

Festlegungsentwurf zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 2.0) der Bundesnetzagentur

Stellungnahme, THÜGA Aktiengesellschaft | 05.08.2024

Die Gasverteilnetze in Deutschland erstrecken sich über eine Länge von mehr als 550.000 km und versorgen rund 20 Millionen Haushalts- sowie mehr als 1,8 Millionen Gewerbe- und Industriekunden sicher und zuverlässig mit Gas. Sie haben einen Wiederbeschaffungswert von mehr als 270 Mrd. Euro, sind mehrheitlich in kommunalem Eigentum und werden von Stadtwerken und Regionalversorgern betrieben. Die Energieversorgungsunternehmen der Thüga-Gruppe verfügen über mehr als 90.000 km Gasnetze zur Versorgung von Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden in ganz Deutschland. Die Gasverteilnetze stellen dabei nicht nur werthaltige Assets dar, sondern sind auch hinsichtlich der angestrebten Klimaneutralität der Wärmeversorgung bis 2045 ein entscheidender Baustein für eine effiziente und rechtzeitige Umsetzung.

Teile der Gasnetzinfrastruktur werden auch über 2045 hinaus einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Energieversorgung in Deutschland beitragen, indem sie – insbesondere im Umfeld von mit Wasserstoff versorgten Industrie- und Gewerbeunternehmen sowie in Stadtvierteln, in denen eine anderweitige Wärmeversorgung schwierig oder zu teuer ist – Wasserstoff oder andere grüne Gase zu den Kunden transportieren. Daher ist es von großer Bedeutung, dass parlamentarischer Gesetzgeber, Bundesregierung und Bundesnetzagentur (BNetzA) für die ihnen jeweils zukommenden Regelungsbereiche möglichst kurzfristig einen Rechtsrahmen schaffen, der den beteiligten Marktteilnehmern Planungssicherheit gibt. Dies gilt im Besonderen für die noch fehlenden regulatorischen Rahmenbedingungen, um die heutigen Gasverteilnetze hin zu Wasserstoff zu transformieren und den teilweise notwendigen Neubau von Wasserstoffverteilnetzen anzureizen. Auf Ebene der Verteilnetze wird ein ebenso verlässlicher Rahmen benötigt, wie er jüngst für das Wasserstoff-Kernnetz geschaffen wurde. Ob die Instrumente identisch sein sollen oder sich unterscheiden, sollte alsbald zwischen allen Beteiligten im Rahmen der rechtlichen Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoffpakets in deutsches Recht erörtert werden.

Andere Teile der Gasnetzinfrastruktur werden hingegen stillgelegt werden. Ein wichtiger Baustein ist daher auch, die kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten der Erdgasnetze den örtlichen Gegebenheiten und Bedürfnissen entsprechend und flexibel anpassen zu können, um zum einen eine Amortisation der Investitionen in Erdgasinfrastruktur zu gewährleisten und zum anderen Finanzmittel für den weiteren Umbau der Energieversorgung früher freierwerden zu lassen.

Nach der Festlegung KANU 1.0 vom 8. November 2022 zur Verkürzung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von ab 2023 getätigten Gasnetzinvestitionen hat die Große Beschlusskammer Energie der BNetzA zu diesem Zweck am 17. Juli 2024 einen Festlegungsentwurf zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 2.0) auch für Bestandsinfrastruktur vorgelegt und zur Konsultation gestellt. Der Festlegungsentwurf beruht auf einem am 6. März 2024 veröffentlichten Eckpunktepapier und greift viele der von der Branche geäußerten Änderungsvorschläge auf.

Die Thüga bewertet den von der BNetzA vorgelegten Festlegungsentwurf als ausgewogenen Ausgleich zwischen dem Interesse der Gasnetznutzer an stabilen Gasnetzentgelten, dem Interesse der Netzbetreiber an Planungs- und Investitionssicherheit und dem gesamtgesellschaftlichen Interesse an der Dekarbonisierung der Energieversorgung. Insbesondere begrüßen wir, dass den Netzbetreibern mit dem Festlegungsentwurf große Flexibilität eingeräumt wird. So kann unter Berücksichtigung der Gegebenheiten und künftigen Entwicklungen vor Ort und je nach Verfügbarkeit der Energieträger entschieden werden, welche Netzteile

zukünftig auf Wasserstoff umgestellt und welche nicht mehr genutzt werden und welche verbleibenden Nutzungsdauern realistisch erscheinen.

Die Thüga bedankt sich für die eingeräumte Möglichkeit zur Stellungnahme und nimmt zu einzelnen Tenorziffern des Festlegungsentwurfs wie folgt Stellung:

Tenorziffer 2

Eine kalkulatorische Vollabschreibung der Netze bis frühestens 2035 soll möglich werden. Während eine kalkulatorische Abschreibung bis 2045 bedingungslos möglich ist, müssen für die Wahl eines Nutzungsdauerendes im Zeitraum 2035 – 2044 Anhaltspunkte vorliegen, die sich zum Beispiel aus landesgesetzlichen oder kommunalen Vorgaben oder aber aus einer unternehmerischen Entscheidung ergeben können.

Diese Vergrößerung der Flexibilität der Netzbetreiber begrüßen wir. Wir lesen den Festlegungsentwurf so, dass ein Nutzungsdauerende zum 31.12.2044 jederzeit ohne Angabe von Gründen gewählt werden kann, während für die Wahl eines früheren Nutzungsdauerendes rechtliche, planerische oder tatsächliche Anhaltspunkte bestehen müssen. Liegen diese vor, ist der Netzbetreiber ebenfalls jederzeit zu einer Wahl eines vor 31.12.2044 liegenden Nutzungsdauerendes berechtigt.

Auch begreifen wir den Festlegungsentwurf so, dass die Wahl eines Nutzungsdauerendes zwischen 2035 und 2044 für zwischen 2021 und 2025 aktivierte Anlagen zunächst nur über den Antrag auf Kapitalkostenzuschlag den Netzbetreiber nicht darin einschränkt, für bis zum 31.12.2020 aktivierte Anlagen aufgrund derselben Anhaltspunkte erst zu einem späteren Zeitpunkt eine Nutzungsdauerverkürzung auf ein Nutzungsende zwischen 2035 und 2044 durchzuführen. Auch unterliegt er hierfür dann keinem erhöhten Begründungserfordernis. Wir glauben, dass diese Gestaltung für zahlreiche Netzbetreiber praktische Relevanz haben wird, da bei älteren Anlagen die Zuordnung oft schwieriger und zeitintensiver ist als bei Anlagen, die dem Antrag auf KKAuf unterfallen. So sind beispielsweise bei Zählern und Reglern im SAP-System bei älteren Anlagen die Einbauorte oft nicht zugewiesen.

Dass unsere Interpretation des Festlegungsentwurfs hinsichtlich der dargelegten Punkte der Intention der Bundesnetzagentur entspricht, bitten wir in der endgültigen Festlegung klarzustellen.

Tenorziffer 3

Innerhalb der gewählten Nutzungszeitraums kann linear oder degressiv mit Abschreibungssätzen von 8 % bis 12 % kalkulatorisch abgeschrieben werden. Dabei wird dem Netzbetreiber wiederum maximale Flexibilität eingeräumt, indem er für seine Anlagen auch jeweils unterschiedliche Abschreibungsmethoden wählen kann.

Wir begrüßen die den Netzbetreibern eingeräumte große Flexibilität bei der Wahl der Abschreibungsmethode. Zur Sicherheit bitten wir um Klarstellung in der endgültigen Festlegung bezüglich der Wahl des genauen degressiven Abschreibungssatzes. Möchte die Bundesnetzagentur als degressive Abschreibungssätze die Werte 8, 9, 10, 11 und 12 % ermöglichen oder soll es den Netzbetreibern - auch wenn dies unüblich wäre - auch ermöglicht werden, in der Spanne zwischen 8 und 12 % liegende Dezimalwerte zu wählen?

Tenziffer 4

Bestimmte Anlagengruppen gemäß Anlage 1 zur GasNEV werden von der Möglichkeit zur Verkürzung der Nutzungsdauern ausgenommen.

Wir verstehen den Ansatz der BNetzA, Anlagegüter, welche unabhängig von der Existenz des Gasnetzes verwendbar oder verwertbar sind, ebenso wie Anlagengruppen mit sehr kurzen Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 zur GasNEV von der Möglichkeit zur Verkürzung der Nutzungsdauern auszunehmen.

Allerdings sind in den von der Bundesnetzagentur hierfür vorgesehenen Anlagengruppen mindestens zwei enthalten, für welche die Argumentation der unproblematischen Wiederverwendung oder Verwertbarkeit nicht trägt. Dies sind die Anlagengruppe I.8 (Lagereinrichtungen) und vor allem die Anlagengruppe I.7 (Werkzeuge/Geräte). Im Erdgasnetz werden teilweise sehr spezielle Geräte eingesetzt, beispielhaft seien hier sogenannte Blasensetzgeräte und Gas-Schleusen-Anbohrsysteme genannt, die nach einer Stilllegung des Erdgasnetzes nicht in einem Wasserstoff- oder anderweitigen Netz verwendet werden und deshalb auch nicht mehr zu angemessenem Wert verkauft werden können. Daher erscheint es uns sachgerecht, auch für die Anlagengruppen I.7 und I.8 eine Verkürzung der Nutzungsdauern über KANU 2.0 möglich zu machen. Die wirtschaftliche Notwendigkeit einer Verkürzung der Nutzungsdauern wird dadurch verstärkt, dass die vor wenigen Tagen in Kraft getretene EU-Methanemissions-Verordnung den Gasnetzbetreibern neue Pflichten zur Überprüfung ihrer Netze auf Lecks und zur Reparatur möglicher Lecks auferlegt, zu deren Erfüllung die Gasnetzbetreiber neue Geräte anschaffen müssen. Die für diese laut Anlage 1 zur GasNEV kürzestmögliche Nutzungsdauer von 14 Jahren kann in manchen Fällen zu lang sein, um eine Amortisation dieser neuen Geräte während der Nutzungsdauer des betreffenden Erdgasnetzes zu ermöglichen. Daher muss den Netzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt werden, die Nutzungsdauer über KANU 2.0 auch für die Geräte und deren Lagerung zu verkürzen.

Tenziffer 5

Bei erstmaligem Gebrauchmachen einer Verkürzung von Nutzungsdauern und Wahl einer Abschreibungsmodalität gemäß KANU 2.0 muss ein Netzbetreiber zwingend eine SAV-ID je Anlagengruppe je Zugangsjahr je Nutzungsdauerende je Abschreibungsmodalität vergeben. Daneben kann er freiwillig für einzelne Netzteile Netz-IDs vergeben.

Wir begrüßen, dass die im Eckpunktepapier noch in Erwägung gezogene Notwendigkeit einer anlagenscharfen Betrachtung im Festlegungsentwurf aufgegeben wurde. Eine solche Verpflichtung hätte die Erhebungsbögen unnötig ausufern lassen, worunter Transparenz, Übersichtlichkeit und effiziente praktische Umsetzung gelitten hätten. Das nun vorgesehene Verfahren der SAV-ID, unter die ein Netzbetreiber nach seiner eigenen Einschätzung diejenigen Anlagegüter einer Anlagengruppe eines Zugangsjahres fasst, für die er dieselbe Nutzungsdauer und Abschreibungsmodalität für sachgerecht erachtet, erscheint uns angemessen.

Unklar ist uns noch, was beim Ansatz einer anderen Abschreibungsmodalität für eine bereits vergebene SAV-ID gemäß Satz 4 mit der alten SAV-ID passiert. Wie wird sichergestellt, dass die unter dieser SAV-ID und der neuen SAV-ID geführten Anlagen nicht doppelt berücksichtigt werden? Hierfür erbitten wir eine Klarstellung in der endgültigen Festlegung.

Tenziffern 6 und 12

Die zur Konsultation gestellte Festlegung soll bis 31.12.2027 befristet werden, um danach noch weitere Aspekte des NEST-Prozesses zur Änderung der Anreizregulierung (beispielsweise einen veränderten Effizienzvergleich und die schnellere Auflösung von Baukostenzuschüssen) in eine Nachfolgeregelung einbeziehen zu können.

Wir sehen die absolute Notwendigkeit, gerade die Frage einer grundlegenden Veränderung des Effizienzvergleichs Gas und die aus Gründen des zeitlichen Gleichlaufs sowie der Vermeidung negativer Effekte auf Netzentgelte und EK-Verzinsung schnellere Auflösung von Baukostenzuschüssen in eine Weiterentwicklung von KANU 2.0 einzubeziehen.

Allerdings ist die **vorgesehene Befristung für uns der wesentliche Kritikpunkt am Festlegungsentwurf. Unsere Kapitalgeber, Wirtschaftsprüfer und auch wir als Unternehmen benötigen Gewissheit, dass die unter KANU 2.0 gewählten Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten Bestand haben und nicht durch eine Nachfolgeregelung aufgehoben werden.** Ansonsten sind schlechtere Konditionen bei der Erlangung von Fremdkapital ebenso zu befürchten, wie eine Akzeptanz des Gleichlaufs der über KANU 2.0 ermöglichten kalkulatorischen mit den handelsrechtlichen und steuerrechtlichen Abschreibungen erschwert würde. Daher muss unbedingt sichergestellt sein, dass **die wesentlichen Grundzüge von KANU 2.0 auch in einer Nachfolgeregelung erhalten bleiben**, d.h. einmal verkürzte Nutzungsdauern und gewählte Abschreibungsmodalitäten nur durch den Netzbetreiber selbst geändert werden können und eben nicht durch eine dies erzwingende Nachfolgeregelung. Dies ist ein so wesentlicher Punkt gerade gegenüber Kapitalgebern, dass eine Gewährleistung durch die Aufnahme einer entsprechenden Textpassage in die endgültige Festlegung dringend erforderlich ist.

Tenziffer 7

Für Anlagegüter mit Aktivierung nach 31.12.2020 erfolgt die Umsetzung der geänderten Abschreibungsmodalitäten im Rahmen des Antrags auf Kapitalkostenaufschlag (KKAuf). Die bis 30.06.2024 gestellten Anträge für den KKAuf des Jahres 2025 können und müssen bei Gebrauchmachen geänderter Abschreibungsmodalitäten angepasst werden, da eine nachträgliche Berücksichtigung über das Regulierungskonto nicht möglich sein soll.

Es ist verständlich, dass Erhöhungen der Erlösobergrenzen nach Ablauf des Jahres, in dem die Erlösobergrenzen über entsprechend kalkulierte Netzentgelte vereinnahmt werden sollten, vermieden werden sollen. Allerdings fehlt im Festlegungsentwurf eine Aussage dazu, bis wann der Antrag auf KKAuf 2025 geändert werden kann/muss. Angesichts der nur noch kurzen Zeit bis zur Ermittlung der vorläufigen Netzentgelte (grds. 15.10.2024, für Verteilnetzbetreiber mit nachgelagerten Netzen bis 6.10.2024) erschien es uns angemessen, eine Änderung des Antrags auf KKAuf 2025 bis zur Ermittlung der endgültigen Netzentgelte, also bis Ende des Jahres 2024, zuzulassen.

Ebenfalls unklar bleibt im Festlegungsentwurf die Frage, wie man mit einer Veränderung des Planansatzes des Antrags auf KKAuf durch Hinzutreten einer im Jahr der Antragstellung noch nicht absehbaren und daher im Planansatz noch nicht enthaltenen Investition umgehen soll. Die dadurch entstehende Mengenveränderung wird bislang ja über das Regulierungskonto berücksichtigt. Wir gehen davon aus, dass die Berücksichtigung im Regulierungskonto für eine solche Investitionsmaßnahme dann auch eine mögliche Anpassung der Nutzungsdauer gegenüber der in Anlage 1 zur GasNEV vorgesehenen umfasst. Zu dieser Frage erbitten wir Klarstellung in der endgültigen Festlegung.

Tenziffer 9

Netzbetreiber, welche die Abschreibungsmodalitäten von bis 31.12.2020 aktivierter Infrastruktur verändern möchten und dementsprechend ein Transformationselement in der Erlösobergrenze eines Jahres ansetzen, müssen dies über eine Anzeige in Form der Anlage A bis spätestens 15.10. des vorhergehenden Kalenderjahrs bei der zuständigen Regulierungsbehörde anzeigen.

Die Anzeige eines Transformationselements für das Jahr 2025 müsste also bereits bis 15.10.2024 erfolgen. Es ist zu erwarten, dass nur ein sehr kurzer Zeitraum zwischen Veröffentlichung der endgültigen Festlegung und dem 15.10.2024 liegen wird. Um den Verteilnetzbetreibern dennoch zu ermöglichen, eine abgewogene und sachlich gut begründete Entscheidung über eine mögliche Verkürzung der Nutzungsdauern von bis 31.12.2020 aktivierter Infrastruktur zu ermöglichen, regen wir an, die Frist zur Anzeige des Transformationselements im Jahr 2024 einmalig auf 31.12.2024 zu verlängern. Sollte die BNetzA im Hinblick auf die Interessen von Gasvertrieben und Gasverbrauchern Bedenken haben, dass die Netzentgelte der Verteilnetzbetreiber dadurch zu spät veröffentlicht würden, sollte es den Verteilnetzbetreibern zumindest zugestanden werden, die Anzeige in Form der Anlage A erst nachgelagert zur Veröffentlichung der Preisblätter abzugeben. Die Kalkulation der Preisblätter würde in diesem Fall bis 15.10.2024 erfolgen, für die formale Anzeige des Transformationselements in Form der Anlage A und – wie in den Ausführungen zur Tenorziffer 7 dargelegt – auch für den formalen Antrag auf KKAuf würde die Frist jedoch im Jahr 2024 einmalig bis 31.12.2024 verlängert.

Der Erhebungsbogen zur Anzeige des Transformationselements gemäß Anlage A ist in der bislang vorliegenden Form aus unserer Sicht nicht ausreichend und schwer verständlich. Es wäre absolut wünschenswert, dass der **Erhebungsbogen so ausgestaltet wird, dass mit ihm das Transformationselement automatisiert berechnet werden kann**. Eine solche für alle Netzbetreiber einheitliche Berechnung anhand eines von der BNetzA zur Verfügung gestellten Erhebungsbogens trüge zur Rechtssicherheit und Richtigkeit der Netzentgelte bei. Wir befürchten, dass es andernfalls – unabsichtlich – zu fehlerhaften Berechnungen des Transformationselements durch einzelne Netzbetreiber käme, was zum einen zu Ungleichheit zwischen den Netzbetreibern, zum anderen auch zu Nachteilen für diejenigen Kunden führen würde, deren Netzbetreiber ein fehlerhaft berechnetes Transformationselement in der Berechnung der Erlösobergrenze berücksichtigt hätten.

Die Ausfüllhinweise zum Erhebungsbogen sind aus unserer Sicht bislang nicht ausreichend. Es wäre wünschenswert, diese durch Beispiele zu ergänzen. Auch der Sinn mancher Spalten und Spaltenüberschriften im Erhebungsbogen erschließt sich uns bislang nicht. Insbesondere ist uns nicht klar, wozu es der im Tabellenblatt „SAV“ enthaltenen Spalten K & L „Sonstige Korrekturen ...“ bedarf. Da das Transformationselement gemäß Festlegungsentwurf nur das Delta zwischen sich mit ursprünglichem und mit neu errechnetem Kapitalkostenabzug ergebender Erlösobergrenze abbilden soll, halten wir die Spalten zu Korrekturen aufgrund von Netzübergängen für ausreichend.

Wir bitten um Überprüfung und Überarbeitung des Erhebungsbogens zur Anzeige des Transformationselements im Lichte unserer Anmerkungen.

Tenorziffer 13

Von der BNetzA festgelegte reine Verfahrensvorschriften gelten nur für Netzbetreiber in der Zuständigkeit der BNetzA. Dies ist aufgrund § 54 Abs. 3 letzter Satz Energiewirtschaftsgesetz rechtlich unvermeidbar.

Im Hinblick auf die Umsetzung der Festlegung, gerade angesichts des sehr engen Zeitrahmens bis zur kaskadierenden Netzentgeltkalkulation, ist es essentiell, dass die Landesregulierungsbehörden die Verfahrensvorschriften der BNetzA möglichst rasch und – um zusätzlichen Aufwand für in die Zuständigkeit mehrerer Regulierungsbehörden fallende Netzbetreiber und Netzbetreiber-Kooperationen zu vermeiden - möglichst ohne Änderung in ihrem jeweiligen Zuständigkeitsbereich ebenfalls anwendbar machen.

Sonstiges

Biogasanschlüsse

Wir begrüßen die Anwendbarkeit von KANU 2.0 auch auf die Biogaskostenwälzung. Hierbei stellt sich allerdings das Problem, dass die Meldung gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern bereits bis 30.08.2024 erfolgen muss und damit voraussichtlich vor Inkrafttreten der Festlegung. Es wäre wünschenswert, dass hier für das Jahr 2024 eine abändernde Nachmeldung vergleichbar dem vorgesehenen Verfahren zum Antrag auf KKAuf 2025 vorgesehen wird oder aber veränderte Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten im Rahmen des Plan-/Ist-Abgleichs des Folgejahrs Berücksichtigung finden dürfen.

Handels- und Steuerbilanz

Wir begrüßen die Ankündigung der BNetzA, den Fachaustausch zu den Auswirkungen der Änderung der kalkulatorischen Nutzungsdauern auf handels- und steuerrechtliche Nutzungsdauern zu begleiten.

Wir möchten hierzu anmerken, dass – gerade bei Existenz von Ergebnisabführungsverträgen – für eine möglichst schnelle und effiziente Umsetzung der Energiewende eine Angleichung der handels- und steuerrechtlichen Bilanzierung (Anpassung der Abschreibungsmodalitäten bzw. Bildung eines passiven Rechnungsabgrenzungspostens) wichtig ist, um Ergebnisabführungen auf das ursprüngliche Niveau anzupassen. Ansonsten würde den Netzbetreibern für die sofortige Investition in Strom-, Wärme- und Wasserstoffnetze zur Verfügung stehende zusätzliche Liquidität fehlen. Daher sollte die BNetzA den Fachaustausch zu den Auswirkungen auf die Handels- und Steuerbilanz der Netzbetreiber nicht nur begleiten, sondern aktiv auf entsprechende Abstimmungen und Entscheidungen mit dem Bundeswirtschaftsministerium, dem Bundesfinanzministerium und dem Institut der Wirtschaftsprüfer hinwirken, um möglichst rasch Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit zu schaffen.

Ansprechpartner:

Patrick Kunkel
Leiter Regulierung
T: 089/38197-1295
patrick.kunkel@thuega.de

Markus Wörz
Leiter Energiepolitik
Tel.: 089/38197-1201
markus.woerz@thuega.de