



Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 30 Abs. 2 Nr. 9 GasNEV

wegen **Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungs-
infrastrukturen („KANU“)**

hat die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch die Beisitzerin als Vorsitzende

Dr. Ulrike Schimmel,

den Beisitzer

Roland Naas

und den Beisitzer

Stefan Tappe

gegenüber allen Betreibern von Gasversorgungsnetzen i.S.d. § 3 Nr. 7 EnWG im

- Gasnetzbetreiber -

am 08.11.2022 beschlossen:

1. Abweichend von Anlage 1 der GasNEV beträgt im Rahmen der Bestimmung der Abschreibungszeiträume nach § 6 Abs. 5 GasNEV die niedrigste wählbare betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von Anlagegütern in der Gasversorgung für alle Anlagengruppen $2045 - t$ Jahre, wobei t das Jahr der erstmaligen Aktivierung ist. Satz 1 gilt nicht, sofern die niedrigste in der Anlage 1 der GasNEV vorgesehene betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer kleiner als die Nutzungsdauer nach Satz 1 ist. Satz 1 gilt ferner nicht für Verwaltungsgebäude.
2. Zusätzlich zu den in der Anlage 1 der GasNEV vorgesehenen Anlagengruppen wird die neue Anlagengruppe „LNG-Anbindungsanlagen“ eingeführt. Der Anlagengruppe „LNG-Anbindungsanlagen“ sind alle Anlagen zuzuordnen, welche zur für den Netzanschluss erforderlichen Infrastruktur nach § 39a Nr. 3 GasNZV gehören. Die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für diese Anlagengruppe nach Satz 1 entspricht der erwarteten Betriebsdauer der angeschlossenen LNG-Anlage, mindestens aber fünf Jahre.
3. Ziffer 1 gilt für alle Anlagegüter, welche ab dem Jahr 2023 als Fertiganlagen (aktivierte Anlagegüter, deren kalkulatorische Abschreibungen unter Berücksichtigung des § 6 Abs. 5 S. 4 GasNEV frühestens im Jahr 2023 beginnen) aktiviert werden. Ziffer 2 gilt für alle Anlagegüter, welche ab dem Jahr 2022 als Fertiganlagen aktiviert werden. Die Gasnetzbetreiber sind an Nutzungsdauern und Anlagengruppen, welche im Rahmen von Anträgen für Kapitalkostenaufschläge für das Jahr 2023 angesetzt wurden, insoweit nicht gebunden.
4. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

GRÜNDE

I. Sachverhalt

Die GasNEV gibt in ihrer Anlage 1 betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern für Anlagegüter vor, welche der Berechnung der kalkulatorischen Kapitalkosten zu Grunde gelegt werden. Diese Nutzungsdauern orientieren sich an einem auf unbegrenzte Dauer angelegten Betrieb der Gasversorgungsnetze, berücksichtigen jedoch nicht den aus Klimaschutzgründen angestrebten Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger in den kommenden Jahrzehnten.

Im Frühjahr 2022 verschärfte sich die Diskussion um eine Beendigung der Erdgasnutzung zusätzlich durch den militärischen Konflikt zwischen der Russischen Föderation und der Ukraine, wengleich hierdurch kurzfristig zunächst verstärkte Bemühungen zur Erschließung alternativer Erdgasquellen entfacht wurden, welche u.a. Planungen zur Einrichtung von Einspeiseanlagen für verflüssigtes Erdgas (LNG) beinhalten. Hierdurch werden kurzfristige Investitionen in neue Netzinfrastrukturen zum Anschluss dieser Anlagen erforderlich. Über welchen Zeitraum diese Infrastrukturen tatsächlich genutzt werden, ist gegenwärtig jedoch nicht absehbar.

Die Beschlusskammer 9 hat am 13.07.2022 von Amts wegen ein Verfahren zur Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen eingeleitet. Am selben Tag wurde ein Beschlussentwurf im Amtsblatt sowie auf der Internetseite der Bundesnetzagentur mit Möglichkeit zur Stellungnahme veröffentlicht. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde mit Schreiben vom 13.07.2022 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Der Länderausschuss wurde am 15.09.2022 gemäß § 54 Abs. 3 S. 4 EnWG mit dem geplanten Inhalt des Beschlusses befasst. Dabei wurde vom Länderausschuss kein Änderungsbedarf am konsultierten Beschlussentwurf festgestellt.

Im Rahmen der öffentlichen Konsultation gingen insgesamt 112 Stellungnahmen von folgenden Unternehmen und Institutionen ein:

Alliander Netz Heinzberg GmbH

ARGEnergie e.V.

Bad Honnef AG

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

bnNetze GmbH

Bonn-Netz GmbH

Deutsche Umwelthilfe e.V.

E.ON SE (auch namens der Avacon Netz GmbH, Avacon Hochdrucknetz GmbH, ElbEnergie GmbH, Energienetze Bayern GmbH, energis-Netzgesellschaft mbH, E.DIS Netz GmbH, HanseGas GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas HD GmbH, Schleswig Holstein Netz AG, Syna GmbH und Westnetz GmbH)

Energie- und Wasserversorgung Bruchsal GmbH

Energie- und Wasserversorgung Kirchzarten GmbH

Energie- und Wasserwerke Bautzen GmbH

Energienetze Mittelrhein GmbH Co. KG

e-Netz Südhessen AG

enwag energie- und wassergesellschaft mbh

ENWG Energienetze Weimar GmbH Co. KG

Erdgas Kempten-Oberallgäu Netz GmbH

e-regio GmbH & Co. KG

EVE Netz GmbH

EWR Netz GmbH

Gasversorgung Pforzheim Land GmbH

GEODE Deutschland e.V.

GSW Gemeinschaftswerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen

Hartz Energie Netz GmbH

Institut der Wirtschaftsprüfer in Deutschland e.V.

Inetz GmbH

LeineNetz GmbH

Licht-, Kraft- und Wasserwerke Kitzungen GmbH

Maingau Energie GmbH

Main-Kitzig-Netzdienste GmbH

Mittelhessen Netz GmbH

MVV Energie AG

Netzgesellschaft Frankfurt (Oder) mbH

Netzgesellschaft Lübbecke mbH

Netzgesellschaft Schwerin mbH

Netzwerke Saarlois GmbH

Neubrandenburger Stadtwerke mbH

nvb Nordhorner Versorgungsbetriebe mbH

Oberhausener Netzgesellschaft mbH

Osterholzer Stadtwerke GmbH & Co. KG

REDINET Burgenland GmbH

REWAG Regensburger Energie- und Wasserversorgung AG & Co. KG

Saalfelder Energienetze GmbH

SachsenNetze GmbH

SachsenNetze HS.HD GmbH

Schleswig Holstein Netz AG (auch namens der ewS-Netz GmbH, Stadtwerke Tornesch-Netz GmbH, Gasversorgung Wismar Land GmbH und Gasversorgung Vorpommern Netz GmbH)

Schwaben Netz GmbH

Schwaben Netz Regional GmbH

Stadtnetze Münster GmbH

Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH

Stadtwerke Bernau GmbH

Stadtwerke Bietigheim-Bissingen GmbH

Stadtwerke Bocholt GmbH

Stadtwerke Bochum GmbH

Stadtwerke Buxtehude GmbH

Stadtwerke Crailsheim GmbH

Stadtwerke Delmenhorst GmbH

Stadtwerke Detmold GmbH

Stadtwerke Bernau GmbH
Stadtwerke Düsseldorf AG
Stadtwerke Emden GmbH
Stadtwerke Geesthacht GmbH
Stadtwerke Georgsmarienhütte GmbH
Stadtwerke Germersheim GmbH
Stadtwerke Grünstadt GmbH
Stadtwerke Hilden GmbH
Stadtwerke Homburg GmbH
Stadtwerke Ilmenau GmbH
Stadtwerke Jena GmbH
Stadtwerke Kaltenkirchen GmbH
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH
Stadtwerke Langenfeld GmbH
Stadtwerke Lippe-Weser Service GmbH & Co. KG
Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim GmbH
Stadtwerke Mühlacker GmbH
Stadtwerke Neustadt an der Weinstraße GmbH
Stadtwerke Oranienburg GmbH
Stadtwerke Parchim GmbH
Stadtwerke Passau GmbH
Stadtwerke Pirmasens Versorgungs GmbH
Stadtwerke Pirna GmbH
Stadtwerke Pritzwalk GmbH
Stadtwerke Rhede GmbH
Stadtwerke Rinteln GmbH
Stadtwerke Rosenheim Netze GmbH
Stadtwerke Saarbrücken Netz AG

Stadtwerke Sangerhausen GmbH
Stadtwerke Schaumburg-Lippe GmbH
Stadtwerke Schönebeck GmbH
Stadtwerke Schweinfurt GmbH
Stadtwerke SH GmbH & Co. KG (auch namens der Schleswiger Stadtwerke GmbH,
Stadtwerke Rendsburg GmbH und Stadtwerke Eckernförde GmbH)
Stadtwerke Stade GmbH
Stadtwerke Stockach GmbH
Stadtwerke Torgau GmbH
Stadtwerke Ulm_Neu-Ulm Netze GmbH
Stadtwerke Wedel GmbH
Stadtwerke Wernigerode GmbH
Stadtwerke Wunstorf GmbH Co. KG
SWP Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co. KG
SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
TEN Thüringer Energienetze GmbH Co. KG
Thüga AG
Thüga Energienetze GmbH
TraveNetz GmbH
TWL Netze GmbH
Verband der Schleswig-Holsteinischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Verband kommunaler Unternehmen e.V.
Verbraucherzentral Bundesverband e.V.
Vereinigte Stadtwerke Netz GmbH
Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber e.V.
Wesernetz Bremen GmbH
WEV Warendorfer Energieversorgung GmbH
WSW Netz GmbH

Eine Stellungnahme monierte das Fehlen einer Ermächtigungsgrundlage, da der vorliegende Beschluss die Beendigung der leitungsgebundenen Erdgasversorgung anordne, was nicht in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur falle und überdies als Eingriff in das grundrechtlich geschützte Eigentum einer gesetzlichen Grundlage bedürfe. Eine gegenläufige Stellungnahme kritisierte den Beschluss dafür, dass eine verbindliche Anordnung der Nutzungsbeendigung gerade fehle, obwohl die Notwendigkeit einer Dekarbonisierung nicht etwa nur eine politische Zielsetzung, sondern wissenschaftlich fundiert sei. Weitere Stellungnahmen mahnten an, die Umsetzung der Klimaschutzziele nicht auf einen vollständigen Ausstieg aus der Erdgasnutzung zu verengen und einen technologieoffeneren Ansatz unter der Annahme eines vielfältigen Energiemixes zu verfolgen, zumal sich in vielen Fällen noch gar nicht absehen lasse, welche Teile des Netzes sich perspektivisch für eine Umwidmung etwa zum Wasserstofftransport eignen könnten. Bereits die Ungewissheit über die Verbindlichkeit einer Dekarbonisierung schaffe wirtschaftliche Anreize für eine möglichst schnelle Abschreibung, was zu höheren Entgelten und dadurch zu einer Abwendung der Kunden vom Erdgas führe, wodurch die Netzbetreiber faktisch in ihre Selbstabschaffung getrieben würden. Die weit überwiegende Mehrzahl der eingegangenen Stellungnahmen begrüßte hingegen den mit der Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern eingeschlagenen Weg, kritisierte den Beschluss aber als nicht weitgehend genug.

Die meisten Konsultationsteilnehmer sprachen sich dafür aus, auch für Bestandsanlagen eine Verkürzung der Nutzungsdauern nach Tenorziffer 1) dieses Beschlusses zuzulassen. Auch für diese sei eine vollständige Refinanzierung nicht gesichert, wenn ihre kalkulatorische Abschreibung sich über das Jahr 2045 hinaus erstrecke. Für Investoren sei ausschließlich die Profitabilität des Netzbetreibers insgesamt relevant, der Kapitalrückfluss für einzelne Anlagegüter genüge nicht. Die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber müsse gerade für den Transformations- und Rückbauprozess gesichert werden. Auch handelsrechtlich müsse die Nutzungsdauer von Bestandsanlagen im Hinblick auf die Dekarbonisierung korrigiert werden, ein weiteres Auseinanderlaufen von handelsrechtlichen und kalkulatorischen Werten sollte aber vermieden werden. In diesem Zusammenhang erging allerdings auch der Hinweis, dass eine nachträgliche Nutzungsdauerverkürzung handelsrechtlich zu einer Sonderabschreibung bzw. zu einer Drohverlustrückstellung führe, welche eine Ausschüttungssperre zur Folge habe.

Im Ergebnis ebenfalls auf eine Ausdehnung des Anwendungsbereichs auf Bestandsanlagen zielten verschiedene Vorschläge zu einer weiträumigeren Rückwirkung der Tenorziffer 1). So wurde vielfach vorgetragen, dass auch Tenorziffer 1) wie Tenorziffer 2) bereits ab dem Kalenderjahr 2022 gelten solle, da beide Bestimmungen in gleicher Weise die Refinanzierung von Investitionen sicherstellen sollen. Andere Stellungnahmen schlugen eine

Rückwirkung für die Jahre 2021 und 2022 in Anlehnung an die im Kapitalkostenaufschlag berücksichtigungsfähigen Investitionen oder eine Rückwirkung für die gesamte dritte Regulierungsperiode vor.

Ferner sprachen sich viele Stellungnahmen dafür aus, die Untergrenzen für die kalkulatorischen Abschreibungen ganz aufzuheben und damit auch eine vollständige Abschreibung schon vor dem Jahr 2045 für alle Anlagegüter zu ermöglichen. Zum einen sei perspektivisch noch mit weiteren Verschärfungen des Klimaschutzgesetzes zu rechnen, zum anderen können durch Landesklimaschutzgesetze, kommunale Klimaschutzpläne, kommunale Wärmeplanungen oder durch den derzeit erarbeiteten Gasnetzgebietstransformationsplan auch weitergehende Ziele vorgegeben werden, welche einen noch früheren Ausstieg aus der Erdgasnutzung erforderlich machen. Außerdem sollten Unternehmen nicht dafür bestraft werden, dass sie ambitionierter seien als die Bundesregierung. Neben einer völligen Abschaffung von Untergrenzen wurden als Varianten eine Mindesnutzungsdauer von fünf Jahren analog Tenorziffer 2), eine vollständige Abschreibung schon bis 2035 statt bis 2045 sowie die Möglichkeit einer Unterschreitung der Zielmarke 2045 zumindest in begründeten Fällen vorgeschlagen.

Es wurde gefordert, dass Netzbetreiber die Möglichkeit haben müssen, flexibel auf neue Erkenntnisse zu reagieren und ihre Nutzungsdauern auch nachträglich noch daran anzupassen. Auch im Handelsrecht müsse ein Abschreibungsplan beim Eintritt unvorhersehbarer Umstände nachträglich korrigiert werden. Ferner müsse der Netzbetreiber die Wahl haben, auch weiterhin die bisherigen Nutzungsdauern nach Anlage 1 der GasNEV anzuwenden. Auch müsse es erlaubt sein, innerhalb derselben Anlagengruppe unterschiedliche Nutzungsdauern anzusetzen, da in unterschiedlichen Teilbereichen des Netzes möglicherweise unterschiedliche Vorgaben für die Dekarbonisierung bzw. unterschiedliche Eignungen für eine Umwidmung z.B. zu einem Wasserstoffnetz gegeben seien.

Zum Effizienzvergleich wurde angeregt, die fehlende Auswirkung einer Änderung der kalkulatorischen Nutzungsdauer auf die Vergleichbarkeitsrechnung in den Tenor des Beschlusses aufzunehmen. Außerdem dürfe die Wahl der Nutzungsdauer auch sonst keinen verzerrenden Einfluss auf den Effizienzvergleich haben, welcher im Rahmen des Best-of-Four-Ansatzes bei den beiden TOTEX-Effizienzvergleichen drohe. Dazu wurden eine Standardisierung der Nutzungsdauern oder eine Berücksichtigung von externen Faktoren wie regionalen Klimaschutzplänen im Effizienzvergleich vorgeschlagen. Allgemein sei das System des Effizienzvergleichs einer kritischen Evaluierung zu unterziehen. Eine Stellungnahme schlug vor, zum Ausgleich der Verzerrungen den minimalen Effizienzwert auf 90 % anzuheben.

Sonderabschreibungen für die Restwerte von Anlagegütern, welche bereits vor 2045 abgehen, seien ebenso in den Erlösobergrenzen zu berücksichtigen wie Rückbaukosten bzw. die hierfür aufzubauenden Rückstellungen. Dies solle bereits im Ausgangsniveau für die vierte Regulierungsperiode geschehen. In keinem Falle jedoch seien Rückbaurückstellungen im Abzugskapital zu berücksichtigen, da sie auf die Abwicklung und nicht auf die Fortführung des Netzbetriebs gerichtet seien. Einige Stellungnahmen forderten eine Übertragung der kürzeren Nutzungsdauern auch auf die Berechnung von Sondernetzentgelten, während andere zu bedenken gaben, dass dies bei vorgelagerten Netzbetreibern dazu führen könne, dass der Anreiz zum Direktleistungsbau sogar steige. Es wurde um Klarstellung gebeten, dass die Festlegung auch im Rahmen der Biogaskostenwälzung gelte. Eine Stellungnahme stellte die These auf, dass die Nutzungsdauerflexibilisierung zu OPEX-Steigerungen führe, weil die IT-Systeme zur Abbildung von unterschiedlichen Nutzungsdauern pro Anlagenklasse angepasst werden müssten und zudem mehr Abstimmungsbedarf mit der Bundesnetzagentur wegen Inkonsistenzen mit bisherigen Datensätzen bestünde.

Über den eigentlichen Regelungsgehalt des vorliegenden Beschlusses hinaus wurde vielfach die möglichst zeitnahe Eröffnung eines umfassenden Branchendialogs zur Anpassung des Regulierungsrahmens und zur Konzeption einer neuen Transformationsregulierung durch die Bundesnetzagentur und das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gefordert und eine Vielzahl an nach Ansicht der Konsultationsteilnehmer regelungsbedürftigen Themen aufgerufen. Die lineare Abschreibungsmethode sei durch eine degressive Abschreibung zu ersetzen, um nicht unverhältnismäßig hohe Kosten bei den letzten verbliebenen Nutzern der Netze zu allokiieren. Aus dem gleichen Grund sei das Regulierungskontosystem zu überdenken. Die Eigenkapitalverzinsung sei anzupassen, hier müsse zwischen den Vorgaben für Strom und für Gas differenziert werden. Auch die Auflösungsdauern von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen seien entsprechend zu verkürzen. Die Anschlusspflichten nach §§ 17 und 18 EnWG seien auf Investitionen zu begrenzen, welche für die Versorgungssicherheit oder für den Transformationspfad sinnvoll seien. Es seien Schadensersatzansprüche für Netznutzer zu regeln, wenn die Gasnetze abgeschaltet werden und keine alternativen Wärmeträger verfügbar seien. Investitionen in die sog. Wasserstoff-Readiness der Gasnetze müssten in den Netzkosten anerkannt werden. Zudem müsse durch den Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. ein technisches Regelwerk zur Konversion der Netze von Erdgas zu Wasserstoff erarbeitet werden, um die weiter nutzbaren Netzbestandteile sachgerecht abgrenzen zu können. Es seien Wege zu suchen, wie Netzkosten und Netzentgelte voneinander entkoppelt werden können, um die vollständige Refinanzierung der

Investitionen ohne übermäßige Belastung der Netzkunden zu realisieren. Eine einzelne Stellungnahme sprach sich dafür aus, die gesamte Festlegung vorerst zurückzuziehen und lieber in einer größeren Gesamtlösung innerhalb der nächsten zwei bis drei Jahre aufgehen zu lassen.

Die Regelungen für LNG-Anbindungsleitungen und für die in der Konsultationsfassung des Beschlusses noch enthaltenen LNG-Anlagen selbst nach Tenorziffer 2) wurden von einer relativ großen Anzahl von Stellungnahmen als Beitrag zur Versorgungssicherheit in der Bundesrepublik Deutschland uneingeschränkt begrüßt. Eine Stellungnahme kritisierte, dass die Bundesnetzagentur keine fundierte wissenschaftliche Bewertung des benötigten Umfangs an neuer Infrastruktur vorgelegt habe, obwohl mit hohen daraus resultierenden Kosten für die Verbraucher zu rechnen sei. Einige Studien würden ein einziges neues LNG-Terminal zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Deutschland für ausreichend halten. Eine andere Stellungnahme rief ebenfalls dazu auf, die Planung, Errichtung und Nutzung von LNG-Anlagen zu unterlassen und auf die vorübergehende Nutzung von ein bis zwei schwimmenden Anlagen zu begrenzen, soweit diese zur akuten Krisenbewältigung zwingend benötigt würden, damit aber nicht langfristig Pipeline-Gas zu ersetzen, da LNG sogar mit höheren Vorketten-Emissionen verbunden sei. Die Verfügbarkeit von LNG sei nur deshalb so hoch, weil andere Länder ihr Fördervolumen erhöhen, obwohl zur Erreichung des 1,5°-Zieles keine weiteren fossilen Reserven mehr erschlossen werden dürften. Überdies habe Deutschland sein zur Einhaltung dieses Zieles verbleibendes Budget für den Ausstoß von Kohlenstoffdioxid auch ohne Nutzung von LNG je nach Berechnungsweise bereits vollständig oder weitgehend verbraucht.

Zur konkreten Ausgestaltung verlangte eine Stellungnahme eine vollständige Flexibilisierung durch Verzicht auf eine Mindestnutzungsdauer von fünf Jahren. Eine gegenläufige Stellungnahme forderte eine Abschreibung über mindestens zehn Jahre, um die Verbraucher nicht zu stark mit den Refinanzierungskosten zu belasten. Im Übrigen wurde eine klarere Ausgestaltung des gesamten Regulierungsrahmens für LNG-Anlagen erbeten, welcher gegenwärtig noch sehr undurchsichtig sei.

Mehrere Stellungnahmen verlangten eine ausführlichere Auseinandersetzung mit den Effekten der Festlegung auf die Netzentgelte und die daraus resultierenden finanziellen Belastungen für die Netzkunden. Ferner sei sicherzustellen, dass die Kostensteigerungen gleichmäßig auf alle Kunden zu verteilen und nicht allein auf die privaten Haushalte abzuwälzen seien. Die Risiken von errichteten und dann nicht mehr benötigten Infrastrukturen dürfen nicht von den Netzkunden zu tragen sein.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Adressatenkreis

Die Festlegung richtet sich an alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen i.S.d. § 3 Nr. 7 EnWG im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland.

2. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ergibt sich aus § 54 Abs. 3 S. 2 EnWG. Hiernach nimmt die Bundesnetzagentur die sich aus dem EnWG ergebenden Befugnisse (und somit auch die in den auf Grundlage des EnWG ergangenen Verordnungen vorgesehenen Befugnisse) wahr, sofern dies zur Wahrung gleichwertiger wirtschaftlicher Verhältnisse im Bundesgebiet erforderlich ist. Der vorliegende Beschluss trifft Regelungen über Anlagengruppen und kalkulatorische Abschreibungszeiträume. Diese Regelungen sind wesentlich für die wirtschaftliche Situation der Netzbetreiber, da die Abschreibungszeiträume für die einzelnen Bestandteile des regulierten Anlagevermögens die Höhe kalkulatorischen Kapitalkosten bestimmen, welche wiederum einen wesentlichen Anteil der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen ausmachen. Im gleichen Zuge berühren sie die wirtschaftlichen Belange der Netznutzer, da die von diesen zu entrichtenden Netzentgelte unmittelbar von der Höhe der Erlösobergrenzen abhängen. Im Ergebnis sind damit auch die Energiebezugskosten der von den netznutzenden Lieferanten versorgten Privathaushalte und gasverbrauchenden Betriebe in erheblichem Maße tangiert.

Es ließe sich nicht begründen, warum die Regeln über die kalkulatorischen Abschreibungsdauern der Netzbetreiber sich in den einzelnen Bundesländern voneinander unterscheiden sollten. Ließe man insoweit unterschiedliche Regelungen zu, würde vielmehr ein „Flickenteppich“ mit regional sehr unterschiedlichen Bezugskosten für netzgebundenes Erdgas in unterschiedlichen Teilen der Bundesrepublik drohen, welche nicht nur die Lebenshaltungskosten, sondern auch den wirtschaftlichen Standortwettbewerb grundlos verzerren. Auch ließe sich nicht begründen, warum für die größeren und/oder länderübergreifenden Netzbetreiber (und deren Kunden) im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur andere Bedingungen gelten sollten als für die kleineren Netzbetreiber (und deren Kunden), welche der Regulierungshoheit der Landesregulierungsbehörden unterfallen.

Dass die beschriebenen Ungleichheiten für die Annahme einer Tangierung der gleichwertigen wirtschaftlichen Verhältnisse im Bundesgebiet ausreichen, verdeutlicht überdies ein Vergleich mit den in § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG aufgelisteten benannten Regelbeispielen. Hiernach besteht stets eine Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Festlegung von Preisindizes, von Eigenkapitalzinssätzen, von Vorgaben zur Erhebung von Vergleichsparametern zur Ermittlung der Effizienzwerte und zur angemessenen Berücksichtigung eines Zeitverzugs beim Ausbau der Verteilernetze im Effizienzvergleich, des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, von Methoden zur Bestimmung des Qualitätselements sowie von Vorgaben betreffend das Verfahren für die Genehmigung von vollständig integrierten Netzkomponenten. Auf diesen Themengebieten besteht nach der Wertung des Ordnungsgebers stets eine hinreichend erhebliche Auswirkung auf die Gleichwertigkeit der wirtschaftlichen Verhältnisse („insbesondere“). Die mit diesem Beschluss getroffenen Regelungen sind in ihren Auswirkungen auf die Höhe der Netzentgelte mit den in der Verordnung genannten Beispielen vergleichbar.

Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

3. Materielle Rechtmäßigkeit

3.1. Ermächtigungsgrundlage

Der Beschluss ergeht auf Basis des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 30 Abs. 2 Nr. 9 GasNEV. Danach kann die Regulierungsbehörde Festlegungen zur Gewährleistung sachgerechter Anlagengruppen und Abschreibungszeiträume in Abweichung von Anlage 1 treffen.

Die Beschlusskammer hat in rechtmäßiger Weise die Vorgaben des nationalen Rechts in Form der normativen Regulierung, soweit diese im vorliegenden Verfahren Anwendung finden und von der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (Urteil vom 02.09.2021, C-718/18) erfasst werden, für ihre Entscheidung herangezogen. Als „normative Regulierung“ werden im Allgemeinen solche Regeln des nationalen Gesetz- und Ordnungsgebers (z.B. in StromNEV, GasNEV und ARegV) bezeichnet, die konkrete methodische und materielle Vorgaben für die Regulierung durch die Bundesnetzagentur enthalten. Die Pflicht zur Anwendung dieser nationalen Vorgaben folgt aus Art. 20 Abs. 3 GG und gilt auch angesichts der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs fort, bis sie vom Gesetz- bzw. Ordnungsgeber außer Kraft gesetzt oder neu geregelt werden. Dies hat der Bundesgerichtshof bereits entschieden (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff., siehe auch OLG Düsseldorf vom 11.02.2021, VI-5 Kart 10/19 [V], S. 10 ff., OLG Düsseldorf vom

28.04.2021, VI-3 Kart 798/19 [V], S. 72 ff., OLG Schleswig vom 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 27 ff.).

(1) Der Europäische Gerichtshof hat zwar in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der NRB verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

(2) Der Europäische Gerichtshof hat aber weder über die Zuständigkeitsfragen hinausgehend einen materiell-rechtlichen Verstoß einzelner Vorgaben der normativen Regulierung gegen EU-Recht gerügt, noch hat er sich ausdrücklich zu der Frage geäußert, ob die normative Regulierung bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der nationale Gesetz- und Verordnungsgeber den festgestellten Verstoß beseitigt, weiter anwendbar ist. Der EuGH hat sich insbesondere auch nicht explizit zu der Frage geäußert, ob die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit unmittelbar anwendbar sind.

(3) Die Regelungen der normativen Regulierung sind nicht nichtig. Weder nach den Grundsätzen des europäischen Rechts noch nach nationalem Recht führt der Verstoß einer nationalen Regelung gegen Unionsrecht zu deren Nichtigkeit (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 61 ff.). Vielmehr sind die Grundsätze des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts vor nationalem Recht zu beachten.

Zudem scheidet eine richtlinienkonforme Auslegung der Vorschriften der normativen Regulierung aus. Der Europäische Gerichtshof sieht zwar sowohl in der an die Bundesregierung gem. § 24 EnWG erfolgten Zuweisung von Zuständigkeiten, als auch in den bindenden Vorgaben der normativen Regulierung eine mit den oben genannten Richtlinien unvereinbare Beschränkung der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (EuGH a.a.O., Rz. 101 f., 115 f.). Eine Umdeutung der nationalen Vorgaben in nicht bindende Programmsätze, die die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht

beeinträchtigen, kommt angesichts des eindeutigen Wortlauts, der Systematik und des Regelungszwecks der Vorschriften der normativen Regulierung jedoch nicht in Betracht (Verbot der contra legem-Auslegung, BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 66 ff.).

Der Grundsatz vom Anwendungsvorrang des Unionsrechts führt indes nicht dazu, die Vorschriften der normativen Regulierung unangewendet zu lassen. Der Anwendungsvorrang besagt, dass eine nationale Regelung, die mit einer unmittelbar geltenden Regelung des Unionsrechts unvereinbar ist, von nationalen Behörden und Gerichten nicht angewendet werden darf (vgl. Streinz, EUV, 3. Aufl. 2018, Art. 4 Rn. 40; Ruffert, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV, Rn. 69 f.). Dieser Grundsatz gilt jedoch nur, soweit unmittelbar anwendbares Unionsrecht betroffen ist (EuGH, Urteil vom 24.06.2019, C-573/17, Rn. 62). Die normative Regulierung verstößt nicht gegen unmittelbar anwendbares Unionsrecht. Die hier maßgeblichen Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, mit denen die Vorgaben der normativen Regulierung unvereinbar sind, sind nicht unmittelbar anwendbar.

(4) Damit eine Richtlinienbestimmung unmittelbar angewendet werden kann, müssen spezifische Voraussetzungen vorliegen (Grabitz/Hilf/Nettesheim, AEUV, 71. EL August 2020, Art. 288 Rn. 149). Der Europäische Gerichtshof geht von der unmittelbaren Anwendbarkeit einer nicht oder nicht ordnungsgemäß umgesetzten Richtlinienbestimmung nach Ablauf der Umsetzungsfrist aus, wenn die Bestimmung hinreichend genau und inhaltlich unbeding ist. Zudem können die Bestimmungen einer Richtlinie grundsätzlich nur Rechte, aber keine Pflichten eines Einzelnen begründen (sog. Belastungsverbot). Insofern kommt auch eine objektive unmittelbare Wirkung vorliegend nicht in Betracht. Im Einzelnen:

(a) Die Richtlinienvorgaben sind nicht unbeding. Eine Unionsvorschrift ist inhaltlich unbeding, wenn sie eine Verpflichtung normiert, die an keine Bedingung geknüpft ist und zu ihrer Durchführung oder Wirksamkeit auch keiner weiteren Maßnahmen der Unionsorgane oder der Mitgliedstaaten bedarf. Die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit sind nicht als inhaltlich unbeding anzusehen.

Gegenwärtig fehlt es an den erforderlichen und zureichenden Umsetzungsnormen im nationalen Recht. Das betrifft sowohl die konkrete umfassende Aufgabenzuweisung als auch die für einen Eingriff erforderliche Ermächtigungsgrundlage. Die Bundesnetzagentur hat nach nationalem Recht gegenwärtig (nur) die Befugnis, die Vorgaben der normativen Regulierung anzuwenden und ggf. unter Rückgriff auf § 29 EnWG je nach Festlegungsermächtigung weiter auszugestalten und zu konkretisieren. Sie hat aber mangels entsprechender Aufgaben-

zuweisung durch den Gesetzgeber nicht die übergeordnete, allgemeine und uneingeschränkte Befugnis, die ihr nach den Richtlinien vorbehaltenen Aufgaben vollumfänglich und selbständig auszuüben (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 105) beispielsweise also die Methoden oder Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang frei festzulegen oder zu genehmigen (vgl. nur § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG). Dass es hierzu einer umfassenden mitgliedstaatlichen Aufgabenzuweisung bedarf, entspricht im Übrigen auch dem europäischen Leitbild, wonach die Mitgliedstaaten zur Einrichtung von Regulierungsbehörden mit spezifischen Zuständigkeiten verpflichtet sind (vgl. Erwägungsgrund 33 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Mitgliedstaaten verfügen bei der Organisation und Strukturierung der Regulierungsbehörde zwar über eine Autonomie, haben diese aber unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben und insoweit sicherzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung der ihr vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom treffen kann (vgl. EuGH, a.a.O., Rz. 119). Dieser Befund wird auch durch das in der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mündende Vertragsverletzungsverfahren bestätigt: Gegenstand der Rüge durch die Europäische Kommission war nicht die fehlerhafte Ausübung einer nach nationalem Recht bereits ordnungsgemäß zugewiesenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, sondern der Umstand, dass eine den Richtlinien entsprechende umfassende Aufgabenzuweisung an die nationale Regulierungsbehörde im nationalen Recht bislang nicht erfolgt ist (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 88). Vielmehr liegt hier eine fehlerhafte Aufgabenzuweisung vor (EuGH, a.a.O., Rz. 130); diese kann und muss durch den Mitgliedstaat korrigiert werden, der dann die noch möglichen Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten vorsehen kann (EuGH a.a.O., Rz. 126, 127).

(b) Mit der unmittelbaren Anwendung der Richtlinien wären Belastungen Einzelner verbunden, sodass eine solche ausscheidet. Zwar ist die Einräumung subjektiver Rechte keine Voraussetzung für eine unmittelbare Anwendbarkeit (woran es vorliegend wegen des Verstoßes gegen objektiv geprägte Zuständigkeitsnormen auch fehlen würde), allerdings gilt das Belastungsverbot. Wenn der Bundesnetzagentur aus einer unmittelbaren Anwendung der Richtlinie weitergehende oder jedenfalls anders ausgestaltete Kompetenzen zukämen, könnte sich dies je nach Einzelfall zugunsten, aber auch zu Lasten bestimmter Beteiligter auswirken. Daraus wiederum könnten sich Belastungen ergeben, die nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nur durch das europäische Primärrecht oder durch EU-Verordnungen begründet werden können, nicht aber durch Richtlinien (vgl. BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 73).

Eine Belastung würde sich zudem bereits aus dem Heranziehen der Richtlinien als Ermächtigungsgrundlage ergeben. Dies wäre europarechtlich unzulässig. Sofern die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit als inhaltlich unbedingt anzusehen wären, müssten sie von der Bundesnetzagentur unmittelbar als Ermächtigungsgrundlage auch für belastende Regulierungsentscheidungen herangezogen werden. Anders als in den vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fällen, in denen er eine unmittelbare Belastung durch Richtlinienrecht verneinte, weil die Belastung erst durch ein Verwaltungsverfahren auf Basis nationalen Rechts eintrat, würden vorliegend die Richtlinienbestimmungen als solche unmittelbar gegenüber den Betroffenen herangezogen werden und als materiell-rechtliche Befugnisnormen für belastende Verwaltungsverfahren und Regulierungsentscheidungen fungieren. Soweit ersichtlich existiert bislang keine hier einschlägige Judikatur, in der der EuGH es für europarechtskonform eingestuft hätte, dass eine Richtlinienbestimmung als eigenständige Ermächtigungsgrundlage für Eingriffe in Rechte des Einzelnen herangezogen werden darf.

(c) Eine ausnahmsweise objektive unmittelbare Wirkung der Richtlinienbestimmungen bezogen auf die ausschließliche Zuständigkeit scheidet ebenfalls aus. Der Europäische Gerichtshof hat eine objektive unmittelbare Wirkung von Richtlinienbestimmungen anerkannt, aus denen sich für staatliche Stellen eindeutige Pflichten ergeben. Konkret ging es beispielsweise um die nicht rechtzeitig in nationales Recht umgesetzte Pflicht der zuständigen Behörde zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung eines Wärmekraftwerks (EuGH, Urteil vom 11.08.1995, C-431/92 – Wärmekraftwerk Großkrotzenburg).

Zwar mag sich vorliegend aus den Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde die Verpflichtung ergeben, von dieser Zuständigkeit auch Gebrauch zu machen, um den Zielsetzungen der Richtlinien hinreichend Rechnung tragen zu können. Anders als im Fall des Wärmekraftwerks Großkrotzenburg ist diese Verpflichtung vorliegend jedoch nicht inhaltlich unbedingt. Im vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fall konnte die zuständige Behörde der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ohne Weiteres nachkommen, weil diese als unselbstständiger Bestandteil des nach nationalem Recht vorgesehenen und ihr bereits zugewiesenen Genehmigungsverfahrens durchzuführen war. Demgegenüber kann die Bundesnetzagentur die ihr nach den Richtlinienbestimmungen zugewiesene ausschließliche Zuständigkeit erst ausüben, wenn ihr entsprechende Befugnisse nach nationalem Recht eingeräumt werden (siehe oben).

(5) Ungeachtet der Tatsache, dass die Richtlinienbestimmungen nicht unmittelbar anwendbar sind, sprechen aus Sicht der Beschlusskammer weitere erhebliche Gründe dafür, die Vorgaben der normativen Regulierung in der Übergangszeit zur Anwendung zu bringen. Die Nichtanwendung der normativen Regulierung in der Übergangszeit würde zu einem Zustand führen, der mit den Zielsetzungen der genannten Richtlinien erst recht unvereinbar wäre (so auch BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76).

Die Richtlinien verlangen, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Diesem Gebot der ex ante-Regulierung wird in Deutschland gegenwärtig zu einem großen Teil über die Vorgaben der normativen Regulierung Rechnung getragen. Die normative Regulierung strukturiert die Methoden für die Berechnung der Tarife vor und legt ex ante die wesentlichen Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang fest. Sie regelt unmittelbar Rechte und Pflichten für Netzbetreiber und andere Marktakteure und schafft auf diese Weise den von den Richtlinien geforderten transparenten und vorhersehbaren, verlässlichen Regulierungsrahmen. Bestehende Festlegungen und Genehmigungen der Bundesnetzagentur, die sie im Rahmen ihrer bisherigen Zuständigkeiten erlassen hat, tragen zwar ebenfalls zu der erforderlichen ex ante-Regulierung bei, dies jedoch nur in Teilbereichen und in Ergänzung der normativen Regulierung und damit nicht in dem von der Richtlinie geforderten Umfang.

Ein faktisches Außerkrafttreten der Vorgaben der normativen Regulierung würde daher zu beträchtlichen Regelungslücken und damit einhergehend erheblichen Rechtsunsicherheiten für alle Marktbeteiligten führen. Auch dies wäre mit den genannten Richtlinienvorgaben und den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts schwerlich vereinbar. Beispielsweise dürfte eine derart unklare Rechtslage im Übergangszeitraum kaum Investitionsanreize setzen und Unsicherheiten für die unternehmerische Tätigkeit der regulierten Unternehmen und auch der sonstigen Marktteilnehmer auslösen. Für den Übergangszeitraum ist es daher sinnvoll und angebracht, stabile und berechenbare Verhältnisse zu gewährleisten.

3.2. Tenorziffer 1)

Tenorziffer 1) bestimmt, dass die niedrigste wählbare betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für alle Anlagegüter herabgesetzt wird, soweit sie andernfalls über das Jahr 2045 hinausreichen würde.

Anlage 1 der GasNEV enthält einen Katalog, welcher für verschiedene netztypische Anlagenkategorien standardisierte Nutzungsdauern vorgibt. Teilweise handelt es sich dabei um eine fest vorgegebene Nutzungsdauer nach Jahren, teilweise wird eine gewisse Bandbreite eröffnet, innerhalb welcher die Netzbetreiber die Nutzungsdauer ihrer Anlagen nach den individuellen Verhältnissen in ihrem Unternehmen selbst bestimmen können. Die Nutzungsdauern bilden die Grundlage sowohl für die Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 GasNEV als auch für die kalkulatorischen Restwerte, welche für die Bestimmung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 GasNEV herangezogen werden. Sie sind somit von erheblicher Bedeutung für die Höhe der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen. Je niedriger die Nutzungsdauer eines Anlageguts angesetzt wird, desto schneller wird für den Netzbetreiber die Refinanzierung seiner Investition gewährleistet und desto höher ist das von den Netzkunden zu tragende Netzentgelt.

Mit der Regelung in Tenorziffer 1) wird die Bandbreite der für den Netzbetreiber wählbaren Nutzungsdauern für neu aktivierte Anlagegüter erweitert. Netzbetreiber dürfen die Nutzungsdauern stets so ansetzen, dass sie nicht über das Jahr 2045 hinausreichen und bis zu diesem Jahr eine vollständige kalkulatorische Abschreibung gewährleistet wird. Wird ein Anlagegut z.B. im Jahr 2025 aktiviert, beträgt die kalkulatorische Mindestnutzungsdauer $2045 - 2025 = 20$ Jahre. Dies gilt – mit Ausnahme von Verwaltungsgebäuden – für alle Anlagengruppen, welche nach der Anlage 1 der GasNEV eine längere Nutzungsdauer als (in diesem Beispiel) 20 Jahre hätten. Für Anlagengruppen mit ohnehin kürzerer Nutzungsdauer ändert sich durch die Neuregelung nichts, es findet also keine Verlängerung der vom Ordnungsgeber vorgesehenen Nutzungsdauern statt. Überdies handelt es sich lediglich um eine Erweiterung der vom Netzbetreiber wählbaren Nutzungsdauern, es dürfen also auch weiterhin Nutzungsdauern nach der GasNEV oder solche mit einem Wert im Spektrum zwischen der GasNEV und der nach diesem Beschluss vorgesehenen Untergrenze angesetzt werden. Bei Anlagengruppen, für welche die Anlage 1 der GasNEV keine Bandbreite, sondern einen festen Wert vorsieht, wird mit diesem Beschluss erstmals eine Bandbreite eröffnet. Also wäre zum Beispiel für Erdgasverdichteranlagen, für welche die GasNEV eine Nutzungsdauer von 25 Jahren vorsieht, bei einer Aktivierung im Jahr 2025 eine Nutzungsdauer zwischen 20 und 25 Jahren wählbar. Soweit ein Netzbetreiber innerhalb einer bestimmten Anlagengruppe und innerhalb eines bestimmten Anschaffungsjahres für bestimmte einzelne Anlagegüter eine verkürzte Nutzungsdauer und für andere Güter die bisherigen längeren Dauern ansetzen möchte (etwa weil sich nur ein bestimmter Teil des Netzes für einen zukünftigen Wasserstofftransport eignet), bleibt dies – wie auch bisher schon bei unterschiedlichen Nutzungsdauern innerhalb der bisherigen Spannen – ebenso möglich wie die Wahl unterschiedlicher verkürzter Nutzungsdauern wegen unterschiedlich antizipierter Dekarbonisierungszeiträume

in verschiedenen Regionen eines größeren Netzgebiets. Hierzu müssen in die von der Beschlusskammer verwendeten Erhebungsbögen – wie schon bisher – lediglich mehrere Zeilen für dieselbe Anlagenklasse und dasselbe Jahr eingetragen werden. Spätere Nutzungsdauerwechsel sind in begründeten Fällen – wie ebenfalls schon bisher – möglich, allerdings nur in den restriktiven Grenzen des Stetigkeitsgrundsatzes. Es ist davon auszugehen, dass sich mit der fortschreitenden Konkretisierung von Klimaschutzplanungen z.B. durch kommunale Wärmepläne o.ä., aber auch durch verspätet erkannte Potenziale für Anschlussnutzungen zukünftig häufiger Anlässe für eine begründete und ggf. sogar mehrfache nachträgliche Korrektur von Abschreibungspfaden ergeben werden, als dies bisher üblich war.

Eine verbindliche Vorgabe über Nutzungsbeendigungen ist nicht Gegenstand des Beschlusses. Hierzu wäre die Beschlusskammer schon mangels einer geeigneten Ermächtigungsgrundlage überhaupt nicht befugt, weshalb auch die im Konsultationsverfahren geäußerten dahingehenden Forderungen ungehört bleiben müssen. Dieser Beschluss will und kann also keine eigenständige Triebfeder für eine Dekarbonisierung sein, sondern lediglich einen angemessenen regulatorischen Rahmen für die aus anderen Gründen stattfindenden tatsächlichen Entwicklungen bereitstellen.

Die Beschlusskammer hat die Bestimmung in Tenorziffer 1) in Ausübung ihres pflichtgemäßen Ermessens unter sorgsamer Abwägung der Interessen aller betroffenen Marktteilnehmer getroffen. Maßgeblicher Auslöser sind die klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung zu einer Beendigung der Nutzung fossiler Brennstoffe einschließlich Erdgas bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts. Gegenwärtig ist das System zur Refinanzierung von Erdgasnetzen selbst bei Neuinvestitionen auf Betriebsdauern von bis zu 65 Jahren ausgelegt. Gleichzeitig ist offenkundig, dass heute neu errichtete Netzinfrastrukturen bei einer auch nur ansatzweisen Erreichung der Klimaziele zumindest ihre gegenwärtige Funktion schon deutlich vor diesem Zeithorizont wieder verlieren werden. Teile der Infrastruktur werden möglicherweise für andere Zwecke wie insbesondere der Etablierung eines zukünftigen Wasserstoffnetzes umgerüstet werden können. In vielen Fällen wird dies jedoch mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht möglich oder nicht sinnvoll sein, weshalb in erheblichem Umfang mit Stilllegung und Rückbau zu rechnen ist. Der vorliegende Beschluss dient dazu, diesem Umstand im Rahmen der kalkulatorischen Bewertung neu geschaffener Netzbestandteile Rechnung zu tragen. Netzbetreiber erhalten nun die Möglichkeit, ihre Erwartungen an die Betroffenheit ihrer Netze von zukünftigen Dekarbonisierungsmaßnahmen sachgerecht in der Struktur ihres Sachanlagevermögens abzubilden. Gleichzeitig werden längerfristige Nutzungen und Abschreibungsdauern nicht eingeschränkt. Auch Netzplanungen, die über die Zeit der Erdgasnutzung hinausweisen und sich perspektivisch auf andere Weise wie etwa durch Umwidmung zu Wasserstoffnetzen amortisieren sollen, bleiben stets möglich.

In jedem Fall von der Nutzungsdauerverkürzung ausgenommen sind zudem Verwaltungsgebäude, da diese auch für andere Zwecke als für den Gasnetzbetrieb genutzt werden können und somit selbst bei völliger Auflösung des Netzbetriebs – ggf. nach Weiterverkauf – eine Anschlussnutzung finden sollten. Selbstverständlich sollten die Netzbetreiber auch bei anderen Anlagegütern, für welche sich Anschlussnutzungen finden lassen, von einer übermäßigen Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern absehen. Verwaltungsgebäude sind jedoch die einzige in der GasNEV vorgesehene Anlagenklasse, bei welcher nach Überzeugung der Beschlusskammer eine Kopplung der wirtschaftlichen Lebensdauer an die Fortführung des Erdgastransports derart fernliegend ist, dass sie schon im Grundsatz nicht in Betracht kommt.

Dabei waren auf der einen Seite die Interessen der Netzbetreiber an einer vollständigen Refinanzierung ihrer Investitionen zu berücksichtigen. Ohne die Flexibilisierung der Abschreibungszeiträume bestünde das Risiko, dass heute neu errichtete Anlagen kalkulatorisch nicht mehr vollständig in den kalenderjährlichen Erlösobergrenzen berücksichtigt werden könnten, weil der Netzbetrieb hierfür absehbar nicht mehr ausreichend lange fortgeführt wird. Es bestünde somit nicht mehr die Möglichkeit, Kapitalrückflüsse in dem Umfang durch Netzentgelte zu vereinnahmen, der erforderlich wäre, um die bei der Errichtung der Anlagegüter getätigten Investitionen zu decken. Dies könnte nicht nur die Netzbetreiber langfristig in erhebliche finanzielle Schwierigkeiten bringen, sondern auch ein gewichtiges Hemmnis für notwendige Investitionen in die heute noch benötigten Infrastrukturen darstellen. Die Bestimmung dient somit auch dazu, Kapitalgebern die Sicherheit zu bieten, dass die eingesetzten und auch die zukünftig benötigten Finanzmittel nicht durch die fortschreitende Dekarbonisierung vom Ausfall bedroht werden.

Auf der anderen Seite waren die Belange der Netzkunden sowie der von diesen versorgten gewerblichen und privaten Letztverbraucher zu berücksichtigen. Ein schnellerer Kapitalrückfluss für getätigte Investitionen beinhaltet denknötwendig eine stärkere finanzielle Belastung der Verbraucher. Durch steigende Kapitalkosten bedingte höhere Erlösobergrenzen haben einen Anstieg der Netzentgelte zur Folge. Der Beschlusskammer ist dabei bewusst, dass dieser für die Verbraucher nachteilige Effekt sich jedenfalls längerfristig nach Akkumulation einer größeren Menge an Anlagegütern, für welche die nach diesem Beschluss ermöglichten verkürzten Nutzungsdauern herangezogen wurden, in einem nicht nur unerheblichen Rahmen bewegen und den Gasbezug durchaus spürbar verteuern wird. Dabei ist der Beschlusskammer auch bewusst, dass die Kosten für den Bezug von Gas sich in der aktuellen wirtschaftlichen Lage ohnehin schon dramatisch verteuert haben und dass auch die Netzentgelte sich selbst ohne eine kalkulatorische Nutzungsdauerverkürzung wegen weiterer Effekte wie insbesondere die gestiegenen Treibgaskosten bereits signifikant erhöhen werden. Vor

dem Hintergrund eines gegebenen Systems, in welchem steigende Netzkosten stets mit steigenden Entgelten für die Netznutzer korrespondieren, hat die Nutzung eines aus klimapolitischen Gründen zukünftig nicht mehr erwünschten Energieträgers für die Verbraucher unverkennbar einen hohen Preis. Dies dürfte indes unvermeidbar sein, wenn eine vollständige Refinanzierung der Netze trotz ihres absehbaren Endes gewährleistet werden soll und überhaupt noch Investitionen in die Erhaltung der Gasnetzinfrastruktur erfolgen sollen. Es entspricht überdies einer ausgewogenen und verursachungsgerechten Verteilung der Kosten. Es ist wahrscheinlich, dass sich der Ausstieg aus der fossilen Energie nicht schlagartig, sondern langsam und allmählich durch eine stetig sinkende Anzahl von Kunden vollziehen wird. Würden die Kosten der Infrastruktur über einen zu langen Zeitraum verteilt, wären sie zu einem übermäßigen Anteil von der Gruppe der letzten verbliebenen Kunden zu tragen. Bei einem (in Bezug auf das betrachtete Anlagegut) weitgehend gleichbleibenden Kostenblock würde dies in sehr hohen individuellen Netzentgelten resultieren. Diesem übermäßigen Anstieg kann durch die Möglichkeit einer Verkürzung der Nutzungsdauern entgegengewirkt werden, ohne dass individuelle Belastungskonstellationen damit im Einzelnen adressiert werden könnten. Die Verkürzung der Nutzungsdauern von Beginn an ist zudem verursachungsgerecht, da die übrigen Kunden in gleicher Weise von der betreffenden Infrastruktur profitieren und deren Errichtung mit verursacht haben. Eine verbraucherschonendere Ausgestaltung, welche die Refinanzierung der Netze gewährleistet und gleichzeitig die Netzkunden vor den damit verbundenen Kosten bewahrt, steht ohne Zuflüsse von Finanzmitteln Dritter, welche im regulatorischen System nicht vorgesehen ist, nicht zur Verfügung.

Als Anknüpfungspunkt für die Verkürzung der Nutzungsdauern hat die Beschlusskammer das Jahr 2045 gewählt. Dabei orientiert sie sich an den gegenwärtigen Klimaschutzzielen der Bundesregierung. Mit der Änderung des Klimaschutzgesetzes hat die Bundesregierung die Klimaschutzvorgaben verschärft und in § 3 Abs. 2 S. 1 KSG das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 und damit den Ausstieg aus der Erdgasnutzung verankert. Bereits bis 2030 sollen die Emissionen um 65 Prozent gegenüber 1990 sinken. Die Gesetzesnovelle ist am 31. August 2021 in Kraft getreten. Die Beschlusskammer ist sich insoweit darüber bewusst, dass eine präzise Abschätzung des tatsächlichen Ausstiegszeitpunktes (soweit sich ein solcher überhaupt bestimmen lässt und es sich nicht um eine längere und von Netzgebiet zu Netzgebiet variierende Periode handelt) bei einem derart weit in der Zukunft liegenden Vorgang nicht möglich ist, zumal es sich insoweit jedenfalls bisher auch lediglich um eine politische Zielvorstellung und nicht um eine für einzelne Unternehmen verbindliche Vorgabe handelt. Gleichwohl ist die Bestimmung eines solchen Endpunkts unumgänglich, um die bereits heute beginnenden Abschreibungszeiträume daran auszurichten. Die Beschlusskammer muss insoweit auf die zuverlässigsten Erkenntnisquellen zurückgreifen, welche zum Zeit-

punkt ihres Beschlusses verfügbar sind. Dies sind nach ihrer Auffassung die gegenwärtig von der Bundesregierung verfolgten Zielsetzungen. Unabhängig von der tatsächlichen Entwicklung dürfte dies auch schon deshalb sachgerecht sein, weil die heute neu errichteten Anlagegüter im Regelfall für Nutzungsdauern konzipiert sein werden, welche am heutigen Planungshorizont ausgerichtet sind. Ferner wird die Formulierung des Gesetzgebers „bis zum Jahr 2045“ von der Beschlusskammer so verstanden, dass dieses Ziel bereits mit Beginn der Jahres 2045 erreicht werden soll. Soweit Netzbetreiber die diesbezügliche Einschätzung der Beschlusskammer nicht teilen, bleibt es ihnen unbenommen, an den bisherigen Nutzungsdauern festzuhalten oder einen weiter in der Zukunft liegenden Ausstiegszeitpunkt zu antizipieren, da mit diesem Beschluss lediglich Optionen eröffnet, aber in keiner Weise Vorgaben für die Beendigung des Gasnetzbetriebs implementiert werden.

Soweit Anlagegüter unter Heranziehung der verkürzten kalkulatorischen Nutzungsdauern schneller abgeschrieben werden, als sie – etwa wegen späterer Veränderung der Netzplanung oder z.B. wegen einer ursprünglich nicht vorgesehenen regulierten Anschlussnutzung für ein Wasserstoffnetz – tatsächlich genutzt werden, werden sie nach ihrer Abschreibung keine Kapitalkosten mehr generieren, die regulatorisch in den Entgelten berücksichtigungsfähig wären. Zudem führen zeitweise erhöhte kalkulatorische Abschreibungen aufgrund einer verkürzten Abschreibungsdauer auch zu einer Erhöhung der Aufwandsparameter, was nachteilige Effekte im Effizienzvergleich haben könnte. Die Netzbetreiber werden diese Gesichtspunkte bei der Wahl sachgerechter kalkulatorischer Nutzungsdauern zu berücksichtigen haben.

Die Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV bleibt von der Regelung in Tenorziffer 1 unberührt. Nach § 14 Abs. 2 S. 2 ARegV sind für die Ermittlung von einheitlichen Nutzungsdauern für jede Anlagengruppe die unteren Werte der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in Anlage 1 der GasNEV zu verwenden. Tenorziffer 1 hat jedoch – entsprechend der Ermächtigungsnorm des § 30 Abs. 2 Nr. 9 GasNEV – lediglich die Abschreibungszeiträume zum Regelungsgegenstand, nicht die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern an sich. Indem der Verordnungsgeber in § 30 Abs. 2 Nr. 9 GasNEV ausdrücklich von „Abschreibungsdauern“ und nicht etwa von „Nutzungsdauern“ spricht, wird deutlich, dass ein Beschluss auf dieser Grundlage nur die für den Vorgang der kalkulatorischen Abschreibung nach § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV herangezogenen Zeiträume verändern kann. Die eigentlich als betriebsgewöhnlich angesehene Nutzungsdauer, welche sich aus Anlage 1 der GasNEV ergibt, bleibt dabei unangetastet. Die Anlage 1 der GasNEV wird also nicht geändert, es wird nur für einen genau definierten Regelungsbereich von ihr abgewichen. § 14 Abs. 2 S. 2 ARegV verweist jedoch ausdrücklich auf die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 der GasNEV, nicht auf etwaige abweichend festgelegte Abschreibungsdauern auf-

grund einer Festlegung nach § 30 Abs. 2 Nr. 9 GasNEV. Dies entspricht offensichtlich auch dem Zweck einer standardisierten Betrachtung, wie sie in der Vergleichbarkeitsrechnung vorgenommen wird. Das ergibt sich unmittelbar aus den Verordnungen und bedarf keiner gesonderten Tenorierung. Anders verhält es sich naturgemäß bei jenen Effizienzvergleichen, welche mit den Aufwandsparemtern ohne Vergleichbarkeitsrechnung vorgenommen werden (TOTEX). Soweit im Rahmen der Konsultation auch hierfür eine Standardisierung gefordert wurde, bleibt unklar, auf welcher Rechtsgrundlage dies erfolgen sollte. Es erschließt sich auch nicht, warum die Eignung von Netzinfrastrukturen für Anschlussnutzungen nach dem Ausstieg aus der leitungsgebundenen Erdgasversorgung und die daraus resultierende geringere Notwendigkeit einer möglichst schnellen Refinanzierung kein Effizienzkriterium sein sollte.

Weitere im Konsultationsverfahren angesprochene Aspekte wie insbesondere die regulatorische Anerkennung von Sonderabschreibungen und Rückbaurückstellungen sind im Rahmen der dafür vorgesehenen individuellen Kostenprüfungsverfahren zu bewerten und keiner Regelung im Rahmen dieser Festlegung zugänglich. Ähnliches gilt für die Kalkulation von Sondernetzentgelten, welche individuell zwischen den jeweiligen Parteien vereinbart und von der Beschlusskammer im Wege der Missbrauchsaufsicht überwacht werden. Bestätigt werden kann an dieser Stelle allerdings, dass die veränderten Nutzungsdauergrenzen auch im Rahmen der Biogaskostenwälzung angewendet werden dürfen, soweit für die Einspeisung von Biogas benötigte Anlagegüter ebenfalls von einer zukünftigen Dekarbonisierung betroffen sein können.

3.3. Tenorziffer 2)

Tenorziffer 2) beinhaltet eine neue Anlagengruppe für den Anschluss von LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz. Sie betrifft die Fernleitungsnetzbetreiber, in welche die LNG-Anlagen das regasifizierte Gas einspeisen und umfasst die Anbindungsleitung, die die LNG-Anlage mit dem bestehenden Fernleitungsnetz verbindet, den Anschlusspunkt mit dem bestehenden Fernleitungsnetz, die Gasdruck-Regel-Messanlage und die sonstigen zur Anbindung erforderlichen Betriebsmittel (vgl. § 39a Nr. 3 GasNZV). Nicht umfasst sind hingegen sonstige Ertüchtigungsmaßnahmen zur Steigerung der Aufnahmekapazität oder erforderlich werdende Umstrukturierungen des Netzes aufgrund der durch die LNG-Anlagen verursachten Änderungen. Ferner nicht gemeint sind die Bestandteile der LNG-Anlage selbst.

Für die neue Anlagengruppe ist keine feste Spanne von Jahren als kalkulatorische Nutzungsdauer vorgesehen. Der Netzbetreiber soll stattdessen diejenige Nutzungsdauer ansetzen, welche zum Aktivierungszeitpunkt nach seiner Einschätzung bzw. den für ihn verfügba-

ren Informationen der wahrscheinlichen Betriebsdauer der angeschlossenen Einspeiseeinrichtung entspricht (ggf. zzgl. eines eventuellen Zeitversatzes zwischen der Inbetriebnahme der Anbindungsanlagen und der LNG-Anlage). Bei erheblichen Unsicherheiten über die wahrscheinliche Betriebsdauer darf sich der Netzbetreiber nach dem Vorsichtsprinzip an den denkbar kürzesten Nutzungsszenarien orientieren.

Grund für diese Regelung ist der Umstand, dass bei LNG-Anlagen keine Garantie dafür besteht, dass eine solche Einrichtung tatsächlich dauerhaft am eingerichteten Anschlusspunkt Gas ins Netz einspeisen wird. Insbesondere in einem Szenario, in welchem der verstärkte Import von LNG ins deutsche Marktgebiet nur kurzzeitig zur akuten Krisenbewältigung genutzt wird, weil mittelfristig entweder die Bemühungen zu einer Verringerung des Gasbedarfs signifikante Fortschritte machen oder aber eine Normalisierung der wirtschaftlichen Beziehungen zu den bisherigen Hauptlieferanten eintritt und wieder vermehrt Pipelinegas genutzt wird, erscheint eine solche Entwicklung zwar keineswegs zwingend, aber doch zumindest hinreichend realistisch. In diesem Fall besteht ein reales Risiko dafür, dass die errichteten Infrastrukturen nicht mehr benötigt und genutzt werden. Dies gilt insbesondere bei sog. Floating Storage and Regasification Units (FSRU), welche sich nicht auf einer festen Station in einem Hafenterminal, sondern auf einem Schiff befinden und bei Bedarf mit relativ geringem Aufwand an einen anderen Standort verlegt werden können. Ggf. dürfte die Möglichkeit einer Umwidmung zu Wasserstoffleitungen oder sonstigen Formen einer Nachnutzung bestehen. Gleichwohl kann nicht ausgeschlossen werden, dass die Leitungen dauerhaft funktionslos werden. Gleichzeitig ist die Errichtung dieser Infrastrukturen für eine Erhöhung der deutschen Importkapazitäten von LNG zwingend erforderlich, welche ihrerseits als notwendig für eine rasche Verringerung der deutschen Abhängigkeit von pipelinegebundenem russischem Erdgas angesehen wird.

Die Beschlusskammer hat sich für die Ermöglichung einer sehr schnellen kalkulatorischen Abschreibung dieser Anlagegüter innerhalb von fünf Jahren entschieden. Dadurch soll in jedem Fall eine vollständige Refinanzierung der Baukosten über die Netzentgelte sichergestellt werden, damit Investoren nicht wegen der zweifelhaften langfristigen Perspektiven der Anlagen von deren Realisierung abgehalten werden. Dabei waren die Interessen der Netzkunden in besonderem Maße in Rechnung zu stellen, da eine Abschreibung innerhalb von nur fünf Jahren zu sehr hohen Abschreibungsbeträgen pro Kalenderjahr führt, also einen deutlichen für die Kunden nachteilhaften Effekt auf die Netzentgelte zeitigen kann. Dabei war ebenso wie bei den Abwägungen unter Tenorziffer 1) zu berücksichtigen, dass die deutschen Gasverbraucher ohnehin schon mit erheblichen Kosten belastet sind und die sich im Ergebnis in den Gasbezugspreisen niederschlagenden Kosten durch diese Bestimmung noch einmal weiter steigen werden. Gleichwohl sieht die Beschlusskammer es als gerecht-

fertigt an, diese Nachteile in Kauf zu nehmen, um die für eine zügige Verringerung der deutschen Abhängigkeit von russischen Erdgaslieferungen notwendigen Baumaßnahmen zu vernünftigen Bedingungen möglich zu machen. Im Ergebnis wird auf diese Weise die Versorgungssicherheit im hiesigen Marktgebiet gewährleistet, was ebenfalls den Interessen der Netzkunden dient. Überdies geht es hierbei nicht um eine dauerhaft erhöhte Belastung. Eine schnelle Refinanzierung impliziert auch, dass die vollständige kalkulatorische Abschreibung der betroffenen Anlagegüter entsprechend schnell erreicht wird und weitere Kapitalkosten sodann nicht mehr entstehen. Wird also vom Netzbetreiber die minimale Abschreibungsdauer von fünf Jahren gewählt, müssen die Netzkunden zwar für einen überschaubaren Zeitraum relativ hohe Netzentgelte entrichten, können die Infrastruktur aber ab dem sechsten Jahr im Ergebnis gegen Zahlung lediglich der Betriebskosten nutzen, wenn die tatsächliche Nutzungsdauer deutlich länger ausfallen sollte.

Die Beschlusskammer hat die minimale wählbare kalkulatorische Nutzungsdauer auf fünf Jahre festgesetzt. Die Kammer geht nicht davon aus, dass eine noch kürzere Nutzung für die Einspeisung ins deutsche Fernleitungsnetz realistisch ist.

Die im Konsultationsdokument noch vorgesehene Einführung einer Anlagengruppe für die LNG-Anlagen selbst ist aus systematischen Gründen nicht mehr Gegenstand dieses Beschlusses, wird aber in der Sache in einem anderen rechtlichen Rahmen weiterverfolgt.

3.4. Tenorziffer 3)

Die Absenkung der Nutzungsdauern nach der Tenorziffer 1) wird für alle Anlagegüter gestattet, welche ab dem Jahr 2023 aktiviert werden. Die Regelung gilt somit ab Beginn der vierten Regulierungsperiode. Bei allen Investitionen, welche bereits in der dritten Regulierungsperiode existierten, bleibt es bei den bisherigen Regeln. Maßgeblich ist die Aktivierung als Fertiganlage, nicht als Anlage im Bau.

Die Anlagengruppe „LNG-Anbindungsanlagen“ kann für entsprechende Investitionen ab dem Aktivierungsjahr 2022 genutzt werden. Insoweit hat sich die Beschlusskammer für eine sehr zeitnahe Einführung der Neuregelung noch während der laufenden Regulierungsperiode entschieden, da die hiervon betroffenen Bauprojekte in der aktuellen krisenhaften Situation kurzfristig anstehen. Damit soll ohne vermeidbare Verzögerung der Weg zur Beseitigung eventueller Investitionshemmnisse geebnet werden. Insbesondere ist die Anwendung der Anlagengruppe auch für bereits genehmigte Investitionsmaßnahmen möglich.

Beide Tenorziffern können sich auf den Inhalt der noch zu genehmigenden Kapitalkostenaufschläge für das Jahr 2023 auswirken. Allerdings waren die hierauf gerichteten Anträge

noch nach den bisherigen Regeln zu stellen und konnten die mit diesem Beschluss gewährten Möglichkeiten nicht berücksichtigen. Die Beschlusskammer ist jedoch bereit, je nach Zeitpunkt des endgültigen Erlasses dieses Beschlusses und dem jeweiligen Verfahrensstand der Genehmigung der Kapitalkostenaufschläge entweder nachfristige Antragsänderungen zuzulassen oder im Zuge des Plan-Ist-Abgleichs im Rahmen der Genehmigung des Regulierungskontosaldos im Einklang mit diesem Beschluss vom ursprünglich genehmigten Kapitalkostenaufschlag abweichende Nutzungsdauern oder Anlagengruppen zu akzeptieren, wenn ein Netzbetreiber dies geltend macht. Die veränderten Angaben können dann über das Regulierungskonto berücksichtigt werden.

3.5. Nicht geregelte Sachverhalte

Im Rahmen der öffentlichen Konsultation regten zahlreiche Stellungnahmen eine Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern auch für Bestandsanlagen an. Bestandsanlagen sind nicht Gegenstand des vorliegenden Festlegungsverfahrens. Ihre Behandlung bleibt Gegenstand fortgesetzter energiepolitischer Debatten, welche mit diesem Beschluss nicht abgeschnitten werden. Gleiches gilt für eine weitere Flexibilisierung der Nutzungsdaueruntergrenzen für eine kalkulatorische Abschreibung schon vor dem Jahr 2045 und für eine Vielzahl von weiteren aus der Branche vorgetragenen Themen, welche im Einzelnen in der Sachverhaltsdarstellung unter I. zusammengefasst wurden und teilweise einer zukünftigen Regelung durch die Bundesnetzagentur zugänglich sein mögen, teilweise auch nicht.

III. Kosten (§ 91 EnWG)

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

IV. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)

Da die Festlegung gegenüber allen Netzbetreibern erfolgt, nimmt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, statt der individuellen Zustellung eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Festlegung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

RECHTSBEHELFSBELEHRUNG

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von der oder dem Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Bonn, den 08.11.2022

Beisitzerin als Vorsitzende

Beisitzer

Beisitzer

Dr. Ulrike Schimmel

Roland Naas

Stefan Tappe