12.06.2023

BECKER BÜTTNER HELD

Regulatorische Anpassungsbedarfe zur Transformation der Gasversorgung im Kontext der Wärmewende

001019-22/8438305

Inhalt

Teil 1 Executive Summary 5
Teil 2 Ausgangslage und Fragestellungen 9

A. Politische Ausgangslage 10

I. Zielematrix 11

1) Deutsche, europäische und internationale Klimaziele 11
2) Bewahren von Versorgungssicherheit: Keine einseitige Abhängigkeit in der Energieversorgung und der Wert von Resilienz 13
3) Ziele des europäischen Energiebinnenmarktes gelten fort 15

II. Politische Ableitungen 16

1) Wärmewende als Schlüsselelement der Klimawende 17
2) Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur unbedingt angestrebt 17
3) Energiesysteme müssen integriert betrachtet werden 18
4) Energiesystem muss resilient ausgestaltet werden 18
5) Keine finanzielle Überforderung der Transformationsakteure 18

III. Zwischenfazit 19

B. Zu prüfende Szenarien 19

I. Studienübersicht zur Rolle von gasförmigen Energieträgern bei der Wärmeversorgung bis 2050 19

1) Auswahl, Kriterien und notwendige Nichtberücksichtigung zentraler Entwicklungen 20
2) Energiebedarf bis 2045 22
3) Gasbedarf in der Wärmeversorgung 23

a) Szenarien der untersuchten Studien 23
b) Ergebnisse der Bottom-Up-Studie der Fraunhofer-Institute ISE und IEE zu Pfadoptionen der Dekarbonisierung des Wärmesektors 25

4) Wasserstoffbedarf 26
5) Einsatz von Gasen (gasförmigen Energieträgern) in den unterschiedlichen Sektoren 27

II. Abgeleitete Szenarien 29

1) Variante A: Einfaches Reduzieren der Versorgungsfunktion des Gasnetzes 30
2) Variante B: Gasnetz verändert seine Funktion primär mit Fokus auf Sektorenkopplung, Flexibilität und Systemstabilität oder für den Transport von Wasserstoff 32

3) Variante C: Gasnetz bleibt grundsätzlich in der Versorgungsfunktion mit Methan bestehen 34
4) Mischung aus den Szenarien A bis C mit nicht vorgegebenem Verhältnis 35
5) Zwischenfazit 36

C. Fragestellung: Welche rechtlichen und regulatorischen Anpassungen müssen gemacht werden, um die politischen Ziele unter Berücksichtigung der verschiedenen Szenarien optimal umzusetzen? 36
D. Zwischenfazit 37

Teil 3 Bewertung der Szenarien 37

A. Vorfrage: Örtliche Planung als Steuerungsgröße und regulatorischer Anknüpfungspunkt 37

I. Kommunale Energie-/Wärmeleitplanung ist sinnhaft 38
II. Rechtlich verbindliche kommunale Energie-/Wärmeleitplanung 39

1) Status quo der rechtlichen Verbindlichkeit 39
2) Zukünftige Verbindlichkeit von Energie- und Wärmeleitplanung 40
3) Einige Anmerkungen zur inhaltlichen Ausgestaltung 43

III. Zwischenfazit 44

B. Netzregulatorik 44

I. Sichern von Netzbetriebssynergien 45

1) Theoretische Vorteile einer Entflechtung des Gas- und Wasserstoffnetzbetriebs 45
2) Praktische Nachteile: Kontraproduktive Wirkung auf den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur 47
3) Auswirkungen auf die Szenarien 49

II. Anschluss- und Versorgungspflicht 50

1) Gesetzliche Grundlage der Anschluss- und Versorgungspflicht 50
2) Ablehnung von Neuanschlüssen 51

a) Technische Verweigerungsgründe 52
b) Wirtschaftliche Verweigerungsgründe 52

3) Zwangsabschaltung von Altanschlüssen 54
4) Ergebnis 54

III. Wechselwirkung der Regulierungsvorgaben mit den Szenarien 55

1) Gesetzliche Grundlage 56
2) Kalkulatorische Abschreibungen 56

© BBH, 2023

a) Bewertung 57
b) Beispiel für die wirtschaftlichen Auswirkungen am Beispiel einer typischen Struktur eines Gasverteilnetzes 62
c) Zwischenfazit mit Bezug zu den Szenarien 66

3) Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung 67
4) Künftige Rückbaukosten in der Regulierung 68

a) Bewertung 68
b) Beispiel für die wirtschaftlichen Auswirkungen von Rückbau-Rückstellungen 70
c) Mitigation der Effekte mit Blick auf die Kostenbelastung der Kunden 75

5) Berücksichtigung von Transformation im Effizienzvergleich 77
6) Transformationsbezogenes T-Element 78

IV. Zwischenfazit und zugleich Alternativen zur (alleinigen) Finanzierung über Gasnetzentgelte 80

C. Gaskonzessionsverträge gemäß §§ 46 ff. EnWG 82
D. Zwischenfazit 84

Teil 4 Ableitungen 85

A. Realistisches Szenario zur Grundlage von Politikentscheidungen machen 85

I. Erwartungen an ein realistisches Szenario 85
II. Funktioniert wirtschaftlich, technisch und berücksichtigt die Verfügbarkeit von Materialien und Fachkräften 86
III. Vermeidet Lock-in-Effekte und ist adaptabel 87
IV. Ergebnis: Gemischtes Szenario unter Berücksichtigung der jeweiligen regionalen Gegebenheiten bzw. Energie-/Wärmeleitplanung 87

B. Konkrete Ableitungen für den Erfolg der Transformation der Gasversorgung im Kontext der Wärmewende 89

I. Anpassungsbedarf bei europäischen Normen 89
II. Anpassungsbedarf bei deutschen Normen 90

1) Anpassungsbedarf zur Verankerung von verbindlicher lokaler Planung 90
2) Anpassungen wegen Netzanschlusspflichten 91
3) Anpassungsbedarf mit Blick auf Konzessionsverträge 92

III. Anpassungsbedarf auf untergesetzlicher Ebene (z. B. durch BNetzA) 92

C. Tabellarische Übersicht 1

Teil 5 Quellenverzeichnis 1

© BBH, 2023

BECKER BÜTTNER HELD

Teil 1 Executive Summary

Schon bevor der Ukraine-Krieg zuvor empfundene Gewissheiten mit Blick auf die Erdgasversorgung in Frage stellte, war die Rolle von Erdgas in der Wärmeversorgung Gegenstand verschiedener Debatten. Denn wenn die politisch gesetzten Vorgaben einer Defossilisierung bis 2045 erreicht werden sollen, müssen in den nächsten 22 Jahren umfangreiche Anpassungen im Wärmemarkt erfolgen, die naturgemäß auch (aber nicht nur) Rückwirkungen auf die Gasnetzinfrastruktur haben.

Innerhalb der letzten paar Jahre hat sich eine Reihe von Studien mit dem Thema in unterschiedlicher Weise beschäftigt. Einerseits sind Untersuchungen zu nennen, die das Ziel der Defossilisierung auf die gesamte Energiewirtschaft oder alle CO_2-Emittenten herunterbrechen, woraus u. a. ein Transformationspfad für die Gas- und Wärmeversorgung abgeleitet wird.[1] Andererseits finden sich Studien, die sich spezifisch der Gasversorgungsinfrastruktur widmen. Mit der vorliegenden Studie teilen sie die Grundaussage, dass es für die Frage der Gas- und Wärmeversorgungstransformation entscheidend auf die Verhältnisse vor Ort ankommt. Die „Bottom-Up Studie" der Fraunhofer-Institute ISE und IEE[2] z. B. betrachtet vier konkrete Netze und auch die Agora-Studie „Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze" arbeitet mit modellierten Netzen.[3]

Das vorliegende Gutachten verfolgt einen anderen Ansatz, indem es weder von konkreten noch von idealisierten Netzen ausgeht, sondern die nicht systematisierbare Vielfältigkeit der Realität ernst nimmt: von der vorhandenen Infrastruktur vor Ort heute angefangen über die Verfügbarkeit von Dekarbonisierungsoptionen bis zu den lokalen und regionalen politischen Beschlüssen.

Erster Schritt: Definition der Ausgangslage

Im ersten Schritt definiert das Gutachten zunächst die politische Ausgangslage, wobei es von einer Zielematrix, die die Elemente Klimaziele, Versorgungssicherung und europäischer Binnenmarkt umfasst, ausgeht. Aus den Zielen werden fünf Kerntopoi politisch abgeleitet: die hohe Bedeutung der Wärmewende für die Dekarbonisierungsziele, der angestrebte Wasserstoffhochlauf, die Integration unterschiedli-

[1] Vgl. die Studien, die in Teil 2B.I mit Blick auf ihre Basisergebnisse ausgewertet werden.

[2] *Thomsen* et al., Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats, 2022.

[3] *Agora Energiewende*, Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation, 2023.

© BBH, 2023

cher Teile der Energieversorgung (oft vereinfacht als „Sektorenkopplung" bezeichnet), die Resilienz des Energiesystems und schließlich die notwendige Finanzierbarkeit des Gesamten.

Zweiter Schritt: Entwicklung von zu prüfenden Szenarien

Im zweiten Schritt werden die im Folgenden zu untersuchenden Szenarien definiert. Dazu werden zunächst Studien zur Rolle von gasförmigen Energieträgern bei der Wärmeversorgung bis 2050 analysiert. Diese zeigen in sich bzw. im vergleichenden Blick verschiedene Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Gasnetze. Diese werden in abstrahierter Form abgeleitet und umfassen zunächst drei reine Typen:

- die Nicht- bzw. reduzierte Nutzung der heutigen Erdgasnetze (Szenario A);
- eine Andersnutzung der heutigen Erdgas-Assets, z. B. für Wasserstoff, Systemintegration oder Resilienz (Szenario B) und
- eine Weiternutzung mit Gasen, für die es keiner technischen Anpassungen des heutigen Erdgasnetzes bedarf (Szenario C). Das letzte Szenario kommt also immer dann ins Spiel, wenn ein Erdgasnetz weiterhin primär methanbasiert genutzt wird, wobei es für den Zweck der Studie irrelevant ist, ob es sich dabei um Erdgas, Biomethan, methanisierten Wasserstoff oder ein Methan-Wasserstoff-Gemisch handelt.

Während diese drei Szenarien für die Analyse von rechtlichen und regulatorischen Vorgaben sinnvoll sind, ist es doch hoch unwahrscheinlich, dass ein heutiges Gasverteilnetz für seine Transformation nur einem dieser drei Szenarien zuzuordnen wäre. Daher betrachtet die Studie noch ein viertes Szenario,

- das (als Szenario D) eine Mischung der Varianten innerhalb eines Netzes definiert.

Da zum jetzigen Zeitpunkt niemand den vollständigen Transformationspfad bis 2045 oder 2050 voraussehen kann, ergibt sich als Ergebnis des zweiten Schrittes die zentrale Fragestellung für den weiteren Verlauf dieser Studie: Welche rechtlichen und regulatorischen Anpassungen müssen gemacht werden, um die in Schritt 1 identifizierten politischen Ziele unter Berücksichtigung der in Schritt 2 herausgearbeiteten Szenarien optimal umzusetzen? Und entscheidend ist dabei, dass die Anpassungen so flexibel und adaptabel sind, dass sie für alle Szenarien funktionieren

© BBH, 2023

und nicht nur für ein idealisiertes oder vorgegebenes Bild. Dieses Gutachten ist diesbezüglich agnostisch.

Dritter Schritt: Bewertung der Szenarien

Im dritten Schritt erfolgt daher eine Bewertung der Szenarien mit Blick auf die unterschiedlichen Regulierungsvorgaben, denen Gasverteilnetze unterliegen. Zu den zentralen Ergebnissen gehören die folgenden Punkte:

Eine örtliche Planung als Steuerungsgröße einerseits und regulatorischer Anknüpfungspunkt andererseits ist ein entscheidendes Instrument für das Gelingen der Wärmewende. Eine kommunale Energie-/Wärmeleitplanung ist tauglich in Zusammenarbeit mit den lokalen Netzplanungen, Planungs- und Investitionssicherheit herbeizuführen. Daher ist es ebenso wichtig, dass diese Pläne verbindlich werden (und auch Verbindlichkeit für Dritte erzeugen), wie dass sie an Entwicklungen anpassungsfähig bleiben.

Mit Blick auf die aktuelle Regulierung der Gasnetze kann die zusammenfassende Bewertung nur lauten, dass sie ganz auf den fortlaufenden Betrieb ausgerichtet ist, und deshalb – insbesondere mit Blick auf die Finanzierung der Netze – in der Transformationssituation scheitert. Beispielhaft seien die Pflichten zum Netzanschluss genannt, von denen mit der Zeit Abstriche zu machen sind. Geht man davon aus, dass der Gasnetzbetrieb (ganz oder teilweise) ausläuft, müssen die Abschreibungsdauern flexibel verkürzt werden, die KANU-Regulierung reicht hier nicht aus. Auch passt das heutige Modell des Effizienzvergleiches nicht mehr, wenn Netze ganz unterschiedliche Transformationspfade haben werden. Und es wird vorgeschlagen, als Regelfall davon auszugehen, dass auch ein stillgelegtes Gasnetz nicht sofort zurückgebaut werden muss, um einerseits volkswirtschaftliche Kosten zu vermeiden und andererseits das Netz als eine Art von Resilienzreserve während der Transformationsphase zu halten. Hier passen aber natürlich die heutigen Netzentgeltsystematiken nicht mehr. Kritisch ist mit Blick auf eine erfolgreiche Transformation aber auch die politische Linie zum Unbundling des Netzbetriebs von Gas- und Wasserstoffnetzen zu sehen.

Schließlich sind im dritten Schritt auch noch die Gaskonzessionsverträge zu betrachten. Heute für 20 Jahre abgeschlossene Verträge müssen die Transformationsperspektive zwingend aufnehmen, bestehende müssen sie aber auch berücksichtigen. Und relevant wird auch, dass der Abschluss von Konzessionsverträgen ggf. immer unattraktiver wird, die Gemeinde aber auch ohne Bewerber*innen eine Möglichkeit braucht, rechtskonform ihrer Daseinsvorgabeaufgabe nachzukommen.

© BBH, 2023

Vierter Schritt: Ableitungen für Politik und Regulierungspraxis

Im vierten und letzten Schritt beschreibt die Studie die Ableitungen, die sich aus der in Schritt 3 vorgenommenen Bewertung ergeben.

Dabei wird zunächst herausgestellt, warum derzeit keine allgemein gültigen Prognosen zu den (typenreinen) Szenarien gemacht werden können. Die sinnvollste Lösung besteht daher darin, davon auszugehen, dass sich jedes Gasverteilnetz individuell entwickeln wird, wobei Teile des Netzes (bzw. der Netz-Assets) jeweils wie in den Szenarien A bis C dargestellt werden. Das sich lokal ergebende Mischszenario soll aber nicht in Beliebigkeit versinken, sondern durch lokale Energie-/Wärmeleitpläne geformt und für die Beteiligten verbindlich gemacht werden.

Abschließend werden die im dritten Schritt gefundenen Punkte, bei denen es in den untersuchten Szenarien aus dem zweiten Schritt zu Reibungen und nachteiligen Entwicklungen mit Blick auf die im ersten Schritt herausgearbeiteten Ziele kommt, zusammengefasst und mit Lösungsvorschlägen für eine Weiterentwicklung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens *de lege ferenda* versehen. Gerade mit Blick auf die Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs aus dem Jahr 2021 zu den Grenzen der politischen Vorgaben für die Netzregulierung wäre hier sehr oft die Bundesnetzagentur der richtige Adressat, die mit klugen und richtungsweisenden Regulierungsentscheidungen jetzt dafür sorgen könnte, dass die Transformation in die Klimaneutralität der Wärmeversorgung ohne vermeidbare Kollateralschäden gelingt.

© BBH, 2023

Teil 2 Ausgangslage und Fragestellungen

Eine wesentliche Aufgabe von gutem Management ist das Bewältigen von Unsicherheiten. Einfach ist es, wenn man die Unsicherheit beseitigen kann, schwierig ist es, wenn man eine Organisation wie z. B. ein Unternehmen so aufstellen muss, dass es mit weiterhin bestehender Unsicherheit umgehen kann.

Diese Aufgabe ist 2022 so aktuell wie schon lange nicht mehr. Die Kombination aus Klimawandel, Pandemie, hohen Energiepreisen, allgemeiner Inflation und Ukraine-Krieg verursacht bei Menschen wie Unternehmen hohe Unsicherheit bezüglich der Zukunft. Gleichsam wie unter einem Brennglas stehen dabei die Gasversorgungsunternehmen und Gasnetzbetreiber. Während die Politik ihnen einerseits sagt, dass die Gasversorgung keine Zukunft habe und man *all-electric* denken müsse,[4] tut sie andererseits gerade alles, um die Gasversorgung trotz der stark geminderten Lieferungen aus Russland aufrechtzuerhalten. Gleichzeitig steckt der Hoffnungsträger Wasserstoff weiterhin in den Kinderschuhen und zugleich in einem politischen Gerangel um potenzielle Anbieter und Wettbewerber; das Potenzial von Biomethan wird nicht aktiviert. Wenn diese Krise ein Gutes hat, dann vielleicht, dass es ins Bewusstsein zurückgerückt ist, wie entscheidend Energie für den Standort Deutschland ist – und wie sozial wichtig eine warme Wohnung zu bezahlbaren Preisen.

Vor diesem Hintergrund wurde die vorliegende Studie erarbeitet. Die Gutachter*innen gehen dabei nicht davon aus, dass sie sicher wissen, wie sich die Wärmeversorgung generell und mit gasförmigen Molekülen speziell in den nächsten Jahrzehnten entwickeln wird. Die Studie kann die damit verbundene Unsicherheit nicht beseitigen, ihr Auftrag und Ziel ist es vielmehr, Wege aufzuzeigen, wie man Politik und die Unternehmen in die Lage versetzt, mit der Unsicherheit umzugehen.

Im ersten Schritt wird die gerade nur äußerst knapp angerissene Ausgangslage etwas klarer skizziert. Aus den Zielen Klimaschutz, Versorgungssicherung (wozu auch und gerade Energiesouveränität gehört) und Wettbewerb im europäischen Binnenmarkt leiten sich für den Ansatz der Studie einige (nicht überraschende) politische Grundansätze ab: Die Klimawende funktioniert nur mit einer Wärmewende, Wasserstoff ist ein wesentliches Element der Energiepolitik, die verschiedenen Energiesysteme können nicht getrennt voneinander betrachtet werden, das Gesamtsystem muss resilient sein und kein Akteur darf finanziell überfordert werden.

[4] https://www.zfk.de/unternehmen/nachrichten/graichen-stadtwerke-muessen-rueckbau-der-gasnetze-planen (letzter Aufruf 05.06.2023).

© BBH, 2023

Parallel werden für die Zukunft der Gasnetze drei verschiedene typologische Szenarien definiert. Diese decken das Spektrum von „gar keiner Nutzung" über „anders gearteter Nutzung" bis zu „weiterhin Nutzung" ab. Dabei ist klar, dass in der Realität kein Netz vollständig einem dieser Szenarien entsprechen, sondern Elemente aus allen Szenarien vereinen wird.

Die Schlüsselfrage der Studie lautet also, wie muss der rechtliche und regulatorische Rahmen gesetzt werden, um die politischen Ziele unter Berücksichtigung der verschiedenen Szenarien optimal umzusetzen.

Im Hauptteil der Studie erfolgt eine Bewertung der verschiedenen Szenarien vor den heute bestehenden rechtlichen und regulatorischen Vorgaben. Neben klassischen Fragen wie z. B. der Reaktion der Netzentgeltermittlung auf eine geänderte Nutzung eines Gasnetzes wird dabei auch erörtert werden, ob es Alternativen zur bisherigen Finanzierung gibt. Dem Teil sind Ausführungen zur kommunalen Energie-/Wärmeleitplanung vorgeschaltet, weil die Studie die These verfolgt, dass dieses Element hilfreich bei der Lösung der ermittelten Probleme sein kann. Ebenfalls zu berücksichtigen ist die Frage der politisch umstrittenen Entflechtung von Wasserstoffnetzbetreibern. Eine Entscheidung für eine vollständige Entflechtung von Gas- und Wasserstoffnetzbetreibern auch auf der Verteilebene würde die Optionen im Rahmen der Szenarien deutlich beschränken.

Basierend auf den Ergebnissen des Hauptteiles stellt die Studie daraufhin ihre ermittelten Ableitungen vor. Dies betrifft zunächst die bereits eingangs erwähnte Unsicherheit. Die Autor*innen plädieren dafür, dass die Politik bei allen Entscheidungen realistische Annahmen treffen soll, die auch z. B. die Verfügbarkeit von Material und Fachkräften für die Umrüstung der Wärmeversorgung berücksichtigen müssen. Das bedingt, dass nicht von einem abstrakten Zielmodell mit technologischen Vorfestlegungen, sondern einer „Wolke von Lösungen" ausgegangen werden sollte und auch die Instrumente so angelegt werden müssen, dass eine – für die jeweiligen lokalen Umstände – optimale Wärme-/Energieversorgung gewährleistet werden kann. Unter dieser Logik, die u. a. eine wichtige Rolle für die kommunale Energie-/Wärmeleitplanung sieht, werden *de lege ferenda* Lösungsvorschläge erarbeitet, um die Überleitung der heutigen Gasversorgung in die klimaneutrale Wärmeversorgung der Zukunft zu begleiten.

A. Politische Ausgangslage

Die aktuelle politische Ausgangslage ist komplex wie selten zuvor. Alles Handeln ist auf das Verfolgen einer Zielematrix gerichtet, die ganz unterschiedliche Zeithori-

zonte zu berücksichtigen hat. Langfristige Perspektiven sind mit kurzfristigen Perspektiven zu vereinbaren, taktisches mit strategischem Vorgehen. Die für die Fragestellung dieser Studie zur Transformation des Gassystems im Lichte der Wärmewende möglichen und notwendigen Ableitungen sind umfangreich. Im Folgenden konzentrieren sich die Ausführungen aber auf drei markante Ableitungen, die eine hohe Wirksamkeit mit Blick auf die Ziele haben sollten.

I. Zielematrix

Die derzeit politisch verfolgten Ziele mit Blick auf die Themen dieser Studie kann man in drei grobe Gruppen zusammenfassen. Neben vielem anderen haben die Ziele auch unterschiedliche Zeithorizonte. Diese reichen von den langfristigen Zielen in Bezug auf Klimaschutz über die kurz- bis mittelfristigen Ziele des Bewältigens der kriegsbedingten Energiekrise zum Bewahren eines inzwischen schon erreichten Status quo wie der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte.

Exemplarisch kann man dies gut an der im Herbst 2021 gewählten deutschen Regierung, der sog. Ampel-Koalition, erkennen. Während in der ersten Phase langfristige Transformationsprojekte wie z. B. die Energiewende, das Bewältigen des Klimawandels oder auch die Digitalisierung die Kommunikation prägten, wurden die Themen im Zuge des Ukraine-Krieges von kurzfristigeren Maßnahmen zur Krisenbewältigung abgelöst. Hier erkennt man zwei parallele Narrative, um Handlungen zu rechtfertigen: Entweder wird argumentiert, dass man jetzt eine kurzfristige Krisenmaßnahme treffen müsse, die nachteilig für die langfristigen Ziele sei, man sich nach der Krise dann halt besonders bemühen müsse. Oder die kurzfristige Maßnahme hilft beim Erreichen der langfristigen Ziele, indem sie den Weg dahin beschleunigt. Da die Gasversorgung im Mittelpunkt der Ukraine-Krise steht, lohnt es sich, die verschiedenen Ziele noch einmal zusammenfassend darzustellen.

1) Deutsche, europäische und internationale Klimaziele

Das für diese Studie wesentlichste mittel- bis langfristig verfolgte politische Ziel ist der Klimaschutz. Global, europäisch und national geben die Klimaziele die Leitplanken für die politische Gestaltung vor.

Die internationale Gemeinschaft hat sich auf der Vertragsstaatenkonferenz COP 21 mit dem Pariser Abkommen[5] völkerrechtlich verbindliche Ziele für den Klimaschutz gesetzt. Knapp 200 Staaten der Welt einigten sich auf ein Klimaabkommen, das sich zum Ziel setzte, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad Celsius, wenn möglich

[5] Übereinkommen von Paris v. 12.12.2015, ABl. EU 2016, Nr. L 282, S. 4 ff.

© BBH, 2023

sogar auf 1,5 Grad Celsius, zu begrenzen.[6] Das Abkommen – das bereits innerhalb nur eines Jahres in Kraft treten konnte[7] – wurde auf der COP 22 in Glasgow zugunsten des 1,5-Grad-Zieles geschärft, was vor allem durch die Senkung von Kohlenstoffemissionen erreicht werden soll.

Bereits im Mai 2018 goss Europa die Pariser Zusagen der EU-Staaten in die EU-Klimaschutzverordnung[8] und schuf so unmittelbar in den Mitgliedstaaten und damit auch in Deutschland geltendes europäisches Recht. Zudem brachte die Europäische Kommission am 11.12.2019 den europäischen Green Deal[9] auf den Weg. Er ist ihre Antwort auf die klima- und umweltbedingten Herausforderungen der Zukunft und sieht u. a. vor, dass Europa im Jahr 2050 „nahezu" treibhausgasneutral ist. Entsprechend wurde im Juni 2021 das europäische „Klimagesetz" veröffentlicht,[10] mit dem die EU rechtsverbindlich für den EU-Raum das Ziel der CO_2-Neutralität bis zum Jahr 2050 vorschreibt. Als Zwischenziel soll der Ausstoß von Treibhausgasen in der EU bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber dem Ausstoß 1990 reduziert werden. Zur Umsetzung der Ziele hat die Kommission im Juli 2021 das „Fit for 55"-Paket vorgestellt, das eine Vielzahl von Überarbeitungsvorschlägen für Richtlinien und Verordnungen enthält, darunter z. B. die Emissionshandelsrichtlinie und die Lastenverteilungsverordnung.[11] Die Vorschläge sind derzeit in der politischen Abstimmung, sowohl innerhalb des Rates und dann auch zwischen den Institutionen.[12]

---

6 BT-Drs. 19/6052, S. 1.

7 Denn mehr als 55 Staaten, die für 55 % der weltweiten Treibhausgase verantwortlich sind, ratifizierten das Abkommen innerhalb kürzester Zeit.

8 Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 30.05.2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013, ABl. EU Nr. L 156. In der Verordnung sind die Minderungszusagen der Mitgliedstaaten in Emissionszuweisungen abgebildet. Verfehlt ein Mitgliedstaat sein Minderungsziel, muss er von anderen Mitgliedstaaten Emissionszuweisungen zukaufen.

9 Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Der europäische Grüne Deal, COM (2019) 640 (final).

10 Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1999 (Europäisches Klimagesetz), ABl. EU Nr. L 243.

11 Zu den Inhalten vgl. die Übersicht des Europäischen Rates: https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/ (letzter Aufruf 05.06.2023).

12 Zu den aktuellen Verfahrensständen https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/timeline-european-green-deal-and-fit-for-55/ (letzter Aufruf 05.06.2023).

© BBH, 2023

Auch auf nationaler Ebene hat Deutschland auf die Ergebnisse von Paris reagiert und mit dem Klimaschutzgesetz[13] ein Gesetzespaket auf den Weg gebracht, um seinen Beitrag zur Erreichung dieser Ziele leisten zu können. 2021 wurde dieses Gesetz unter dem Eindruck der Beschlüsse des *BVerfG*[14] vom Frühling 2021 geändert und festgelegt, dass die Klimaneutralität bis 2045 erreicht sein soll. Eine Schlüsselrolle wird dabei der Energiesektor spielen.[15] Einen weiteren Schub erfuhr die deutsche Energiewende mit Verabschiedung des sogenannten Osterpakets vom 06.04.2022. Dessen zentrales Ziel[16] ist es, den Ausbau der erneuerbaren Energien drastisch zu beschleunigen, sodass auch die heutigen Abhängigkeiten vom russischen Erdgas[17] schnellstens reduziert und schließlich ganz beseitigt werden. Weitere Gesetzgebungsvorhaben sollen flankieren.

2) Bewahren von Versorgungssicherheit: Keine einseitige Abhängigkeit in der Energieversorgung und der Wert von Resilienz

Bei den weltweiten Entwicklungen hin zu mehr erneuerbaren Energien schwang schon immer leise auch das Ziel mit, die Versorgungssicherheit dadurch zu erhöhen, dass man ein Land wie Deutschland weniger abhängig von zu importierenden Brennstoffen macht. Während dabei historisch der Blick wahrscheinlich eher auf die sog. „Kriege um Öl" ging, wurde mit dem Überfall Russlands auf die Ukraine am 24.02.2022 das Thema unerwartet aktuell. Jede politische Leitmaßnahme im Bereich der Energiepolitik verfolgt daher derzeit (auch) das Ziel (mit), einseitige Abhängigkeiten in der Energieversorgung zu beschränken.

---

13 Bundes-Klimaschutzgesetz, KSG v. 12.12.2019 (BGBl. I, 2513), zuletzt geändert durch BGBl. I 2021, 3905.

14 *BVerfG*, Beschl. v. 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18, 1 BvR 288/20, 1 BvR 96/20, 1 BvR 78/20, abrufbar unter: https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Entscheidungen/DE/2021/03/rs20210324_1bvr265618 (letzter Aufruf 05.06.2023).

15 Zur Begründung für diese drastisch vorgezogene Treibhausgasneutralität der Stromerzeugung wird z. B. auf die Empfehlung der Internationalen Energieagentur (IEA) verwiesen: Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. Flagship report – May 2021 (Netto Null bis 2050. Eine Roadmap für den globalen Energiesektor. Flaggschiff-Bericht – Mai 2021), abrufbar unter: https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050 (letzter Aufruf 05.06.2023).

16 Zu den einzelnen Maßnahmen *Zenke*, Die energiepolitische Novelle im „Osterpaket" – Wer kennt sie nicht …, in: EnWZ 2022, 147.

17 Deutschland importierte 2021 insgesamt rd. 56,3 Mrd. m^3 Erdgas aus Russland und damit mehr als die Hälfte seines Bedarfes i.H.v. (2020) rd. 87 Mrd. m^3. S. Statista, Research, April 2022, abrufbar unter: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/297612/umfrage/umfang-der-russischen-erdgaslieferungen-nach-europa/ und https://de.statista.com/statistik/daten/studie/41033/umfrage/deutschland-erdgasverbrauch-in-milliarden-kubikmeter/ (letzter Aufruf 05.06.2023).

Mit Beginn der russischen Invasion in der Ukraine zeigte sich, dass Deutschland aufgrund seiner Abhängigkeit von russischen Erdgasimporten nicht die wirtschaftspolitische Schlagkraft hatte, Sanktionen in Form von umfassenden Energieimportembargos zu lancieren.[18] Es zeigte sich zudem, dass Russland aufgrund der einseitigen Abhängigkeit Deutschlands von seiner Energieversorgung die deutsche Unterstützung der Ukraine nach Belieben mit Gasdrosselungen sanktionieren konnte. Aktuell mangelt es Deutschland sowohl an energiepolitischer Souveränität als auch an verlässlichen günstigen Erdgasbezugsquellen. Dabei treffen der hohe Anteil von Erdgas am Energiemix (27 % im Jahr 2021) auf die einseitig auf russische Importe angelegte Bezugsstrategie (Anteil von 55 % im Jahr 2020).[19] Sich von dieser Abhängigkeit zu lösen und den mittlerweile begrenzten Gaslieferungen durch die Pipeline Nord Stream 1 zu begegnen, wurde zentrales Element der Krisenpolitik der Bundesregierung.[20] Sie bemühte sich um neue Energiepartnerschaften[21] und trieb den Ausbau einer LNG-Infrastruktur voran.

Zugleich zeigt es aber auch, dass Resilienz einen Wert hat, den man zu berücksichtigen – und damit auch einzupreisen – hat. Diese Resilienz kann viele Ausprägungen haben: einen diversen Kreis an Beschaffungsoptionen und auch eine Nutzung von alternativen Ressourcen. Für seinen Mangel an Resilienz musste Deutschland im Jahr 2022 wahrscheinlich deutlich mehr für die LNG-Infrastruktur und die LNG-Mengen zur Einspeicherung zahlen, als ansonsten nötig gewesen wäre.[22]

---

[18] Überhaupt erfolgen auch EU-weite Sanktionen diesbezüglich zaghaft und zögerlich. Hierzu bspw. Tagesschau, Kohle-Embargo tritt in Kraft, https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/faq-kohleembargo-russland-eu-101.html (letzter Aufruf 05.06.2023).

[19] *BPB*, Deutschlands Abhängigkeit von russischem Gas, https://www.bpb.de/kurz-knapp/hintergrund-aktuell/507243/deutschlands-abhaengigkeit-von-russischem-gas/ (letzter Aufruf 05.06.2023).

[20] Zu der rechtlichen Seite der Krisenreaktion *Ludwigs*, Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in Krisenzeiten, in: NVwZ 2022, 1086.

[21] Der Anteil russischen Erdgases an den Gesamtimporten ist im August 2022 auf 9 % gesunken. *Blechner*, tagesschau.de, Woher Deutschland nun sein Gas bekommt, https://www.tagesschau.de/wirtschaft/gaslieferungen-deutschland-101.html (letzter Aufruf 05.06.2023).

[22] Vgl. den Artikel im Handelsblatt, Habeck braucht zusätzliche 1,6 Milliarden Euro für LNG-Terminals vom 14.03.2023. Zu der Frage, ob Deutschland durch das Befüllen der Speicher durch THE „um jeden Preis" deutlich zu viel gezahlt hat, soll eine Begutachtung noch erfolgen, so der Präsident der BNetzA, vgl. Artikel auf businessinsider.de vom 29.01.2023, Weil Gaspreise wieder gefallen sind: Laut Expertin ist der Gazprom-Speicher fünf Milliarden Euro weniger wert – was Verbraucher teuer zu stehen kommen kann, https://www.businessinsider.de/wirtschaft/expertin-rechnet-mit-5-milliarden-euro-verlust-weil-deutschland-sein-gas-zu-teuer-einkaufte-am-ende-koennten-verbraucher-die-rechnung-zahlen-muessen-d/ (letzter Aufruf 05.06.2023).

© BBH, 2023

3) Ziele des europäischen Energiebinnenmarktes gelten fort

Neben den vorgenannten Zielen zur Bewältigung der kurzfristigen und langfristigen Krisen ist bei jedem politischen Handeln im europäischen Raum zu berücksichtigen, dass auch die Verwirklichung des europäischen (Energie)Binnenmarktes ein permanent verfolgtes Ziel ist, das im Zentrum vieler europäischer Legislativvorschläge steht. Es gehört gewissermaßen „zur DNA" des europäischen Projektes. Mit Bezug auf das Handelsgut „Energie" sei stellvertretend für die damit verfolgten Teilziele der Erwägungsgrund 1 der Richtlinie 2009/73/EG zitiert: *„Der Erdgasbinnenmarkt, der seit 1999 in der Gemeinschaft schrittweise geschaffen wird, soll allen privaten und gewerblichen Verbrauchern in der Europäischen Union eine echte Wahl ermöglichen, neue Geschäftschancen für die Unternehmen eröffnen sowie den grenzüberschreitenden Handel fördern und auf diese Weise Effizienzgewinne, wettbewerbsfähige Preise und höhere Dienstleistungsstandards bewirken und zu mehr Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit beitragen."*

Während in den 1990ern also die Liberalisierung von nationalen Monopolstellungen geprägten Energie- und Erdgasmärkten im Vordergrund stand, geht es heute u. a. um die Vollendung des Binnenmarktes und Dekarbonisierung als wichtige Themen.[23]

Nicht zu vergessen ist aber, dass neben der Liberalisierung die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit ebenfalls ein wesentliches Ziel ist. In der aktuellen Krisensituation ist der Grundsatz der Energiesolidarität besonders wichtig, der in Art. 194 Absatz 1 AEUV[24] in den Europäischen Verträgen verankert ist. Deren konkrete Ausgestaltung umfasst die Aufstellung von Notfall- und Präventionsplänen, die Schaffung von Marktmechanismen im Falle einer Mangellage sowie – ultima ratio – Solidaritätspflichten der Mitgliedsstaaten zur Versorgung von Privathaushalten, der Gesundheits- und der sozialen Versorgung, Notfall- und Sicherheitsdienste sowie von Fernwärmeanlagen.[25] Ein zentraler Aspekt der Gasversorgungssicherheit

[23] Zu den Plänen das Factsheet „Energiebinnenmarkt", https://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/45/energiebinnenmarkt (letzter Aufruf 05.06.2023).

[24] Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, AEUV v. 09.05.2008 (ABl. C 115, 47) zuletzt geändert durch ABl. L 204, 131.

[25] *Kreuter-Kirchhof*, Europäische Energiesolidarität – Wege zur Vorbeugung und Bewältigung schwerer Energieversorgungskrisen in der EU, in: NVwZ 2022, 993, 998.

© BBH, 2023

ist die europäisch verankerte Mindestbefüllungspflicht für unterirdische Gasspeicheranlagen (Art. 6a Absatz 1 SoS-VO n.F.[26]).[27] Aber jenseits davon ist es ein wichtiges Ziel (und ein Wert in sich), eine sichere Versorgung garantieren zu können und dafür Systeme zu haben, die nicht nur stabil, sondern auch resilient sind.[28]

Und ebenfalls ist und bleibt ein Ziel der europäischen Energiepolitik, wettbewerbsfähige Preise zu erreichen. Das bedeutet, dass alle Maßnahmen und Effekte, über die im weiteren Verlauf dieser Studie zu sprechen sein wird, ihre Grenzen darin finden müssen, dass die Energiepreise für die Verbraucherinnen und Verbraucher nicht prohibitiv hoch werden dürfen. Denn letztlich ist dies auch eine Frage des sozialen Friedens.[29]

II. Politische Ableitungen

Unter Beachtung der unter Punkt I. genannten Ziele – Klimaschutz, Energiesouveränität, liberalisierter Binnenmarkt – sind für die Studie vor allem fünf politische Ableitungen wichtig:

- Wärmewende ist ein Schlüsselelement für die Klimawende.
- Der Wasserstoffhochlauf darf nicht behindert werden.
- Die Energiesysteme müssen integriert betrachtet werden.
- Das Gesamtsystem muss ausreichend resilient aufgestellt sein.
- Die Akteure der Transformation dürfen finanziell nicht überfordert werden.

Hierzu im Einzelnen:

---

[26] VO (EU) 2017/1938 des EP und des Rates v. 25.10.2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der VO (EU) Nr. 994/2010 (ABl. 2017 L 280, 1), zuletzt geändert durch ABl. 2022 L 173, 17.

[27] *Ludwigs*, Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in Krisenzeiten, in: NVwZ 2022, 1086, 1089.

[28] Zur Resilienz in der Corona-Pandemie als vorlaufende Krise *Bourwieg*, Lehren aus der Krise?!, in: EnWZ 2020, 145. Vgl. ebenfalls den aktuellen Beschluss des OLG Düsseldorf (3. Kartellsenat) v. 10.08.2022 (3 Kart 105/21) zur Behandlung einer resilienzsteigernden Maßnahme im Energienetz.

[29] Man beachte die Auswirkungen der sog. Gelbwestenproteste in Frankreich, die sich am Preis für Kraftstoff entzündeten.

© BBH, 2023

BECKER BÜTTNER HELD

1) Wärmewende als Schlüsselelement der Klimawende

Die Bedeutung der Gebäude-Wärmeversorgung ist für das Gelingen der Klimawende kaum zu überschätzen. Etwa ein Drittel der in Deutschland verbrauchten Energie wurde 2021 allein nur für Raum- und Wasserwärme aufgewandt. Bei privaten Haushalten ist diese Energieform absolut dominierend: Etwa 90 % ihrer Energie benötigen die Haushalte für Wärme. Handel, Gewerbe und Dienstleistungsgewerbe liegen etwa bei 60 %.[30]

Die Relevanz ist auch und gerade mit Blick auf Erdgas als Energieträger gegeben: Im Jahr 2020 betrug der Anteil von Erdgas an der Wärmeversorgung von Haushalten über 42 %, von Warmwasser sogar rund 50 %. In der Industrie sind es sogar 46 % bei der Wärmeversorgung und bei dem Bereich Handel, Gewerbe und Dienstleistungen knapp 50 %.[31]

2) Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur unbedingt angestrebt

„Wasserstoff ist ein vielseitiger chemischer Rohstoff und Energieträger, der für die Sicherung der Energieversorgung vieler Bereiche eingesetzt werden kann. Wird Wasserstoff dabei klimafreundlich hergestellt, hat er das Potenzial, die CO2-Emissionen deutlich zu verringern und bis auf null zu führen."[32] So bewirbt das Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministerium selbst den Wasserstoff.

Da Wasserstoff als Gas ähnlich wie Erdgas genutzt werden kann, speicherfähig ist und zusammen mit Kohlenstoff zu Methan oder Flüssigkraftstoffen synthetisiert werden kann, wird er als idealer Komplementär zu elektrischen Anwendungen gesehen. Wird er durch Elektrolyse gewonnen, bestimmt sich seine Klimaneutralität nur nach dem eingesetzten Strom. Er könnte lokal hergestellt oder von diversen internationalen Anbietern (wie z. B. Kanada) bezogen werden, um ein höheres Maß an Energiesouveränität zu gewinnen.

Damit Wasserstoff sinnvoll genutzt werden kann und schnell als Alternative zur Verfügung steht, sind sowohl der zügige Ausbau der Produktionskapazitäten als auch

---

[30] https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#warmeverbrauch-und-erzeugung-nach-sektoren (letzter Aufruf 05.06.2023).

[31] *AG Energiebilanzen*, Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland. Energieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken, Stand: 29.09.2021, Seiten 1.2, 2.2, 3.3.

[32] https://www.bmwk.de/Navigation/DE/Wasserstoff/wasserstoffstrategie.html (letzter Aufruf 05.06.2023).

© BBH, 2023

einer Transportinfrastruktur von entscheidender Bedeutung für das Verwirklichen der Ziele.

3) Energiesysteme müssen integriert betrachtet werden

Um die genannten Ziele zu erreichen, kann man es sich nicht mehr erlauben, die einzelnen Teile des Energiesystems siloartig zu betrachten. Sie müssen infrastrukturell zusammen gedacht werden. Das betrifft beispielsweise die gemeinsame Planung von Strom- und Gasnetzen auf europäischer Ebene, wenn ENTSO-E und ENTSO-G gemeinsame Szenarien für die Zehn-Jahres-Netzentwicklungspläne erarbeiten.

Bei der Wärmeversorgung kommen weitere Faktoren hinzu. Denn das Ziel, an einem Ort Wärme bereitzustellen, kann über Strom (Wärmepumpen), (Bio)Methan (Brennkessel), Wasserstoff (angepasster Brennkessel), einen Nahwärme- oder Fernwärmeanschluss oder auch ganz lokal und netzunabhängig z. B. mit Holzhackschnitzeln realisiert werden. Diese Lösungen können – je nach Ausgestaltung – die Ziele Klimaneutralität und Energiesouveränität verfolgen.

Sie interagieren aber miteinander und können daher auch unter dem Gesichtspunkt von volkswirtschaftlicher Effizienz und Wettbewerbsfähigkeit nicht mehr isoliert betrachtet werden.

4) Energiesystem muss resilient ausgestaltet werden

Zu den Lehren des Ukraine-Krieges muss auch gehören, dass die Energiesysteme ein hohes Maß an Resilienz aufweisen müssen, welche sich nicht nur auf die Netzstabilität beschränkt. Vielmehr bedeutet es, dass die Systeme – auch mit Blick auf Krisen und Unsicherheiten – zuverlässig ihre Versorgungsaufgaben wahrnehmen und sicherstellen können.

Das bedeutet aber in der Konsequenz, dass die Vorhalteleistungen ebenso (politisch, regulatorisch, finanziell) anerkannt sein müssen, wie es im Netzbereich die (n – 1)-Regel ist.

5) Keine finanzielle Überforderung der Transformationsakteure

Schließlich muss immer sichergestellt sein, dass weder die Marktakteure, die die zuvor geschilderten Transformationsleistungen erbringen müssen (Netzbetreiber, Energieversorger, Contractoren und andere Dienstleister), noch die Verbraucher, die Energie sowohl vor als auch nach der Transformation beziehen müssen, dadurch finanziell überfordert werden. In dem Spagat zwischen dekarbonisierter Zukunftsorientierung, dem Garantieren der Versorgungssicherheit und dem Anbieten von

© BBH, 2023

Preisen, die den sozialen Frieden nicht gefährden, besteht schnell die Gefahr, die Erwartungen an die finanzielle Tragfähigkeit der Akteure zu hoch zu setzen.

Alle Lösungen müssen also sicherstellen, dass einerseits die Akteure ertragsstark genug bleiben können, um ihre Aufgaben auch langfristig zu erfüllen, und andererseits die Verbraucher sich die Energie auch noch leisten können.

III. Zwischenfazit

Bei allen weiteren Überlegungen ist zu beachten, dass politisch die Ziele Klimaschutz, Energiesouveränität und Marktliberalisierung die grundsätzliche Anschlussfähigkeit von Ideen vorgeben. Auf die Themen der Studie heruntergebrochen ist zu beachten, dass dem Wärmemarkt zentrale Bedeutung für diese Ziele zukommt, die Wasserstoffinfrastruktur eine Schlüsselkomponente ist und wir es uns nicht mehr leisten können, Energiesysteme isoliert zu betrachten und die Systemresilienz zu vernachlässigen. Die Grenze aller wünschenswerten Ideen für die Umsetzung müssen aber die finanzielle Tragfähigkeit für die Akteure sein.

B. Zu prüfende Szenarien

Nachdem im vorangegangenen Abschnitt A. die politischen Rahmenbedingungen erörtert wurden, soll im Folgenden die Faktenbasis für die zu prüfenden Szenarien gelegt werden. Dazu werden in einem ersten Schritt im Wege einer eingeschränkten Metastudie aktuelle Studien auf ihre Datengrundlage und Erwartungen analysiert (I.). Aus den gewonnenen Erkenntnissen werden geeignete Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Gasnetze festgelegt (II.), gegen die die Wirkung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenwerke in Teil 3 dann geprüft wird.

I. Studienübersicht zur Rolle von gasförmigen Energieträgern bei der Wärmeversorgung bis 2050

Aufgrund des Klimawandeldiskurses gibt es bereits eine breite Studienlage aus der jüngsten Vergangenheit. Diese haben nicht nur den Ist-Zustand erhoben, sondern enthalten natürlich auch die Annahme für die weitere Entwicklung verschiedener renommierter Institutionen. Die vorliegende Studie stützt sich im Weiteren für die Szenarien-Entwicklung auf diese Arbeiten. Im ersten Schritt wird der Auswahlprozess offengelegt und danach die wesentlichen Ergebnisse der Studien zu den Themenblöcken Energiebedarf, Gasbedarf in der Wärmeversorgung, Wasserstoffbedarf und dem generellen Einsatz von gasförmigen Energieträgern zusammengefasst:

1) Auswahl, Kriterien und notwendige Nichtberücksichtigung zentraler Entwicklungen

Ausgangspunkt zur Bildung geeigneter Szenarien für die zukünftige Versorgungsfunktion des Gasnetzes ist die Auswertung ergiebiger Studien zur Rolle von gasförmigen Energieträgern bei der Wärmeversorgung bis 2050. Es werden nicht alle veröffentlichten, thematisch passenden Studien berücksichtigt, sondern es erfolgte eine Auswahl mit Blick auf die Komplexität und sektorübergreifende Transformation der Wärmeversorgung anhand folgender Faktoren:

- Studie enthält quantitative Angaben für das gesamte Energiesystem;
- eine Prognose bis zum Jahr 2050 bzw. mindestens 2045 wird getroffen;
- Studie enthält auf die gesetzlich festgelegte[33] Klimaneutralität 2045 ausgerichtete Transformationspfade

und

- Aktualität der Studie.

Allen verfügbaren Studien ist dabei gemein, dass sie aus dem Jahr 2021 stammen. Sie sind damit vergleichsweise aktuell und haben auch die weitere Verschärfung der Klimaschutzziele auf europäischer und deutscher Ebene bereits teilweise berücksichtigen können. Allerdings waren der Ukraine-Krieg, seine Auswirkungen und damit insbesondere die Brisanz des bereits dargestellten Zieles der Energiesouveränität nicht absehbar. Ebenfalls können die festgelegten Ziele des Osterpakets noch nicht formal integriert gewesen sein. Ebenfalls nicht berücksichtigt können die Auswirkungen der politisch stark umstrittenen Gebäudeenergiegesetznovelle sein, die während der Fertigstellung der vorliegenden Untersuchung nur als Kabinettsentwurf[34] vorlag.

[33] Netto-Treibhausgasneutralität gemäß § 3 Absatz 2 Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). Bereits Punkt A.I.1 dieser Studie.

[34] Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes, zur Änderung der Heizkostenverordnung und zur Änderung der Kehr- und Überprüfungsordnung vom 19.04.2023.

© BBH, 2023

Studie	Jahr	Bearbeitende	Auftraggeber	Betrachtete Szenarien	Quelle
Klimaneutrales Deutschland 2045	06/2021	Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut	Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende	KN2045	Agora (2021)
Aufbruch Klimaneutralität	10/2021	EWI, FIW, ITG, Uni Bremen, Stiftung Umweltenergierecht, Wuppertal-Institut	dena	KN100	dena (2021)
Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3	06/2021	Consentec, Fhg-ISI, TU Berlin, ifeu	BMWK[35]	TN-Strom[36]	BMWi (2021a), BMWI (2021b), BMWI (2021c), BMWI (2021d), BMWI (2021e)
Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität	10/2021	PIK, MCC, PSI, RWI, IER, Hereon, Fhg-ISI, Fhg-ISE, Fhg-IEG, Fhg-IEE, DLR-VF, DLR-VE, DLR-FK	Kopernikus-Projekt Ariadne	RE-MIND-Mix, RE-Mod-Mix, TIMES PanEU-Mix	Ariadne (2021a), Ariadne (2021b), Ariadne (2022)
Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045	11/2021	Forschungszentrum Jülich (IEK-3)	-	KSG2045	Forschungszentrum Jülich (2021a),

[35] Formal korrekt führte das auftraggebende Bundeswirtschaftsministerium zum Studienzeitpunkt die Bezeichnung „Bundesministerium für Wirtschaft und Energie" und die Abkürzung BMWi. Zur Vermeidung von Missverständnissen wird dennoch die heute gebräuchliche Abkürzung des Ministeriums verwendet.

[36] Aus der Studie BMWi (2021a) werden die Szenarien TN-H2-G und TN-PtG/PtL nicht berücksichtigt, da sie bis 2045 keine Klimaneutralität erreichen.

© BBH, 2023

	For-schungs-zentrum Jülich (2021b)

Tabelle 1: Ausgewertete Studien zur Klimaneutralität der Energieversorgung aus 2021

Um Szenarien für die Funktion des Gasnetzes belastbar abzuleiten, erfolgt die Auswertung der Studien anhand der Transformationspfade für die Wärmeversorgung der Gebäude sowie Nah- und Fernwärme. Mit Blick auf sektorübergreifende Funktionen wird zudem der Bedarf an Erdgas generell und in der Stromerzeugung dargestellt. Der Wasserstoffbedarf wird betrachtet, um belastbare Aussagen hinsichtlich der Umwidmung der Erdgasnetze zu treffen.

2) Energiebedarf bis 2045

Alle betrachteten Studien sehen bis 2045 eine Verringerung des Endenergieverbrauchs (EEV), wobei die Bandbreite von 25 bis 50 % im Vergleich zum Jahr 2020 reicht.

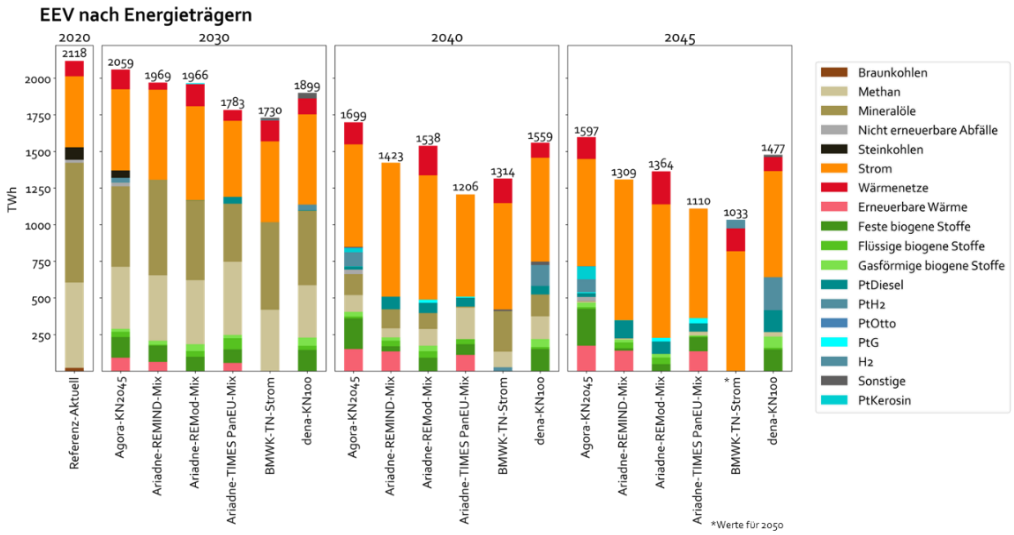

Abbildung 1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern[37]

Als Gründe werden angeführt: Effizienzsteigerungen, Veränderungen im Konsum- und Mobilitätsverhalten und höhere Wirkungsgrade strombasierter Prozesse.

Signifikant ist die Steigerung des Strombedarfs, der zurückgeführt wird auf die verstärkte Nutzung von Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen, Elektrifizierung des

[37] Darstellung BBH/BBHC; Datenbasis: Agora (2021), Ariadne (2021a), BMWi (2021a), dena (2021), Forschungszentrum Jülich (2021a).

Fahrzeugverkehrs sowie die Produktion synthetischer Energieträger und Kraftstoffe im Rahmen von Power-to-Gas-Verfahren.

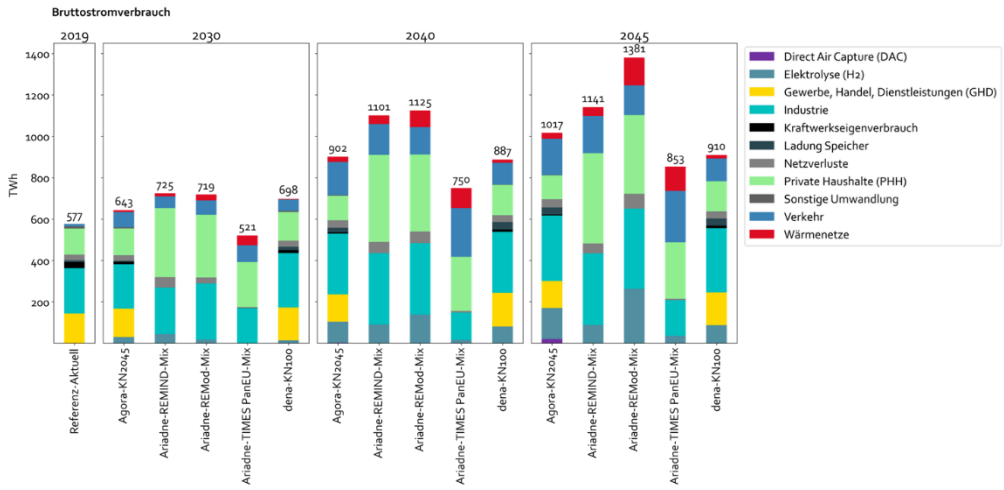

Abbildung 2: Bruttostromverbrauch bis 2045[38]

3) Gasbedarf in der Wärmeversorgung

a) Szenarien der untersuchten Studien

Alle untersuchten Studien sehen in allen Transformationspfaden in der Wärmeversorgung von Gebäuden bis 2045 einen Wechsel der Energieträger.

Eine zentrale Rolle kommt der Wärmeversorgung mittels Wärmepumpen zu, wobei gleichzeitig der Bedarf an einer höheren Sanierungsquote und baulichen Modernisierungen betont wird.[39] Die leitungsgebundene Wärmeversorgung (Nah-/Fernwärme) hat mit einer Ausnahme den zweitgrößten Anteil an den Beheizungstechnologien. In einem Transformationspfad hat eine dezentrale gasbasierte Wärme den zweitgrößten Anteil, wobei die Wärme hier vorrangig aus Wasserstoff gewonnen wird.[40] Die übrigen Transformationspfade sehen für eine dezentrale Wärmeversorgung im Jahr 2045 nur eine untergeordnete Rolle.

[38] Darstellung BBH/BBHC; Datenbasis: Agora (2021), Ariadne (2021a), BMWi (2021a), dena (2021), Forschungszentrum Jülich (2021a).

[39] Beispielhaft dena, Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, Abschlussbericht, S. 18.

[40] Abbildung 4, 5, 6.

© BBH, 2023

War 2020 Methan noch der relevanteste Energieträger in den Wärmenetzen, kommen alle untersuchten Studien zu dem Schluss, dass seine Bedeutung bis 2045 deutlich abnimmt. Nur ein Transformationspfad sieht noch eine nicht unwesentliche Rolle von Methan in der (Fern-)Wärmeversorgung in 2045.[41]

In den anderen Transformationspfaden wird Methangas insbesondere durch Wasserstoffgas ersetzt, wobei auch dessen Bedeutung im Vergleich gering ist. Alle Transformationspfade sehen einen Mix aus Wärmepumpen und, in den Wärmenetzen, Geothermie, Abwärme, Solarthermie und – wobei dies nicht ganz einheitlich über die Studien hinweg der Fall ist – Biomasse als den wesentlichen Beitrag zur klimaneutralen Wärmebereitstellung. In einem Transformationspfad spielen auch Elektrodenkessel eine bedeutende Rolle zur Speisung der Wärmenetze.

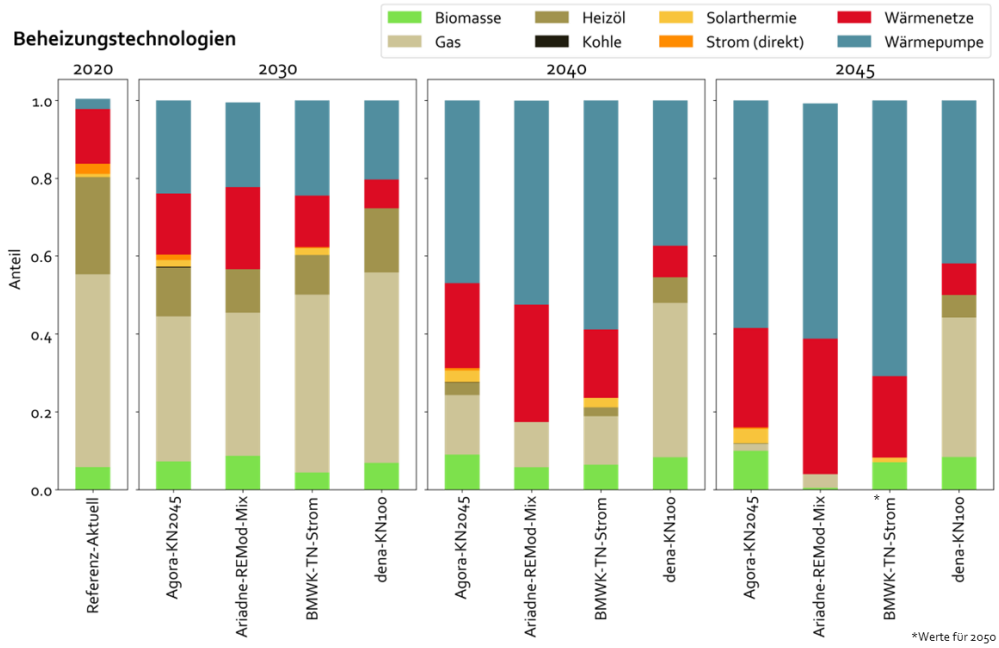

Abbildung 3: Technologien zur Beheizung von Wohngebäuden bis 2045[42,43]

[41] Abbildung 3 und 4.

[42] „Gas" meint hier Erdgas, Wasserstoff und/oder synthetisches Methan.

[43] Darstellung BBH/BBHC; Datenbasis: Agora (2021), Ariadne (2021a), BMWi (2021a), dena (2021), Forschungszentrum Jülich (2021a).

© BBH, 2023

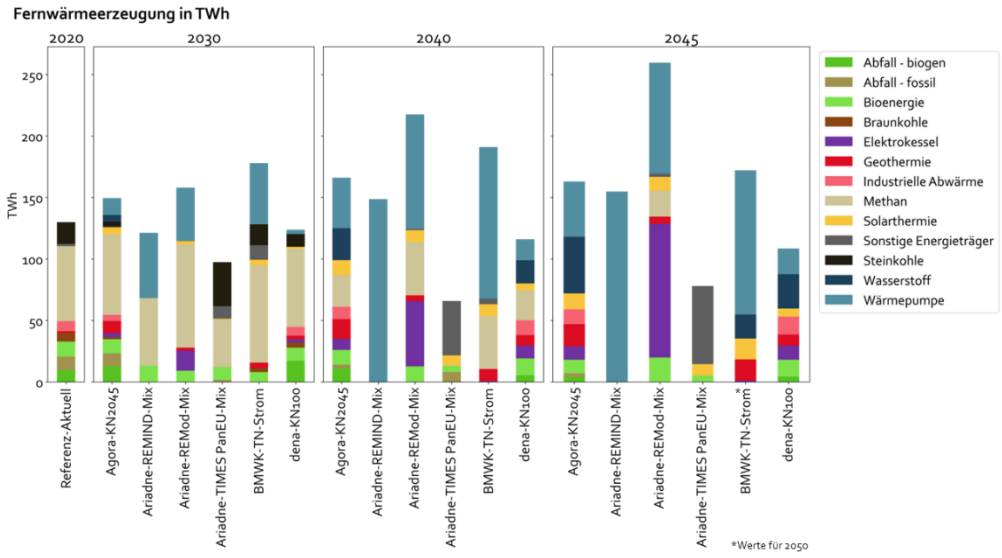

Abbildung 4: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung bis 2045 [44, 45]

b) Ergebnisse der Bottom-Up-Studie der Fraunhofer-Institute ISE und IEE zu Pfadoptionen der Dekarbonisierung des Wärmesektors

Zu dem Ergebnis, dass eine klimaneutrale Wärmeversorgung bis 2045 nur durch den Einsatz eines Energieträgermix, mit einem Schwerpunkt auf dem Einsatz von Wärmepumpen, erreicht werden kann, kommt – mit einem anderen Ansatz als die hier vorrangig einbezogenen Studien – auch die „Bottom-Up-Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors" der Fraunhofer-Institute ISE und IEE, die im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats erstellt wurde.[46]

Die Studie zeigt Optionen für die effiziente Dekarbonisierung des Wärmesektors und Erkenntnisse für die kommunale Wärmeplanung auf. Der Bottom-Up-Ansatz der Studie berücksichtigt, praxisnah, die regionalen und lokalen Unterschiede in der Gebäude- und Prozesswärme in vier unterschiedlich ausgeprägten Versorgungsgebieten (urban/nicht-industriell; urban/industriell; ländlich/nicht-industriell, ländlich/industriell).

---

44 „Methan" meint hier Erdgas und/oder synthetisches Methan.

45 Darstellung BBH/BBHC; Datenbasis: Agora (2021), Ariadne (2021a), BMWi (2021a), dena (2021), Forschungszentrum Jülich (2021a).

46 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE et al., Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors, 08.12.2022.

Die Studie hält als weiteres wesentliches Ergebnis fest, dass die Wärmeversorgung von einer Vielfalt von (lokalen) Kombinationsmöglichkeiten geprägt sein wird, wobei der jeweilige konkrete Anteil des Energieträgers ganz wesentlich von den jeweiligen Kosten und der lokalen Verfügbarkeit abhänge.[47] Daraus werden unter anderem die Ableitungen gezogen, dass die Wärmetransformationspfade alle möglichen Lösungsoptionen beinhalten müssten und bei der Einführung von – für unbedingt notwendig erachteten – kommunalen Wärmeplänen zum jetzigen Zeitpunkt keine Technologieoptionen ausgeschlossen werden sollten.[48]

4) Wasserstoffbedarf

Alle untersuchten Studien sehen in allen Transformationspfaden einen signifikanten Anstieg des Wasserstoffbedarfs zwischen den Jahren 2030 und 2045. Der Einsatzbereich liegt dabei weniger in der Wärmeversorgung von Gebäuden, sondern vor allem in der Energiewirtschaft, hier insbesondere bei Gaskraftwerken und KWK-Anlagen, sowie in der Industrie, hier überwiegend zur stofflichen Nutzung und Bereitstellung von Wärme auf einem hohen Temperaturniveau.[49]

Bezüglich des dezentralen Einsatzes im Gebäudesektor unterscheiden sich die Ergebnisse der Studien stark. In nur einem Transformationspfad, nämlich dena-KN100, ist der Einsatz einer relevanten Menge an Wasserstoff vorgesehen.[50] Dieser geht davon aus, dass zunächst eine Beimischung von Wasserstoff in die Gasverteilnetze erfolgt, ab 2045 sodann eine Verteilung von Wasserstoff durch die Umstellung eines Teils der Erdgasverteilnetze.[51]

[47] Fraunhofer ISI, Bottom-Up Studie, Kurzfassung, S. 4, 8.
[48] Fraunhofer ebd., S. 8 f.
[49] Abbildung 5.
[50] Abbildung 5.
[51] dena, Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, Abschlussbericht, S. 184.

© BBH, 2023

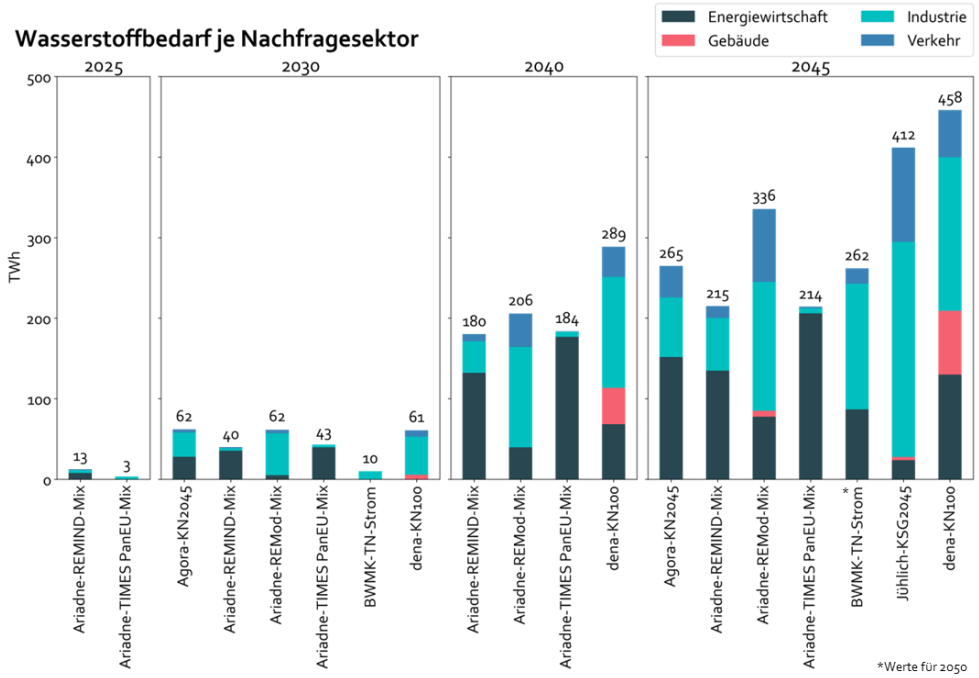

Abbildung 5: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs bis 2045[52]

5) Einsatz von Gasen (gasförmigen Energieträgern) in den unterschiedlichen Sektoren

Insgesamt lässt sich über die Nachfragebereiche hinweg kein einheitliches Bild des zukünftigen Einsatzes von Gasen (Erdgas, Wasserstoff, synthetisches Methan) zeichnen.

In allen Transformationspfaden sehen die untersuchten Studien jedenfalls einen Ersatz von Erdgas durch klimaneutrale Gase vor, der verstärkt ab 2030 (bis 2045 bzw. 2050) erfolgt.[53]

[52] Darstellung BBH/BBHC; Datenbasis: Agora (2021), Ariadne (2021a), BMWi (2021a), dena (2021), Forschungszentrum Jülich (2021a).

[53] Abbildung 1, 3 und 4.

© BBH, 2023

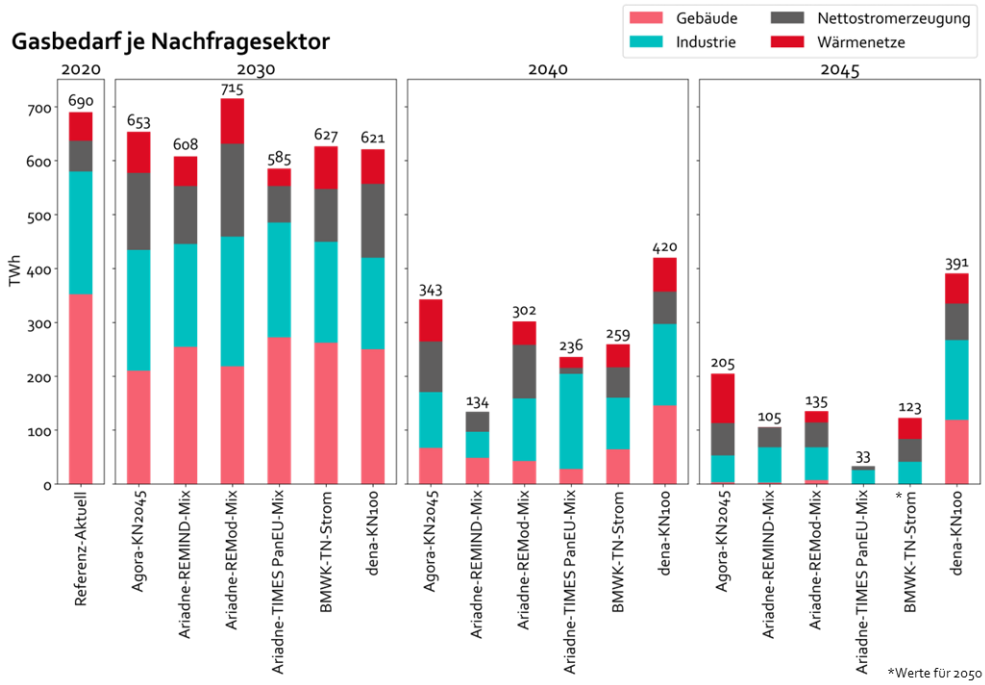

Abbildung 6: Gaseinsatz pro Nachfragesektor und Einsatzgebiet[54, 55]

Mit Blick auf die Anteile in der Stromerzeugung sehen die untersuchten Studien[56] einen zunächst steigenden Einsatz von Gasen. Ab 2030 ist er rückläufig, im Jahr 2045 erreicht er wieder in etwa das Niveau des Jahres 2020, wobei hier die Erzeugung aus Erdgas keine Rolle mehr spielt.[57]

In der Industrie und in den Wärmenetzen ist der Einsatz von Gasen tendenziell etwas rückläufig, Gase tragen aber weiterhin wesentlich zur Energieversorgung in diesen Bereichen bei.

Bei der dezentralen Wärmeversorgung im Gebäudebereich sehen alle Untersuchungen bis auf eine vor, dass 2045 kein nennenswerter Anteil Wasserstoff, Erdgas

54 „Gas" meint hier Methan und/oder synthetisches Methan.

55 Darstellung BBH/BBHC; Datenbasis: Agora (2021), Ariadne (2021a), BMWi (2021a), dena (2021), Forschungszentrum Jülich (2021a).

56 Vgl. den Hinweis auf S. 16: Die Studien beziehen nicht die energiewirtschaftlichen und -politischen Auswirkungen des Ukraine-Kriegs ab Februar 2022 ein. Diese lassen sich seriös zum jetzigen Zeitpunkt kaum abschätzen. Tendenziell dürfte die Nachfrage von Gasen, insb. durch eine geringe Nachfrage nach Erdgas, im Vergleich zu den Studienergebnissen geringer sein.

57 Abbildung 1.

© BBH, 2023

und/oder synthetisches Methan mehr eingesetzt wird. In diesem Transformationspfad erfolgt eine gasbasierte Wärmeversorgung größtenteils durch Wasserstoff.[58]

Die Fraunhofer Bottom-Up-Studie kommt zu dem Ergebnis, dass der Einsatz von Wasserstoff in der Industrie und Energiewirtschaft nötig sein wird, um die Dekarbonisierung abzusichern. In der Wärmeversorgung im Gebäudebereich sieht diese Studie ein Einsatzpotenzial von Wasserstoff, da dieser die Optionen privater Haushalte erweitern könne, sofern die Marktentwicklung (Hochlauf des Erzeugungsmarktes, vorausschauender Auf- und Ausbau der Infrastrukturen) zu niedrigen Wasserstoffendkundenpreisen führe.[59]

II. Abgeleitete Szenarien

Die Auswertung der Studien zeigt, dass eine eindeutige Prognose hinsichtlich der Funktion und des Stellenwertes von leitungsgebundenem Transport und Verteilung von Gasen im Jahr 2045 kaum seriös möglich ist.

Deutlich wird allerdings, dass diese vor einem tiefgreifenden Wandel stehen, insbesondere aufgrund des abnehmenden Stellenwerts des Erdgas-Einsatzes, hier vor allem auch mit Blick auf die energiewirtschaftlichen und -politischen Folgen des Ukraine-Kriegs seit Februar 2022 und die Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes 2023[60]. Deutlich wird zudem der entscheidende Stellenwert der regional unterschiedlichen Voraussetzungen bzw. des Stellenwerts der kommunalen Ebene sowie dass, in zeitlicher Hinsicht, mit einer Übergangsphase bis 2030, mit einer erheblichen Dynamisierung der Transformation zu rechnen ist.

Konsequent sind daher ein Planungsrahmen und regulatorischer Rahmen, die eine relativ große Bandbreite wirtschaftlich tragfähiger Geschäftsmodelle unter ebenfalls unterschiedlich denkbaren Kontextbedingungen ermöglichen und damit die Funktionsveränderungen anreizen und gestalten.[61]

Im Folgenden werden vier Varianten unterschieden, wovon die ersten drei einheitliche Nutzungen des Netzes unterstellen und die vierte Variante die Mischform darstellt, in der die ersten drei Varianten jeweils mit Blick auf einzelne Netz-Assets vorkommen können. Die Aufteilung der ersten drei Varianten erfolgt primär mit Blick auf die Nutzung der Netze, unterscheidet die Nutzungen aber nach den technischen und auch regulatorischen Voraussetzungen. Vereinfacht stellen Varianten A bis C

[58] Abbildung 3, dena, Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, S. 19.
[59] Fraunhofer, Bottom-Up Studie, Kurzfassung, S. 9.
[60] Stand des Kabinettsentwurfs vom 19.04.2023.
[61] Zu den letztlich abgeleiteten Forderungen siehe Teil 4B.

die Nicht-, Anders- und Weiternutzung des Gasnetzes in seiner grundsätzlichen heutigen Form dar.

1) Variante A: Einfaches Reduzieren der Versorgungsfunktion des Gasnetzes

In dieser Variante wird davon ausgegangen, dass das Gasnetz (und hier insbesondere die Verteilnetze) größtenteils nicht mehr dazu genutzt wird, Endkunden mit Methan zu versorgen. Daraus ergeben sich Fragen hinsichtlich anderweitiger Nutzungsmöglichkeiten, der Stilllegung und ggf. des Rückbaus.

Eine Untervariante dieser Variante ist, dass die Versorgungsfunktion des jetzigen Erdgasnetzes teilweise reduziert wird, eine Stilllegung und ggf. ein Rückbau entsprechend teilweise erfolgt und im Übrigen eine Umwidmung erfolgen müsste, um die bestehende Infrastruktur z. B. für klimaneutrale Gase zu nutzen.

Mit Blick auf die Mehrheit der dargestellten Transformationspfade erscheint diese Variante als recht wahrscheinlich, da sie den, auch nach Einsatzbereichen differenzierten, Mix aus Energieträgern abbildet. Auch eine Auswertung der aktuellen Infrastrukturplanungen in der Energiewirtschaft, etwa der Gasnetzentwicklungspläne, deutet in diese Richtung.[62]

Beispielsweise würde eine Umstellung (also ein Überführen des Netzes bzw. von Netz-Assets in Variante B) insbesondere dort erfolgen, wo das jetzige Gasnetz industrielle Zentren versorgt, KWK-Anlagen zur Wärmeversorgung speist und speisen wird sowie für die dezentrale Wärmeversorgung dort genutzt wird, wo eine strom- oder anderweitige Versorgung, etwa aufgrund zu geringer Sanierungsquoten, nicht sinnvoll ist. Das Fernleitungsnetz würde eher umgewidmet als der größte Teil der Verteilnetze. Diese würden in einem solchen Szenario großflächig ihre Versorgungsfunktion verlieren, insbesondere dort, wo das Gasnetz bislang eine dezentrale Wärmeversorgung von Gebäuden übernimmt. Da sich – auch bei einer Bottom-Up-Betrachtung unterschiedlicher Versorgungsgebiete – der wahrscheinlichste Transformationspfad der Wärmeversorgung heute noch nicht sicher voraussagen lässt und alle Transformationspfade nur einen schrittweisen Ausstieg aus fossilen Energieträgern vorsehen, kann in dieser Variante das Gasnetz allerdings die Funktion der Versorgungssicherheit jedenfalls so lange übernehmen, bis eine alternative Versorgung gewährleistet ist (temporäre Variante C). Insbesondere mit Blick darauf, dass

[62] *Umweltbundesamt* (Hrsg.): Abschlussbericht Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz, Februar 2023, S. 26.

die Wärmewende nach allen untersuchten Studien entscheidend durch einen Energieträgermix gekennzeichnet und zudem stark an den lokal verfügbaren Wärmequellen ausgerichtet sein wird, würde in dieser Variante C (dazu gleich mehr) Gas zur Ergänzung anderer Energieträger (etwa zur Spitzenlastdeckung) zum Einsatz kommen. Entsprechend des hierfür lokal festgestellten Bedarfs würden umgewidmete Verteil- und Fernleitungsnetze benötigt und zum Erhalt dieser Option auch zunächst vorgehalten werden müssen.

An den regulatorischen Rahmen stellt die Variante A Herausforderungen. Einerseits müsste der Stilllegung und dem Rückbau, etwa durch die Ermöglichung von Rückstellungsbildung oder zur Vermeidung von verlorenen Investitionen, beispielsweise durch die Verkürzung der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern, im Rahmen der Anreizregulierung Rechnung getragen werden. Andererseits müssten die Voraussetzungen für Umwidmungen, ggf. bis auf die Ebene der Endkundengeräte, geschaffen werden. Es stellen sich mit Blick auf eine parallele Außerbetriebnahme des Gasnetzes und Ausbau des Wärmenetzes sowie die Auswirkungen des Ukraine-Kriegs auf zu beobachtende, tendenziell rückläufige Gasnetzanschlussbegehren zudem Fragen der Gasnetzanschlussverpflichtung (§§ 17, 18 Energiewirtschaftsgesetz,[63] EnWG). Auch mit Blick auf die Funktion der Versorgungssicherheit, die eng mit der Verpflichtung zur Gewährleistung der Daseinsvorsorge zusammenhängt, müssen in dieser Variante praktische und rechtliche Lösungen gefunden werden. Etwa der Ausgleich der Anschlusspflicht an das Gasverteilnetz mit dem Bestehen eines Anschluss- und Benutzungszwangs für Fernwärme wird für diese Variante näher zu untersuchen sein. Mit Blick auf die auch regional unterschiedlichen Funktionen ist näher zu untersuchen, inwieweit dies durch eine (kommunale) Wärmeplanung vor Ort und einen dezentralen und/oder für die Verteil- und Fernleitungsnetzebene unterschiedlichen Rechtsrahmen gewährleistet und angereizt werden kann.

Mit Blick auf die Unterscheidungsfähigkeit im Rahmen der Untersuchung soll aber im Folgenden die extremere Untervariante einer kompletten Reduzierung der Versorgungsfunktion des Gasnetzes, ggf. verbunden mit einem flächendeckenden Rückbau bzw. einer umfassenden Stilllegung, betrachtet werden. Mit Blick darauf, dass nach allen untersuchten Studien klimaneutralen Gasen jedenfalls in der Industrie und der Energiewirtschaft eine bedeutende Rolle zukommen wird, erscheint diese Alternative als kaum wahrscheinlich, ermöglicht aber den geschärften Blick auf die in regulatorischer Hinsicht notwendigen Änderungen an dem Rechtsrahmen zur Ermöglichung und Anreizung von Stilllegungen und ggf. Rückbau oder zur Ver-

[63] Energiewirtschaftsgesetz, EnWG v. 07.07.2005 (BGBl. I, 1970), zuletzt geändert durch BGBl. I 2022, 1325.

© BBH, 2023

meidung von verlorenen Investitionen, etwa durch die – auch jüngst durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) in den Blick genommene[64] – Verkürzung der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern.

2) Variante B: Gasnetz verändert seine Funktion primär mit Fokus auf Sektorenkopplung, Flexibilität und Systemstabilität oder für den Transport von Wasserstoff

Die Variante B besteht darin, dass das Gasnetz zwar nicht mehr für den klassischen Transport von Methan für Endkunden genutzt wird, aber in anderer Form weiterhin genutzt/benötigt wird. Die in den oben betrachteten Studien abgebildeten Transformationspfade sprechen für die Möglichkeit, dass ein künftiges Gasnetz vor allem der Kopplung/Integration verschiedener Wärmesysteme durch umgewidmete Gasnetze (Sektorenkopplung), einer flexiblen Wärmeversorgung, dem Erhalt möglichst vieler Optionen vor Ort und der Systemstabilität bzw. resilienten Wärmeversorgung dient. Nur die anderweitig nicht benötigen Teile des Netzes würden stillgelegt bzw. rückgebaut. Einige bereits angestoßene Projekte für zukünftige bislang erdgasbasierte Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft, etwa HH2E, deuten in diese Richtung.

Erstens wäre in der Sektorenkopplung die Funktion des Gas(verteil-)netzes etwa, lokale KWK-Anlagen mit Wasserstoff zu versorgen, welcher aus Spitzenlaststrom gewonnen wird. Dies könnte auch eine Übergangsfunktion sein, bis etwa ausreichende Stromspeicherkapazitäten vorhanden sind, um so Versorgungssicherheit herzustellen.

Zweitens würde das Gasnetz den Hochlauf des Wasserstoffmarktes unterstützen können, was in zunehmenden Umwidmungen zum Ausdruck käme. Hier würde auch das internationale Transportnetz eine besondere Rolle spielen, da es als H2-Backbone als Verbindung zwischen (regionaler) Nachfrage und Angebotsschwerpunkten dienen würde. In einer Studie[65] wird die Entwicklung der Gasinfrastruktur mit Blick auf den Wasserstofftransport detailliert untersucht. Nach dieser Untersuchung nimmt der Bedarf für den Verteil- und Fernleitungstransport von Methan insgesamt ab. Um den Bedarf an Wasserstoff zu decken, wird ab dem Jahr 2030 ein Wasserstoff-Backbonenetz mit ca. 4.900 km Länge erforderlich sein. Ab dem Jahr 2040 wird eine erweitertes Wasserstoffnetz mit ca. 7.200 km Länge benötigt; im Vergleich zu aktuell bestehenden 500.000 km Verteilnetzlänge. Mit der daher nötigen

[64] *BNetzA*, Entwurf einer Festlegung betreffend der kalkulatorischen Nutzungsdauern v. 13.07.2022 - BK9-22-614.

[65] BMWK (2021).

Stilllegung des verbleibenden Erdgasnetzes auf Fernleitungsnetzebene wird in dieser Studie bis zum Jahr 2050 gerechnet.[66] Ähnliches gilt für die Verteilnetzebene, auch hier wird von einer Stilllegung des gesamten Erdgasverteilnetzes bis zum Jahr 2050 ausgegangen.

Ausgehend von den übrigen untersuchten Studien, die die Einsatzbereiche von Wasserstoff ebenfalls vor allem in der Energiewirtschaft, der Industrie und beim Verkehr sehen,[67] ist der Aufbau eines Wasserstoffnetzes vorrangig zum Transport zwischen Importterminals und Elektrolysestandorten an Ost- und Nordsee sowie den Industriezentren notwendig. Hierfür eigneten sich überwiegend eine Umwidmung bestehender Erdgasleitungen und ein minimaler Neubau.

Die Umwidmung des Verteilnetzes auf Wasserstoff käme, mit Blick auf die dargestellten Transformationspfade, zunächst vor allem im Bereich der energieintensiven Industrie in Betracht. Da jedenfalls ein Transformationspfad vorsieht, dass Wasserstoff auch in der dezentralen Wärmeversorgung von Gebäuden zum Einsatz kommt, sollte auch die Umwidmung eines großen Teils der Verteilnetze nicht unberücksichtigt bleiben. Wie dies praktisch angegangen werden kann, bearbeitet die „Initiative H2vorOrt" im DVGW, die einen Leitfaden zum Thema „Gasnetzgebietstransformationsplan" erarbeitet hat.[68] Praktische Fragen der Umwidmung speziell von Erdgas- zu Wasserstoffspeichern hat eine jüngst erschienene Studie „Wasserstoff speichern – so viel ist sicher" untersucht.[69] Die Verfügbarkeit von ausreichend Wasserstoff vorausgesetzt, wäre also auch die Nutzung des Verteilnetzes für H2-basierte Wärmeversorgung ein Anwendungsfall von Variante B.

Drittens ist es denkbar, das heutige Erdgasnetz in Teilen als „Resilienzreserve" zu erhalten. Diese bestünde aus den Teilen des Erdgasnetzes, welche zwar außer Betrieb genommen, jedoch weder umgenutzt noch zurückgebaut werden. Stattdessen würden die Leitungen in einen „Überwinterungsmodus" versetzt werden, um sie

---

66 Gemäß der Studie des BMWK verursachen die Stilllegungen und H2-Ertüchtigung Kosten i. H. v. 500–1.000 Mio. €/a (Annuität der Stilllegung beträgt 154 Mio./a).

67 Abbildung 5; zu einem ähnlichen Ergebnis kommt auch die jüngst veröffentlichte Meta-Studie „Future hydrogen demand: A cross-sectoral, global meta-analysis", die Studien zu dem weltweiten Wasserstoffbedarf untersucht hat und danach in Europa eine insbesondere im Verkehrs- und Schifffahrtssektor steigende Nachfrage prognostiziert; Fraunhofer ISI (Hrsg.): Future hydrogen demand: A cross-sectoral, multiregional meta-analysis. HYPAT Working Paper, 04/2022.

68 DVGW/VKU, Leitfaden Gasnetzgebietstransformationsplan 2022.

69 DVGW u. a. (Hrsg.): Wasserstoff speichern – so viel ist sicher. Transformationspfade für Gasspeicher, 06/2022.

© BBH, 2023

verwenden zu können, falls eine molekülgestützte Energieversorgungsoption zukünftig benötigt werden sollte.[70] Die dahinterstehende Logik ist, dass eine reaktivierbare Option die Resilienz des Gesamtsystems verstärkt, während die Kosten der „Überwinterung" und „Reaktivierung" deutlich niedriger lägen als der Neubau einer vergleichbaren leitungsgebundenen Infrastruktur in der Zukunft.

In dieser Variante B müsste der regulatorische Rahmen sowohl für eine – nach allen untersuchten Studien kommunal und regional ausgerichtete – Sektorenkopplung weiterentwickelt werden und demnach insbesondere die Schnittstellen der Versorgungssysteme gestalten und anreizen. Zudem müsste der regulatorische Rahmen vor allem die Umwidmung anreizen und gestalten. Hier wären demnach etwa Anpassungen bei der Gestaltung, insbesondere diskutierten Entflechtung des Wasserstoffmarktes näher zu untersuchen, welche auch der Existenz einer Wasserstoffverteilnetzebene Rechnung tragen müsste.

Für nicht mehr benötigte Teile gilt das Szenario von Variante A.

3) Variante C: Gasnetz bleibt grundsätzlich in der Versorgungsfunktion mit Methan bestehen

Eine weitere Variante ist, dass das Gasnetz grundsätzlich in seiner Versorgungsfunktion bestehen bleibt. In dieser Variante C können über das Netz weiterhin alle Gase, die im Wesentlichen keine technischen Anpassungen des Netzes oder der Verbrauchsanlagen bedingen würden (wie z. B. beim Umstellen auf reinen Wasserstoff), transportiert und verteilt werden: Erdgas, Gemische von Erdgas und Wasserstoff oder perspektivisch klimaneutrale Gase wie Biomethan oder methanisierter Wasserstoff.[71] Diese Variante beinhaltet auch z. B. die Nutzung von hybriden Heizungssystemen bei Endverbrauchern. Das Gasnetz böte für diese eine Absicherung für besonders kalte Temperaturen, wenn die ansonsten verbaute Technik nicht ausreicht.

---

[70] Die Umstellung eines Gasnetzes auf eine reine Resilienzfunktion würde einen angepassten Konzessionsvertrag bedingen. Sollte nach Auslaufen der Konzession kein Bewerber für das Resilienzgasnetz vorhanden sein, ist es vorstellbar, dass die Kommune allein oder als Zweckverband die Aufgabe des Resilienzbetriebes gleichsam im Wege der Ersatzvornahme selbst übernimmt und dazu einen geeigneten Betriebsführer beauftragt.

[71] Bei wechselnden Typen von Gasen und einer volatilen Wasserstoffbeimischung wäre zu bedenken, dass dies eine Auswirkung auf die sog. 2 %-Grenze haben könnte, vgl. *Götze*, Wasserstoffwirkung auf die Gaszählung. Untersuchung des Verhaltens und der Eichgültigkeit von häuslichen und gewerblichen Gaszählern bei hohen, volatilen Wasserstoffmengen im Erdgas, Freiburg 2020. Hier wäre ggf. eine Anpassung des Eichrechts zu bedenken.

In der Realität würde dieses Szenario nicht nur räumliche, sondern auch zeitliche Differenzierungen bedingen.

Zunächst ist es sehr wahrscheinlich, dass ein funktionierendes (im Wesentlichen methanbasiertes) Gasnetz mit vielen darauf angewiesenen Verbraucher*innen nicht von heute auf morgen stillgelegt wird. Solange nicht ausreichend Wärmepumpen und eine ausreichende Sanierungsquote vorhanden sind, werden Gasnetze vermutlich in fast jeder Konstellation benötigt werden – ggf. aber auch mit einem Ausstiegsdatum versehen.

Sodann ist es aber auch denkbar, dass ein (methanbasiertes) Gasnetz weiter genutzt wird, bis der durch die Gutachten beschriebene Optionsraum sich stärker verengt hat, man also eine gut informierte Entscheidung über eine künftige Gas-/Wärmeversorgung treffen kann. Denn es wäre fahrlässig, ein bestehendes Gasnetz gegebenenfalls zurückzubauen, wenn kurz darauf festgestellt würde, dass ausreichend klimaneutrale Gase (methan- oder wasserstoffbasiert) zur Verfügung stünden, sodass ein Weiterbetrieb bzw. eine Umnutzung als Wasserstoffleitung ökonomisch sinnvoll ist. Die wirtschaftliche Vernunft gebietet es in diesem Szenario daher, aufgrund der bereits im bestehenden Gasnetz realisierten Werte (und sehr hoher Wiedererrichtungskosten) so lange wie möglich zuzuwarten, ohne die im vorlaufenden Abschnitt definierten Ziele dadurch einzuschränken. Dieser letzte Gedanke ist entscheidend, weil das Szenario nicht dazu verleiten soll, unter Verweis auf kontrafaktische Hoffnungen bereits erkennbar notwendige Maßnahmen zu unterlassen.

4) Mischung aus den Szenarien A bis C mit nicht vorgegebenem Verhältnis

Mit Blick auf die nach aktuellem Stand nur in ihren wesentlichen Grundzügen vorauszusehende Wärmewende erscheint es sehr wahrscheinlich, dass bei einem Netz die Elemente der vorgestellten Szenarien A bis C kombiniert werden. Und ebenfalls ist es sehr wahrscheinlich, dass sich die Kombination im Zeitablauf deutlich verändert. So wird man erwarten, dass die Aufgabe der Wärmeversorgung auch bei geeigneten Verbraucher*innen nur nach und nach auf Wärmepumpen und ähnliche Systeme umgestellt werden kann. Allein die Verfügbarkeit von Gerätetechnik und Fachkräften wird dafür sorgen. Zugleich wird auch in den nächsten Jahren das Zuwarten auf die tatsächlich verfügbaren Systemlösungen noch andauern, bis für jedes Netz entschieden werden wird, wie dessen Schicksal aussieht.

Aufgrund der regionalen Unterschiedlichkeiten und der Zweckmäßigkeit eines regionalen, kommunalen Ansatzes in der Wärmewende kombiniert eine solche Mischung Anforderungen an die zukünftige Regulatorik wie die zuvor genannten Varianten. Insbesondere wäre die Ausgestaltung einer deutschlandweit kommunalen

Wärmeplanung, die eine zentrale Leitfunktion auch bei der Netzplanung einnimmt, zu untersuchen.

5) Zwischenfazit

Abstrakt kann man für die (methanführenden) Gasnetze drei grobe Szenarien aufstellen, die aber als idealisierte Typen so in der Realität nicht sortenrein jemals vorkommen werden. Denn weder wird ein heutiges Erdgasnetz künftig komplett stillgelegt noch komplett umgewidmet oder komplett weitergeführt. Daher ist es realistisch, diese Szenarien in einem Mischszenario auf jedes Netzgebiet Strang für Strang herunterzubrechen. Dabei ist zusätzlich zu beachten, dass in der Realität das Wissen um das Schicksal auch nur eines einzelnen Netzstrangs nicht sofort da sein kann. Deshalb wird ein anfänglich großer und später schrumpfender Anteil der Netz-Assets zunächst in temporärer Nutzung sein und nach und nach dann entweder stillgelegt, umgewidmet oder gesichert fortgeführt werden, also in die Varianten A bis C aufgeteilt werden.

C. Fragestellung: Welche rechtlichen und regulatorischen Anpassungen müssen gemacht werden, um die politischen Ziele unter Berücksichtigung der verschiedenen Szenarien optimal umzusetzen?

Mit dem absehbaren Ausstieg aus der Nutzung fossiler Brennstoffe muss jeder Netzbetreiber eine umfassende Strategie hinsichtlich des Dekarbonisierungsprozesses erarbeiten, um seine langfristige Wirtschaftlichkeit zu sichern.

Ein koordinierter Ausbau der Wärmenetze in Kombination mit den anderen Sektoren birgt das Potenzial zur Reduzierung des Gesamtmittelbedarfes und des Endenergieverbrauchs. Dafür bedarf es jedoch möglichst großer Sicherheit, um die langfristige Finanzierung der transformationsbedingten Investitionen abzusichern. Dazu gehört natürlich auch ein passender Regelungsrahmen.

Daraus ergibt sich die studienleitende Fragestellung für die nun folgenden Teile 3 und 4 dieser Ausarbeitung:

> *Welche rechtlichen und regulatorischen Anpassungen müssten gemacht werden, um die gerade skizzierten politischen Ziele unter Berücksichtigung der verschiedenen (und kombinierbaren) Szenarien optimal umzusetzen?*

© BBH, 2023

D. Zwischenfazit

Für die Zukunft der Energieversorgung dürfte das übergeordnete Ziel nicht umstritten sein: Allgemein besteht der Wunsch nach einer klimafreundlichen, sicheren und bezahlbaren Lösung dieses elementaren Bedürfnisses. Abgeleitet für die Gegenwart ergibt sich aus diesen großen Zielen, dass wir uns dringend um die Wärmewende und die Nutzung von Wasserstoff kümmern müssen. Wir müssen aber auch die Systemintegration und Resilienz der Energieversorgung mitbedenken und sicherstellen, dass am Ende weder die Nutzer noch Anbieter finanziell so überfordert sind, dass entweder die Versorgungssicherheit oder der soziale Frieden gefährdet ist.

Wie diese Entwicklung aussehen kann, ist Gegenstand vieler Studien in den letzten Jahren geworden. Auch wenn einige Grundentwicklungen ähnlich vorhergesagt werden, zeigen die Studien aber eine große Bandbreite von Möglichkeiten, die von Stilllegung und ggf. Rückbau von Gasnetzen über eine Umwandlung der Netze bis zu einem Fortbetrieb reichen könnte.

Anstatt eine konkrete Erwartung für die zukünftige Entwicklung zu postulieren, nimmt die vorliegende Studie die Unsicherheit ernst und fragt daher, wie damit regulatorisch umgegangen werden muss, dass Transformation in irgendeiner Form zwar unabdingbar ist, ihre Ausgestaltung aber – ohne Kristallkugel – noch nicht feststeht.

Teil 3 Bewertung der Szenarien

Im Teil 3 werden die Szenarien bewertet, indem herausgearbeitet wird, unter welchen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen der Gasnetzbetrieb steht und wie die Aussichten der Szenarien unter Beachtung dieser Rahmenbedingungen zu bewerten sind. Vorab wird als Vorfrage (unter A.) noch untersucht, inwiefern eine kommunale Energie-/Wärmeleitplanung als regulatorischer Anknüpfungspunkt dienen kann.

A. Vorfrage: Örtliche Planung als Steuerungsgröße und regulatorischer Anknüpfungspunkt

Das übergreifende Ziel ist gesetzt: Klimaneutralität im Jahr 2045. Auch für die Länder, Landkreise und Gemeinden ist (spätestens)[72] diese Zielvorgabe verpflichtend

[72] Neben dem deutschlandweit gesetzten Ziel, vgl. bereits Punkt Teil 2A.I.1), sind auch dezentrale Zielsetzungen relevant, wie etwa verschärfte Eigen-Verpflichtungen von Ländern (Bayern: 2040, vgl. die Erklärung des MP v. 21.07.2021 zur Ankündigung des bayrischen Klimaschutzgesetzes, BayKlimaG) oder von Kommunen (bis zu 2030) zu früherer Treibhausgasneutralität, die teils auch nur bereichs- oder gebietsbezogen sind (z. B. nur

und muss bei der örtlichen Planung mitberücksichtigt werden. Im Gegensatz zum übergeordneten, einheitlichen Ziel der Klimaneutralität muss die konkrete Umsetzung vor Ort die individuellen, (über-)örtlichen Gegebenheiten mitdenken, um bestmögliche Ergebnisse zu erzielen. Begreift man die individuellen Verhältnisse in den Kommunen als das Fundament, auf das der regulatorische Überbau aufsetzen kann, so erschließt sich die Notwendigkeit einer detaillierten Planung, die für die Gas- und Wärmeerzeugung sowie den Transport vor Ort wichtige Informationen liefert.

I. Kommunale Energie-/Wärmeleitplanung ist sinnhaft

Erst anhand einer genauen Untersuchung der momentanen und jeweiligen Lage kann der lokale Netzbetreiber für die Zukunft feststellen, welche Gas- und/oder Wärmenetze in der Zukunft noch benötigt werden, um Industrie und Handel oder auch Private weiter zu versorgen, und welche Netzabschnitte kurz-, mittel- oder auch langfristig stillgelegt oder einer anderen Verwendung, wie dem Transport von Wasserstoff, zugeführt werden müssen. Die Bestandsaufnahme, auf der eine Prognose für die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebes der vorhandenen Netze erstellt werden kann, ist unabdingbare Voraussetzung dafür, dass der Netzbetreiber und die Kommune vor Ort eindeutig identifizieren können, an welchen Stellen Investitionsbedarf in die Netze besteht. Nur so kann abgeschätzt werden, wo eine Weiterbelieferung mit Gas und/oder Wasserstoff bis zu einem bestimmten Zeitpunkt nötig ist, wo eine solche auch nach 2045 noch sinnhaft sein wird und an welchen Orten in der Gemeinde bzw. im Netzgebiet alternative Lösungen für eine klimaneutrale Energie- und Wärmeversorgung sowie -erzeugung gefunden werden müssen.

Erst die genaue Planung erlaubt es den dem Gemeinwohl verpflichteten Kommunen, die verfügbaren (Investitions-)Mittel zielgenau einzusetzen bzw. im Rahmen ihrer Kompetenzen mitzulenken, sodass die Ziele des Klimaschutzgesetzes vor Ort erreicht werden können. Ohne die genaue Planung und Analyse besteht die Gefahr, dass sich einzelne Maßnahmen – so gut sie auch sein mögen – im Flickenteppich der Gesamtsituation verlieren. Das entspricht der aktuellen Situation, in der Energiever-

für die öffentliche Verwaltung, bestimmte Stadtviertel). Interessant hierzu die Erkenntnisse einer Masterarbeit v. *Evelina Stober*, abrufbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2022-08-24_cc_38-2022_kommunale-konzepte-erreichung-treibhausgasneutralitaet-2045_bf.pdf (letzter Aufruf 05.06.2023).

© BBH, 2023

sorgungsunternehmen, Privatpersonen und Gemeinden losgelöst voneinander Investitionsentscheidungen treffen, die nicht aufeinander abgestimmt werden.[73] Etwaige Synergieeffekte werden ohne genaue Planung erst gar nicht erkannt oder nur teilweise genutzt. Kommunale Leitplanungen hingegen würden Koordinationsverluste vermeiden und durch ihren integrativen Ansatz die bisherigen Grenzen getrennter Systeme überwinden. Auf dieser Basis wird es erst möglich, das Ziel klar zu benennen („dieses Gebäude muss warm sein") und die volkswirtschaftlich optimierte Lösung dafür zu ermitteln und vorzugeben.

Es ist also nicht nur aus kommunaler Sicht entscheidend, dass ein Gesamtüberblick über die Lage besteht, sondern auch für die ansässigen Unternehmen. Das betrifft nicht nur die Netzbetreiber und andere Firmen aus der Energiebranche, sondern mittelbar jedes Unternehmen, welches Energie oder Wärme benötigt, um wirtschaftliche Aktivität am Markt entfalten zu können.

II. Rechtlich verbindliche kommunale Energie-/Wärmeleitplanung

Um als regulatorischer Anknüpfungspunkt im Sinne dieser Studie funktionieren zu können, muss die kommunale Energie-/Wärmeleitplanung rechtlich verbindlich sein. Diese ist teilweise schon auf Bundeslandebene der Fall, wird aber aktuell für ganz Deutschland geplant.

1) Status quo der rechtlichen Verbindlichkeit

In Bezug auf die heute rechtliche Verbindlichkeit ist zwischen Ländern mit eigener Regelung und dem allgemeinen Instrumentarium des öffentlichen Planungs- und Baurechts zu unterscheiden.

Die beiden Vorreiterländer Baden-Württemberg[74] und Schleswig-Holstein[75] haben die kommunale Wärmeleitplanung gesetzlich geregelt. Andere Bundesländer wie

---

[73] *Dunkelberg,* Urbane Wärmewende – Partizipative Transformation von gekoppelten Infrastrukturen mit dem Fokus auf die Wärmeversorgung am Beispiel Berlin, Abschlussbericht, Berlin 2020.

[74] §§ 7c, 7d Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg regeln nach der ersten Novelle des Gesetzes aus dem Jahr 2020 m.W.v. 24.10.2020 die kommunale Wärmeplanung und verpflichten Stadtkreise und Große Kreisstädte zur Erstellung eines kommunalen Wärmeplans bis zum 31.12.2023.

[75] § 7 Energiewende- und Klimaschutzgesetz Schleswig-Holstein sieht seit Dezember 2021 eine kommunale Wärme- und Kälteplanung vor. Nach § 7 Absatz 2 des Gesetzes sind Mittel- und Oberzentren, Unterzentren mit Teilfunktion von Mittelzentren sowie den Unterzentren und Stadtrandkernen 1. Ordnung zur Planung verpflichtet.

z. B. Niedersachsen[76] haben noch keine gesetzliche Verpflichtung dazu gegeben, unterstützen Akteure aber praktisch z. B. mit Leitfäden. Die gesetzliche Verbindlichkeit bezieht sich hier auf das Erstellen einer entsprechenden Planung, wobei der Planungsprozess die vier Schritte 1) Bestandsanalyse, 2) Potenzialanalyse, 3) Aufstellen eines Zielszenarios und 4) Ausarbeiten der Wärmewendestrategie umfassen soll.[77] Die verankerten Vorgaben speisen sich teilweise auch aus den Erfahrungen der Nachbarländer, in denen die Wärmeleitplanung eine längere Tradition hat.[78] Tatsächlich wird jedoch in den bereits heute bestehenden gesetzlichen Vorgaben zur Erstellung einer Wärmeleitplanung nicht geregelt, dass sich daraus Pflichten für Dritte (z. B. für die lokale Wohnungswirtschaft oder die Energieversorger) ergeben.[79]

Jenseits einer rechtlichen Verpflichtung zum Erstellen einer kommunalen Wärmeleitplanung steht es den Kommunen selbst aufgrund ihrer eigenen Aufgabenwahrnehmung nach Art. 28 Absatz 2 Grundgesetz (GG)[80] frei, sowohl auf individueller Gebäudeebene als auch auf kollektiver Quartiers-, Viertel und Stadtebene bereits Maßnahmen zu ergreifen, um die klimaneutrale Wärmeversorgung in der Gemeinde voranzutreiben.

Das bedeutet, dass eine Kommune zwar mit ihren klassischen Werkzeugen wie Verwaltungsakten, Satzungen[81] und öffentlich-rechtlichen Handlungsoptionen ebenso wie im Rahmen der planerischen Tätigkeit z. B. bei der Ausgestaltung des Flächennutzungsplans und der verschiedenen Bebauungspläne lokal Verbindlichkeit herstellen kann. Solange aber nicht perspektivisch überall eine entsprechende Grundlagenplanung durchgeführt wird, kann keine gesetzliche oder regulatorische Vorgabe an die Existenz einer solchen Planung anschließen.

2) Zukünftige Verbindlichkeit von Energie- und Wärmeleitplanung

Entscheidend im Sinne dieser Studie wäre es daher, wenn zukünftig bundesweit eine Verbindlichkeit für das Erstellen von Energie- und Wärmeleitplanungen mit

---

76 *Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen*, Leitfaden Kommunale Wärmeplanung, Stand März 2022.

77 Zur praktischen Umsetzung *KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg*, Kommunale Wärmeleitplanung. Handlungsleitfaden, Stuttgart 2020.

78 Z. B. die Schweiz, die Niederlande, Dänemark und Österreich.

79 Kurzgutachten Kommunale Wärmeplanung, Dessau-Roßlau 2022, S. 31.

80 Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland, GG v. 23.05.1949 (BGBl. I 1, 1), zuletzt geändert durch BGBl. I 2022, 968.

81 Z. B. als Verbrennungsverbotssatzungen, Anschluss- und Benutzungszwangsvorschriften.

Mindest-Anforderungen geregelt würde und diese Pläne auch für Dritte Verbindlichkeit erlangen.

Als erste Möglichkeit dafür könnten – Stand jetzt – bereits die übrigen Landesgesetzgeber nachziehen und die Gemeinden in ihren Bundesländern verpflichten, entsprechende Wärmepläne zu erstellen.[82]

Realistischer erscheint die Möglichkeit einer vereinheitlichenden Bundesgesetzgebung. Ein entsprechendes Gesetz, welches die Länder gesetzlich verpflichtet, ein eigenes Gesetz zu erlassen, in welchem die Wärmeplanung für die Kommunen verbindlich festgelegt wird, wurde vom BMWK erst für das Jahr 2022 angekündigt,[83] verschiebt sich aber – nach aktueller Kenntnis – auf das Jahr 2023.

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes ergibt sich aus Art. 72 Absatz 1, Art. 74 Absatz 1 Nr. 11 GG, dem Recht der Wirtschaft. Das BMWK führt in seinem Diskussionspapier sechs Gründe[84] –

- überregionaler Blickwinkel,
- Koordinierung der Netzbetreiber,
- Beschleunigung,
- Integration von bestehenden Förderinstrumenten,
- einheitliche Methodik und
- finanzielle Unterstützung durch den Bund –

an, weshalb diese Aufgabe nicht allein den Kommunen und Ländern überlassen bleiben kann. Eine ausführliche Begründung wird auch im Gesetzgebungsverfahren nötig werden, da nach Art. 72 Absatz 2 GG u. a. auf dem Gebiet des Art. 74 Absatz 1 Nr. 11 GG nur eine Bundeskompetenz besteht, *„wenn und soweit die Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet oder die Wahrung der Rechts-*

[82] Zum aktuellen Stand *Balling*, Die Klimaschutzgesetze der Bundesländer: Wie ist der Stand der kommunalen Wärmeplanung?, in: Zeitschrift für die gesamte Energierechtspraxis (ER), 2022, S. 107 ff.

[83] Diskussionspapier Wärmeplanung des BMWK, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/diskussionspapier-waermeplanung.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (letzter Aufruf 06.06.2023).

[84] Diskussionspapier Wärmeplanung, S. 5.

© BBH, 2023

oder Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse eine bundesgesetzliche Regelung erforderlich mach[en]."

Zum jetzigen Zeitpunkt sind keine Bedenken der Länder hinsichtlich der geltend gemachten Kompetenz bekannt,[85] nichtsdestoweniger kann jedes Land im Rahmen eines Bund-Länder-Streits nach Art. 93 Absatz 1 Nr. 3 GG klären lassen, ob die Energie- und Wärmeleitplanung unter die angeführte Gesetzgebungskompetenz fällt oder nicht. Hinzu kommt die Möglichkeit des Bundesrates, einer Landesregierung oder auch eines Landesparlaments eine abstrakte Normenkontrolle nach Art. 93 Absatz 1 Nr. 2a GG gegen das Gesetz anzustoßen, um die Kompetenzverteilung zwischen Ländern und Bund klarzustellen.

Das BMWK geht in seinem Diskussionspapier davon aus, dass Wärmeleitplanungen für Kommunen mit 10.000 bis 20.000 Einwohner verpflichtend werden sollten, was nach dem BMWK 70 % des Wärmenutzungsbedarf abdecken würde. Das Gesetz soll aber keine absolute Zahl vorgeben, sondern sich daran orientieren, dass 75 % der Bevölkerung eines Landes innerhalb von drei Jahren ab Inkrafttreten des Gesetzes von der Wärmeplanung erfasst werden. Wie die Länder das Ziel erreichen, soll ihnen überlassen sein.[86] Das Bundesgesetz soll lediglich hinsichtlich der Durchführung und Umsetzung der Wärmepläne bindende Vorgaben machen, um einheitliche Abläufe zu garantieren. Elementare Aspekte der Wärmeleitplanung, wie die Erstellung eines Wärmeplans, die zwingende Beteiligung betroffener Akteure und wie die Kommune letztlich den Plan umsetzt, sollen ebenfalls vereinheitlicht werden. Zentraler Ansprechpartner soll das Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende („KWW")[87] in Halle an der Saale werden, welches im April 2022 seine Tätigkeit aufgenommen hat.

Zum Thema Außenverbindlichkeit äußert sich das Diskussionspapier ebenfalls im Sinne der vorliegenden Studie. Das BMWK dokumentiert einen internen Diskussionsstand damit, dass an die Wärmeplanung direkt angeschlossen werden können soll.[88] Das soll Auswirkungen zum Beispiel für Förderprogramme wie die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze haben, das Gebäudeenergiegesetz (GEG),[89] das

[85] Bedenken ergeben sich vor allem bei den Vorreiterländern, allerdings sieht die Planung des BMWK derzeit vor, sich eng an den etablierten Mustern zu orientieren.

[86] Z. B. gibt es in Bayern sehr viele Gemeinden mit weniger als 10.000 Einwohner*innen. Perspektivisch muss es auch Angebote für diese Gemeinden geben, sich mit einer kommunalen Energieleitplanung zu beschäftigen.

[87] Erreichbar unter https://www.kww-halle.de (letzter Aufruf 06.06.2023).

[88] Diskussionspapier Wärmeplanung, S. 17 f.

[89] Gebäudeenergiegesetz, GEG v. 08.08.2020 (BGBl. I, 1728), zuletzt geändert durch BGBl. I 2022, 1237.

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG),[90] aber auch für die allgemeine Netzanschlusspflicht gem. §§ 17, 18 EnWG.[91]

Zum Zeitpunkt des Verfassens der vorliegenden Studie gibt es auf der europäischen Ebene einen Vorschlag des Europäischen Parlaments, die Gasrichtlinie durch Art. 52a und Art. 52b zu ergänzen, die eine lokale Wärme-/Kälteplanung (ab 35.000 Einwohner*innen) sowie eine abgestimmte Verteilnetzplanung verpflichtend machen würden. Der weitere politische Diskurs wird ergeben, ob diese Vorschläge auch von der Kommission bzw. den Mitgliedstaaten über den Europäischen Rat übernommen werden.

3) Einige Anmerkungen zur inhaltlichen Ausgestaltung

Anstelle einer umfangreichen inhaltlichen Auseinandersetzung mit den Möglichkeiten einer (kommunalen) Energie-/Wärmeleitplanung seien im Folgenden nur einige Punkte erwähnt, die sich aus den oben herausgearbeiteten politischen Ableitungen ergeben. Um mit diesen eine hohe Kongruenz zu erreichen, ist es entscheidend, dass die diskutierte Form der Energie-/Wärmeleitplanung als Instrument der Reduktion von Unsicherheit trotzdem die in den oben ausgewerteten Studien immanente Entwicklungsunsicherheit berücksichtigt.

Das bedeutet erstens, dass die Pläne nicht statisch sein können, im Sinne einer einmal in den 2020er Jahren festgelegten Planung, die bis 2045 unverändert bleibt. Richtigerweise muss die Planung einer Fortschreibung unterliegen, wobei grundsätzlich fünf Jahre als eine nachvollziehbare Frist gelten können.

Zweitens muss die Planung aber auch die Möglichkeit beinhalten, für manche Gebiete (aus der Perspektive des Gasnetzes: für manche Stränge der Netzinfrastruktur) die Entscheidung noch nicht zu fällen. Auch dies ist eine Entscheidung, die im Plan genauso gerechtfertigt werden muss wie eine Entscheidung für einen Fernwärmeausbau. Künftige Regeln über eine Energie-/Wärmeleitplanung sollten in diesem Kontext daher auch die Fragen klären, ob es eine Zwischenfortschreibung speziell mit Blick auf die unsicheren Gebiete, z. B. alle 2,5 Jahre, geben soll, und dass für die unsicheren Gebiete zumindest Vorkehrungen getroffen werden, um sie nutzen zu können. Zumindest Investitionen in „EE-Readiness" müssen planerisch vorgesehen werden, um das Beibehalten des „unsicheren Status" nach z. B. dem Jahr 2030 zu ermöglichen.

---

[90] Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWKG v. 21.12.2015 (BGBl. I, 2498), zuletzt geändert durch BGBl. I 2022, 1237.

[91] Vgl. dazu unten Teil 3B.II.

Drittens muss auch ein Planwerk, das sich vielleicht vor allem als „Wärmeplan" versteht, immer ein Instrument einer integrierten Energie-/Wärmeleitplanung sein. Das bedeutet, dass natürlich die Verfügbarkeit der Stromversorgung ebenso eine Rolle spielen muss wie der Wert von vorhandener Infrastruktur als Resilienzbaustein.

Viertens muss eine kommunale Wärmeplanung berücksichtigen, dass den Fernwärmeversorgern keine konkreten Vorgaben über Art, Umfang und Zeitpunkt eines Anschlusses gemacht werden. Dies muss in der wirtschaftlichen Verantwortung des Unternehmens verbleiben, da nur so eine dauerhafte sichere, effiziente und auch kostengünstige Versorgung sichergestellt werden kann.

III. Zwischenfazit

Eine Energie-/Wärmeleitplanung, die von den örtlichen konkreten Gegebenheiten ausgeht, ist ein zentraler Baustein für das Gelingen der Transformation. Eine solche ist möglich und sollte auch – im Einklang mit bestehenden politischen Initiativen – verbindlich gemacht werden.

Je besser die Planung ist, je stärker sie sich als integrierte Energieplanung versteht und je flexibler sie mit dem Problem der den Szenarien zugrunde liegenden immanenten Unsicherheit umgehen kann, desto wertvoller wird sie.

B. Netzregulatorik

Die Tatsache, dass ein Gasnetzbetreiber auf systemische Änderungen in der Umwelt seiner wirtschaftlichen Betätigung nicht frei reagieren kann, sondern immer durch gesetzliche und regulatorische Vorgaben gebunden ist, führt dazu, dass auch alle Transformationsbedürfnisse und -zwänge immer nur im Kontext genau dieser Normen und Vorgaben erfüllt werden können. Deshalb wird jetzt im Fortgang der Studie untersucht, wie die eingangs definierten Szenarien sich – jeweils in Bezug auf eine Gruppe von Vorgaben – auf die Gasnetzbetreiber auswirken. Das bedeutet konkret, dass zunächst die Wechselwirkung mit den bestehenden (und aktuell in Europa diskutierten) Entflechtungspflichten untersucht wird, danach die Auswirkungen auf den gesetzlich bestehenden Anschlusszwang und schließlich die Interaktion mit den verschiedenen Elementen, die zusammen das regulierte Netzentgelt bestimmen, wie kalkulatorische Abschreibungsdauern, die Höhe der Eigenkapitalverzinsung etc.

© BBH, 2023

I. Sichern von Netzbetriebssynergien

Die erste Frage betrifft die Entflechtung der Netze. Das Prinzip der Entflechtung ist so alt wie die beginnende Liberalisierung der Energiemärkte in Europa.[92] Die verfolgten Ziele sind die Gewährleistung von Transparenz und die Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Netzbetriebs.[93] Dem Bundestag war es besonders wichtig zu verhindern, dass es zu einer Quersubventionierung des Wettbewerbsbereiches durch den regulierten Netzbereich kommt.[94]

Diese Thematik überträgt sich im Interessenfeld dieser Studie heute auf die Frage einer Entflechtung auch auf der Netzebene selbst, nämlich zwischen dem Gasnetzbetrieb und dem Wasserstoffnetzbetrieb. Diese Diskussion hat mit dem Vorschlag der EU-Kommission für einen neuen Regulierungsrahmen der Gas- und Wasserstoffnetze, der für Wasserstoff sogar die Auftrennung der Eigentümerstrukturen (ein sog. Ownership-Unbundling) als maßgeblich ansieht, neue Fahrt aufgenommen.[95] Im Folgenden sollen die Vor- und Nachteile eines solchen Ansatzes mit Blick auf die studienleitende Annahme, dass ein schneller Wasserstoffhochlauf unerlässlich ist,[96] untersucht werden.

1) Theoretische Vorteile einer Entflechtung des Gas- und Wasserstoffnetzbetriebs

Die Argumente, die für eine solche Entflechtung sprechen, sind hauptsächlich theoretischer Natur und legen spezifische, marktwirtschaftliche Folgen dieses Konzepts zugrunde, um horizontale und vertikale Entflechtungen zu rechtfertigen.

Die *vertikale* Entflechtung bezeichnet die eigentums- oder gesellschaftsrechtliche Trennung der verschiedenen Marktstufen, was im Fall der Gas- und Wasserstoffnetze konkret bedeutet, dass Erzeugung, Versorgung und Netzbetrieb sich in unterschiedlichen Händen befinden. Die *horizontale* Entflechtung knüpft als nächste Stufe an die erfolgte vertikale Trennung der Marktstufen an. Sie soll im Kontext des

---

92 Einen Überblick zur Liberalisierung und den notwendigen Entwicklungen geben *Becker/Held/Riedel/Theobald*, Energiewirtschaft im Aufbruch, Festschrift für Wolf Büttner, 2001. *Theobald/Zenke*, Grundlagen der Strom- und Gasdurchleitung, 2001.

93 *Theobald/Kühling/Heinlein/Büsch*, EnWG § 6 Rn. 33.

94 BT-Drs. 17/6072, S. 54.

95 Vorschlag der Kommission für eine Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff v. 15.12.2021 in COM (2021) 803 final, abrufbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0803&from=EN (letzter Aufruf 06.06.2023).

96 Hierzu bereits Punkt Teil 2A.II.2).

© BBH, 2023

Energiesektors verhindern, dass Gasnetz und Wasserstoffnetz in ein und derselben Betreiberhand liegen.[97]

Sinn und Zweck dieser Trennung und Aufteilung ist es, einen freien, diskriminierungsfreien und transparenten Wettbewerb zwischen den Marktteilnehmern zu schaffen, der zu mehr Innovation und mehr Investition führt, sodass insgesamt durch erhöhten Konkurrenzdruck ein Exzellenzwettbewerb zwischen den Unternehmen entsteht und der Anreiz für diskriminierendes Marktverhalten strukturell entfällt bzw. unattraktiv wird.[98] In vertikaler Hinsicht soll dieses Marktdesign verhindern, dass vertikal integrierte Unternehmen Investitionen in das Wasserstoffnetz verzögern oder verhindern, um ihre Position am Markt hinsichtlich des erstrangigen Zugriffs auf die bestehenden Netzkapazitäten zu erhalten und z. B. dadurch einen Wettbewerber zu schwächen.[99] Das soll mittelbar die Versorgungssicherheit mit Wasserstoff gewährleisten, weil theoretisch mehr Investoren zur Verfügung stehen, wenn vertikal integrierte Unternehmen keine Vorrangstellung mehr einnehmen.

In horizontaler Hinsicht soll das Ownership Unbundling verhindern, dass ein Betreiber seine Verluste in einem spezifischen Geschäftsfeld, wie Wasserstoffnetzen, durch Gewinne in anderen Geschäftsfeldern, wie bestehenden Strom- oder Gasnetzen, quersubventioniert, um sich im Wettbewerb mit Konkurrenten einen Vorteil zu verschaffen.[100]

---

97 Vgl. z. B. *Weyer*, Entflechtungsvorgaben für Wasserstoff-Infrastrukturen: Vorschläge der EU-Kommission, in: EnK-Aktuell 2022, 01021.

98 Die tatsächliche Situation auf den Märkten und die vorangegangenen Entflechtungsregelungen sind jedoch Faktoren, die die theoretischen Vorteile einer weitergehenden Entflechtung praktisch beeinträchtigen, beeinflussen und möglicherweise vollständig nivellieren. Zu beachten sind dabei auch die Marktkonditionen, die die vorangegangen Regulierungsrunden auf dem Gasmarkt geschaffen haben. Für Deutschland ist hierbei besonders relevant, dass die bisherige Entflechtung durch die organisatorische Trennung von Geschäftseinheiten durchgeführt wurde und hiervon eine Vielzahl von traditionell vertikal integrierten Unternehmen betroffen waren bzw. sind. Andere Unternehmen, die weniger als 100.000 Kunden betreuen, sind von den Entflechtungsregelungen völlig ausgenommen, um die Versorgungssicherheit in kleineren Gebietseinheiten zu gewährleisten. Vgl. zu diesem de-minimis-Ansatz *Kment/Knauff*, Energiewirtschaftsgesetz, § 7, 2. Aufl.,2019, Rn. 7 ff.

99 Dies entspricht der Position des deutschen Gesetzgebers in § 28m EnWG. Zur Diskussion im Gesetzgebungsverfahren *Stelter/Schieferdecker/Lange*, Der Gesetzentwurf zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im EnWG, in: EnWZ 2021, 99 (101).

100 *Scholtka/Frizen*, Die Entwicklung des Energierechts im Jahr 2021, in: NJW 2022, 915.

2) Praktische Nachteile: Kontraproduktive Wirkung auf den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur

Den dargelegten Vorteilen stehen allerdings auch praktische Nachteile gegenüber.

Um die eingangs der Studie definierten politischen Ziele und insbesondere die Ableitung des schnellen Hochlaufs einer Wasserstoffinfrastruktur zu erreichen, sind Marktakteure unerlässlich, die sowohl finanziell als auch kompetenztechnisch in der Lage sind, die neue Infrastruktur zu errichten. Zu starre Entflechtungsregeln würden dies aller Voraussicht nach verhindern.

Während die vertikale Entflechtung im Gasnetzbetrieb bereits üblich ist, muss berücksichtigt werden, dass es Unternehmen insbesondere auf der Verteilnetzebene gibt, die im Einklang mit den de-minimis-Regeln[101] bislang keine vertikale Entflechtung vornehmen mussten, weil sie – aufgrund ihrer Größe oder anderer Faktoren – unter eine der Ausnahmeregelungen fielen. In der jetzigen Situation wären diese Unternehmen daher nicht damit beschäftigt, den Markthochlauf von Wasserstoff zu begleiten und zu unterstützen, sondern müssten zunächst die Entflechtung der eigenen Strukturen vorantreiben, bevor Aufwand und Investitionen in einen neuen Markt vorgenommen werden könnten.[102] Dabei ist auch zu bedenken, dass im Gas- und Strombereich eben jene Überlegung bestand, ob diese Netzbetreiber überhaupt ohne Ausnahmen als Mitbewerber zur Verfügung stünden, die zu der Ausnahme von den Entflechtungsregelungen führte.

Die finanziellen Mittel in einer lokal eingrenzbaren Region sind ebenfalls begrenzt und im Zweifel bei den kommunalen Unternehmen der Energieversorgung gebündelt. Für den Fall, dass diese lokalen Akteure aufgrund der genannten Gründe nicht mehr tätig werden können, hat von den übrigen Marktbeteiligten letztlich nur der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber ein Interesse – und die nötigen Mittel sowie das technische Know-how –, um das Netz vor Ort weiter zu betreiben – ein Bündelungseffekt, welcher eigentlich durch die vertikale Entflechtung gerade verhindert werden sollte.

Eine horizontale Entflechtung hätte auf der Verteilnetzebene einen verstärkenden Effekt. Viele Netzbetreiber sehen sich nicht in der Lage, ein Wasserstoffnetz zum

[101] *Kment/Knauff*, Energiewirtschaftsgesetz, § 7, 2. Aufl.,2019, Rn. 7 ff.

[102] Diese Bedenken teilt das Europäische Parlament, siehe Entwurf des ITRE für das Europäische Parlament, abrufbar unter https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2023-0035_EN.html (letzter Aufruf 06.06.2023).

© BBH, 2023

Preis des bestehenden Gasnetzes aufzubauen.[103] Im schlimmsten Fall – und bei strikter Anwendung der Entflechtungsregelungen – findet sich für das entsprechende Netz überhaupt kein Betreiber. Die Folge wäre, dass der Netzausbau und -betrieb auf lokaler Ebene stagniert bzw. womöglich von den Gemeinden zurückgebaut werden muss. Das würde weitere Mittel binden, die dringend für Investitionen in das Netz gebraucht werden würden und die Versorgungssicherheit der Bevölkerung mit Energie und Gas gefährden. Anstelle einer unerwünschten Quersubventionierung würde dann Stillstand entstehen.[104]

Eine andere, ungewollte Konsequenz ergibt sich insbesondere in dem Szenario, in welchem das Gasnetz abgetrennt und schrittweise stillgelegt wird. Die angesprochene Aufteilung des Know-hows und Kapitals führt dann dazu, dass die ersten Wasserstoff-Netzbetreiber durch die hohen Investitionskosten[105] und aufgrund der überschaubaren Kundenanzahl enorm hohe Netzentgelte verlangen müssten, um den Betrieb finanzieren zu können. Diese Situation würde sich erst mit dem allmählichen Hochlauf des Wasserstoffnetzes bessern. Der schrittweise Rück- oder Umbau der Gasnetze hätte dann zur Folge, dass aufgrund steigender Wasserstoffkundenanteile der Betrieb der verbliebenen Gasnetze schrittweise teurer wird, was in diesem Sektor zu erhöhten Netzentgelten führt.[106] Die geplante Regelung könnte in diesem Fall daher dazu führen, dass nicht nur der Hochlauf des Wasserstoffnetzes durch enorm hohe Preise für Verbraucher*innen und Netzbetreiber verzögert wird, sondern am Ende der Entwicklung auch vergleichbar hohe Netzentgelte für den Betrieb des restlichen Gasnetzes anfallen. Im Ergebnis würde die Regelung eine vorgelagerte Hürde für Investoren in Wasserstoffnetze aufstellen.

Durch die weitgehende Entflechtung stehen ebenfalls Synergieeffekte auf dem Spiel. Hier wäre zunächst an die personelle Synergie zu denken: Methan-, Wasserstoff- und auch Wassernetze teilen sich in vielerlei Hinsicht fachliches Know-how. Für die angedachte Entflechtung und den Markthochlauf für Wasserstoff würden nicht genug Expert*innen für alle neu entstehenden Netzbetreiber verfügbar sein, was den Markthochlauf aufgrund fehlender Expertise weiter verzögern würde.[107]

---

[103] VKU, Stellungnahme zum RefE eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetz) v. 22.01.2021, 4.

[104] Insgesamt zur Diskussion auch *Lippert*, Europäische Energiewende zwischen Infrastruktur und Markt, in: NVwZ 2021, 1561 (1567).

[105] Zu den Kosten der Umrüstung *Müller-Syring/Henel/Poltrum* et al., Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität, in: energie | wasser-praxis 10/2018, S. 32 ff.

[106] Zu den Preisentwicklungen vgl. unten Teil 3B.III.2).

[107] In diese Richtung haben sich im Gesetzgebungsverfahren beim Rat u. a. einhellig beide Häuser des Parlaments der Tschechischen Republik (2021/0425(COD) und

Aber auch ganz praktische betriebliche Synergien würden verloren gehen bzw. nie gehoben werden. Multimodal einsetzbare Mitarbeiter*innen können leichter die benötigten Anforderungen z. B. an die Reaktionsfähigkeit von Notfallbereitschaften sicherstellen. Gegen die Sinnhaftigkeit der horizontalen Entflechtung spricht auch, dass ein großer Teil der bestehenden Gasnetze zu Wasserstoffnetzen umgerüstet werden kann. Konsequent zu Ende gedacht müssten Gasnetzbetreiber jeden Meter an umgerüstetem Wasserstoffnetz sofort aus der Hand geben und könnten die Vorteile ihrer Investition nicht nutzen, weshalb sie diese im Ergebnis gänzlich unterlassen würden. Es erscheint daher die effizientere Lösung, Methan- und Wasserstoffnetze in einer Hand zu lassen, um von Synergien zu profitieren. Dem Argument der Quersubventionierung könnte man im heutigen Ordnungsrahmen durch buchhalterisches Unbundling der Bereiche bereits entgehen.[108]

3) Auswirkungen auf die Szenarien

Bei den hier untersuchten Szenarien bleibt die Frage, ob eine Entflechtung des Wasserstoffnetzbetriebes erfolgt, in der kurzen Perspektive ohne Auswirkungen, da dies die Gasversorgung zunächst wenig betrifft. Allerdings ändert sich dies bei einem weitergehenden Blick. Gerade wenn die beiden Infrastrukturen (mindestens zeitweise) nebeneinander betrieben werden, gehen nicht nur Synergieeffekte verloren. Auch der organisatorische Aufwand erhöht sich. So sind beispielsweise unterschiedliche Rufbereitschaften vorzuhalten, der Personaleinsatz erhöht sich. Schon heute zeigt sich bei vielen Netzbetreibern, dass es einen Fachkräftemangel gibt. Dieses Problem wird sich verschärfen, wenn parallel eine weitere leitungsgebundene Infrastruktur aufgebaut werden muss. Es ist zu befürchten, dass es keinen energiewirtschaftlichen Wettbewerb geben wird, sondern vielmehr einen Wettbewerb um die besten Fachkräfte. Mit der separaten Personalausstattung beider Bereiche fehlt es an erfahrenen Kolleg*innen, da für die Wasserstoffsparte diese komplett neu aufgebaut werden kann. Diese können auch nicht aus dem Gasnetzbetrieb entnommen werden, ohne hier zu einer Verringerung der Erfahrung herbeizuführen. Schließlich

2021/0424(COD)) geäußert. Grundsätzlich positiv, aber pessimistischer was die Effektivität des Unbundlings bzgl. des Markthochlaufs angeht, äußerte sich das EESC, European Economic and Social Committee-2021-06401-AS - EN - EUR-Lex, europa.eu (letzter Aufruf 06.06.2023).

[108] Dass dies funktionieren kann, zeigt auch das Beispiel Leerrohrverlegung. Die Kosten für das Mitverlegen von Leerrohren für Glasfaserzwecke können für einen Energienetzbetreiber anerkennungsfähig sein, wenn die Erlöse auch dem Netzbetreiber zugeordnet werden (und sich damit letztlich mindernd auf seine Energienetzentgelte auswirken).

lässt sich in der Beauftragung von Dienstleistern oder dem Vorhalten von nicht täglich genutzten Betriebsmitteln (z. B. Verlegetechnik) keine gemeinsame kostengünstigere Nutzung sicherstellen.

Bewertet man dieses Risiko im Vergleich zu den für ein Unbundling vorgebrachten Argumenten, so scheinen die Risiken mit Blick auf das verfolgte Ziel eines schnelles Wasserstoffmarkthochlaufs schwerer zu wiegen. Gerade bei dem Szenario der vollständigen Einstellung der Methangas-Versorgung erscheint es kaum vorstellbar, dass es ohne horizontale Verflechtung zwischen Gas- und Wasserstoffnetzbetrieb zu einem zügigen Aufbau des Wasserstoffnetzes käme. Dabei wird man hierbei zusätzlich im Auge haben müssen, dass gerade auf Verteilernetzebene viele kommunale Versorger tätig sind, welche die Energieversorgung der Bevölkerung als Aufgabe der Daseinsvorsorge zu erfüllen haben.

II. Anschluss- und Versorgungspflicht

Im folgenden Abschnitt soll nun geprüft werden, inwiefern sich die eingangs definierten Szenarien auf den Netzbetreiber unter dem Blickwinkel der Anschluss- und Versorgungspflicht auswirken. Dazu wird zunächst die gesetzliche Grundlage der Pflicht dargestellt und dann konkreter untersucht, welche Rechte es für Netzbetreiber geben kann, Neuanschlüsse abzulehnen oder Altanschlüsse zu kündigen.

1) Gesetzliche Grundlage der Anschluss- und Versorgungspflicht

Die Netzbetreiber sind grundsätzlich nach §§ 11 ff. EnWG verpflichtet, einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu garantieren.

Der Netzbetreiber ist somit gesetzlich verpflichtet, den Status quo zu erhalten (das Netz zu betreiben und zu warten) und, soweit der Bedarf es erfordert, das Netz auch entsprechend auszubauen.[109] Diese Pflichten des Netzbetreibers stehen unter dem Einfluss der Ziele des § 1 Absatz 1 EnWG, wonach der Gesetzgeber mit den Vorgaben des EnWG eine „*sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit*" bezweckt.

Hierbei ist sicherzustellen, dass das Netz so betrieben wird, wie es von einem zuverlässigen Netzbetreiber mit Blick auf die einschlägigen Regularien (Kooperationsvereinbarung, technisches Regelwerk gem. § 49 EnWG) verlangt wird. Die Gewähr ei-

[109] *Theobald*, in: Theobald/Kühling, Energierecht, EnWG, § 11 Rn. 3 und 13.

nes sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs (Sicherstellung der *Versorgungssicherheit*) obliegt dem Netzbetreiber dabei nur insoweit, wie er durch den Betrieb des Netzes Einfluss darauf nehmen kann.

Mit der Pflicht des Netzbetreibers aus § 11 Absatz 1 EnWG korrespondiert die Pflicht zum Anschluss von Kunden nach den §§ 17, 18 EnWG. Insbesondere die Frage nach dem *bedarfsgerechten Ausbau* korreliert mit der Frage nach dem Anspruch auf Netzanschluss (wie auch mit dem Anspruch auf Netzzugang gem. § 20 EnWG). Dabei sind Netzbetreiber grundsätzlich gehalten, Begehren auf Netzanschluss nachzukommen – auch wenn in der Realität bereits der Bedarf nach Neuanschlüssen deutlich abnimmt. Nur noch 16,2 % der im 1. Halbjahr 2022 genehmigten Wohngebäude sollen primär mit Gas geheizt werden.[110]

2) Ablehnung von Neuanschlüssen

Nach § 17 Absatz 1 Satz 1 EnWG haben Gasverteilernetzbetreiber u. a. Letztverbraucher diskriminierungsfrei und zu technisch und wirtschaftlich angemessenen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen. Es handelt sich hierbei um eine Grundregelung, die einen Gasnetzbetreiber gegenüber allen Letztverbrauchern verpflichtet.[111]

Die Anschlusspflicht kann dazu führen, dass ein Ausbau oder eine Kapazitätserweiterung des Netzes erforderlich wird, wenn ohne diese Maßnahme der Anschluss an das Netz nicht möglich wäre.[112] Die Anschlusspflicht nach §§ 17 Absatz 1, 18 Absatz 1 Satz 1 EnWG begründet zwar keine unmittelbare Netzausbaupflicht, muss aber unter Berücksichtigung der Vorgaben des § 11 Absatz 1 Satz 1 EnWG ausgelegt werden.

Diese Ausbaupflicht besteht aber nur innerhalb der Grenzen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit.[113] Insofern besteht keine grenzenlose Pflicht, Gasnetzkund*innen an das Gasnetz anzuschließen. Das Verweigerungsrecht besteht allerdings nur, wenn einer der in §§ 17 Absatz 2, 18 Absatz 1 Satz 2 und § 11 Absatz 1 Satz 1 EnWG genannten Verweigerungsgründe vorliegt.

Die Verweigerung ist demnach möglich, wenn der Netzanschluss aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar ist.

---

[110] *Statistisches Bundesamt*, Pressemitteilung Nr. N056 v. 08.09.2022.

[111] BeckOK EnWG/*Marquering*, 3. Aufl., 2022, EnWG § 17, Rn. 6.

[112] *de Wyl/Thole/Bartsch*, § 17. Gesetzliche Anschlusspflicht und vertragliche Ausgestaltung der Netznutzung bei Strom und Gas, in: *Schneider/Theobald*, Recht der Energiewirtschaft, 5. Aufl., 2021, Rn. 174.

[113] BerlKommEnR/*Säcker/Boesche*, EnWG § 17, 4. Aufl., 2019, Rn. 67 ff.

© BBH, 2023

a) Technische Verweigerungsgründe

Auf einen technischen Grund, den Anschluss zu verweigern, kann sich der Netzbetreiber z. B. dann berufen, wenn aufgrund eines mangelhaften technischen Zustandes des Netzes bis zur Beseitigung des Fehlers die Realisierung des Anschlussbegehrens eine nachweisbare Gefährdung der Betriebssicherheit des Netzes oder – vor allem bei Gasnetzen relevant – eine Gefährdung von Leib und Leben zur Folge hätte.[114] Hierbei kann es sich regelmäßig nur um einen temporären Anschlussverweigerungsgrund handeln, da der Netzbetreiber nach § 11 Absatz 1 EnWG zum Betrieb eines sicheren Gasnetzes verpflichtet ist, sodass die erforderlichen Maßnahmen zur Behebung der Mängel regelmäßig kurzfristig vorgenommen werden dürften.

b) Wirtschaftliche Verweigerungsgründe

Neben technischen Gründen ist es möglich, die Herstellung eines neuen Netzanschlusses oder der Erweiterung eines bereits bestehenden Netzanschlusses aus wirtschaftlichen Gründen zu verweigern. Wann diese Voraussetzungen vorliegen, ist allerdings nicht weiter erläutert. Die wirtschaftliche Unzumutbarkeit unterliegt als sogenannter unbestimmter Rechtsbegriff der Auslegung.

Bei der Frage, ob eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit vorliegt, sind sowohl die wirtschaftliche Lage des Netzbetreibers als auch die der Allgemeinheit zu berücksichtigen. Maßstab ist hierbei immer die Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG.[115] Gerade bei einer Berücksichtigung dieser Zielsetzungen verhält es sich so, dass nicht bereits allein das Argument der „nicht über die Netzentgelte refinanzierbaren Mehrkosten" zu einem Verweigerungsgrund führt, sondern es auf eine Einzelfallabwägung ankommt,[116] wobei die Interessen des Netzbetreibers mit denen des Anschlussnehmers und der Allgemeinheit abgewogen werden müssen. Betrachtet man diese allgemeine Vorgabe genauer, ergibt sich das folgende Bild:

Erstens ist bei der Frage nach der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit eines Anschluss- oder Erweiterungsbegehrens aus Sicht des Netzbetreibers nicht auf die sich dadurch ergebenden Veränderungen auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtunternehmens abzustellen. Maßstab ist vielmehr nur das jeweilige (potenzielle) Vertragsverhältnis.

---

[114] *Hartmann/Wagner,* in: Theobald/Kühling, EnWG, § 17 Rn. 129.

[115] *de Wyl/Thole/Bartsch*, § 17. Gesetzliche Anschlusspflicht und vertragliche Ausgestaltung der Netznutzung bei Strom und Gas, in: *Schneider/Theobald*, Recht der Energiewirtschaft, 5. Aufl., 2021, Rn. 118.

[116] BGH, Urt. v. 23.06.2009 – EnVR 48/08 und v. 11.12.2012 – EnVR 8/12.

© BBH, 2023

Zweitens kann eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit nur vorliegen, wenn der konkrete Aufwand des Netzbetreibers für den Anschluss nicht zu den Entgelten „ringsum" passt. Der BGH hatte zu dem Thema 1979 (zu einer Vorgängernorm) ausgeführt, dass die Frage sei, „ob die [...] maßgebenden Anschluss- und Abnahmeverhältnisse noch denen entsprechen, die von der Betroffenen [der Netzbetreiber, A.d.V.] bei Aufstellung ihrer allgemeinen Tarife [...] nach Maßgabe der Zusammensetzung ihres Versorgungsgebiets unter Wahrung der Tarifgerechtigkeit im Verhältnis der Abnehmer untereinander zugrunde gelegt worden sind und ob sich die Betroffene auch bei Anschlüssen der vorliegenden Art an eine solche Regelung hält".[117] Dieser Gedanke gilt auch heutzutage fort, wobei wir heute nicht mehr von Tarifen, sondern von Netznutzungsentgelten reden müssen. Der BGH fährt fort, dass eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit also erst dann vorliege, „wenn die Anschluss- und Abnahmeverhältnisse sich nicht mehr im Rahmen der im Versorgungsgebiet zwar verschiedenen, aber im Tarif- und Entgeltsystem der Betroffenen unter sich ausgleichenden Anschluss- und Abnahmeverhältnisse halten".[118]

Eine Konkretisierung bleibt die Rechtsprechung schuldig. Im Grundsatz aber dürfte alles das, was zu Netzkosten führt, welche am jeweiligen Anschluss nicht einmal zu 25 % (berechnet auf die jährlichen Annuitäten) berücksichtigt wird, unzumutbar sein.[119]

- Überträgt man diese Erkenntnisse auf die heutige Rechtslage, dürfte es kaum Fälle von wirtschaftlicher Unzumutbarkeit geben können: Unter dem aktuell geltenden Rechtsrahmen der Netzentgeltregulierung können die Kosten über die Netzentgelte im Regelfall weitergegeben werden.

- Mit Einführung des Systems des Kapitalkostenabgleichs lassen sich investive Maßnahmen überdies mittlerweile ohne Zeitverzug refinanzieren, dieser entfiele also auch als Argument einer Unzumutbarkeit. Anders ist es höchstens denkbar, wenn erhebliche nicht-investive (also aufwandsgleiche) Kosten anfallen, die nicht in einem Basisjahr zur Bestimmung der Erlösobergrenzen der nachfolgenden Regulierungsperiode entstanden sind und daher nicht über die Netzentgelte weitergegeben werden können.

[117] BGH, Beschl. v. 29.05.1979 – KVR 4/78, 153; so auch *Hartmann/Wagner*, in: Theobald/Kühling/Hartmann/Wagner, EnWG, § 17 Rn. 132; *Hempel*, in: Recht der Energie- und Wasserversorgung, § 18 EnWG Rn. 127.

[118] Ebd.

[119] *Theobald/Kühling/Hartmann/Wagner*, EnWG § 17 Rn. 152.

© BBH, 2023

3) Zwangsabschaltung von Altanschlüssen

Die Zwangsabschaltung von Altanschlüssen unterliegt den gleichen rechtlichen Bedingungen wie die Herstellung eines Anschlusses. Die Anschlusspflicht umfasst sowohl die erstmalige Herstellung des Netzanschlusses (als Einmalleistung) als auch dessen Vorhaltung (als Dauerleistung).[120] Insoweit kann auf die Ausführungen oben verwiesen werden.

4) Ergebnis

In der jetzigen Form begründet der gesetzliche Rahmen grundsätzlich die Pflicht zum Anschluss von Kunden an das Strom- und Gasnetz. Gerade wegen der durchzuführenden Interessenabwägung zwischen dem Netzbetreiber und der Allgemeinheit kann es dazu kommen, dass Kunden am Netz angeschlossen werden bzw. bleiben, auch wenn sich entsprechend der oben beschriebenen Szenarien eine reduzierte Nutzung von Gasnetzen ergibt.

In den unterschiedlichen Szenarien sind hier unterschiedliche Auswirkungen zu beachten. Wird das Gasnetz ganz oder teilweise nicht mehr für den Transport von Methan genutzt, wird es notwendig, von der klaren Pflicht des § 11 EnWG Abstriche zu machen. Wie gezeigt, spielt für die Frage, ob eine wirtschaftliche Unmöglichkeit vorliegt, auch die Finanzierbarkeit der Kosten über die Netzentgelte eine Rolle. Diese Refinanzierbarkeit ist aber dann nicht mehr möglich, wenn es bei Beibehaltung des Regulierungsrahmens zu einer Reduktion der Lebensdauer des Betriebes eines Netzes kommt. Dann lassen sich gerade die entstehenden Kosten nicht mehr refinanzieren. Gleiches gilt, wenn weite Teile eines Netzes nur von wenigen Netzkunden genutzt werden. Dann ist zwar nach der Regelungssystematik grundsätzlich eine Finanzierung möglich, die spezifischen Kosten werden allerdings – wie Abbildung illustriert – so hoch, dass ein Verbraucher diese nicht mehr tragen kann.[121]

[120] BNetzA, Beschl. v. 27.07.2011 – BK6-11-109; *Hempel*, in: Hempel/Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, Band I, § 18 EnWG Rn. 34.

[121] Das Problem wurde und wird parallel auch schon im Strombereich unter dem Stichwort der Entsolidarisierung diskutiert und bezog/bezieht sich dort u. a. auf Netznutzer mit eigenen PV-Anlagen, *Booz*, Neujustierung der Netznutzungsentgelte zur Vermeidung einer Entsolidarisierung der Netznutzer, in: NundR 2018, 130 (135).

© BBH, 2023

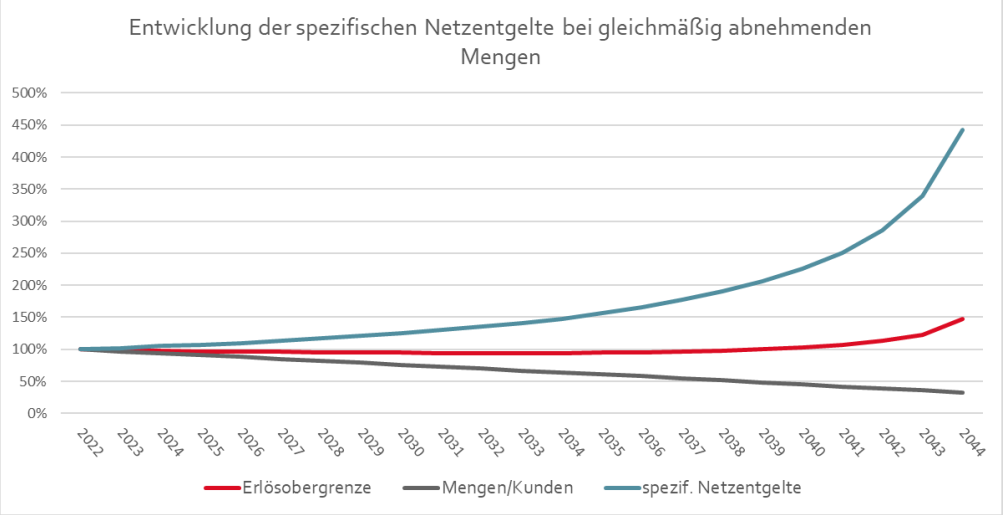

Abbildung 8: Entwicklung der spezifischen Netzentgelte bei gleichmäßig abnehmenden Mengen auf ca. 1/3 im Jahr 2045 und einer kalkulatorischen Abschreibung gemäß des KANU-Beschlusses[122]

Insoweit bedingt jedes Szenario, welches eine Reduktion der Gaskunden oder eine Reduktion der generellen Verfügbarkeit von Gas zur Folge hat, dass es ebenso zu einer Veränderung bei der Nutzungsdauer kommen muss.[123]

III. Wechselwirkung der Regulierungsvorgaben mit den Szenarien

Im folgenden Abschnitt soll nun untersucht werden, inwiefern sich die eingangs definierten Szenarien auf den Netzbetreiber unter dem Blickwinkel der gesetzlichen und Regulierungsvorgaben auswirken, die letztlich die Gegenleistung für die Bereitstellung des Netzes definieren. Mit anderen Worten: Es geht um die Auswirkungen auf die Erlössituation der Netzbetreiber, insbesondere um die Netzentgelte. Nach ersten Ausführungen zur gesetzlichen Grundlage werden danach einige der zentralen Bausteine der Netzregulierung auf deren Auswirkungen auf die unternehmerischen Handlungsmöglichkeiten in den oben eingeführten Szenariomodellen[124] untersucht werden.

[122] Fortan wird bei den Schaubildern mit hälftigen Investitionsvolumen gerechnet.

[123] Ein Nebenaspekt, der hier nicht vertieft werden soll, ist der Umgang mit Kosten für das Umhängen der letzten Netzkunden in einem bestimmten Asset. Hier kann es langfristig effizienter sein, frühzeitig für einen Wechsel der Wärmelösung zu werben und diesen auch zu fördern. Auch das Anbieten von (temporären) Alternativen zum alten Preis (und Subventionieren der Preisdifferenz) kann effizient sein. Daher müssten diese Ausgaben auch regulatorisch anerkannt werden.

[124] Teil 2B.II.

© BBH, 2023

1) Gesetzliche Grundlage

Gesetzliche Grundlage der Netzentgeltregulierung in Deutschland sind §§ 21 ff. EnWG, die grundsätzlich die europäischen Vorgaben aus dem Energiebinnenmarktpaket 2003[125] umsetzen, die auf der Basis des EnWG erlassenen Verordnungen wie die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)[126] und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV)[127] sowie die konkretisierenden Festlegungen und sonstigen Entscheidungen der BNetzA.

Dieses System wurde mit dem Urteil des EuGH aus dem Jahr 2021[128] in Frage gestellt. Danach dürfe der deutsche Gesetzgeber der BNetzA als nationaler Regulierungsbehörde keine Vorgaben machen, da dies die unionsrechtlich vorgesehene Unabhängigkeit der Behörde beeinträchtige. Die BNetzA ist daher aufgerufen, in unmittelbarer Anwendung der unionsrechtlichen Vorgaben die Regulierung in Deutschland zu gestalten. Die sich daraus ergebende Unsicherheit, wie mit den etablierten Regeln jetzt umzugehen ist, ist groß.[129] Ebenfalls unklar ist Stand jetzt, wie künftig der effektive Rechtsschutz gegen Regulierungsentscheidungen ausgestaltet sein wird.[130]

Abgesehen von den Unsicherheiten für die Zukunft kann man aber zusammenfassend festhalten, dass der bestehende Regulierungsrahmen ausgelegt ist für einen nachhaltigen Netzbetrieb mit stabiler oder steigender Kapitalbindung (vgl. nur § 6 Absatz 1 GasNEV), wie dies beim Stromnetz auch künftig erwartet wird.

2) Kalkulatorische Abschreibungen

Eine der wesentlichsten Wirkungen haben die verschiedenen Szenarien auf die kalkulatorischen Abschreibungen. In der Variante A, einer Stilllegung des Netzes, sind die Abschreibungsdauern – jedenfalls für die bis zum 31.12.2022 errichteten Anlagen

---

[125] Für Gas: Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, Amtsblatt Nr. L 176 v. 15.07.2003, S. 57 ff.

[126] Gasnetzentgeltverordnung, GasNEV v. 25.07.2005 (BGBl. I, 2197), zuletzt geändert durch BGBl. I 2021, 3229.

[127] Anreizregulierungsverordnung, ARegV v. 29.10.2007 (BGBl. I, 2529), zuletzt geändert durch BGBl. I 2022, 1237.

[128] EuGH, Urteil v. 02.09.2021, C-718/18, mit Besprechungen von *Missling/Eberleh*, in: IR 2021, 250 ff.; *Ruffert*, JuS 2022, 88 ff. und *Scholtka*, in: EuZW 2021, 893 ff.

[129] *Ludwigs*, Energieregulierung nach der Zeitenwende, in: N&R 2021, Heft 06, Beilage, S. 1 (5 ff.).

[130] Rechtsgutachten von *Di Fabio*, Rechtschutz von Netzbetreibern gegen Regulierungsentscheidungen nach EuGH, Urt. v. 02.09.2021: Europa- und verfassungsrechtlicher Rahmen für einen effektiven Rechtsschutz, Bonn 2022.

© BBH, 2023

– zu lang. In Variante B, der Umnutzung, müssten die Abschreibungsdauern ggf. mit der geänderten Nutzung koordiniert werden. Dies wird zunächst herausgearbeitet (Punkt a)) und dann an einem typisierten Beispiel (Punkt b)) illustriert.

a) Bewertung

Eine wesentliche Eingangsgröße bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen sind die angesetzten Nutzungsdauern. Diese stellen zusammen mit den als Investition aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten der Versorgungsanlagen die Grundlage für die Refinanzierung dar. Sie bilden nicht nur die Basis für die Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen, sondern auch für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (§§ 6, 7 GasNEV).[131] Der Rückfluss des durch Investitionen gebundenen Kapitals wird durch die kalkulatorische Abschreibung sichergestellt. Mit Beginn der 3. Regulierungsperiode und der Einführung des jährlichen Kapitalkostenabgleichs wurden der Investitionsanreiz erhöht und Nachteile aus einer bis dahin nur zeitverzögerten Refinanzierung von Investitionen ausgeglichen.[132]

Betrachtet man die Variante A, also eine Stilllegung von Netzinfrastruktur, sind die Nutzungsdauern schon heute aber für wesentliche Anlagegruppen (insbesondere in der Anlagengruppe der Leitungen) für die meisten Materialien 45 bis 55 Jahre,[133] und damit deutlich länger als die tatsächlich zu erwartenden Nutzungszeiträume bei den Rahmenbedingungen dieses Szenarios. Sollten sich gemäß Szenario B Umfunktionierungen der Gasnetze ergeben, wäre hier eine deutlich größere Flexibilität für den erwarteten Umbau der Versorgungsstrukturen und damit eine Änderung des Regulierungsrahmens notwendig.

Bei einer linearen Abschreibung eines Anlagegutes über 50 Jahre fließen dem Unternehmen (vereinfacht gesagt) jährlich 2 % der Investitionssumme wieder zu. Ein beispielsweise im Jahr 2020 mit dieser Nutzungsdauer errichtetes Anlagengut hat im Jahr 2045 dann noch eine Restnutzungsdauer von 25 Jahren. Dies bedeutet, dass bis dahin nur 50 % der Investitionskosten refinanziert wurden.

Diese Problematik wurde von der Bundesnetzagentur in dem Beschluss zur Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen („KANU") in einem ersten Schritt aufgegriffen.[134] Es bedarf aber zwingend weiterer

---

131 *Schütz/Schütte*, in: Holznagel/Schütz, Anreizregulierungsrecht, 2. Auf., 2019, § 6 GasNEV Rn. 24.

132 *Schneider/Theobald/Ruge*, Recht der Energiewirtschaft, 5. Aufl., 2021, § 20 Rn. 83.

133 Anlage 1 zu § 6 Absatz 5 Satz 1 GasNEV.

134 *Bundesnetzagentur*, Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen („KANU"), BK9-22/614, ABl. Nr. 22/2022.

Anpassungen, um für die von den anstehenden Investitionen besonders betroffenen Gasversorgungsnetzbetreiber zu sachgerechten und angemessenen Lösungen zu kommen. Insbesondere gelten die Regelungen nur für ab dem Jahr 2023 aktivierte Anlagen, obwohl bereits ein erheblicher Teil der davor investierten Anlagen ebenfalls betroffen ist. Auch hier wäre ein Nutzungsdauerwechsel in der laufenden Regulierung geboten, um mit Szenario A sinnvoll umzugehen.

Weitere Kritik wird von den Branchenverbänden geäußert.[135] Ein wichtiger Punkt ist dabei z. B., dass mit dem Jahr 2045 ein fester Endzeitpunkt für die Abschreibung definiert wird, der keine Öffnung für einen früheren Ausstieg aufgrund von kommunalen Festlegungen (Wärmeleitplanung, Klimaschutzplan etc.) oder anderen betrieblichen Gründen wie z. B. dem systematischen Umbau der Versorgungsstrukturen auch bezogen auf einzelne Netzgebiete vorsieht. Das passt bereits nicht zu den vom BMWK geäußerten Plänen zur kommunalen Wärmeleitplanung[136] und wäre im schlimmsten Fall ein erstes Zeichen für auseinanderlaufende Vorgaben aufgrund des EuGH-Urteils von 2021.[137]

Die KANU-Festlegung wird von zahlreichen Netzbetreibern im Rahmen einer Beschwerde gem. § 75 Abs. 1 EnWG vor dem OLG Düsseldorf angegriffen. Ziel ist es u. a., dass die zuvor aufgezeigten Kritikpunkte in der Festlegung Berücksichtigung finden.

Abbildung demonstriert, wie bei einer beispielhaft hälftigen Nutzung einer noch kürzeren Nutzungsdauer bis 2035 durch höhere spezifische Netzentgelte frühere Netzkunden zudem stärker in die Pflicht genommen werden könnten.

[135] *BDEW*, Stellungnahme Nutzungsdauern Gasnetze vom 26.08.2022; *VKU*, Stellungnahme Zum Festlegungsentwurf von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasinfrastrukturen (KANU), 26.08.2022.

[136] Oben Teil 3A.II.2).

[137] Oben Teil 3B.III.1).

© BBH, 2023

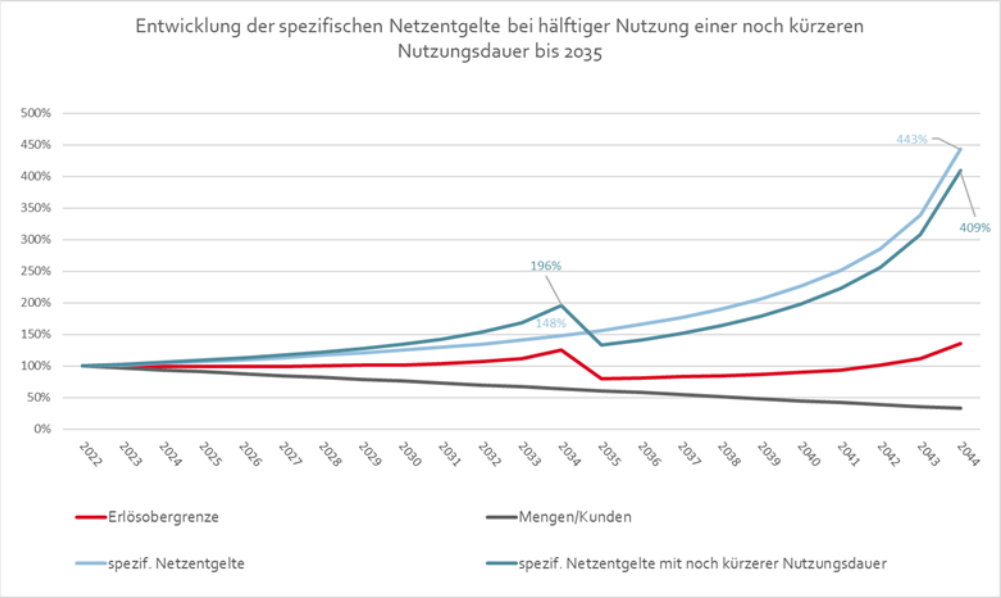

Abbildung 9: Entwicklung der spezifischen Netzentgelte bei hälftiger Nutzung einer noch kürzeren Nutzungsdauer bis 2035

Bei der exemplarischen Darstellung vorab ergibt sich für den Teil des Netzes, der nur bis 2035 nutzbar ist, eine schnellere Refinanzierung über die Erlösobergrenze, sodass danach das Niveau auf die Kosten des verbleibenden Teilnetzes absinkt und dann sukzessive mit den laufenden Reinvestitionen bis zum definierten Nutzungsende der Anlagen wieder ansteigt. Insgesamt werden in dem dargestellten Fall die sinkenden Zinsen aus der sich sukzessive verringernden Anlagenbasis durch die Abschreibungseffekte mit der Folge einer gegenüber dem Ausgangsniveau ansteigenden Erlösobergrenze überkompensiert. Durch die in der Darstellung exemplarisch auf ein Drittel des Ausgangsniveaus absinkenden Menge wird der Zusammenhang mit dem Ergebnis signifikant erhöhter spezifischer Netzentgelte im Zeitablauf deutlich.

Neben dem Regulierungsrahmen muss auch die Abbildung der Abschreibungen in den handelsrechtlichen Jahres- und Spartenabschlüssen analysiert werden. Aufgrund der in der Vergangenheit handelsrechtlich gegenüber den regulatorisch kürzer angesetzten Nutzungsdauern ergeben sich möglicherweise Puffer im Hinblick auf die Werthaltigkeit der Anlagen.

Andererseits laufen handelsrechtliche Abschreibungen für wesentliche Teile der Anlagen vielfach in der näheren Zukunft in erheblichem Umfang aus. Viele Netzbetrei-

© BBH, 2023

ber haben in der Vergangenheit schon handelsrechtlich über kürzere, steuerlich induzierte Nutzungsdauern abgeschrieben. Damit sind die zukünftigen Ergebnisse entlastet. Daraus können sich Potenziale für andere Maßnahmen wie z. B. weniger Aktivierung und mehr Instandhaltungsaufwand oder auch die Vorsorge durch Rückbaurückstellungen ergeben, die das Ergebnis belasten. Daneben werden aber auch die Konsequenzen auf die handelsrechtlichen Nutzungsdauern und damit die zukünftigen laufenden Abschreibungen gezogen werden müssen, sodass zumindest längere handelsrechtliche als regulatorische Nutzungsdauern nicht zulässig sein dürften. Dieser Effekt wird die Ergebnisse der Unternehmen ebenfalls entsprechend belasten und sollte daher mitbetrachtet werden.

Auch bezogen auf die regulatorische Behandlung des kalkulatorischen Bestandsanlagevermögens bedarf es eines regulatorischen Eingriffs. Die KANU-Festlegung zeigt, dass die Problematik bei der Bundesnetzagentur erkannt wurde. Die Umsetzung greift derzeit allerdings noch zu kurz, da insbesondere der Anwendungszeitraum nur für Neuinvestitionen eröffnet ist. Die gleiche Fragestellung existiert für Investitionen, welche in den letzten Jahren getätigt werden. Auch dort überschreitet der in der GasNEV vorgegebene Abschreibungszeitraum in Szenario A die geplante Nutzungsdauer. Somit würde ein Teil der Investitionen nicht mehr refinanziert werden können.

Die Vernachlässigung der Bestandsanlagen in der KANU-Regelung berücksichtigt einen erheblichen Teil der zuvor investierten Anlagen nicht zur Genüge, obwohl diese von der Fristlegung bis 2045 betroffen sind. Unter Einbeziehung dieser in den KANU-Beschluss könnte jedoch eine den realen Bedingungen angemessenere Erlösobergrenze ermittelt werden, wie Abbildung aufzeigt.

© BBH, 2023

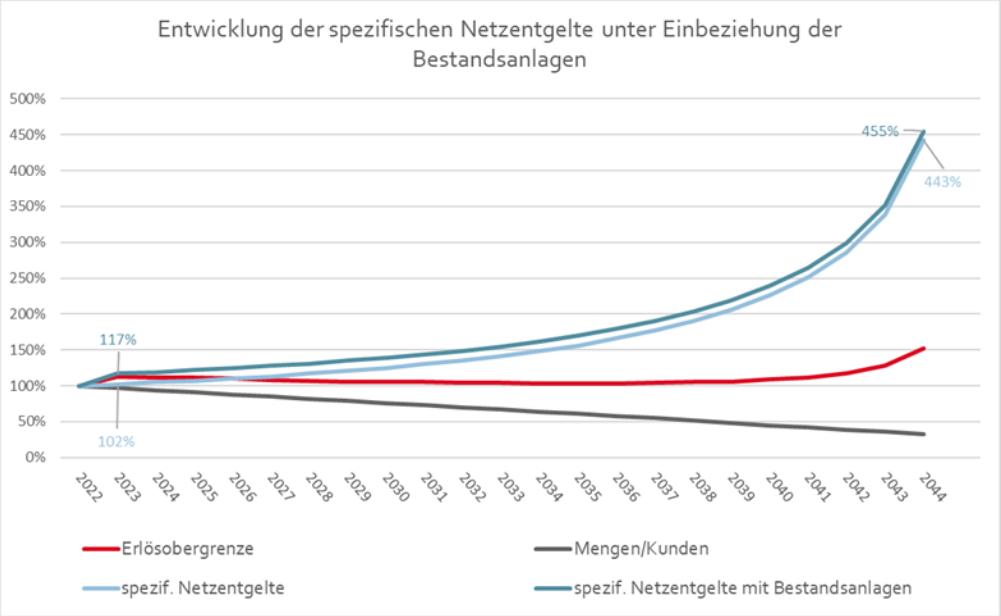

Abbildung 10: Entwicklung der spezifischen Netzentgelte unter Einbeziehung der Bestandsanlagen (lineare Abschreibung)

Bei der exemplarischen Darstellung vorab ergibt sich neben der verkürzten Nutzungsdauern für Neuanlagen im Rahmen der KANU-Festlegung auch eine vollständige Refinanzierung von Bestandanlagen über die Erlösobergrenze, sodass die Kosten des Teilnetzes sukzessive mit den laufenden Reinvestitionen bis zum definierten Nutzungsende der Anlagen ansteigen. Im Vergleich zu Abbildung 9 sinken in dem dargestellten Fall die Zinsen aus der sich sukzessive verringernden Anlagenbasis stärker ab und werden aufgrund des insgesamt höheren Abschreibungseffektes mit einer noch stärker ansteigenden Erlösobergrenze überkompensiert. Durch die in der Darstellung exemplarisch auf ein Drittel des Ausgangsniveaus absinkenden Menge wird der Zusammenhang mit dem Ergebnis signifikant erhöhter spezifischer Netzentgelte im Zeitablauf deutlich.

Wenn z. B. in einer Kommune im Einklang mit einem Mischszenario geplant würde, für einen bestimmten Netzteil die Wärmeversorgung ab dem Jahr 2040 gasunabhängig zu gestalten, so muss die Regulierung so flexibel sein, dass ein Nutzungsdauerwechsel für diese betroffenen Leitungen beim Gasnetzbetreiber möglich ist, der sicherstellt, dass mit Beendigung der Gasversorgung auch alle Gasversorgungsanlagen auf Null abgeschrieben sind. Auch eine degressive Abschreibung könnte eine Möglichkeit sein. Sinnvoll ist es daher, in Mischszenarien (die Elemente der Szenarien A und B enthalten) die Nutzungsdauern den tatsächlichen Gegebenheiten vor Ort anzupassen, dies zum einen im Rahmen einer Flexibilität bei einer Zieländerung

© BBH, 2023

zum anderen aber auch im Hinblick auf unterschiedliche Nutzungsdauern in einem Netzgebiet.

b) Beispiel für die wirtschaftlichen Auswirkungen am Beispiel einer typischen Struktur eines Gasverteilnetzes

Die Auswirkungen des gerade Genannten sollen im Folgenden am Beispiel eines typischen Gasnetzbetreibers veranschaulicht werden.

Basisannahme für das Beispiel sei ein Gasnetz im eingeschwungenen Zustand mit einer bisherigen jährlichen Investition von € 1 Mio. in Leitungen mit einer bisherigen kalkulatorischen Nutzungsdauer von 45 Jahren. Darüber hinaus wird zur vereinfachten Berechnung im System des Neuanlagevermögens und eine fixe kalkulatorische EK-Quote von 40 % mit entsprechenden Anpassungen in der Finanzstruktur angenommen. Die Größenordnung des kalkulatorischen Restwertes des Netzes ist damit aktuell € 22 Mio. Die künftigen Investitionen betragen nur die Hälfte mit rd. € 0,5 Mio. p. a.

Weitere Ausgangssituation ist die Anwendung von § 6 GasNEV für die netzentgeltkalkulatorische Abschreibung für Netzbetreiber und die vorgesehene lineare Abschreibung nach den betriebsnotwendigen kalkulatorischen Nutzungsdauern. Abbildung stellte bereits dar, dass in einem Szenario A mit Auslaufen des Gasnetzbetriebes bis 2045 die immer kürzer werdenden Nutzungsdauern von Neuinvestitionen die spezifischen Netzentgelte (auch in Kombination mit einer abnehmenden Mengenentwicklung) exponentiell steigen werden.

© BBH, 2023

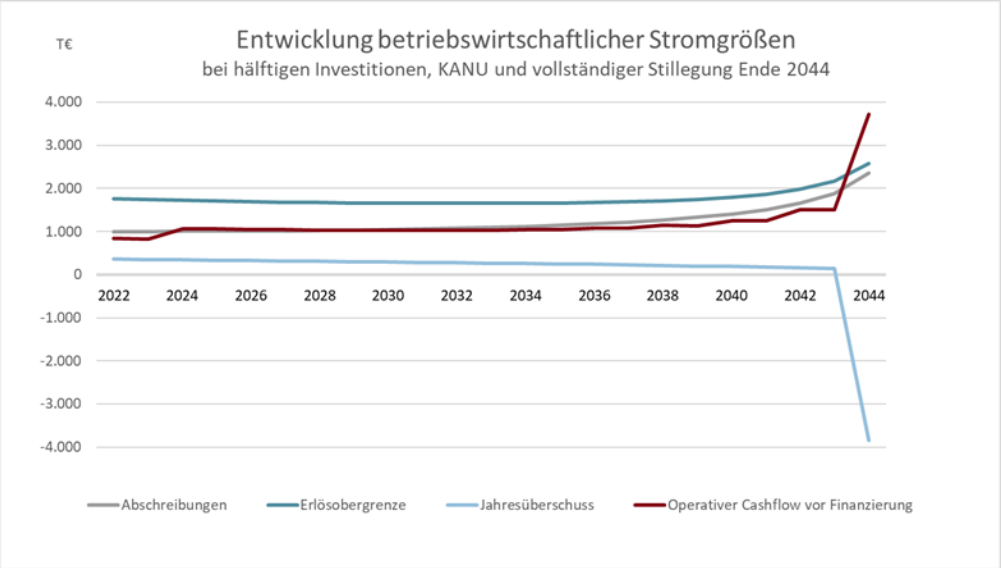

Abbildung 11: Entwicklung der Unternehmensstruktur bei hälftigen Investitionen und abnehmenden Mengen

Abbildung zeigt die Auswirkung einer Fixierung der Nutzungsdauer auf das Jahr 2045 ohne die Möglichkeit der Öffnung nach unten. Auch mit hälftigen Investitionen steigt die Erlösobergrenze von T€ 1.751 im Jahr 2022 exponentiell auf T€ 2.584 im Jahr 2044 an. Mit abnehmenden Mengen werden zusätzlich die Erlöse auf weniger Abnehmer verteilt, was den Effekt verstärkt hat. Zum Ende der geplanten Nutzungsdauer nimmt die kalkulatorische Verzinsungsbasis (Restbuchwerte des Anlagevermögens) stetig ab, wodurch die Abschreibungen mit T€ 2.357 zum dominierenden Werttreiber der Erlösobergrenze werden. Der Jahresüberschuss wird im letzten Jahr zu einem Fehlbetrag, da die Restbuchwerte des Sachanlagevermögens mit der Stilllegung handelsrechtlich vollständig abgeschrieben werden. Am Ende bedarf es einer Kapitaleinlage, um die Stilllegung abzuwickeln.

© BBH, 2023

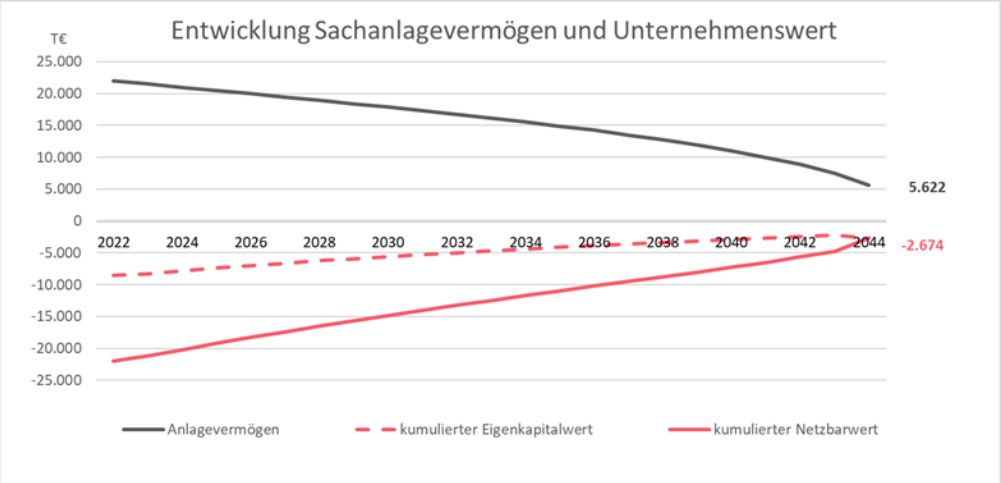

Abbildung 12: Entwicklung des Sachanlagevermögens und der Unternehmenssubstanz bei hälftigen Investitionen und abnehmenden Mengen

Mit der steigenden Abschreibung sinkt in der Konsequenz auch das Anlagevermögen von anfänglichen T€ 22.000 auf T€ 5.622 ab, welches zum Zeitpunkt der Stilllegung das nicht refinanzierbare Anlagevermögen des Gasnetzbetreibers darstellt.

In diesem Szenario gehen vom Wert des Netzes T€ 2.674 und damit rund 12 % der Unternehmenssubstanz des Netzbetreibers verloren. Ein Gasnetzbetreiber mit typisierter Finanzierungstruktur (40 % Eigenkapital) verliert somit rund 31 % des eingesetzten Eigenkapitals. Der Verlust fällt noch höher aus, wenn die handelsrechtliche bzw. steuerrechtliche Nutzungsdauer kürzer ist als die kalkulatorische Nutzungsdauer.

© BBH, 2023

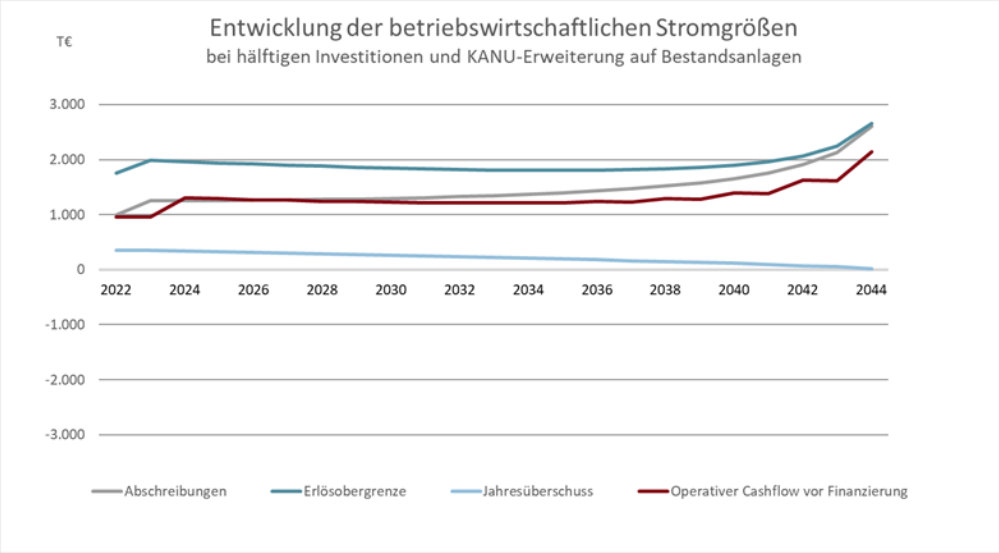

Abbildung 73: Entwicklung der Unternehmensstruktur unter Einbeziehung der Bestandsanlagen

Es müssen also auch die Bestandsanlagen eine vollständige Berücksichtigung in der Kalkulation der Netzentgelte finden, da sie mit einem erheblichen Anteil ebenfalls von der Fristlegung bis zum Jahr 2045 betroffen sind. Sollten diese analog bis 2045

abschreibbar sein, würden die Abschreibungen und folglich auch die Erlösobergrenze im Zeitablauf deutlich höher ausfallen (im Vergleich zu der Erlösobergrenze in Abbildung).

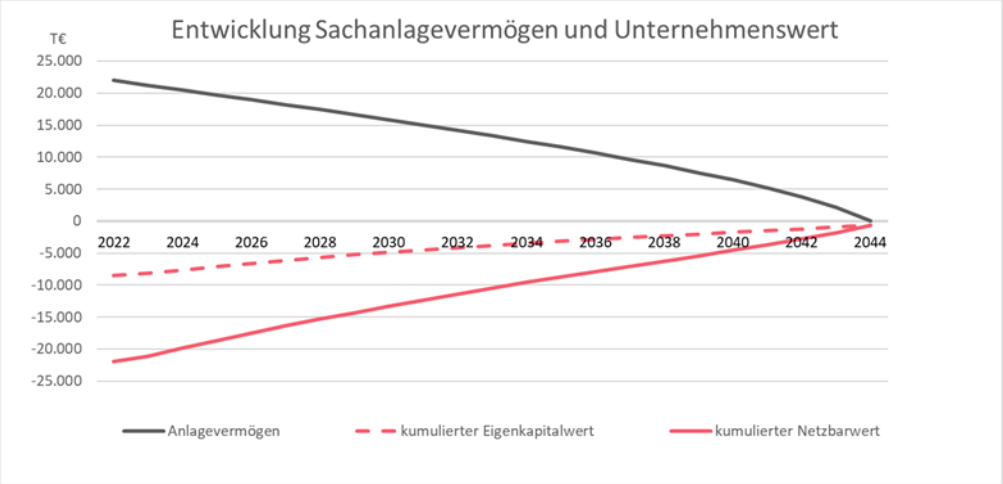

Abbildung 84: Entwicklung des Sachanlagevermögens und der Unternehmenssubstanz unter Einbeziehung der Bestandsanlagen

Sollte es bis 2045 zur Stilllegung des Gasnetzes kommen, und das gesamte Anlagevermögen würde bei der Ansetzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern einbezogen werden, würden sowohl der Wert des Anlagevermögens wie auch das Gesamtkapital bis 2045 gegen T€ 0 konvergieren und die realen wirtschaftlichen Entwicklungen widerspiegeln können. Im Ergebnis wird damit eine vollständige Refinanzierung des gesamten Investitionsvolumens erreicht und der Wert des Netzes bzw. des Netzbetreibers nicht negativ beeinflusst.

c) Zwischenfazit mit Bezug zu den Szenarien

Die Frage der Refinanzierung des investierten Anlagevermögens im Vordergrund stellt sich mit umso größerer Dringlichkeit, je mehr Stilllegungen die Szenarien beinhalten. Gerade die oben dargestellte Problematik der (auch im Rahmen der KANU-Festlegung) nicht berücksichtigten Refinanzierung der Bestandsanlagen gewinnt an Bedeutung, je früher die Stilllegung in einem Szenario angesetzt wird.

Während in der ersten Version des ersten Szenarios (vollständige Stilllegung des Gasnetzes) eine absolute Anpassung der Nutzungsdauern unumgänglich wäre, könnten in der zweiten Version (teilweise Stilllegung), dem zweiten Szenario (Umnutzung) sowie in den Mischszenarien auch andere Lösungen denkbar sein, nämlich eine Abschreibung der Investitionen auch noch über das Jahr 2045 hinaus über die

© BBH, 2023

ersetzende Funktion bzw. ggf. die fortgenutzten Netzteile. Die Unsicherheit, die damit verbunden ist, dass eine Entscheidung über das Ob und Wie einer Fortnutzung von Netzteilen noch nicht getroffen ist, kann dadurch mitigiert werden, dass in schonender Weise Nutzungsdauern bereits (etwas) nach unten korrigiert werden können. Hier sollte die notwendige Flexibilität für die unterschiedlichen Transformationsgeschwindigkeiten und -pfade eröffnet werden.

Des Weiteren dürfte gerade die Öffnung der Laufzeiten nach unten für den Ausbau des Wasserstoffnetzes förderlich sein. Mit einer früheren Refinanzierung würden schneller Mittel zur Verfügung gestellt werden, die in den Umbau des Unternehmens bzw. des bestehenden Gasnetzes reinvestiert werden könnten, um kostengünstigere gasförmige Folgenutzungen zu ermöglichen. Teilnetze bzw. Bestandteile von Teilnetzen, die zum Zeitpunkt einer Umstellung auf Wasserstoff bereits anteilig refinanziert sind, werden die Entgelte von zukünftigen Wasserstoffkund*innen entlasten.

3) Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Für die Frage des Business Case des Gasnetzbetriebes ist die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung entscheidend. Nur bei einer angemessenen kalkulatorischen Verzinsung können Investoren einen vorteilhaften Rückfluss des gebundenen Kapitals erwarten und nur dann wird auch in die Netze investiert.[138] So soll das bestehende Regulierungssystem einen nachhaltig fortzuführenden Netzbetrieb schaffen. Im Vordergrund steht dabei die Unternehmenserhaltung für den Netzbetreiber mit der Möglichkeit der Refinanzierung von angemessenen Kosten für den Netzbetrieb. Entsprechend ist im Rahmen der Studie der Einfluss der Szenarien auf die Eigenkapitalzinsthematik zu bewerten.

Die Festlegung des EK-Zinssatzes erfolgt bisher spartenübergreifend einheitlich für Strom- und Gasnetze.[139] Eine spezifische Festlegung würde eine angemessenere Rendite für die Investoren ermöglichen, die Sonderrisiken einzelner Risikoparameter berücksichtigen und auch die Finanzierung für notwendige Investitionen absichern.

[138] *Säcker/Meinzenbach,* in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl., 2019, § 21 EnWG Rn. 107 f.

[139] So wurden in der 3. Regulierungsperiode sowohl für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen (Beschluss v. 05.10.2016, BK4-16-160) als auch für die Betreiber von Gasversorgungsnetzen (Beschluss v. 05.10.2016, BK4-16-161) der Zinssatz für Neuanlagen auf 6,91 % vor Steuern und für Altanlagen auf 5,12 % vor Steuern festgesetzt.

© BBH, 2023

Nach derzeitigem Stand[140] und mit der Festlegung für die 4. Regulierungsperiode von 2023 bis 2027 werden die Besonderheiten, welche sich aus den hier untersuchten Szenarien ergeben, noch nicht berücksichtigt.[141] Damit ist die Attraktivität für Investoren reduziert, die sowohl die Unterschiede in der Risikostruktur als auch in der zu erwartenden Einordnung in der Taxonomie reflektieren.

Hier besteht dringender Handlungsbedarf. Vor dem Hintergrund der untersuchten Szenarien ist mit Blick auf den derzeitigen Regulierungsrahmen eine Refinanzierung der Investition nicht mehr sicher erwartbar. Daraus ergeben sich mehrere Möglichkeiten: Die immanente Transformationsunsicherheit des Gasnetzes könnte einen generellen Risikoaufschlag bei der Ermittlung des EK-Zinssatzes erfordern, um so die notwendigen Investitionen anzureizen. Es könnten aber auch in den oben skizzierten Mischszenarien die Netzteile gemäß ihrer geplanten Zukunft unterschiedlich behandelt werden, also könnte z. B. für Teile, die dem Szenario B entsprächen, ein Transformationsaufschlag gewährt werden.

4) Künftige Rückbaukosten in der Regulierung

Während im Rahmen einer stabilen Netzversorgungsfunktion das Thema Rückstellungen von weniger drängender Bedeutung ist, ändert sich diese Einschätzung deutlich mit Blick auf die oben definierten Szenariovarianten A (Rückgang der Funktion)[142] und B (Funktionsänderung)[143] mit einem deutlichen Rückgang der Versorgungsfunktion. Dies ist zunächst zu bewerten (Punkt a)) und wird dann an einem Beispiel illustriert (Punkt b)).

a) Bewertung

Wenn im Szenario A die Nutzung des Gasnetzes aufgrund einer sinkenden Gasversorgung zukünftig stark zurückgeht, steht damit auch die Möglichkeit im Raum, dass ein Rückbau der Gasnetzassets verlangt wird. Auch wenn viel dafürspricht, in der Praxis einen Rückbau zunächst nicht zu verlangen und vorzunehmen, soll der Fall aber für die folgenden Ausführungen zugrunde gelegt werden.[144] Eine Refinanzie-

[140] Gegen die am 12.10.2021 erlassenen Festlegungen sind zahlreiche Beschwerdeverfahren beim OLG Düsseldorf rechtshängig. Die mündliche Verhandlung über die Musterverfahren ist auf den 13.06.2023 terminiert.

[141] Beschluss der Bundesnetzagentur v. 12.10.2021, BK4-21-056.

[142] Teil 2B.II.1).

[143] Teil 2B.II.2).

[144] Damit wird keine Aussage dazu getroffen, ob ein sofortiger Rückbau immer rechtlich verpflichtend wäre. Es spricht einiges dafür, im Kontext von nachwirkenden vertraglichen Pflichten aus einem Konzessionsvertrag im Sinne von § 275 Abs. 2 BGB einen sofortigen

rung von Rückbaukosten im Zuge der Netzentgelte ist nur möglich, wenn die Regulierungsbehörden entsprechende Kosten, soweit diese nicht vermeidbar sind, anerkennen. Um diese Kosten regulatorisch geltend machen zu können, ist es wiederum notwendig, handelsrechtlich Rückbaurückstellungen zu bilden und den Aufwand in der Regulierung als aufwandsgleichen Kostenblock einzubringen (siehe Tabelle 1).

Ohne netzentgeltregulatorischer Auswirkung	Mit netzentgeltregulatorischer Auswirkung (es fehlen in KANU klare Angaben)
Die Kosten der Rückstellung mindern das Jahresergebnis der Gasnetzbetreiber	Unveränderte Minderung
	Die Netzkunden müssen sich im Sinne einer vollständigen Gesamtkostenwälzung angemessen an den Rückbaukosten beteiligen, die nach Nutzung der Gasnetze entstehen Folge: Erhöhung Erlösobergrenze und damit systematisch ergebnisneutral (bisher vielfach in der Kostenprüfung durch die Behörden nicht anerkannt)
Die Rückstellung führt zum Aufbau einer Vermögensposition, ▪ die nicht ausgeschüttet werden kann, ▪ die zur Tilgung von Schuld- und Darlehenspositionen verwendet werden kann bzw. ▪ die in den strategischen Umbau der Energieversorgungsunternehmen reinvestiert werden kann.	

Tabelle 1: Kosten der Rückstellung

Mit den geänderten gesetzlichen und politischen Rahmenbedingungen zur Dekarbonisierung des Wärmesektors stellt sich zunächst die Frage, ob im Szenario A (bzw. in Mischszenarien für die entsprechenden Netzteile) für den Rückbau des Gasnetzes eine Verpflichtung zur Bildung von Rückstellungen für ungewisse Verbindlichkeiten gemäß § 249 Handelsgesetzbuch (HGB)[145] besteht. So könnte schon während der Nutzung der Gasnetze Vorsorge für einen etwaigen Rückbau getroffen werden. Gleichzeitig werden jedoch keine Aussagen über die tatsächliche Nutzung des Gasnetzes getroffen, sodass damit keine Auflage für die zukünftige Nutzung einhergeht, sondern lediglich eine für die unternehmensinterne Risikovorsorge.

Die handelsrechtlichen Voraussetzungen für eine Rückstellung sind hinsichtlich der ungewissen Höhe und der wirtschaftlichen Verursachung gemäß § 249 HGB gegeben, da diese aufgrund der derzeitigen operativen Nutzung des Gasnetzes bereits in der Vergangenheit verursacht wurden. Die Außenverpflichtung liegt vor, wenn die

Rückbau dann nicht für verpflichtend zu halten, wenn die Kosten dafür in einem groben Missverhältnis zum Interesse des Konzessionsgebers (der Gemeinde) am Ausbau der Leitungen stehen.

[145] Handelsgesetzbuch, HGB v. 10.05.1897 (RGBl., 219), zuletzt geändert durch BGBl. I 2022, 1146.

Eigentümer von Grundstücken die Möglichkeit zur Entfernung stillgelegter Leitungen haben, welchen Anspruch sowohl Kommunen als auch Privateigentümer erwirken können (z. B. wenn stillgelegte Leitungen stören oder Gefahren verursacht werden).

Bei dem Kriterium der Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahmen kann auf die Dekarbonisierung und die Veränderung der Wärmeversorgung verwiesen werden. Es besteht die Möglichkeit, dass Gasverteilnetze ohne größere Leistungsbereiche bis zum Jahr 2045 keine energiewirtschaftliche Funktion mehr innehaben. Die Konsequenz wäre die Stilllegung der Netze. Die Bundesnetzagentur stellt in der KANU-Festlegung[146] fest, dass in vielen Fällen eine alternative Nutzung als Wasserstoffnetz mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht möglich oder sinnvoll sein wird. In der Konsequenz ergibt sich auch eine relevante Wahrscheinlichkeit für einen Rückbau und damit die Inanspruchnahme, da die Kommune nicht auf ihre Ansprüche verzichten kann.

Im Hinblick auf den Gläubigerschutz und dem handelsrechtlichen Vorsichtsprinzip ergeben sich im Szenario A hohe Hürden für die Begründung, warum von einer unveränderten Nutzung des Gasnetzes in der bestehenden Form nach 2045 auszugehen ist. Solange eine Weiterführung des Gasnetzes nicht überwiegend wahrscheinlich ist (zum Beispiel auf der Basis einer verbindlichen kommunalen Energie-/Wärmeplanung),[147] stellt ein Rückbau des Gasnetzes in dieser Variante zumindest ein vom Unternehmen als realistisch einzuschätzendes Szenario dar, was zu einer Inanspruchnahme des Unternehmens führen würde. Aufgrund dessen und mit Blick auf § 249 Absatz 1 Satz 1 HGB würde zumindest zukünftig wohl auch die Notwendigkeit zur Bildung einer Rückstellung für den Rückbau von Gasteilnetzen bestehen. Bisher gab es in der handelsrechtlichen Bilanzierungspraxis aufgrund der Unsicherheiten noch einen gewissen Beurteilungsspielraum zu diesen Fragen.

b) Beispiel für die wirtschaftlichen Auswirkungen von Rückbau-Rückstellungen

Aus der Bildung der Rückstellungen für einen erwarteten Rückbau des Gasnetzes und den netzentgeltkalkulatorischen Auswirkungen folgt die Frage nach den unternehmerischen Konsequenzen. Dafür sei folgende handelsrechtliche Bewertung auf der Grundlage des Beispiels für Szenario A aus Kapitel Teil 3B.III.2)b) aufgebaut. Bei einer Leitungslänge von rund 370 km sei zunächst ein kompletter Rückbau des Gasnetzes (Abbildung 15: Entwicklung und Konsequenzen einer Rückstellungsbildung

[146] Fn. 134.
[147] Teil 3A.II.2).

© BBH, 2023

für einen kompletten Rückbau des Gasnetzes) und anschließend beispielhaft für 50 % keine Rückstellungen wegen Umwidmung etc. (Abbildung 96: Entwicklung und Konsequenzen einer Rückstellungsbildung für einen hälftigen Rückbau des Gasnetzes) angenommen. Der durchschnittliche Rückbauzeitpunkt sei mit dem 31.12.2054 zehn Jahre nach der Stilllegung gewählt und die erstmalige Rückstellung erfolgt am Ende des Jahres 2023. Durch die gesetzten Annahmen soll die Anforderung, dass Rückbaukosten nur im nicht vermeidbaren Umfang entstehen sollen, verdeutlicht werden. Ein durchschnittlich zeitlich deutlich verzögerter Rückbau ermöglicht in größerem Umfang die Kombination mit anderen Baumaßnahmen und damit die Verteilung von Kosten für den Tiefbau und die Oberflächen. Ein undifferenzierter Rückbau würde zu exorbitanten und auch unsinnigen Rückbaukosten führen, die den Wert der heutigen Anlagen bei Weitem übersteigen können.

Allein mit einem hälftigen Rückbau müssen für das Anlagevermögen von T€ 22 bis 2054 Rückstellungen von T€ 11.613 gebildet werden. Damit geht ein operativer Aufwand für die Netzbetreiber einher, welcher jedoch in folgender Regulierungsperiode bei der Kalkulation der Erlösobergrenze als aufwandsgleiche Kosten einbezogen werden könnte, sodass bei hälftigem Rückbau bis 2054 kumuliert T€ 10.284 refinanziert werden würden. Bei vollständigem Rückbau sogar bis zu T€ 19.870. Mit zunehmender Höhe und ohne netzentgeltregulatorische Auswirkungen für genannten Rückbau drücken die zu bildenden Rückstellungen alternativ das Jahresergebnis signifikant.

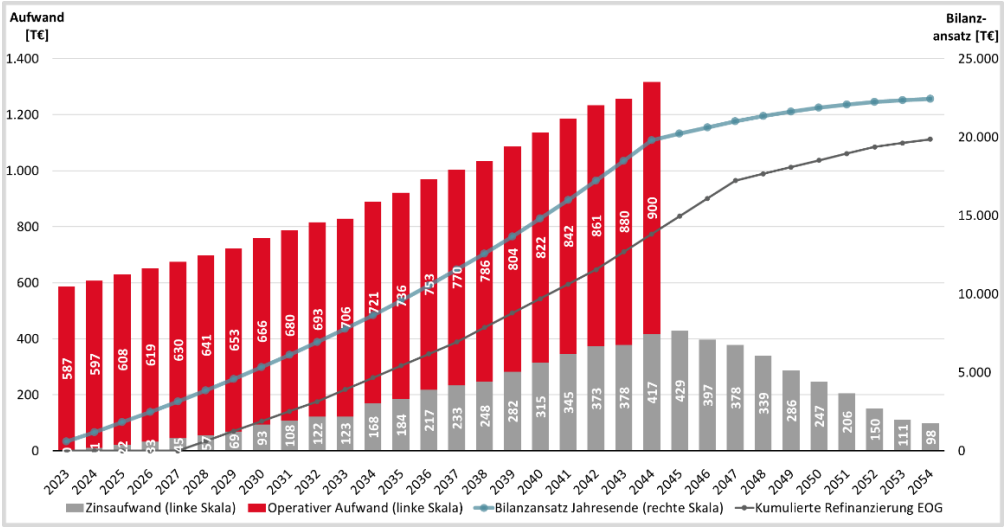

Abbildung 15: Entwicklung und Konsequenzen einer Rückstellungsbildung für einen kompletten Rückbau des Gasnetzes

© BBH, 2023

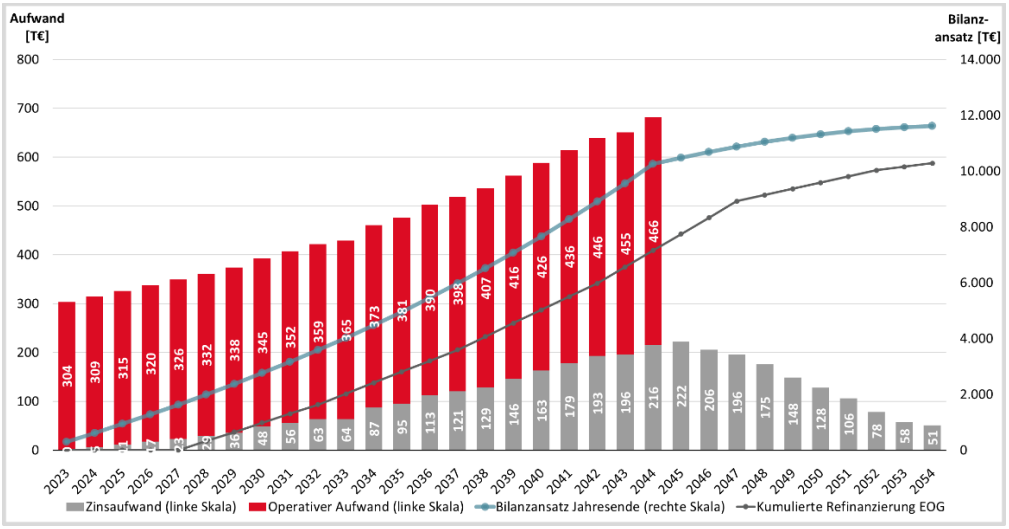

Abbildung 96: Entwicklung und Konsequenzen einer Rückstellungsbildung für einen hälftigen Rückbau des Gasnetzes

Bei der Bildung von Rückstellungen für beispielsweise hälftigem Rückbau ohne netzentgeltregulatorische Auswirkungen (Abbildung 10) bleibt die Höhe der Abschreibungen wie auch die Erlösobergrenze unverändert (Vergleich Abbildung 11: Entwicklung der Unternehmensstruktur bei hälftigen Investitionen und abnehmenden Mengen). Der operative Cashflow vor Finanzierung sinkt jedoch wie auch der Jahresüberschuss. So liegt dieser bereits im Jahr 2034 mit T€ -14 gegenüber T€ 255 ohne die Bildung von Rückstellungen sogar im negativen Bereich.

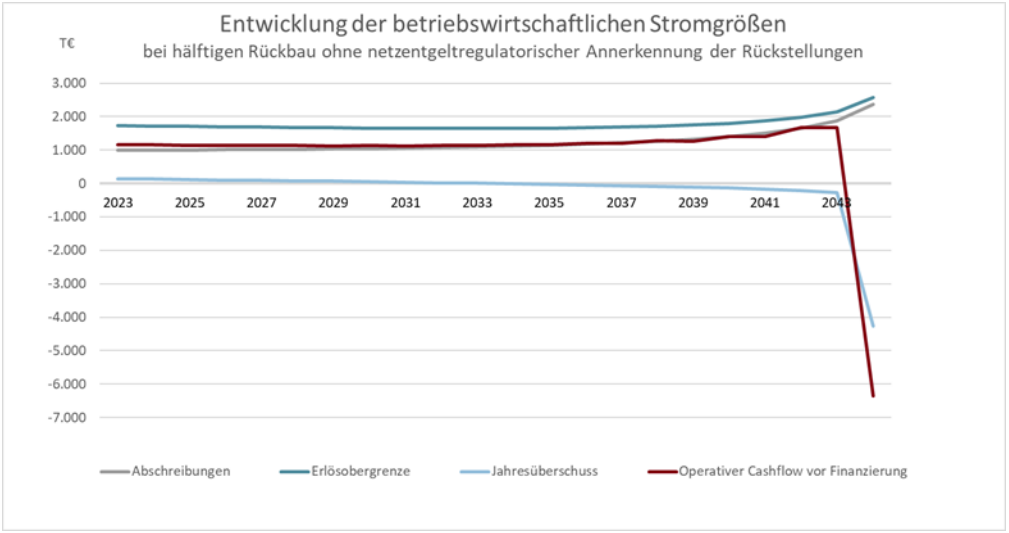

Abbildung 107: Entwicklung der Unternehmensstruktur unter Bildung von Rückstellungen für einen hälftigen Rückbau ohne netzentgeltregulatorische Anerkennung

© BBH, 2023

Die derzeitigen Bedingungen würden Gasnetzbetreiber zukünftig vor Liquiditätsprobleme stellen, soweit eine Rückstellungsbildung kalkulatorisch nicht anerkannt wird. Mit der steigenden Abschreibung sinkt zwar das Anlagevermögen wie in Abbildung auf T€ 5.622 ab, welches bis zum Zeitpunkt der Stilllegung nicht refinanziert wurde. Die nicht anerkannten Rückbaurückstellung in Verbindung mit den entstehenden Rückbaukosten mindern jedoch den Unternehmenswert um weitere T€ 3·554·

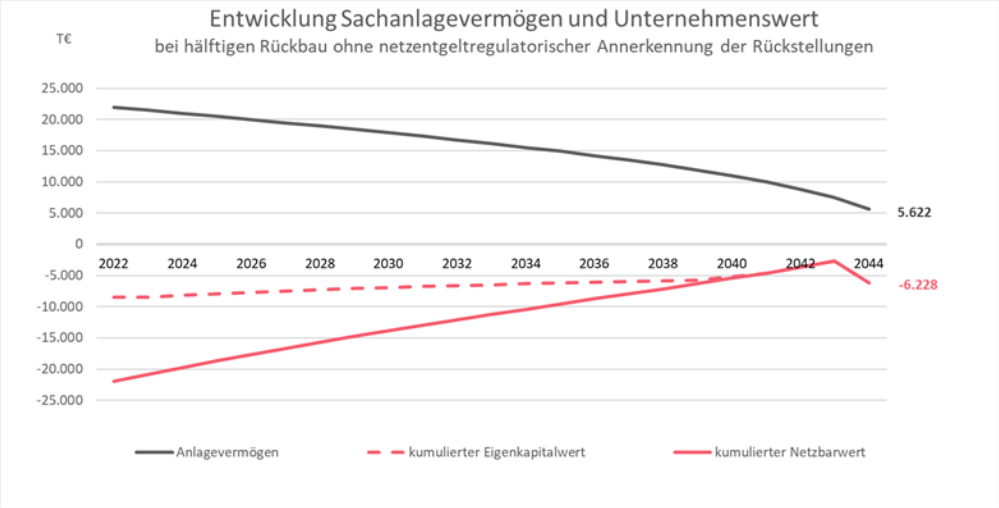

Abbildung 118: Entwicklung des Sachanlagevermögens und der Unternehmenssubstanz unter Bildung von Rückstellungen für einen hälftigen Rückbau ohne netzentgeltregulatorische Anerkennung

In diesem Szenario gehen vom Wert des Netzes T€ 6.228 und damit rund 28 % der Unternehmenssubstanz des Netzbetreibers verloren. Ein Gasnetzbetreiber mit typisierter Finanzierungstruktur (40 % Eigenkapital) verliert somit rund 73 % des eingesetzten Eigenkapitals. Der Verlust fällt noch höher aus, wenn die handelsrechtliche bzw. steuerrechtliche Nutzungsdauer kürzer ist als die kalkulatorische Nutzungsdauer.

Abbildung zeigt die Bedeutung einer kalkulatorischen Berücksichtigung jener Rückstellungen. So können gemäß dem erwartbaren Rückbau die Rückstellungen mit in die grundlegende Ermittlung der Erlösobergrenze einfließen, sodass jene auf T€ 3.083 gegenüber T€ 2.570 im Jahr 2044 steigen. Erst dadurch kann der Jahresüberschuss beispielhaft im Jahr 2034 mit T€ 211 positiv sein und den Gasnetzbetreiber vor finanziellen Problemen bewahren. Die im vorherigen Abschnitt angesprochene hohe Bedeutung der Rückstellungsbildung würde unter derzeitigen Bedingungen den Gasnetzbetreiber sonst vor kommende Liquiditätsprobleme stellen. Im Szenario A bzw. für die Netzteile, für die in Mischszenarien die Stilllegung vorgesehen

© BBH, 2023

wird, müssen entsprechende Rückstellungen also regulatorisch bei der Kalkulation der Erlösobergrenze als unausweichlich akzeptiert und berücksichtigt werden.

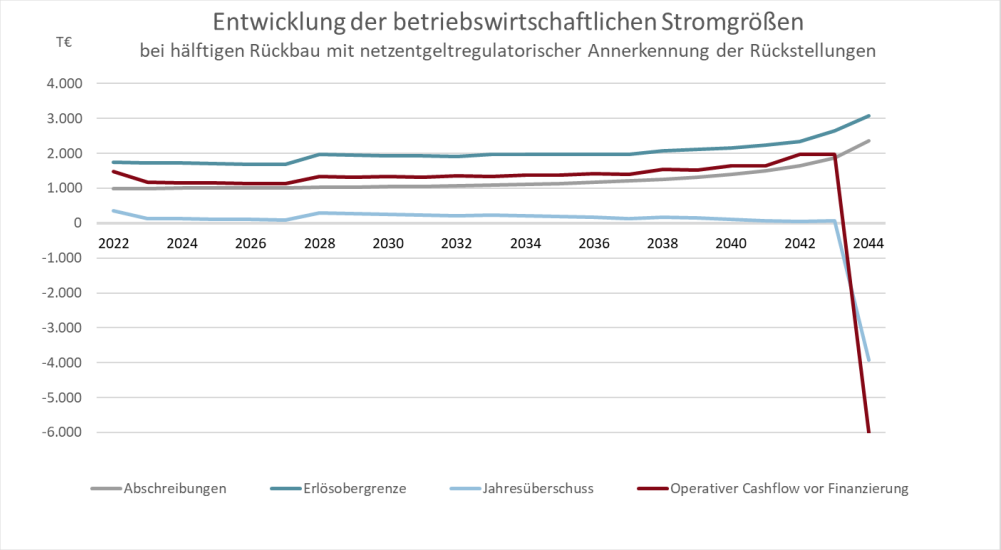

Abbildung 19: Entwicklung der Unternehmensstruktur unter Bildung von Rückstellungen für einen hälftigen Rückbau mit netzentgeltregulatorischer Anerkennung

Auch in diesem Fall liegt zum Ende des Jahres 2044 ein nicht refinanziertes Anlagevermögen von T€ 5.622 vor, welches aus den Bestandsanlagen vor dem Jahr 2023 resultiert. Die Anerkennung der Rückstellungsbildung konnte den Unternehmenswert im Vergleich zum vorangegangenen Beispiel jedoch um T€ 2.779 verbessern, den wirtschaftlichen Effekt der Rückbaukosten nicht gänzlich kompensieren. Die Rückstellungsbildung wird gegenüber dem handelsrechtlich operativen Aufwand erst mit einem zeitlichen Verzug in der folgenden Regulierungsperiode bei der Kalkulation der Erlösobergrenze als aufwandsgleiche Kosten berücksichtigt.

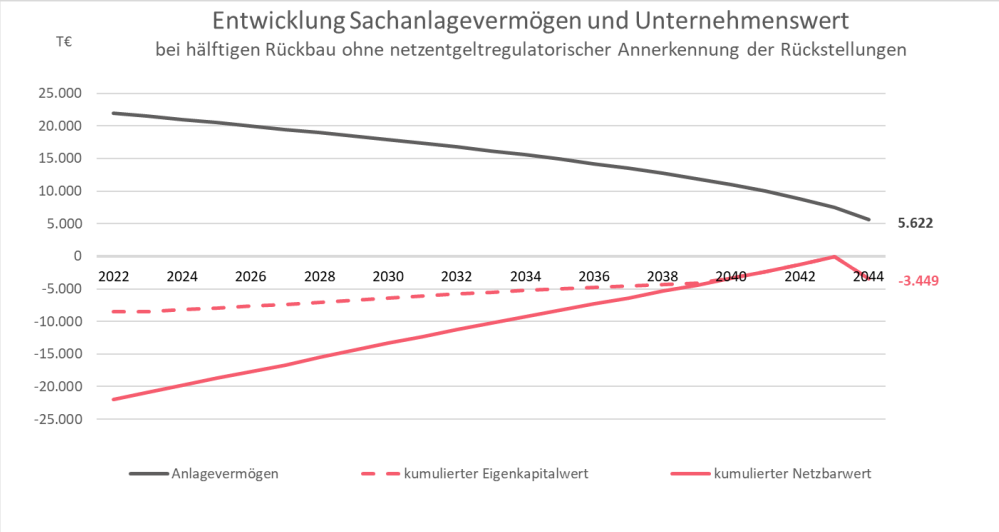

Abbildung 120: Entwicklung des Sachanlagevermögens und der Unternehmenssubstanz unter Bildung von Rückstellungen für einen hälftigen Rückbau mit netzentgeltregulatorischer Anerkennung

In diesem Szenario gehen vom Wert des Netzes T€ 3.449 und damit rund 16 % der Unternehmenssubstanz des Netzbetreibers verloren. Ein Gasnetzbetreiber mit typisierter Finanzierungstruktur (40 % Eigenkapital) verliert somit rund 41 % des eingesetzten Eigenkapitals. Der Verlust fällt noch höher aus, wenn die handelsrechtliche bzw. steuerrechtliche Nutzungsdauer kürzer ist als die kalkulatorische Nutzungsdauer. Je umfassender der Rückbau in einem Szenario erwartet wird, desto stärker ist die Auswirkung auf das Ergebnis des Gasnetzbetreibers. Mit einem umfassenderen Rückbau würde auch die Erlösobergrenze noch stärker steigen und damit der Jahresüberschuss aufgrund der kalkulatorischen Berücksichtigung der aufwandsgleichen Kosten positiv bleiben. Je größer in einem Szenario jedoch Elemente aus den Szenarien B und C relevant werden, desto geringer wird der Einfluss dieser Probleme.

c) Mitigation der Effekte mit Blick auf die Kostenbelastung der Kunden

Unter Beachtung des oben in Teil 2A.II.5) bereits identifizierten Prinzips, dass letztlich alle Konzepte ihre immanenten Grenzen in der Tragfähigkeit der Akteure finden müssen, können die Netzentgelte für die Netzkunden nicht in beliebiger Höhe steigen. So richtig die ökonomische Ableitung der vorstehenden Punkte ist, so klar ist auch, dass keine politischen Lösungen gewählt werden, die die Mehrkosten für eine schnellere Abschreibung oder höhere Eigenkapitalverzinsung für die Netzinfrastrukturen in Szenario A (bzw. entsprechenden Teilen im Mischszenario) eins zu eins auf die (in den Szenarien weniger werdenden) Kund*innen überwälzen. Daraus

ergibt sich, dass zu diesem Zeitpunkt schon Mitigationsmaßnahmen mitgedacht werden müssen. Für die in dieser Studie behandelten Themen kann es dahingestellt bleiben, auf welchem Wege die Entlastung erfolgt.

Sie könnte erstens durch Sozialisierung der Mehrbelastung durch alle Gasnetzkund*innen erfolgen. Die einfachere Lösung wäre hier ein auf Kund*innenseite vereinheitlichtes Netzentgelt, was dazu führen würde, dass Kund*innen in Gasnetzen, die in der Realität stärker an den Szenarien B oder C orientiert wären, Teile der Mehrbelastung aus den Szenario-A-Netzen tragen müssten. Dies könnte an den seit 2023 geltenden deutschlandweit vereinheitlichten Übertragungsnetzentgelten gem. § 14a StromNEV orientiert werden. Dem ausgleichenden Aspekt einer solchen Lösung stünde aber der organisatorische Abwicklungsaufwand entgegen, der durch eine Umverteilung zwischen den Hunderten von Netzbetreibern entstünde. Hier wäre u. a. zu klären, welche Stelle die Berechnung und Umverteilung organisiert und welche Wechselwirkungen dadurch bei den einzelnen Netzbetreibern entstehen. Ebenfalls ist zu berücksichtigen, dass das Instrument den Netznutzern Schutz vor unbeeinflussbaren Kostensteigerungen gewähren soll. Es dient nicht dazu, die letzten (transformationsunwilligen) Netznutzer bis in alle Ewigkeit zu subventionieren.

Die zweite, in der Abwicklung deutlich einfachere Lösung könnte darin bestehen, einen Teil der Zusatzkosten über die Gesamtheit der Steuerzahler zu sozialisieren. Dies könnte über direkte staatliche Zuschüsse an die Netzbetreiber erfolgen. Im Gegensatz zum ersten Modell würde hier aber eine staatliche Beihilfe vorliegen, die entsprechend beihilferechtlich gerechtfertigt werden und bei der Europäischen Kommission notifiziert werden müsste.[148]

Eine dritte Möglichkeit bestünde darin, staatliche Mittel nicht zu verwenden, über Zuschüsse an Netzbetreiber hohe Kosten für Netznutzer zu mindern, sondern den Netzbetreibern die besonders kostenträchtigen Elemente abzunehmen. Netze oder abtrennbare Netzteile werden an einen staatlich gestützten Akteur/Fonds (quasi einen Sozialfonds) zu übertragen, der den Systembetrieb zu Ende führt (bzw. durch den bisherigen Netzbetreiber im Auftrag führen lässt) und die fehlenden Erlöse anderweitig kompensiert. Das Konzept gibt es in der Energiewirtschaft, nämlich beim Kohleausstieg, auch schon in Ansätzen. Dort gibt es die Möglichkeit, Kohlekraftwerke im Einklang mit den Dekarbonisierungszielen zwar nicht mehr im normalen wirtschaftlichen Betrieb zuzulassen, aber in einer Reserve aus Resilienzgründen

[148] Dabei kann für die Zwecke dieser Studie dahinstehen, wie die Refinanzierung der staatlichen Zuschüsse ausgestaltet wird. Soweit hier Ideen wie ein „Netzpfennig" herangezogen werden soll, sind die Grenzen des Verfassungsrechts zu beachten, die Mitte der 1990er Jahre zum Ende des sog. „Kohlepfennigs" führten, BVerfGE 91, 186 ff.

trotzdem noch vorzuhalten. Genauso wie diese Kraftwerke noch eine positive Wirkung für die Versorgungssicherheit haben, könnte ein netzbezogener Sozialfonds eine unterstützende Funktion bei Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur spielen.

5) Berücksichtigung von Transformation im Effizienzvergleich

Von großer Bedeutung für die tatsächliche Höhe der einzunehmenden Erlöse ist für einen Netzbetreiber die Positionierung im sog. Effizienzvergleich, das „Herzstück der Anreizregulierung".[149] Es ist daher zu betrachten, ob die bestehende Methodik des Effizienzvergleiches geeignet ist, die besonderen Herausforderungen abzubilden, vor denen Netzbetreiber stehen, die die oben genannten Ziele wie Klimaneutralität[150], Energiesouveränität[151] und gleichzeitig bezahlbare Versorgungssicherheit[152] erfüllen sollen.

Zum Hintergrund: Die Teilnahme am Effizienzvergleich ist verpflichtend für Netzbetreiber, die mehr als 30.000 angeschlossene Kund*innen aufweisen. Alternativ kann auf das vereinfachte Verfahren (vgl. § 24 ARegV) zurückgegriffen werden. In dem Effizienzvergleichswertverfahren wird zum einen die Dateneinhüllungsanalyse oder alternativ die stochastische Effizienzgrenzanalyse verwendet. Beide Methoden verwenden dieselben Vergleichsparameter wie Kosten pro Anschlusspunkte, Leitungslänge oder Jahreshöchstlast in Abhängigkeit von der betrachteten Netzebene. Diese Parameter ergeben Sinn im Kontext eines in seiner Versorgungsfunktion gleichbleibenden Netzes, sie verlieren den Sinn aber im Transformationskontext.

Mit Blick auf Szenario A, also einem Zurückgehen und Einstellen der Versorgungsfunktion, ergäben sich Verzerrungen im Effizienzvergleich. Aufgrund der erhöhten Kosten durch die Transformation (Abschreibungen, Rückbaurückstellungen etc.) käme es zu einer Erhöhung der Aufwandsparameter, was nachteilige Effekte im Effizienzvergleich haben könnte. Hier stellt sich die Frage, wie in eine Anreizregulierungssystematik mit Effizienzwerten die Transformation praktisch umgesetzt werden kann. Denn im Sinne der vorerwähnten Zielerreichung dürften die Effekte aus einer aktiven und politisch gewollten Transformation nicht zum Nachteil des Netzbetreibers führen. Es sollte im Gegenteil ein Anreiz bestehen, diese Transformation voranzutreiben. Eine Lösung könnte darin bestehen, in solchen Szenarien die Effizienzbewertung zum Zeitpunkt der Entscheidung über eine Nichtnutzung „einzufrieren". Das würde bedeuten, in Szenario A keinen neuen Effizienzvergleich mehr

[149] *Theobald/Kühling/Hummel*, ARegV § 12, Rn. 1.
[150] Teil 2A.I.1).
[151] Teil 2A.I.2).
[152] Teil 2A.I.3).

© BBH, 2023

anzustellen; in Mischszenarien würde es bedeuten, das Netz virtuell in Teilnetze aufzutrennen und nur noch für Netze, für die eine Weiternutzung vorgesehen ist, noch neue Effizienzvergleiche anzustellen.

Differenzierter stellt sich die Situation im Kontext des Szenario B dar, also bei einer Umnutzung der bestehenden Gasnetzinfrastruktur. Hier ist zu unterscheiden, ob das jeweilige Asset noch den Zwecken der Gasversorgung dient. Tut es dies nicht, ist das Asset aus dem Effizienzvergleich herauszunehmen. Tut es dies, weil es z. B. als Resilienzreserve dienen soll,[153] wäre es innerhalb des Effizienzvergleichs anders zu berücksichtigen, weil dieses Asset nicht der aktuellen Gasversorgung, sondern nur noch einer potenziellen künftigen diente.[154] Bei einer Umwidmung zum Wasserstoffnetz (und einer einheitlichen Regulierung) müsste beachtet werden, dass die Versorgungsaufgabe zum Beispiel mit einem höheren Wert für Leitungslänge oder Rohrvolumen (§ 13 Abs. 3 Satz 4 Nr. 3 ARegV) erfüllt würde.

Insgesamt ist abzuwägen, ob der entstehende Aufwand und die Komplexität eines angepassten Effizienzvergleichs durch den damit verbundenen Nutzen gerechtfertigt werden. Der Effizienzvergleich erfordert für den Transformationsprozess erhebliche Bereinigungen. Dabei steigt die Komplexität nochmals weiter an, was in der Praxis schwer umsetzbar ist. Vor diesem Hintergrund könnte auch erwogen werden (in radikalerer Abkehr vom aktuellen Regulierungsprinzip), den Effizienzvergleich unter den gegebenen Rahmenbedingungen gänzlich abzuschaffen. Hier ist wesentlich zu bestimmen, wann dieser Zeitpunkt gekommen ist.

6) Transformationsbezogenes T-Element

Soweit eine Anpassung des Netzbetriebes an die eingangs definierten Ziele[155] nicht ohne Weiteres über die Kosten oder den Effizienzvergleich abbildbar wäre, muss geprüft werden, inwiefern dies auf anderem Wege honoriert werden könnte. Eine Lösung könnte ein transformationsbezogenes Bonuselement sein, quasi ein T-Element.

Bereits *de lega lata* versucht der Gesetzgeber, die Qualität der Energieversorgung zu verbessern, indem zusätzlich zum Effizienzvergleich ein Qualitätselement einge-

---

[153] Teil 2B.II.2).

[154] In dem Extremszenario, dass das komplette Gasnetz zur Resilienzinfrastruktur umgewidmet wird und in den Stillstandsbetrieb überführt wird, würden die heutigen Netzentgelte als Anknüpfungspunkt entfallen. Die Refinanzierung des Stillstandsbetriebs müsste dann über eine eigenständige Umlage oder Gebühr von den Anliegern erfolgen, da diese von der Versicherungsleistung profitierten.

[155] Teil 2A.

führt wurde, welches im Strom Bestandteil der Erlösobergrenzenformel der Netzbetreiber ist.[156] So können keine Kosten durch ausbleibende notwendige Investitionen gespart werden und in der Konsequenz ist die Versorgungssicherheit und -qualität sichergestellt. Die Grundlage bilden u. a. Kennzahlen zur Unterbrechungsdauer (SAIDI), -häufigkeit (SAIFI) oder auch die nicht gelieferte Energiemenge.[157] Kritik lässt sich vor allem dadurch anbringen, dass durch ein vereinfachtes Verfahren gut die Hälfte der Netzbetreiber von der Qualitätsregulierung ausgenommen ist. Darüber hinaus gibt es keine vorgesehene Qualität oder Verbesserungsvorgaben.

Das Konzept eines „Aufschlags" für wünschenswerte Leistungen kann man aber übertragen. Auf der Gasnetzseite könnten Bonuselemente ganz unterschiedliche Funktionen übernehmen. Im Szenario A könnte ein Bonuselement eingeführt werden, dass die in den vorgenannten Abschnitten erhöhten Kosten, die nicht über die Netzentgelte weitergegeben werden könnten, einer pauschalierten („effizienten") Weitergabe zuführt. Dies kann aber nicht das Problem der überhohen Belastung der Netzkunden lösen.

Interessanter ist das T-Element daher eher im Kontext des Szenario B. Als „Resilienz-Element" ausgestaltet, würde es einerseits einen Bonus gewähren, wenn das Gasnetz neben seiner heutigen Versorgungsfunktion auch noch eine langfristige Absicherungsfunktion übernähme. Dies könnte Nachteile kompensieren, wenn der Resilienzgedanke nicht im Effizienzvergleich angemessen berücksichtigt wird. Und als „Transformationselement" ausgestaltet, könnte es – bei einer gemeinsamen Betrachtung von Methan und Wasserstoff – den Anpassungsaufwand für den Wasserstoffnetzbetrieb sozialisieren, den Hochlauf erleichtern und die Belastungen zwischen den verschiedenen Nutzertypen glätten.

Alternativ könnte erwogen werden, auch das für die operativen Kosten bestehende Budgetprinzip aufzuweichen. Bei sich verändernden Strukturen und damit auch sich strukturell verändernden Betriebskosten ist die bisherige Systematik nicht flexibel genug. Dies könnten für einzelne gut abgrenzbare Kostenarten, wie zum Beispiel dem Aufwand für Rückbau mittels einer Anpassung über den Mechanismus der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile nach der Systematik der ARegV erfolgen. Umfassender wäre hier der Gedanke, die Betriebskosten insgesamt wie auch heute schon die Kapitalkosten laufend mit ihren Veränderungen in die Erlösobergrenze einzubeziehen.

---

[156] Grundlegend dazu *Dohr/Niederprüm/Pickhardt*, Anreizregulierung über das Q-Element – Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit in kommunalen Stromnetzen, in: IR 2010, 256.

[157] Näher zur Bestimmung der Werte BerlKommEnR/*Hilpert*, ARegV § 20 Rn. 2 ff.

IV. Zwischenfazit und zugleich Alternativen zur (alleinigen) Finanzierung über Gasnetzentgelte

Wie oben[158] gezeigt, ist der derzeitige Regulierungsrahmen auf einen kontinuierlichen Weiterbetrieb des Gasnetzes ausgerichtet. Dies wird in den hier untersuchten Szenarien A und B, sowie in den entsprechenden Teilen von Mischszenarien, nicht der Fall sein.

Volkswirtschaftlich ist es sinnvoll, im Szenario A (bzw. für die entsprechenden Teile im Mischszenario) regulatorisch Maßnahmen zu ergreifen, die es frühzeitig erlauben, die Kosten für die Stilllegung zu sozialisieren (sei es als vergleichmäßigtes Netzentgelt, als Netzbetreiberzuschuss oder über einen „Sozialfonds" für Netze). Dies – und die Umlage der Kosten über die Netzentgelte – ist deshalb erforderlich, da nur so gewährleistet werden kann, dass die Kosten auf eine Vielzahl von Verbraucher*innen verteilt werden können. Wartet man mit einer solchen Regelung zu lange, fehlt es an einer hinreichenden Anzahl an Gasnetzkund*innen, sodass entweder die Netzentgelte dann signifikant steigen[159] oder eine anderweitige Finanzierungsquelle zur Verfügung stehen muss. Anderenfalls müsste der Netzbetreiber für die Kosten einstehen, was gerade im Hinblick auf den verpflichtenden engen Regulierungsrahmen nicht billig wäre und dessen Fähigkeit einschränkte, Versorgungssicherheit weiterhin zu garantieren. Will man weder die Kund*innen noch die Netzbetreiber überlasten, muss man andere Wege zur Verfügung stellen, die in Form von Umlagen, staatlichen Zuschüssen oder dem Konzept einer Bad Bank oben[160] erwähnt wurden.

Für das Szenario B (Funktionsänderung)[161] gilt, dass unterschieden werden muss, welche Art von Funktionsübernahme erfolgt.

Bei einer Transformation in ein Wasserstoffnetz ist danach zu unterscheiden, wie stark der Gas- und der Wasserstoffnetzbetrieb voneinander zu trennen sind. Bei einer starken Trennung würden die entsprechenden Netz-Assets an den Wasserstoffnetzbetrieb übertragen werden müssen. Die dafür erzielten Gewinne müssten mit den Gasnetzentgelten gegengerechnet werden. Denkbar ist es, dass das Wasserstoffnetz bei der Anschaffung der entsprechenden Netzteile gefördert würde, um die Wasserstoffnetzentgelte der ersten Generation künstlich zu deckeln. Bei einer gemeinsamen Regulierung könnte auch der Gedanke eines Amortisationskontos,

[158] Teil 3B.II.1).
[159] Vgl. die Beispielsrechnungen oben, Teil 3B.III.2)b).
[160] Teil 3B.III.4)c).
[161] Teil 2B.II.2).

© BBH, 2023

wie ihn die dena aufgebracht hat,[162] fruchtbar gemacht werden. Hier könnten die Kosten des auslaufenden Methannetzbetriebes und des anlaufenden Wasserstoffnetzbetriebes insgesamt für die Netzkunden der Transformationsphase begrenzt werden. Zugleich besteht die Erwartung, dass der Wasserstoffnetzbetrieb diese aufgeschobenen Kosten zeitlich gestreckt in der Zukunft verdienen dürfte.

Bei einer Verwendung als Resilienzstruktur wäre in einem exklusiven Szenario B eine Finanzierung der Versicherungsfunktion über eine allgemeine Umlage o. Ä. der Anlieger des Netzes sicherzustellen.[163] In einem Mischszenario könnten die Kosten des Stillstandsbetriebs auch über ein allgemeines Systementgelt umgelegt werden.

Schließlich ist es noch theoretisch denkbar, dass das Gasnetz im Rahmen von Szenario B eine dienende Funktion für ein anderes System übernimmt. Als Beispiel soll im Folgenden dienen, dass das Gasnetz für den Stromnetzbetrieb eine Hilfsfunktion übernimmt (z. B. als Puffer oder Speicher für ein Gaskraftwerk als „besonderes netztechnisches Betriebsmittel"). In diesem Fall ist zwingend darauf zu achten, dass die Kosten sowohl für den Gas- als auch den Stromnetzbetreiber gleich ermittelt und auch nur einmal erhoben/umgelegt werden. In dem Beispiel entstehen Kosten für den Stromnetzbetreiber, die bei dem Gasnetzbetreiber als Erlöse im Rahmen der Netzentgeltkalkulation zu berücksichtigen sind. Es würde sich anbieten, eine entsprechende Prüfung bei dem kostenverursachenden Netz vorzunehmen, während auf der Seite des Erlös erhaltenden Netzes dieses Prüfergebnis einfach übernommen wird – auch wenn sich zu einem späteren Zeitpunkt an dem Prüfergebnis etwas ändern sollte. So kann sichergestellt werden, dass beim Gasnetzbetreiber die Erlöse nach § 4 Absatz 7 GasNEV kostenmindernd in der Berechnung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Insoweit wäre es grundsätzlich nicht notwendig, deswegen *de lege ferenda* die GasNEV anzupassen. Trotzdem ist zu berücksichtigen, dass die Netzbetreiber eine gewisse Sicherheit im Hinblick auf die Finanzierung und die Kostenstruktur ihres Netzes haben müssen. Die BNetzA sollte daher für identifizierte Business Cases im Bereich der Sektorenkopplung per Festlegung das Procedere fixieren, damit eine einheitliche Anwendung auch über Beschlusskammern hinweg gewährleistet ist.

[162] *dena*, dena-IMPULSPAPIER „Vorfinanzierung durch die Netzbetreiber, Risikoabsicherung durch den Staat", 08/2022.

[163] Bereits Fn. 154.

Da das Szenario C die Fortführung des Gasnetzes als Methannetz beinhaltet, bedarf es keiner Alternative zu den Netzentgelten. Das gilt auch für den Teil der Netz-Assets, der in den Mischszenarien zumindest zunächst oder dauerhaft für die methanbasierte Gasversorgung eingesetzt wird.

C. Gaskonzessionsverträge gemäß §§ 46 ff. EnWG

Die vorstehend skizzierten Szenarien haben auch auf Konzessionsverträge eine nicht unerhebliche Auswirkung.

Für die Verlegung und den Betrieb von Gasverteilnetzen der allgemeinen Versorgung ebenso wie für Gasleitungen zur unmittelbaren Versorgung von Letztverbraucher*innen werden regelmäßig öffentliche Verkehrswege in Anspruch genommen. Die hierfür erforderlichen Wegerechte werden dabei durch die jeweilige Gemeinde über Wegenutzungsverträge gemäß den Bestimmungen der §§ 46 ff. EnWG eingeräumt.

Soweit es sich um Gasverteilnetze der allgemeinen Versorgung handelt, müssen Gemeinden für die Vergabe der Wegenutzungsrechte gemäß den §§ 46 ff. EnWG ein wettbewerbliches Bekanntmachungs- und Auswahlverfahren durchführen. Die Laufzeit solcher Wegenutzungsverträge (sog. Konzessionsverträge) ist dabei gesetzlich auf maximal 20 Jahre begrenzt, § 46 Abs. 2 EnWG; bisher wird diese Höchstlaufzeit auch regelmäßig vereinbart. Konzessionsverträge i.S.d. § 46 Abs. 2 EnWG vermitteln dem ausgewählten Konzessionär zwar kein ausschließliches Wegerecht, aufgrund der faktischen Wirkung bereits vorhandener Netze ist das konzessionierte Unternehmen faktisch in nicht unerheblichem Umfang vor Wettbewerb geschützt.[164]

Innerhalb des langen Konzessionierungszeitraums fehlt es an einer Flexibilität für die Kommunen und Netzbetreiber. Im Hinblick auf die (nationalen und/oder unionsrechtlichen[165]) wettbewerbsrechtlichen Vorgaben sind wesentliche Vertragsänderungen während der Vertragslaufzeit nicht unproblematisch und führen ggf. zu einer Neuausschreibungspflicht der Konzession. Bei der regelmäßig langen Vertragslaufzeit ist es unter dem geltenden Rechtsrahmen insofern mitunter schwierig, konzessionsvertragsrechtlich auf sich ändernde energiepolitische Rahmenbedingungen z. B. im Hinblick auf die Umsetzung der Wärmewende und die notwendige Transformation der Gasversorgung zu reagieren. Für die teilweise landesrechtlich bereits vorgeschriebene und auch durch den Bundesgesetzgeber angestrebte verbindliche

[164] Bereits BT-Drs. 13/7274, S. 20 f. zur Novelle des EnWG 1998.

[165] EuGH Urt. v. 19.06.2008, Rs. C-454/06 - „pressetext"; Urt. v. 07.09.2016, Rs. C-549/14 – „Finn Frogne".

© BBH, 2023

kommunale Wärmeleitplanung[166] sind aktuell noch länger laufende Gaskonzessionsverträge ggf. ein Hemmnis bzw. ist eine spätere kommunale Wärmeplanung im derzeitigen Rechtsrahmen ggf. nur schwerlich verbindlich mit laufenden Gaskonzessionsverträgen in Einklang zu bringen.

Unabhängig davon wird der aktuelle Rechtsrahmen zur Vergabe von Gas- (und auch Strom)konzessionen dem für die Umsetzung der Wärmewende essenziellen Erfordernis, Energiesysteme für die Umsetzung der Wärmewende und die Transformation der Gasversorgung integriert zu betrachten, nicht gerecht. Gerade auch mit dem Instrument der kommunalen Wärmeplanung soll ein medienübergreifend koordiniertes Vorgehen angestrebt und gesteuert werden. Das derzeit stark wettbewerbsrechtlich geprägte Konzessionsrecht der §§ 46 ff. EnWG erlaubt einen solchen medienübergreifenden Ansatz bei der Konzessionsvergabe jedoch bislang nicht. Die Konzessionsvergabe gemäß den §§ 46 ff. EnWG ist vielmehr jeweils medienspezifisch für Gas und Strom vorzunehmen; etwaige zu bildende Auswahlkriterien für die Konzessionsvergabe müssen jeweils den Bezug zum Gas- bzw. Stromnetzbetrieb aufweisen. Einen medienübergreifenden Ansatz oder gar eine medienübergreifende Konzessionsvergabe lassen die §§ 46 ff. EnWG nicht zu.

Zwar hat der Gesetzgeber jüngst mit § 113a Abs. 2 EnWG geregelt, dass u. a. laufende Gaskonzessionsverträge bis zum Ende ihrer Laufzeit auch für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff gelten. Nach deren Auslaufen dürfte aber nach derzeit geltendem Recht keine integrierte Konzessionsvergabe zulässig sein[167]. Im besten Fall bestünde diesbezüglich zumindest eine erhebliche Rechtsunsicherheit für Kommunen wie Versorgungsunternehmen. Auch eine integrierte Konzessionsvergabe bspw. für eine „gemeindliche Wärmeversorgung", die neben dem – regulierten – Gasnetzbetrieb auch die – insofern unregulierte – Wärmeversorgung (diese fällt nicht unter den Anwendungsbereich der §§ 46 ff. EnWG) mitumfasst, ist aufgrund der aktuellen wettbewerbsrechtlichen Vorgaben bislang nicht möglich.

Es besteht somit das Risiko, dass z. B. in einer kommunalen Wärmeleitplanung vorgesehene medienübergreifende Transformationsprozesse keinen oder keinen hinreichenden Niederschlag in laufenden und auch nicht in künftig abzuschließenden Konzessionsverträgen i.S.d. § 46 EnWG finden. Das zentrale Ziel einer Wärmeplanung, Planungssicherheit für Investitionen zu erhöhen[168], würde damit erheblich be-

[166] Diskussionspapier Wärmeplanung, oben Fn. 83.

[167] Unabhängig hiervon bleibt abzuwarten, wie sich der unionsrechtliche neue Regulierungsrahmen der Gas- und Wasserstoffnetze sich letztlich gestalten wird, vgl. bereits Teil 3B.I.

[168] Diskussionspapier Wärmeplanung, S. 4, oben Fn. 83.

© BBH, 2023

einträchtigt. Durch die derzeit über § 46 Abs. 2, 3 EnWG bestehende Pflicht der Gemeinden zur medienspezifischen Neuausschreibung und zum Neuabschluss ausgelaufener Gaskonzessionsverträge wird den Gemeinden letztlich auch der Wechsel von der Wärmeversorgung durch Gas zu einer durch Nah- oder Fernwärme, Wärmepumpen, Geothermie oder andere erneuerbare Wärmequellen verwehrt.

Angesichts des ungenügenden aktuellen Regulierungsrahmens, der den notwendigen Transformationsprozess der Gasnetze nicht hinreichend berücksichtigt[169], sowie derzeit weiterhin weitestgehend uneingeschränkt bestehender gesetzlicher Netzanschlusspflichten und künftig ggf. nicht refinanzierbarer Stilllegungs- bzw. Rückbaukosten bestehen erhebliche rechtliche und insbesondere wirtschaftliche Unsicherheiten für Gasnetzbetreiber. Insofern ist aktuell unklar, ob sich nach Auslaufen einer Gaskonzession überhaupt noch ein Unternehmen um eine Gaskonzession (erneut) bewerben möchte, was Folgeprobleme ganz eigener Art bedeutete.

D. Zwischenfazit

Die Regulierung der Gasnetze, wie wir sie heute haben, ist auf einen fortlaufenden Betrieb ausgerichtet. Sie scheitert aber in Transformationssituationen. Das bedingt Anpassungen der Regulierungslogik, die sich aber je nach Szenario unterscheiden. Fragen von Anschluss- und Versorgungspflicht sind in einem Stilllegungsszenario drängend, aber auch in einem Transformationsszenario relevant. Zentraler Punkt ist jedoch immer die Frage nach der Finanzierung der Netze, aber auch diese Frage zeigt sich in ganz unterschiedlichen Facetten, je nach betrachtetem Szenario.

[169] Teil 3B.III.

BECKER BÜTTNER HELD

Teil 4 Ableitungen

In Teil 4 erfolgen die Ableitungen. Dabei wird zunächst noch einmal begründet, warum derzeit keine allgemein gültigen Prognosen zu den Szenarien gemacht werden können, sondern warum es realistisch ist, davon auszugehen, dass sich die Entwicklungen der Gasnetze nach den lokalen Gegebenheiten unterschiedlich herausbilden werden (Punkt A). Danach werden die in Teil 3 gefundenen Punkte, an denen es bei den untersuchten Szenarien aus Teil 2B zu Reibungen und nachteiligen Entwicklungen mit Blick auf die eingangs herausgearbeiteten Ziele in Teil 2A.I und II käme, zusammengefasst und mit Lösungsvorschlägen für eine Weiterentwicklung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens *de lege ferenda* versehen (Punkt B).

A. Realistisches Szenario zur Grundlage von Politikentscheidungen machen

Im Rahmen der eingangs durchgeführten Metastudie wurde herausgearbeitet, dass es zwar gewisse gemeinsame Grundlinien, insgesamt aber keinen wissenschaftlichen Konsens für „das" künftige Szenario gibt.[170] Daraus ergibt sich eine Grundunsicherheit, die realistischerweise auch zur Grundlage künftiger Politikentscheidungen gemacht werden muss, wobei die unter Teil 2A.I und II genannten Ziele und Ableitungen unverändert gelten.

I. Erwartungen an ein realistisches Szenario

Aus der Betrachtung des aktuellen Diskurses und eingedenk der global, europäisch und national verfolgten Ziele wird deutlich, dass jedes realistische Szenario sich mittel- bis langfristig an der Klimaneutralität orientieren wird. Daraus ist abzuleiten, dass es zu einer Dekarbonisierung kommt und damit mit einer hohen Wahrscheinlichkeit (auch unabhängig vom Ukraine-Krieg) zu einer sinkenden Erdgasversorgung kommen wird. Offener ist aber die Frage, welche Rolle kohlenstoffarmes Methan (wie Biogas) und auch Wasserstoff einnehmen werden.

Ebenfalls besteht hohe Einigkeit, dass es realistisch ist, dass Elemente von Sektorenkopplung als alternative oder ergänzende Strategie im Rahmen einer künftigen Energiewirtschaft eine zunehmende Rolle spielen werden. Allerdings werden auch hier viele möglichen Variationen oder Kombinationen diskutiert, die jeweils Potenzial für eine klimaneutralere Versorgung bergen, wie es die Politik für die Zukunft verabschiedet hat.[171]

[170] Bereits Teil 2B.I.

[171] Teil 2A.I.1) und für Deutschland insbesondere § 1 KSG.

© BBH, 2023

II. Funktioniert wirtschaftlich, technisch und berücksichtigt die Verfügbarkeit von Materialien und Fachkräften

Bei der Bestimmung eines realistischen Szenarios ist zu bedenken, dass die am Beginn der Studie definierten Ziele nicht problemlos gleichzeitig erfüllt werden können, sondern insbesondere in der Phase der Transformation Abwägungen durchgeführt werden müssen.

Gerade mit Blick auf die Energienetze ist gemäß § 11 Absatz 1 EnWG der Netzbetreiber verpflichtet, ein leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben, zu optimieren und auch auszubauen. Dazu gehört auch immer das Aufrechterhalten der Versorgungsfunktion.[172] Ein realistisches Szenario muss es also ermöglichen, dass es einen fortlaufenden Anreiz für Investitionen zum Erhalt und Ausbau der Infrastruktur gibt, ohne dass die Versorgung zwischendurch gekappt wird.

Die Transformation der Wärmeversorgung und der Ausbau der Netze ohne eine (zumindest teilweise) Integration des Wasserstofftransportes scheint vor diesem Hintergrund diskussionswürdig. Sollten die Regulierungsbehörden die bestehenden Probleme und Anreizprobleme beheben und ein klarer Investitionsanstieg gemäß einer gewählten Strategie möglich erscheinen, kommt die Frage der Realisierbarkeit der Szenarien auf. Der Wasserstoffbedarf scheint gemäß den Studien recht sicher zu steigen, aber die Einsatzmöglichkeiten in den Gebäudesektoren bleiben ebenso unsicher wie auch überhaupt der Einsatz einer relevanten Menge an Wasserstoff. Bei einer derzeitigen Gesamtlänge des Gasnetzes von über 500.000 km besteht ein großer Spielraum, wie viele neue Leitungen neu verlegt und wie viele umgebaut werden müssten. Bei solchen Größenordnungen bedarf es einer langfristigen Planung und für jeweilige Baumaßnahmen müssen die notwendigen Materialien angeschafft und personelle Fachkräfte ausgebildet werden, um die Anforderungen im selbstauferlegten Zeitplan einhalten zu können. Denn derzeit stehen diese nicht zur Verfügung.[173] Ebenfalls sind der Wert und die Wiedererrichtungskosten des bereits bestehenden Netzes zu berücksichtigen, die es ökonomisch rechtfertigen, so lange wie nötig und möglich zuzuwarten, bis eine endgültige Entscheidung über die Zukunft der Assets getroffen wird, die ggf. nur sehr teuer wieder rückgängig gemacht werden könnte.[174]

---

[172] Vgl. bereits oben als Teil der Ziele des europäischen Binnenmarktes und auch in Verbindung mit dem Gedanken der Resilienz, Teil 2A.I.3).

[173] Bundesministerium für Arbeit und Soziales, Fachkräftemonitoring für das BMAS, 2022, S. 43.

[174] Bereits Teil 2B.II.3).

Zusätzlich sehen die Studien mit Blick auf den Wärmemarkt regelmäßig eine ambitionierte Sanierungsquote und eine zügige Umrüstung auf Wärmepumpen vor, wobei auch hierfür neben den Materialien ebenso die mangelnden Fachkräfte ein großes Problem darstellen.[175]

III. Vermeidet Lock-in-Effekte und ist adaptabel

Ein realistisches Szenario muss ebenfalls berücksichtigen, dass Lock-in-Effekte entstehen können. Fehlentwicklungen könnten dann nicht kurzfristig korrigiert werden und würden darüber also langfristige volkswirtschaftliche Nachteile nach sich ziehen (und diese Nachteile würden ebenfalls für die Unternehmen gelten, die regulierungsbedingt „aufs falsche Pferd gesetzt haben").

Die Marktstruktur der Gasnetzbetreiber basiert auf einem natürlichen Monopol bezüglich der Netzstrukturen ohne wirklichen Wettbewerb. Mit Hilfe der gesetzlichen Vorgaben sollen dafür wettbewerbsähnliche Entgelte und Erlösobergrenzen bestimmt werden. Das bedeutet aber im Umkehrschluss auch, dass alle Investitionstätigkeiten der Netzbetreiber sich immer an der Regulierung orientieren, deren Fehlanreize dann zu Lock-in-Effekten führten.

Inwieweit die Technologie Wasserstoff zumindest in der Wärmeversorgung eine glaubhafte Alternative darstellen wird, bleibt je nach regulatorischer wie auch praktischer Umsetzung abzuwarten. Ebenfalls ist die Elektrifizierung ebenso wie der Ausbau von Nah- und Fernwärmeoptionen mit unterschiedlichen Energieträgern zu beobachten. Aufgrund der nicht konklusiven Studienlage[176] sollte also ein realistisches Szenario adaptabel sein. Adaptabel bedeutet hierbei, dass es sowohl in der Verwendung der Assets nicht vorfestgelegt ist, also auch in der Lage ist, auf die Entwicklung zu reagieren, die sich noch aus der technologischen und/oder marktlichen Entwicklung ergeben kann und no-regret-Maßnahmen ermöglicht.

IV. Ergebnis: Gemischtes Szenario unter Berücksichtigung der jeweiligen regionalen Gegebenheiten bzw. Energie-/Wärmeleitplanung

Am rationalsten erscheint es daher, keine Entscheidung für ein Szenario A bis C zu treffen, sondern von einem Mischszenario[177] auszugehen, bei dem lokale/regionale

[175] *Staudt/Azuma-Dicke*, Wie gelingt die Wärmewende? – Chancen und Herausforderungen im Wärmesektor, in: KlimR 2022, 121 (122).

[176] Teil 2B.I.

[177] Teil 2B.II.4).

Voraussetzungen und Bedürfnisse die konkrete Ausgestaltung vorgeben. Diese Funktion können die oben beschriebenen Energie-/Wärmeleitpläne[178] übernehmen.

Aufbauend auf den bundesweiten Klimaschutzplänen erarbeiten sich viele Kommunen bereits konkrete Konzepte wie bspw. die verpflichtende Wärmeleitplanung in Baden-Württemberg auf kommunaler Ebene. Nach eigenem Ermessen kann eine Beendigung der Gasversorgung vor dem Jahr 2045 durchaus die regionalen Strategien begünstigen. Kommunal verbindliche Wärmeleitplanungen werden zudem in Bauleitplanungen integriert, transferieren die nationalen Beschlüsse auf lokale Ebene und beschleunigen die Klimaziele. Je nach Ort liegen unterschiedliche Kenntnisse über die bestmögliche Transformation zugrunde, weshalb z. B. eine individuell adäquate Nutzungsdauer zwingend notwendig ist. Darüber hinaus lässt sich ohne die regionalen Besonderheiten schwerlich eine konkrete Herangehensweise zum Umgang mit gasförmigen Energieträgern bei der Wärmeversorgung herausstellen, sondern muss nach sorgfältiger Analyse gesondert getroffen werden. Es müssen sowohl konkrete Regularien zur Sektorenkopplung geschaffen werden, um die Schnittstellen zu gestalten, wie auch Fördermechanismen für dem Ausbau des Wasserstoffnetzes; die Regulierungsbehörden schließlich müssen mittels einer klaren, progressiven Gesetzgebung eine entschiedene Stilllegung (und ggf. Stillstandsbetrieb) von methanbasierten Gasnetzen unterstützen.

Zu einem ausgewogenen Gesamtkonzept, das zur Lage vor Ort passt, gehört auch, dass die Energie-/Wärmeleitpläne nicht bei ihrer Aufstellung bereits alle Lösungen beinhalten müssen. Die Pläne können auch zeitliche Korridore definieren, innerhalb derer konkretere Entscheidungen über einzelne Assets erst gefällt werden müssen. Das gibt den Planer*innen die Möglichkeit, die Planung teilweise explizit als vorläufig oder offen zu definieren. Dadurch kann – ohne Verzicht auf no-regret-Maßnahmen – auf technologische Entwicklungen wie die Verfügbarkeit von biogenen Gasen reagiert werden.

Nur die Kombination aus anpassungsfähiger Strategie und konkretem lokalen Bezug ermöglicht es, das Potenzial der Transformation voll auszuschöpfen und so die klimapolitischen Ziele auch erreichen zu können.

[178] Teil 3A.

© BBH, 2023

B. Konkrete Ableitungen für den Erfolg der Transformation der Gasversorgung im Kontext der Wärmewende

In Teil 3 der Studie wurde untersucht, welche Auswirkungen sich ergeben, wenn man die in Teil 2B.II definierten Szenarien gegen den aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmen legt. Dabei sind mehrere Aspekte identifiziert worden, bei denen sich *de lege lata* Konflikte mit den zuvor in Teil 2A herausgearbeiteten Zielen ergeben. Im folgenden abschließenden Teil der Studie soll nun zusammenfassend dargestellt werden, welcher Änderungsbedarf sich *de lege ferenda* ergibt, wenn man im Einklang mit den bisherigen Ergebnissen davon ausgeht, dass es keine einheitliche Entwicklung aller Gasnetze geben wird und dass die herausgearbeiteten Ziele für die nächsten Jahrzehnte relevant sind.

I. Anpassungsbedarf bei europäischen Normen

In dem europäischen Normgebungsprozess zu einer Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff[179] muss sichergestellt werden, dass nicht durch übermäßige Entflechtungsvorgaben die Ausbaudynamik für Wasserstoffnetze abgewürgt wird. Die vom Europäischen Parlament vorgelegten Anpassungsvorschläge sind hier zielführend und sollten in die Endfassung der Richtlinie Einzug halten.[180]

Konkret geht es um die Frage, wie entflochten Wasserstoffnetzbetreiber von Erdgasnetzbetreibern sein sollen. Während der ursprüngliche Entwurf der Europäischen Kommission vorsah, beide sehr streng (auch eigentumsrechtlich) zu trennen und Wasserstoffverteilnetzbetreiber sogar strenger als Erdgasverteilnetzbetreiber zu entflechten, orientieren sich die Vorschläge des Europäischen Parlaments an der bewährten Entflechtung des Erdgasnetzbetriebes. Das würde es z. B. kleinen Verteilnetzbetreibern ermöglichen, unter Beachtung u. a. des bewährten buchhalterischen Unbundlings nach Art. 69 der Gasrichtlinie den Netzbetrieb weiterhin im gleichen Unternehmen wie den Vertrieb zu verorten. Ebenfalls würde es ermöglichen, dass heutige Gasverteilnetzbetreiber sich zu Wasserstoffverteilnetzbetreibern wandeln dürfen. Bei überstarken Entflechtungsvorgaben hingegen müsste der heutige Gasnetzbetreiber das Gasnetz-Asset, welches zum Wasserstoffnetz-Asset umgewidmet werden soll, im Moment der Umwidmung veräußern. Dahinter steht die Befürchtung, dass ein Netzbetreiber, der beide Netzarten in einer Hand vereint, den Ausbau des Wasserstoffnetzes durch den Gasnetzbetrieb quersubventionieren könnte. Dazu ist anzumerken, dass dies schon bei einer sauberen buchhalterischen

[179] Fn. 95.
[180] Fn. 102.

Entflechtung nicht mehr möglich ist, was schon heute eine Anforderung ist, die selbst kleinste Netzbetreiber erfüllen müssen. Zum anderen wäre das – wie oben gezeigt – für den Hochlauf von Wasserstoffnetzen auch durchaus sinnvoll, denn während so anfänglich die Wasserstoffinfrastruktur unterstützt würde, so kann die Unterstützung nach einiger Zeit andersherum verstanden werden, wenn etablierte Wasserstoffnetze die ansonsten hohen Kosten der letzten Gasnetzkund*innen unterstützten. Unabhängig davon aber ist eine Wasserstoffnetzentwicklung auf der Verteilebene zunächst kaum vorstellbar, wenn neue Akteure ohne Fachkräfte und lokale Infrastruktur anträten anstelle von Unternehmen, die sowieso die molekülbasierte Energieversorgung bereits beherrschen.

Ein anderer sehr interessanter Aspekt der Vorschläge des Europäischen Parlaments sind die in den Art. 52a und 52b vorgeschlagenen Pläne. Art. 52a würde eine kommunale Wärme- und Kälteplanung europaweit verpflichtend machen und damit genau das sinnvolle Instrument, das auch diese Studie in den Mittelpunkt rückt, forcieren. Durch Art. 52b würde diese koordinierende Entwicklung durch eine Pflicht zum Erstellen von Verteilnetzentwicklungsplänen ergänzt werden. Das würde eine vernünftige Bottom-Up-Basis für die 10-Jahres-Netzentwicklungspläne der Ferngasnetzebene bedeuten und entspricht daher ebenfalls dem Ansatz dieser Studie, dass die lokalen Bedingungen am Ende die Lösungen bedingen, die dann auch ermöglicht werden müssen.

II. Anpassungsbedarf bei deutschen Normen

1) Anpassungsbedarf zur Verankerung von verbindlicher lokaler Planung[181]

Die aktuelle Planung der Bundesregierung, wie sie im Diskussionspapier zur kommunalen Wärmeplanung[182] niedergelegt ist und während der Bearbeitungszeit der Studie erschien, geht bereits in eine Richtung, die mit den Ausgangszielen und den Ergebnissen dieser Studie weitgehend übereingeht.[183] Eine Umsetzung der disku-

[181] Teil 3A.

[182] Fn. 83.

[183] Den Studienerstellenden ist bekannt, dass die Auftraggeberin Anmerkungen zu dem Diskussionspapier in den politischen Diskurs eingebracht hat, VKU, Stellungnahme zum Diskussionspapier des BMWK: Konzept für die Umsetzung einer flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung als zentrales Koordinierungsinstrument für lokale, effiziente Wärmenutzung v. 28.07.2022, Berlin, 22.08.2022. Diese stehen im Einklang mit den Ergebnissen der Studie.

tierten Lösung würde erreichen, dass alle größeren Kommunen Wärmeleitpläne erstellten, die im Sinne dieser Studie als Anknüpfungspunkt für andere rechtliche bzw. regulatorische Vorgaben dienen können.

2) Anpassungen wegen Netzanschlusspflichten[184]

§ 11 Absatz 1 Satz 1 EnWG enthält für den Betrieb von Energieversorgungsnetzen eine wirtschaftliche Unzumutbarkeitsregelung, die z. B. durch eine kommunale Energieleitplanung ausgestaltet werden kann. Eine Anpassung auf Gesetzesebene ist hier nicht notwendig.

Für die Frage des Netzanschlusses gibt es ebenfalls in § 17 Absatz 2 EnWG eine grundsätzliche Regelung, die zumindest eine Unzumutbarkeit aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen Gründen vorsieht. Da die individuelle Belastung durch einen einzelnen Anschluss allerdings gering sein dürfte und vor allem der Gedanke verfolgt wird, keine künftigen Streitfälle für Abschaltungen zu provozieren, bietet es sich an – entsprechend der vorhandenen Regelung zu L-Gasnetzen –, in § 17 Absatz 1 EnWG ausdrücklich aufzunehmen, dass in bestimmten Fällen kein Anschlussbegehren mehr berücksichtigt wird. Eine Ergänzung könnte lauten:

> *„Die Pflicht nach Satz 1 besteht ab dem [01.XX.2023] nicht für Betreiber eines Gasversorgungsnetzes hinsichtlich eines Anschlusses an das Gasversorgungsnetz, wenn sich aus einer verbindlichen lokalen Planung heraus ergibt, dass dieser Teil des Gasversorgungsnetzes in weniger als [Zeitspanne] Jahren nicht mehr betrieben werden soll, es sei denn die beantragende Partei akzeptiert in Schriftform, dass der Anschluss nur im Rahmen der verbindlichen lokalen Planung bereitgestellt wird.*"

Mit der Perspektive auf die Beendigung des Netzanschlusses (als Dauerleistung) wäre eine klarstellende Ergänzung ebenfalls sinnvoll:

> *„Sieht eine verbindliche lokale Planung vor, dass ab einem bestimmten Zeitpunkt in einem bestimmten Bereich ein Energieversorgungsnetz nicht mehr betrieben wird, endet die Verpflichtung des Betreibers des Energieversorgungsnetzes zum Anschluss ab diesem Zeitpunkt.*"

[184] Teil 3B.II.

3) Anpassungsbedarf mit Blick auf Konzessionsverträge[185]

Um die anzustrebende integrierte Planung, Steuerung und Umsetzung des Transformationsprozesses der Gasversorgung und der Wärmewende nicht zu beeinträchtigen, sollte das Recht der Konzessionsvergabe dahingehend angepasst werden, dass auch entsprechende medienübergreifende Ansätze bei der Konzessionsvergabe oder auch eine medienübergreifende Konzessionsvergabe für die Kommunen ermöglicht werden, dabei wären die Übergangsprobleme zu lösen, wenn die Konzessionsinhaber nicht identisch sind. Zur Vermeidung von Rechtsunsicherheiten und Widersprüchen sollte zudem das Verhältnis künftiger kommunaler Wärmepläne zu – bereits bestehenden sowie zu neu abzuschließenden – Konzessionsverträgen klar geregelt werden; im Hinblick auf Konzessionsneuvergaben etwa dahingehend, dass Festlegungen kommunaler Wärmepläne bei der Konzessionsvergabe zwingend zu beachten sind.

III. Anpassungsbedarf auf untergesetzlicher Ebene (z. B. durch BNetzA)

In Bezug auf das Problem der kalkulatorischen Nutzungsdauern bewegt sich der KANU-Entwurf der BNetzA bereits in die richtige Richtung.[186] Spätestens, wenn der Bundesgesetzgeber Regeln zu verbindlichen lokalen Planungen verpflichtend gemacht haben sollte, müssten die Regeln dergestalt angepasst werden, dass jenseits von festen kalkulatorischen Nutzungsdauern diese flexibel die Inhalte der verbindlichen lokalen Planungen aufnehmen. Die Wirkung muss sich dann auch auf den gesamten Bestand des Netzes beziehen, eine Beschränkung auf ab 2023 errichtete Netzbestandteile wäre dann nicht ausreichend.

Mit Blick auf die kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen muss die BNetzA diese künftig unter Berücksichtigung des deutlich höheren ökonomischen Risikos des Gasnetzbetriebes höher festlegen.[187]

Hinsichtlich der Anerkennung der Kosten aus der Zuführung der Rückbaurückstellungen ist eine einheitliche Vorgehensweise der BNetzA anzustreben. In diesem Zusammenhang sollte auch erwogen werden, ob diese Kosten periodengleich als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenbestandteile zu behandeln sind.

[185] Teil 3C.
[186] Teil 3B.III.2).
[187] Teil 3B.III.3).

© BBH, 2023

Bei der Ausgestaltung des Effizienzvergleiches muss die BNetzA künftig für Gasnetze die Auswirkungen der politisch gewünschten und vom Netzbetreiber nicht zu beeinflussenden Transformation berücksichtigen.[188]

Ebenfalls ist die BNetzA aufgerufen, im Rahmen ihrer vom EuGH[189] wohl zugeordneten Ausgestaltungskompetenz ein neues T-Element zu entwickeln, durch das vor allem Gasnetzbetreiber für ihre Leistungen in Bezug auf die Transformation oder die Dekarbonisierung der Energieversorgung mit einem Bonus honoriert werden können. Dieser kann vergleichbar zu den bisherigen Kriterien für eine hohe Versorgungssicherheit gestaltet werden.[190]

Komplexer stellt sich die Aufgabe bei der Anerkennung von Leistungen des Gasnetzes jenseits der klassischen Versorgungsaufgabe dar.[191] Auf der Gasnetzseite würden solche Leistungen getrennte Einnahmen hervorrufen, die als sonstige Einnahmen bei der Berechnung der Netzentgelte berücksichtigt werden müssen. Insbesondere dort, wo die Leistungen von einer anderen regulierten Infrastruktur, wie etwa einem Stromnetz, nachgefragt werden, muss die Bewertung der Einnahmenseite aber natürlich mit der Bewertung der Kostenseite abgeglichen sein. Das bedeutet, dass die BNetzA pro sinnvollem Business Case Festlegungen treffen muss, um zum Beispiel dem Stromnetzbetreiber die Anerkennung der Kosten (ggf. sogar als nichtbeeinflussbare Kosten) zuzusichern und dem Gasnetzbetreiber damit zugleich die Sicherheit zu geben, dass auch nur die gemäß der Festlegung ermittelten Einnahmen angerechnet werden. Dies bedingt, dass auch in der Binnenorganisation der BNetzA eine Koordinierung der getrennten Organisationseinheiten für die Strom- und Gasnetzregulierung erfolgt.

[188] Teil 3B.III.4)c).
[189] Teil 3B.III.1).
[190] Teil 3B.III.6).
[191] Teil 3B.IV.

© BBH, 2023

BECKER BÜTTNER HELD

C. Tabellarische Übersicht

	Variante A Stilllegung	Variante B Umnutzung			Variante C Weiternutzung	
		Umwid-mung	Systemstabilität	Resilienz	Temporär	Dauer-haft
Gesetzesebene	Konzessionsrecht Vergaberecht Netzanschluss-pflicht	GasRL-E				-
Regulierungsebene	KANU Rückstellungen Effizienzvergleich		Kostenanerken-nung	Effizienzvergleich	Anerkennung Kosten für EE-Readi-ness	-
Finanzierungs-ebene	Gas-NNE „Fondslösung"	H2-NNE Molekül-NNE	Strom-NNE o.ä. System-NE	Gas-NNE System-NE Lokale Versicherungsum-lage	Gas-NNE	Gas-NNE

BECKER BÜTTNER HELD

Teil 5 Quellenverzeichnis

AG Energiebilanzen e.V.	Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland, abrufbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/10/ageb_20v_v1.pdf (letzter Aufruf 05.06.2023).
Agora Energiewende	Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation, 2023.
Amtsblatt der Europäischen Union	Übereinkommen von Paris vom 12.12.2015, ABl. EU 2016, Nr. L 282.
Ebd.	Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013, ABl. EU Nr. L 156.
Ebd.	Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1999 (Europäisches Klimagesetz), ABl. EU Nr. L 243.
Ebd.	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union in der Fassung der Bekanntmachung vom 9. Mai 2008, Abl. EU Nr. C 115, 47.

Ebd.	Beschluss des Europäischen Rates vom 11. Juli 2023, Abl. EU Nr. L 204/131.
Ebd.	Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der VO (EU) Nr. 994/2019, ABl. EU Nr. 280, 1.
Ebd.	Verordnung (EU) 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Juni 2022 zur Änderung der VO (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 im Hinblick auf die Gasspeicherung, ABl. EU Nr. L 173/17.
Ebd.	Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, ABl. EU Nr. L 176 vom 15.07.2003, 57.
Assmann, Lukas/Peiffer, Max	Beck Online Kommentar EnWG, Stand 2021.
Balling, Victoria	Die Klimaschutzgesetze der Bundesländer: Wie ist der Stand der kommunalen Wärmeplanung), Zeitschrift für die gesamte Energierechtspraxis (ER), 2022, 107.
Bayerische Staatsregierung	Erklärung des MP vom 21.07.2021 zur Ankündigung des bayrischen Klimaschutzgesetzes.
Becker, Peter/Held, Christian/Riedel, Martin/Theobald, Christian	Energiewirtschaft im Aufbruch, in: Festschrift für Wolfgang Büttner, 2001.
Blechner, Notker	Woher Deutschland nun sein Gas bekommt, abrufbar unter https://www.tagesschau.de/wirtschaft/gaslieferungen-deutschland-101.html (letzter Aufruf 05.06.2023).

Booz, Marco	Neujustierung der Netznutzungsentgelte zur Vermeidung einer Entsolidarisierung der Netznutzer, in: NundR 2018, 130.
Bourwieg, Karsten	Lehren aus der Krise?!, EnWZ 2020, 145.
Bundesgerichtshof	Beschluss vom 23.06.2009 – EnVR 48/08 und vom 11.12.2012 – EnVR 8/21; Beschluss vom 29.05.1979 – KVR 4/78.
Bundesgesetzblatt	Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften vom 12. Dezember 2019.
Ebd.	Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 18. August 2021.
Ebd.	Gasnetzentgeltverordnung, GasNEV vom 25.07.2005, BGBl. I, 2197.
Ebd.	Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung vom 27.07.2021, BGBl. I 2021, 3229.
Ebd.	Anreizregulierungsverordnung, ARegV vom 29.10.2007, BGBl. I, 2529.
Ebd.	Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland, BGBl. I 1, 1.
Ebd.	Gesetz zur Änderung des Grundgesetzes, BGBl. I 2022, 968.
Ebd.	Energiewirtschaftsgesetz vom 07.07.2005, BGBl. I, 1970.
Ebd.	Zweites Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften vom 20. Juli 2022., BGBl. I 2022, 1325.
Ebd.	Gebäudeenergiegesetz vom 08.08.2020, BGBl. I, 1728.

© BBH, 2023

Ebd.	Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor, BGBl. I 2022, 1237.
Ebd.	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21.12.2015, BGBl. I, 2498.
Ebd.	Gesetz zur Ergänzung der Regelungen zur Umsetzung der Digitalisierungsrichtlinie und zur Änderung weiterer Vorschriften vom 15. Juli 2022, BGBl. I 2022, 1146.
Ebd.	Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor vom 20.07.2022, BGBl. I 2022, 1237.
Bundesministerium für Arbeit und Soziales	Fachkräftemonitoring für das BMAS, 2022.
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz	Diskussionspapier des BMWK: Konzept für die Umsetzung einer flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung als zentrales Koordinierungsinstrument für lokale, effiziente Wärmenutzung, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/diskussionspapier-waermeplanung.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (letzter Aufruf 06.06.2023).
Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen	Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes und zur Änderung der Heizkostenverordnung sowie zur Änderung der Kehr- und Überprüfungsordnung, abrufbar unter https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWSB/DE/Gebaeudeenergiegesetz-geg.html (letzter Aufruf 05.06.2023).
Bundesnetzagentur	Beschluss vom 27.07.2011 – BK6-11-109.

Dies.	Entwurf einer Festlegung betreffend der kalkulatorischen Nutzungsdauern vom 13. Juli 2022 – BK9-22-614.
Dies.	Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen („KANU"), BK9-22/614, ABl. Nr. 22/2022.
Dies.	Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen nach § 7 Abs. 6 GasNEV für die vierte Regulierungsperiode, BK4-21-056.
Bundesregierung	Die Nationale Wasserstoffstrategie, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Navigation/DE/Wasserstoff/wasserstoffstrategie.html (letzter Aufruf 05.06.2023).
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	Stellungnahme Nutzungsdauern Gasnetze vom 26.08.2022.
Bundesverfassungsgericht	Beschluss vom 24.03.2021 – BvR 288/20, 1 BvR 96/20, 1 BvR 78/20, abrufbar unter https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Entscheidungen/DE/2021/03/rs20210324_1bvr265618 (letzter Aufruf 05.06.2023).
Dass.	Beschluss vom 11. Oktober 1994 – 2 BvR 633/86 -; BVerfGE 81, 186 – Kohlepfennig.
Deutscher Bundestag	Drucksache 17/6072: Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften.
Ders.	Drucksache 18/6052: Antrag der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Klimakonferenz von Katowice – Pariser Klimaabkommen entschlossen umsetzen.

Ders.	Drucksache 13/7274: Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts.
Deutsche Energie-Agentur	Abschlussbericht: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, abrufbar unter https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/abschlussbericht-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/ (letzter Aufruf 05.06.2023).
Dies.	Impulspapier: Vorfinanzierung durch die Netzbetreiber, Risikoabsicherung durch den Staat, 08/2022.
Di Fabio, Udo	Rechtsschutz von Netzbetreibern gegen Regulierungsentscheidungen nach EuGH, Urteil vom 02.09.2021: Europa- und verfassungsrechtlicher Rahmen für einen effektiven Rechtsschutz, Bonn 2022.
Dohr, Mario/Niederprüm, Matthias/Pickhardt, Michael	Anreizregulierung über das Q-Element – Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit in kommunalen Stromnetzen, IR 2010, 156.
Dunkelberg, Elisa	Urbane Wärmewende – Partizipative Transformation von gekoppelten Infrastrukturen mit dem Fokus auf die Wärmeversorgung am Beispiel Berlin, Abschlussbericht, Berlin 2020.
DVGW (Hrsg.)	Wasserstoff speichern – so viel ist sicher. Transformationspfade für Gasspeicher, 06/2022.
Ders./VKU	Leitfaden Gasnetzgebietstransformationsplan 2022.
Europäischer Gerichtshof	Urteil vom 02.09.2012, C-718/18.
Ders.	Urteil vom 19.06.2008, C-454/06.
Ders.	Urteil vom 08.09.2016, C-549/14.

© BBH, 2023

Europäische Kommission	Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Der europäische Grüne Deal, COM (2019) 640 (final).
Dies.	Vorschlag der Kommission für eine Richtlinie über gemeinsame Vorschriften füri die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff vom 15.12.2021 in COM (2021) 803 (final), abrufbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0803&from=EN (letzter Aufruf 06.06.2023).
EUR-lex	Opinion of the European Economic and Social Committee on Procedure 2021/0424/COD, abrufbar unter https://eur-lex.europa.eu/procedure/EN/2021_424 (letzter Aufruf 06.06.2023).
Europäisches Parlament	Factsheet: Energiebinnenmarkt, abrufbar unter https://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/45/energiebinnenmarkt (letzter Aufruf 05.06.2023).
Dass.	Entwurf des ITRE für das Europäische Parlament, abrufbar unter abrufbar unter https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2023-0035_EN.html (letzter Aufruf 06.06.2023).
Dass.	Legislative Observatory, 2021/0424 (COD) Gas and hydrogen markets regulation.
Dass.	Legislative Observatory, 2021/0425 (COD) Gas and hydrogen markets directive (common rules).
Europäischer Rat, Rat der Europäischen Union	Ein Europäischer Grüner Deal, „Fit für 55", abrufbar unter https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-

	plan-for-a-green-transition (letzter Aufruf 05.06.2023).
Ders.	Ein Europäischer Grüner Deal, Zeitleiste – Der europäische Grüne Deal und „Fit für 55", abrufbar unter https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/timeline-european-green-deal-and-fit-for-55/ (letzter Aufruf 05.06.2023).
Filges, Tristan	Weil Gaspreise wieder gefallen sind: Laut Expertin ist der Gazprom-Speicher fünf Milliarden Euro weniger wert – was Verbraucher teuer zu stehen kommen kann, abrufbar unter https://www.businessinsider.de/wirtschaft/expertin-rechnet-mit-5-milliarden-euro-verlust-weil-deutschland-sein-gas-zu-teuer-einkaufte-am-ende-koennten-verbraucher-die-rechnung-zahlen-muessen-d/ (letzter Aufruf 05.06.2023).
Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE et al.	Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors, 08.12.2022.
Hempel, Dietmar/Franke, Peter (Hrsg.)	Recht der Energie- und Wasserversorgung – Kommentar, 2023.
Hildebrand, Jan / Olk, Julian	Habeck braucht zusätzliche 1,6 Milliarden Euro für LNG-Terminals, abrufbar unter https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/fluessiggas-habeck-braucht-zusaetzliche-1-6-milliarden-euro-fuer-lng-terminals/29036044.html (letzter Aufruf 05.06.2023).
Holznagel, Bernd/Schütz, Raimund (Hrsg.)	Anreizregulierungsrecht, 2019.
Internationale Energieagentur (IEA)	Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. Flagship report – May 2021, abrufbar unter: https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050 (letzter Aufruf 05.06.2023).

Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg	Kommunale Wärmeleitplanung. Handlungsleitfaden, Stuttgart 2020.
Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen	Leitfaden Kommunale Wärmeplanung, Stand März 2022.
Kment, Martin	Energiewirtschaftsgesetz, 2019.
Kreuter-Kirchhof, Charlotte	Europäische Energiesolidarität – Wege zur Vorbeugung und Bewältigung schwerer Energieversorgungskrisen in der EU, NVwZ 2022, 993.
Lippert, André	Europäische Energiewende zwischen Infrastruktur und Markt, NVwZ 2021, 1561.
Ludwigs, Markus	Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in Krisenzeiten, NVwZ 2022, 1086.
Ders.	Energieregulierung nach der Zeitenwende, N&R 2021, Heft 06, Beilage 1-24.
Missling, Stefan/Eberleh, Justus	Zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden, IR 2021, 250.
Müller-Syring, Gert/ Henel, Marco/Poltrum, Marek et al.	Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität, energie | wasser-praxis 10/2018, S 32.
Oberlandesgericht Düsseldorf (3. Kartellsenat)	Beschluss vom 10. August 2022 zur Behandlung einer resilienzsteigernden Maßnahme im Energienetz.
Reichsgesetzblatt	Handelsgesetzbuch vom 10.05.1897 (RGBl., 219).
Riechel, Robert / Walter, Jan	Kurzgutachten Kommunale Wärmeplanung, Dessau-Roßlau 2022.
Ruffert, Matthias	Europarecht: Unabhängigkeit nationaler Regulierungsbehörden, JuS 2022, 88.

© BBH, 2023

Säcker, Franz Jürgen (Hrsg.)	Berliner Kommentar zum Energierecht, 2022.
Schneider, Jens-Peter/Theobald, Christian (Hrsg.)	Recht der Energiewirtschaft, 2021.
Scholtka, Boris/Frizen, Friederike	Die Entwicklung des Energierechts im Jahr 2021, NJW 2022, 915.
Ders.	EuGH: Energierecht: Die Rolle der Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde, EuZW 2021, 893.
Statista	Umfang der russischen Erdgaslieferungen nach Europa im Jahr 2020, abrufbar unter https://de.statista.com/statistik/daten/studie/297612/umfrage/umfang-der-russischen-erdgaslieferungen-nach-europa/ und https://de.statista.com/statistik/daten/studie/41033/umfrage/deutschland-erdgasverbrauch-in-milliarden-kubikmeter/ (letzter Aufruf 05.06.2023).
Statistisches Bundesamt	Pressemitteilung Nr. N056 vom 08.09.2022.
Staudt, Markus/Azuma-Dicke, Norbert	Wie gelingt die Wärmewende? – Chancen und Herausforderungen im Wärmesektor, KlimR 2022, 121.
Stelter, Christian	Der Gesetzentwurf zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im EnWG, EnWZ 2021, 99.
Stober, Eveline	Kommunale Konzepte zur Erreichung der Treibhausgasneutralität vor 2045, Erkenntnisse einer Master-Thesis, abrufbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2022-08-24_cc_38-2022_kommunale-konzepte-erreichung-treibhausgasneutralitaet-2045_bf.pdf (letzter Aufruf 05.06.2023).

Tagesschau	Kohle-Embargo tritt in Kraft, https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/faq-kohleembargo-russland-eu-101.html (letzter Aufruf 05.06.2023).
Theobald, Christian/Kühling, Jürgen	Energierecht, Ergänzungslieferung 2023.
Ders./Zenke, Ines	Grundlagen der Strom- und Gasdurchleitung, 2001.
Thomsen et al.	Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats, 2022.
Umweltbundesamt	Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme, abrufbar unter https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#warmeverbrauch-und-erzeugung-nach-sektoren (letzter Aufruf 05.06.2023).
Dass. (Hrsg.)	Abschlussbericht Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz, Februar 2023.
Verband kommunaler Unternehmen (VKU)	Stellungnahme zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht vom 22.01.2021.
Ders.	Stellungnahme zum Festlegungsentwurf von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasinfrastrukturen (KANU) vom 26.08.2022.
Ders.	Stellungnahme zum Diskussionspapier des BMWK: Konzept für die Umsetzung einer flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung als zentrales Koordinierungsinstrument für lokale, effiziente Wärmenutzung vom 28.08.2022.

Weyer, Hartmut	Entflechtungsvorgaben für Wasserstoff-Infrastrukturen: Vorschläge der EU-Kommission, EnK-Aktuell, 2022, 01021.
de Wyl, Christian/Thole, Christoph/Bartsch, Michael	§ 17. Gesetzliche Anschlusspflicht und vertragliche Ausgestaltung der Netznutzung bei Strom und Gas, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 2021.
Zeitung für kommunale Wirtschaft (ZfK)	Graichen: „Stadtwerke müssen Rückbau der Gasnetze planen", abrufbar unter https://www.zfk.de/unternehmen/nachrichten/graichen-stadtwerke-muessen-rueckbau-der-gasnetze-planen. (letzter Aufruf 05.06.2023).
Zenke, Ines	Die energiepolitische Novelle im „Osterpaket" – Wer kennt sie nicht…, EnWZ 2022, 147.

© BBH, 2023