

Berlin, 27. März 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

Abschreibungsmodalitäten für Gasnetztransformation

BNetzA-Eckpunkte vom 6. März 2024

Aktenzeichen GBK-24-02-2#1

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

Zusammenfassung	3
1 Ausgangslage.....	3
2 Modelle für künftige kalkulatorische Abschreibungen	4
2.1 „Wahlmodell“ zwischen degressiver und linearer Abschreibung	4
2.2 Korridormodell	10
2.3 Vermeidung von Fehlanreizen	11
2.4 Vorschlag weiterer Modelle	11
3 Konkrete kurzfristige Umsetzung	12
3.1 Rechtsgrundlage für Anpassung Abschreibungsmethodik	12
3.2 Anpassung der Erlösobergrenzen ab 2025.....	12
3.3 Rechtsgrundlage zur Anpassung Erlösobergrenze	13
3.4 Ausgestaltung Transformationselement	13
3.5 Zeitplan	14

Zusammenfassung

Die BNetzA stellt mit ihren am 6. März 2024 veröffentlichten Eckpunkten Anpassungen der Abschreibungsmodalitäten zur Konsultation, um die Transformation der Gasnetzbetreiber im Zuge der Dekarbonisierung regulatorisch zu flankieren.

Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass die BNetzA dieses wichtige Thema aufgegriffen hat und hierzu noch in der laufenden Regulierungsperiode Anpassungen ermöglichen will. Wichtig ist, dass mit Blick auf die derzeit bestehenden Unsicherheiten den Gasnetzbetreibern ein hohes Maß an Flexibilität und Eigenverantwortung zugestanden wird.

1 Ausgangslage

Die BNetzA beschreibt in der Ausgangslage zutreffend die klimapolitischen Zielstellungen und die daraus resultierenden Veränderungen und Herausforderungen für Erdgasnetze. Richtig ist auch, dass es zu regional höchst unterschiedlichen Bedarfen kommen wird. Mit der Festlegung KANU 2.0 will die BNetzA den Netzbetreibern Flexibilität hinsichtlich der Abschreibungsmodalitäten einräumen, um eine vollständige Refinanzierung von Gasnetzinvestitionen zu sichern.

Unabhängig vom Modell sind dabei aus Sicht der Branche **folgende Punkte essenziell**:

- › Kernziel ist die Sicherung der **vollständigen Refinanzierung** von Gasnetzinvestitionen. Dies kann in Teilen auch ein Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer vor 2045 erforderlich machen.
- › Die Kostenallokation sollte die zu erwartenden Entwicklungen bei Kundenanzahl und Verbrauchsmengen berücksichtigen. Hierzu kann eine **degressive Abschreibung** ein sachgerechter Lösungsansatz sein.
- › Unsicherheiten und Unterschiede in den Dekarbonisierungspfaden und den langfristigen Nutzungsperspektiven erfordern ein hohes Maß an **Flexibilität**. Deshalb müssen auch wiederholte Änderungen der Abschreibungsmodalitäten unbürokratisch möglich sein.
- › Anpassungen der Abschreibungsmodalitäten sind **so früh wie möglich** zu ermöglichen, auch unter Berücksichtigung der Wirkungen auf die Netzentgelte. Gleichzeitig muss allerdings die Flexibilität der Netzbetreiber sichergestellt werden, dass diese die erstmalige Wahl ihrer jeweiligen Abschreibungsmethoden nicht zu einem festen Termin vornehmen müssen, sondern diese ab Geltungsbeginn der Festlegung jährlich vornehmen können.
- › Eine **anlagengutscharfe Betrachtung** ist oftmals nicht möglich. Das Modell sollte deshalb und auch aufgrund der bisherigen kalkulatorischen Abbildung (Anlagengruppe und Zugangsjahre) eine höhere Aggregationsebene erlauben. Dem einzelnen Netzbetreiber könnte es überlassen bleiben, auch eine anlagengutscharfe Betrachtung zu wählen.

- › Unabhängig von der Aggregationsebene wird immer auf den jeweiligen kalkulatorischen Restbuchwerten aufgesetzt; es erfolgt keine Abschreibung unter null.
- › Für **Gasnetzinvestitionen ab 2023**, deren Nutzungsdauern bisher gemäß KANU-Festlegung („1.0“) angepasst werden konnten, sollte eine weitergehende Flexibilisierung (u. a. degressive Abschreibungen) ermöglicht werden. KANU 2.0 sollte deshalb die erste KANU-Festlegung ersetzen und für alle Gasnetzinvestitionen gelten.
- › Die **Möglichkeit einer späteren Änderung der Nutzungsdauern** ist dann ökonomisch sinnvoll, wenn der Netzbetreiber im Zeitverlauf neue Informationen zur Weiternutzung von Gasnetzanlagen erhält. Falls sich z. B. herausstellt, dass ein größerer Teil des Gasnetzes als Wasserstoffnetz weitergenutzt werden kann als ursprünglich angenommen, sollten die Nutzungsdauern wieder verlängert werden können.
- › KANU 2.0 sollte auch für den Netzanschluss von **Biogaseinspeiseanlagen** gelten.
- › Auch **Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge** müssen in den neuen Abschreibungsmodalitäten berücksichtigt werden, da es ansonsten zu Verzerrungen kommt.

2 Modelle für künftige kalkulatorische Abschreibungen

Die BNetzA stellt zwei Modellansätze vor, ein „Wahlmodell“ und ein „Korridormodell“. Die Modelle unterscheiden sich im Hinblick auf die Bandbreite der zugelassenen Nutzungsdauern, die Abschreibungsmethoden und bzgl. der Aggregationsebene für Nutzungsdauer-Differenzierungen.

2.1 „Wahlmodell“ zwischen degressiver und linearer Abschreibung

Die BNetzA sieht im „Wahlmodell“ eine **anlagengutscharfe Betrachtung sämtlicher Zugangsjahre** vor. Hierbei ist für jedes Anlagengut eine von zwei möglichen Optionen hinsichtlich des Abschreibungsmodells auszuwählen. Die **erste Option** erlaubt eine **degressive Abschreibung in Höhe von 15 %** auf den Restwert zum 31.12. des Vorjahres. Die **zweite Option** besteht in der Beibehaltung der **linearen Abschreibungsmethode**, wobei **flexiblere Nutzungsdauern** zur Anwendung kommen können. Die Regelungen zu den Nutzungsdauern der Festlegung KANU (Abschreibung bis 2045) würden hierbei für die lineare Abschreibungsmethode für alle Anlagen zugelassen werden.

Aus Sicht des BDEW verursacht eine ausschließlich **anlagengutscharfe Abbildung** einen übermäßigen Erhebungs- und Bearbeitungsaufwand. Darüber hinaus können Netzbetreiber aus mehreren Gründen derzeit auch noch nicht über die verbleibende Nutzungsdauer je Anlagengut entscheiden:

- unklares Ausmaß der zukünftigen Ausbau-, Anschluss- und Versorgungspflichten,
- offene Voraussetzungen für Ablehnung/Beendigung von Netzanschlussverträgen,
- ausstehende kommunale Wärmeplanungen,
- ausstehende Stilllegungspläne (decommissioning plans) gemäß Artikel 57 EU-Gas-Wasserstoff-Richtlinie,
- Unsicherheit zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, der Wasserstoffinfrastruktur,
- Anpassung der Regelungen für Biomethaneinspeisungen (Auslaufen GasNZV).

Deshalb sollte stärker pauschaliert und eine **höhere Aggregationsebene** ermöglicht werden, auch da dies im Korridormodell für die BNetzA unproblematisch ist. Aus Sicht des BDEW ist eine **Differenzierung nach** einer z. B. anhand von Regionen differenzierten **Netz-ID** (wie es der BNetzA-Erhebungsbogen zur Kostenprüfung im Tabellenblatt „D.SAV“ zulässt) und **nach Anlagengruppen und Jahresscheiben** ausreichend. Auch bei einer regulatorischen Abwicklung auf einer höheren Aggregationsebene bleibt es dem Netzbetreiber unbenommen, bei Bedarf ggf. auch anlagengutscharfe Betrachtungen vorzunehmen und im Anschluss entsprechende interne Netz-IDs zu vergeben.

Weitere Anmerkungen zum Wahlmodell:

- › Die **Nutzungsdauer** sollte für lineare und für degressive Abschreibungen auch **vor 2045 enden** können, u. a. da seitens der Bundesländer und Kommunen teilweise eine frühere Dekarbonisierung angestrebt wird.
- › Ebenso sollte auch ein Nutzungsdauerende gewählt werden können, das nach 2045 liegt (im Zeitkorridor bis zum einschlägigen Nutzungsdauerende gem. Anlage 1 zur GasNEV, vgl. Festlegung KANU 1.0, in der diese Möglichkeit eingeräumt wird).
- › Degressive Abschreibungen sollten **auch für Investitionen ab 2023** möglich sein, d. h. für Anlagen, die bisher unter „KANU 1.0“ fallen.
- › Ein Wechsel zu degressiver Abschreibung sollte auch für solche Anlagen möglich sein, deren **Nutzungsdauer vor 2045 endet**.
- › Wenn bei degressiver Abschreibung auf lineare Abschreibung gewechselt wird, sobald der degressive Abschreibungswert den linearen Abschreibungswert unterschreitet, sollte hierbei der Netzbetreiber zunächst das Nutzungsdauer-Ende setzen können und daraus den linearen Abschreibungsbetrag ableiten.
- › Die **initiale Entscheidung** hinsichtlich des Abschreibungsmodells oder der (Rest-)Nutzungsdauer sollte nicht ausschließlich mit Wirkung für die EOG 2025, sondern auch zu einem

späteren Zeitpunkt und auch innerhalb der Regulierungsperiode durch den Netzbetreiber getroffen werden können (mit entsprechend späterer Wirkung).

- › Zusätzlich muss auch eine **Änderung der Abschreibungsmodalitäten** in Bezug auf Systematik und Nutzungsdauer im Betrachtungszeitraum bis 2045 unbürokratisch möglich sein.

Frage 1: Wird die in dem angedachten System angelegte Flexibilität als ausreichend betrachtet?

Mit dem BNetzA-Wahlmodell würde der Netzbetreiber über folgende Optionen verfügen:

- lineare Abschreibung mit unveränderten Nutzungsdauern gemäß GasNEV (Status quo),
- lineare Abschreibung mit Nutzungsdauer-Ende 2045,
- degressive Abschreibung (zur Nutzungsdauer siehe Anmerkung weiter oben).

Diese **Flexibilität** ist aus Sicht des BDEW an mehreren Punkten **nicht ausreichend**:

- › Bei linearer Abschreibung sollte das **Nutzungsdauer-Ende auch vor 2045** liegen können. Die BNetzA hat die teilweise ambitionierteren Dekarbonisierungsziele anerkannt, adressiert diese jedoch nur im Korridormodell. Konsistent zum Korridormodell sollte der Netzbetreiber bei der Nutzungsdauer aus einer Bandbreite wählen können, deren Untergrenze einem Nutzungsende im Jahr 2035 und deren Obergrenze unverändert den bisherigen Werten der GasNEV Anlage 1 entspricht.
- › Auch bei **degressiver Abschreibung** muss eine vollständige Abschreibung bis 2045 (oder früher) möglich sein. Der Netzbetreiber sollte deshalb für die lineare Rest-Abschreibung das **Nutzungsdauer-Ende** den KANU-Grundsätzen folgend festlegen können.
- › Für den **Prozentsatz der degressiven Abschreibung** (zur Höhe vgl. Frage 2) sollte anstatt eines starren Wertes eine mögliche **Bandbreite (z. B. 5-15 %)** gewährt werden.
- › Es sollte auch möglich sein, für einzelne Jahresscheiben eines Anlagenguts **verschiedene Netz-IDs** vergeben zu können, da später getätigte Ersatzinvestitionen durchaus für eine Nachnutzung geeignet sein können, frühere jedoch nicht.
- › Die **initiale Entscheidung** zur Anpassung der Abschreibungsmodalitäten sollte nicht nur zur Erlösobergrenze 2025, sondern auch in einem beliebigen **späteren Jahr möglich sein**.
- › Eine **Neubewertung und Anpassung der initialen Entscheidung** sollte **jährlich** erfolgen können.

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.

Mit Blick auf die bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der Langfristperspektiven und die erheblichen wirtschaftlichen Auswirkungen wäre ein degressiver Abschreibungssatz von 15 % als Obergrenze einer Bandbreite denkbar. Als Untergrenze könnte ein Wert von z. B. 8 % festgelegt werden. Diese **Bandbreite von 8-15 %** lässt den Netzbetreibern ausreichend Flexibilität, dem Dekarbonisierungspfad vor Ort gerecht zu werden.

Frage 3: Mit welchem Datenumfang ist zu rechnen, wenn eine anlagengutscharfe Betrachtung auf Grundlage des handelsrechtlichen Anlagenspiegels aus der Anlagenbuchhaltung abgefragt wird? Mit wie vielen Anlagengütern ist in Ihrem Fall schätzungsweise zu rechnen?

Eine konkrete Beantwortung dieser Frage kann nur unternehmensindividuell erfolgen. Bei regionalen Netzbetreibern könnte der Datenumfang bei 50.000 Stammsätzen und mehr liegen.

Aus Sicht des BDEW verursacht eine ausschließlich anlagengutscharfe Abbildung bei vielen Netzbetreibern übermäßigen Bearbeitungsaufwand, der in keinem Verhältnis zum Zweck steht, zumal stärker aggregierende Ansätze von der BNetzA nicht ausgeschlossen werden (vgl. Korridormodell). Daher ist es erforderlich, den Netzbetreibern zu ermöglichen, höhere Aggregationsebenen zu wählen.

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass das handelsrechtliche Anlagengitter nicht geeignet ist, Entscheidungen zur kalkulatorischen Nutzungsdauer zu fällen. Aufgrund unterschiedlicher Nutzungsdauerhistorien, Kürzungen der AHK durch die Regulierungsbehörde in der Vergangenheit, unterschiedlicher Umgang mit Nachaktivierungen, DM-Eröffnungsbilanzen etc. weichen die handelsrechtlichen und kalkulatorischen Anlagengitter voneinander ab. Maßgeblich kann nur das kalkulatorische in den Kostenprüfungen genehmigte Anlagengitter sein. Es besteht außerdem das Problem, dass eine anlagengutscharfe 1:1-Überleitung aus der HGB-Welt in bestimmten Konstellationen nicht ohne weiteres möglich ist. Dies trifft zum Beispiel bei Anlagevermögen mit DDR-Vergangenheit (DM-Eröffnungsbilanz) oder bei Netzkäufen zu. Schon allein aufgrund dieser Tatsachen muss es ermöglicht werden, neben der anlagengutscharfen Betrachtung auch auf einer aggregierten Ebene vorgehen zu können.

Eine anlagengutscharfe Betrachtung erzeugt auch nur eine Scheingenauigkeit, da wie bereits erläutert eine belastbare anlagengutscharfe Entscheidung zur verbleibenden Nutzungsdauer nicht für alle Netzbetreiber vollumfänglich möglich ist.

Die Überlegung der BNetzA, dass eine Überleitung des HGB-Asset hin zum kalkulatorischen Asset zur Plausibilisierung erfolgen muss, ist aus Sicht des BDEW nicht erforderlich, da den Regulatorischen Behörden aus den Kostenprüfungen für die 4. Regulierungsperiode die kalkulatorischen Anschaffungs- und Herstellungskosten genauso wie die kalkulatorischen Restwerte vorliegen.

Frage 4: Wie bewerten Sie die angedachte Detailtiefe angesichts der hierfür erforderlichen Datenerhebung durch die Regulierungsbehörde?

Vgl. Anmerkung zu Frage 3. Eine umfängliche anlagengutscharfe Entscheidung zu den Abschreibungsmodalitäten kann bei vielen Netzbetreibern nicht sachgerecht vorgenommen werden, ist in bestimmten Konstellationen nicht ohne weiteres möglich und führt zu einem übermäßigen Bearbeitungsaufwand. Daher sollte es den Netzbetreibern ermöglicht werden, selbst zu entscheiden, auf welcher Detailtiefe ein sachgerechtes und sinnvolles Vorgehen möglich ist.

Frage 5: Welche Anlagen oder Anlagengruppen der Anlage 1 zur GasNEV sollten von der Regelung ausgenommen werden?

In Analogie zur KANU-Festlegung könnte die Anlagengruppe I.4 „Verwaltungsgebäude“ der Anlage 1 GasNEV generell von der Regelung zu den Abschreibungsmodalitäten ausgenommen werden. Alle weiteren Anlagen/Anlagengruppen sollten unter die Neuregelung fallen.

Frage 6: Wie bewerten Sie eine Ausnahme für Fernleitungsnetzbetreiber und ggf. Gasverteilernetzbetreiber im Hinblick auf Leitungen, die auf Wasserstoff umgestellt werden können oder sollen?

Ein Großteil der Erdgasinfrastruktur kann auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden, allerdings besteht in der Frage, welche Erdgasinfrastruktur langfristig auf Wasserstoff umgestellt werden soll, eine hohe Unsicherheit, da dies wesentlich durch exogene Vorgaben gesteuert wird. Diese liegen derzeit i. d. R. noch nicht vor.

In vielen Fällen ist kurzfristig noch keine Entscheidung/Differenzierung möglich. Die langfristige Nutzungsperspektive ist von vielen exogenen Faktoren (z. B. Kommunale Wärmeplanung, Regelungen zum Wasserstoff-Kernnetz) abhängig. Insbesondere auch mit Blick auf die divergierenden Stände der Wärmeplanung in den Kommunen und teilweise deutlich ambitioniertere Dekarbonisierungsbestrebungen einzelner Bundesländer sollte daher keine generelle Ausnahme von KANU 2.0 erwogen werden, sondern den Netzbetreibern die Flexibilität eingeräumt werden, hierzu vorliegende gesicherte Erkenntnisse zur berücksichtigen.

Zur Vermeidung von Stranded Investments sollte den Netzbetreibern die Entscheidung über die Nutzungsdauer/Abschreibungsmethodik überlassen und auch spätere Anpassungen möglich bleiben.

Im Falle einer Folgenutzung von Infrastruktur für den Wasserstofftransport sollte der Wasserstoffnetzbetreiber auf Basis des vorhandenen regulatorischen Restwertes die Nutzungsdauer im jeweils geltenden Rechtsrahmen (WasserstoffNEV) bestimmen können.

Notwendig ist, dass die Festlegung KANU 2.0 und die Regelungen im § 26 Abs. 2a ARegV harmonisiert werden, damit eindeutig bestimmt werden kann, zu welchem Zeitpunkt eine umzustellende Leitung einer anderweitigen Nutzung unterliegt, das heißt nicht mehr dem Tätigkeitsbereich Gasfernleitung/Gasverteilung zuzuordnen ist. Darüber hinaus muss, solange eine Leitung dem Tätigkeitsbereich Gasfernleitung/Gasverteilung zuzuordnen ist, eine Amortisation in diesem Regulierungsrahmen sichergestellt werden.

Frage 7: Welche Erkenntnisse, Datenquellen oder Analysen könnten genutzt werden, um die Wahl eines Abschreibungsmodells fachlich zu begründen?

Die Parameter hinsichtlich Nutzungsdauer und Abschreibungsmodellen für die initiale Entscheidung bzw. „Baseline-Entwicklung“ sind vom Netzbetreiber festzulegen. Das Abschreibungsmodell sollte frei durch den Netzbetreiber wählbar sein und bedarf insoweit keiner fachlichen Begründung. Der volkswirtschaftliche Gedanke, Kosten der Transformation an den Nutzungsgrad des Netzes anzupassen, ist an dieser Stelle Grund genug.

Der BDEW unterstützt die Feststellung der BNetzA: *„Gleichzeitig folgt aus der Möglichkeit einer stärkeren Flexibilisierung auch eine stärkere Verantwortung der Netzbetreiber, durch die Wahl geeigneter Abschreibemethoden eigenverantwortlich in ihrem Versorgungsgebiet für die Refinanzierung ihrer Investitionen zu sorgen.“*

In diesem Sinne ist ein eigenverantwortliches Abschmelzen der Restwerte der richtige Weg. Eine behördliche Überprüfung sollte sich auf die Kontrolle beschränken, dass keine Abschreibungen unter null erfolgen. Hierfür sind keine detaillierten Einzelnachweise notwendig.

Für die Begründung einer nachträglichen Anpassung der Nutzungsdauern könnten z. B. folgende Erkenntnisse genutzt werden:

- Ergebnis einer Kommunalen Wärmeplanung nach Wärmeplanungsgesetz,
- Gasnetzgebietstransformationspläne nach DVGW-Regelwerk,
- Anbindung an ein Wasserstoff-Kernnetz gemäß § 28r EnWG,
- Ergebnis integrierter Netzentwicklungspläne (nach EnWG),

- Stilllegungspläne gemäß Artikel 57 EU-Gas-Wasserstoff-Richtlinie,
- Fahrplan zur Umstellung der Netzinfrastruktur gemäß § 71k GEG

2.2 Korridormodell

In diesem Modell wird sowohl ein **minimaler als auch ein maximaler Abschreibungsbetrag je Anlagengruppe und Zugangsjahr** initial vorgegeben. Der **minimale Wert entspricht dem bisherigen linearen Abschreibungswert** auf Basis der GasNEV-Nutzungsdauern. Der **maximale Wert** errechnet sich initial aus der Multiplikation der kalkulatorischen Restwerte zum z. B. 31.12.2024 und einem Abschreibungssatz von 10 % (**Restnutzungsdauer 10 Jahre**).

Aus Sicht des BDEW ist ein wesentlicher Vorteil des Korridormodells im Vergleich zum Wahlmodell die **größere Flexibilität**. Der vorgegebene Korridor ermöglicht den Netzbetreibern, gemäß den örtlichen Gegebenheiten und dem vorliegenden Informationsstand, eine angemessene Abwägung der Risiken vorzunehmen.

Ein weiterer, ebenfalls sehr gewichtiger Vorteil ist die **höhere Aggregationsebene**, da nicht zwingend eine anlagengutscharfe Abbildung vorgenommen werden muss. Jedoch erscheint die Vorgabe, nach Anlagengruppe und Zugangsjahr zu aggregieren, zu eng. Nicht alle Anlagen einer Anlagengruppe werden in der Transformation die gleiche Entwicklung nehmen. Stattdessen sollte es dem Netzbetreiber auch im Korridormodell möglich sein, entweder eine gesamthafte Modellierung und Optimierung vorzunehmen und verbleibende Informationsdefizite auszublenden oder eine anlagen- und jahresscharfe Bewertung zu wählen. Ebenso wie beim Wahlmodell wäre daher aus Branchensicht für die Abbildung eine ergänzende **Aggregations- bzw. Differenzierungsmöglichkeit nach einer Netz-ID**, wie es der Erhebungsbogen zur Kostenprüfung im Tabellenblatt „D. SAV“ zulässt, zu ermöglichen.

Aus Sicht des BDEW wäre eine größere Flexibilität und eine höhere Aggregationsebene auch im Wahlmodell möglich und grundsätzlich wünschenswert.

Weitere Anmerkungen zum Korridormodell:

- › Die **initiale Entscheidung** zum Abschreibungswert sollte nicht nur zur Erlösobergrenze 2025, sondern auch in einem beliebigen **späteren Jahr möglich sein**.
- › Darüber hinaus sollte es jährlich möglich sein, die Restnutzungsdauer ausgehend vom kalkulatorischen Restwert des Vorjahres an die aktuellen Erkenntnisse anpassen zu können.
- › Auch für **Investitionen ab 2023** sollte das Korridormodell angewendet werden können.
- › Es sollte klargestellt werden, dass für die Ermittlung des **minimalen Abschreibungsbetrags** immer die **Nutzungsdauer-Obergrenze gemäß Anlage 1 GasNEV** herangezogen wird, da

bisher innerhalb einer Anlagengruppe auch unterschiedliche Nutzungsdauern herangezogen werden konnten.

Frage 8: Ist der gewählte Abschreibungssatz für die obere Grenze der Abschreibungsspanne in Höhe von 10 % aus ihrer Sicht sachgerecht? Schlagen Sie ggf. einen alternativen Prozentsatz vor und begründen Sie diesen.

Ein maximaler Abschreibungssatz von 10 % würde zu einer vollständigen Refinanzierung des Anlageguts bis Ende 2034 führen. Dies ist in bestimmten Konstellationen sachgerecht und notwendig, sollte aber als obere Grenze ausreichen. Durch den Korridor verbleibt genug Flexibilität, längere Nutzungsperspektiven und verbleibende Unsicherheit abzubilden.

Bei einer Einbeziehung der Investitionen ab 2023 in das Korridormodell sollte darauf geachtet werden, dass ab dem Jahr 2035 die Restnutzungsdauer 10 Jahre unterschreitet und deshalb der Korridor schrittweise nach oben ausgeweitet werden muss.

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?

In nahezu allen Varianten wird man bei Netzübergängen Diskussionen bzgl. des übergehenden kalkulatorischen Restwertes haben; dies wird sich auch bei anlagenbezogenen Abschreibungen nicht verhindern lassen. Da übergehende kalkulatorische Restwerte und der verhandelte Kaufpreis in einem sehr engen Zusammenhang stehen, sollte man die Transformationsherausforderung in den Gasnetzen höher priorisieren.

Wir verstehen das Korridormodell so, dass es sich um die Aggregationsebene für die Abbildung gegenüber der Regulierungsbehörde handelt. Die Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden könnten netzbetreiberintern auf Einzelanlagen – ggf. händisch und nur in bestimmten Einzelfällen – übertragen werden, so dass nach wie vor dokumentiert ist, welche Anlagen-güter welche Restwerte haben.

2.3 Vermeidung von Fehlanreizen

2.4 Vorschlag weiterer Modelle

Sowohl Wahl- als auch Korridormodell ermöglichen zwar grundsätzlich eine vollständige Refinanzierung der getätigten Gasnetzinvestitionen bis spätestens Ende 2044, bieten jedoch noch keine ausreichende Flexibilität.

Unter Berücksichtigung der Anmerkungen zum Wahlmodell und zum Korridormodell und der angestrebten Flexibilität sollte jedes Modell mindestens die folgenden **Eckpunkte** erfüllen:

- › Wirksamkeit ab 1.1.2025, aber mit Option späterer Umsetzung: Flexible Entscheidung zur Abweichung von GasNEV, jährlich, nicht nur einmalig 2025
- › Ablösung KANU 1.0 durch KANU 2.0
- › Kombination aus linearer und degressiver Afa möglich (xx-15 %)
- › Nutzungsdauer kann auch vor 2045 enden
- › Jährliche Neubewertung und Anpassung (Kürzung oder Verlängerung) – auch Zurückwechseln möglich
- › Aggregationsebene: Flexibilitäten zwischen anlagenscharf oder Netz-ID mit Anlagengruppe und Zugangsjahr

Denkbar wäre auch ein Modell mit maximaler Flexibilität, welches die Wahl des Abschreibungspfades in Autonomie und Eigenverantwortung des Netzbetreibers belässt, unter Beibehalt des Verbots von Abschreibungen unter null.

3 Konkrete kurzfristige Umsetzung

3.1 Rechtsgrundlage für Anpassung Abschreibungsmethodik

3.2 Anpassung der Erlösobergrenzen ab 2025

Der BDEW unterstützt eine schnellstmögliche Umsetzung und Berücksichtigung in den Erlösobergrenzen 2025. Mit Blick auf die Veröffentlichung der voraussichtlichen Netzentgelte 2025 im Oktober 2024 sollte das Festlegungsverfahren ausreichend vorher abgeschlossen werden.

Zu dem von der BNetzA dargestellten Ablauf ist zusätzlich darauf hinzuweisen, dass Fernleitungsnetzbetreiber ihre Netzentgelte 2025 bereits Mitte 2024 veröffentlichen müssen und dabei die für das dritte Quartal 2024 angekündigte Festlegung KANU 2.0 noch nicht berücksichtigen können. Je nach Umfang der Effekte könnte sich über das Regulierungskonto eine übermäßige Belastung der Tarife der Jahre 2028 ff. ergeben.

Frage 10: Wie bewerten Sie eine Wirkung der Regelung bereits zum Jahr 2025?

Die Anpassung der Abschreibungsmodalitäten sollte aus Sicht des BDEW so früh wie möglich erfolgen können.

Die konsultierte Festlegung KANU 2.0 sollte umfassend die Abschreibungsmodalitäten für Gasnetzanlagen unabhängig vom Aktivierungsdatum regeln und die bisherige Festlegung KANU 1.0 ablösen. Damit würden auch die Investitionen der Jahre 2023 und 2024 einbezogen.

Die initiale Entscheidung hinsichtlich des Abschreibungsmodells oder der (Rest-)Nutzungsdauer sollte jedoch nicht ausschließlich mit Wirkung für die EOG 2025, sondern auch zu einem späteren Zeitpunkt durch den Netzbetreiber getroffen werden können (mit entsprechend späterer Wirkung).

3.3 Rechtsgrundlage zur Anpassung Erlösobergrenze

3.4 Ausgestaltung Transformationselement

Frage 11: Wie bewerten Sie die aufgezeigten Möglichkeiten zur Anpassung der Kapitalkosten von Bestandsanlagen und Neuinvestitionen?

Die aufgezeigten Möglichkeiten erscheinen sachgerecht und werden vom BDEW unterstützt. Klärungsbedarf besteht zur Wirkung von Effizienzvorgaben, Produktivitätsvorgaben und Inflationsausgleich auf das Transformationselement.

Aus den BNetzA-Ausführungen geht nicht eindeutig hervor, ob die Regelungen auch für Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV gelten. Diese Investitionen sollten nicht ausgeschlossen werden.

Aus dem Eckpunktepapier geht bislang nicht klar hervor, dass die Abänderung der EOG über das Transformationselement bei Bedarf wegen Anpassung des Kapitalkostenabschlags jährlich erfolgen kann. Dies ist unbedingt notwendig, um die erforderliche Flexibilität bei den Netzbetreibern, sachgerechte Nutzungsdauern sowie Abschreibungsmethoden und damit verbunden sachgerechte Auswirkungen auf die Netzentgelte sicherzustellen. Keinesfalls darf eine Anpassung des Kapitalkostenabschlags aufgrund der Änderung der Nutzungsdauern nur zum Basisjahr möglich sein oder eine solche Änderung zwischen den Basisjahren mit Nachteilen verbunden sein.

Frage 12: Wie bewerten Sie die Ausgestaltung als Antragsverfahren oder als Anzeigeverfahren?

Die Nutzung eines Anzeigeverfahrens kann aus unserer Sicht zu einer Optimierung der Verfahrensabläufe und Verfahrensdauern beitragen. Hierbei könnte auch ein Schwellenwert als Aufgriffsgrenze definiert werden.

Alternativ könnte eine Beschleunigung von Verfahren durch die Einführung einer Genehmigungsfiktion erreicht werden, wonach Anträge bei Überschreiten einer definierten Frist automatisch genehmigt wären.

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?

Wir bevorzugen eine jährliche Anzeige bzw. jährlichen Antrag, da dann innerhalb der Regulierungsperiode Änderungen einfacher berücksichtigt werden können. Im anderen Fall müsste man bis zur nächsten Regulierungsperiode warten, obwohl ggf. neue Erkenntnisse vorliegen.

3.5 Zeitplan

Ansprechpartner

Jan Kiskemper
Energienetze, Regulierung & Mobilität
+49 30 300199-1132
jan.kiskemper@bdew.de