

# Eckpunktepapier zu den Abschreibungsmodalitäten für die Gas- netztransformation

Stellungnahme, THÜGA Aktiengesellschaft | 27.03.2024

## I. Vorwort

Die Transformation der Gasnetze, hin zu klimaneutralen Alternativen, ist eine zentrale Komponente zur Erreichung der Klimaneutralität bis spätestens zum Jahr 2045. Dabei ist hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit der Transformation von entscheidender Bedeutung, wie die Kosten der Gasnetzinfrasturktur künftig abgeschrieben und verteilt werden.

In dieser Stellungnahme werden wir die im Eckpunktepapier vorgeschlagenen Ansätze der Abschreibungsmodalitäten für die Gasnetztransformation bewerten und punktuelle Verbesserungsvorschläge zu den adressierten Modellen einbringen – wohlgleich wir die von der Bundesnetzagentur im Eckpunktepapier vorgeschlagenen Abschreibungsmodalitäten und eingeräumten Optionen für Netzbetreiber grundsätzlich begrüßen. Denn diese kommen den unterschiedlichen Bedarfen der Netzbetreiber hinsichtlich der zunehmend heterogeneren Gasnetzinfrasturktur entgegen.

Auch wenn die Bundesnetzagentur hierfür nicht verantwortlich ist, möchten wir an dieser Stelle darauf hinweisen, dass eine Diskussion über die Einzelfrage der Nutzungsdauerverkürzung auf der Grundlage eines von der Bundesregierung im Dialog mit der Branche entwickelten belastbaren Gesamt-Transformationsrahmens aus unserer Sicht das bessere Vorgehen gewesen wäre.

## II. Grundlegende Bewertung des Rahmens

Wir befürworten, dass den Netzbetreibern die benötigte Flexibilität eingeräumt wird, ihre Abschreibungsmodalitäten auf die individuellen Gegebenheiten innerhalb Ihres Netzes situativ anzuwenden und mehr strategischer Freiraum und Verantwortung hinsichtlich wirtschaftlicher Fragestellungen eingeräumt wird. Auch im Hinblick auf einen verlässlichen Regulierungsrahmen trägt die Sicherstellung der Refinanzierung der Kapitalkosten, für die Gasnetzinfrasturktur bis spätestens zum Jahr 2045, zum Vertrauen der Netzbetreiber und Investoren in das Regulierungsregime bei – ein wichtiger Aspekt in Zeiten dieser Ungewissheit, insbesondere wenn es darum geht Investoren langfristige Planungssicherheit zu bieten und Investitions- und Finanzierungspläne besser steuern zu können.

Darüber hinaus möchten wir anmerken, dass mit den genannten Modellvorschlägen nicht hinreichend sichergestellt werden kann, dass sich Kapitalkostenanfall und Absatzmengenentwicklung ähnlich entwickeln. Eine eingeschränkte Vorausssehbarkeit und Steuerbarkeit der Entwicklung der künftigen **Kapitalkosten** in Bezug auf die künftig vorhandene **Abnehmerzahl**, ergibt sich allein schon aus der unterschiedlichen Ausübung der Wahlmöglichkeiten der Abschreibungsmodalitäten. Eine **Refinanzierung** der Gasnetzinfrasturktur muss daher auch dann für Netzbetreiber sichergestellt sein, wenn sich untragbare Verzerrungen aus Kosten- und Mengenentwicklungen in den künftigen Netzkosten niederschlagen.

Ferner sind Investitionsentscheidungen zu einem bestimmten Teil fremdbestimmt. Ein ganzheitlicher Rückzug obliegt daher nicht immer im Einflussbereich des Netzbetreibers. Auch hierfür sollte sichergestellt werden, dass in den festgelegten Abschreibungsmodalitäten die **Refinanzierung** der Gasnetzinfrasturktur spätestens **vor dem Jahr 2045** sicherstellt werden kann.

### III. Bewertung der Modellvarianten im Allgemeinen

Grundsätzlich begrüßen wir die Möglichkeit, dass im Eckpunktepapier eine Auswahlmöglichkeit zwischen der linearen und degressiven Abschreibungsmethode eingeräumt wird. Dennoch gilt zu berücksichtigen, dass insbesondere bei der degressiven Option **steuerrechtliche- und handelsrechtliche Fragestellungen** bestehen, die im Wesentlichen auf die Bewertungsunterschiede zurückzuführen sind. Obendrein können im Rahmen einer praktischen Umsetzung noch weitere Fragestellungen aufkommen, die bislang nicht erfasst wurden. Eine umfassende und abschließende Bewertung kann auch in Kürze der Zeit daher nicht vorgenommen werden. Die Einräumung einer degressiven Option ist daher grundsätzlich zu begrüßen, allerdings sollten im Rahmen des weiteren Festlegungsverfahrens insbesondere bei dieser Abschreibungsoption, potenzielle Auswirkungen auf handels- und steuerrechtliche Aspekte adressiert und bewertet werden – im Sinne einer ganzheitlichen Betrachtung.

### IV. Übergreifende Aspekte zur Ausgestaltung der Modelle

Was die konkrete Ausgestaltung im Eckpunktepapier hinsichtlich der linearen Abschreibungsmodalitäten (im Wahlmodell und Korridormodell) und der degressiven Abschreibungsmodalität (im Wahlmodell) betrifft, sehen wir in jedem der beiden Modelle punktuellen Anpassungsbedarf. Insbesondere im Hinblick auf die **Detailtiefe** und Praktikabilität besteht hinsichtlich der vorgeschlagenen anlagenscharfen Zuweisung der Abschreibungsmodalitäten je Zugangsjahr **Vereinfachungsbedarf**. Dies sollte den Netzbetreibern zwar mehr Flexibilität einräumen. Dem zu begrüßendem Grundgedanken der **Flexibilität** könnte jedoch auf einfachere Weise Rechnung getragen werden.

In Anlehnung an das Eckpunktepapier schlagen wir daher ein **angepasstes Wahlmodell** vor, mit einer vereinfachten degressiven Abschreibungsoption sowie einer linearen Wahlmöglichkeit an Nutzungsdauern innerhalb einer Bandbreite. Wir halten eine anlagenspezifische Nutzungsdauerzuordnung je Anschaffungsjahr für nicht praktikabel und schlagen vor, die unterschiedlichen Abschreibungsmodalitäten anlagengruppengebündelt über ID's abzubilden.

Was den erstmaligen **Umsetzungszeitpunkt** angeht, muss dem Netzbetreiber die Möglichkeit eingeräumt werden diesen im Jahr 2025 oder zu einem beliebigen späteren Jahr zu wählen, ohne dass dabei Nachteile im Sinne eines Zeitverzugs hinsichtlich der Abbildung der Kapitalkosten im Erlöspfad entstehen. Diese **Flexibilität** ist notwendig, da die weitere Nutzung des Netzes bzw. einzelner Netzteile derzeit noch nicht abschließend geklärt werden kann und Netzbetreiber diese Entscheidung nicht über das Knie brechen sollten, sondern möglichst sachgerecht treffen sollten.

### V. Alternativer Modellvorschlag Thüga: Angepasstes Wahlmodell

Anknüpfend an die Modellvorschläge im Eckpunktepapier schlägt Thüga folgende Justierungen vor, um die Abschreibungsmodalitäten auf die notwendige Detailtiefe für das erforderliche Maß an Flexibilität zu reduzieren. Thüga schlägt daher ein **angepasstes Wahlmodell** vor, dass die Vorteile aus dem **Korridormodell** mit einer **degressiven Abschreibungsoption** verknüpft. Somit werden die beiden BNetzA-Modellvorschläge kombiniert wenngleich auch mit punktuellen Anpassungen:

- Der Netzbetreiber hat die **Wahl** für bestimmte Netzteile die **lineare** oder die **degressive** Abschreibungsmethode zu wählen.
- Eine anlagenscharfe Zuweisung der Abschreibungsmodalitäten je Zugangsjahr lehnen wir auf Grund der hohen Komplexität (Vielzahl an Einzelkonstellationen) und aus Praktikabilitätsgründen in beiden Abschreibungsmethoden ab. Wir befürworten stattdessen eine **anlagengruppenscharfe Betrachtung** in beiden Abschreibungsmethoden, allerdings unter Berücksichtigung der Aggregation in einer homogenen Gruppe (siehe folgender Bullet-Point) nach Netz-ID. Eine anlagengutscharfe

Zuweisung würde eine weitere starke Zunahme der Bürokratisierung in der Datenerhebung und Prüfung verursachen und die Transparenz und Nachvollziehbarkeit mindern.

- Statt einer anlagenscharfen Betrachtung sollte eine bestimmte Abschreibungsmodalität einer homogenen Gruppe – z.B. Netzstrang – zugewiesen werden, dem wiederum eine Vielzahl an Anlagen anlagenscharf zugeordnet sind. Somit werden die verschiedenen **Abschreibungsmodalitäten** nicht anlagenscharf, sondern homogenen Gruppen zugewiesen. Eine Differenzierung könnte beispielsweise **über ID`s** erfolgen (Das grundsätzliche Vorgehen kennen wir bereits aus den Netz-ID`s, das Anwendung findet, wenn im Netzgebiet unterschiedliche Nutzungsdauern bestehen und ein Abgrenzungskriterium erforderlich ist).
- Wir möchten klarstellen, dass systemseitig beziehungsweise buchhalterisch weiterhin anlagenscharf erfasst wird, gemäß dem Einzelbewertungsgrundsatz. Die **Einzelanlagen**, die einer bestimmten Abschreibungsmodalität unterliegen sollen, werden lediglich als **homogene Gruppe** betrachtet. Der Netzbetreiber wählt für diese homogene Gruppe eine sachgerechte Abschreibungsmodalität und ordnet diese über eine ID (sozusagen über eine **Abschreibungs-ID**) der definierten homogenen Gruppe zu. Eine nutzungsgerechte Zuweisung für die verschiedenen Netzstränge könnte wie folgt vom Netzbetreiber definiert werden – Die Beispiele sind unabhängig von den Modellvorschlägen und dienen primär zur Veranschaulichung:
  - Der Netzbetreiber könnte beispielsweise eine ID für den Standardfall definieren, z.B. wählt er hierfür die Abschreibungsmodalität linear GasNEV untere Bandbreite und weist hierfür die ID-1 zu.
  - für die Abschreibungsmodalität, z.B. linear GasNEV mit Anwendung KANU weist er beispielsweise die ID-2 zu.
  - für Netzteile, die eine schnelle Abschreibung bedürfen, könnte eine degressive Abschreibung über ID-3 abgebildet werden.
  - Für den Fall einer Festlegung auf das Korridormodell könnten die Anlagengruppen der GasNEV mit individuellen Nutzungsdauern innerhalb des Korridors über eine ID-4 definiert werden und weitere Konstellationen im Korridormodell (z.B. linear 10%) über weitere ID`s abgebildet werden.
- Ungeachtet dieser Beispiele sollten die festzulegenden Abschreibungsmodalitäten auch **handelsrechtlich** abbildbar und **steuerrechtlich** vertretbar sein.
- Darüber hinaus halten wir es – auch im Sinne der möglichst realen Abbildung der Energiewende - für zwingend erforderlich, dem Netzbetreiber die Flexibilität einzuräumen, ein vom Jahr 2045 **abweichendes Nutzungsdauerende** festlegen zu können, d.h. früher als 2045 (z.B. bis zum Jahr 2035) sowie über das Jahr 2045 hinaus. Für den Fall des Jahres 2035 würden die verbleibende kalkulatorische Nutzungsdauer sich als Differenz zwischen 2035 und dem Aktivierungsjahr ergeben (Vergleiche KANU-Systematik)
- Im Kontext unseres ID-Modellvorschlags lehnen wir nebst der anlagenscharfen Betrachtung (siehe Wahlmodell) eine Anpassung der Abschreibungsmodalitäten nach **Zugangsjahr** ab; stattdessen sollten innerhalb der homogenen Gruppe (über ID definiert) die Abschreibungsmodalitäten gleichbleiben. Mit Abschreibungsmodalität ist die gewählte Abschreibungssystematik gemeint, z.B. linear nach GasNEV, linear nach KANU oder degressiv. Für die Anlagengruppen, für die eine bestimmte Abschreibungsmodalität hinterlegt ist, können die Nutzungsdauern abweichen, für den Fall, dass ein vorzeitiges Nutzungsdauerende, z.B. 2035, gewählt wird. Hierbei würde die verbleibende kalkulatorische Nutzungsdauer sich als Differenz zwischen dem Jahr 2035 und dem Aktivierungsjahr ergeben (Vergleiche aktuelle KANU-Systematik).
- Wenn sich beispielsweise aufgrund neuer Erkenntnisse abzeichnet, dass sich für bestimmte Netzstränge anderweitige Nutzungsmöglichkeiten ergeben und eine Abweichung vom **Stetigkeitsprinzip** gerechtfertigt ist (z.B. Erkenntnisse aus der kommunale Wärmeplanung), könnte die

Abschreibungsmodalität beispielsweise mittels bekannter **Umstellungsjahrsystematik** auf die aktuellen Gegebenheiten angepasst werden.

- In allen Varianten sollte eine **Refinanzierung** bis zum Jahr 2045 sichergestellt werden, insbesondere, da ein Teil der Gasnetzinvestitionen weiterhin fremdbestimmt ist (Vergleiche z.B. Biogasanschlussbegehren). Für Biogasanlagen müssen die Regelungen der Festlegung im Übrigen ebenfalls gelten.

## VI. Im Einzelnen: Modellvorschlag Thüga –Wahloption I: lineare Abschreibung auf Basis des Korridormodells

Hinsichtlich der linearen Abschreibungsmöglichkeit begrüßt Thüga grundsätzlich das Korridormodell, da es den Netzbetreibern mehr Flexibilität einräumt als die lineare Variante im Wahlmodell. Der Vorzug für dieses Modell ergibt sich im Wesentlichen aus der Möglichkeit eines **vorzeitigen Nutzungsdauerendes** vor 2045: So könnten – bei Wahl der linearen Abschreibung (10 Prozent) – bereits die Investitionen des Jahres 2025 im Jahr 2035 vollständig abgeschrieben sein. Für die Investitionen der Jahre 2026 fortfolgend liegt die vollständige Abschreibung jedoch in den Jahren 2036 fortfolgend. Es wäre daher zu begrüßen, wenn das kalkulatorische **Nutzungsdauerende 2045 flexibilisiert** würde, um der Harmonisierung mit den abweichenden Klimazielen mancher Kommunen oder Länder (z.B. Klimaneutralität im Jahr 2035 oder 2040) besser Rechnung zu tragen. Eine Wahlmöglichkeit sollte daher für Jahre vor 2045 und für Jahre nach 2045 (z.B. weitere Nutzung Wasserstoffnetz) ermöglicht werden. Im Kontext unseres ID-Modellvorschlags sollte das flexible Nutzungsdauerende dann für alle Anlagen innerhalb einer ID vom Netzbetreiber gewählt werden können und einheitlich gelten. Diese Abschreibungsoption sollte auf **Neuanlagen** und auf **Bestandsanlagen** Anwendung finden können.

Auch begrüßen wir den vorgeschlagenen maximalen Abschreibungsbetrag, der einer kalkulatorische Nutzungsdauer von 10 Jahren linear entspricht. So könnten in den ersten Jahren auch mit dieser Abschreibungsmethode höhere Abschreibungsbeträge generiert werden, und ähnliche Effekte im Vergleich zur degressiven Option erzielen lassen, was die Verteilung der Kapitalkosten auf eine noch höher vorhandene Kundenanzahl im Gasnetz angeht.

Ferner bitten wir um Konkretisierung, ob das Eckpunktepapier im Korridormodell hinsichtlich des „minimalen Abschreibungsbetrags“ die **untere Bandbreite** und/oder die **obere Bandbreite** der **GasNEV-Nutzungsdauern** adressiert.

Auch gibt es Klärungsbedarf, was den „**maximalen Abschreibungswert**“ angeht, da es in der GasNEV Nutzungsdauern gibt, deren kalkulatorische Nutzungsdauer unterhalb der adressierten 10 Jahre liegen und den im Festlegungsentwurf maximalen Abschreibungsbetrag nach bestehender Regelung überschreiten würden. Die bestehenden kalkulatorischen Nutzungsdauern **< 10 Jahre** (vergleiche z.B. EDV-Anlagen oder Fahrzeuge) sollten daher weiterhin Anwendung finden.

## VII. Im Einzelnen: Modellvorschlag Thüga – Wahloption 2: Degressive Abschreibung auf Basis des Wahlmodells

Neben der Wahloption I sollte den Netzbetreibern auch die Möglichkeit eingeräumt werden die Gasnetzinfrastuktur degressiv abzuschreiben. In diesem Abschreibungsverfahren lehnen wir eine anlagenscharfe Betrachtung je Zugangsjahr ebenfalls aus den bereits in Ziffer V aufgeführten Gründen ab. Ferner begrüßen wir die Aggregation auf Anlagengruppenebene mit Ergänzung des ID-Vorschlags (Kapitel V), als Abgrenzungskriterium für die zugewiesenen Abschreibungsmodalitäten.

Hinsichtlich des vorgeschlagenen Abschreibungssatzes möchten wir anmerken, dass die vorgeschlagenen 15 Prozent unseres Erachtens sehr hoch angesetzt sind und unsere dahingehenden Bedenken platzieren. Die hohen Abschreibungsbeträge, insbesondere in den ersten Abschreibungsjahren, würden starke

Bewertungsunterschiede zwischen kalkulatorischer und handelsrechtlicher Abschreibung nach sich ziehen. Auch wenn dabei hohe Gewinne aus Bewertungsunterschieden generiert würden, möchten wir anmerken, dass diese Gewinne nicht bei allen Netzbetreibern ohne weiteres zur Refinanzierung genutzt werden können; Je nach Gesellschafterstruktur würden diese insbesondere bei Unternehmen mit kommunaler Verankerung überwiegend zunächst ausgeschüttet werden. Diese Beteiligungserträge würden dann noch versteuert werden und könnten erst mittels Gremienbeschluss für Refinanzierungszwecke wieder zum Netzbetreiber zurückgeführt werden. Dies würde insbesondere kleinere Netzbetreiber, die überwiegend kommunal verankert sind, hinsichtlich der Investitionstätigkeit in die Energiewende gegenüber größeren Netzbetreibern, die frei in der Entscheidung der Mittelverwendung sind, benachteiligen. Daher sollte im Rahmen des Konsultationsverfahrens bewertet werden, inwieweit sich die degressive Variante auch handelsrechtlich abbilden lässt, sodass Netzbetreiber die Möglichkeit einer Harmonisierung der Abschreibungsmodalitäten ermöglicht wird. Die handelsrechtlichen Abschreibungen können nämlich unabhängig von der Gesellschafterstruktur als Innenfinanzierungsinstrument genutzt werden.

## VIII. Fragen der BNetzA zu den Modellen und zur Umsetzung:

### Wahlmodell – Frage 1:

*Wird die in dem angedachten System angelegte **Flexibilität** als ausreichend betrachtet?*

Nein, die angedachte Flexibilität ist nicht ausreichend, da der Netzbetreiber lediglich zwischen einem Nutzungsdauerende 2045 oder dem Nutzungsdauerende gem. Anlage I zur GasNEV wählen kann. Die Option der degressiven Abschreibung ändert hieran nichts, da degressive Abschreibungen in Handels- und Steuerrecht nicht üblich sind und deswegen - auch abhängig von ihrer gesellschaftsrechtlichen Struktur- viele Netzbetreiber hiervon keinen Gebrauch machen werden, um nicht die aus degressiven kalkulatorischen Abschreibungen resultierenden erheblichen Abschreibungsmehrgewinne an ihre Anteilseigner abführen bzw. versteuern zu müssen. Es ist daher unbedingt erforderlich, auch Nutzungsdauerverkürzungen zuzulassen, die ein Nutzungsdauerende in anderen Jahren als 2045 zulassen. Dies soll sowohl zu früheren als auch zu späteren Zeitpunkten (wie in KANU 1.0) bis maximal zum Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer gem. Anlage I zur GasNEV ermöglicht werden. Als frühestes mögliches Nutzungsdauerende könnte – wie im Korridormodell – das Jahr 2035 festgelegt werden.

Über die netzwirtschaftlichen Gesichtspunkte hinaus ist flexibles Nutzungsdauerende eine geeignete Lösung, um den Dekarbonisierungspfad möglichst sachgerecht abbilden zu können.

Unabhängig von Wahl- oder Korridormodell ist darüber hinaus Flexibilität der Netzbetreiber hinsichtlich des Zeitpunktes der erstmaligen Festlegung auf ein Abschreibungsmodell unbedingt erforderlich. Diese muss in jedem Jahr ab 2025 erfolgen können, ohne dass daraus Nachteile im Sinne eines Zeitverzugs bei der Abbildung der Kapitalkosten im Erlöspfad gegenüber einer erstmaligen Festlegung im Basisjahr 2025 entstehen. Diese Flexibilität ist notwendig, da die weitere Nutzung des Netzes bzw. einzelner Netzteile derzeit noch ungewiss ist, so dass Netzbetreiber bei dieser Entscheidung nicht unnötigem Zeitdruck ausgesetzt sein sollten, der eine möglichst sachgerechte Entscheidung erschwert.

### Wahlmodell – Frage 2:

*Ist der gewählte **Prozentsatz** der degressiven Abschreibung in Höhe von 15% aus Ihrer Sicht sachgerecht? Schlagen Sie ggf. einen alternativen Prozentsatz vor und begründen dessen Höhe.*

Der Prozentsatz von 15 % scheint uns sehr hoch gewählt. Dennoch sollte dem Netzbetreiber, hinsichtlich einer sachgerechten Abbildung der Kosten in Bezug auf die Kundenentwicklung, die Flexibilität einer von ihm wählbaren Bandbreite des Prozentsatzes eingeräumt werden. Die Bandbreite sollte bei 8 % beginnen sollte und für die 15 % nur als absolute Obergrenze denkbar erscheinen. Bei einem degressiven Abschreibungssatz von 15 % würden sich die Anfang 2025 vorhandenen Restbuchwerte innerhalb von fünf Jahren (Ende 2029) mehr als halbieren. Bei einzelnen Netzbetreibern – dies ist abhängig vom Zugangsjahr ihrer Anlagen – könnten die Netzentgelte im ersten Jahr um bis zu 50 % steigen, was die Netznutzer, insbesondere den gewerblichen Mittelstand, wirtschaftlich überfordern könnte. Um die Wärmewende in Deutschland kraftvoll und ohne zu starke Widerstände vorantreiben zu können, sollte die Überforderung einzelner Bevölkerungsgruppen aus unserer Sicht vermieden werden. Die vorgeschlagenen 8 % scheinen uns als untere Begrenzung sinnvoll, da degressive Abschreibungssätze unter 8 % die gewünschten Effekte nicht erzielen können.

### Wahlmodell – Frage 3:

*welchem **Datenumfang** ist zu rechnen, wenn eine anlagengutscharfe Betrachtung auf Grundlage des handelsrechtlichen Anlagenspiegels aus der Anlagenbuchhaltung abgefragt wird? Mit vielen Anlagengütern ist Ihrem Fall schätzungsweise zu rechnen?*

In der Thüga-Gruppe ist die Zahl der Anlagengüter bei den einzelnen Unternehmen sehr unterschiedlich. Es gibt darunter Gasnetzbetreiber, die mehr als 100.000 Anlagengüter besitzen.

Über die gestellte Frage hinaus möchten wir darauf hinweisen, dass in bestimmten Fällen eine Übertragung des handelsrechtlichen Anlagenspiegels zum Zwecke, die kalkulatorischen Abschreibungsmodalitäten für die einzelnen Anlagengüter abzubilden, nicht ohne weiteres möglich ist.

#### **Wahlmodell – Frage 4:**

*Wie bewerten Sie die angedachte **Detailtiefe** angesichts der hierfür erforderlichen Datenerhebung durch die Regulierungsbehörde?*

Eine anlagenscharfe Betrachtung und Zuweisung von Abschreibungsmodalitäten würde die Detailtiefe sehr stark erhöhen und umfangreiche ERP-seitige Anpassungen der einzelnen Datensätze erfordern. Die Detailtiefe würde auch den Umfang der Datenerhebung erheblich vergrößern. Teilweise ist mit bis zu 100.000 Datensätzen oder mehr zu rechnen. Eine anlagenscharfe Betrachtung lehnen wir daher aus Gründen der Praktikabilität ab. Die erforderliche Flexibilität lässt sich einfacher mit Gruppierungen abbilden, denen ID's als Abgrenzungskriterium für die gewählte Abschreibungsmodalität zugeordnet werden können.

#### **Wahlmodell – Frage 5:**

*Welche Anlagen oder **Anlagengruppen** der Anlage I zur GasNEV sollten von der Regelung ausgenommen werden?*

Wir halten die in KANU I.0 getroffene Regelung, die Verwaltungsgebäude auszunehmen, auch für diese Festlegung für sachgerecht. Später, gegebenenfalls im Zuge der Wasserstoff-Regulierung, neu hinzukommende Anlagengruppen sind ebenfalls auszunehmen.

#### **Wahlmodell – Frage 6:**

*Wie bewerten Sie eine Ausnahme für Fernleitungsnetzbetreiber und ggf. Gasverteilernetzbetreiber im Hinblick auf Leitungen, die auf **Wasserstoff** umgestellt werden können oder sollen?*

Als Verbund von Verteilnetzbetreibern halten wir diese Frage zumindest für die Verteilnetze als verfrüht gestellt, da die Ausgestaltung des Regulierungsrahmens für das Wasserstoff-Verteilnetz bislang noch nicht einmal in Grundzügen steht.

Generell kann konstatiert werden, dass ein Großteil der Erdgasinfrastruktur auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden kann. zur Frage, welcher Teil der Erdgasinfrastruktur langfristig auf Wasserstoff umgestellt wird, besteht aber noch hohe Unsicherheit, da dies wesentlich durch exogene Vorgaben gesteuert wird.

Zur Vermeidung von Stranded-Investments sollte daher – jedenfalls den Verteilnetzbetreibern, zu deren Situation wir hier Stellung nehmen – die Entscheidung über die Nutzungsdauer/Abschreibungsmethodik überlassen werden und auch spätere Anpassungen möglich bleiben. Da Netzbetreiber kein wirtschaftliches Interesse daran haben, Anlagen, die über 2045 hinaus genutzt werden können, mit entgangener Eigenkapitalverzinsung vorzeitig abzuschreiben, sind keine Ausnahmeregelungen notwendig.

#### **Wahlmodell – Frage 7:**

*Welche Erkenntnisse, Datenquellen oder Analysen könnten genutzt werden, um die Wahl eines **Abschreibungsmodells** fachlich zu **begründen**?*

Zu dieser Frage schließen wir uns der Stellungnahme des bdew an und haben darüber hinaus keine Ergänzungen.

### Korridormodell – Frage 8:

Ist der gewählte **Abschreibungssatz** für die obere Grenze der Abschreibungsspanne in Höhe von 10% (= 10 JAHRE kalk. ND) aus ihrer Sicht sachgerecht? Schlagen Sie ggf. einen alternativen Prozentsatz vor und begründen Sie diesen.

Der maximale Abschreibungswert wird als **sachgerecht** erachtet, da er den Netzbetreibern einen flexiblen Spielraum ermöglicht. Bei den Anlagen der GasNEV, deren kalkulatorische Nutzungsdauer unterhalb des vorgeschlagenen maximalen Werts (Restnutzungsdauer von 10 Jahren linear) liegen, vergleiche z.B. EDV-Anlagen oder Fahrzeuge, sollten daher weiterhin die niedrigeren Nutzungsdauerbandbreiten der GasNEV Anwendung finden.

Zusätzlich sollte die minimale Restnutzungsdauer von 10 Jahren **derart flexibilisiert** werden, dass den abweichenden Klimazielen mancher Kommunen oder Länder (z.B. Klimaneutralität im Jahr 2035 oder 2040) Rechnung getragen werden kann. Es soll dadurch sichergestellt werden, dass Anlagen, die beispielsweise im Jahr 2028 angeschafft werden, bis zu einer möglichen Außerbetriebnahme, zum 01.01.2035 vollständig abgeschrieben werden können.

### Korridormodell – Frage 9:

Ergeben sich aus Ihrer Sicht aus diesem Modell durch die Übernahme des initialen Abschreibungskorridors Probleme bei **Netzübergängen**, weil die anteiligen zu übertragenden Restwerte festgelegt werden müssten?

Die Möglichkeit künftig höhere kalkulatorische Abschreibungen zu generieren, linear wie degressiv, bewirkt ein schnelleres Absinken der kalkulatorischen Restbuchwerte. Da der Wert der kalkulatorischen Restbuchwerte maßgeblich zur Ermittlung eines Kauf- bzw. Verkaufspreises beiträgt, hat deren Höhe Einfluss auf den vertraglich festzulegenden Preis. Da Netzübergänge eher selten stattfinden, würden wir dieser Frage keine maßgebliche Bedeutung für die Wahl des Abschreibungsmodells einräumen wollen.

Soweit die Idee, Sachanlagen wie von uns vorgeschlagen zu Nutzungsdauer-ID's zusammenzufassen, aufgegriffen wird, müsste auch das Erhebungsschema der Regulierungsbehörden zur Anzeige der Netzübergänge nach § 26 ARegV nur geringfügig angepasst werden.

### Umsetzung – Frage 10:

Wie bewerten Sie eine Wirkung der **Regelung** bereits zum Jahr 2025?

Eine Wirkung bereits zum Jahr 2025 sehen wir positiv, da dadurch ermöglicht wird, die durch die erhöhten Abschreibungen steigende Erlösobergrenze auf möglichst viele Netznutzer zu verteilen.

Negativ sehen wir allerdings, dass die Frage der Verkürzung der Nutzungsdauern der Gasnetze aufgrund des sehr verspätet begonnenen Dialogs der Bundesregierung mit der Branche zum Gesamtrahmen für die Transformation der Gasnetze nunmehr hier als Einzelfrage gelöst wird. Vorzugswürdig wäre gewesen, diese im Gesamtkontext der Transformationsregelungen betrachten zu können.

### Umsetzung – Frage 11:

Wie bewerten Sie die aufgezeigten Möglichkeiten zur **Anpassung der Kapitalkosten** von Bestandsanlagen und Neuinvestitionen?

Die aufgezeigten Möglichkeiten erscheinen uns grundsätzlich sachgerecht. Im Weiteren zu klären ist die Wirkung von Effizienzvorgaben, Produktivitätsvorgaben und Inflationsausgleich auf das Transformationselement.

Aus dem Eckpunktepapier geht bislang nicht klar hervor, dass die Abänderung der EOG über das Transformationselement wegen Anpassung des Kapitalkostenabschlags jährlich erfolgen kann. Dies ist unbedingt notwendig, um die erforderliche Flexibilität bei den Netzbetreibern, sachgerechte Nutzungsdauern und damit verbunden sachgerechte Auswirkungen auf die Netzentgelte sicherzustellen. Was den erstmaligen **Umsetzungszeitpunkt** angeht, muss dem Netzbetreiber also die Möglichkeit eingeräumt werden, diesen 2025



oder zu einem beliebigen späteren Jahr zu wählen, ohne dass dabei Nachteile im Sinne eines Zeitverzugs hinsichtlich der Abbildung der Kapitalkosten im Erlöspfad entstehen.

Für die konkrete Umsetzung der Anpassung, wäre es zu Vermeidung von Missverständnissen hilfreich, wenn die Regulierungsbehörden entsprechende Berechnungsschemata für die Anpassung des Kapitalkostenabzugs bereitstellen. Hier könnte unseres Erachtens auf die bereits vorhandenen Rechenlogiken zur Ermittlung des Kapitalkostenabzugs im Rahmen der Bescheide zur Festlegung der Erlösobergrenze zurückgegriffen werden.

### **Umsetzung – Frage 12:**

*Wie bewerten Sie die Ausgestaltung als **Antragsverfahren** oder als **Anzeigeverfahren**?*

Wir halten ein Anzeigeverfahren für vorzuzugswürdig, da es den bürokratischen Aufwand begrenzt. Hierbei könnte auch ein Schwellenwert als Aufgriffsgrenze definiert werden.

### **Umsetzung – Frage 13:**

*Soll bei einem Antragsverfahren eine Abänderung der Kapitalkosten der Bestandsanlagen für alle verbleibenden Jahre der Regulierungsperiode erfolgen oder sollen jährlich Anträge für das Folgejahr gestellt werden müssen?*

Soweit keine externen Einflüsse einer Änderung der Kapitalkosten entgegenstehen, ist nicht davon auszugehen, dass die Netzbetreiber ihre Parameter für die kalkulatorische Abschreibung regelmäßig bzw. in kurzen Zeitabständen wiederholt anpassen. Vor diesem Hintergrund sollte die Anpassung der Abschreibungsparameter grundsätzlich immer für die gesamte Restnutzungsdauer der vorhandenen Anlagen erfolgen.

Falls dennoch Anpassungen notwendig sind, sollten diese von den Netzbetreibern bei Bedarf beantragt oder angezeigt werden können, jedoch nicht prophylaktisch jedes Jahr eine neue Meldung notwendig wird. Sollten dennoch Anpassungen in der Abschreibungssystematik notwendig werden, können diese beantragt oder angezeigt werden und haben dann Gültigkeit für die verbleibende kalkulatorische Restnutzungsdauer der Anlagen. Somit wird ermöglicht, dass nicht jährlich pauschal angezeigt oder beantragt werden muss, sondern die Flexibilität gewahrt bleibt, dass im Falle von Anpassungen diese unabhängig vom Basisjahr angezeigt oder beantragt werden können. Durch diese Vereinfachung können die Kapitalkosten ohne Zeitverzug weiterhin korrekt im Erlöspfad abgebildet werden.

### **Ansprechpartner:**

Patrick Kunkel  
Leiter Regulierung  
T: 089/38197-1295  
[patrick.kunkel@thuega.de](mailto:patrick.kunkel@thuega.de)

Yvonne Hartmann  
Regulierung  
T: 089/38197-1751  
[yvonne.hartmann@thuega.de](mailto:yvonne.hartmann@thuega.de)