätigkeiten auf den vor- und nachgelagerten Märkten der Erzeugung/Gewinnung und des Vertriebs von Energie tätig ist.

Da die Energienetze natürliche Monopole darstellen, besteht bei Einbindung des Netzbetreibers in den Verbund des vertikal integrierten EVU die grundsätzliche Gefahr, dass dieser seine Tätigkeit nicht auf einen möglichst effizienten Netzbetrieb¹⁸ ausrichtet, sondern auf eine Gewinnmaximierung der Wettbewerbsbereiche des vertikal integrierten EVU.¹⁹ Um diese Gefahr abzuwenden, sehen die europäischen Vorgaben spezifische Regelungen zur Entflechtung von Gas- und Stromnetzbetreibern vor. Ziele der Entflechtung (*Unbundling*) sind

17 zum Begriff des vertikal integrierten EVU siehe § 3 Nr. 38 EnWG

18 im Sinne des § 21 Abs. 2 EnWG

19 BGH, Beschl. v. 26.01.2016 – EnVR 51/14, EnWZ 2016, 262 Rn. 27; *Bourazeri*, RdE 2017, 447 m.w.N.

Infobox: Überblick über die geltenden Unbundling-Vorgaben

Im Einzelnen regeln die §§ 6a und 6b EnWG das für alle Netzbetreiber geltende informatorische und buchhalterische Unbundling. Für Gasverteilernetzbetreiber beinhalten die §§ 7 Abs. 1 und 7a Abs. 1 bis 6 EnWG weitere Vorgaben zur (gesellschafts-)rechtlichen und operationellen Entflechtung. Anspruchsvollere Vorgaben gelten für Transportnetzbetreiber, darunter also für Erdgas-Fernleitungsnetzbetreiber. Für diese sehen die §§ 8 ff. EnWG in Umsetzung der GasRL 2009/73/EG drei gleichwertige Entflechtungsregime vor. Neben einer eigentumsrechtlichen Entflechtung (sogenanntes Ownership Unbundling – OU, § 8 EnWG) besteht die Möglichkeit, das weniger strikte Modell des Unabhängigen Netzbetreibers zu wählen (sog. Independent Transmission Operator – ITO; §§ 10 bis 10e EnWG). Das darüber hinaus vorgesehene Modell eines Unabhängigen Systembetreibers (sog. Independent System Operator – ISO, § 9 EnWG) findet bislang in Deutschland keine praktische Anwendung. Im Rahmen des ITO-Modells darf das vertikal integrierte EVU – anders als beim OU – die Mehrheitsanteile an dem Netzbetreiber behalten und kann über den Aufsichtsrat Einfluss auf langfristige strategische Entscheidungen nehmen (vgl. § 10d EnWG). Um die Unabhängigkeit des Netzbetreibers von den Konzerninteressen zu gewährleisten, gelten im ITO-Modell allerdings verschärfte Anforderungen an die operationelle Entflechtung.

insbesondere die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs, die bessere Durchsetzung einer diskriminierungsfreien Tarifgestaltung und die Verhütung von unzulässigen Quersubventionierungen.²⁰

Die EU-Kommission veröffentlichte am 15. Dezember 2021 den Entwurf einer neuen Gasrichtlinie (GasRL-E).²¹ Der Vorschlag der Kommission beinhaltet Entflechtungsregelungen, die zum Teil über die heute für Strom- und Gasnetzbetreiber geltenden Vorgaben hinausgehen. Von besonderer Bedeutung sind die Abschnitte zur Entflechtung der Betreiber „spezieller“ Wasserstoffnetze.²² Dort ist zunächst bestimmt, dass Wasserstoffnetzbetreiber gemäß den für Erdgasfernleitungsnetzbetreiber geltenden Vorschriften entflochten sein müssen.²³ Alternativ kann ein Mitgliedstaat in den Fällen, in denen das Wasserstoffnetz am Datum des Inkrafttretens der Richtlinie einem vertikal integrierten Unternehmen gehörte, beschließen, einen unabhängigen Wasserstoffnetzbetreiber zu benennen. Längstens bis zum 31. Dezember 2030 kann auch ein Wasserstoffnetzbetreiber benannt werden, der als sogenannter Unabhängiger Netzbetreiber (ITO) organisiert ist. Neben den vorstehenden Vorschriften zur vertikalen Entflechtung ist auch eine horizontale Entflechtung vorgesehen: Ist ein Wasserstoffnetzbetreiber Teil eines Unternehmens, das in einem der Bereiche Fernleitung beziehungsweise Übertragung oder Verteilung von Erdgas oder Strom tätig ist, muss er zumindest hinsichtlich seiner Rechtsform unabhängig sein.

Am 9. Februar 2023 hat der Industrieausschuss des Europäischen Parlaments substanzielle Änderungen zu den Entflechtungsvorschlägen der Kommission empfohlen, die in erster Linie auf eine Harmonisierung der Vorgaben für Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzbetreiber abzielen.²⁴

Tatsächlich hat sich der bestehende Regelungsrahmen zur Entflechtung im Erdgassystem als wirksam erwiesen. Fernleitungswasserstoffnetzbetreiber sollten deshalb ohne zeitliche Befristung alle drei Entflechtungsmodelle umsetzen können (OU, ISO, ITO). Die Befristung des ITO-Modells bis 2030 und die damit verbundene Verpflichtung eines vertikal integrierten EVU, ab 2031 die eigentumsrechtliche Entflechtung oder das ISO-Modell anzuwenden, könnte die Anreize für Investitionen in die Wasserstoffnetzinfrastruktur hemmen. Zudem sollte die Pflicht zur (gesellschafts-)rechtlichen Entflechtung von Gas- und Wasserstoffnetzen (sogenanntes horizontales Unbundling) gestrichen werden. Eine solche Entflechtung könnte zu Synergieverlusten führen. Auch Verteilernetzebene sollten für Wasserstoffnetzbetreiber die gleichen Regelungen wie im Gasbereich gelten.

Im Ergebnis sollten die Regelungen für Wasserstoffnetze nicht über die gegenwärtig für Strom- und Gasnetze geltenden Vorgaben hinausgehen. Eine zu strikte Entflechtung von Wasserstoffnetzbetreibern, wie diese in dem Vorschlag der Kommission enthalten ist, könnte eine Hürde für die volkswirtschaftlich sinnvolle Umstellung von Erdgas- in Wasserstoff-Assets darstellen.

20 BGH, Beschl. v. 26.01.2016 – EnVR 51/14, EnWZ 2016, 262 Rn. 27 m.w.N.

21 Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff, COM (2021) 803 final, S. 8.

22 Art. 62 – 64 GasRL-E

23 vgl. Art. 56 Abs. 1 bis 3 GasRL-E, gemeint ist hier wohl die eigentumsrechtliche Entflechtung.

24 Compromise amendment 1 (CA1) 2021/0425 (COD).

4 Technische und betriebswirtschaftliche Analyse

Um die Fehlentwicklungen zu verdeutlichen, zu denen ein unveränderter Ordnungsrahmen führen kann, und um mögliche Lösungsansätze zu identifizieren, wurde eine modellgestützte Analyse durchgeführt. Dabei wurde das in Abbildung 8 schematisch dargestellte Vorgehen gewählt.

Im ersten Schritt wurde ein Szenario ausgewählt, dass die Transformation im Energiesystem hin zur Klimaneutralität bis 2045 beschreibt (Abschnitt 4.1). Darauf aufbauend wurden in einer technischen Analyse auf Basis von Strukturdaten der Bundesnetzagentur Modellnetze für die spätere Untersuchung gebildet (vgl. Abschnitt 4.2.1) und entsprechend des im ersten Schritt ausgewählten Szenarios die Entwicklung der Betriebsmittel bis 2045 modelliert (vgl. Abschnitt 4.2.2). Im nächsten Schritt wurden entsprechend der Entwicklung der Betriebs-

mittel in den Modellnetzen betriebswirtschaftliche Kennzahlen bestimmt (vgl. Abschnitt 4.3).

Um sowohl zu zeigen, welche Fehlentwicklungen bei unverändertem Ordnungsrahmen eintreten können, als auch den Mehrwert von Lösungen aufzuzeigen, wurde ein Referenzszenario erstellt. In diesem wurde die Entwicklung bis 2045 bei unverändertem Ordnungsrahmen beschrieben (vgl. Abschnitt 4.3.2.1). Dann wurden sukzessive Anpassungen am Ordnungsrahmen (vgl. Abschnitte 4.3.2.2 bis 4.3.2.6) modelliert, die die in Kapitel 3 identifizierten Probleme beheben. Am Ende der Analyse steht eine Empfehlung für die Gestaltung des Ordnungsrahmens, die der Ausgangslage gegenübergestellt wird (vgl. Abschnitt 4.3.2.7).

Wichtige Stellgrößen wurden zudem in Sensitivitätsanalysen untersucht. Welche dies sind, wird in



Abschnitt 4.3.3 beschrieben. Abschließend wurden in der betriebswirtschaftlichen Analyse zentrale Ergebnisse auf die nationale Ebene hochgerechnet (vgl. Abschnitt 4.3.4).

Die Ableitung von Handlungsempfehlungen aus den Ergebnissen der Modellierung (sechster Schritt in Abbildung 8) sind in Kapitel 5 zu finden.

4.1 Auswahl des Basis- und Sensitivitätsszenarios

Auswahl des Basisszenarios

Als zugrunde liegendes Basisszenario für die Transformation im Gassektor wurde der Transformationspfad der Agora-Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035 (KNS2035)*²⁵ ausgewählt und durch Datenpunkte der Agora-Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045 (KNDE2045)*²⁶ ergänzt.²⁷ Diese spiegeln mit der ausgeprägten Elektrifizierung in den Sektoren weitestgehend den Willen und die Überzeugung der Bundesregierung wider, mit welchem Technologiemix die Klimaziele erreicht werden sollen. Zum anderen stellen die starke Elektrifizierung und die damit verbundenen Nachfragrückgänge an Gas einen hohen Rückgang an Erdgas und somit umfangreiche

Herausforderungen für die Transformation der Infrastruktur im Gasbereich dar.²⁸

Abbildung 9 zeigt die angenommenen Gasflüsse für das Jahr 2045. Im Vergleich zum Status quo (vgl. Abbildung 3) erkennt man, dass in dem ausgewählten Szenario der Einsatz von Gas in Kraftwerken und der Industrie deutlich zurückgeht. Bis 2045 wird das verbleibende Erdgas (Methan) durch grünen Wasserstoff ersetzt. Wasserstoff wird somit weitgehend im industriellen Bereich sowie indirekt zur Wärmeversorgung eingesetzt. Im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungs-Sektor (GHD) und den privaten Haushalten wird infolge einer starken Elektrifizierung im Jahr 2045 nahezu kein Gas mehr eingesetzt.

Auswahl des Sensitivitätsszenarios

Die Ausführungen in Kapitel 2 zeigen, dass die Annahmen zum zukünftigen Wasserstoffbedarf variieren: Die meisten Prognosen sagen einen Verbrauch zwischen 160 und 260 Terawattstunden im Jahr 2045 voraus. In einem Szenario ergibt sich jedoch auch ein Bedarf von 425 Terawattstunden im gleichen Jahr. Um der Bandbreite in den Analysen Rechnung zu tragen, wird neben dem Basisszenario auch eine Wasserstoffsensitivität betrachtet. Die Wasserstoffsensitivität unterscheidet sich von dem Basisszenario dahingehend, dass zusätzlich zur indirekten Nutzung von Wasserstoff, zum Beispiel in Erzeugungseinheiten für Wärmenetze, eine direkte Nutzung bei Haushalten und Gewerbe-Handel-Dienstleistungen unterstellt wird. Dabei werden in diesem Fall 15 Prozent der Raumwärme direkt mit Wasserstoff erzeugt.²⁹ Im Vergleich dazu wird im Basisszenario keine Nutzung von Wasserstoff in der Raumwärme angenommen.

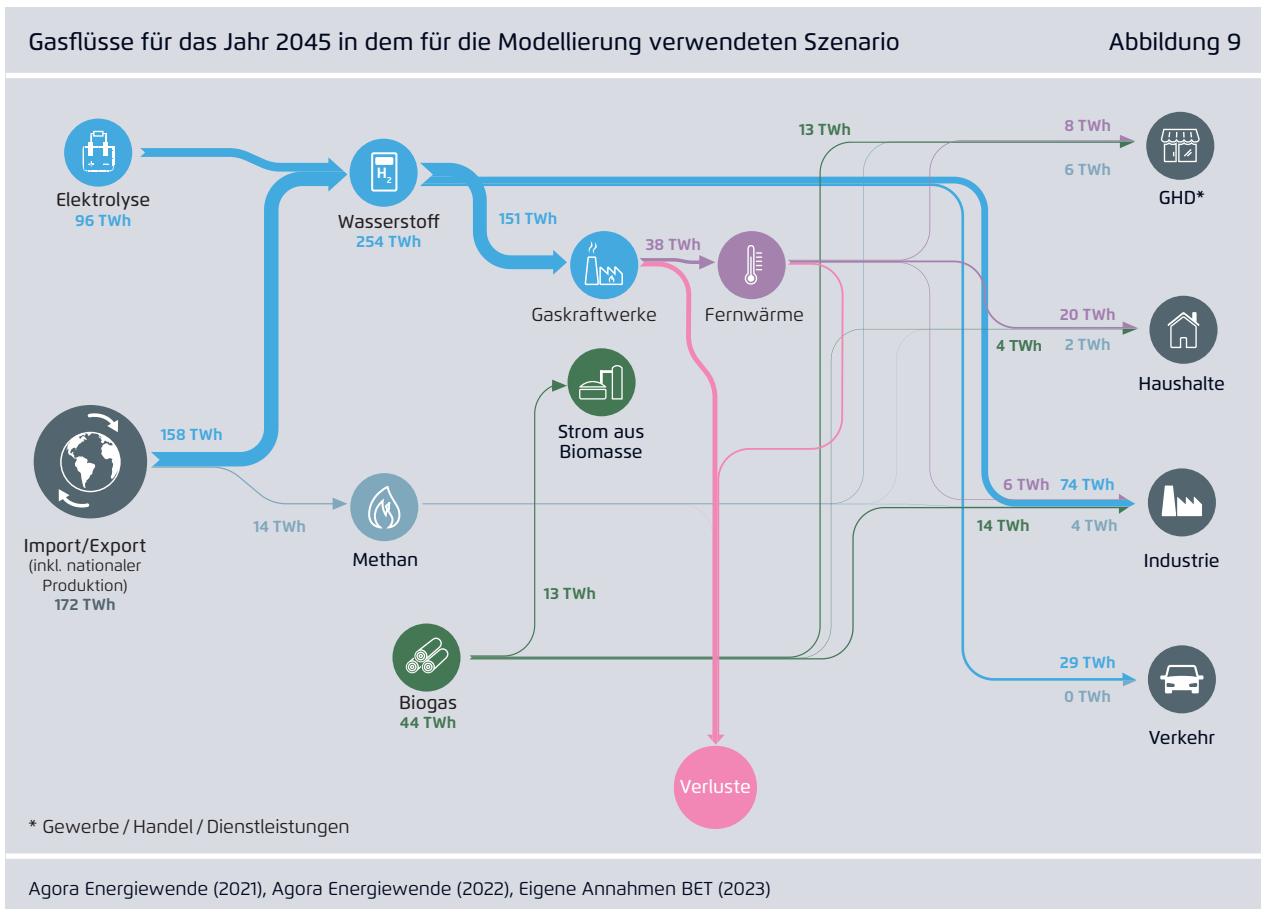
25 Agora Energiewende, Juni 2022

26 Agora Energiewende, April 2021

27 Für die Entwicklung des Stromsektors bis 2035 wurde auf der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* und für die Entwicklung des Gassektors bis 2045 wurde auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* aufgesetzt. Dabei wurden für die Zwischenjahre die Implikationen einer verstärkten Elektrifizierung durch neue politische Zielsetzungen mitberücksichtigt. Für die Stützjahre 2025, 2030 und 2035 ergab sich so ein gegenüber den Datenpunkten aus der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* reduzierter Gasbedarf. Für das Zieljahr 2045 erfolgte ab 2035 ein Einlaufen auf die in der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* dargestellten Gasbedarfe.

28 Zum Zeitpunkt der Entwicklung der Szenarien für diese Studie hatten die BMWK-Langfristszenarien noch das Zieljahr 2050. Daher konnte diese für die Parametrisierung nicht zugrunde gelegt werden.

29 Der Anteil von 15 Prozent Wasserstoff in der Raumwärme orientiert sich an den Prognosen der *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*. dena, Oktober 2021.



Alle anderen Annahmen sind in Basisszenario und Wasserstoffsensitivität identisch.

4.2 Technische Analyse

Die technische Modellierung konzentriert sich im Kern auf die Abschätzung der Entwicklung der Infrastruktur an eine sich verändernde Versorgungsaufgabe. Dabei wird davon ausgegangen, dass aufgrund des Absatzrückgangs ein Rückgang der Gasnetzinfrastruktur zwischen heute und dem Jahr 2045 erfolgt.

4.2.1 Modellierung der Beispielnetze

Zur Abbildung des Status quo wurden die veröffentlichten Strukturdaten des Effizienzvergleichs der Bundesnetzagentur genutzt. Die Datenbank enthält

Strukturdaten von 189 deutschen Gasnetzbetreibern aus dem Jahr 2021, aus denen zwei unterschiedliche Versorgungssituationen und Netzzumfänge abgeleitet wurden. Die Repräsentanz dieser Daten wird angenommen: Zwar nehmen am Effizienzvergleich nicht alle Netzbetreiber teil, bezogen auf die Versorgungsaufgaben ist jedoch das vollständige Spektrum unterschiedlicher Ausgangslagen hinreichend abgebildet (zum Beispiel dünn besiedelte ländliche Strukturen).

Für die Untersuchung wurden die Netze dieser Gasnetzbetreiber anhand ihrer Energiedichte in tendenziell städtische (hohe Energiedichte) und tendenziell ländliche (niedrige Energiedichte) Gebiete aufgeteilt. Korrespondierend dazu konnten zugehörige Netzlängen und die Verteilung des Energieabsatzes in Wohn- und Gewerbe-/Industriegebieten

ermittelt werden. An dieser Stelle sei angemerkt, dass die Energiedichten entgegen der vielleicht naheliegenden Vermutung nicht durch den Anteil der Gewerbe- und Industriegebiete an der versorgten Fläche dominiert werden. Die Analyse zeigt, dass Netzbetreiber mit geringer Energiedichte ähnliche Gewerbe- und Industrieflächen wie Netzbetreiber mit hoher Energiedichte haben. Vielmehr dominiert im Durchschnitt über die Netzbetreiber die Siedlungs- und damit Abnahmedichte im Wohnbereich (zum Beispiel Gebäudestrukturen, Anzahl Gebäude je Quadratkilometer, Geschosshöhen).

Im Basisszenario wird davon ausgegangen, dass in der Industrie für Prozessanwendungen Erdgas in Teilen durch Wasserstoff substituiert wird, während das in Wohngebieten und Gewerbegebieten nicht der Fall sein wird. Da die verfügbaren Daten nicht zwischen Industrie- und Gewerbegebieten, sondern nur zwischen Gewerbe-/Industriegebieten (gemeinsam) und Wohngebieten differenzieren, wurde das Absatzpotenzial für Wasserstoff in der Industrie über eine Variantenunterteilung abgebildet.

Aus den Unterscheidungen in „städtisch/ländlich“ einerseits und „mit/ohne Industrie“ (und damit verbunden Wasserstoffbedarf im Basisszenario) ergeben sich vier repräsentative Modellnetze für die Untersuchung:

- städtisches Gasnetz mit Industrie
- städtisches Gasnetz ohne Industrie
- ländliches Gasnetz mit Industrie
- ländliches Gasnetz ohne Industrie

Für Wohn- und Gewerbegebiete wurde angenommen, dass sich der Rückgang im Erdgasabsatz und in der Netzlänge jeweils proportional verhalten. Für die Industrie wurde angenommen, dass die Abnehmer von Wasserstoff überproportional häufig am Ferngasnetz angeschlossen sind und dass sich die verbleibende Wasserstoffnachfrage zukünftig im Verteilnetz stärker konzentrieren wird, das heißt, dass für Industrieabnehmer von Wasserstoff im Verteilnetz

eine höhere Energiedichte angenommen wurde, als es heute bei Erdgas der Fall ist. Es wurden zwei Konzentrationsfaktoren definiert, um den Zusammenhang zwischen steigender Wasserstoffnachfrage und überproportional zurückgehender Netzlänge im Verteilnetz abzubilden. Weiterhin wurde festgelegt, dass eine Umstellung auf Wasserstoff unmittelbar von 0 Prozent auf 100 Prozent erfolgt. Dies bedeutet, dass der Fall einer sukzessiven Beimischung nicht betrachtet wird. Für die pragmatische Abbildung der Netzlängenentwicklung wurde für die Netzverbindung von der Übergabestation bis zum Versorgungsgebiet sowie für die Versorgung einzelner großer Abnehmer (gegebenenfalls für Wärmenetze) ein geringer Sockelanteil für die Leitungslänge festgelegt, der für den berechneten Netzrückgang außen vor bleibt.

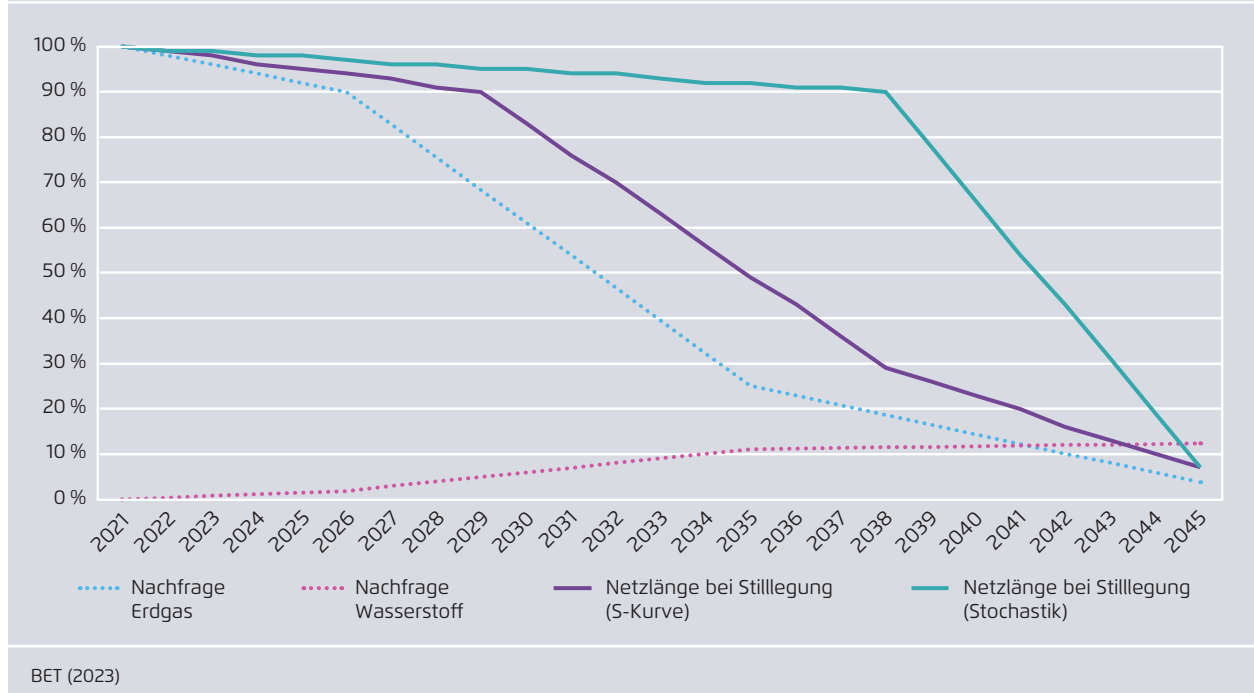
Für die Entwicklung der Netzinfrastuktur wurden Annahmen für den Verlauf der Stilllegungen von Leitungsabschnitten beziehungsweise für die Umstellungen von Gas- zu Wasserstoffleitungen getroffen. Dabei wurde unterstellt, dass sich der Nachfragerückgang im Erdgasnetz und die steigende Wasserstoffnachfrage anhand einer S-Kurve entwickeln, die entsprechend den Verlaufskurven der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045*³⁰ modelliert wurden.

Zeitversetzt zum Nachfragerückgang nach Erdgas erfolgt die Stilllegung nicht mehr benötigter Gasleitungen. Dabei wurden zwei mögliche Fälle unterschieden, die in Abbildung 10 skizziert sind. Der erste Fall setzt eine Koordination der Transformation im Sinne einer funktionierenden weiterentwickelten Wärmeplanung in Form einer medienübergreifenden Infrastrukturplanung voraus und wurde durch eine S-Kurve modelliert (vgl. Abbildung 10). Hierbei tritt der Nachfragerückgang nicht zufällig im gesamten Versorgungsgebiet auf, sondern für definierte Netzabschnitte. Dies erfolgte, weil Netzgebiete sukzessive eine Umstellung der Wärmeversorgung auf andere Wärmetechnologien (zum

30 Agora Energiewende, April 2021

Annahmen zur Entwicklung der Gasnachfrage und Auswirkungen auf die Netzlänge im Erdgas- und Wasserstoffnetz für das städtische Modellnetz mit Industrie

Abbildung 10



BET (2023)

Beispiel Wärmepumpe, Fern-/Nahwärme) erfahren und die Netzteile des Erdgasnetzes dann entsprechend stillgelegt werden können. In diesem Fall verläuft die Stilllegung s-förmig, allerdings um zwei Jahre zeitversetzt zum Nachfragerückgang. Im zweiten Fall wurde angenommen, dass es keine funktionierende Koordination der Transformation gibt. Das heißt, es besteht im ungünstigsten Fall die Möglichkeit, dass in allen Netzabschnitten noch über einen langen Zeitraum wenige Gaskund:innen übrig bleiben und die meisten Netzabschnitte erst sehr spät stillgelegt werden können. Für diesen Fall wurde ein stark verzögerter und vom Nachfragerückgang entkoppelter Verlauf der Stilllegung angenommen, in dem die Netzlänge bis Ende der 2030er-Jahre kaum und danach sehr stark zurückgeht. Damit wird die Bandbreite möglicher Entwicklungen abgebildet.

Für die vier Modellnetze erfolgte im Anschluss die Prognose der erforderlichen Investitionen bis zum Jahr 2045 entsprechend den vorgegebenen Stille-

gungspfaden. Als Eingangsgrößen dienten Annahmen zu technischen Nutzungsdauern, zu Erneuerungskosten sowie Wasserstoff-Umrüstkosten für die wichtigsten Infrastrukturelemente (Rohrleitungen und Gasdruckregelanlagen). Weiterhin wurden zwei typische Verteilungen der Altersstrukturen der Betriebsmittel zugrunde gelegt: zum einen für ein tendenziell altes Gasnetz (höchste Ersatzinvestitionen in den frühen 1970er-Jahren), zum anderen ein vergleichsweise junges Netz (Peak in den späten 1980er- bis 1990er-Jahren) (vgl. Abbildung 11).

4.2.2 Entwicklung der Betriebsmittel bis zum Jahr 2045

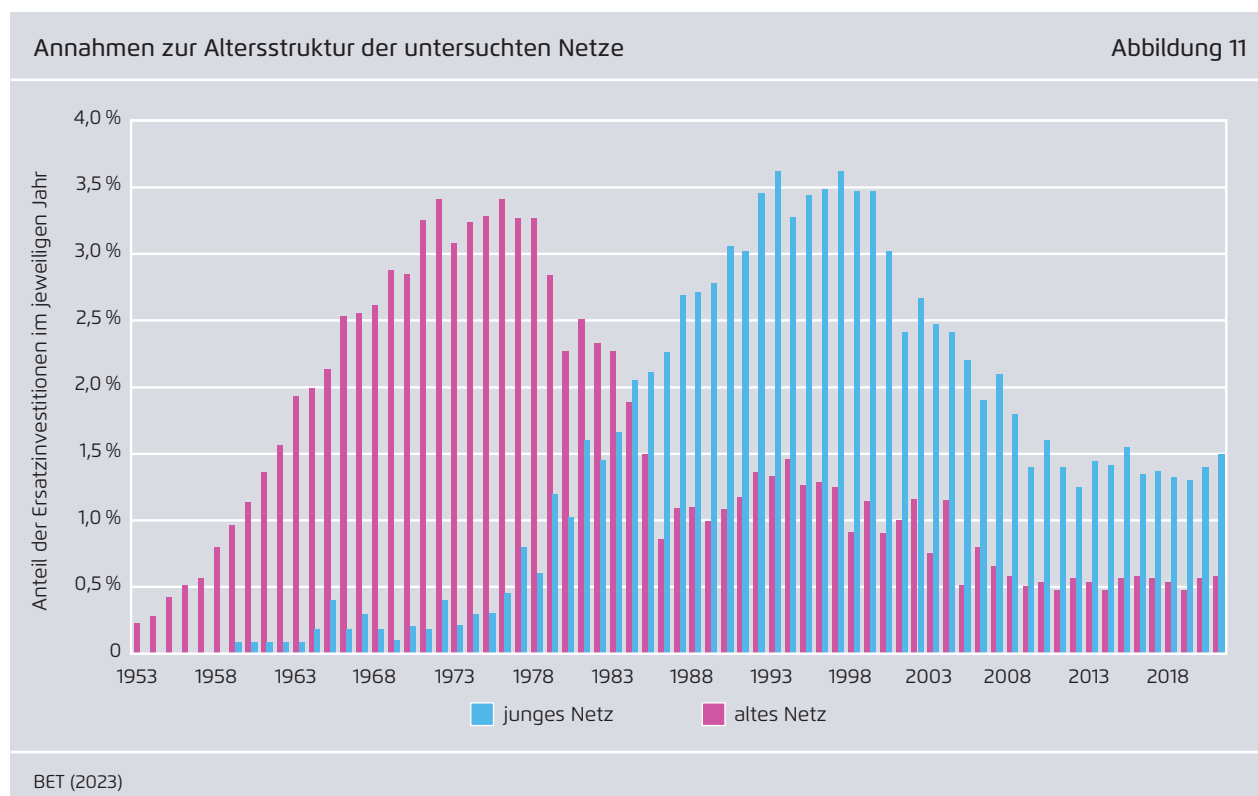
Die Dekarbonisierung und damit verbunden der Rückgang der Erdgasvolumina sowie die getroffenen Annahmen über die Nutzung von Wasserstoff im Verteilnetz führen entsprechend den Erwartungen dazu, dass sich die Jahresarbeit und Netzlängen in den Modellnetzen im Zieljahr 2045 stark reduzieren. Abbildung 12 zeigt die verblei-

bende Jahresarbeit, die je nach Netz und Szenario auf 9 Prozent bis 27 Prozent des Ursprungwertes absinkt.

Im *Basisszenario* ist die verbleibende Jahresarbeit in den Netzen mit Industrie signifikant größer als in den Netzen ohne Industrie, weil der Gasbedarf insgesamt stark zurückgeht und damit die Industrie mit ihrem Wasserstoffbedarf einen bedeutenden Teil der verbleibenden Jahresarbeit ausmacht. In der *Wasserstoffsensitivität* wiederum wird ein Teil der Wohngebäude direkt mit Wasserstoff beheizt. Dies führt dazu, dass im Zieljahr 2045 die Nachfrage aus Haushalten und Gewerbe deutlich größer als die Nachfrage der Industrie ist und damit der Unterschied zwischen den Netzen mit und ohne Industrie verschwindet. Es zeigt sich darin wieder der Effekt, dass die Energieabsätze, wie bei der Analyse der Daten bereits festgestellt, in den Modellnetzen nicht durch Gewerbe/Industrie dominiert werden.

Abbildung 13 zeigt die Auswirkung der sinkenden Jahresarbeit auf die Netzlängen. Im *Basisszenario* werden nur 6 bis 8 Prozent der ursprünglichen Netzlänge für die leitungsgebundene Verteilung von Erdgas und Wasserstoff benötigt, während in der *Wasserstoffsensitivität* immerhin 27 bis 29 Prozent des ursprünglichen Gasverteilnetzes weiter genutzt werden. Konzentriert sich die Wasserstoffnutzung also auf die Industrie, verbessert sich das Verhältnis von Energieabsatz zur Netzlänge deutlich, da die Energieabnahme konzentriert erfolgt. Die Wasserstoffsensitivität zeigt, dass sich dieser Vorteil in dem Fall von direkter Nutzung von Wasserstoff in der Raumwärme wieder reduziert. Voraussichtlich wird sich das Verhältnis sogar verschlechtern, wenn es keine koordinierte und gesteuerte Wärme-wende gibt.

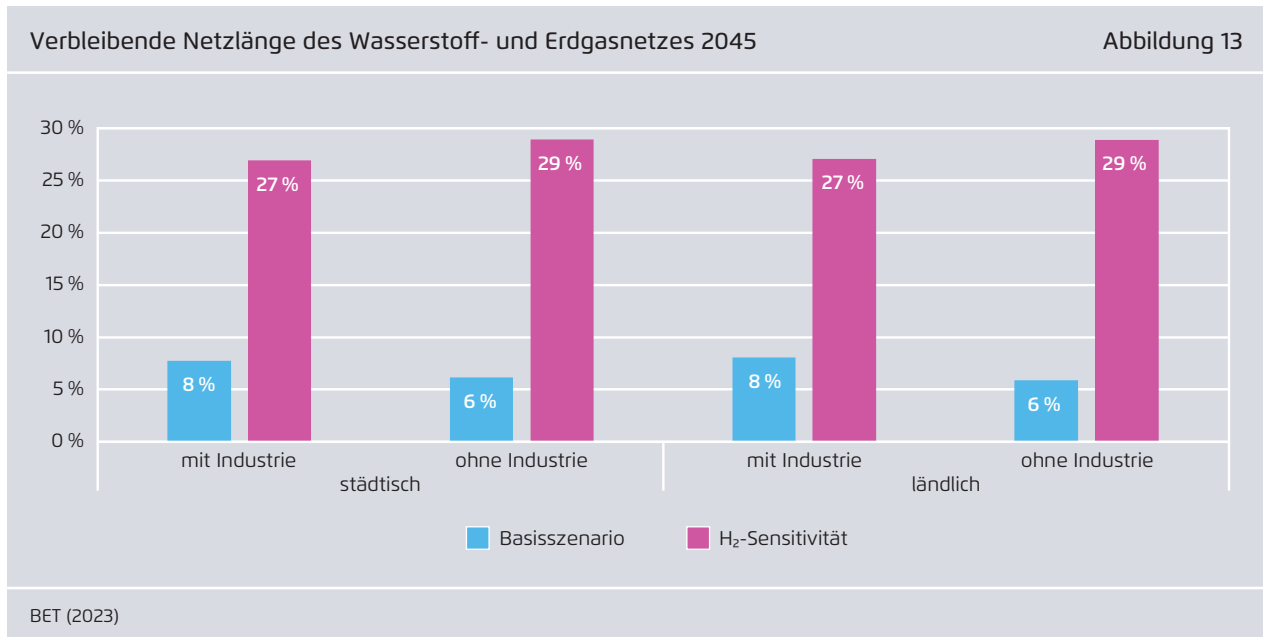
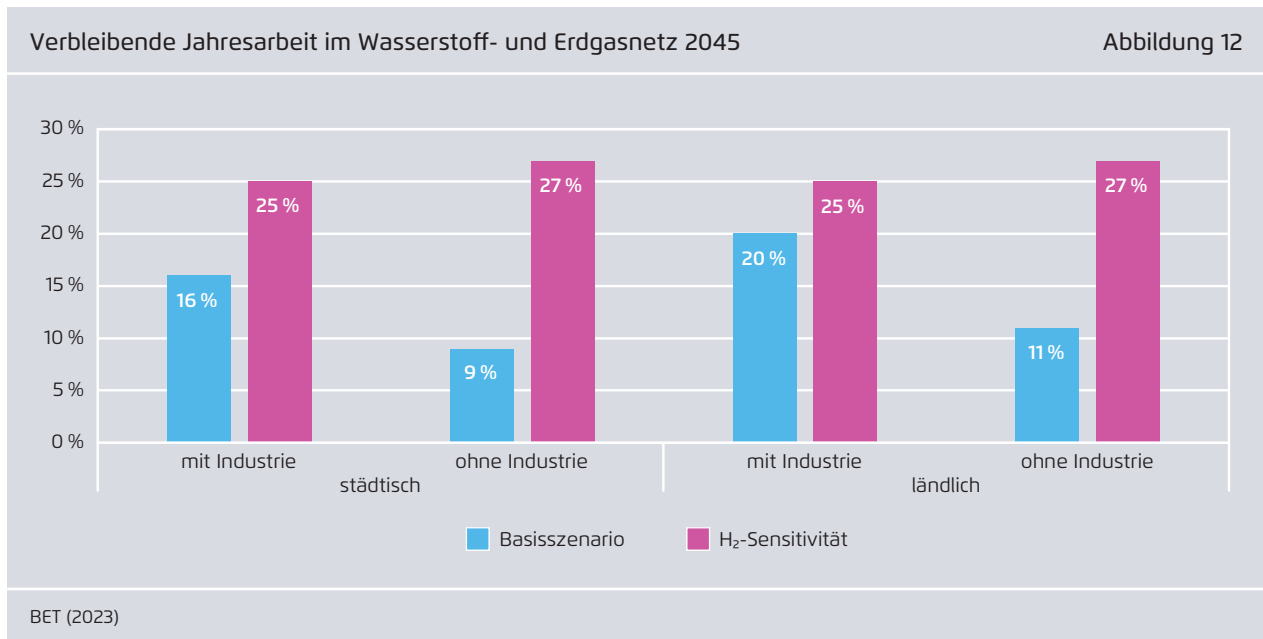
Insgesamt fällt auf, dass die Unterschiede zwischen den verschiedenen Modellnetzen nur gering ausgeprägt beziehungsweise vernachläss-



sigbar sind. In der betriebswirtschaftlichen Analyse wird daher zwar weiterhin zwischen dem Basisszenario und der Wasserstoffsensitivität unterschieden, allerdings nicht mehr zwischen den verschiedenen Modellnetztypen, weil sich aus diesen keine unterschiedlichen Rückschlüsse für die Gestaltung des Ordnungsrahmens ergeben.

4.3 Betriebswirtschaftliche Analyse

Die betriebswirtschaftliche Analyse fokussiert auf die Einzelbetrachtung repräsentativer Gasverteilnetze und deren Entwicklung bis ins Jahr 2045. Durch die Hochrechnung einiger Kennzahlen soll zusätzlich eine Dimension für den Veränderungsbedarf beziehungsweise den Einfluss der vorgeschla-



genen Maßnahmen vermittelt werden. Zunächst werden die Annahmen und die Vorgehensweise geschildert (Kapitel 4.3.1). In Kapitel 4.3.2 werden die Analysen durchgeführt. Ausgangspunkt ist die Beschreibung der Entwicklung repräsentativer Netzbetreiber bis ins Jahr 2045 ohne Anpassungen im Ordnungsrahmen, um eine Vergleichsgröße für mögliche Optimierungen zu erhalten.

Um die Auswirkung des Status quo und Veränderungen im Ordnungsrahmen im Zuge der Transformation im Gassektor bewerten zu können, wurden drei zentrale betriebswirtschaftliche Größen ausgewertet. Zur Beschreibung der Entwicklung aus der Unternehmensperspektive wurden die Veränderung der Vermögensbasis in Form der kalkulatorischen Restwerte und der Gewinnentwicklung aus Netzbetreibersicht in Form des Gewinns vor Steuern (EBT) analysiert. Damit lässt sich beurteilen, ob die Refinanzierbarkeit für den Netzbetreiber gegeben ist. Zur Beschreibung der Entwicklung aus Netznutzer:innenperspektive wurden die Veränderungen der Netzentgelte ausgewertet. Hierzu wurde vereinfachend die Erlösobergrenze unter Berücksichtigung von Kosten- und Investitionsentwicklung sowie die Absatzentwicklung unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Szenarien fortgeschrieben und ein vereinfachtes Netznutzungsentgelt ermittelt.

Im Anschluss an die Analysen folgt eine schrittweise Betrachtung, in der jeweils ein Aspekt unter anderenfalls gleichen Bedingungen variiert und mit dem vorherigen Schritt verglichen wird, sodass sich nach und nach ein *Best Case* ergibt. Folgende aufeinander aufbauende Analysen wurden vorgenommen und sind in Kapitel 4.3.2 beschrieben:

- Analyse 1: Sicherstellung der Refinanzierbarkeit des Netzbetriebs durch Sonderabschreibung von Bestandsanlagen bis 2045
- Analyse 2: Auswirkungen einer verzögerten Weitergabe von Einsparungen in den fünfjährigen Regulierungsperioden bei vielen Stilllegungen

- Analyse 3: Wirkung einer verbindlichen Energie-Verteil-Strategie als Weiterentwicklung der kommunalen Wärmeplanung
- Analyse 4: Auswirkungen eines vollständigen Rückbaus stillgelegter Infrastruktur aufgrund entsprechender Vereinbarungen in bestehenden Konzessionsverträgen
- Analyse 5: Einsparpotenziale durch einen ausschließlich kriterienbasierten Rückbau

Die fünf Analysen adressieren die in Kapitel 3 identifizierten Problemfelder im aktuellen Ordnungsrahmen.

In Analyse 1 wird die Problematik einer fehlenden Refinanzierbarkeit aufgrund der geltenden Abschreibungszeiträume für Bestandsanlagen untersucht. Es wird außerdem gezeigt, welche Vorteile sich durch eine degressive statt eine lineare Abschreibung ergeben.

Ein weiterer Aspekt, auf das im Problemfeld „Regulierung und Refinanzierung des Netzbetriebs“ hingewiesen wird, ist: Einsparungen aus Stilllegungen werden innerhalb einer Regulierungsperiode bei konstanter Erlösobergrenze nicht an die Netzkund:innen weitergegeben. Dieser Effekt wird in Analyse 2 bereinigt.

Analyse 3 widmet sich den möglichen Kostenersparnissen auf Netznutzer:innenseite durch eine koordinierte Stilllegung aufgrund verbindlicher Vorgaben aus der Planung und adressiert damit das zweite Problemfeld „Effiziente Planung von Gas- und Wärmeinfrastrukturen“ sowie das dritte Problemfeld „Allgemeine, gesetzliche Vorgaben bezüglich Pflichten der Geschäftsführung“. Es wird zudem gezeigt, dass diese koordinierte Stilllegung betriebswirtschaftlich für den Netzbetreiber mit Nachteilen verbunden ist und daher Vorgaben und Anreize braucht.

In der vierten und fünften Analyse werden die im Problemfeld „Vergabe von Konzessionen und Regelungen in Konzessionsverträgen“ beschriebenen Probleme mit Rückbauvorgaben quantifi-

ziert und der kriterienbasierte Rückbau als Lösungsweg aufgezeigt.

Um den Gesamteffekt aller Vorschläge zu verdeutlichen, wird abschließend der ermittelte *Best Case* mit der Ausgangslage verglichen und die Ergebnisse werden zusammengefasst. Zu zentralen Größen wird in Abschnitt 4.3.3 außerdem eine Sensitivitätsbeurteilung vorgenommen.

4.3.1 Annahmen und Vorgehensweise

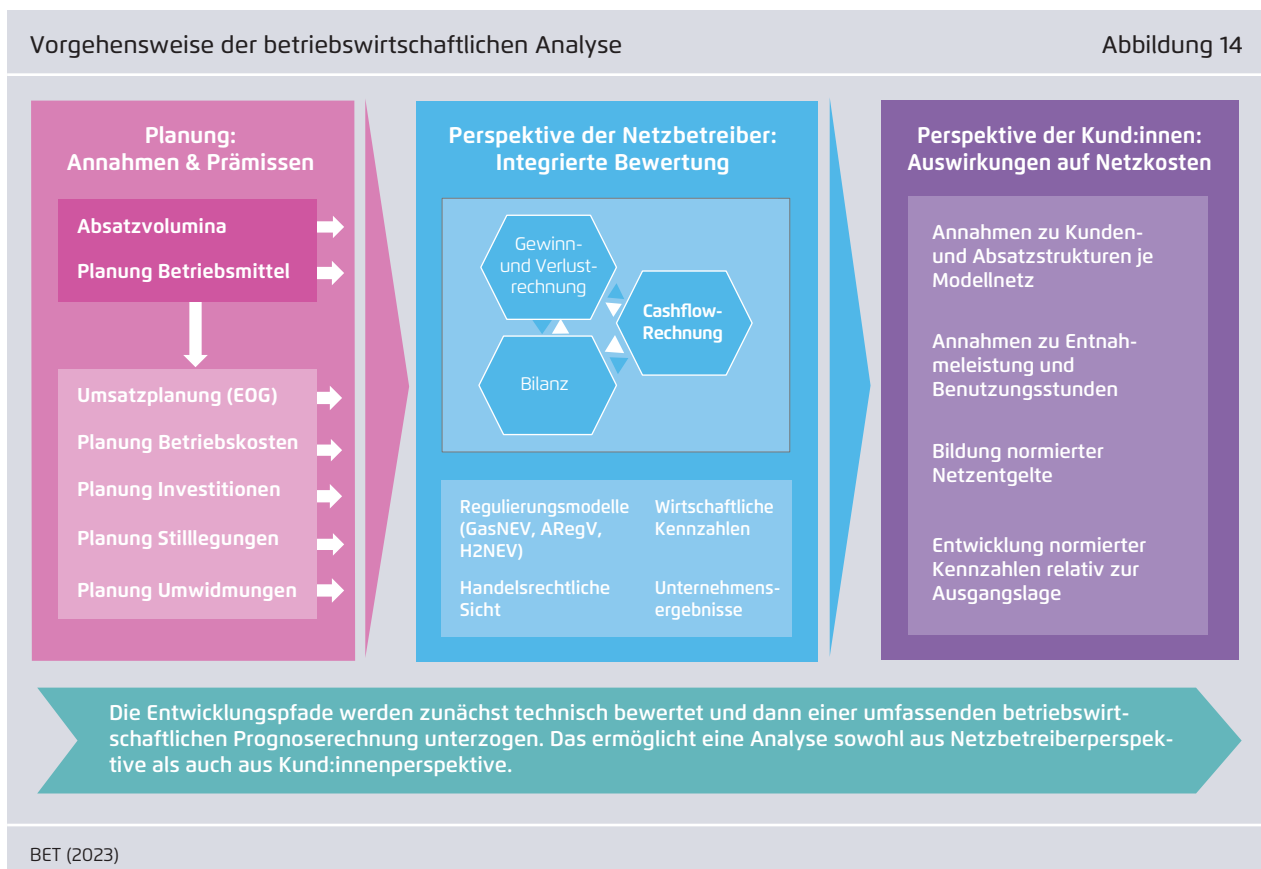
Annahmen und Vorgehensweise zur ökonomischen Bewertung der Transformation

Für die betriebswirtschaftliche Analyse wurde ein Bewertungsmodell aufgebaut, das die betriebswirtschaftlichen und regulatorischen Aspekte abbildet. Das Modell beinhaltet eine Gewinn- und Verlustrechnung (GuV), eine Bilanzplanung und eine Cash-

flow-Rechnung (CF). Der Betrachtungszeitraum erstreckt sich über die Jahre 2022 bis Ende 2044. Für diesen Zeitraum erfolgt eine jährliche Planungsrechnung. Es handelt sich dabei um eine integrierte Planungsrechnung, die sowohl die aktuellen regulatorischen als auch die betriebswirtschaftlichen Vorgaben berücksichtigt. Abbildung 14 gibt einen Überblick über die wichtigsten Elemente der betriebswirtschaftlichen Modellierung.

Im Folgenden werden die wichtigsten Aspekte und deren Ableitung beschrieben. Zunächst werden die relevanten Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) und anschließend der Bilanz erläutert:

In den Umsatzerlösen werden ausschließlich die Erlöse aus Netzentgelten betrachtet, die in der Summe die Erlösobergrenze bilden. Diese wurden auf Basis der Vorgaben der ARegV und der GasNEV hergeleitet.



Andere Umsatzerlöse, wie Umlagen oder auch Konzessionsabgaben wurden in der Betrachtung nicht mit aufgenommen.

Die Basis für die Erlösobergrenze einer Regulierungsperiode sind die Kosten im Foto- oder Basisjahr, die alle fünf Jahre festgestellt werden. Daher sind für die Planung der Erlöse insbesondere die Kosten in den Basisjahren relevant. Diese Kosten setzen sich aus den Betriebskosten und den Kapitalkosten zusammen. Die Kapitalkosten beinhalten zum einen die tatsächlichen Aufwendungen für Zinszahlungen gegenüber Dritten und zum anderen kalkulatorische Kostenpositionen. Diese sind:

- kalkulatorische Abschreibung
- kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung
- kalkulatorische Gewerbesteuer

Basis dieser kalkulatorischen Positionen ist das kalkulatorische Anlagevermögen und daraus abgeleitet der kalkulatorische Restbuchwert.

Auf Basis der technischen Analyse und der dort entwickelten Netze wurden historische Anschaffungs- und Herstellungskosten abgeleitet. Unter Berücksichtigung der in der technischen Analyse definierten Altersstruktur und der unteren Bandbreite der kalkulatorischen Nutzungsdauern³¹ wurde der kalkulatorische Restwert für die unterschiedlichen Netze ermittelt und fortgeschrieben. Neben der Entwicklung der Bestandsanlagen wurden zusätzlich die aus der technischen Analyse resultierenden Neu- und Ersatzinvestitionen für die jeweiligen Netze berücksichtigt.

Für die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung wurde zunächst die Höhe des Eigenkapitals gemäß den Vorgaben aus der Anreizregulierung ermittelt. Das ermittelte Eigenkapital wurde dann mit

den aktuell gültigen, von der Regulierungsbehörde festgelegten, Sätzen³² verzinst und somit der Gewinnaufschlag ermittelt. Für die Ableitung der Finanzierungskosten wurde das in der Bilanz angesetzte Fremdkapital mit einem Zinssatz von 2,02 Prozent bewertet. Für die Bestimmung der Erlösobergrenze wurde neben den Kapitalkosten ein pauschaler und repräsentativer Ansatz für die Betriebskosten sowie die Finanzierungskosten aus der GuV berücksichtigt. Soweit erforderlich wurden sachgerechte und plausible Annahmen zur Bestimmung der Kostenansätze vorgenommen. Anhand von öffentlich zugänglichen Daten wie Strukturparametern und Betriebskosten von Netzbetreibern wurden auf Basis der technischen Strukturparameter der Musternetze die Betriebskosten abgeschätzt. Soweit Stilllegungen oder Umstellungen vorgenommen wurden, wurde eine entsprechende Minderung der Betriebskosten unterstellt. Kosten für das vorgelagerte Netz wurden bewusst nicht betrachtet; da es bei der Analyse um die Entwicklung der Netzkosten geht, die im Einflussbereich des Verteilnetzes liegen. Die Veränderungen in den betrachteten Beispielnetzen würden sich in den vorgelagerten Netzen vermutlich ähnlich abbilden und hätten damit keinen nennenswerten Einfluss auf die Ergebnisse, sodass auf diese zusätzliche Komplexität verzichtet wurde.³³

32 Maßgebliche Zinssätze für die 4. Regulierungsperiode: kalkulatorischer Eigenkapitalzinssatz Neuanlagen 5,07 Prozent, kalkulatorischer Eigenkapitalzinssatz Altanlagen 3,51 Prozent, kalkulatorischer Eigenkapitalzinssatz überschießendes EK 2,02 Prozent

33 In der Modellbetrachtung wurde keine Inflation unterstellt. In der Bilanz wurden das handelsrechtliche Anlagevermögen wie auch die handelsrechtlichen Abschreibungen dem kalkulatorischen Anlagevermögen gleichgesetzt. Für die Ableitung des Umlaufvermögens wurde entsprechend häufiger Regulierungspraxis ein pauschaler Ansatz in Höhe von 1/24 der Umsatzerlöse unterstellt. Für die Finanzierung des Anlagevermögens und des Umlaufvermögens wurde eine kalkulatorische Eigenkapitalquote von 40 Prozent unterstellt. Auf Basis dieser Annahme wurde das Verhältnis zwischen Eigenkapital und Fremdkapital ermittelt. Das Fremdkapital wurde dann für die Ableitung der Zinsaufwendungen herangezogen.

31 Die untere Bandbreite der kalkulatorischen Nutzungsdauer wurde im Modell gemäß Anlage 1 GasNEV bestimmt.

Für die Bewertung der einzelnen Szenarien wurde die Bestimmung des Cashflows vorgenommen, der Aufschluss über die Finanz- und Ertragskraft des Netzbetreibers gibt. Dazu wurde das Ergebnis vor Steuern (*Earnings Before Taxes*, EBT) unter Hinzurechnung der Veränderungen des Eigenkapitals ermittelt, um damit die Ausschüttungen des Unternehmens zu bestimmen. Diese Ausschüttungen werden abdiskontiert und dem eingesetzten Eigenkapital zu Beginn der Planungsrechnung gegenübergestellt und stellen damit die angegebene Refinanzierungskennziffer dar.

4.3.2 Ergebnisse der Analysen

Da die Voruntersuchungen im technischen und betriebswirtschaftlichen Modell gezeigt haben, dass lediglich eine Differenzierung der Altersstruktur zu substanziell unterschiedlichen Ergebnissen führt, werden die Ergebnisse jeweils für einen Netzbetreiber mit „altem“ und einem mit „jungem“ Netz, gemäß den in Abbildung 11 abgeleiteten Altersstrukturen, aufgeführt. Eine Differenzierung zwischen ländlichen und städtischen Netzen sowie zwischen Netzen mit und ohne Industriegebiete mit Wasserstoffbezug ist der Übersichtlichkeit halber nicht aufgeführt. Die Ergebnisse weisen zwar geringe Unterschiede auf (siehe Abschnitt 4.2.2), führen aber aufgrund gleicher Tendenzen nicht zu einem zusätzlichen Erkenntnisgewinn.

4.3.2.1 Ausgangslage:

Beschreibung der Entwicklung in den Modellen bis zum Jahr 2045 ohne Anpassungen im Ordnungsrahmen

Die Analyse der Ausgangslage macht deutlich, dass zur Sicherstellung eines ordnungsgemäßen Netzbetriebs die Refinanzierbarkeit³⁴ der getätigten Investitionen erhalten werden muss. Da Erdgas trotz rückläufiger Nachfrage derzeit noch eine wichtige Rolle bei der Energieversorgung von

Bevölkerung und Industrie spielt, besteht ein dringlicher Handlungsbedarf, den Ordnungsrahmen in folgenden Punkten anzupassen:

- Die im Folgenden dargestellte Entwicklung der Netzentgelte legt die Interpretation nahe, dass bei unverändertem Ordnungsrahmen der Anstieg bis Ende der 2020er-Jahre bei beiden Netztypen eher moderat ist. Ab Mitte der 2030er-Jahre kann man mit Blick auf die Verzehnfachung beziehungsweise Versechzehnfachung im Jahr 2044 von einem deutlich beschleunigten Anstieg sprechen.
- Zeitlich unmittelbarer wirkt sich der Status quo auf die Unternehmensergebnisse aus. Die Refinanzierbarkeit der bestehenden Betriebsmittel ist in beiden Fällen nicht gegeben, da sich die KANU-Regelungen nur auf Investitionen beziehen, die nach 2023 erfolgen. Betriebsmittel im Bestand sind jedoch von einer verkürzten Abschreibungsdauer ausgeschlossen. Es zeigt sich bereits heute in Bewerbungen auf fre werdende Konzessionen, dass Investoren diesen negativen *Business Case* antizipieren und sich nicht mehr auf Gaskonzessionen bewerben. Mit zunehmendem Anteil erfolgreicher beziehungsweise zu erfolgreicher Stilllegungen wird sich diese Entwicklung fortsetzen.

Die Ergebnisse der Analyse werden im Folgenden aufgeführt.

Verlauf der Netzentgelte

Der in Abbildung 15 gezeigte Verlauf der Netzentgelte entspricht der erwarteten Entwicklung. Im Durchschnitt verdreifachen sich die Netzentgelte im jungen Netz und vervierfachen sich im alten Netz. Der Anstieg im jungen Netz ist im Vergleich zum alten Netz geringer, weil es weniger Ersatzinvestitionen gibt, deren vollständige Refinanzierung im Zeitraum bis 2045 auf die Netzentgelte umgelegt werden. Dennoch verzehnfachen sich die Netzentgelte fast für das junge Netz im Jahr 2044 gegenüber dem Wert im Ausgangsjahr 2022. Im alten

34 Eine Übersicht zu allen Modellergebnissen im Rahmen der Bewertung der Ausgangslage gibt der Steckbrief im Anhang 1.

Netz liegen die Netzentgelte 2044 um den Faktor 16 höher als im Jahr 2022. Grund ist, wie in Kapitel 3 beschrieben, dass immer weniger Netzkund:innen die Kosten des Netzbetriebs finanzieren und damit der Betrag pro Kund:in insbesondere ab dem Jahr 2035 exponentiell steigt.

Auswirkungen auf das Unternehmensvermögen

Abbildung 16 zeigt die Entwicklung des kalkulatorischen Anlagevermögens für das junge und das alte Netz in der heutigen Ausgangslage. Wichtig ist, dass für die Betrachtung angenommen wurde, dass die aktuell diskutierten verkürzten Abschreibungsdauern für Anlagen, die 2023 oder später investiert werden (KANU), schon umgesetzt sind. Daraus lässt sich der unterschiedliche Verlauf im jungen und alten Netz erklären: Im alten Netz müssen im Zeitraum bis 2045 deutlich mehr Ersatzinvestitionen zur Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität und des technisch erforderlichen Zustands für einen sicheren Netzbetrieb getätigt werden als im

jungen Netz. Aufgrund von KANU kann der Netzbetreiber diese Ersatzinvestitionen aber im Zeitraum bis 2045 abschreiben. Daher verbleibt im alten Netz Ende 2044 ein geringerer kalkulatorischer Restwert als im jungen Netz.

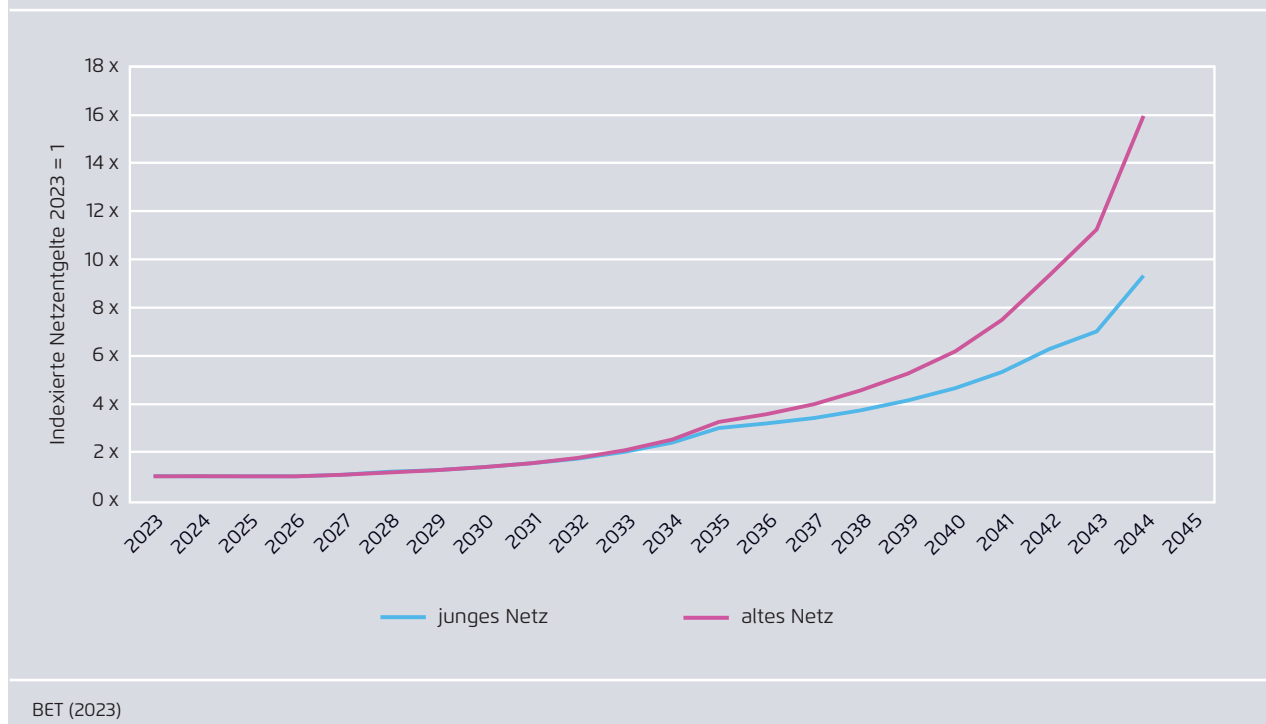
Entscheidend für die Bewertung ist jedoch, dass in beiden Netztypen Ende 2044 Restwerte nicht abgeschriebener Bestandsanlagen verbleiben, die dann stillgelegt werden³⁵ und für die keine Refinanzierung erfolgt ist. Im alten Netz sind am Ende fünf Prozent des Werts der Anlagegüter gegenüber dem Startjahr (2022) nicht vollständig abgeschrieben. Im jungen Netz sind es neun Prozent im Vergleich zum Startjahr.

Aus Abbildung 17 kann man erkennen, dass in der Ausgangslage der Gewinn vor Steuern (EBT) über

35 Wegen der Stilllegung ist der kalkulatorische Restwert für beide Netztypen Ende 2045 gleich null.

Entwicklung der Netznutzungsentgelte bei aktuellem Ordnungsrahmen

Abbildung 15



den gesamten Untersuchungszeitraum positiv ist. Um die Frage nach der Refinanzierbarkeit des Netzbetriebs zu beantworten, müssen die Gewinne jedoch nicht nur positiv sein, sondern auch hoch genug, um das eingesetzte Kapital und die Verluste durch am Ende nicht durch Abschreibungen refinanzierte Anlagegüter (*Stranded Assets*) auszugleichen. Die Refinanzierbarkeit ist für beide Netztypen in der Ausgangslage nicht gegeben. Im jungen Netz können 25 Prozent und im alten Netz 8 Prozent des eingesetzten Kapitals nicht refinanziert werden. Wie schon beim kalkulatorischen Restwert ist die Situation im alten Netz besser als im jungen Netz, weil KANU im Modell schon implementiert ist.

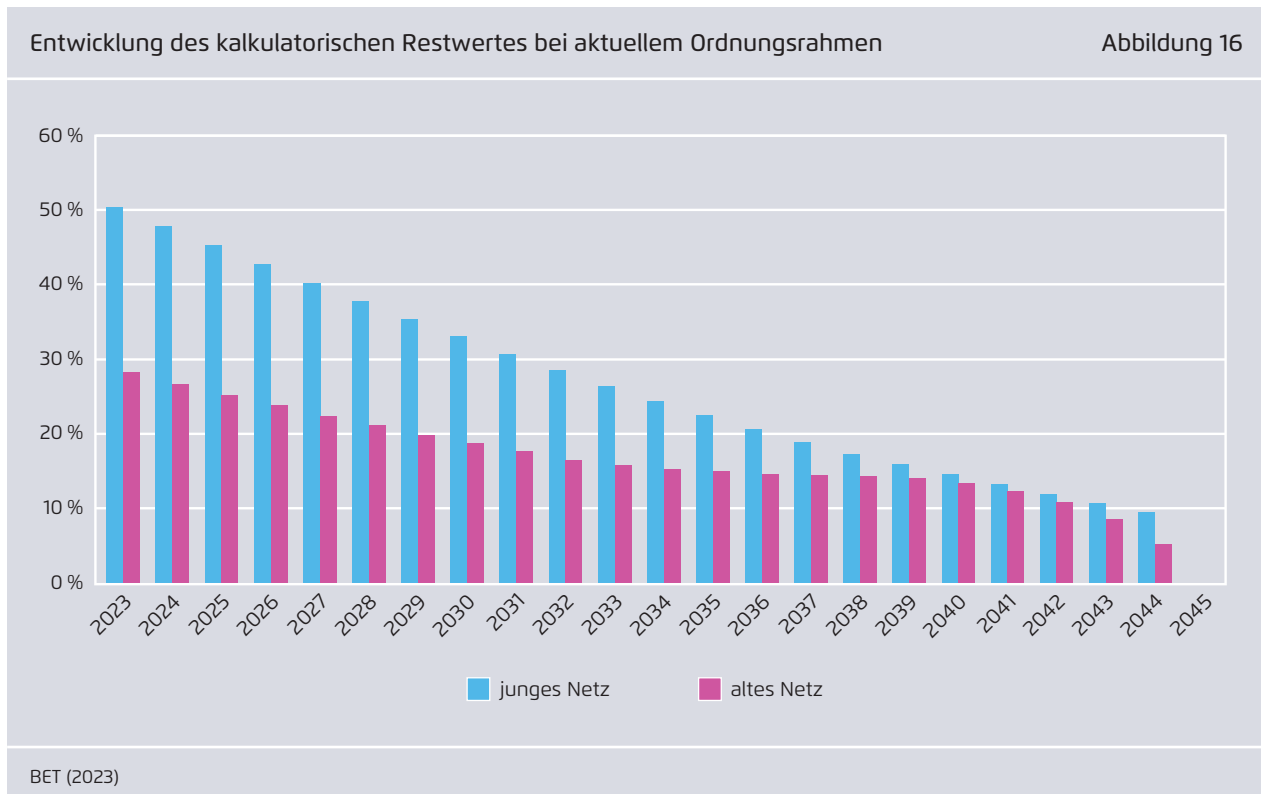
Auffällig an den EBT-Verläufen ist ein sprunghafter Anstieg der Gewinne alle fünf Jahre. Das hat mit dem in Kapitel 3 näher beschriebenen Effekt zu tun, dass die Erlösbasis für die jeweilige

fünfstufige Regulierungsperiode konstant ist, der Netzbetreiber aber durch Stilllegungen variable Kosten einspart, die er nicht direkt über niedrigere Netzentgelte weitergeben muss.

4.3.2.2 Analyse 1: Sicherstellung der Refinanzierbarkeit des Netzbetriebs durch Sonderabschreibung von Bestandsanlagen bis 2045

Wie in der Bewertung der Ausgangslage festgestellt, geht eine hohe Dringlichkeit zur Anpassung des Ordnungsrahmens für Erdgasnetze von der fehlenden Refinanzierbarkeit für Netzbetreiber im Status quo aus. In einem ersten Analyseschritt wurde die Abschreibung aller Bestandsanlagen bis 2045 ermöglicht, einmal mit linearer und einmal mit degressiver Abschreibung. Die Analyse kommt zu folgenden Ergebnissen:

→ Die Refinanzierbarkeit des Netzbetriebs kann dadurch gesichert werden, dass auch für neuere



Bestandsanlagen, deren Abschreibungsdauer über das Jahr 2045 hinausgeht, eine Verkürzung der Abschreibungsdauer ermöglicht wird. Die Wahl der Abschreibungsmethode (linear oder degressiv) hat im Modell keine Auswirkung auf die Amortisation des Investments für den Netzbetreiber.

→ Die degressive Abschreibung führt gleichzeitig aber über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg zu Vorteilen für die Netznutzer:innen, weil die Kostenlast zu Zeiten auftritt, in denen höhere Absatzmengen diese besser schultern können. Deswegen sollte die degressive Abschreibung bei einer Anpassung des Ordnungsrahmens umgesetzt und im Folgenden darauf aufgebaut werden.

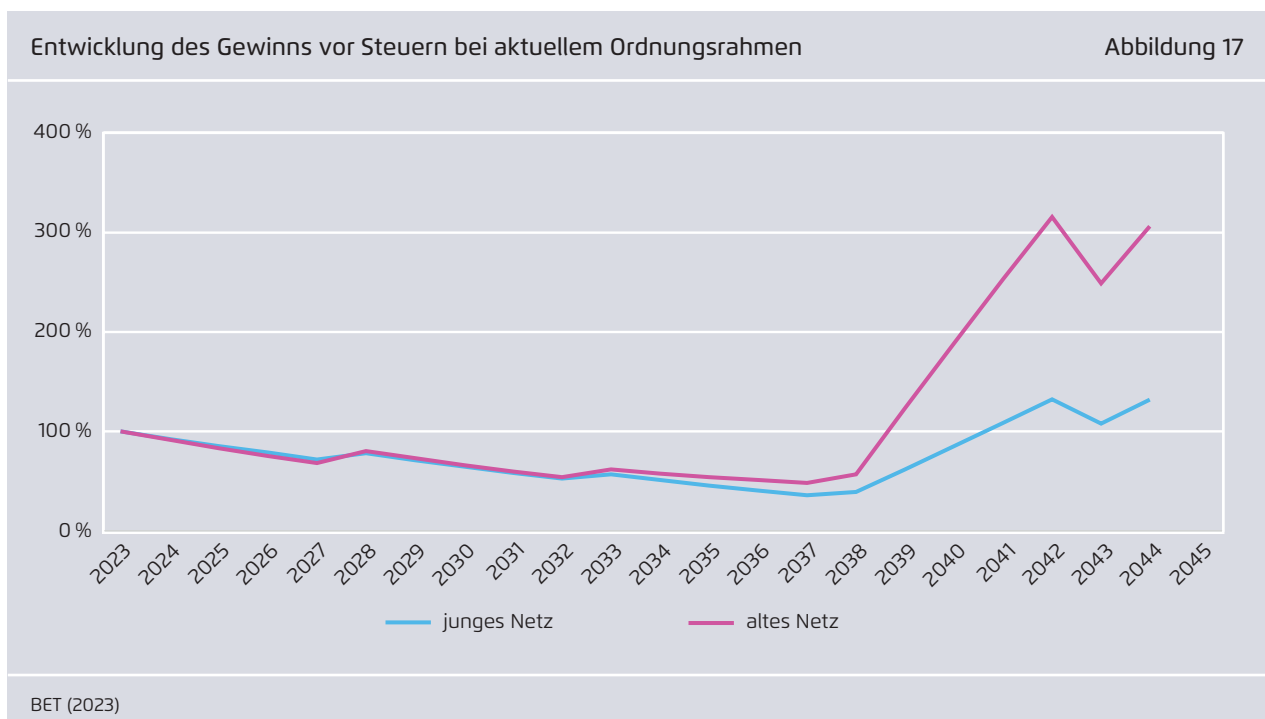
In der grundsätzlichen Bewertung der Entwicklung der Netzentgelte haben die Anpassungen am Ordnungsrahmen im ersten Analyseschritt nichts geändert. Ab Mitte der 2030er-Jahre kommt es immer noch zu einem starken Anstieg und am Ende zu sehr hohen Netzentgelten für die weni-

gen verbleibenden Gasnetznutzer:innen in den 2040er-Jahren.³⁶

Auswirkungen auf das Unternehmensvermögen

Abbildung 18 zeigt die Entwicklung des kalkulatorischen Restwerts mit und ohne Abschreibungsmöglichkeit für alle Bestandsanlagen bis 2045. Da bei der degressiven Abschreibung erst größere und dann immer geringere Anlagenwerte abgeschrieben werden, sind die violetten Balken der kalkulatorischen Restwerte in den 2020er- und 2030er-Jahren kleiner als die blauen Balken bei der linearen Abschreibung, nähern sich aber in den 2040er-Jahren wieder aneinander an. Der Vergleich mit der grau dargestellten Entwicklung ohne Anpassung am Ordnungsrahmen zeigt jedoch deutlich, dass in beiden Fällen die kalkulatorischen Restwerte bis 2045 abgebaut werden und damit für den Netzbe-

36 Eine Übersicht zu allen Modellergebnissen des Analyseschrittes gibt der Steckbrief (Schritt 1) im Anhang 1.



treiber keine Anlagegüter bestehen bleiben, die nicht refinanziert wurden (*Stranded Assets*).

Die Kurven des Gewinns vor Steuern (EBT) in Abbildung 19 spiegeln die Veränderungen im Verlauf der kalkulatorischen Restwerte wider. Durch das schnellere Absinken der kalkulatorischen Restwerte im Vergleich zur Ausgangslage sinkt die Vermögensbasis, auf deren Grundlage sich mit der Verzinsung der EBT berechnet, ebenfalls schneller.

Dennoch tritt mit Blick auf die Refinanzierung der gewünschte Effekt ein, da nun der Netzbetreiber die Möglichkeit hat, alle stillgelegten Anlagen vollständig abzuschreiben.³⁷ Die Wahl der

Abschreibungsmethode (linear oder degressiv) hat keinen Einfluss auf die Refinanzierbarkeit.

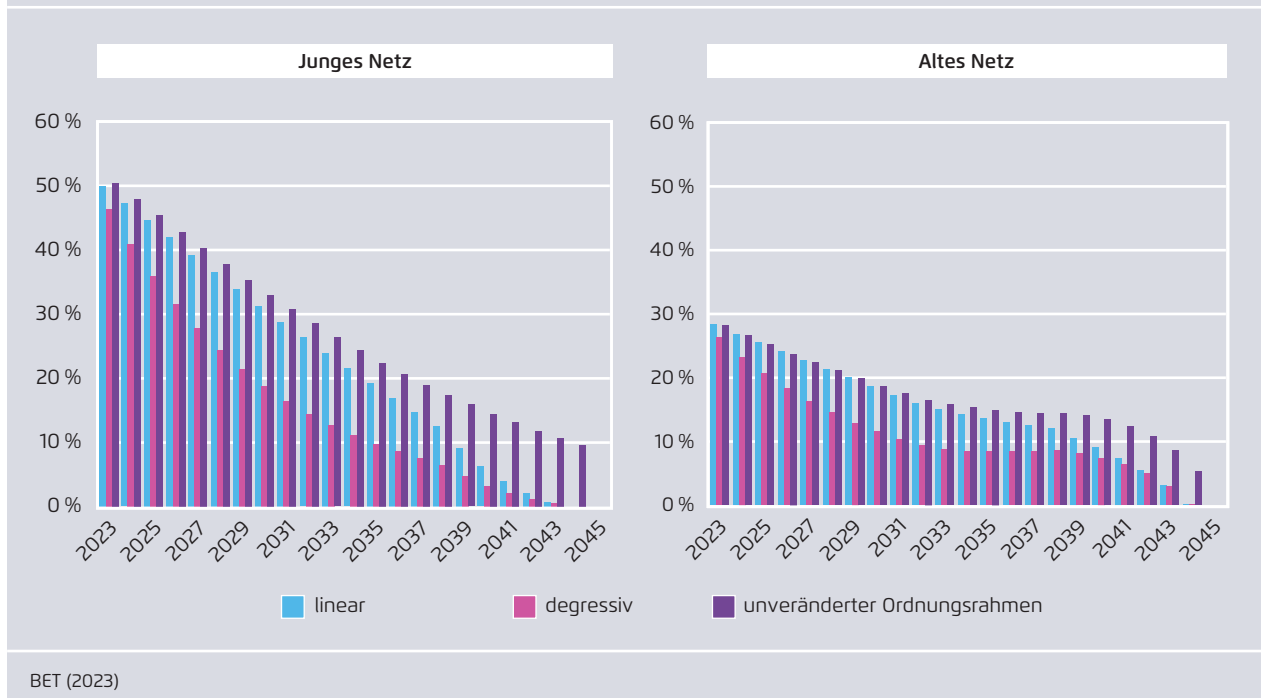
Verlauf der Netzentgelte

Der Vergleich der Netzentgelte in Abbildung 20 zeigt, dass die degressive Abschreibung zwar im Zeitraum bis 2030 zu geringfügig höheren Netzentgelten als die lineare Abschreibung führt, über den gesamten Betrachtungszeitraum jedoch aus Netzkund:innensicht positiver zu beurteilen ist. Im Durchschnitt steigen die Netzentgelte über den gesamten Zeitraum beim jungen Netz und linearer Abschreibung um den Faktor 3,1 und bei degressiver Abschreibung um den Faktor 2,7. Beim alten Netz sinkt der durchschnittliche Anstieg der Netzentgelte von einem Faktor 4,1 bei linearer Abschreibung auf den Faktor 3,9 bei degressiver Abschreibung.

37 Der Vergleich von Cashflow und eingesetztem Kapital zeigt, dass ein Investor in ein junges Netz 113 Prozent seines Investments und ein Investor in ein altes Netz 127 Prozent seines Investments refinanziert bekommt (vgl. Steckbrief (Schritt 1) im Anhang 1).

Entwicklung des kalkulatorischen Restwerts bei verkürzter linearer und degressiver Abschreibung im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen

Abbildung 18



BET (2023)

4.3.2.3 Analyse 2:

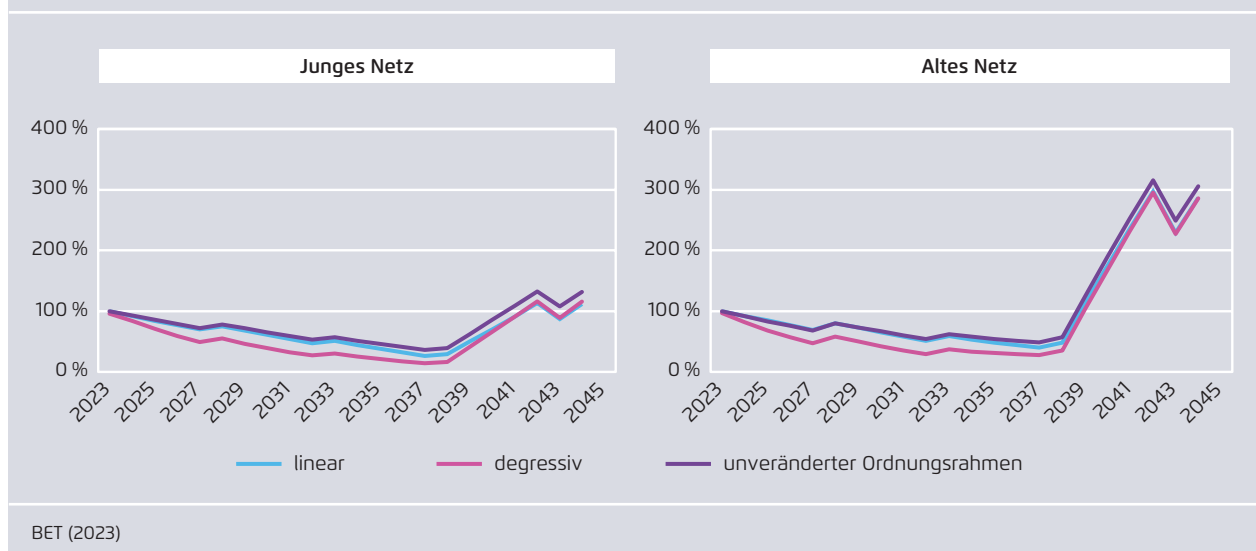
Schnellere Weitergabe von Einsparungen bei Netzstilllegungen an Netzkund:innen

Ein weiteres Problem im aktuellen Ordnungsrahmen mit Blick auf die anstehende Transformation im Gassektor entsteht aus der über die Dauer der Regulierungsperiode (fünf Jahre) konstante

Erlösobergrenze. Kommt es in einer Regulierungsperiode zur Stilllegung wird die daraus resultierende Kostenersparnis nicht direkt an die Netzkund:innen weitergegeben, sondern führt zu einem Gewinnanstieg beim Netzbetreiber. Die Analysen kommen zu folgenden Ergebnissen:

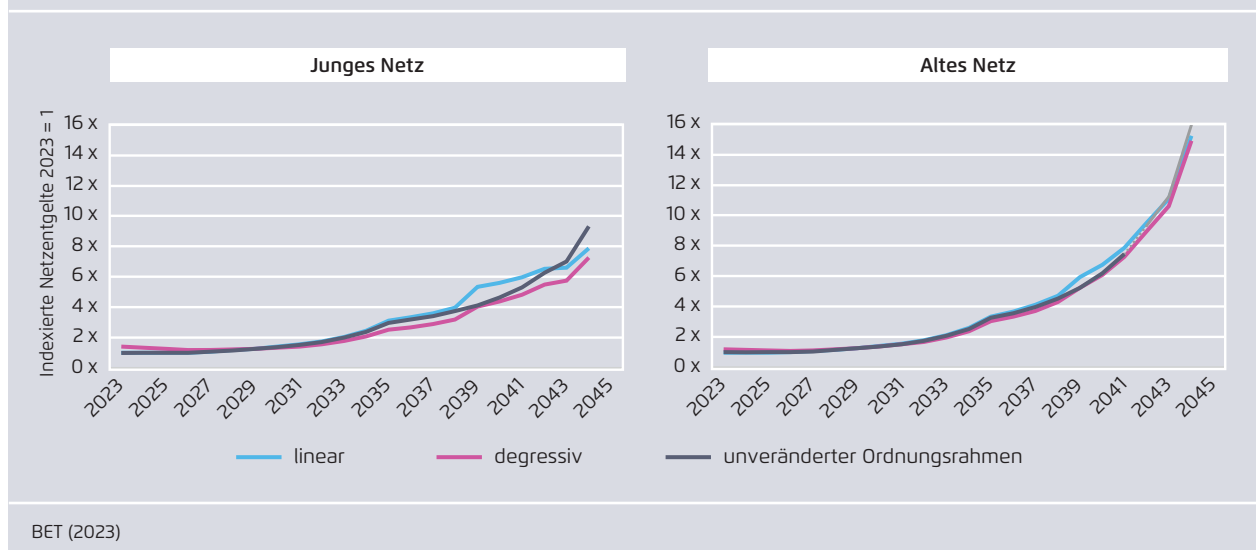
Entwicklung des Gewinns vor Steuern bei verkürzter linearer und degressiver Abschreibung im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen

Abbildung 19



Entwicklung der Netzentgelte bei verkürzter linearer und degressiver Abschreibung im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen

Abbildung 20



- Die Verkürzung der Regulierungsperiode auf ein Jahr führt zu einem Sinken der Netzentgelte im Durchschnitt über den gesamten betrachteten Zeitraum. Insbesondere in Jahren mit vielen Stilllegungen wird der Netzentgeltanstieg deutlich gebremst, weil wegfallende variable Kosten direkter an die Netznutzer:innen weitergegeben werden.
- Die Verkürzung der Regulierungsperiode mindert das EBT, den der Netzbetreiber erwirtschaftet. Dennoch zeigt der Vergleich von Cashflows über die Jahre und eingesetztem Kapital, dass eine Refinanzierung weiterhin gegeben ist.

Auswirkungen auf das Unternehmensvermögen

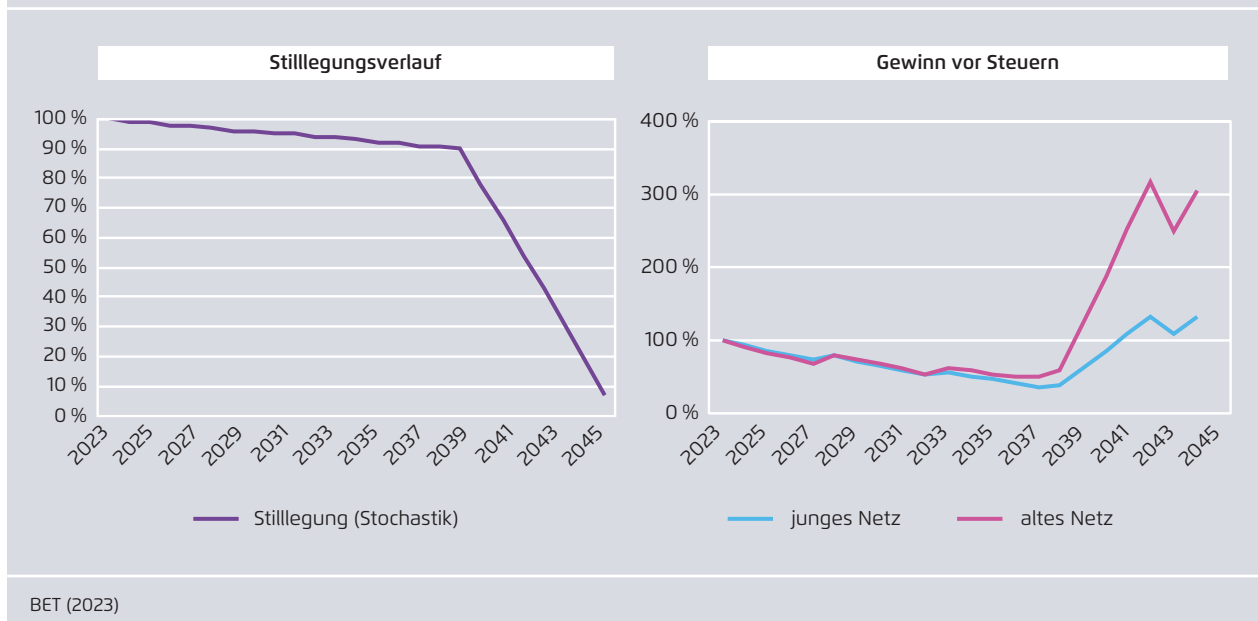
In der aktuellen Regulierung ist die Erlösobergrenze über die Regulierungsperiode von fünf Jahren konstant. Kommt es in diesem Zeitraum zu Stilllegungen, fallen die mit den stillgelegten Anlagen verbundenen variablen Betriebskosten weg. Diese Kostenersparnisse werden nicht direkt an die Netzkund:innen weitergegeben, sondern führen aufgrund der konstanten Erlösobergrenze zu einem

Gewinnanstieg beim Netzbetreiber. Diesen Effekt erkennt man an den gezackt verlaufenden Kurven des Gewinns vor Steuern (EBT) (vgl. Abbildung 19 oder Abbildung 21). Der beschriebene Effekt tritt noch deutlicher hervor, wenn es im Modell zu sehr starken Stilllegungen kommt: Abbildung 21 zeigt auf der linken Seite den als Annahme im Modell implementierten stochastischen Stilllegungspfad und auf der rechten Seite die EBT-Entwicklung. Man erkennt, dass der starke Gewinnanstieg ab 2039 mit der zeitgleichen massiven Stilllegung von Anlagegütern zusammenhängt.

Die Ergebnisse der Analyse 2 zeigen, dass durch die Verkürzung der Regulierungsperiode der Anstieg der Netzentgelte abgemildert werden kann und die Refinanzierbarkeit des Netzbetriebs weiterhin gewährleistet bleibt. Hierdurch vollzieht sich im Prinzip eine Abkehr von einer Anreizregulierung mit fünfjähriger Regulierungsperiode hin zu einer reinen Kostenregulierung (*Cost-Plus*), bei der die Kapital- und Betriebskosten der Netzbetreiber einer in kürzeren Zeitabständen erfolgenden

Auswirkung der verspäteten Weitergabe von Kosteneinsparungen bei angenommenem Stilllegungspfad auf den Gewinn vor Steuern

Abbildung 21



regulatorischen Kostenprüfung unterzogen werden. Hierdurch ist es möglich, dass Kostenersparnisse durch Stilllegung durch die Verkürzung der Regulierungsperiode zeitnah an die Netzkund:innen weitergegeben werden. Für die Einordnung der Ergebnisse ist es jedoch wichtig zu erwähnen, dass es sich bei Einsparpotenzialen im Zusammenhang mit Stilllegungen häufig um sprungfixe Kosten handelt. Das heißt, dass die Einsparungen in der Praxis oft nur mit Zeitverzug realisiert werden können und damit der Effekt auf das EBT, der in Abbildung 22 dargestellt ist, in Realität nicht so deutlich ausfallen wird.³⁸

Bei den im Folgenden gezeigten Ergebnissen wurde die Regulierungsperiode von fünf Jahren auf ein Jahr reduziert. Damit kann erreicht werden, dass

Betriebskostensenkungen (OPEX-Senkungen) schneller zu Netzentgeltreduzierungen führen.

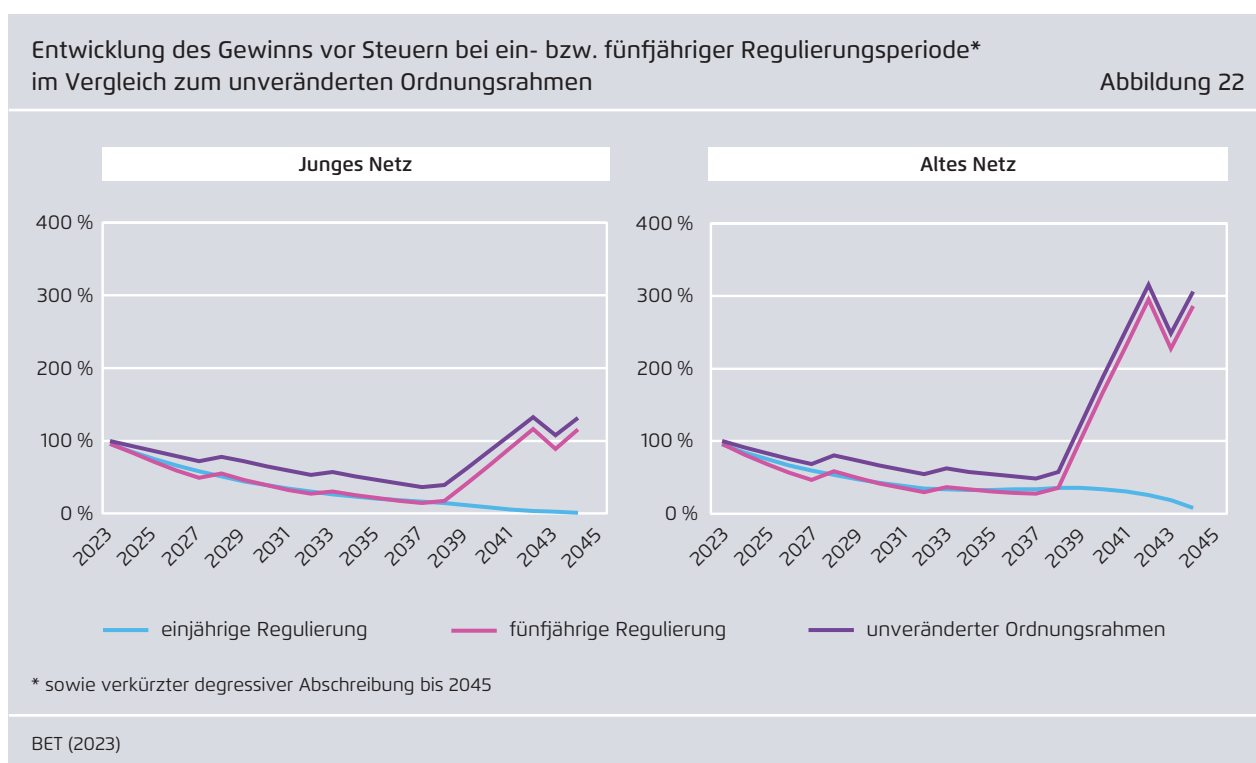
Die Verkürzung der Regulierungsperiode wirkt sich nicht auf das Anlagevermögen und damit den kalkulatorischen Restwert aus. Die Betriebskostensenkung spiegelt sich jedoch in der Entwicklung des EBT und der Netzentgelte wider.

Da sich im ersten Analyseschritt die degressive Abschreibungsmethode als vorteilhaft erwiesen hat, sind hier zudem nur die Ergebnisse mit degressiver Abschreibung im Vergleich zur Ausgangslage gezeigt. An der blauen Kurve in Abbildung 22 kann man deutlich erkennen, dass durch die schnellere Weitergabe der Betriebskostensenkungen der EBT der Netzbetreiber sinkt.

Verlauf der Netzentgelte

In Abbildung 23 zeigt sich der positive Effekt auf die Entwicklung der Netzentgelte: Für das junge Netz kann der durchschnittliche Anstieg der Netzentgelte

38 Eine Übersicht zu allen Modellergebnissen des Analyseschrittes gibt der Steckbrief (Schritt 2) im Anhang 1.



vom Faktor 2,7 auf den Faktor 2,5 gesenkt werden. Für das alte Netz sinkt der durchschnittliche Anstieg vom Faktor 3,9 auf den Faktor 3,5. Insbesondere in den 2040er-Jahren wird der Effekt für die Netzkund:innen deutlich spürbar. Die Netzentgelte haben sich 2044 im jungen Netz verfünffacht, statt fast verzehnfacht (Ausgangslage). Im alten Netz ergibt sich eine Reduktion vom Faktor 16 (Ausgangslage) auf den Faktor 12 (mit degressiver Abschreibung und einjähriger Regulierungsperiode).

Natürlich zeigt sich der positive Effekt für die Netzkund:innen mit umgekehrten Vorzeichen bei der Refinanzierbarkeit aus Sicht des Netzbetreibers. Die Refinanzierbarkeit ist weiterhin gegeben, sinkt aber durch die Verkürzung der Regulierungsperiode im Vergleich zum vorherigen Schritt deutlich.³⁹

39 Die Refinanzierbarkeit sinkt beim jungen Netz von 13 Prozent (fünfjährige Regulierungsperiode) auf 3 Prozent (einjährige Regulierungsperiode) und beim alten Netz von 27 Prozent (fünfjährige

4.3.2.4 Analyse 3:

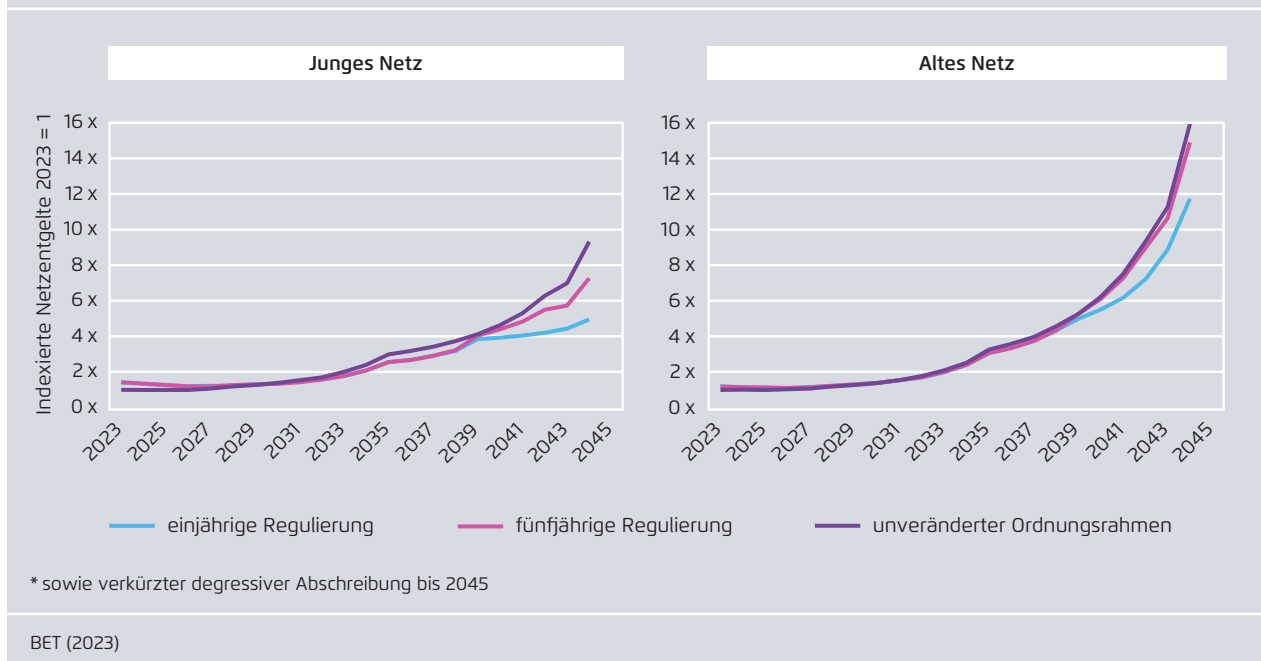
Wirkung einer medienübergreifenden Infrastrukturplanung in Bezug auf die Entwicklung von Netzentgelten und Unternehmensergebnissen

Bisher wurde in den Modellannahmen davon ausgegangen, dass der Nachfragerückgang zufallsabhängig erfolgt und damit die Stilllegung von Netzabschnitten erst sehr spät eintritt, weil vereinzelt Netznutzer:innen lange angeschlossen bleiben und dies in den meisten Fällen den Weiterbetrieb ganzer Netzabschnitte erfordert. Mit einer konsequenten Umsetzung einer medienübergreifenden Infrastrukturplanung als Weiterentwicklung der bestehenden Vorschläge einer kommunalen Wärmeplanung entsteht die Chance, die Transformation zu koordinieren und damit den Nachfragerückgang auf Zielgebiete zu konzentrieren, sodass eine schnellere Stilllegung von Netzabschnitten möglich wird.

Regulierungsperiode) auf 3 Prozent (einjährige Regulierungsperiode); (vgl. Steckbrief (Schritt 2) im Anhang 1).

Entwicklung der Netzentgelte bei ein- bzw. fünfjähriger Regulierungsperiode* im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen

Abbildung 23



Wie in Kapitel 4 beschrieben, wurde diese Möglichkeit im Modell mit einem s-förmigen Stilllegungsverlauf (vgl. Abbildung 10) hinterlegt. Die nun folgenden Ergebnisse vergleichen diesen s-förmigen und damit frühzeitigeren Stilllegungsverlauf mit der Stochastik. Die Optimierungen aus den ersten beiden Analyseschritten, degressive Abschreibung und einjährige Regulierungsperiode, sind in den gezeigten Ergebnissen ebenfalls enthalten.

Die Analyse ergab folgende Ergebnisse: ⁴⁰

→ Ein großer Hebel in der Senkung der Kosten für die Netznutzer:innen liegt in einer medienübergreifenden Infrastrukturplanung, die eine koordinierte Stilllegung von Netzabschnitten des Erdgasnetzes ermöglicht. Wie die sich anbahnende bundesweite kommunale Wärmeplanung zu einer verbindlichen

medienübergreifenden Infrastrukturplanung weiterentwickeln werden muss, um solche Potenziale heben zu können, wird in Kapitel 5 diskutiert.

→ Eine koordinierte und damit frühere Stilllegung von Netzabschnitten macht aus Netzbetreibersicht die Kompensation von negativen wirtschaftlichen Effekten erforderlich, da sonst die Refinanzierung des Netzbetriebs gefährdet sein kann. Durch die Gewährung eines einmaligen Bonus bei planmäßiger Stilllegung kann dieser Anreiz gesetzt werden, ohne dass sich die Netzentgelte signifikant verändern.

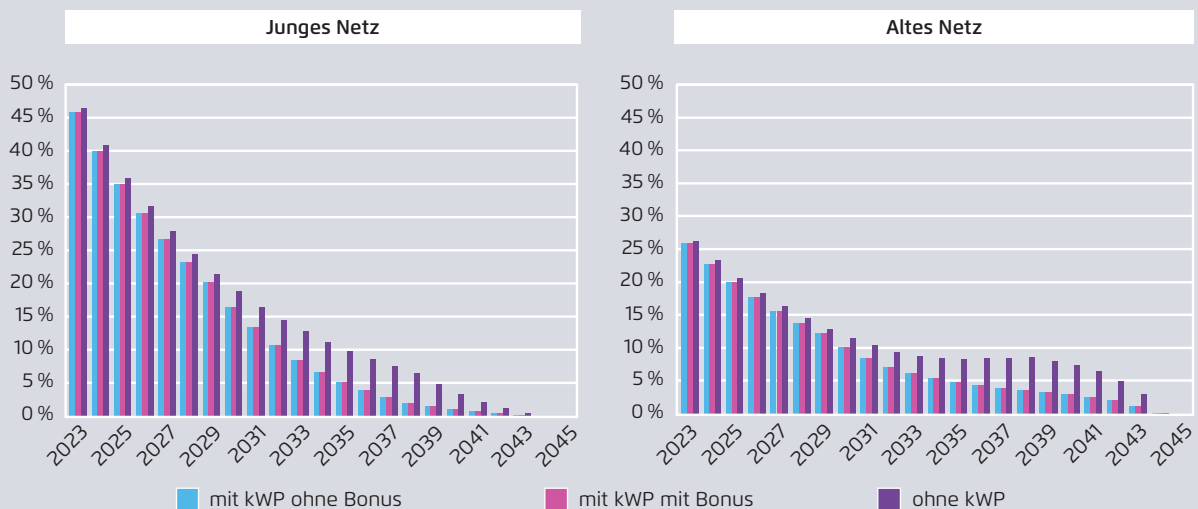
Um die Frage zu adressieren, wie hoch genau ein solcher Bonus gesetzt werden sollte, damit Netznutzer:innen und Netzbetreiber profitieren, wird weiter unten noch eine Sensitivität durchgeführt.

Auswirkungen einer medienübergreifenden Infrastrukturplanung auf kalkulatorische Restwerte und Netzentgeltentwicklung

In Abbildung 24 zeigt sich, dass unter Annahme einer funktionierenden, verbindlichen Infrastrukturpla-

40 Eine Übersicht zu allen Modellergebnissen des Analyseschrittes gibt der Steckbrief (Schritt 3) im Anhang 1.

Entwicklung des kalkulatorischen Restwertes mit funktionierender kommunaler Wärmeplanung ohne bzw. mit Bonus* im Vergleich zum Fall ohne funktionierende kommunale Wärmeplanung (kWP) Abbildung 24



* sowie verkürzter degressiver Abschreibung bis 2045 und einjähriger Regulierung

BET (2023)

nung die kalkulatorischen Restwerte schneller sinken. Die Ursache hierfür liegt darin, dass Anlagegüter früher stillgelegt werden können. Bei den Netzentgelten (vgl. Abbildung 25) stellt sich der gewünschte Effekt einer Senkung ein: Im jungen Netz steigen die Netzentgelte durchschnittlich um den Faktor 2 und im alten Netz um den Faktor 2,5. Schaut man auf das Jahr 2044, so konnte für das junge Netz statt der Verfünffachung (ohne verpflichtende Infrastrukturplanung) eine Vervielfachung und für das alte Netz eine Verachtfachung statt einer Verzwölfachung erreicht werden.

Auswirkungen einer früheren Stilllegung auf das Unternehmensvermögen

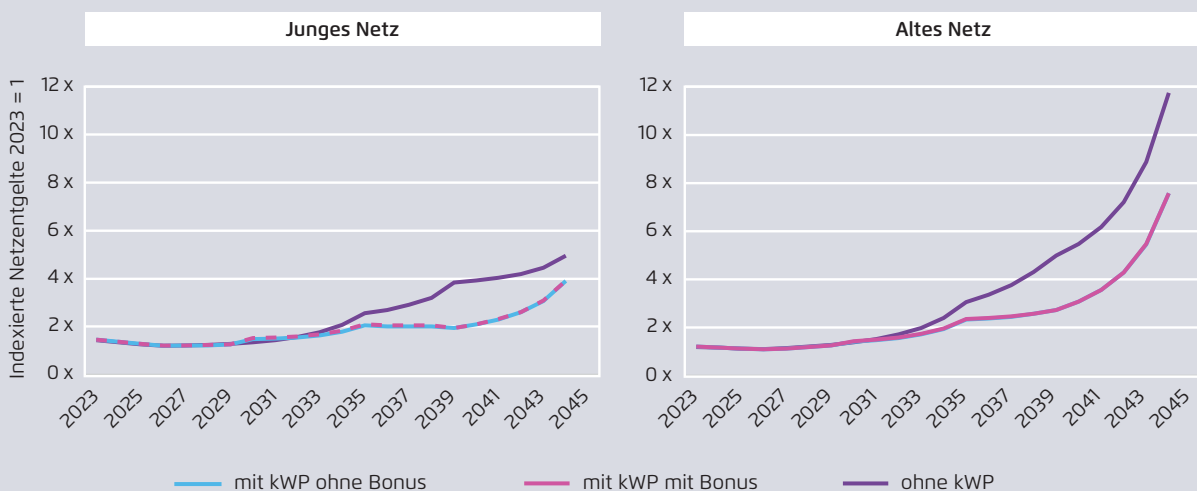
Allerdings haben die Stilllegungen zu einem früheren Zeitpunkt eine negative Auswirkung auf das EBT der Netzbetreiber, da nur noch geringere kalkulatorische Restwerte verzinst werden können (vgl. Abbildung 26). Das hat zur Folge, dass die Refinanzierungskennzahl weiter absinkt und negativ wird. Für das junge Netz beträgt die Kennziffer zur Refinanzie-

rung -1 Prozent und für das alte Netz -3 Prozent.⁴¹ Ein Netzbetreiber hat bezogen auf seine Möglichkeit zur Refinanzierung also Nachteile, sollten sich durch koordiniertes planerisches Vorgehen Möglichkeiten zur frühzeitigen Stilllegung von Assets ergeben.

Daher ist es erforderlich, neben verbindlichen Vorgaben aus einer medienübergreifenden Planung einen Anreiz für den Netzbetreiber zu implementieren, der diese Ausfälle kompensiert, damit die Transformationsaufgabe in hinreichender Geschwindigkeit realisiert werden kann. Im Modell wurde dies dergestalt umgesetzt, indem für Stilllegungen entsprechend einem zielreichenden Transformationspfad (wie er sich aus der kommunalen Energie-Verteil-Strategie, siehe Kapitel 5.1 ergibt) ein zusätzlicher Bonus in Höhe von 10 Prozent des Restwertes der stillzulegenden Anlage gewährt wurde. Die 10 Prozent wurden ausgewählt, weil ab diesem Wert eine positive Refinanzierungskennziffer für beide modellierten

41 vgl. Steckbrief (Schritt 3) im Anhang 1.

Entwicklung der Netzentgelte mit funktionierender kommunaler Wärmeplanung ohne bzw. mit Bonus* im Vergleich zum Fall ohne funktionierende kommunale Wärmeplanung (kWP) Abbildung 25



* sowie verkürzter degressiver Abschreibung bis 2045 und einjähriger Regulierung

BET (2023)

Netze wieder erreicht wurde. Mit Bonus beträgt die Kennziffer für die Refinanzierung für das junge Netz 3 Prozent und für das alte Netz 1 Prozent.

Interessant ist, dass der Bonus von 10 Prozent den Gewinn vor Steuern (EBT) anhebt (vgl. Abbildung 26), ohne dass ein spürbarer Anstieg der Netzentgelte erforderlich ist. Es besteht hiermit also die Möglichkeit, einen Anreiz für Netzbetreiber zu setzen, Planungsvorgaben zu folgen und dennoch die Netznutzer:innen von verminderten Netzentgelten profitieren zu lassen.

4.3.2.5 Analyse 4: Auswirkungen eines vollständigen Rückbaus stillgelegter Infrastruktur aufgrund entsprechender Vereinbarungen in bestehenden Konzessionsverträgen

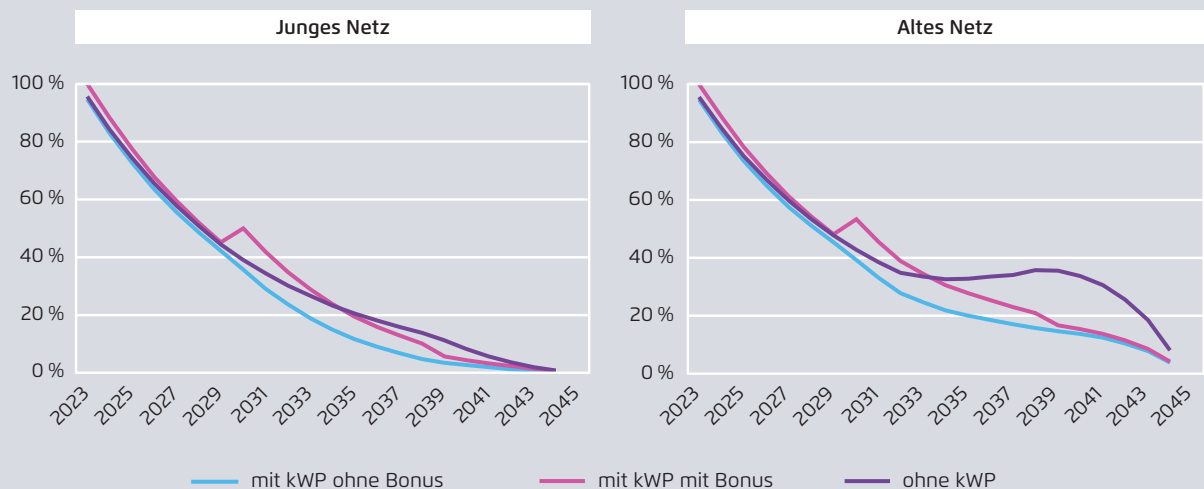
In der Problemanalyse in Kapitel 3 wurde bereits thematisiert, dass viele Konzessionsverträge pauschale Rückbauforderungen im Falle von Stilllegungen enthalten. Gleichzeitig ist die regulatorische Anerkennung solcher Rückbaukosten

nicht eindeutig geregelt. Die Analyse ergab folgende Ergebnisse:⁴²

- Trotz aller bisher identifizierten Optimierungen gefährdet der in manchen Konzessionsverträgen verlangte vollständige Rückbau im Fall von Stilllegungen in Kombination mit einer unklaren Situation bei der Anerkennung damit verbundener Kosten die Refinanzierung des Netzbetriebs. Insbesondere die Klärung der Kostenanerkennung ist dringlich, weil es sonst zu dem gleichen Effekt wie bei der fehlenden Möglichkeit zur vollständigen Abschreibung neuer Bestandsanlagen kommen kann, dass sich deutliche Verluste für Netzbetreiber ergeben und zudem sich keine Bewerber auf Erdgaskonzessionen mehr finden.
- Setzt man die Anerkennung der Rückbaukosten als gegeben voraus, besteht mit Blick auf die Netzent-

42 Eine Übersicht zu allen Modellergebnissen des Analyseschrittes gibt der Steckbrief (Schritt 4) im Anhang 1.

Entwicklung des Gewinns vor Steuern mit funktionierender kommunaler Wärmeplanung ohne bzw. mit Bonus* im Vergleich zum Fall ohne funktionierende kommunale Wärmeplanung (kWP) Abbildung 26



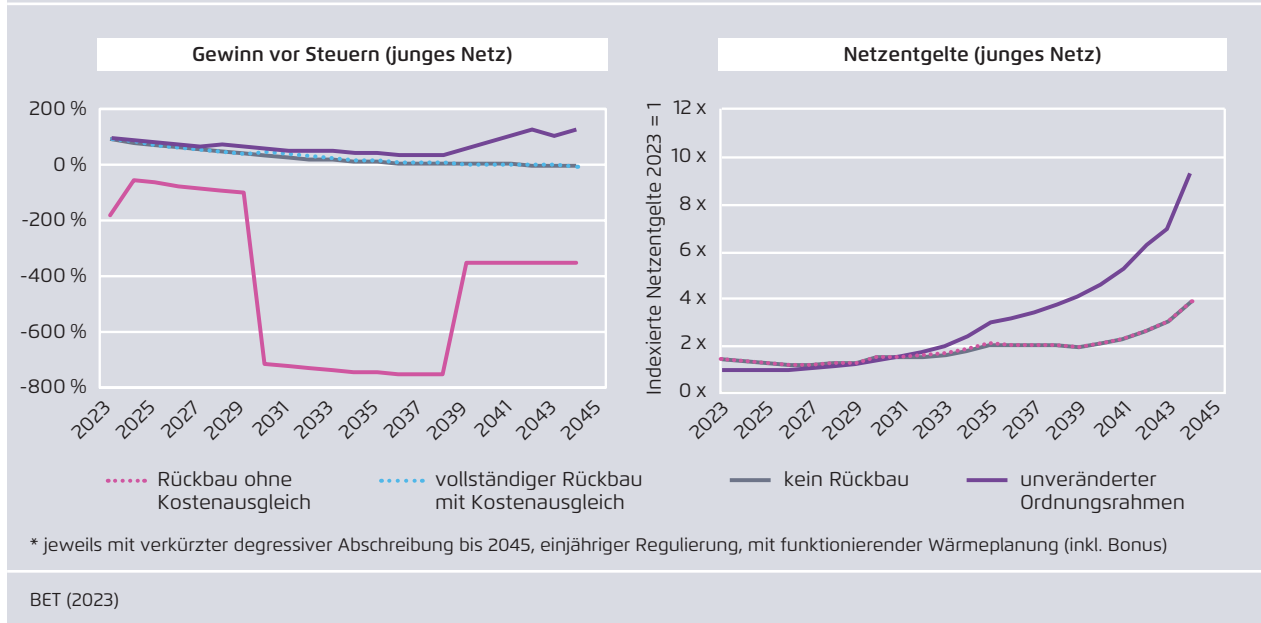
* sowie verkürzter degressiver Abschreibung bis 2045 und einjähriger Regulierung

BET (2023)

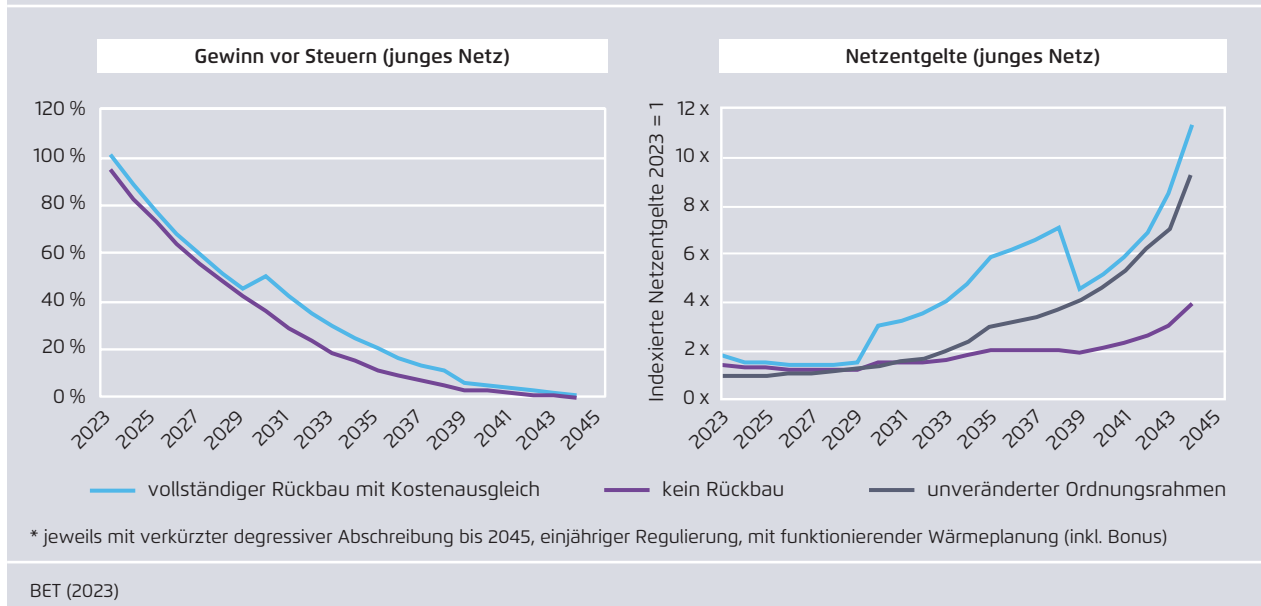
gelte Handlungsbedarf. Die Berechnungen zeigen hier starke Anstiege ab den 2030er-Jahren, wenn es vermehrt zu Stilllegungen kommt. Daraus lässt sich folgern, dass ein vollständiger Rückbau nicht mehr

benötigter Gasinfrastrukturen mit sehr hohen Kosten verbunden ist, der entweder die Refinanzierung der Netzbetreiber gefährdet oder die Netzentgelte für die Netznutzer:innen sehr stark steigen lässt.

Entwicklung des Gewinns vor Steuern bzw. der Netzentgelte bei vollständigem Rückbau ohne Kostenausgleich im Vergleich zum Fall ohne Rückbau* und zum unveränderten Ordnungsrahmen **Abbildung 27**



Entwicklung des Gewinns vor Steuern bzw. der Netzentgelte bei vollständigem Rückbau mit Kostenausgleich im Vergleich zum Fall ohne Rückbau* und zum unveränderten Ordnungsrahmen **Abbildung 28**



Entwicklung von Unternehmensvermögen und Verlauf der Netzentgelte mit und ohne Anerkennung der aus einem vollständigen Rückbau entstehenden Kosten

Abbildung 27 zeigt, dass ein vollständiger Rückbau zum Zeitpunkt der Stilllegung ohne regulatorische Anerkennung der damit verbundenen Kosten zwar keine Auswirkung auf die Entwicklung der Netzentgelte hätte, aber eine Refinanzierung für den Netzbetreiber nicht nur nicht mehr gegeben ist, sondern signifikante Verluste entstehen.

Schreibt man eine regulatorische Anerkennung der Rückbaukosten im Ordnungsrahmen fest, dann wäre zwar die Refinanzierung aus Netzbetreibersicht gegeben und sogar ein leicht positiver Effekt auf das EBT beobachtbar, jedoch steigen die Netzentgelte signifikant. Sie steigen trotz aller zuvor diskutierten und hier implementierten Optimierungen über das Niveau der Ausgangslage (vgl. Abbildung 28) an. Die Entwicklung verhält sich in einem alten Netz analog, jedoch sind diese Ergebnisse hier nicht gesondert aufgeführt.

4.3.2.6 Analyse 5:

Einsparpotenziale durch einen ausschließlich kriterienbasierten Rückbau

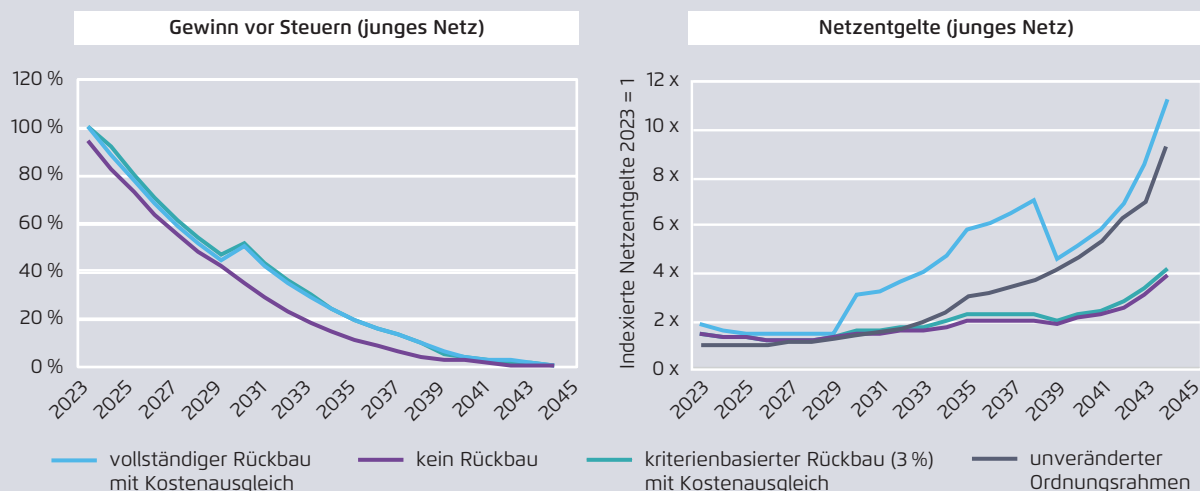
Einen vollständigen Rückbau auszuschließen, bedeutet nicht, dass es nicht im Einzelfall zum Rückbau bei stillgelegten Leitungen kommen kann. Das kann beispielsweise der Fall sein, wenn der Platz für andere Infrastrukturen benötigt wird oder die vorhandenen Gasleitungen aus sonstigen Gründen zu Beeinträchtigungen oder negativen Umwelteinflüssen führen. Im Modell wurde daher ergänzend unterstellt, dass bei Vorliegen entsprechender Voraussetzungen ein kriterienbasierter Rückbau erfolgt. Hierzu wurde eine Größenordnung von 3 Prozent bezogen auf die ursprüngliche Leitungslänge angenommen. Die Analyse ergab folgende Ergebnisse:⁴³

→ Durch einen ausschließlich kriterienbezogenen, statt vollständigen, Rückbau in Verbindung mit

43 Eine Übersicht zu allen Modellergebnissen des Analyse-schrittes gibt der Steckbrief (Schritt 5) im Anhang 1.

Entwicklung des Gewinns vor Steuern bzw. der Netzentgelte bei vollständigem Rückbau mit Kostenausgleich im Vergleich zum Fall ohne Rückbau*, zum unveränderten Ordnungsrahmen und zum kriterienbasierten Rückbau mit Kostenausgleich

Abbildung 29



* jeweils mit verkürzter degressiver Abschreibung bis 2045, einjähriger Regulierung, mit funktionierender Wärmeplanung (inkl. Bonus)

BET (2023)

einer vollständigen regulatorischen Kostenanerkennung der Rückbaukosten bleibt die Refinanzierung des Netzbetriebs gegeben und Rückbauforderungen werden im erforderlichen Ausmaß für die Kommune ermöglicht.

- Netznutzer:innen werden durch den kriterienbezogenen Rückbau mit nur geringfügig höheren Netzentgelten belastet, als es in der Betrachtung ohne Rückbau der Fall ist.

Abbildung 29 zeigt, dass durch einen kriterienbasierten Rückbau mit Kostenanerkennung für die anfallenden Rückbaukosten die Netzentgelte vergleichbar niedrig sind wie bei dem untersuchten Szenario ohne Rückbau. Die Differenz zum Verlauf der Netzentgelte bei vollständigem Rückbau ist signifikant: Während bei einem vollständigen Rückbau die Netzentgelte im jungen Netz um den Faktor 4,4 und im alten Netz um den Faktor 5,9 steigen, liegt der durchschnittliche Anstieg der Netzentgelte im jungen Netz beim Faktor 2 und im alten Netz beim Faktor 2,5.

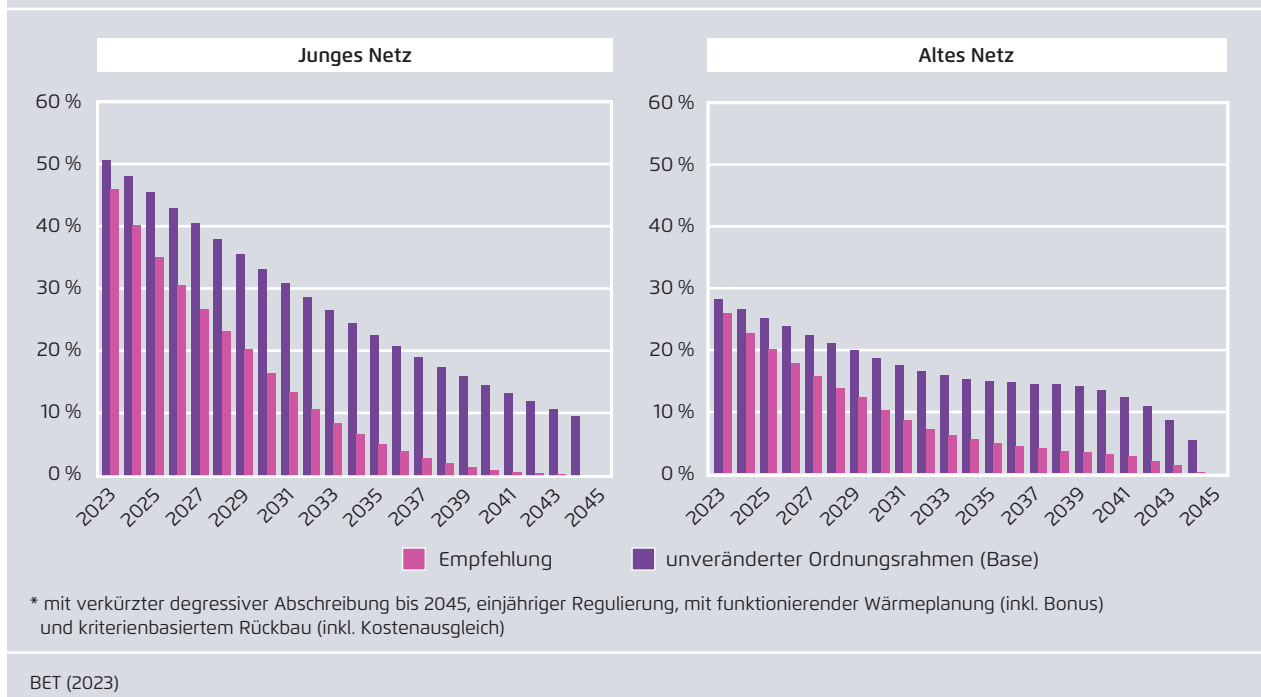
4.3.2.7 Zusammenfassung der Analyseergebnisse: Vergleich der Entwicklung ökonomischer Kennzahlen und der Netzentgelte mit und ohne Umsetzung der Empfehlungen

Abbildungen 30-32 ziehen einen Vergleich zwischen der Entwicklung ohne Anpassungen des Ordnungsrahmens (Ausgangslage) und der Entwicklung nach Umsetzung der in den Analyseschritten ermittelten Anpassungen am Ordnungsrahmen (Empfehlung):

- degressive Abschreibung aller Bestandsanlagen bis 2045
- Verkürzung der fünfjährigen Regulierungsperiode beziehungsweise Übergang zur *Cost-Plus*-Regulierung für Erdgasnetze
- frühere Stilllegung durch verbindliche Vorgaben aus einer medienübergreifenden, kommunalen Energie-Verteil-Strategie
- Bonus für Stilllegung gemäß der kommunalen Energie-Verteil-Strategie

Entwicklung des kalkulatorischen Restwerts im Fall der ermittelten Empfehlung* im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen

Abbildung 30



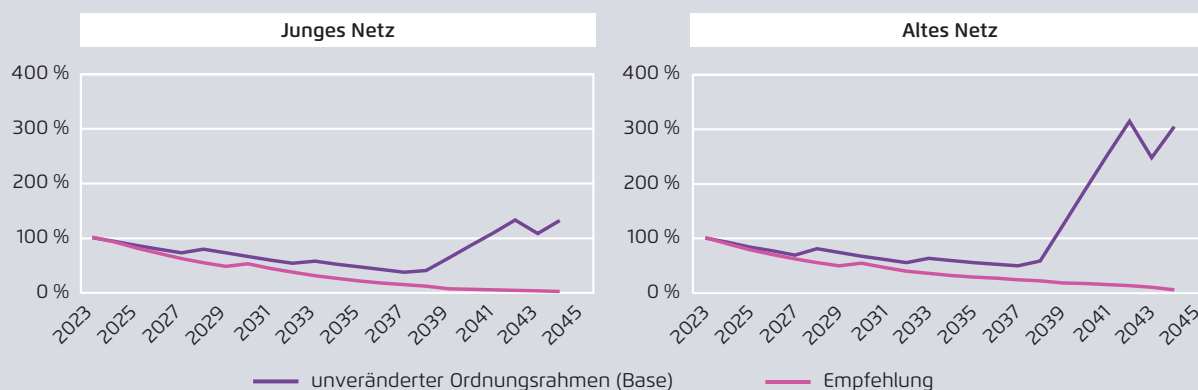
→ kriterienbasierter Rückbau mit Anerkennung der damit verbundenen Kosten

Es zeigt sich, dass für die untersuchten Modellnetze durch die vorgeschlagenen Anpassungen der kalkulatorische Restwert bis 2045 sukzessive

reduziert und *Stranded Assets* vermieden werden können. Während die Refinanzierungskennzahl in der Ausgangslage für alle Modellnetze negativ ist, so ist sie nach Anwendung aller Optimierungsvorschläge für den Ordnungsrahmen wieder positiv.

Entwicklung des Gewinns vor Steuern im Fall der ermittelten Empfehlung* im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen

Abbildung 31

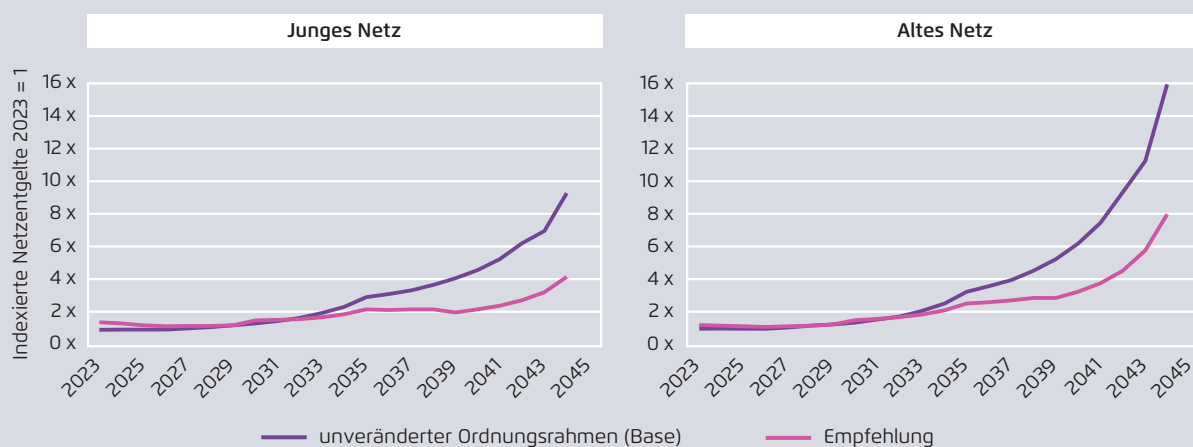


* mit verkürzter degressiver Abschreibung bis 2045, einjähriger Regulierung, mit funktionierender Wärmeplanung (inkl. Bonus) und kriterienbasiertem Rückbau (inkl. Kostenausgleich)

BET (2023)

Entwicklung der Netzentgelte im Fall der ermittelten Empfehlung* im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen

Abbildung 32



* mit verkürzter degressiver Abschreibung bis 2045, einjähriger Regulierung, mit funktionierender Wärmeplanung (inkl. Bonus) und kriterienbasiertem Rückbau (inkl. Kostenausgleich)

BET (2023)

Die Netzentgelte steigen auch nach Implementierung der Optimierungsvorschläge konstant an, jedoch nicht so stark wie in der Ausgangslage. Statt einer annähernden Verdreifachung im jungen Netz konnte der durchschnittliche Anstieg auf eine Verdopplung gesenkt werden und im Spitzenwert 2044 sind die Netzentgelte nicht um fast den Faktor 10 im Vergleich zum Basisjahr 2022 gestiegen, sondern um den Faktor 4. Beim alten Netz wurde der durchschnittliche Anstieg von 4 auf 2,5 gesenkt und der Spitzenwert 2044 von 16 auf 8.⁴⁴

Wie diese Verbesserungsvorschläge am Ordnungsrahmen umgesetzt werden können und was im Zusammenhang damit zu beachten ist, wird in Kapiteln 5 diskutiert.

4.3.3 Ergebnisse der Sensitivitäten

4.3.3.1 Sensitivität 1:

Einfluss der variablen Kosten an den OPEX auf die Netzentgelte

Bei Stilllegungen führt der Wegfall von variablen Betriebskosten zu Einsparungen beim Netzbetreiber beziehungsweise zu geringeren Kosten für die Netznutzer:innen. Demgegenüber stehen fixe Kosten, wie zum Beispiel für administrative Funktionen, Betriebs- und Geschäftsausstattung, vorzuhaltende IT, die unabhängig von der Größe des betriebenen Netzgebietes sind. In allen Analyseschritten wurde davon ausgegangen, dass der Anteil der variablen Kosten an den Betriebsausgaben (*Operational Expenses* – OPEX) 60 Prozent beträgt. Variiert man diese Eingangsgröße, zeigt die Analyse eine deutliche Veränderung im Verlauf der Netzentgelte:

→ Zur Minimierung der Kosten der Transformation im Gasnetz ist ein möglichst hoher variabler Anteil an den OPEX wünschenswert.

→ Hohe variablen Anteile können erreicht werden, wenn im Zuge der Transformation verstärkt auf Kooperationen gesetzt wird, um Synergien und Skaleneffekte zu heben.

Bei der Bewertung der quantitativen Modellergebnisse ist es, wie bereits erwähnt, wichtig zu beachten, dass es sich bei Stilllegungen oft um sprungfixe Kosten handelt, die sich perspektivisch reduzieren lassen. Das heißt, dass die Senkungen in der Realität vermutlich nicht so schnell eintreten, wie das im Modell möglich ist.

Auswirkung des variablen Anteils an den Betriebsausgaben auf den Verlauf der Netzentgelte

Für die soziale Verträglichkeit der Transformation im Gassektor sind insbesondere die Anstiege der Netzentgelte ab Mitte der 2030er-Jahre eine Herausforderung. Neben den eingangs in diesem Kapitel diskutierten Optimierungen lässt sich vor allem dann der Anstieg dämpfen, wenn mit Stilllegungen ein großer Anteil variabler Kosten verbunden ist, der sich einsparen lässt. Hierbei handelt es sich in der Realität (anders als im Modell) jedoch oft um sprungfixe Kosten, die sich nur zeitverzögert abbauen lassen (zum Beispiel Personalkosten). Die Höhe des Anteils der variablen Kosten an den OPEX ist sehr unternehmensspezifisch und lässt sich nicht über den Ordnungsrahmen vorgeben. Möglichkeiten, die OPEX-Kosten zu senken, liegen für die Unternehmen darin, im Zuge der Transformation und dem Bedarf an Fachkräften in anderen Infrastrukturen beispielsweise verstärkt auf Kooperationen zu setzen, um Synergien zu heben und Skaleneffekte zu erschließen. So können wichtige Funktionen im Unternehmen, die durch rückläufige Absätze nicht mehr voll benötigt werden, optimiert ausgelastet werden.⁴⁵

In Abbildung 33 sieht man lila dargestellt die Netzentgeltentwicklung ohne Anpassungen am

44 Eine Übersicht zu allen Modellergebnissen des Analyseschrittes gibt der Steckbrief „Vergleich der Entwicklung in der Ausgangslage (Base) und bei Umsetzung der Empfehlungen“ im Anhang 1.

45 Eine Übersicht zu allen Modellergebnissen des Analyseschrittes gibt der Steckbrief (Sensitivität 1) im Anhang 1.

Ordnungsrahmen und in rosa die Entwicklung der Netzentgelte bei Berücksichtigung aller zuvor diskutierten Optimierungen. Senkt man den Anteil der variablen Kosten an den OPEX auf 40 Prozent, dann können durch Stilllegungen weniger Kosten gesenkt werden und die Netzentgelte steigen stärker an (blaue Kurve). Im Modell ergibt sich für das junge Netz ein durchschnittlicher Anstieg um den Faktor 2,2 (statt 1,9 im Basisfall) und mehr als eine Verfünfachung der Netzentgelte im Jahr 2044 statt einer Vervielfachung im Basisfall. Für das alte Netz steigen die Netzentgelte im Durchschnitt um den Faktor 3 (statt 2,5 im Basisfall) und in der Spitze um den Faktor 10 statt 8 im Basisfall.

Den gegenteiligen Effekt hat eine Erhöhung des Anteils der variablen Kosten an den OPEX auf 80 Prozent. In diesem Fall steigen die Netzentgelte geringer an als im Basisfall. Für das junge Netz reduziert sich der Anstieg im Durchschnitt von 1,9 (im Basisfall) auf 1,6 und im Maximum 2044 von 4

auf 2,5. Für das alte Netz reduzieren sich die Anstiege im Netzentgelt im Durchschnitt von 2,5 auf 2 und im Maximum 2044 von 8 auf 5,5.

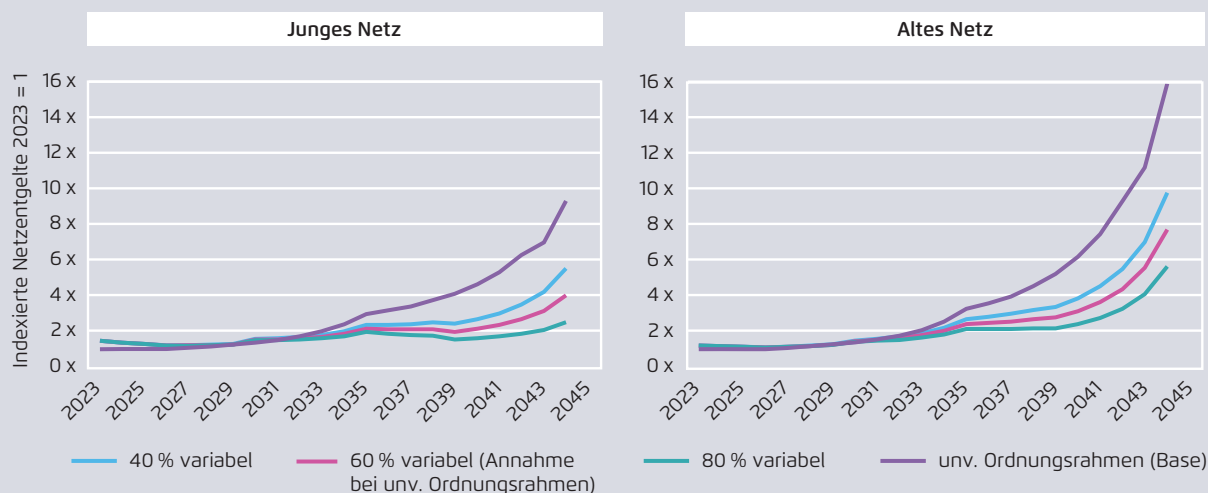
4.3.3.2 Sensitivität 2: Variation des Bonus zur planmäßigen Stilllegung von Anlagen

Im dritten Analyseschritt wurde gezeigt, dass der Netzbetreiber durch frühzeitige Stilllegungen ökonomische Nachteile erleidet, weil er auf Zinseinnahmen aus seinen Anlagegütern zu einem früheren Zeitpunkt verzichtet. Es wurde aber auch gezeigt, dass und wie ein Bonus auf die planmäßige Stilllegung die Refinanzierbarkeit des Netzbetriebs sichern kann und dennoch der Vorteil niedrigerer Netzentgelte für die Netznutzer:innen erhalten bleibt.

Die Höhe des Bonus wurde mit 10 Prozent so gewählt, dass für beide untersuchten Netze die Refinanzierbarkeit gesichert ist. Dies hat aber dennoch zu der Situation geführt, dass der Betreiber des alten Netzes ökonomisch bessergestellt

Auswirkung des Anteils der variablen Kosten an den OPEX auf die Netzentgelte* im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen

Abbildung 33



* jeweils bei Umsetzung aller identifizierter Empfehlungen: verkürzter degressiver Abschreibung bis 2045, einjähriger Regulierung, mit funktionierender Wärmeplanung (inkl. Bonus) und kriterienbasiertem Rückbau (inkl. Kostenausgleich)

BET (2023)

wäre, wenn eine frühere Stilllegung verhindert wird. Daher wird in dieser Sensitivität die Höhe des Bonus variiert, um zu prüfen, ob sich eine Einstellung finden lässt, in dem beide Seiten (Netzbetreiber und Netznutzer:innen) davon profitieren, einen Transformationspfad entsprechend den Vorgaben der Klimaziele einzuschlagen. Der Eingangswert für den Bonus wurde dafür zwischen 5 Prozent und 25 Prozent variiert.

Die Analyse kommt zu folgenden Ergebnissen:⁴⁶

- Um den Netzbetreiber ökonomisch zu motivieren, Anlagen gemäß den Vorgaben aus einer medienübergreifenden Planung stillzulegen, müsste für die modellierten Netze ein Bonus in Höhe von 15 bis 20 Prozent auf den jeweiligen verbleibenden

46 Eine Übersicht zu allen Modellergebnissen des Analyseschrittes gibt der Steckbrief (Sensitivität 2) im Anhang 1.

Restwert bei Stilllegung gewährt werden. Dies führt, wie Tabelle 1 zeigt, zu einer besseren Refinanzierbarkeit aus Sicht des Netzbetreibers.

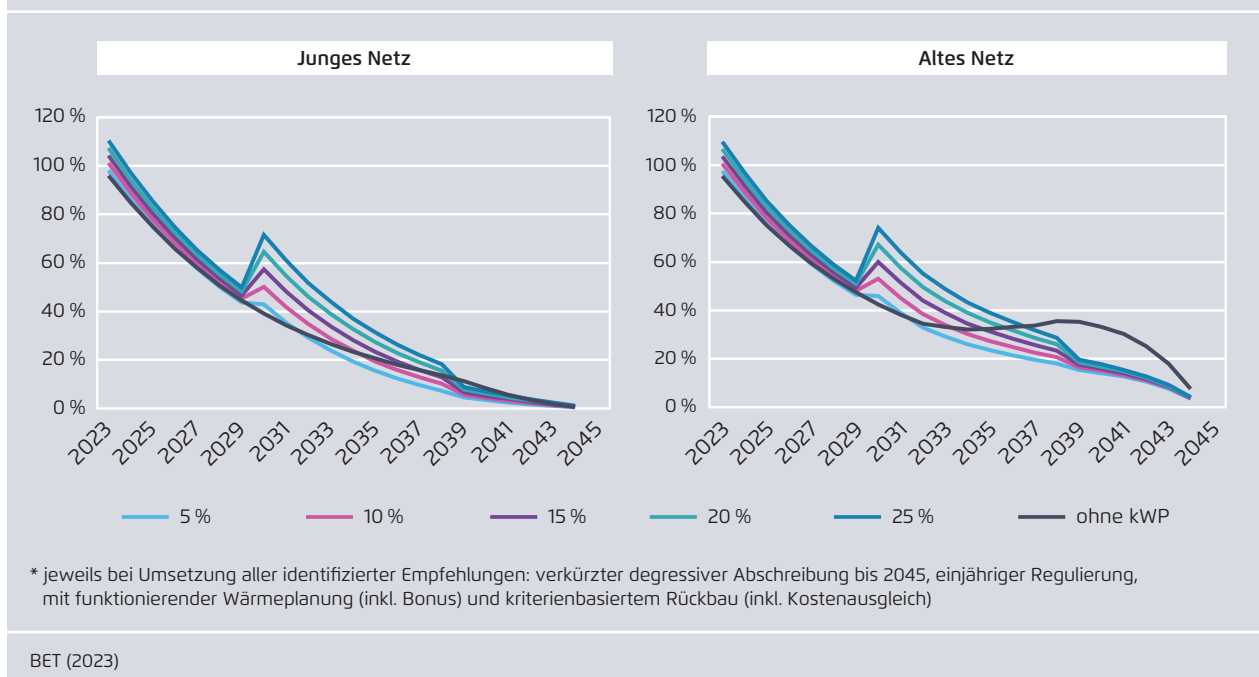
- Gleichzeitig profitieren die Netznutzer:innen trotz Bonus von einer geringeren Steigerung der Netzentgelte, verglichen mit dem Fall, dass den Vorgaben der Energie-Verteil-Strategie nicht gefolgt wird.

Auswirkung verschiedener Höhen des Bonus auf Unternehmensgewinne und Entwicklung der Netzentgelte

In Abbildung 34 sieht man die Auswirkungen einer Variation des Bonus zur planmäßigen Stilllegung von Anlagen auf das EBT. Der charakteristische Verlauf ist auf die als Eingangsgröße hinterlegte S-Kurve für den Stilllegungspfad (vgl. Abbildung 10) zurückzuführen. Man erkennt, dass der Gewinn vor Steuern (EBT) mit der Höhe des Bonus steigt, sodass für das junge Netz schon ab 5 Prozent und für das alte Netz ab 10 Prozent die Refinanzierbarkeit erreicht wird (vgl. Tabelle 1).

Entwicklung des Gewinns vor Steuern bei Variation des Bonus für frühzeitige Stilllegung von Anlagen* im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen

Abbildung 34



Wie man Abbildung 35 und Tabelle 1 entnehmen kann, hat der Bonus, trotz positiver Effekte für die Refinanzierbarkeit, keine sichtbare Auswirkung auf die Höhe der Netzentgelte. Das liegt darin begründet, dass es sich bei dem Bonus um eine einmalige Zahlung bei Stilllegung der Anlagegüter handelt und sich keine Effekte aufsummieren.

4.3.3 Sensitivität 3: Auswirkung einer Verfügbarkeit von Wasserstoff für die Raumwärme bei Umsetzung aller empfohlenen Anpassungen im Ordnungsrahmen

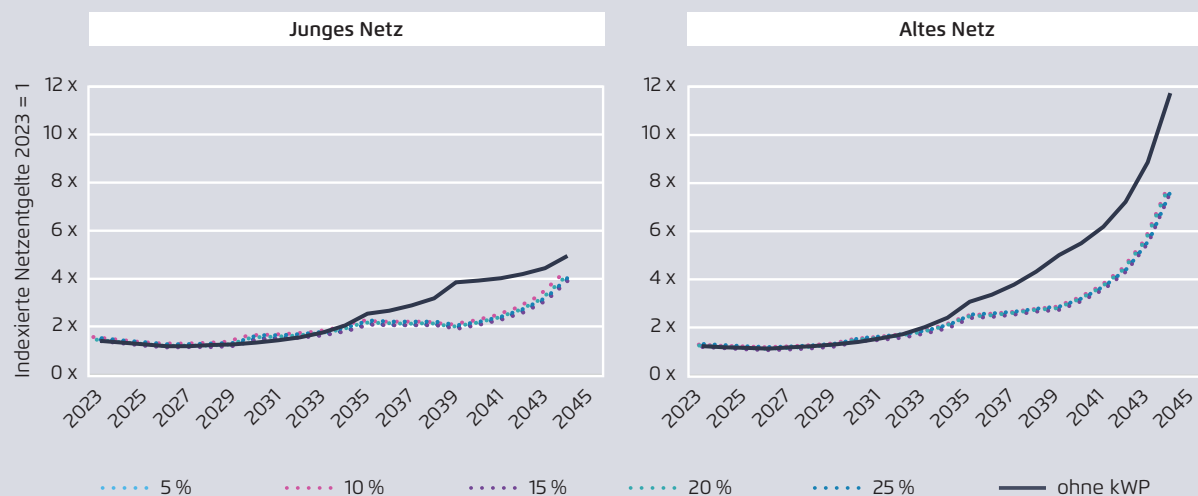
Die Frage, ob Wasserstoff zukünftig neben der stofflichen und energetischen Anwendung in der Industrie sowie der indirekten Wärmeversorgung in Kraftwerken auch im Bereich der direkten Nutzung in der Raumwärme eingesetzt wird, ist umstritten. Wie in Kapitel 2 dargestellt, kommt für die Mehrzahl der Energiesystemstudien, die einen zielerreichenden Pfad bis 2045 betrachten, diese Option nicht infrage.

Um zu demonstrieren, wie sich die Vorschläge zur Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens Erdgas auswirken, wenn es dennoch zu einem größeren Einsatz von Wasserstoff in der direkten Nutzung in der Raumwärme kommt, wurde in dieser Sensitivität die über die fünf Analyseschritte ermittelte Empfehlung einmal für den Basisfall (kein Wasserstoff in der direkten Raumwärme) und einmal mit einem Anteil von 15 Prozent Wasserstoff in der direkten Raumwärme simuliert.

In den Betrachtungen oben wurden die Kennzahlen für Erdgas analysiert, das heißt, kalkulatorische Restwerte, EBTs und Netzentgelte bezogen sich ausschließlich auf Infrastrukturgüter beziehungsweise Kosten im Methannetz. Da die Wasserstoff-Sensitivität in der Modellierung vor allem eine Auswirkung darauf hat, dass mehr Anlagegüter umgewidmet und weniger stillgelegt werden, ist der Vergleich nur sinnvoll, wenn Erdgas und Wasserstoff gemeinsam betrachtet werden.

Entwicklung der Netzentgelte bei Variation des Bonus für frühzeitige Stilllegung von Anlagen* im Vergleich zum unveränderten Ordnungsrahmen

Abbildung 35



* jeweils bei Umsetzung aller identifizierter Empfehlungen: verkürzter degressiver Abschreibung bis 2045, einjähriger Regulierung, mit funktionierender Wärmeplanung (inkl. Bonus) und kriterienbasiertem Rückbau (inkl. Kostenausgleich)

BET (2023)

Die Analyse kam zu folgendem Ergebnis:⁴⁷

- Die Sensitivität unterstreicht die Vorteilhaftigkeit der Umstellung bestehender Infrastrukturen, da dadurch die Kosten für die Netznutzer:innen gesenkt und die Refinanzierbarkeit eines integrierten Erdgas- und Wasserstoffnetzbetreibers erhöht werden können.⁴⁸
- Aus den Modellergebnissen lässt sich nicht folgern, dass die Wasserstoff-Sensitivität insgesamt den volkswirtschaftlich und bezogen auf den Klimaschutz besseren Fall darstellt. Für eine solche Bewertung spielen zahlreiche weitere Faktoren eine Rolle. Bezogen auf den Klimaschutz sind dies beispielsweise Verfügbarkeiten von Erneuerbaren Energien und grünem Wasserstoff, CO₂-Bilanz und Umwandlungsverluste. Bezogen auf die volkswirtschaftlichen Kosten sind das neben der Verfügbarkeit zum Beispiel der Preis für den zusätzlichen Wasserstoff, welcher in dieser Studie nicht betrachtet wurde. Sollte zukünftig Wasserstoff

auch für direkte Wärmeanwendungen verfügbar und möglich beziehungsweise sinnvoll sein und deswegen mehr Leitungsabschnitte der bestehenden Infrastruktur weitergenutzt werden können, ergibt sich innerhalb der hier betrachteten Modellgrenzen eine positive Situation, in der die Refinanzierbarkeit für integrierte Erdgas- und Wasserstoffnetzbetreiber steigt und gleichzeitig Netznutzer:innen von weniger stark steigenden Netzentgelten von Erdgas profitieren.

Auswirkung auf Unternehmensvermögen und Verlauf der Netzentgelte

Für die Auswertung einer zusätzlichen direkten Nutzung von Wasserstoff zur Deckung von 15 Prozent des Raumwärmebedarfs wurde im Modell davon ausgegangen, dass beide Sparten in einem Unternehmen liegen. Daher sind die in Abbildung 36 und Abbildung 37 gezeigten kalkulatorischen Restwerte und EBT-Entwicklungen die Summe aus den jeweiligen Werten für Methan und Wasserstoff. Bei den Netzentgelten wurden die Entgeltentwicklungen für Wasserstoff und Methan getrennt aufgeführt, da davon auszugehen ist, dass Netznutzer:innen in der Regel entweder Erdgas oder Wasserstoff beziehen und daher eine Addition beider Werte keinen Sinn ergibt. Alle Werte sind

47 Eine Übersicht zu allen Modellergebnissen des Analyseschrittes gibt der Steckbrief (Sensitivität 3) im Anhang 1.

48 Rechtliche Empfehlungen, wie die Umstellung gefördert werden kann, werden in Kapitel 5 gegeben.

		ohne kWP	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %
Junges Netz	Refinanzierbarkeit ¹	3 %	1 %	3 %	5 %	7 %	8 %
	Durchschn. Veränderung Netzentgelte (normiert) ²	2,5	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
	Maximale Netzentgelte 2044 (normiert) ²	5,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Altes Netz	Refinanzierbarkeit	3 %	-1 %	1 %	3 %	4 %	6 %
	Durchschn. Veränderung Netzentgelte (normiert)	3,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5
	Maximale Netzentgelte 2044 (normiert)	11,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7

1 normiert auf das eingesetzte Kapital
 2 normiert auf den Ausgangswert Netzentgelt Erdgas

Öko-Institut nach DEHSt (2008), DEBRIV (2015)

auf die Höhe des Netzentgelts für Methan im Startjahr in der Ausgangslage normiert, um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten.

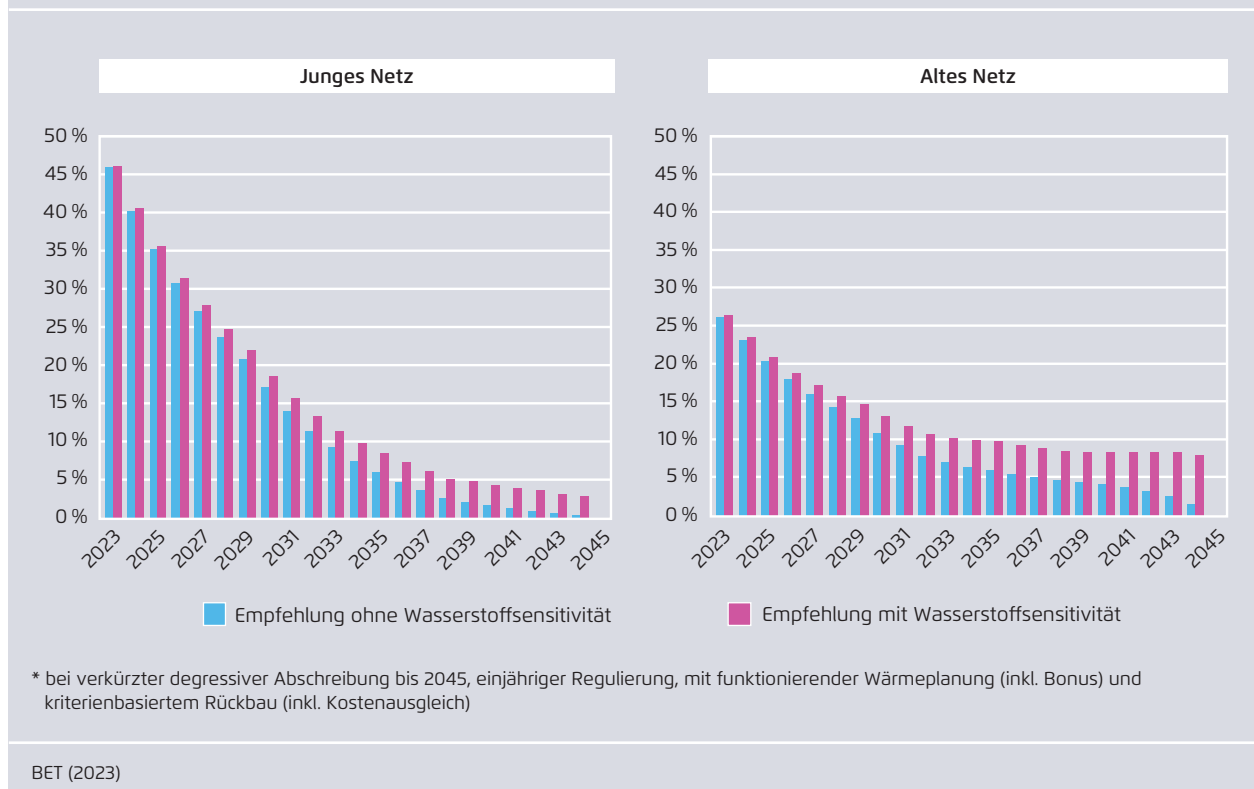
Dass mehr Anlagen umgewidmet werden, erkennt man in der Entwicklung des gemeinsamen kalkulatorischen Restwerts der Erdgas- und Wasserstoff-Assets in Abbildung 37. Während im Basisfall für das alte Netz die kalkulatorischen Restwerte bis auf eine geringe Menge (circa ein Prozent des Werts des Anlagevermögens im Startjahr der Betrachtung) abgeschrieben werden, verbleiben in der Wasserstoffsensitivität rund acht Prozent des Werts des Anlagevermögens (bezogen auf das Startjahr der Betrachtung). Für das junge Netz verbleiben in der Wasserstoffsensitivität drei Prozent des ursprünglichen Anlagevermögens (statt 0,5 Prozent im Basisfall).

Die höhere Menge an verbleibendem Anlagevermögen wirkt sich positiv auf die Entwicklung des gemeinsamen EBT aus Erdgas- und Wasserstoffnetz aus (vgl. Abbildung 37) und damit auf die Refinanzierungskennziffer. Statt 4 Prozent für das junge und alte Netz im Basisfall erreicht man in der Wasserstoff-Sensitivität eine Refinanzierungskennziffer von 9 Prozent für das junge und 15 Prozent für das alte Netz.⁴⁹ Gleichzeitig steigen die Netzentgelte für Methan in der Wasserstoff-Sensitivität weniger stark an (vgl. Abbildung 38), weil mehr Assets umgewidmet werden können und damit dieser Kostenblock nicht durch die Netznutzer:innen getragen werden muss.

49 Die Werte unterscheiden sich von den zuvor genannten Refinanzierungswerten, weil hier Erdgas und Wasserstoff gemeinsam betrachtet werden.

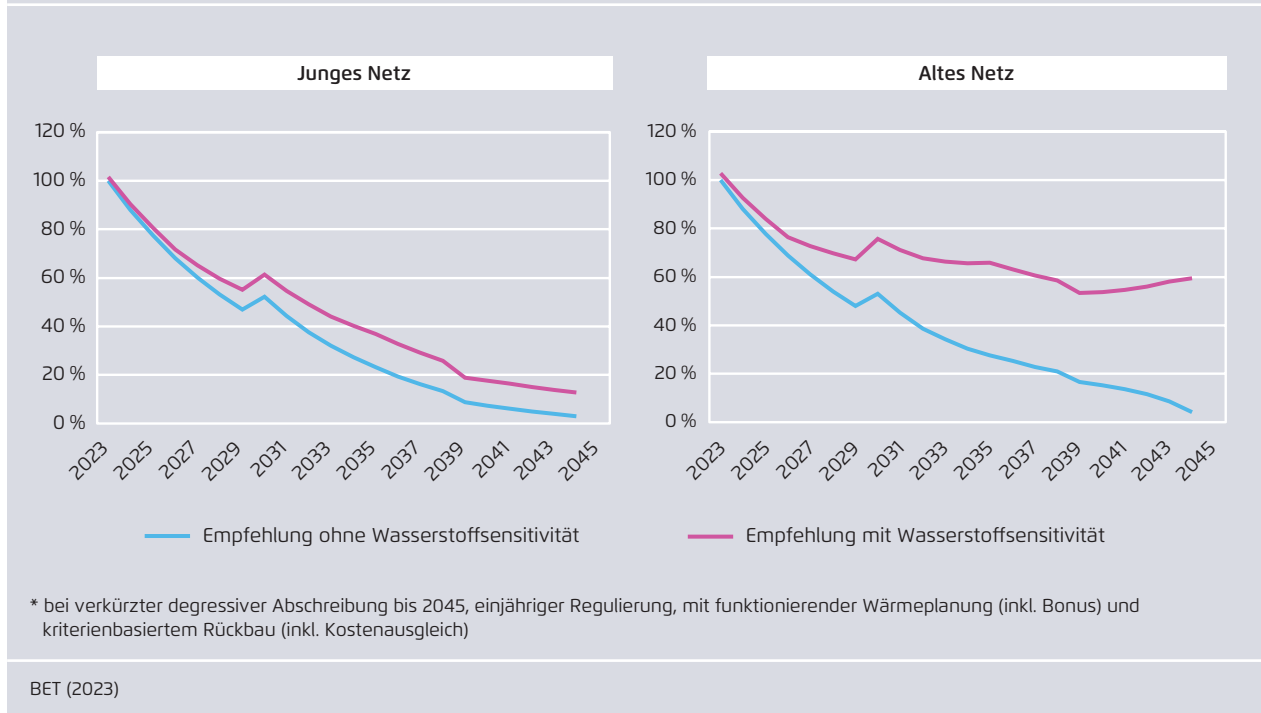
Entwicklung des kalkulatorischen Restwerts (Summe aus Methan und Wasserstoff) im Fall der ermittelten Empfehlungen* mit und ohne Wasserstoffsensitivität

Abbildung 36



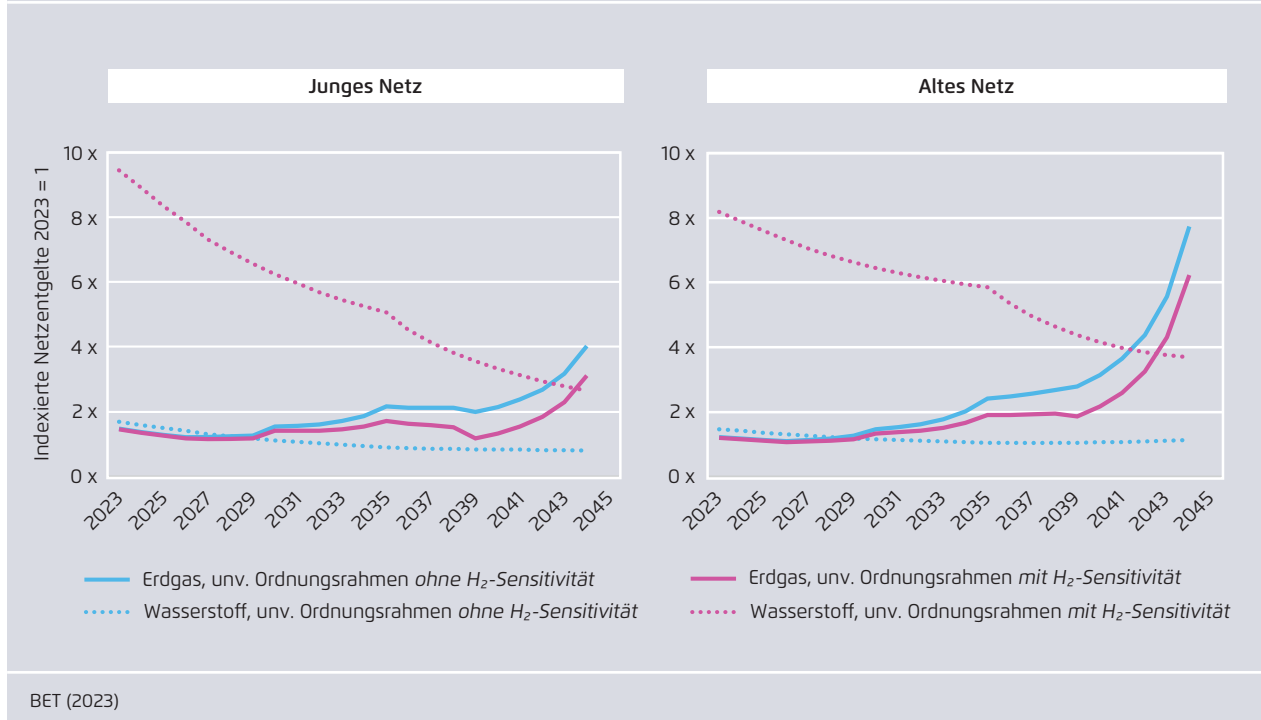
Gewinn vor Steuern (Summe aus Methan und Wasserstoff) im Fall der ermittelten Empfehlungen* mit und ohne Wasserstoffsensitivität

Abbildung 37



Entwicklung der Netznutzungsentgelte im Basisfall und der Wasserstoffsensitivität

Abbildung 38



4.3.3.4 Sensitivität 4:

Auswirkung einer Verfügbarkeit von Wasserstoff für die direkte Nutzung in der Raumwärme ohne Umsetzung aller empfohlener Anpassungen im Ordnungsrahmen

Die Frage, ob Wasserstoff für die direkte Nutzung in der Raumwärme herangezogen werden wird oder nicht, hat in der politischen Debatte der jüngeren Vergangenheit viel Raum eingenommen. Sie war damit sichtbarer als die in dieser Studie angesprochenen sonstigen Handlungsbedarfe für den Ordnungsrahmen wie beispielsweise zur Abschreibung von Bestandsanlagen bis 2045 oder einer Regelung zur Vermeidung eines vollständigen Rückbaus bei Stilllegungen. Um die Bedeutung der Debatte zu Wasserstoff in der direkten Nutzung in der Raumwärme im Vergleich zu den hier vorgeschlagenen Weiterentwicklungen am Ordnungsrahmen für Erdgasnetze einzuordnen, wurde in einer letzten Sensitivität für die Ausgangslage betrachtet, ob eine Nutzung von Wasserstoff in der Raumwärme die Refinanzierbarkeit für den Netzbetreiber sichert, ohne dass ansonsten weitere Anpassungen am Ordnungsrahmen angenommen wurden.

Die Analyseergebnisse für diesen Fall zeigen, dass durch Wasserstoff in der Raumwärme allein die Refinanzierbarkeit nicht in jedem Fall garantiert werden kann. Für das junge Netz ist die Refinanzierbarkeit mit minus 9 Prozent nicht gegeben, während für das alte Netz mit 13 Prozent eine Refinanzierbarkeit erreicht wurde.⁵⁰ Grund hierfür ist, dass die zusätzliche Nutzung von Wasserstoff zwar dazu führt, dass mehr Netzabschnitte und Betriebsmittel für den Betrieb mit Wasserstoff umgenutzt werden und sich damit die Situation eines Netzbetreibers, der Erdgas- und Wasserstoffnetze betreibt, verbessert. Allerdings kann diese Verbesserung nicht in allen Fällen die Verluste kompensieren, die durch die bei unverändertem Ordnungsrahmen fehlende Refinanzierung von still-

gelegten Bestandsanlagen entstehen. Allein auf Wasserstoff im Wärmesektor zu setzen, ist damit keine robuste Lösung, die die Refinanzierbarkeit des Netzbetriebs im Zuge der Transformation im Gassektor absichert.

4.3.3.5 Zusammenfassung der Ergebnisse „Sensitivitäten“

In den Sensitivitäten wurden der Einfluss der variablen OPEX-Anteile auf die Netzentgelte, eine Variation des im dritten Analyseschritt beschriebenen Bonus für die planmäßige Stilllegung von Netzbetriebsmitteln und die Wirkung einer direkten Nutzung von Wasserstoff in der Raumwärme (einmal bei unverändertem Ordnungsrahmen und einmal bei verändertem Ordnungsrahmen) untersucht. Die Analysen führten zu folgenden Ergebnissen.

- Variation der variablen OPEX-Anteile (Sensitivität 1): Durch einen hohen variablen Anteil an den OPEX kann der Anstieg der Netzentgelte abgemildert werden. Um dies zu erreichen, sollten Kooperationen zwischen Netzbetreibern gestärkt werden.
- Variation des Bonus für eine planmäßige Stilllegung (Sensitivität 2): Wird ein Bonus von 5 bis 20 Prozent auf den jeweiligen verbleibenden Restwert bei planmäßiger Stilllegung einer Anlage gewährt, lässt sich im Modell eine Win-win-Situation erzeugen: Die Netzkund:innen profitieren von niedrigeren Netzentgelten (als es bei einem Weiterbetrieb der Anlagen der Fall gewesen wäre) und die Netzbetreiber stehen wirtschaftlich besser dar, weil der Bonus den durch die Stilllegung entstehenden Gewinnausfall überkompensiert.
- Direkte Nutzung von Wasserstoff in der Raumwärme bei veränderten Ordnungsrahmen (Sensitivität 3): In diesem Fall kommt es zu mehr Umnutzungen bestehender Leitungen, was die Situation sowohl für die Netzkund:innen (weniger Anlagen müssen über einen kurzen Zeitraum komplett refinanziert werden) als auch für die Netzbetreiber (das im Netzanlagevermögen gebundene Vermögen und damit die Verzinsungsbasis sinkt nicht so stark) verbessert.
- Direkte Nutzung von Wasserstoff in der Raumwärme bei unveränderten Ordnungsrahmen

50 Eine Übersicht zu allen Modellergebnissen des Analyseschrittes gibt der Steckbrief (Sensitivität 4) im Anhang 1.

(Sensitivität 4): Die Mehreinnahmen durch die zusätzliche Wasserstoffnutzung kompensieren nicht in allen Fällen die Verluste, die durch *Stranded Assets* entstehen. Daher ist eine Anpassung des Ordnungsrahmens an die Herausforderungen der Transformation unbedingt notwendig.

4.3.4 Hochrechnung zentraler Ergebnisse in den Modellnetzen auf Deutschland

Um zu ermitteln, inwieweit die adressierten Vorschläge sich finanziell mit Blick auf ganz Deutschland auswirken, wurden Hochrechnungen durchgeführt, die folgende Fragestellungen adressieren:

1. Welches Volumen an *Stranded Assets* ist zu erwarten, wenn wir den Ordnungsrahmen nicht anpassen?
2. Welche Kosten können wir als Gesellschaft einsparen, indem wir die vorgeschlagenen Maßnahmen umsetzen?

Hochrechnung der *Stranded Assets* bei unverändertem Ordnungsrahmen

Wie beschrieben, wurden im Rahmen der Studie ein altes und ein neues Netz modelliert. Im alten Netz liegen die höchsten Ersatzinvestitionen in den frühen 1970er-Jahren, während im jungen Netz die Mehrzahl der Ersatzinvestitionen in den späten 1980er- und in den 1990er-Jahren liegen. Die Hochrechnung der jeweiligen Kennwerte aus dem alten und jungen Netz bilden die Spannweite, in der die Ergebnisse angegeben werden.

Die Hochrechnung wurde erstellt, indem ein Skalierungsfaktor aus der Netzlänge der repräsentativen Netze im Vergleich zur Länge des gesamten Gasverteilnetzes in Deutschland gebildet wurde. Anhand dieses Skalierungsfaktors wurden die *Stranded Assets* bei unveränderten Abschreibungsvorgaben für Bestandsanlagen und der Barwert der Erlösobergrenze im Zeitraum bis 2045 hochgerechnet.⁵¹ Als

Stranded Assets werden in diesem Zusammenhang Anlagen verstanden, welche bis zum Jahr 2045 im bestehenden Ordnungsrahmen nicht refinanziert werden können. Die Höhe der *Stranded Assets* ergibt sich somit aus dem zum Ende des Betrachtungszeitraums verbleibenden Restbuchwert des jeweiligen Musternetzes. Die Hochrechnung der *Stranded Assets* zeigt, welche Verluste aufseiten der Netzbetreiber entstehen, wenn man auf eine Anpassung der Abschreibungsregelungen verzichtet.

Auf Basis der Hochrechnung der Musternetze ergibt sich eine obere und eine untere Bandbreite. Diese basiert auf dem alten beziehungsweise dem neuen Netz. Die obere Bandbreite des kalkulatorischen Restwertes für alle deutschen Gasverteilnetzbetreiber zum 31. Dezember 2021 liegt nach dieser Systematik bei 59,9 Milliarden Euro und die untere Bandbreite bei 23,5 Milliarden Euro.

Die Analyse der Ausgangslage in Abschnitt 4.3.2.1 hat gezeigt, dass bei unverändertem Ordnungsrahmen Anlagen stillgelegt werden, bevor sie vollständig abgeschrieben sind. Die Hochrechnungen ergeben, dass sich deswegen bei den Netzbetreibern deutschlandweit in einem unverändertem Ordnungsrahmen bis 2045 *Stranded Investments* zwischen 4,8 Milliarden Euro und 10,6 Milliarden Euro (Mittelwert 7,4 Milliarden Euro) anhäufen werden. Ein passender Ordnungsrahmen stellt neben der Refinanzierbarkeit der Verteilnetzbetreiber auch sicher, dass Anlagevermögen künftig nur errichtet oder ersetzt wird, wenn es auch tatsächlich gebraucht wird, was in der folgenden Hochrechnung Berücksichtigung findet.

Hochrechnung der potenziellen Ersparnisse durch die vorgeschlagenen Maßnahmen

Um den Mehrwert der vorgeschlagenen Maßnahmen zu quantifizieren, wurde die Erlösobergrenze

51 Die Verkürzung der Abschreibungsdauern für Neuinvestitionen gemäß dem laufenden

Konsultationsverfahren bei der BNetzA (KANU) wurde vorausgesetzt, obwohl sie zum Zeitpunkt der Studiererstellung noch nicht final beschlossen war.

sowohl bei unverändertem Ordnungsrahmen als auch bei Umsetzung aller Maßnahmen hochgerechnet und miteinander verglichen. Die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens haben eine unterschiedliche Wirkung auf die Erlösobergrenze. Maßnahmen wie zum Beispiel die Verkürzung der Abschreibungsdauer von Bestandsanlagen bewirken eine Zunahme, während der Umstieg auf eine *Cost-Plus*-Regulierung und ein effizienter Stilllegungspfad aufgrund einer funktionierenden medienübergreifenden Infrastrukturplanung eine Senkung bewirken.

Sinkt die Summe der Erlösobergrenzen aller deutschen Netzbetreiber bei verändertem Ordnungsrahmen insgesamt stärker als bei unverändertem Ordnungsrahmen, ist das ein Zeichen dafür, dass die Netznutzer:innen stärker entlastet werden und die Transformation effizienter abläuft.

Die Hochrechnung der Erlösobergrenze basiert analog zur Skalierung der kalkulatorischen Rest-

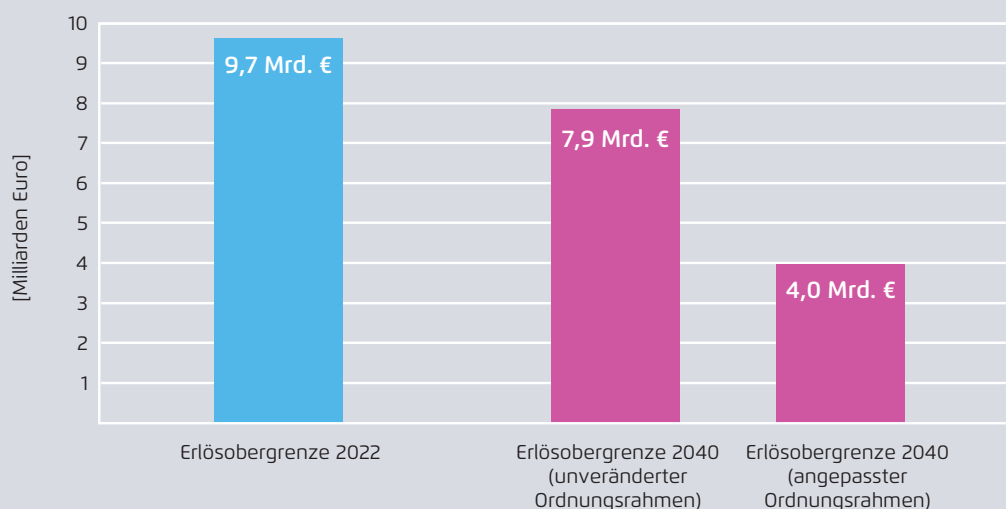
buchwerte auf der Länge des gesamten Gasverteilnetzes in Deutschland. Die Entwicklung der Erlösobergrenze ist auch durch die Altersstruktur beeinflusst. Der Effekt auf die Erlösobergrenzen ist aber nicht so erheblich wie bei den kalkulatorischen Restwerten. Daher wird im Folgenden auf den Mittelwert abgestellt.

In einem ersten Schritt wurde eine Teilerlösobergrenze auf Basis der Veröffentlichungen durch die Bundesnetzagentur gemäß § 23b EnWG ermittelt.⁵² Diese beinhaltet eine Vielzahl der angepassten Erlösobergrenzen deutscher Gasverteilnetzbetreiber für das Jahr 2022 unter der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden. Die vorhandenen Erlösobergrenzen wurden anschließend mit den Netzlängen der einzelnen Netzbetreiber verrechnet. Dann wurde die sich hieraus ergebende Teilmenge auf die Gesamtlänge

52 Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten auf der Netzentgelttransparenzseite (https://www.netzentgelttransparenz.de/cln_131/NET/start.html).

Erlösobergrenze heute und in 2040 – mit und ohne Anpassung des Ordnungsrahmens

Abbildung 39



BET (2023)

des deutschen Gasverteilnetzes gemäß des Monitoringberichts hochskaliert. Aus dieser Kalkulation ergibt sich für 2022 eine angepasste Erlösobergrenze von rund 9,7 Milliarden Euro.

Der Vergleich der Hochrechnung der Erlösobergrenzen erfolgt jahresweise. Es wurde das Jahr 2040 ausgewählt, um den Mehrwert der Maßnahmen im Vergleich zu heute zu verdeutlichen. Grund ist, dass die Transformation im Gasverteilnetz 2040 in beiden im Modell gewählten Verläufen (stochastisch und S-Kurve, vgl. Abbildung 10) fortgeschritten, aber noch nicht vollendet ist.

Unter Fortschreibung des regulatorischen Ordnungsrahmens würde die Erlösobergrenze aller deutschen Gasverteilnetzbetreiber 2040 auf circa 7,9 Milliarden Euro sinken. Damit ergäbe sich im Vergleich zu heute eine Minderung um circa 1,8 Milliarden Euro. Setzt man demgegenüber die Entwicklung bei einem angepassten Ordnungsrahmen an, so ergibt sich im Jahr 2040 eine Erlösobergrenze von 4,0 Milliarden Euro, also eine Minderung um 5,7 Milliarden Euro gegenüber heute (vgl. Abbildung 39).

Der Mehrwert der vorgeschlagenen Maßnahmen wird durch die Differenz der hochgerechneten Erlösobergrenzen bei unverändertem und bei angepasstem Ordnungsrahmen quantifiziert. Er beträgt 3,9 Milliarden Euro im für die Hochrechnung betrachteten Jahr 2040. Der Mehrwert wird durch die Anpassung des Ordnungsrahmens erzielt. Maßgebliche Gründe für die Einsparungen sind der Umstieg auf die *Cost-Plus*-Regulierung und damit keine konstante Erlösobergrenze über fünf Jahre (vgl. Abschnitt 4.3.2.3) und die Wirkung einer koordinierten Stilllegung durch Einführung einer medienübergreifenden Infrastrukturplanung (vgl. Abschnitt 4.3.2.4). In der Mehrwertbetrachtung enthalten sind außerdem Regelungsvorschläge, die die Erlösobergrenze erhöhen, wie die verkürzte Abschreibungsdauer zur Sicherung der Refinanzierbarkeit des Netzbetriebs (vgl. Abschnitt 4.3.2.2), der Anreiz (Bonus) für Netzbetreiber zur Stilllegung gemäß Planungsvorgabe (vgl. Abschnitt 4.3.2.4) und die Kostenanerkennung eines kriterienbasierten Rückbaus (vgl. Abschnitt 4.3.2.6).

5 Handlungs- und Umsetzungsempfehlungen für die Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens für Erdgasnetze

Die Ergebnisse der Analysen der vorangegangenen Kapitel zeigen deutlich, dass der aktuelle Ordnungsrahmen für Erdgas auf Erhalt und Ausbau und nicht auf die Transformation beziehungsweise eine mögliche Stilllegung dieser Infrastruktur ausgelegt ist. Eine Weiterentwicklung muss Vorgaben und Anreize setzen, damit die beteiligten Akteure auf das Erreichen der Klimaziele hinwirken, selbst wenn damit ein Rückgang eines Geschäftsfeldes, die Umstellung der Heizgeräte oder die Veränderung in der Herstellung von Prozesswärme einhergeht.

Mit Blick auf die Netzbetreiber gilt es, verbindliche Vorgaben zu machen, damit die Umsetzung der Transformation nicht in Widerspruch zu unterneh-

merischen Verpflichtungen des Gasnetzbetreibers gerät. Außerdem müssen Änderungen vorgenommen werden, damit Netzbetreiber in Zukunft einen tragfähigen Rahmen erhalten, um auch bei rückläufigen Kund:innenzahlen einen zuverlässigen Netzbetrieb gewährleisten zu können beziehungsweise eine Refinanzierung der getätigten Investitionen sicherzustellen.

Eine weitere wichtige Anforderung an einen weiterentwickelten Ordnungsrahmen ist die soziale Absicherung für Netzkund:innen. Die Stilllegung von Erdgasnetzen kann nur erfolgen, wenn Netzkund:innen das Netz verlassen, daher ist ein besonderes Augenmerk auf einen gut koordinierten und gerech-

Übersicht der Handlungsfelder für Anpassungen und Weiterentwicklungen im Ordnungsrahmen Erdgas

Abbildung 40



BET und Rosin Büdenbender (2023)

ten Transformationsprozess bei tragbaren Kosten für die Netznutzer:innen zu richten.

Die in diesem Kapitel erläuterten Handlungs- und Umsetzungsempfehlungen für die Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens für Erdgasnetze sind daher nach den eingangs benannten drei Zielen gegliedert:

- Erreichung effizienter Transformationspfade (siehe Abschnitt 5.1)
- Beibehaltung eines tragfähigen Rahmens für die Netzbetreiber (siehe Abschnitt 5.2)
- soziale Absicherung für Netzkund:innen bei rückläufigen Kund:innenzahlen (siehe Abschnitt 5.3)

Wie Abbildung 40 verdeutlicht, sind jedem Ziel verschiedene Handlungsfelder zugeordnet, in denen konkrete Anpassungsvorschläge für den aktuellen Ordnungsrahmen erläutert werden.

In den folgenden Kapiteln werden die Handlungsfelder detailliert besprochen und Lösungsvorschläge aufgezeigt.

5.1 Effiziente Transformationspfade: Empfehlungen

5.1.1 Prozessdesign einer auf der kommunalen Wärmeplanung aufbauenden medienübergreifenden Infrastrukturplanung

Die Analyse in Kapitel 4 zeigt, dass mit einer medienübergreifenden Infrastrukturplanung die gesamthafter Kosten der Transformation im Gassektor deutlich reduziert werden können. Voraussetzung ist, dass diese medienübergreifende Planung eine koordinierte Stilllegung nicht mehr benötigter Netzabschnitte ermöglicht und den Bedarf an Umstellung bestehender Erdgasleitungen für Wasserstoff bestimmt.

Folgende Weiterentwicklungen zu den aktuellen Vorschlägen zur Ausgestaltung der kommunalen Wärmeplanung sind daher erforderlich:

- Eine lokale Optimierung aller energieverbrauchenden Sektoren ist notwendig. Die kommunale Wärmeplanung sollte schrittweise zu einer kommunalen Energie-Verteil-Strategie ausgeweitet werden und verbindliche Leitplanken für die Investitionsplanung vorgeben.
- Im Zuge der Netzentwicklungsplanung Gas muss ein Abgleich zwischen den national verfügbaren beziehungsweise sinnvollerweise einzusetzenden Mengen eines Energieträgers (*Top-down*-Betrachtung) und den lokal ermittelten Bedarfen (*Bottom-up*-Betrachtung) erfolgen. Gelingt eine Einigung zwischen FNB und VNB nicht, ist eine Schlichtung durch die BNetzA vorzusehen.

Die in diesem Abschnitt formulierten Empfehlungen erhöhen die Komplexität der geplanten bundesweiten kommunalen Wärmeplanung. Um eine schnelle Einführung nicht zu verzögern, wird eine sequenzielle Einführung vorgeschlagen, bei der zuerst eine erweiterte kommunale Wärmeplanung umgesetzt und dann zu einer kommunalen Energie-Verteil-Strategie erweitert wird.

Prozessdesign der kommunalen Energie-Verteil-Strategie

Die im Diskussionspapier des BMWK vorgeschlagene kommunale Wärmeplanung greift hierfür zu kurz, da sie Bedarfe und Potenziale zur Wärmeversorgung isoliert von anderen kommunalen Energiebedarfsentwicklungen analysiert. Ein Beispiel hierfür ist der Bedarf an Strom und Wasserstoff für Nicht-Wärmeanwendungen im Energie-, Industrie- und Verkehrssektor, der in den aktuellen Planungen des BMWK nicht im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung berücksichtigt werden soll. Eine integrierte Betrachtung ist jedoch erforderlich. Beispielsweise lässt sich die Frage nach der Nutzung von Wasserstoff zur Wärmeerbringung in einem bestimmten Netzabschnitt mit benachbartem Industriegebiet gegebenenfalls anders bewerten, wenn man den Wasserstoffbedarf in diesem Industriegebiet inklusive stofflicher Nutzung in die Überlegungen miteinbezieht. Auch aus der Transformation im Verkehr entstehen Wechsel-

wirkungen zur Wärmeplanung. So könnte der Ausbau der Ladeinfrastruktur zusammen mit dem Zuwachs an Wärmepumpen das lokale Stromnetz vor Ausbaueingpässe stellen, sodass der in einer insolierten kommunalen Wärmeplanung anvisierte Zeitpunkt bis zur Umstellung eines Gebiets auf Wärmepumpen nach vorn oder hinten korrigiert werden muss.

Daher ist es wichtig, die Bedarfe aller energieverbrauchender Sektoren in den Blick zu nehmen und damit die kommunale Wärmeplanung zu einer kommunalen Energie-Verteil-Strategie zu erweitern. Obwohl sich daraus eine weitreichendere Aufgabe ergibt, als dies für die kommunale Wärmeplanung im Diskussionspapier des BMWK⁵³ bisher vorgesehen wird, darf der Prozess zur zeitnahen

bundesweiten Umsetzung einer kommunalen Wärmeplanung nicht verzögert werden. Die zeitnahe, bundesweite Einführung ist sowohl aufgrund des Transformationsbedarfs mit Blick auf das Erreichen der Klimaneutralität 2045 wichtig als auch, weil auch die Auswirkungen des Angriffskrieges auf die Ukraine zur kurzfristigen Notwendigkeit einer Reduzierung der Importabhängigkeit von russischem Gas geführt haben.

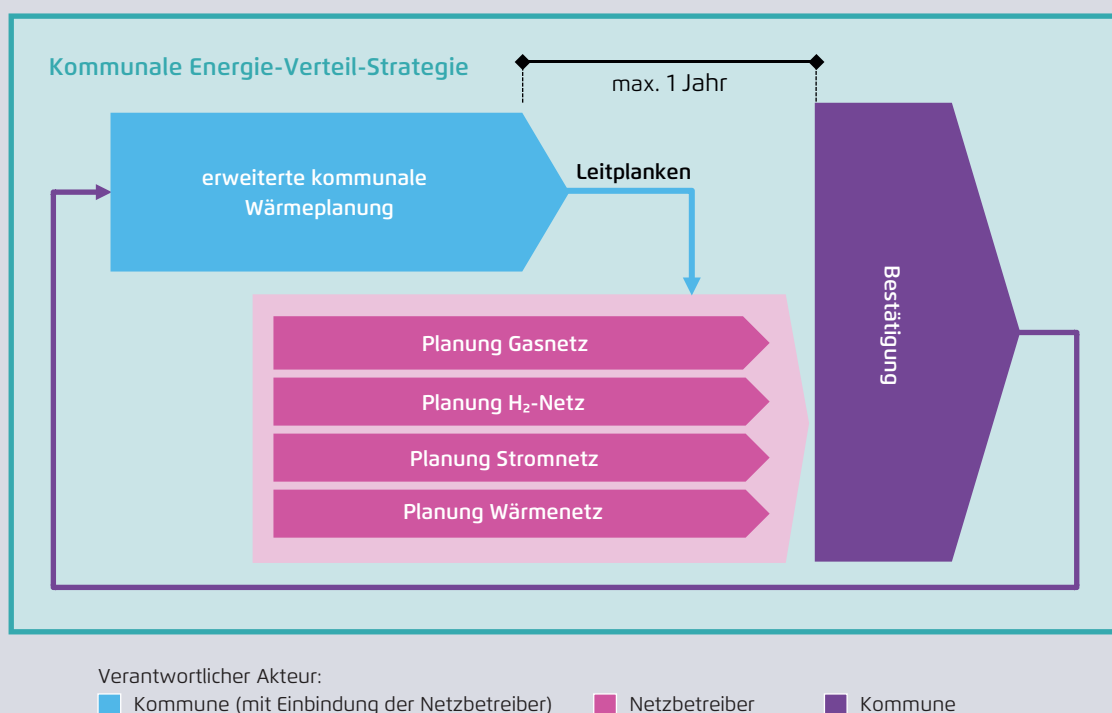
Abbildung 41 skizziert das Zielbild einer kommunalen Energie-Verteil-Strategie, in der die kommunale Wärmeplanung ein wichtiger Teilschritt ist.

Im ersten Schritt werden Bedarfe und Potenziale ermittelt und in einem Zielszenario zusammengeführt. Die Vorgehensweise bei diesem Prozessschritt zur Erstellung der erweiterten kommunalen Wärmepla-

53 BMWK, Juli 2022

Schematischer Ablauf der kommunalen Energie-Verteil-Strategie

Abbildung 41



nung ist identisch mit dem Vorgehen zur Erstellung der kommunalen Wärmeplanung. Einziger, aber wesentlicher Unterschied ist der Umfang: Es geht in der erweiterten kommunalen Wärmeplanung nicht nur um die Deckung der Wärmebedarfe, sondern auch die Energiebedarfe aus Industrie und Verkehr sowie Potenziale zu deren Deckung werden mit einbezogen. Die für die erweiterte kommunale Wärmeplanung verantwortlichen durchführenden Akteure müssen ermächtigt werden, die für die Erstellung notwendigen Daten einschließlich der Daten der Einzelkund:innenn erheben und speichern zu dürfen. Bestehende regulatorische Restriktionen, die der Erhebung der Daten entgegenstehen, müssen auf ihren Anpassungsbedarf geprüft und gegebenenfalls müssen erforderliche Änderungen vorgenommen werden. Es muss zudem sichergestellt werden, dass die Landkreise personell und finanziell mit den notwendigen Ressourcen ausgestattet sind, um die Planungen durchzuführen oder durchführen zu lassen.

Ergebnis der erweiterten kommunalen Wärmeplanung sind abgestimmte Leitplanken und Vorgaben (zum Beispiel Zonierung bezüglich der einzusetzenden Wärmetechnologie) auf deren Basis einerseits die Umsetzung der Ergebnisse der erweiterten kommunalen Wärmeplanung direkt begonnen werden kann und andererseits die Planungen der Netzbetreiber für die Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastrukturen aufsetzen müssen.

Für die Gestaltung des Ordnungsrahmens hinsichtlich einer möglichen Stilllegung von Erdgasleitungen oder beispielsweise hinsichtlich der Umstellungen von Leitungen für Wasserstoff oder für die Anreizregulierung ist es zentral, dass die Investitionsplanung der Netzbetreiber durch die Kommune bestätigt wird. Für die Bestätigung ist es notwendig, dass die detaillierten Netzplanungen für Gas-, Wasserstoff-, Strom- und Wärmenetze abgeschlossen sind.

Der Zeitplan zur Durchführung einer kommunalen Energie-Verteil-Strategie muss realistisch sein, damit die Realisierung durch die Kommunen sicher-

gestellt werden kann. Drei Jahre, wie im Diskussionspapier des BMWK vorgesehen, erscheinen ambitioniert, aber auch notwendig im Hinblick auf die Dringlichkeit der Transformation bei Energie und Wärme. Damit sich der Prozess aber nicht zu lange verzögert, sollte eine Verpflichtung bestehen, die detaillierten Netzplanungen spätestens ein Jahr nach Vorliegen der verbindlichen Ergebnisse aus der erweiterten kommunalen Wärmeplanung abzuschließen. Die Bestätigung der Ergebnisse durch die Kommune ermöglicht es, den resultierenden Ergebnissen eine entsprechende Verbindlichkeit und Bindungswirkung zu verleihen.

Der gesamte Prozess, bestehend aus erweiterter kommunaler Wärmeplanung, Netzplanung der jeweiligen Infrastrukturbetreiber und Bestätigung durch die Kommune, wird als kommunale Energie-Verteil-Strategie bezeichnet. Die kommunale Energie-Verteil-Strategie ist als rollierender Prozess gedacht, sodass die Ergebnisse aus der Planung der Netzbetreiber und der Bestätigung aus der Kommune wieder Eingang in den nächsten Durchlauf finden.

Sequenzielle Einführung der kommunalen Energie-Verteil-Strategie

Die Ähnlichkeit in den Prozessschritten zwischen kommunaler Wärmeplanung und erweiterter kommunaler Wärmeplanung ermöglicht eine sequenzielle Realisierung der kommunalen Energie-Verteil-Strategie. Damit wird erreicht, dass trotz Erweiterung des Umfangs einer kommunalen Energie-Verteil-Strategie gegenüber der kommunalen Wärmeplanung der bereits gestartete Prozess zur Einführung einer kommunalen Wärmeplanung nicht verzögert wird.

Die sequenzielle Einführung sollte wie folgt gestaltet werden: In einem ersten Realisierungsschritt schlagen wir vor, die kommunale Wärmeplanung einzuführen und umzusetzen. Folgt man dem im BMWK-Diskussionspapier genannten Zeitplan, wird das Gesetz zur kommunalen Wärmeplanung bis Ende 2023 verabschiedet und die Kommunen erhalten danach drei Jahre Zeit zur Umsetzung (2024 bis

2026). Ziel in dieser ersten Umsetzungsphase der kommunalen Wärmeplanung sollte es sein, Gebiete auszuweisen, in denen Wärmenetze klar zu bevorzugen sind, sodass zeitnah die Prozesse zum Ausbau angestoßen werden können.

Der Zeitraum bis Ende 2026 sollte außerdem genutzt werden, um die Erweiterung zur kommunalen Energie-Verteil-Strategie umzusetzen, sodass ab 2027 eine kommunale, medienübergreifende Planung für die Verbrauchssektoren Wärme, Industrie und Verkehr gemeinsam möglich ist und dass ab 2027 die Kommunen in der Lage sind, die Investitionspläne der Strom-, Gas- und Wärmenetzbetreiber zu bestätigen.

Verzahnung von Top-down-Zielvorgaben und Bottom-up-Bedarfsabfragen im Zuge der Netzplanung

Die Notwendigkeit einer Synchronisation von bundesweiter und lokaler Planung wurde in Kapitel 3 benannt. Wichtige Prozesse, die es auf Transportnetzebene zu beachten gilt, sind die Systementwicklungsstrategie und die Netzentwicklungspläne. Das Gegenstück zu der *Top-down*-Perspektive in der Systementwicklungsstrategie sind die in der *Bottom-up*-Betrachtung gewonnenen Erkenntnisse der kommunalen Energie-Verteil-Strategie. Sie beinhalten spezifische Informationen über lokale Möglichkeiten und Bedarfe, während die Systementwicklungsstrategie Grenzen beispielsweise zur Verfügbarkeit eines Energieträgers insgesamt oder in bestimmten Regionen vorgeben kann. Trotz hoher Komplexität aller genannter Prozesse ist es essenziell, diese beiden Informationsebenen miteinander zu verbinden. Hierfür sind zwei Schnittstellen (vgl. Abbildung 42) vorgesehen.

Schnittstelle 1: Interaktion zwischen Systementwicklungsstrategie (SES) und erweiterter kommunaler Wärmeplanung

Systementwicklungsstrategie und kommunale Energie-Verteil-Strategie sind rollierende Prozesse, die aufeinander Bezug nehmen. Bezüglich der

Verfügbarkeit von Energieträgern wie Gas, grünem Wasserstoff und Erneuerbaren Energien berücksichtigt die erweiterte kommunale Wärmeplanung die regionalisierten Ergebnisse der Systementwicklungsstrategie. Die Systementwicklungsstrategie wiederum zieht aus der Aggregation der kommunalen Energie-Verteil-Strategien wesentliche Informationen über die Bedarfe und Potenziale vor Ort.

Diese gegenseitige Aufnahme von Ergebnissen aus der Systementwicklungsstrategie in die kommunale Energie-Verteil-Strategie und umgekehrt bezieht sich auf einen eingeschwungenen Zustand in der Zukunft, in dem beide Prozesse existieren. Für den Start einer systemischen Planung auf Transport- und Verteilnetzebene ist festzuhalten, dass beide Prozesse unabhängig voneinander etabliert werden sollen. Bei ihrer erstmaligen Durchführung werden die jeweils bestmöglichen Informationen und Daten genutzt. Das heißt, wenn die Ergebnisse der Systementwicklungsstrategie vorliegen, können (und müssen) diese in die Erstellung der kommunalen Energie-Verteil-Strategien eingehen. Sollte es bei der Systementwicklungsstrategie aber zu Verzögerungen kommen, sind die Prozesse zur kommunalen Energie-Verteil-Strategie nach Verabschiedung des Gesetzes zur bundesweiten Einführung einer kommunalen Wärmeplanung zu starten und liefern dann eben in der Aggregation eine wichtige Datenbasis für die erste Systementwicklungsstrategie.

Schnittstelle 2: Interaktion zwischen Transportnetzplanung Gas/Wasserstoff und kommunaler Energie-Verteil-Strategie

Die kommunale Energie-Verteil-Strategie stellt vor Ort die Erreichung der Klimaschutzziele sicher und definiert die lokalen Bedarfe aller Energieträger. Um zu gewährleisten, dass die lokalen Planungen in ihrer Aggregation auch die Klimaziele erreichen, muss ein Abgleich zwischen der verfügbaren Gesamtmenge der einzelnen Energieträger und den lokal verplanten Mengen erfolgen. So wird sichergestellt, dass die Summe aller kommunalen Energie-Verteil-Strategien hinsichtlich der Gesamtverfügbarkeit von Erdgas und

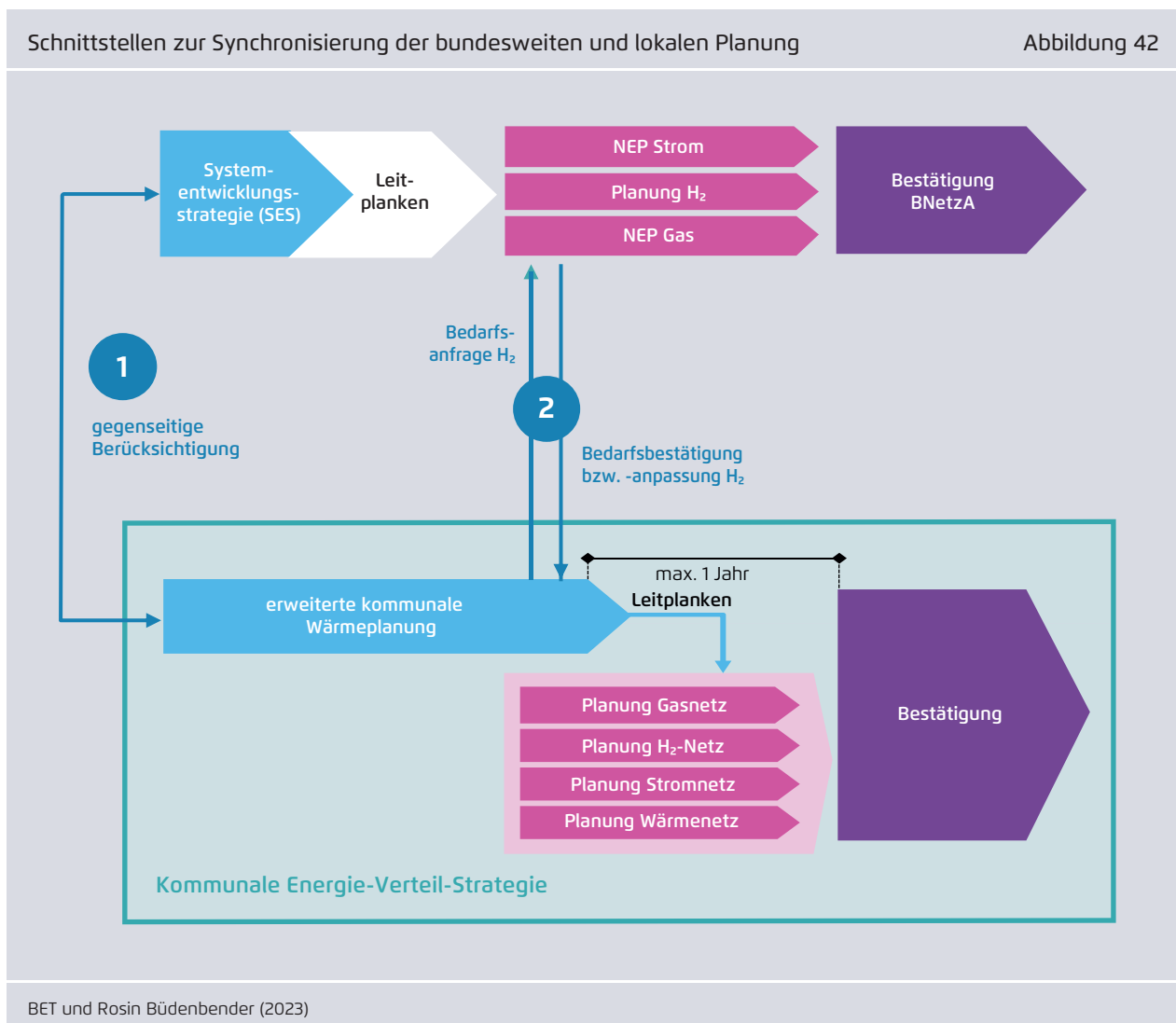
Wasserstoff die *top-down* ermittelten Vorgaben aus der Systementwicklungsstrategie nicht verletzt.

Aus der kommunalen Energie-Verteil-Strategie soll es eine Bedarfsanfrage an den NEP Gas geben, die entweder bestätigt wird oder Auftakt zur Verhandlung einer Anpassung ist. Dieser Schritt der Bedarfsanfrage kann entsprechend folgenden Schritten durchgeführt werden:

1. Die Systementwicklungsstrategie setzt für den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas, erweitert um Wasserstoff (und Strom) aus einer medienübergrei-

fenden Betrachtung Leitplanken, die die Einhaltung der Klimaschutzziele in der Planung gewährleisten. Aus diesen Leitplanken werden sodann Vorgaben abgeleitet (zum Beispiel weitere Regionalisierung), die im Rahmen der dezentral zu erstellenden kommunalen Energie-Verteil-Strategien umzusetzen sind. Von entscheidender Bedeutung ist dabei, dass vor Ort die Vorgaben der Klimaneutralität bis 2045 eingehalten werden und in Summe aller VNB die Leitplanken gesamthaft nicht verletzt werden.

2. Die Verteilnetzbetreiber stellen eine Bedarfsanfrage an den Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) unter Berücksichtigung der Einhaltung der oben



genannten Leitplanken (anstatt ihre Bedarfe wie im bisherigen Szenariorahmen Gas oder dem Gas-netztransformationsplan einfach nur zu melden). Die Bedarfsanfrage ergibt sich aus den Zielbildern der kommunalen Energie-Verteil-Strategie.

3. Die Fernleitungsnetzbetreiber gleichen die Bedarfsanfragen mit den durch die Systementwicklungsstrategie gesetzten Leitplanken ab. Eine für eine Bedarfsermittlung relevante Beteiligung der Öffentlichkeit ist bereits im Prozess der Netzentwicklungsplanung Gas beziehungsweise Strom vorgesehen, vgl. § 15a Abs. 2 EnWG für NEP Gas und § 12b Abs. 3 EnWG für Strom.
4. Sind Bedarfsanfragen in ihrer Aggregation mit den Vorgaben der Systementwicklungsstrategie nicht vereinbar, obliegt den Fernleitungsnetzbetreibern die neu zu implementierende Aufgabe, einen Ausgleich hinsichtlich der Bedarfe herbeizuführen und sicherzustellen, sodass die Leitplanken eingehalten werden können. Ziel dieses Arbeitsschrittes ist es, zunächst eine Koordination und einen Kompromiss zwischen den Netzbetreibern herbeizuführen. Dazu müssten die Fernleitungsnetzbetreiber aus der Vielzahl an Bedarfsanfragen solche identifizieren, bei denen ein Reduktionspotenzial wahrscheinlich ist, und daraus Anpassungsanforderungen ableiten und mit den jeweiligen Durchführenden der kommunalen Energie-Verteil-Strategie abstimmen. Sollte eine Einigung nicht möglich sein, ist die Möglichkeit einer Schlichtung durch die Bundesnetzagentur vorzusehen.
5. Im Ergebnis dieser Koordination wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber ein gesamthaft abgestimmter Plan vorgelegt. Der Szenariorahmen sowie der resultierende Netzentwicklungsplan werden sodann wie bisher durch die Bundesnetzagentur geprüft und bestätigt.

Da die kommunale Energie-Verteil-Strategie in allen Kommunen und die Erstellung der Netzentwicklungspläne nicht zeitlich synchron verlaufen können, kann es zu einem Zeitverzug zwischen Bedarfsanfrage und Rückmeldung durch die Fernleitungsnetz-

betreiber kommen. Die Planung von Wärmenetzen sollte unbedingt vor dieser Rückmeldung beginnen, da es unwahrscheinlich ist, dass es im weiteren Abstimmungsprozess zu einem Überschuss an Energieträgern, wie Wasserstoff, Biomasse oder Erdgas, kommt.

Darüber hinaus ist die zeitliche Machbarkeit einer solchen integrierten Netzplanung in den Blick zu nehmen. Die hier vorgeschlagene Weiterentwicklung des Netzentwicklungsplans Gas macht gegenüber dem Status quo das Planungsverfahren aufwendiger und damit im aktuellen zweijährigen Zyklus nur noch schwer durchführbar. Zeitliche Verschiebungen könnten jedoch Auswirkungen auf die nachfolgenden Planungen haben, zum Beispiel bei Strom den Bundesbedarfsplan (mindestens alle vier Jahre), der auf die Bedarfsplanung aus dem Netzentwicklungsplan aufsetzt.

Für die kommunale Wärmeplanung ist vom BMWK ein fünfjähriger Zyklus vorgesehen. Es ist zu diskutieren, ob dieser aufwendige Prozess analog dazu nur alle fünf Jahre durchgeführt und für die Zeit dazwischen ein vereinfachtes Update entwickelt wird.

5.1.2 Verbindlichkeit der kommunalen Energie-Verteil-Strategie als Grundlage für die Investitionsplanung

Eine verbindliche, medienübergreifende Planung schafft Klarheit, welche Alternativen zukünftig für die Wärmeversorgung in einem Netzgebiet geeignet sind, bietet Netzkund:innen die Möglichkeit informierte Investitionsentscheidungen zu treffen und sorgt dafür, dass andere Energieinfrastrukturen wie das Strom- oder Fernwärmenetz entsprechend ausgebaut werden.

Darüber sind verbindliche Vorgaben zur Transformation auch wichtige Leitplanken für die Geschäftsführung von Gasverteilnetzbetreibern: Die Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Analyse in Kapitel 4.3 zeigen an verschiedenen Stellen, dass Netzbetreiber aufgrund der Ausgestaltung des Ordnungsrahmens

im Status quo einen ökonomischen Anreiz haben, ihren Anlagenbestand möglichst lange möglichst groß zu halten. Gleichzeitig besteht aus den Pflichten der Geschäftsführung auch eine Verpflichtung, dass sich das Management eines Netzbetreibers im Sinne der Gewinnmaximierung entscheiden muss, wenn damit nicht gegen die Legalitätspflicht verstoßen wird.

Es ist also aus mehreren Gründen wichtig, einen verpflichtenden, möglichst konkreten Rahmen im Sinne der Erreichung der Klimaziele zu schaffen. Die geplante bundesweite, kommunale Wärmeplanung ist ein guter Ausgangspunkt dafür. Bei der Weiterentwicklung der kommunalen Wärmeplanung ist mit Blick auf die Erreichung effizienter Transformationspfade in den Gasnetzen folgendes sicherzustellen:

- Ziel eines Gesetzes für die kommunale Wärmeplanung sollte die Schaffung eines verbindlichen Planungsinstrumentes bezogen auf die Umsetzung einer Wärmeplanung beziehungsweise Energie-Verteil-Strategie auf lokaler Ebene sein.
- Für die wirksame Umsetzung der Wärmeplanung ist eine enge Verknüpfung mit der raumordnerischen Planung sowie der Bauleitplanung/Städteplanung erforderlich. Dies spricht dafür, die Ergebnisse der Wärmeplanung als verbindliche Vorgaben zu konzipieren, damit diese planerisch berücksichtigt werden können und eine Umsetzung der Wärmeversorgung ausschließlich nach diesen Vorgaben erfolgt.
- Der künftige Rahmen muss außerdem eine Regelung enthalten, in welcher Form sich Strom- und Gasnetzplanung nach den Vorgaben der integrierten Infrastrukturplanung verbindlich richten sollen, um eine sektorübergreifend konsistente Planung zu gewährleisten und Investitionssicherheit bei Entscheidungen zu schaffen.

Grundsätze der kommunalen Energie-Verteil-Strategie

Da das rechtlich verbindliche Ziel der Klimaneutralität bis 2045 nach § 3 Abs. 2 KSG auch für die Wärmeversorgung gilt, muss die Planung zur Erreichung der

Klimaschutzziele geeignet sein und effiziente Lösungen anstreben. Im Sinne eines effizienten Transformationsprozesses müssen Vorranggebiete für leitungsgebundene Technologien geschaffen werden. Das betrifft vor allem Fernwärme-Vorranggebiete. Auch Wasserstoff-Vorranggebiete kann dies miteinschließen, sollte es ökonomisch vorteilhaft sein (zum Beispiel in Industriegebieten). Die Kriterien für die Zonierungen gilt es zu definieren. In diesen Fällen ist die Einführung eines Anschluss- und Benutzungszwangs in den betroffenen Gebieten notwendig, um zu vermeiden, dass die für die effiziente Infrastruktur notwendige Nutzer:innenzahl nicht erreicht wird.

Normtechnisch könnte in ein Bundesgesetz eine Ermächtigung der Länder aufgenommen werden, unter Beachtung bestimmter Kriterien Fernwärme-Vorranggebiete aufzuweisen. Nach geltendem Recht ist die jeweilige Gemeinde beziehungsweise Kommunalordnung der Bundesländer die Rechtsgrundlage für die Einführung eines Anschluss- und Benutzungszwanges für Fernwärme. Sie ermächtigen in der Regel die Gemeinden, einen Anschluss- und Benutzungszwang für gemeindliche Einrichtungen einzuführen. Voraussetzung ist, dass er aus Gründen des „Gemeinwohls“ oder der „Volks Gesundheit“ beziehungsweise der Luftreinhaltung erforderlich ist. Mithin muss ein öffentliches Bedürfnis bestehen. Zur Einführung eines Anschluss- und Benutzungszwanges hat der Ortsgesetzgeber eine Satzung zu erlassen. Ferner kann auch § 16 EEWärmeG herangezogen werden (vgl. BVerwG Urt. V. 08.09.2016, Az. 10 CN 1.15, EnWZ 2017, 43 Rn. 25 ff.). Die Länder könnten ihrerseits gegebenenfalls die Kommune zur Bestimmung der Vorranggebiete ermächtigen (vgl. BVerwG, Urt. V. 23.11.2005 – 8 C 14/04, NVwZ 2006, 595 Rn. 22 zu § 11 II BadWürttGO). Die Kommunen können sich zur Erfüllung ihrer Aufgaben Dritter bedienen. EVU beziehungsweise Wärmeversorger und Netzbetreiber müssen zwingend in die Planungen eingebunden werden, auch wenn externe Expert:innen, beispielsweise Ingenieurbüros, die Aufgabe oder Teile davon durchführen. Der Einbezug der Verbraucher:innen sollte vor allem über eine begleitende

Kommunikationskampagne mit Erläuterungen und Informationen gelöst werden. Ziel ist es, die Bürger:innen mitzunehmen, ohne den Prozess durch weitere Konsultationsschritte zu überfrachten oder die zeitnahe Umsetzung zu gefährden.

Regelung der Verbindlichkeit im Bundesgesetz

Aus juristischer Sicht ist darauf zu achten, dass eine Gesetzgebung des Bundes nur eingeschränkt im kommunalen Umfeld Wirksamkeit entfalten kann. Daher ist zu klären, wie sichergestellt werden kann, dass eine integrierte, medienübergreifende Energie-Verteil-Strategie nicht nur nach einheitlichen Kriterien erstellt, sondern auch vor Ort umgesetzt wird. Im Interesse eines bundesweit möglichst einheitlichen Vorgehens empfiehlt es sich, innerhalb des zulässigen Rechtsrahmens verbindliche Zielvorgaben und Grundsätze auf Bundesebene einzuführen, die auf Landesebene unter Berücksichtigung der örtlichen Besonderheiten ausgeformt werden. Ein Bundesgesetz zur Einführung einer medienübergreifenden Energie-Verteil-Strategie könnte sich auf Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG stützen, der nach Art. 72 Abs. 2 GG dem Bund eine sogenannte konkurrierende Kompetenz im Bereich der Energiewirtschaft einräumt. Diese Kompetenz umfasst die Energiegewinnung sowie die Verteilung aller Energien und Energieträger. Sie schließt damit Regelungen zu Energieeinspeisung, Energiepreisen, Energieleitungen sowie zur Energieversorgung ein. Soweit die Vorgaben zur Infrastrukturplanung auf eine Umstellung der Wärmeversorgung auf CO₂-arme oder klimaneutrale Energiequellen abzielen, käme als weitere Grundlage für eine – ebenfalls konkurrierende – Gesetzgebung des Bundes Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG („Luftreinhaltung“) in Betracht.

Für den damit einschlägigen Bereich der konkurrierenden Gesetzgebung hat der Bund das Gesetzgebungsrecht nur, „wenn und soweit die Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet oder die Wahrung der Rechts- oder Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse eine bundesgesetzliche Regelung erforderlich macht“. Dabei steht

dem Gesetzgeber eine Einschätzungsprärogative zu (BVerfGE 111, 226, 255). Für die Erforderlichkeit bundeseinheitlicher Vorgaben bezüglich der Wärmeplanung spricht vorliegend insbesondere der überörtliche Charakter des zur Erreichung der Klimaziele angestrebten Übergangs in eine auf nicht-fossilen Energieträgern beruhende Wärmeversorgung. Das übergreifende Ziel einer sozialen und ökologischen Marktwirtschaft kann nur mittels einheitlicher (Mindest-)Vorgaben effektiv und mit dem notwendigen Tempo verfolgt werden.

Kollisionen zwischen einem neuen Bundesgesetz zur Wärmeplanung und bestehenden Landesgesetzen könnten vermieden werden, indem zum Beispiel das Bundesgesetz zentrale Rahmenbedingungen, Grundsätze und Zielvorgaben setzt, deren Konkretisierung und Umsetzung den Ländern überlassen werden, oder Öffnungsklauseln zugunsten der Länder beinhaltet. Öffnungsklauseln und die damit verbundenen Gestaltungsspielräume dürfen allerdings nicht die übergeordneten bundeseinheitlichen Ziele der kommunalen Wärmeplanung als Instrument zur Erreichung der Klimaschutzziele aushebeln. Unterschiedliche Akteure in unterschiedlichen Sparten müssen bundesweit abgestimmt vorgehen, um die anstehenden Transformationsaufgaben zu bewältigen.

Für die wirksame Umsetzung der Wärmeplanung ist eine enge Verknüpfung zu der raumordnerischen Planung sowie der Bauleitplanung/Städteplanung erforderlich. Auch das spricht dafür, die Ergebnisse der Wärmeplanung beziehungsweise der kommunalen Energie-Verteil-Strategie als verbindliche Vorgaben zu konzipieren, damit diese planerisch berücksichtigt werden können.

Verpflichtung zur operativen Umsetzung der Ergebnisse der Planung

Die operative Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung beziehungsweise der kommunalen Energie-Verteil-Strategie ist zentral und mit ihr auch ihre Verbindlichkeit. Dabei können die Erfahrungen mit

bereits vorhandenen Regelungsinstrumenten fruchtbar gemacht werden. In Erwägung zu ziehen sind beispielsweise das Durchführen von Ausschreibungen (analog NEP oder EEG) sowie die Einführung eines Systems der Grundzuständigkeit in Anlehnung an die Regelungen im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG). Dies sollte in Kombination mit Ausschreibungen zur Übertragung der Grundzuständigkeit und der Vorgabe von Rolloutplänen erfolgen. Während die Begründung einer Grundzuständigkeit mit nachgehend möglicher Ausschreibung zur Übertragung der Grundzuständigkeit einen gewissen Automatismus bei der Zuständigkeit bedeutet, würde eine Anlehnung an die Vorgaben des § 65 Abs. 2a EnWG die Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens verlangen. Da Wettbewerbsfähigkeit und die Schaffung von Anreizsystemen die tragenden Prinzipien im Zusammenhang mit der Verbindlichkeit von kommunalen Wärmeplänen sein sollten, spricht zunächst einiges dafür, dass Ausschreibungen Vorrang gegenüber dem Mechanismus der Begründung einer Grundzuständigkeit haben sollten. Zugleich ist aber auch zu berücksichtigen, dass dem Transformationsprozess im Wärmesektor eine Schlüsselrolle bei der Erreichung der Klimaschutzziele zukommt und ein reines Ausschreibungssystem unter Umständen ein „Rosinenpicken“ begünstigt, das einer effizienten und zügigen Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen entgegenstehen könnte.

Um diesen Konflikt aufzulösen, könnte sich, soweit in der kommunalen Wärmeplanung Fernwärme-Vorranggebiete ausgewiesen werden, ein Hybridsystem empfehlen. Ein solches würde in Kommunen mit vorhandener Fernwärmeversorgung eine Grundzuständigkeit des ansässigen Fernwärmeversorgungsunternehmens für die in der kommunalen Wärmeplanung als Fernwärme-Vorranggebiete ausgewiesenen Gebiete der Kommune begründen. Die Grundzuständigkeit würde sich auf die Erweiterung des vorhandenen Fernwärmenetzes auf die nicht erschlossenen Gebiete beziehen. Analog den Vorgaben im Messstellenbetriebsgesetz könnte dem grundzuständigen Fernwärmeversorgungsunternehmen die Möglichkeit

eingeräumt werden, die Grundzuständigkeit im Wege der Ausschreibung auf einen Dritten zu übertragen. Für den Fall, dass eine Übertragung scheitert, liegt es nahe, der Kommune durch Umsetzung der Wärmepläne, zum Beispiel im Wege der Gründung eines Eigenbetriebes, die Grundzuständigkeit zu übertragen. Alternativ wäre in Erwägung zu ziehen, die Grundzuständigkeit des Fernwärmeversorgungsunternehmens fortbestehen zu lassen, was jedoch unter rechtlichen Aspekten mit einigen größeren Problemen verbunden sein dürfte. Auch eine Verpflichtung zur Umplanung mit dem Ziel, eine höhere Beteiligung im Ausschreibungsverfahren zu erzielen, erscheint aus diversen Gründen (darunter vor allem der Zeitverzug und die fehlenden Erfolgsaussichten einer erneuten Ausschreibung) nicht praktikabel. In Kommunen ohne Fernwärmeversorgung würde sich demgegenüber initial die Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens in Anlehnung an die Vorgaben in § 65 Abs. 2a EnWG, aber auch des § 46 EnWG anbieten. Soweit im Rahmen der Ausschreibung kein Zuschlag zustande kommt, stellen sich die Folgefragen wie zuvor beschrieben.

Wird im Ergebnis einer kommunalen Wärmeplanung eine Erschließung von Gebieten über Wasserstoff vorgegeben, so würde es in Übertragung der vorstehenden Überlegungen naheliegen, entweder den örtlichen Gasnetzbetreiber initial als grundzuständig für eine Umstellung zu betrachten (mit Möglichkeit der Übertragung der Grundzuständigkeit im Wege der Ausschreibung) oder hier wiederum direkt in die Ausschreibungen zu gehen.

5.1.3 Weitere Aspekte zur Ausgestaltung einer medienübergreifenden, lokalen Planung

Neben dem Prozessdesign einer medienübergreifenden Infrastrukturplanung (vgl. Abschnitt 5.1.1) und der Verbindlichkeit der Ergebnisse aus der kommunalen Energie-Verteil-Strategie (vgl. Abschnitt 5.1.2) gibt es folgende weitere Aspekte, auf die bei der Ausgestaltung einer lokalen Planung, die die Transformation in den Gasverteilnetzen unterstützt, zu achten ist:

- Damit die kommunale Energie-Verteil-Strategie in allen mit Gas versorgten Gebieten einen Transformationspfad vorgeben kann, ist eine flächendeckende Planung in allen Kommunen erforderlich. Ein Zusammenschluss von Kommunen sowie eine Einbindung der Landkreise sollte aus Kapazitätsgründen für kleine Kommunen möglich sein.
- Übergangs-/Bestandsschutz- und Härtefallregelungen müssen definiert werden, um die Transformation für die Nutzer:innen verträglich zu gestalten.
- Im Sinne einer schnellen Umsetzung sollen Streitfragen durch möglichst klare Regelungen vermieden werden. Da sich Streitfragen nicht gänzlich vermeiden lassen, sollten flankierend zur Einführung der Energie-Verteil-Strategie auch Konfliktlösungsmechanismen entwickelt werden.

Flächendeckende Planung

Die Analysen zur Wirkung einer medienübergreifenden Infrastrukturplanung haben gezeigt, dass sie aus Netzkund:innensicht positiv zu beurteilen ist, weil sie Kosten reduziert. Gleichzeitig braucht der Netzbetreiber verbindliche Vorgaben verbunden mit einem Anreizmechanismus, da er ansonsten seine betriebswirtschaftlichen Ergebnisse durch einen möglichst langen Betrieb seiner Anlagen maximieren kann. Eine verbindliche Planung ist für die effiziente Transformation in den Gasverteilnetzen essenziell. Deswegen ist eine deutschlandweite Verpflichtung, auf kommunaler Ebene eine medienübergreifende Energie-Verteil-Strategie zu erstellen, erforderlich.

Dies führt insbesondere für kleine Kommunen zu einem Spannungsfeld zwischen Kapazitäten beziehungsweise Ressourcen zur Durchführung einerseits und möglicherweise der für eine sachgerechte Erstellung erforderlichen Fachkompetenz andererseits. Um dieses Spannungsfeld zu lösen, bietet es sich an, die kommunale Energie-Verteil-Strategie nicht zwingend je Kommune einzeln durchzuführen. Möglich ist, dass sich mehrere Kommunen zusammenschließen können. Die durch Art. 28 Abs. 2 S. 1 GG geschützte Selbstverwaltungshoheit der Gemeinden betrifft grundsätzlich den örtlichen Bereich. Das

schließt aber interkommunale Tätigkeiten – etwa unter dem Gesichtspunkt größerer Effizienz – keinesfalls aus. Die Kommunen haben vielmehr aufgrund ihrer Organisationshoheit die Möglichkeit, Aufgaben, welche die Gemeindegrenzen überschreiten, gemeinsam mit anderen Kommunen wahrzunehmen. In allen Bundesländern bestehen gesetzliche Regelungen über die kommunale Zusammenarbeit. Die gemeinsame Aufgabenwahrnehmung kann zum Beispiel durch Arbeitsgemeinschaften oder durch kommunale Zweckverbände erfolgen.

Durch die Landkreise oder kreisfreien Städte kann dabei eine koordinierende Rolle zur Sicherstellung einer flächendeckenden Abdeckung eingenommen werden. Dies ermöglicht, dass sich beispielsweise kleine Kommunen bei Bedarf finden und austauschen können. Ebenfalls ist in Abstimmung beziehungsweise im Einvernehmen mit den betroffenen Kommunen möglich, dass die Koordination und Durchführung der Planung auf Ebene der Landkreise selbst vorgenommen werden.

Übergangs-/Bestandsschutz- und Härtefallregelungen

Die Konsistenz mit bestehenden landesgesetzlichen Vorgaben ist zu prüfen. Die Erforderlichkeit eines gesetzgeberischen Tätigwerdens auf Bundesebene entfällt zwar nicht, wenn vergleichbare oder identische Landesgesetze bestehen. Gleichwohl empfiehlt sich, vorhandene Landesregelungen möglichst zu berücksichtigen, sofern sie mit den Zielsetzungen des Bundesgesetzgebers konform sind, um etwaige Streitigkeiten bezüglich der verfassungskonformen Kompetenzverteilung zu vermeiden. So könnte das Bundesgesetz zur Wärmeplanung etwa Mindestvorgaben setzen und darüberhinausgehende – unter dem Blickwinkel des Klimaschutzes strengere – Regelungen der Länder zulassen. Wie vorstehend ausgeführt (vgl. Abschnitt 5.1.2), unterliegt die konkurrierende Kompetenz des Bundes im Bereich der Energiegewinnung sowie der Verteilung von Energien und Energieträgern dem Kriterium der Erforderlichkeit. Für die Erforderlichkeit bundeseinheitlicher Vorga-

ben bezüglich der Wärmeplanung spricht vorliegend zwar der überörtliche Charakter des angestrebten Übergangs in eine klimaneutrale Wirtschaft. Das bedeutet aber keinen „Freibrief“ für den Bund, abschließende Regelungen unter Verdrängung der Gesetzgebungskompetenz der Länder zu treffen. Ganz im Gegenteil ist die Konkretisierung und Umsetzung der bundeseinheitlichen Ziele der Wärmeplanung den Ländern zu überlassen, die aufgrund ihrer Sachnähe besser geeignet sind, etwaige Konflikte zwischen örtlichen und überörtlichen Belangen angemessen aufzulösen.

Denkbar ist zudem die Einräumung einer Kompetenz der Länder für abweichende Regelungen, sofern diese zur Bewältigung einer konkreten räumlichen Konfliktlage erforderlich sind. Ungeachtet dessen kann unter Verhältnismäßigkeitsgesichtspunkten die Einführung von Übergangs- und Härtefallregelungen erforderlich sein, um den von den Regelungen negativ Betroffenen hinreichende Zeit für eine Anpassung an die neue Rechtslage zu geben.

Zur Steigerung der Akzeptanz von Infrastrukturplanungen und daraus folgendem Transformationsbeziehungsweise Umbauebedarf sind Bürger:innenbeteiligungen und Fördermaßnahmen zur Vermeidung von Härtefällen in Betracht zu ziehen.

Derzeit liegt ein Referentenentwurf des BMWK für eine weitere Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) vor. Der Referentenentwurf sieht die im Koalitionsvertrag vereinbarte sogenannte 65-Prozent-Regel vor, nach der ab 2024 alle neu eingebauten Heizungen in Deutschland mit mindestens 65 Prozent erneuerbaren Energien gespeist werden müssen. In bestimmten Fällen könnte sich allerdings die Situation ergeben, dass Hausbesitzer:innen oder Unternehmen in eine Wärmelösung investieren, die sich nicht mit den Vorgaben einer zeitlich späteren kommunalen Wärmeplanung deckt. Denkbar ist beispielsweise, dass aufgrund des GEG in eine Wärmepumpe investiert wird, die Planung aber später einen Anschluss- und Benut-

zungszwang für Fernwärme vorschreibt. Für einen solchen Fall muss eine gesetzliche Lösung gefunden werden, zum Beispiel durch ausgewogene Ausnahmeregelungen.

Konfliktlösungsmechanismen bei Streitfragen

Im Interesse einer möglichst zügigen Umsetzung der notwendigen Maßnahmen zur Transformation sollten Rechtsstreitigkeiten nach Möglichkeit vermieden werden. Beispiele für Streitfragen, die sich aus der kommunalen Energie-Verteil-Strategie (aber auch aus der kommunalen Wärmeplanung) ergeben können, liegen vor allem in der Zonierung. Infrastrukturbetreiber könnten mit dem Ergebnis unzufrieden sein, weil sie ein Versorgungsgebiet verlieren, oder Anwohner:innen könnten mit der Zeitschiene zum Ausstieg aus der Erdgasheizung nicht einverstanden sein.

Klare Vorgaben lassen in aller Regel wenig Raum für Rechtsstreitigkeiten, weshalb ein klarer und verständlicher sowie vor allem konsistenter Rechtsrahmen essenziell ist. Für den Fall, dass gleichwohl Rechtsstreitigkeiten im Abgleich zwischen *Top-down*-Planung und den *Bottom-up*-Ansätzen beziehungsweise zwischen den für die verschiedenen Medien verantwortlichen Infrastrukturbetreibern aufkommen sollten, könnten die Regulierungsbehörden als Schlichtungsstellen im Vorfeld eines gerichtlichen Verfahrens tätig werden. Darüber hinaus ist zu klären und auszugestalten, inwieweit Rechtsstreitigkeiten zwischen Endkund:innen und Infrastrukturbetreibern effizient gelöst werden können.

5.1.4 Abbau von Hürden zur Umstellung von Erdgas- zu Wasserstoffleitungen

Die Ergebnisse der Wasserstoffsensitivitäten in Kapitel 4 zeigen unter anderem, dass die Umwandlung nicht mehr benötigter Erdgasleitungen in Wasserstoffleitungen sowohl für bestehende Erdgasnetzbetreiber als auch Netznutzer:innen ökonomische Vorteile hat. Außerdem ermöglicht eine Umnutzung signifikante Zeiteinsparungen verglichen mit Genehmigung und Neubau von Leitungen, was in

Anbetracht der kurzen verbleibenden Zeit bis zur Erreichung der Klimaneutralität 2045 ein wichtiger Vorteil ist. Die unter Mitwirkung aller relevanten Akteure erstellte und in den Ergebnissen verbindliche kommunale Energie-Verteil-Strategie sichert außerdem ab, dass nur wirklich benötigte Leitungsabschnitte von Erdgas zu Wasserstoff umgewidmet werden. Eine robuste, unabhängige Planung vorausgesetzt, sollten folgende Anpassungen zum Abbau von Hürden zur Umstellung von Erdgas- zu Wasserstoffleitungen vorgenommen werden:

- Den Unternehmen muss ermöglicht werden, die H₂-Infrastruktur unter Verwendung der vorhandenen Erdgasnetzinfrastruktur sowie der vorhandenen personellen und materiellen Mittel aufzubauen.
- Anstatt einer gesellschaftsrechtlichen sollte deshalb allein eine buchhalterische Entflechtung auf horizontaler Ebene in Erwägung gezogen werden.
- Die Erstreckung des Anwendungsbereichs der WasserstoffNEV sollte auch innerhalb eines Unternehmens auf einzelne Leitungen beziehungsweise Teilnetze möglich sein.

Entflechtung von Wasserstoff-, Strom- und Gasnetzen

Auf horizontaler Ebene kann eine gesellschaftsrechtliche Entflechtung von Gasnetzbetreibern und H₂-Netzbetreibern Synergieeffekte einschränken und zusätzliche Kosten aufgrund paralleler Strukturen verursachen. Für einen raschen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, insbesondere im Falle von Umstellungen, kann das hinderlich sein. Den Unternehmen soll ermöglicht werden, die Wasserstoffinfrastruktur unter Verwendung der vorhandenen Erdgasnetzinfrastruktur sowie der vorhandenen personellen und materiellen Mittel aufzubauen. Anstatt einer gesellschaftsrechtlichen sollte deshalb allein eine buchhalterische Entflechtung auf horizontaler Ebene in Erwägung gezogen werden. Eine solche reicht aus, um unzulässige Quersubventionierungen wirksam zu verhindern.

Um sicherzustellen, dass der gemeinsame operative Betrieb von Gas- und Wasserstoffnetzen gesamtwirtschaftlich nicht zu einer ineffizienten Netzentwicklung führt, ist die Beschränkung der Entflechtungsregeln auf eine buchhalterische Entflechtung von der konsequenten Umsetzung einer von rein ökonomisch geprägten Interessen der Netzbetreiber unabhängigen Systementwicklungsstrategie (Transportebene) und kommunalen Energie-Verteil-Strategie (Verteilnetzebene) abhängig. Auch die Abwägung zwischen Neubau und Umstellungen von Wasserstoffleitungen muss in diesem Zusammenhang berücksichtigt werden. Andernfalls kann nicht ausgeschlossen werden, dass durch den gemeinsamen operativen Betrieb von Gas- und Wasserstoffleitungen neue Wasserstoff-Netzbetreiber diskriminiert werden. Schließlich ist es zentral, gesamtsystemische Verfügbarkeiten von Wasserstoff zuverlässig auf lokaler Ebene abzubilden.

Gas- vs. Wasserstoffregulierung

Es ist von den örtlichen Gegebenheiten abhängig, ob es sich anbietet, einzelne Leitungen (sogenannte Stichleitungen) von Erdgas auf Wasserstoff umzustellen oder ob für ein gesamtes Industriegebiet eine Umstellung sinnvoll ist. Bei der Umstellung einzelner Leitungen beziehungsweise eines Gebiets bedeutet dies unter Umständen gleichzeitig die Stilllegung weiterer damit verbundener Gasleitungen.

Diese Kosten einer im Ergebnis der kommunalen Energie-Verteil-Strategie identifizierten Umstellung einer Leitung oder eines Netzabschnitts sollten über den Kapitalkostenabgleich gemäß § 10a Abs. 1 S. 1 ARegV erfasst werden, unabhängig davon, ob sie eine konkrete und notwendige Ersatz- oder Erweiterungsinvestition darstellen (auch heute werden Kapitalkosten, die nach dem Basisjahr entstehen, entsprechend der Begründung zur ARegV ohne Unterscheidung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen erfasst, BR-Drs. 296/16, S. 34).

In der WasserstoffNEV ist bereits ein höherer EK-I-Zinssatz im Vergleich zum Erdgasnetz vorgese-

hen.⁵⁴ Zudem werden Wasserstoffleitungen von dem Effizienzvergleich ausgenommen. In Verbindung mit der Möglichkeit von Sonderabschreibungen bei Stilllegung von Erdgasleitungen führt das zu Anreizen für eine beschleunigte Transformation. Die Anreizwirkung zur Umstellung ist im Zusammenhang mit dem Thema *Unbundling* zu sehen. Sollte ein strenges *Unbundling*-Regime im Sinne der Vorschläge der EU-Kommission eingeführt werden, konterkariert das die Anreizwirkung anderer Instrumente zur Beschleunigung der Transformation.

Die Umstellung von einzelnen Leitungen kann zur Erhaltung der oben genannten Effekte durch den Erdgasnetzbetreiber erfolgen. Möglich muss aber auch sein, dass die umzuwidmenden Betriebsmittel an einen anderen (beispielsweise stärker auf Wasserstoff fokussierten) Netzbetreiber veräußert werden.

Sowohl bei Umstellung sowie Veräußerung von Betriebsmitteln sollte der Ordnungsrahmen sicherstellen, dass es zum Zwecke der Netzkostenermittlung nicht zu einer wirtschaftlichen Aufwertung der Vermögensgegenstände und im Ergebnis zu Abschreibungen unter null kommt. Sollten im Zuge der Veräußerung durch den Erwerber strategische Aufschläge auf den kalkulatorischen Restwert bezahlt werden, dürfen diese nicht in die Netzentgeltermittlung einfließen.

Zudem ist im Rahmen der Kostenanerkennung sicherzustellen, dass durch die Aufspaltung beziehungsweise Umstellung keine ineffizienten Betriebskosten (zum Beispiel durch Wegfall bestehender Synergien in der gemeinsamen Betriebsführung aus Erdgas und Wasserstoff) entstehen. Aufgabe der kommunalen Energie-Verteil-Strategie ist, diese Leitungen zu identifizieren. Werden verbindliche Vorgaben der kommunalen Energie-Verteil-Strategie

eingeführt, wird eine Kontrollinstanz benötigt. Das allgemeine Problem der Dauer von Verwaltungsvorfahren könnte durch spezielle Vorgaben zur Beschleunigung abgemildert werden (etwa durch die Einführung eines vereinfachten Genehmigungsverfahrens oder die Festlegung einer Genehmigungsfiktion nach erfolglosem Ablauf einer Frist). Der Prozess ist so zu gestalten, dass es nicht zu weiteren Verzögerungen bei der Wärmeplanung kommt.

5.1.5 Netznutzung: Effiziente Stilllegung von Netzabschnitten mit wenigen, verbleibenden Erdgasnutzer:innen

Bei rückläufigen Absatzmengen und Kund:innenzahlen in einem Netzgebiet steigen nicht nur die spezifischen durch die Netznutzer:innen zu zahlenden Netzentgelte. Die mit dem Netzbetrieb hervorgerufenen Kosten für Betrieb, Instandhaltung, Lagerhaltung, Einsatzbereitschaft beziehungsweise zur Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität und Sicherheit werden auf eine zunehmend geringere Anzahl von Kund:innen verteilt. Die Analysen in den Modellnetzen zeigen, dass sich im Durchschnitt über die Zeit bis 2045 die Netzentgelte verdrei- bis vervierfachen werden und im Maximum im Jahr 2045 sogar neun- bis sechzehnfache Netzentgelte möglich sind. Um diese Entwicklungen abzumildern, sollten Situationen vermieden werden, in denen Netzabschnitte mit sehr wenigen Kund:innen über einen längeren Zeitraum betrieben werden. Dazu werden folgende Änderungen am Ordnungsrahmen vorgeschlagen:

- Definition eines Kipppunkts durch die Kommune im Zuge der Bestätigung der Energie-Verteil-Strategie, bei dessen Erreichen es dem Netzbetreiber ermöglicht wird, verbleibende Netzkund:innen unter Wahrung von Verbraucher:innenschutzinteressen zu kündigen.
- Mögliche Kennzahlen könnten zum Beispiel die Anzahl der Kund:innen je Kilometer Leitungslänge, die Anschlussleistung oder der Absatz pro Kilometer Leitungslänge oder entsprechende Dichtekennziffern wie Absatz je versorgter Fläche sein.

54 Der Zinssatz im Wasserstoffnetz beträgt für Neuanlagen 9,0 Prozent, während er im Erdgasnetz 5,07 Prozent beträgt.

Darüber hinaus können jedoch auch qualitative Kriterien (zum Beispiel Versorgung ausgewählter Industrie- beziehungsweise Gewerbekund:innen, Aufrechterhaltung von Arbeitsplätzen) entscheidend sein.

- Zur Vermeidung von Klagen müssen die Kippunkte transparent und diskriminierungsfrei bestimmt und ex ante definiert werden.
- Implementierung eines Anreizmechanismus, der sicherstellt, dass Netzgebiete mit immer weniger Kund:innen möglichst schnell außer Betrieb genommen werden.
- Als Anreizmechanismus ist ein Bonussystem zu prüfen als ein finanzieller Anreiz, nach Erreichen des Kipppunkts den betreffenden Netzabschnitt möglichst schnell außer Betrieb zu nehmen. Die in Kapitel 4 durchgeführten Analysen zeigen, dass sich ein Bonus auf die Sonderabschreibung bei planmäßiger Stilllegung einer Anlage besonders hierfür eignet, weil dadurch eine Win-win-Situation für Netzkund:innen und Netzbetreiber erzeugt werden kann.

Definition eines Kipppunkts ab dem die Kündigung weniger im Netz verbleibender Kund:innen möglich ist

Die Transformation wird unnötig lang und teuer, wenn darauf gewartet wird, dass die letzten Netznutzer:innen freiwillig ihren Erdgasanschluss kündigen beziehungsweise der entsprechende Netzabschnitt noch so lange betrieben werden muss, wie letzte Kund:innen daran angeschlossen sind.

Um einen exponentiellen Anstieg der Netzkosten für die betroffenen Kund:innen in dem Netzabschnitt, aber auch alle weiteren Netzkund:innen zu vermeiden, sollten Kriterien und Schwellwerte definiert werden, ab deren Erreichen es dem Netzbetreiber ermöglicht werden sollte, Kund:innen nicht mehr versorgen zu müssen beziehungsweise vom Netzanschluss zu trennen. Mögliche Kennzahlen zur Definition solcher Schwellwerte könnten beispielsweise die Anzahl der Kund:innen je Kilometer Leitungslänge [Kund:innenanzahl/km], der Anschlussleistung

[MW/km] oder Absatz je Kilometer Leitungslänge [MWh/km] oder entsprechende Dichtekennziffern wie Absatz je versorgter Fläche [MWh/km²] sein. Darüber hinaus können jedoch qualitative Kriterien (zum Beispiel Versorgung ausgewählter Industrie- beziehungsweise Gewerbekunden) und die damit verbundene strategische Bedeutung (zum Beispiel Arbeitsplätze) vor Ort entscheidend für die Versorgungsbedingungen vor Ort sein.

Mögliche Umstellungszeitpunkte sowie das Erreichen der Kippunkte sollten transparent und rechtzeitig öffentlich bekannt gemacht werden. Die von einer Umstellung betroffenen Kund:innen sollten zudem rechtzeitig direkt informiert werden. Dabei sind für eine mögliche Umstellung ausreichend lange Ankündigungs- beziehungsweise Übergangsfristen zu gewähren, damit beispielsweise erforderliche Umrüstungen der Heizungsanlagen realisiert werden können.

Aufgrund lokal sehr unterschiedlicher Gegebenheiten und Ausgangsbedingungen sollten die genauen Kriterien sowie mögliche Kippunkte beziehungsweise Schwellwerte im Rahmen der kommunalen Energie-Verteil-Strategie je Kommune definiert und durch diese in Abstimmung mit den betroffenen Netzbetreibern verbindlich festgelegt werden. Dabei ist entscheidend, dass diese Kriterien nicht diskriminierend, transparent und im Einklang mit der Erreichung der Klimaschutzziele sind.

Die Definition der Kriterien zur Versorgung der Kund:innen und die Entscheidung zu Kippunkten beziehungsweise der Frage, welche Infrastrukturmedien je Netzgebiet betrieben werden, sollte nicht im Rahmen der erweiterten kommunalen Wärmeplanung, sondern nach Verfügbarkeit aller relevanten Erkenntnisse im Rahmen der Bestätigung der kommunalen Energie-Verteil-Strategie durch die Kommune am Ende des Prozesses definiert werden. Dabei sind die entsprechenden netztechnischen Gegebenheiten zu berücksichtigen. Exemplarisch sind dabei unter anderem folgende Konstellationen

möglich: Es sind noch wenige Kund:innen an einer Gasleitung angeschlossen, die in eine H₂-Leitung zur Versorgung von Kund:innen (zum Beispiel Industriebetrieb) umgewidmet werden soll. Um den Neubau einer parallel zur Erdgasleitung verlaufenden H₂-Leitung zu vermeiden, kann es sinnvoll sein, die an dem Netzstrang noch angeschlossenen Erdgaskund:innen mit Wasserstoff oder anderweitig zu versorgen. Wird ein Leitungsabschnitt zur Versorgung eines Industriekunden mit Wasserstoff betrieben, kann es im Einzelfall sinnvoll sein, in diesem Leitungsabschnitt weitere Kund:innen an das Wasserstoffnetz anzuschließen.

Schaffung von Anreizen zur Nutzung des Kündigungsrechts

Außerdem sollte ein Anreiz für die Netzbetreiber geschaffen werden, damit sie das Verhältnis von Nutzer:innen beziehungsweise Absatzmenge und Netzkilometern optimieren. Dieser soll sicherstellen, dass Netzgebiete mit immer weniger Kund:innen möglichst schnell außer Betrieb genommen werden. Es ist wichtig, dass Netzbetreiber auch von der Möglichkeit Gebrauch machen, wenige verbleibende Netzkund:innen zu kündigen und nicht einen ineffizienten Netzabschnitt weiter betreiben.

Als Anreizmechanismus ist beispielsweise ein Bonussystem zu prüfen, also ein finanzieller Anreiz, nach Erreichen des Kipppunkts die Außerbetriebnahme des betreffenden Netzabschnitts möglichst schnell zu erreichen. Ein derartiges kennzahlenorientiertes Bonussystem findet sich zum Beispiel in §§ 18 ff. ARegV im Zusammenhang mit den sogenannten Qualitätsvorgaben für Netzbetreiber. In der Modellierung wurde ein solcher Ansatz umgesetzt, indem dem Netzbetreiber ein Bonus auf die Sonderabschreibung im Falle einer planmäßigen Stilllegung gemäß den Vorgaben der kommunalen Energie-Verteil-Strategie gewährt wurde. In der Analyse wurde gezeigt, dass mit diesem Ansatz ein Anreiz für Netzbetreiber geschaffen werden kann, der die Netzentgelte niedrig hält (vgl. Abschnitte 4.3.2.4 und 4.3.3.2).

Auch eine Verpflichtung der Erdgasnetzbetreiber zur Außerbetriebnahme ab dem Erreichen bestimmter Kennzahlen wäre grundsätzlich denkbar. Eine solche Verpflichtung könnte das Pendant zu einem – die Netznutzer:innen adressierenden – Anschluss- und Benutzungszwang im Hinblick auf andere Energieträger darstellen. Wie an anderer Stelle ausgeführt (vgl. Abschnitt 5.1.2), könnten im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung Vorranggebiete für leitungsgebundene Technologien festgelegt werden. Solche Vorranggebiete könnten sich vor allem auf die Versorgung mit Fernwärme beziehen. Die Festlegung von Vorranggebieten ist ihrerseits durch die Implementierung des Anschluss- und Benutzungszwangs in den betroffenen Gebieten zu flankieren, um zu vermeiden, dass die für die effiziente Infrastruktur notwendige Nutzer:innenzahl nicht erreicht wird.

5.2 Tragfähiger Rahmen für Netzbetreiber: Empfehlungen

5.2.1 Abschreibung von Bestandsanlagen bis 2045

Die Analysen in Kapitel 4 zeigen deutlich, dass die Abschreibung von Bestandsanlagen bis 2045 ein wesentliches Element zur Sicherung der Refinanzierbarkeit des Netzbetriebs ist. Ohne diese Anpassung am Ordnungsrahmen wird die Refinanzierung selbst bei starkem Wasserstoffhochlauf nicht erfolgen. Zudem lassen die Ergebnisse den Rückschluss zu, dass die degressive Abschreibung der linearen vorzuziehen ist, weil sie einen über die gesamte Zeit bis 2045 weniger starken Anstieg der Netzentgelte bewirkt, ohne den Netzbetreiber merklich zu benachteiligen.

Im Bereich der Abschreibungen für Bestandsanlagen sollten folgende Anpassungen am Ordnungsrahmen vorgenommen werden:

→ Verkürzung der Abschreibungsdauern. Generell sollte hierbei eine Abschreibung bis 2045 vorgese-

hen werden. Wird das Asset im Zeitraum vor 2045 stillgelegt, kann der Restwert als Sonderabschreibung geltend gemacht werden. Werden Anlagegüter außerdem spätestens zum Zeitpunkt, der in der kommunalen Energie-Verteil-Strategie definiert wurde, stillgelegt, sollte zudem der oben erwähnte Bonus geltend gemacht werden.⁵⁵

- Die Verkürzung der Abschreibungsdauern und die Durchführung von Sonderabschreibungen müssen auch nach der Aktivierung der Anlagen ermöglicht werden.
- Umstellung der Abschreibungsmethodik aller Bestands- und Neuanlagen von linear auf degressiv.
- Es muss sichergestellt sein, dass keine Abschreibungen unter null erfolgen, um sicherzustellen, dass Netzkund:innen bereits bezahlte Leitungen erneut vergüten müssen.

Sofern die kalkulatorischen Nutzungsdauern verkürzt werden, sollten auch die handelsrechtlichen (steuerlichen) Abschreibungen daran ausgerichtet werden. Diese Aspekte sollten zur Sicherstellung einer rechtssicheren Umsetzbarkeit zunächst mit dem Institut der deutschen Wirtschaftsprüfer und anschließend mit den Finanzverwaltungsbehörden abgestimmt werden.

5.2.2 Notwendige Anpassungen bei der Netzkostenregulierung

Eigenkapitalzinssätze

Das Risikoprofil des Erdgasverteilnetzbetriebs muss vor dem Hintergrund des bevorstehenden Wegfalls des Geschäftsfeldes sowie der gegenwärtigen Regelungen zur Refinanzierung neu bewertet werden. Die Analyseergebnisse aus der Modellierung legen nahe, dass durch die vorgeschlagenen Maßnahmen und

55 Es wird zudem angenommen, dass die verkürzte Abschreibung von Neuanlagen entsprechend der KANU-Festlegung umgesetzt wird. Daher wird dies hier nicht nochmal explizit gefordert. Ergänzend ist zu erwähnen, dass auch für Neuanlagen eine degressive statt lineare Abschreibung bis 2045 umgesetzt werden sollte.

Anpassungen den zusätzlichen Risiken durch die Transformation begegnet werden kann. Sollten darüber hinaus jedoch gesteigerte Unsicherheiten beim Gasnetzbetrieb identifiziert werden, macht dies eventuell eine Erhöhung des Wagniszuschlages als Komponente zur Abbildung des unternehmerischen Risikos beim EK-Zins für Gasnetzbetreiber erforderlich.⁵⁶

In Betracht käme erforderlichenfalls auch ein angemessener Zuschlag, der Sondereffekte abbildet, die nicht im CAPM-Modell abgebildet sind. Dieser Wert könnte wie der jährlich vorzunehmende Kapitalkostenabgleich in die Erlösobergrenze einfließen.

Die hier vorgeschlagenen Lösungen sind in ihrer Wechselwirkung mit den zuvor angesprochenen Refinanzierungsmöglichkeiten zu sehen: Höhere Eigenkapitalzinsen für Gasnetze aufgrund größeren Refinanzierungsrisikos im Vergleich zu Stromnetzen werden dann nicht erforderlich sein, wenn insgesamt die Refinanzierung durch Abschreibungen geeignet geregelt ist und bestehende Vorgaben für einen vollständigen Rückbau stillgelegter Infrastruktur durch einen ausschließlich kriterienbasierten Rückbau inklusive Anerkennung der Kosten aus diesem Rückbau ersetzt werden.

Dauer der Regulierungsperioden, Kostenprüfung und Effizienzvergleich

Die Anreizwirkungen des Regulierungsrahmens müssen mit den Transformationszielen synchronisiert werden und dürfen nicht im Widerspruch dazu stehen. Aufgrund der sich in zeitlicher Hinsicht durch die Transformation ergebenden Möglichkeit kurzfristiger Veränderungen bei den Betriebskosten müssen diese Veränderungen zeitnah an die Kund:in-

56 Die EK-Zinssätze werden methodisch nach dem Capital Asset Pricing Model (CAPM) ermittelt. Danach besteht der Zinssatz aus einem risikofreien Basiszinssatz, einer Marktrisikoprämie und einem Adjustierungsfaktor (Beta-Faktor), der das Risikoprofil des Untersuchungsobjekts relativ zum Gesamtmarkt bewertet.

nen weitergereicht werden können. Die Ergebnisse der Analyse in Kapitel 4 zeigen, dass dadurch der Netzentgeltanstieg merklich begrenzt werden kann (vgl. Abbildung 25).

Folgende Anpassungen am Ordnungsrahmen sind daher vorzunehmen:

- Sinken die Betriebskosten beispielsweise aufgrund stillgelegter Leitungen, dann müssen die sich ergebenden Rückgänge zeitnah an die Netzkund:innen weitergereicht werden.
- Eine Effizienzprüfung im Rahmen der Kostenprüfung nach den Vorgaben der GasNEV erscheint ausreichend, da über die kommunale Energie-Verteil-Strategie der unternehmerische Freiraum, gegebenenfalls ineffiziente Strukturen zu schaffen, eingeschränkt ist.
- Hierzu ist im Rahmen der Kostenprüfung ein Abgleich sinnvoll, ob die Investitionstätigkeit des Verteilnetzbetreibers kompatibel zur kommunalen Energie-Verteil-Strategie ist. Nicht mit der kommunalen Energie-Verteil-Strategie kompatible Erweiterungsinvestitionen werden nicht anerkannt.
- Vereinfachungen bei der Kostenprüfung für Unternehmen und Regulierungsbehörden sind sicherzustellen.
- Das Effizienzbenchmark in seiner heutigen Form setzt kontraproduktive Anreize für eine schnelle Transformation. Es wird nicht gelingen, Effizienzbenchmark sachgerecht auszugestalten.
- Aufgrund der Verkürzung der Regulierungsperiode und der Stärkung der Kostenprüfungen ist eine Abschaffung des Effizienzbenchmarks für Erdgasnetze sinnvoll.

Der Umfang der Investitionstätigkeit der Gasnetzbetreiber muss mit den Ergebnissen der kommunalen Energie-Verteil-Strategie synchronisiert werden. Die Entwicklung der Gasnetze wird so heterogen sein, dass eine sachgerechte Ausgestaltung des Effizienzbenchmarks, wie es heute in der Anreizregulierungsverordnung angelegt ist, unmöglich wird.

Es empfiehlt sich eine Verkürzung der Dauer der Regulierungsperioden. Da Investitionsentscheidungen weitgehend über die kommunale Energie-Verteil-Strategie definiert werden sollen, ist der unternehmerische Freiraum, gegebenenfalls ineffiziente Strukturen zu schaffen, eingeschränkt. Des Weiteren ist zu beachten, dass viele der mit der Transformation verbundenen Aspekte auch Auswirkungen auf die Betriebskosten haben werden. Diesbezüglich ist aktuell im Status quo nur eine Anpassung im Fünf-Jahres-Rhythmus entsprechend den Basisjahren möglich. Eine Verkürzung der Regulierungsperioden auf maximal zwei oder drei Jahre hätte dabei den Vorteil, dass entsprechende zeitnahe Nachjustierungen der Kostenbasis in beide Richtungen möglich sind (vgl. § 21a Abs. 3 S. 1 EnWG). Alternativ hätte der Umstieg auf eine *Cost-Plus*-Regulierung den gleichen Effekt und würde eine jährliche Weitergabe der Einsparungen bei Stilllegungen ermöglichen (vgl. Abbildung 23).

Möglicherweise temporär auch steigende Betriebskosten (OPEX) sollen ebenso wie etwaige Rückbaukosten mittels geeigneter Instrumente in Bezug auf zeitnahe Anpassungen der Erlöse des Netzbetreibers, vergleichbar dem Kapitalkostenabgleich, jährlich in die Erlösobergrenze einfließen können. Sinken die Betriebskosten beispielsweise aufgrund stillgelegter Leitungen, sollten die sich ergebenden Rückgänge zeitnah an die Netzkund:innen weitergereicht werden.

Um zu überprüfen, ob die Kosten, die den Netzbetreibern entstanden sind, angemessen sind, erscheint die Kostenprüfung nach den Vorgaben der GasNEV ausreichend. So dürfen nach § 4 Abs. 1 GasNEV die Kosten des Netzbetreibers nur angesetzt werden, wenn sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers⁵⁷ entsprechen.

57 Die Effizienzprüfung nach § 4 Abs. 1 GasNEV ist von dem Effizienzvergleich nach § 12ff. ARegV zu unterscheiden.

Im Rahmen ihrer Kontrollfunktion müssen daher die Regulierungsbehörden im Zuge der Kostenprüfung sicherstellen, dass Neu- und Ersatzinvestitionen nur genehmigt werden, wenn diese mit der Planung in Einklang stehen und die Betriebskostensenkung (OPEX), die durch Stilllegung erfolgt, sich angemessen verringert. Eine Kontrolle der anerkennungsfähigen Kosten im Rahmen der Kostenprüfung nach dem „klassischen“ Maßstab der effizienten Leistungsbereitstellung gemäß § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG hätte auch auf der Ebene des Rechtsschutzes den Vorteil, dass die entsprechende Entscheidung der Bundesnetzagentur – anders als die Bestimmung der individuellen Effizienzwerte – nach aktuellem Stand der Rechtsprechung nicht von einem gerichtlich eingeschränkt überprüfbareren Spielraum erfasst ist. Netzbetreiber müssen zwar darlegen und beweisen, wie die in Ansatz gebrachten Kosten entstehen. Eine etwaig ablehnende Entscheidung der Bundesnetzagentur, wonach bestimmte Kostenanteile nicht effizient und in der Folge nicht anerkennungsfähig sind, würde aber der vollständigen trichterförmigen Kontrolle und nicht nur einer Kontrolle auf grobe Fehler unterliegen.

Im Zuge der in kürzeren Zeitabständen durchzuführenden Kostenprüfung kommt der Prüfung der Höhe der Investitionstätigkeit durch die Regulierungsbehörden eine besondere Bedeutung zu. Insbesondere Neuinvestitionen in neue Hausanschlüsse und Netzerweiterungen könnten in einem vereinfachten (Genehmigungs-) Verfahren, welches die Ergebnisse der kommunalen Energie-Verteil-Strategie zugrunde legt, geprüft werden. Kosten für Investitionen, die im Einklang mit der Energie-Verteil-Strategie sind, ließen sich damit mit begrenztem Verwaltungsaufwand als umlagefähige Netzkosten anerkennen. Eine vergleichbare Verwaltungspraxis besteht bei der Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in Gas- und Stromnetze. Investitionsprojekte, die im NEP Strom oder Gas vorgesehen sind, gelten als erforderlich für einen bedarfsgerechten Ausbau und damit als genehmi-

gungsfähig im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 Anreizregulierungsverordnung (ARegV).⁵⁸ Eine gesonderte Prüfung gemäß § 23 ARegV findet lediglich bei Investitionsmaßnahmen statt, die nicht Gegenstand der Netzentwicklungspläne sind. Investitionskosten, die aus genehmigten Erweiterungs- oder Umstrukturierungsmaßnahmen entstehen, werden mittels der Netzentgelte auf die Netznutzer:innen umgewälzt. Zur Beschleunigung des Verfahrens der Anerkennung von Investitionskosten, die für die Umsetzung der Wärmeplanung notwendig sind, könnten für die Entscheidung der zuständigen Behörde kurze Fristen festgelegt werden.

Eine Anpassung des heutigen benchmarkbasierten Effizienzvergleichs würde die Einbeziehung weiterer Vergleichsparameter sowie eine Modifikation der grundsätzlichen Anreizmechanismen voraussetzen. Die Auswahl geeigneter Parameter, um Verzerrungen der Ergebnisse abzuwenden, wäre hoch anspruchsvoll. Diese Parameter müssten die regional/lokal unterschiedlichen Transformationsaufgaben und -zeiträume je Netzabschnitt einzeln abbilden, die sich auf das Kostenniveau auswirken. Des Weiteren müsste sichergestellt werden, dass die Anreizwirkung des Effizienzbenchmarks nicht dazu führt, dass die anstehende Transformationsaufgabe behindert wird.

Da in sehr hohem Maße unwahrscheinlich erscheint, dass dies in einer sachgerechten Form gelingen kann, ist insbesondere im Zusammenhang mit der Verkürzung der Regulierungsperioden und der damit zusammenhängenden Stärkung der Kostenprüfung nach GasNEV eine Abschaffung des Effizienzbenchmarks in der ARegV ein konsequenter Schritt. Aufgrund der besonderen Situation der Transformationsaufgabe und einer für viele Betriebsmittel zeitlich begrenzten Nutzung bis 2045 ist dieser Schritt der Verkürzung der Regulierungsperiode und Abschaffung des Effizienzbenchmarks für Erdgas-

58 BNetzA, Leitfaden Investitionsmaßnahmen 2017, Ziffer 3.2; Holznagel/Schütz/Lüdtke-Handjery/Paust/Weyer, 2. Aufl. 2019, ARegV § 23 Rn. 62.

netze sinnvoll. Bei Strom- und Wasserstoffnetzen hingegen ist die Versorgungsaufgabe dauerhaft ausgelegt, wodurch diesbezüglich an den jeweils bestehenden Systemen bestehend aus Anreizregulierung inklusive Effizienzbenchmark im Strom und Kostenprüfung im Wasserstoffbereich weitgehend festgehalten werden kann.

5.2.3 Weiterentwicklung des Rechtsrahmens zu Konzessionsverträgen

Bestehende Konzessionsverträge können aufgrund ihrer Laufzeit und den darin enthaltenen Vereinbarungen in den Widerspruch zu Ergebnissen und Transformationspfaden der kommunalen Energie-Verteil-Strategie geraten. Es ist daher notwendig, bestehende Konzessionsverträge an den Ergebnissen der kommunalen Energie-Verteil-Strategie auszurichten.

Außerdem ist in Anbetracht des zu erwartenden Nachfragerückgangs in vielen Netzgebieten die Ausschreibung von Konzessionen zu überarbeiten. Es ist zwar davon auszugehen, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Refinanzierung unter anderem bewirken, dass Erdgas-Konzessionen auch im Zuge der Transformation für Investoren attraktiv bleiben. Dennoch ist zu erwarten, dass der Wettbewerb um Konzessionen nachlassen wird und vor diesem Hintergrund folgende Anpassungen erforderlich werden:

- Ist die Durchführung eines Konzessionsverfahrens offensichtlich zwecklos, etwa, weil kein einziger Netzbetreiber ein Interesse an der Konzession bekundet hat (vgl. § 46 Abs. 4 S. 4 EnWG), ist die Gemeinde von der weiteren Ausschreibungspflicht zu entbinden.
- Ist der Bestandskonzessionär nicht an der Fortführung des Betriebs des Erdgasnetzes interessiert, sollte er für eine Übergangsphase von fünf bis zehn Jahren verpflichtet werden können, das Netz weiter zu betreiben. In dieser Zeit kann die Kommune die Entscheidung treffen, den Erdgasnetzbetrieb zu übernehmen oder aber vorzeitig zu beenden.

Verhältnis zwischen kommunaler Planung und Konzessionsverträgen

Grundsätzlich ist das Verhältnis zwischen kommunaler Energie-Verteil-Strategie und Konzessionsverträgen zu regeln. Sofern Konzessionsverträge pauschale Rückbauverpflichtungen enthalten, sind diese klarer zu regeln: Konzessionsverträge müssen per Gesetz an die kommunale Energie-Verteil-Strategie angepasst werden (und nicht umgekehrt). Kommunen dürfen sich nicht auf vereinbarte Regelungen in Konzessionsverträgen berufen, wenn diese der kommunalen Energie-Verteil-Strategie widersprechen.

Die Kommune kann sich gegenüber dieser Vorgabe nicht auf die Garantie zur kommunalen Selbstverwaltung im Sinne des Art. 28 Abs. 2 GG berufen. Die Versorgung der Einwohner:innen und ortsansässigen Unternehmen mit Energie ist zwar eine Aufgabe der verfassungsrechtlich geschützten kommunalen Selbstverwaltung. Das heißt aber nicht, dass die im Zusammenhang mit der Versorgung stehende wirtschaftliche Betätigung der Gemeinden keinen rechtlichen Schranken unterläge. Das Recht zur kommunalen Selbstverwaltung besteht vielmehr nur im Rahmen der allgemeinen Gesetze. So konnte der Gesetzgeber nach § 103a Abs. 4 GWB aF. für Konzessionsverträge mit einer längeren Laufzeit einen Beendigungszeitpunkt anordnen (BGH, Urteil vom 07.07.1992 – KZR 2/91, NJW 1992, 2888, 2889). Damit endeten Konzessionsverträge für Strom und Gas mit einer Laufzeit von zwanzig Jahren oder mehr sowie die darauf beruhenden Konzessions-einnahmen der Gemeinden zwingend zum 31. Dezember 1994 (vgl. BT-Drs. 8/3690 v. 21.02.1980). Ausgenommen hiervon waren nur Konzessionsverträge mit einer zwanzigjährigen Laufzeit, die erst nach diesem Datum auslaufen sollten. Diese Regelung führte dazu, dass die Mehrzahl der Konzessionsverträge zum 31. Dezember 1994 endete. Der Gesetzgeber durfte die Konzessionsverträge mit langen Laufzeiten sanktionieren, um den Wettbewerb im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgungswirtschaft zu verstärken. Dazu wurde das zum Nachteil der Abnehmer wirkende

System der Gebietsmonopole aufgelöst (vgl. BT-Drs. 8/3690 v. 21.02.1980, S. 32).

Ebenso konnte der Gesetzgeber mit § 46 EnWG Vorgaben zur Neuvergabe der Konzessionen machen, ohne in den geschützten Kernbestand des Selbstverwaltungsrechts einzugreifen (BGH, Urt. v. 17.12.2013 – KZR 66/12, beck online, Rn. 37). In diesem Sinne könnte der Gesetzgeber vorliegend den Vorrang einer kommunalen Wärmeplanung beziehungsweise kommunalen Energie-Verteil-Strategie anordnen. Soweit er damit in die Privatautonomie der Netzbetreiber und damit in ihre Grundrechte gemäß Art. 2 und 12 Abs. 1 GG eingreift, wäre dieser Eingriff verhältnismäßig. Die Erreichung der Klimaziele bis 2045 stellt ein überragendes Gemeinwohlziel dar, sodass der Einzelne auch Eingriffe in bestehende Rechtspositionen hinnehmen muss.

Verpflichtung des Bestandskonzessionärs bei fehlenden Bewerbungen in der Konzessionsausschreibung

Am Laufzeitende der Konzession muss sichergestellt werden, dass das Netz bei Bedarf auch dann bis 2045 (beziehungsweise früher, wenn die letzten Netzkund:innen vom Netz gehen) weiter betrieben wird, auch wenn es keinen Netzbetreiber gibt, der sich um die Konzession bewirbt.⁵⁹ Letztlich wird die Kommune aufgrund ihrer Verpflichtung zur Daseinsvorsorge das Netz übernehmen und weiter betreiben müssen. Dafür müsste ein Muster-Konzessionsvertrag entwickelt werden, in dem eine Erwerbspflicht der Kommune vorgesehen ist.

Ist die Durchführung eines Konzessionsverfahrens offensichtlich zwecklos, etwa, weil kein einziger Netzbetreiber ein Interesse an der Konzession bekundet hat (vgl. § 46 Abs. 4 S. 4 EnWG), ist die Gemeinde von der Ausschreibungspflicht zu entbinden. Da in einer solchen Konstellation faktisch kein „Wettbewerb um das Netz“ besteht, den es zu schützen gilt, soll es der Gemeinde

ermöglicht werden, von einer erneuten Ausschreibung abzusehen und den Betrieb des Netzes selbst zu übernehmen.

Aufgrund der oben beschriebenen Aspekte zur Anpassung des Ordnungsrahmens können ökonomische Risiken eines zeitlich begrenzten Gasnetzbetriebs abgefangen werden. Es ist im Regelfall anzustreben, dass die bestehende Konzession durch den Bestandskonzessionär bis zum Ende des Nutzungszeitraums im Jahr 2045 weiter betrieben wird.

Ist der Bestandskonzessionär – trotz wirtschaftlicher Anreize, die mithilfe der weiteren in dieser Studie vorgeschlagenen Lösungen geschaffen werden können – nicht an der Fortführung des Betriebs des Gasnetzes interessiert, ist eine Übergangsvorschrift zu erwägen, wonach der Bestandskonzessionär für einen Übergangszeitraum von etwa fünf bis zehn Jahren verpflichtet wird, das Netz weiter zu betreiben. Eine längere Verpflichtung des Bestandskonzessionärs wäre zur Vermeidung aufwendiger Umstrukturierungen wünschenswert, könnte aber verfassungsrechtlich problematisch sein. Je länger die gesetzlich angeordnete Pflicht zum Weiterbetrieb ist, desto intensiver ist der Eingriff in die unternehmerische Freiheit eines (privatwirtschaftlich organisierten und daher grundrechtsfähigen) Netzbetreibers. Je eingriffsinvasiver die gesetzliche Vorgabe ist, desto höher sind die Anforderungen an die Verhältnismäßigkeit. Durch die Festlegung einer hinreichend langen Übergangsfrist soll es der Kommune ermöglicht werden, sich auf die künftige Übernahme des Netzbetriebs einzurichten. Zugleich gäbe eine solche Übergangsfrist der Kommune die Möglichkeit, die Notwendigkeit und Zweckmäßigkeit der Übernahme des Netzbetriebs zu bewerten. Gelangte die Kommune zu einem negativen Ergebnis, könnte sie auf den Gasnetzbetrieb in dem Gebiet gänzlich verzichten und den Kund:innen in Übereinstimmung mit der kommunalen Energie-Verteil-Strategie entsprechende Alternativen in der Wärmeversorgung anbieten.

⁵⁹ siehe auch Rechtsgedanke in § 48 Abs. 4 EnWG

Spartenübergreifende Konzessionsvergabe

Die Möglichkeit der Kopplung und synchronen Vergabe von Konzessionen für Gas- und Stromverteilnetze soll gesetzlich festgelegt werden. Dadurch wird jedenfalls eine begrenzte Hebung von Synergien möglich. Die spartenübergreifende Konzessionsvergabe ist eine Option, die die Kommune wählen kann. Es sollte auch darüber nachgedacht werden, ob die Vergabe der Fernwärmekonzessionen in die Möglichkeit einer spartenübergreifenden Konzession einbezogen wird. Auch wenn die Vorschriften der §§ 46 ff. EnWG auf Fernwärmekonzessionen nicht anwendbar sind, da es sich um nicht ausschließliche Wegrechte handelt, die jedem Fernwärmeversorger im Gemeindegebiet durch Gestattungsvertrag eingeräumt werden können, könnten durch eine gemeinsame Vergabe gewisse Synergien erzeugt werden. Auf diesem Weg könnten die Gemeinden ihrer Verpflichtung zur Daseinsvorsorge genügen, die sich auf die Versorgung mit Energie, also Strom, Gas und Fernwärme erstreckt, und gleichzeitig dem Konzessionsnehmer durch eine spartenübergreifende Vergabe die Möglichkeit einräumen, durch die Hebung von Synergien Kostenvorteile zu generieren, um mögliche Einnahmeverluste durch den Rückgang des Erdgasverbrauchs zumindest zum Teil auszugleichen. Es besteht aber auch weiterhin die Möglichkeit, bei der spartenbezogenen Konzessionsvergabe zu verbleiben. Im Interesse einer spartenübergreifenden Konzessionsvergabe sollte auch die Laufzeit von Konzessionsverträgen flexibler vereinbart werden können. Die Höchstlaufzeit der Konzessionsverträge sollte angepasst werden, um eine spartenübergreifende und synchrone Laufzeit der Konzessionen zu erreichen.

5.2.4 Umgang mit bestehenden Rückbauverpflichtungen

Wie in Kapitel 3 erläutert, stellen pauschale Rückbauverpflichtungen⁶⁰, wie sie in manchen Konzessi-

onsverträgen vorkommen, ein Problem dar. Die Analysen zeigen, dass sie mit hohen Kosten einhergehen (vgl. Abbildung 28 und Abbildung 29). Aus diesen Gründen sollte kein pauschaler Rückbau von Erdgasleitungen erfolgen, sondern nur in den Fällen, in denen bestimmte Kriterien erfüllt sind. Mögliche Kriterien, die einen Rückbau dennoch erforderlich machen, sind beispielsweise:

- **Negative Umwelteinflüsse:** Wenn im Boden befindliche Leitungen aufgrund ihrer Materialien oder anderer Gründe einen negativen Einfluss auf die Umwelt haben, sollten diese Leitungen nach Stilllegung entfernt werden.
- **Beeinträchtigung anderer Infrastrukturen:** Werden durch die stillgelegten Leitungen andere Infrastrukturen negativ beeinflusst, sodass beispielsweise eine höhere Netzauslastung im Stromnetz nicht möglich ist oder schlicht durch das Vorhandensein der stillgelegten Leitung der Platz für den Ausbau fehlt, ist ein Rückbau dieser Leitung ebenfalls erforderlich.

Rückbaukosten, die nach oben genannten Kriterien notwendig sind beziehungsweise die hierzu erforderlichen Zuführungen zu Rückstellungen, sollten dafür im Rahmen der Netzentgeltregulierung in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Das würde sich in Bezug auf die Netzentgelte leicht kostenerhöhend auswirken, jedoch die Refinanzierbarkeit für Netzbetreiber sicherstellen. Die Ergebnisse in Kapitel 4 zeigen, dass diese Erhöhung nicht signifikant ausfallen wird, wenn der ausschließlich kriterienbasierte Rückbau umgesetzt wird.

Die Tragung der Kosten durch den Netzbetreiber und spiegelbildlich die vollständige Entlastung der Netznutzer:innen sind auf Bundesebene gesetzlich zu regeln. Da bei einer solchen Regelung die Kosten für die Stilllegung des Gasanschlusses nicht beeinflussbare Kosten darstellen, wären sie von der Regulie-

60 Mit Rückbau ist die Entfernung der Leitung aus dem Boden gemeint. Auch wenn ein Rückbau nicht statt-

findet, kann natürlich eine Außerbetriebnahme oder Stilllegung der Leitung stattfinden.

rungsbehörde als erstattungsfähig anzuerkennen und mittels der Netzentgelte auf die Allgemeinheit der Netznutzer:innen umzulegen.

5.3 Soziale Absicherung für Netzkund:innen: Empfehlungen

5.3.1 Kostenübernahme: Absicherung von Netzkund:innen gegen hohe, mit der Transformation verbundene Kostensteigerungen

Über die verschiedenen Analyseschritte in Kapitel 4 konnte die Belastung für die Netzkund:innen sukzessive gesenkt werden (vgl. Abbildung 32). Dennoch steigen die Netzentgelte auch nach der Einführung aller vorgeschlagenen Optimierungen am Ordnungsrahmen insbesondere ab dem Ende der 2030er-Jahre stark an, daher ist eine Begrenzung der Höhe der Netzentgelte zu diskutieren. Dies könnte im Grundsatz durch verschiedene Maßnahmen erreicht werden:

- **differenzierte Netztarife** für unterschiedliche Teilnetze oder unterschiedliche Kund:innengruppen zur Entlastung der Nutzer:innen beziehungsweise sozial bedürftiger Nutzer:innen in Netzabschnitten mit starker Transformation.
- **bundeseinheitliche Gasnetzentgelte** (wie bei Übertragungsnetzentgelten gemäß §§ 14a – 14d StromNEV) zur Verteilung der Transformationskosten auf alle Gasnetznutzer:innen.
- **Umlagelösung**: bundesweite Umverteilung der Gasnetzentgelte ab einem bestimmten Schwellenwert durch eine Umlage (etwa am Beispiel der Umstellung von L-Gas auf H-Gas gemäß § 19a I 3 EnWG).
- **Fondslösung/Ansparmodell**: Finanzierung der Gasnetzentgelte ab einem bestimmten Schwellenwert aus einem Fonds, der zuvor durch die Netzkund:innen befüllt wird, beispielsweise indem dieser obligatorisch einen Teil des Vorteils aus den Senkungen EK-I- und EK-II-Zins ab 4. RP in Gas „anspart“, genauer den Netzkund:innen die EK-Zinssenkung nicht weitergegeben werden.

→ **Zuschusslösung**: Finanzierung der Gasnetzentgelte ab einem bestimmten Schwellenwert über den **Staatshaushalt**; siehe zum Beispiel den am 5. Oktober 2022 angekündigten 13-Milliarden-Zuschuss des Bundes mit dem Ziel, eine Steigerung der ab dem 1. Januar 2023 geltenden bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelte gemäß § 14a StromNEV aufzufangen.

Eine Entlastung der Netzkund:innen über die Veränderung der Netztarife (entweder differenzierte Netztarife oder bundeseinheitliche Gasnetzentgelte) haben den Nachteil, dass sie das Grundproblem nicht lösen, dass die Last auf immer weniger Gasnetzkund:innen verteilt werden würde. Differenzierte Netztarife haben zudem den Nachteil, dass sie in der operativen Umsetzung mit sehr hoher Komplexität und hohem Aufwand verbunden sind, da die Netzbetreiber unterschiedliche Netzentgelte je nach Netzabschnitt und je nach Bedürftigkeit der Netzkund:innen definieren müssten.

Die Fondslösung hat gegenüber der Umlagelösung den Vorteil, dass in der Gegenwart und nahen Zukunft (mehr Netznutzer:innen) für die Zeit gespart wird, wenn nur noch wenige Kund:innen am Netz sind. Allerdings sind beide Lösungen in der Umsetzung sehr komplex. Angemerkt sei noch, dass auch der Industrieausschuss des Europäischen Parlaments (ITRE) in seinem Vorschlag zur Überarbeitung der GasRL eine Verschiebung von Kosten auf der Zeitachse fordert: Um übermäßige Belastungen der ersten Nutzer:innen von Wasserstoffnetzen zu vermeiden, fordern die Abgeordneten im Zusammenhang mit der Finanzierung von Wasserstoffnetzen eine Regelung, wonach die Mitgliedstaaten unter bestimmten Bedingungen den Wasserstoffnetzbetreibern ermöglichen können, die Kosten aus den Anfangsinvestitionen auf aktuelle und künftige Nutzer:innen aufzuteilen. In diesem Fall müssten Staatsgarantien für die Risiken der Netzbetreiber gewährt werden (Art. 4 Abs. 2a). Letztlich würde auch die Fondslösung eine Aufteilung der Kosten beinhalten.

Die Transformation des Energiesystems und damit auch der Gasnetze ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Daher ist es richtig und zulässig, wenn über den Staatshaushalt die Kosten der Transformation abgedeckt werden. Die Analysen zeigen, dass insbesondere ab den späten 2030er-Jahren die Netzentgelte deutlich ansteigen. Gleichzeitig zeigt die Hochrechnung, dass die Summe der Erlösobergrenze von rund 9,7 Milliarden Euro heute im Jahr 2040 bei Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen auf 4,0 Milliarden Euro absinken kann. Dies erleichtert eine staatlich finanzierte Zuschusslösung erheblich.

Es ist jedoch sicherzustellen, dass die Transformation effizient vonstattengeht. Wesentlich sind hierbei vor allem folgende zuvor aufgeführte Elemente:

- Verbindlichkeit der Vorgaben aus der kommunalen Energie-Verteil-Strategie unter Nutzung der bestmöglichen Informationen
- Anreizmechanismus für Netzbetreiber zur Optimierung des Verhältnisses von Nutzer:innen beziehungsweise Absatzmenge und Netzkilometern

Ansonsten besteht die Gefahr, dass dem Staat und damit der Allgemeinheit zu hohe Kosten entstehen.

5.3.2 Verbraucher:innenschutz: Überblick zum Verbraucher:innenschutz in den Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens

Ein wichtiger Aspekt bei der Gestaltung eines zukunftsfähigen Ordnungsrahmens für Erdgasnetze ist zudem die Gewährleistung des Verbraucher:innenschutzes. Nicht zuletzt, weil für die grundlegende Transformation im Gassektor Akzeptanz und Kooperation seitens der Bevölkerung unbedingt benötigt werden. Die in dieser Studie erarbeiteten Anpassungen am Ordnungsrahmen zur Erreichung effizienter Transformationspfade und zur Gestaltung eines tragfähigen Rahmens für Netzbetreiber enthalten eine Vielzahl an Elementen zum Verbraucher:innen-

beziehungsweise Netzkund:innenschutz, die in diesem Abschnitt nochmal gebündelt dargestellt werden sollen. Dazu gehören:

- Schaffung von Beteiligungsmöglichkeiten für Verbraucher:innen an der Ausarbeitung der kommunalen Energie-Verteil-Strategie
- eine Informationspflicht für Netzbetreiber zur frühzeitigen Kontaktaufnahmen mit von Stilllegungen betroffenen Netzkund:innen
- Möglichkeit der Weitergabe von Anreizen zur planmäßigen Stilllegung vom Netzbetreiber an die Netzkund:innen
- Regelung der Kostentragungspflicht bei der Stilllegung von Hausanschlüssen

Ein zentrales Element ist der Einbezug der Verbraucher:innen in die Ausarbeitung der kommunalen Energie-Verteil-Strategie. Diese Einbeziehung sollte vor allem über eine begleitende Kommunikationskampagne mit Erläuterungen und Informationen gelöst werden. Ziel ist es, die Verbraucherinnen und Verbraucher frühzeitig zu informieren und einzubinden, ohne den Prozess durch weitere Konsultationsschritte zu überfrachten oder die zeitnahe Umsetzung zu gefährden.

Zeichnet sich das Erreichen eines Kipppunkts (vgl. Abschnitt 5.1.5) ab, ab dem ein Netzabschnitt als nicht mehr wirtschaftlich tragbar gilt, ergibt sich daraus die Notwendigkeit, dass der Netzbetreiber die Netzkund:innen mit ausreichend Vorlauf kontaktiert. Diese Informationspflicht ist wichtig für die Transformation, weil sie eine aktive und frühzeitige Kontaktaufnahme mit betroffenen Netzkund:innen ermöglicht. Bisher ist man bei der Transformation im Wesentlichen darauf angewiesen, dass Netzkund:innen von sich aus den Handlungsbedarf rechtzeitig erkennen. Es kann versucht werden, sie über Informationskampagnen zu erreichen, aber eine direkte Ansprache ist aktuell nicht möglich. Mit der rechtzeitigen Information, dass ein Kipppunkt erreicht und die Kündigung seitens des Netzbetreibers möglich wird, wird eine direkte Ansprache

möglich, in der gezielt über Alternativen (im Sinne der Ergebnisse der kommunalen Energie-Verteil-Strategie) informiert wird.

Eine weitere aus Sicht des Verbraucher:innenschutzes sinnvolle Maßnahme ist es, den oben vorgeschlagenen Anreizmechanismus zur frühzeitigen beziehungsweise rechtzeitigen Stilllegung nicht mehr benötigter Erdgasleitungen so zu gestalten, dass Zuschläge aus dem Anreizmechanismus (teilweise) an Netzkund:innen weitergegeben werden müssen. Damit wird die Möglichkeit geschaffen, die Anreizwirkung auf betroffene Netzkund:innen auszuweiten, was eine beschleunigende Wirkung für die Transformation haben könnte.

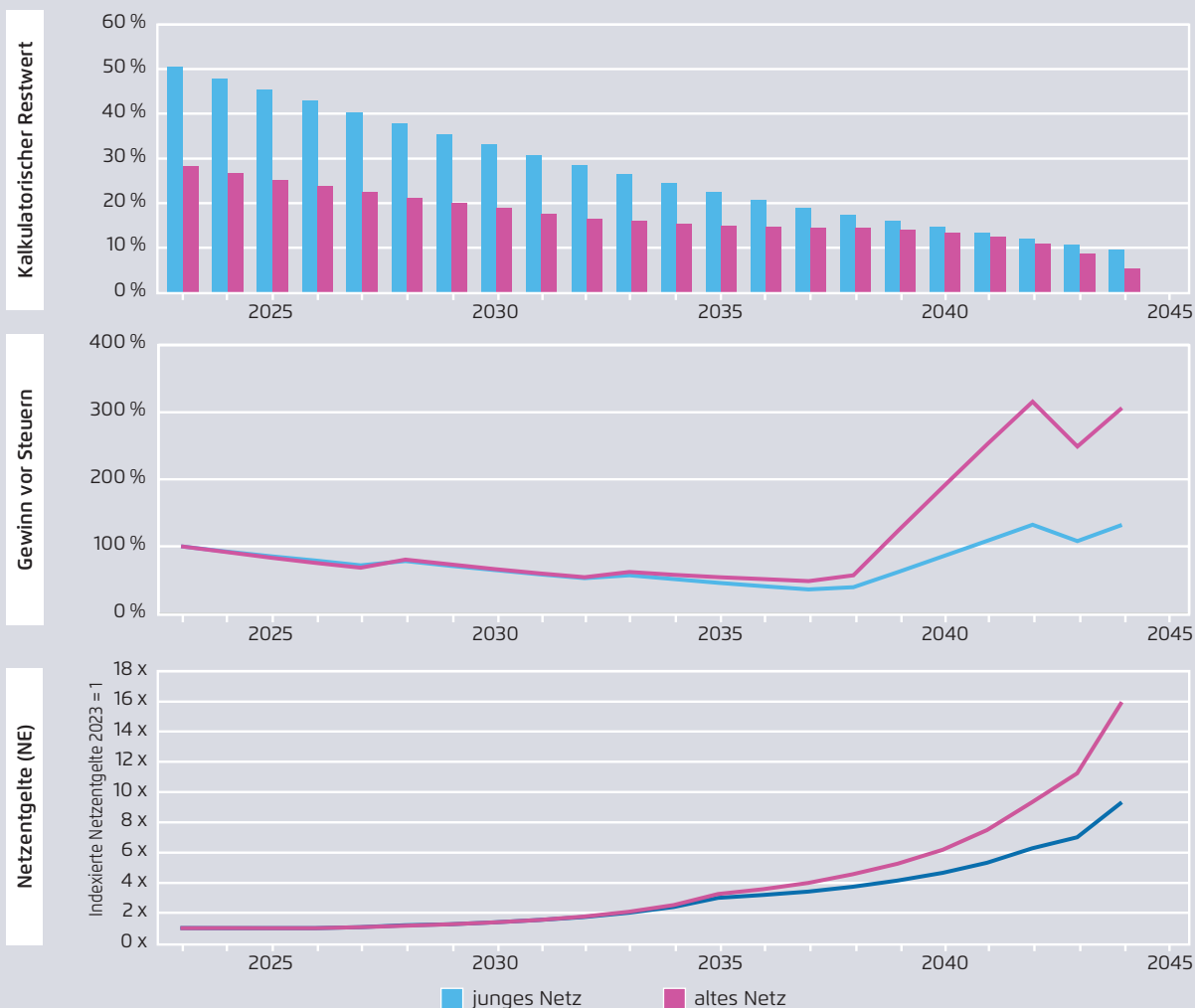
Von besonderer Bedeutung ist ferner die Frage, wer die Kosten bei einer Stilllegung des Gasanschlusses trägt. In Anbetracht der gesamtgesellschaftlichen Aufgabe eines Übergangs in nicht-fossile Energieträger sollen diese Kosten zunächst von den Gasnetzbetreibern übernommen werden. Die damit erzielte Entlastung könnte die Anreize für einen Wechsel zu CO₂-armen oder klimaneutralen Energieträgern stärken. Die entsprechende Kostentragungspflicht der Netzbetreiber ist gesetzlich zu regeln. Die mit der Stilllegung verbundenen Kosten sind sodann über die Netzentgelte auf alle Gaskund:innen umzulegen (zu Lösungsoptionen im Hinblick auf die steigenden Kosten für die verbleibenden Gaskund:innen vgl. Abschnitt 5.3.1).

Anhang 1: Steckbriefe Veränderungsschritte des Ordnungsrahmens und Sensitivitäten

Ausgangslage (Base):

Aktueller Ordnungsrahmen (inkl. verkürzte KANU³ für Neuanlage) im jungen und alten Netz

	Junges Netz	Altes Netz
Refinanzierbarkeit (normiert auf das eingesetzte Kapital)	-25 %	-8 %
Durchschn. Veränderung der NE Erdgas (normiert auf den Ausgangswert NE Erdgas)	3,02	3,98
Durchschn. Veränderung der NE H ₂ (normiert auf den Ausgangswert NE Erdgas)	1,08	1,21
Höchstwert der NE Erdgas (normiert auf den Ausgangswert NE Erdgas)	9,32	15,95
Höchstwert der NE H ₂ (normiert auf den Ausgangswert NE Erdgas)	1,26	1,42



Schritt 1: Sicherstellen der Finanzierbarkeit des Netzbetriebs durch Sonderabschreibung von Bestandsanlagen bis 2045

	Junges Netz			Altes Netz		
	linear	degressiv	Base	linear	degressiv	Base
Refinanzierbarkeit ¹	13 %	13 %	-25 %	27 %	27 %	-8 %
Durchschn. Veränderung der NE Erdgas ²	3,13	2,74	3,02	4,06	3,85	3,98
Höchstwert der NE Erdgas ²	7,88	7,27	9,32	15,24	14,91	15,95



1 normiert auf das eingesetzte Kapital
2 normiert auf den Ausgangswert NE Erdgas

Schritt 2:

Auswirkungen einer verzögerten Weitergabe von Einsparungen bei fünfjähriger Regulierungsperiode und vielen Stilllegungen

	Junges Netz			Altes Netz		
	einjährige Regulierung ³	fünfjährige Regulierung ³	Base	einjährige Regulierung ³	fünfjährige Regulierung ³	Base
Refinanzierbarkeit ¹	3 %	13 %	-25 %	3 %	27 %	-8 %
Durchschn. Veränderung der NE Erdgas ²	2,45	2,74	3,02	3,46	3,85	3,98
Höchstwert der NE Erdgas ²	4,96	7,27	9,32	11,74	14,91	15,95

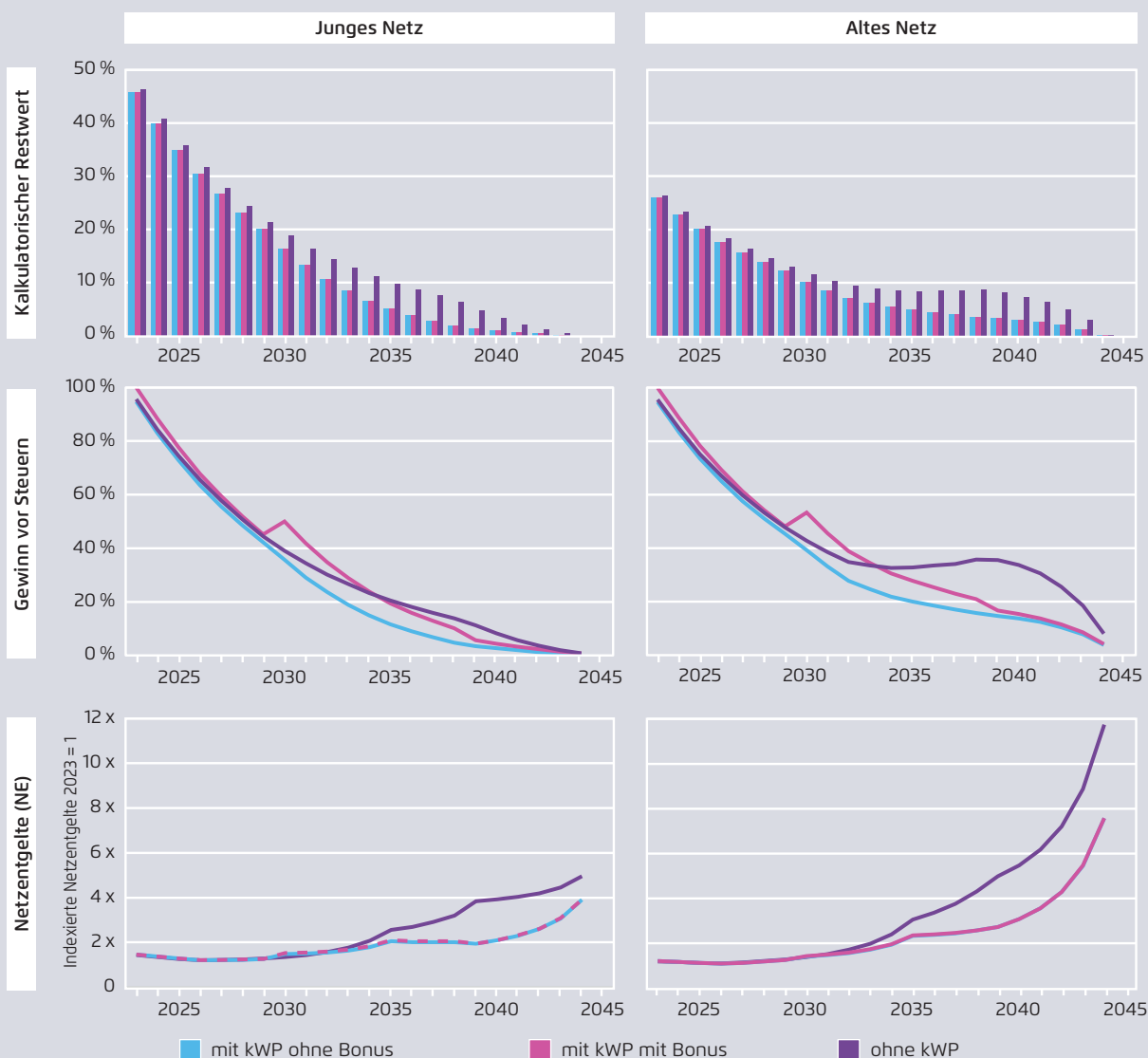


1 normiert auf das eingesetzte Kapital
 2 normiert auf den Ausgangswert NE Erdgas
 3 sowie verkürzter degressiver Abschreibung

Schritt 3:

Wirkung einer funktionierenden kommunalen Wärmeplanung (kWP) in Form einer verbindlichen Energie-Verteil-Strategie – mit und ohne Bonus

	Junges Netz			Altes Netz		
	mit kWP ohne Bonus ³	mit kWP mit Bonus ³	ohne kWP ³	mit kWP ohne Bonus ³	mit kWP mit Bonus ³	ohne kWP ³
Refinanzierbarkeit ¹	-1 %	3 %	3 %	-3 %	1 %	3 %
Durchschn. Veränderung der NE Erdgas ²	1,86	1,88	2,45	2,39	2,4	3,46
Höchstwert der NE Erdgas ²	3,9	3,91	4,96	7,57	7,57	11,74



- 1 normiert auf das eingesetzte Kapital
- 2 normiert auf den Ausgangswert NE Methan
- 3 sowie verkürzter degressiver Abschreibung und einjähriger Regulierung

Schritt 4:

Auswirkungen eines vollst. Rückbaus stillgelegter Infrastruktur aufgrund entspr. Vereinbarungen in bestehenden Konzessionsverträgen – mit und ohne Kostenausgleich (KA)

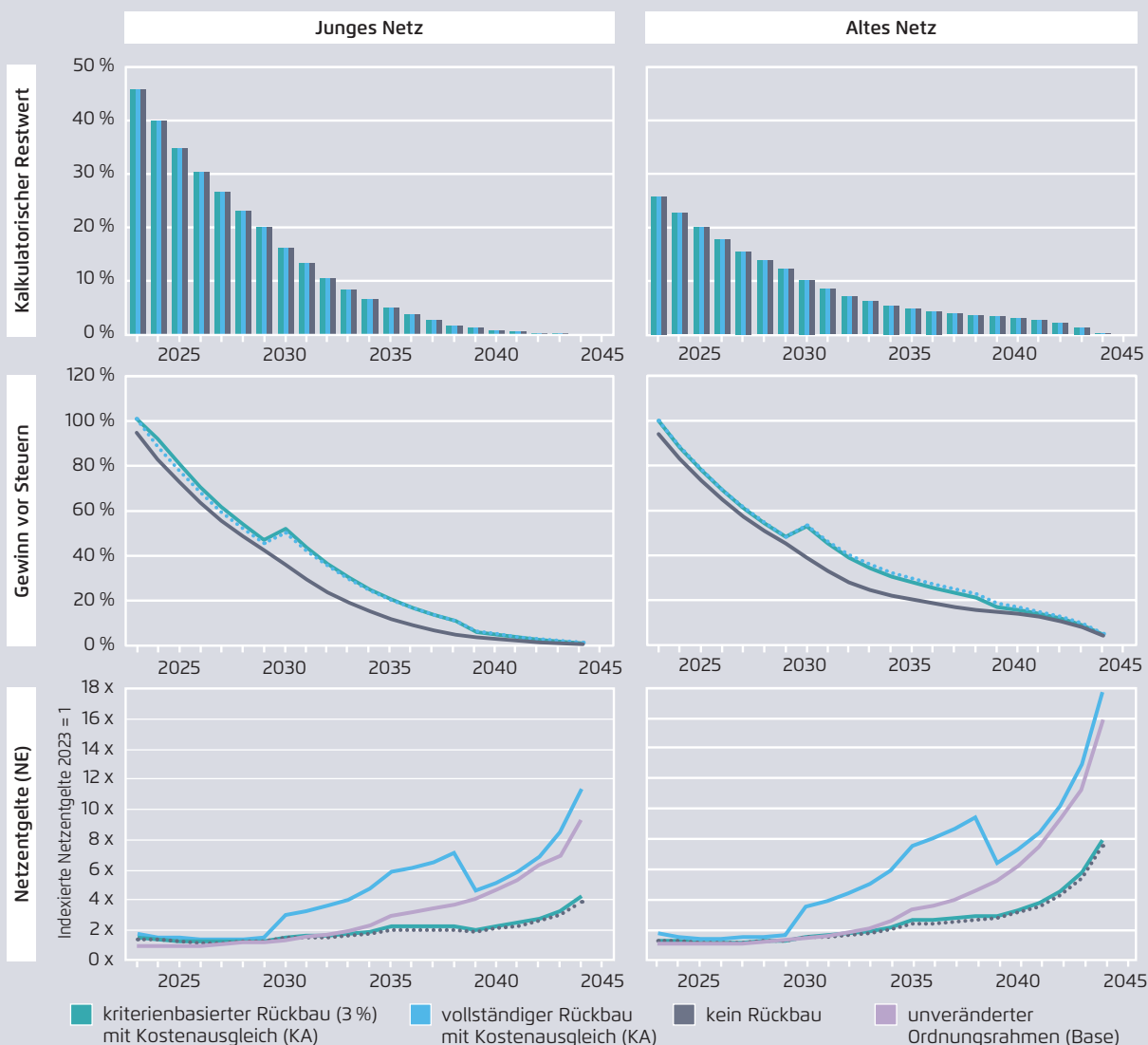
	Junges Netz			Altes Netz		
	Rückbau mit KA ³	Rückbau ohne KA ³	kein Rückbau ³	Rückbau mit KA ³	Rückbau ohne KA ³	kein Rückbau ³
Refinanzierbarkeit ¹	2 %	-299 %	3 %	1 %	-739 %	1 %
Durchschn. Veränderung der NE Erdgas ²	4,43	1,88	1,88	5,9	2,4	2,4
Höchstwert der NE Erdgas ²	11,34	3,91	3,91	17,79	7,57	7,57



1 normiert auf das eingesetzte Kapital
 2 normiert auf den Ausgangswert NE Erdgas
 3 sowie verkürzter degressiver Abschreibung, einjähriger Regulierung und mit funktionierender Wärmeplanung (inkl. Bonus)

Schritt 5: Einsparpotenziale durch einen ausschließlich kriterienbasierten Rückbau (RB)

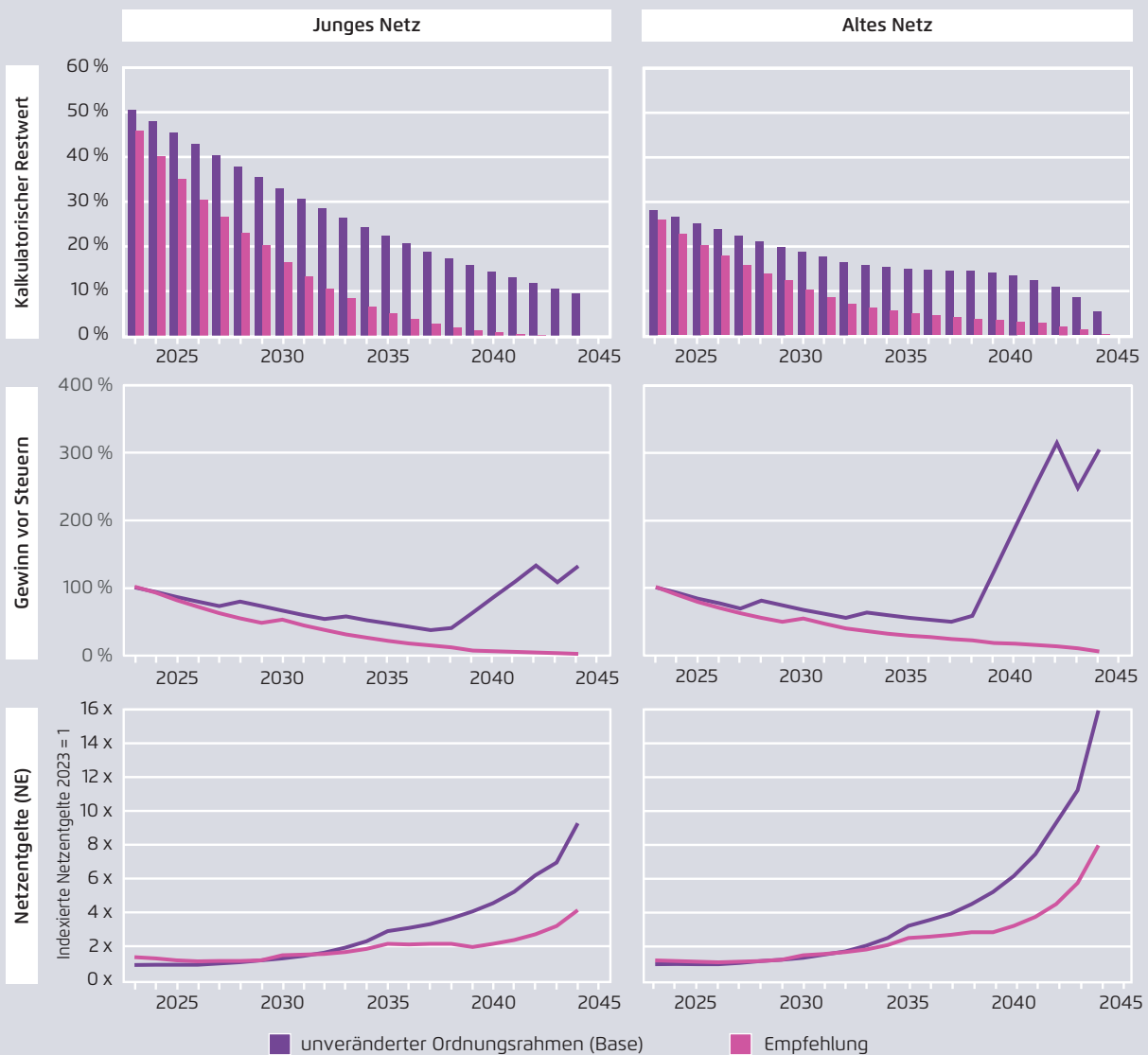
	Junges Netz			Altes Netz		
	kriterien- basierter RB (3%) mit KA ³	vollständiger Rückbau mit KA ³	kein Rückbau ³	kriterien- basierter RB (3%) mit KA ³	vollständiger Rückbau mit KA ³	kein Rückbau ³
Refinanzierbarkeit ¹	3 %	2 %	3 %	1 %	1 %	1 %
Durchschn. Veränderung der NE Erdgas ²	1,99	4,43	1,88	2,54	5,9	2,4
Höchstwert der NE Erdgas ²	4,22	11,34	3,91	8	17,79	7,57



1 normiert auf das eingesetzte Kapital
 2 normiert auf den Ausgangswert NE Erdgas
 3 sowie verkürzter degressiver Abschreibung, einjähriger Regulierung, mit funktionierender Wärmeplanung (inkl. Bonus)

Vergleich der Entwicklung in der Ausgangslage (Base) und bei Umsetzung der Empfehlungen

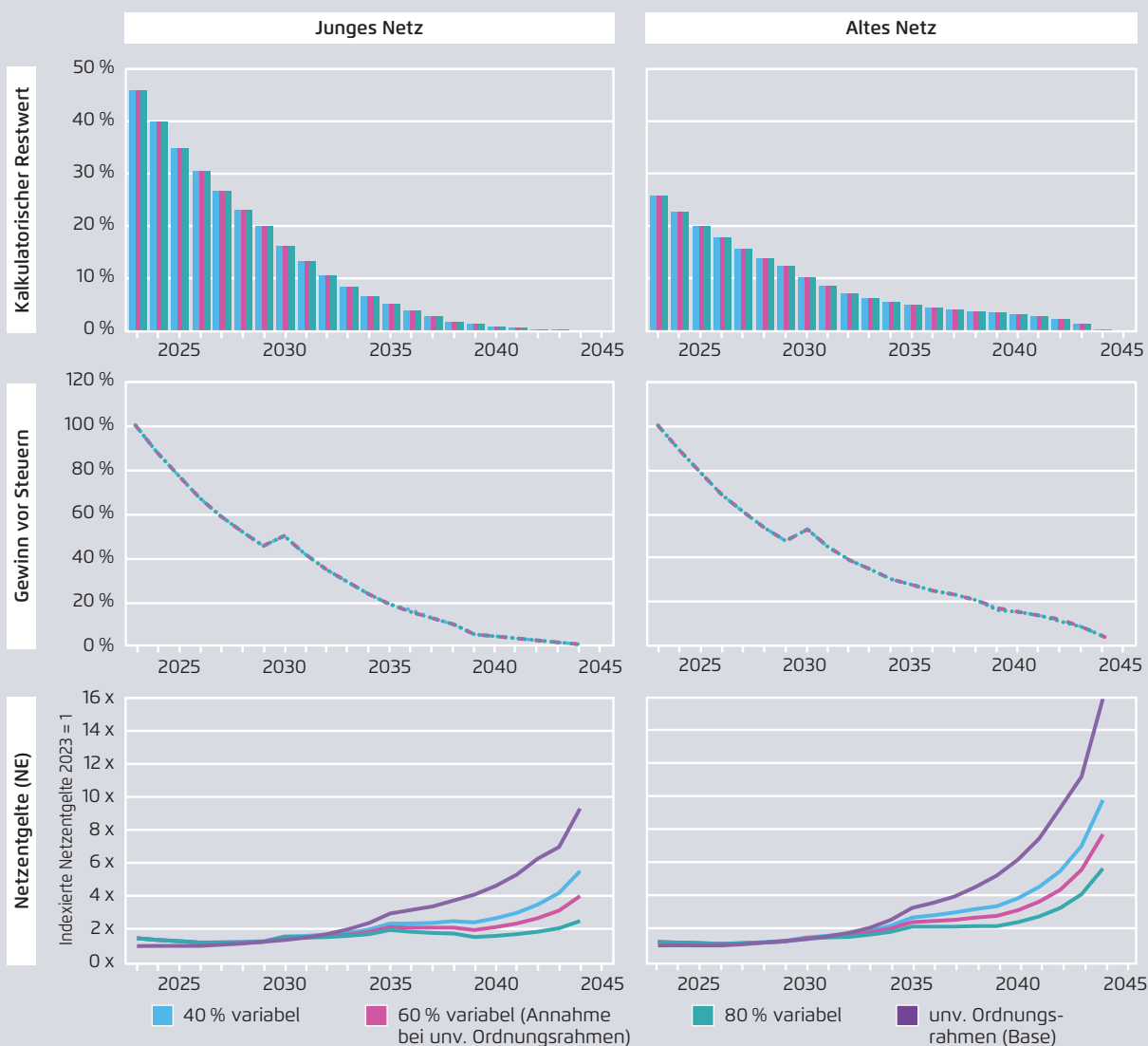
	Junges Netz		Altes Netz	
	Base	Empfehlung ³	Base	Empfehlung ³
Refinanzierbarkeit ¹	-25 %	3 %	-8 %	1 %
Durchschn. Veränderung der NE Erdgas ²	3,02	1,99	3,98	2,54
Höchstwert der NE Erdgas ²	9,32	4,22	15,95	8



1 normiert auf das eingesetzte Kapital
 2 normiert auf den Ausgangswert NE Erdgas
 3 mit verkürzter degressiver Abschreibung, einjähriger Regulierung, mit funktionierender Wärmeplanung (inkl. Bonus)

Sensitivität 1: Einfluss der variablen Kosten an den OPEX auf die Netznutzungsentgelte

	Junges Netz			Altes Netz		
	40 % variabel ³	60 % variabel ³	80 % variabel ³	40 % variabel ³	60 % variabel ³	80 % variabel ³
Refinanzierbarkeit ¹	3 %	3 %	3 %	1 %	1 %	1 %
Durchschn. Veränderung der NE Erdgas ²	2,22	1,92	1,62	2,86	2,45	2,04
Höchstwert der NE Erdgas ²	5,53	4,03	2,52	9,81	7,73	5,65

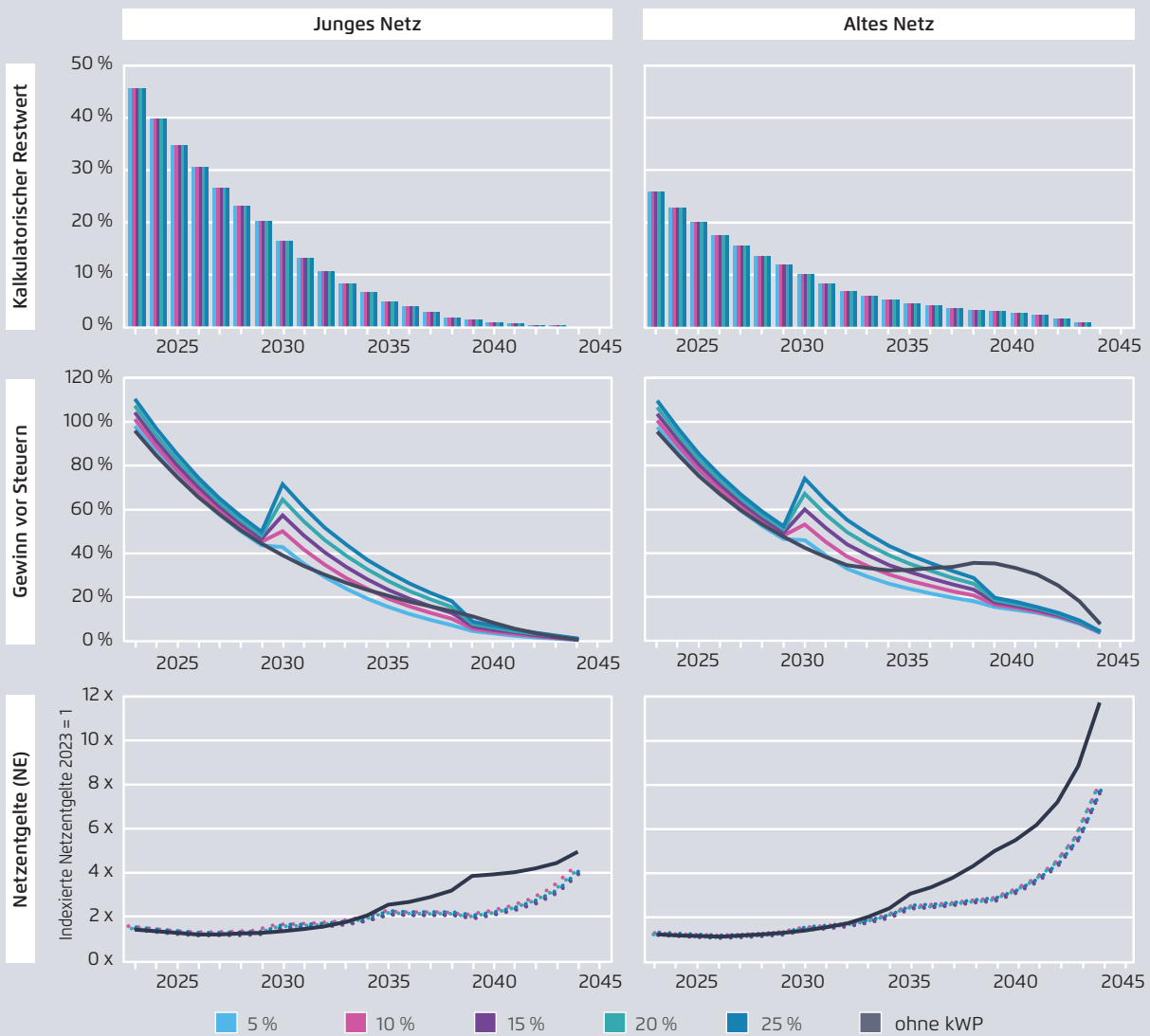


1 normiert auf das eingesetzte Kapital
 2 normiert auf den Ausgangswert NE Erdgas
 3 sowie mit verkürzter degressiver Abschreibung, einjähriger Regulierung, mit funktionierender Wärmeplanung (inkl. Bonus) und kriterienbasiertem Rückbau (inkl. Kostenausgleich)

Sensitivität 2:

Kalibrierung des Anreizmechanismus zur planmäßigen Stilllegung von Assets

	Junges Netz					Altes Netz				
	5 % ³	10 % ³	15 % ³	20 % ³	25 % ³	5 % ³	10 % ³	15 % ³	20 % ³	25 % ³
Refinanzierbarkeit ¹	-1 %	1 %	3 %	4 %	6 %	1 %	3 %	5 %	7 %	8 %
Durchschn. Veränderung der NE Erdgas ²	2,45	2,45	2,46	2,46	2,47	1,91	1,92	1,93	1,94	1,95
Höchstwert der NE Erdgas ²	7,73	7,73	7,73	7,74	7,74	4,02	4,03	4,03	4,03	4,04



- 1 normiert auf das eingesetzte Kapital
- 2 normiert auf den Ausgangswert NE Erdgas
- 3 sowie mit verkürzter degressiver Abschreibung, einjähriger Regulierung, mit funktionierender Wärmeplanung und kriterienbasiertem Rückbau (inkl. Kostenausgleich)

Sensitivität 3:

Auswirkung einer Verfügbarkeit von Wasserstoff (H₂) für die Raumwärme mit Umsetzung aller empfohlener Anpassungen im Ordnungsrahmen

	Junges Netz		Altes Netz	
	ohne H ₂ -Sensitivität ³	mit H ₂ -Sensitivität ³	ohne H ₂ -Sensitivität ³	mit H ₂ -Sensitivität ³
Refinanzierbarkeit ¹	-23 %	-9 %	-4 %	13 %
Durchschn. Veränderung der NE Erdgas ²	3,02	2,52	3,98	3,22
Durchschn. Veränd. der NE Wasserstoff ²	1,08	5,46	1,21	5,9
Höchstwert der NE Erdgas ²	9,32	7,45	15,95	12,17
Höchstwert der NE Wasserstoff ²	1,26	7,05	1,42	7,11



1 normiert auf das eingesetzte Kapital
 2 normiert auf den Ausgangswert NE Erdgas
 3 sowie mit verkürzter degressiver Abschreibung, einjähriger Regulierung, mit funktionierender Wärmeplanung (inkl. Bonus) und kriterienbasiertem Rückbau (inkl. Kostenausgleich)

Sensitivität 4:

Auswirkung einer Verfügbarkeit von Wasserstoff (H₂) für die direkte Nutzung in der Raumwärme ohne Umsetzung aller empfohlener Anpassungen im Ordnungsrahmen

	Junges Netz		Altes Netz	
	ohne H ₂ -Sensitivität	mit H ₂ -Sensitivität	ohne H ₂ -Sensitivität	mit H ₂ -Sensitivität
Refinanzierbarkeit ¹	4 %	9 %	4 %	15 %
Durchschn. Veränderung der NE Erdgas ²	1,92	1,53	2,45	1,96
Durchschn. Veränd. der NE Wasserstoff ²	1,06	5,45	1,15	5,77
Höchstwert der NE Erdgas ²	4,03	3,11	7,73	6,23
Höchstwert der NE Wasserstoff ²	1,69	9,45	1,46	8,18



1 normiert auf das eingesetzte Kapital
 2 normiert auf den Ausgangswert NE Erdgas

6 Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende (2023):** *Stellungnahmen zum Netzentwicklungsplan Gas der Fernleitungsnetzbetreiber*. URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/stellungnahme-nep-gas-2022-2032-fernleitungsnetzbetreiber/> [02.03.2023].
- Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022):** *Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann*. URL: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE_KNStrom2035/A-EW_264_KNStrom2035_WEB.pdf [02.03.2023].
- Agora Energiewende (2021):** *Worüber keiner reden will: Der bevorstehende Abschied vom Gasnetz*. URL: <https://www.agora-energiewende.de/blog/worueber-keiner-reden-will-der-bevorstehende-abschied-vom-gasnetz/> [02.03.2023].
- [Agora Energiewende] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021):** *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann (Langfassung). Im Auftrag von Agora Energiewende, Oktober 2021*. URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/> [02.03.2023].
- [Ariadne] Kopernikus-Projekt Ariadne (2021):** *Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich*. URL: <https://doi.org/10.48485/pik.2021.006> [02.03.2023].
- [BDI] Burchardt, J., Franke, K., Herhold, P., Hohaus, M., Humpert, H., & Päivärinta, J. (2021):** *Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. Hg. v. Boston Consulting Group (BCG). URL: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/> [02.03.2023].
- [BMWK] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023):** *Erdgasversorgung in Deutschland*. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html#:~:text=Das%20deutsche%20Gasnetz%20hat%20insgesamt,einheitlichen%20EU%20%20DBinnenmarktes%20notwendig%20ist> [02.03.2023].
- [BMWK] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (15.11.2022):** *Langfristszenarien*. URL: <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php> [02.03.2023].
- [BMWK] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (17.10.2022):** *Eröffnungsbilanz Klimaschutz*. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.html [02.03.2023].
- [BMWK] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (29.07.2022):** *Diskussionspapier des BMWK: Konzept für die Umsetzung einer flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung als zentrales Koordinierungsinstrument für lokale, effiziente Wärmenutzung*. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/diskussionspapier-waermeplanung.html> [02.03.2023].
- [BMWK] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (13.01.2022):** *Die Systementwicklungsstrategie als Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem*. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/ses-prozess-und-beteiligung.html> [02.03.2023].
- Bundesnetzagentur (2023):** *Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2022*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/Rueckblick/start.html [02.03.2023].

[dena] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.)

(dena, 2021): *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität.* URL: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/abschlussbericht-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/> [02.03.2023].

NRL (2023): *NRL-Pressemitteilung – Start der*

NRL-Studienreihe zu Potentialen und Grenzen von grünem Wasserstoff: Erste Veröffentlichung richtet den Blick auf den Wärmesektor. Seite 1. URL: <https://norddeutsches-reallabor.de/presse/#> [02.03.2023].

Umweltbundesamt (Dezember 2022): *Primärenergieverbrauch.* URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#definition-und-einflussfaktoren> [02.03.2023].

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Rückenwind für Klimaneutralität

15 Maßnahmen für den beschleunigten Ausbau der Windenergie

Klimaneutrales Stromsystem 2035 (Zusammenfassung)

Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann

Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 der Fernleitungsnetzbetreiber

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2023

Volle Leistung aus der Energiekrise

Mit Zukunftsinvestitionen die fossile Inflation bekämpfen

Durchbruch für die Wärmepumpe

Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand

Power-2-Heat

Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie

Schutz in der fossilen Energiekrise

Optionen für Ausgleich und Entlastung

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Stahl) – Update

Aktualisierte Analyse zur Stahlbranche

Klimaneutrales Stromsystem 2035 (Vollständige Studie)

Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Zement)

Analyse zur Zementbranche

12 Thesen zu Wasserstoff

Mobilisierung der Kreislaufwirtschaft für energieintensive Materialien (Zusammenfassung)

Wie Europa den Übergang zu einer fossilfreien, energieeffizienten und energieunabhängigen industriellen Produktion vollziehen kann

Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen

Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise

Publikationen von Agora Energiewende

AUF ENGLISCH

How Europe can make its power market more resilient

Recommendations for a short-term reform

Argentina as a hub for green ammonia

A forward-looking development strategy for addressing the global energy and climate crises

Overview of China's Energy Transition 2022

Chapter on Oil

Transforming industry through carbon contracts (Steel)

Analysis of the German steel sector

The driving forces behind the green transition in Europe and South Korea

A comparison between the European Green Deal and the Korean Green New Deal

Overview of China's Energy Transition 2022

Chapter on Natural Gas

Coal Phase-Out in Germany

The Multi-Stakeholder Commission as a Policy Tool

Powering the Future of the Western Balkans with Renewables

Climate-neutral power system 2035 (Full study)

How the German power sector can become climate-neutral by 2035

International climate cooperation for energy-intensive industry

A (realistic) proposal

Promoting regional coal just transitions in China, Europe and beyond

Europe-China dialogues on a just coal transition in 2021

Coal Phase-Out in Germany

The Role of Coal Exit Auctions

Delivering RePowerEU

A solidarity-based proposal for financing additional green investment needs

Mobilising the circular economy for energy-intensive materials (Study)

How Europe can accelerate its transition to fossil-free, energy-efficient and independent industrial production

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Über Agora Energiewende

Agora Energiewende erarbeitet wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Wege, damit die Energiewende gelingt – in Deutschland, Europa und im Rest der Welt. Die Organisation agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.



Unter diesem QR-Code steht
diese Publikation als PDF zum
Download zur Verfügung.

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de