

Berlin, 30. Juli 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

Festlegung einer Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus (StromNEF/GasNEF)

Festlegungsentwürfe GBK-24-02-1#3 (StromNEF) und GBK-24-02-2#3 (GasNEF)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) in 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 Trinkwasserförderung und rund ein Drittel der Abwasserentsorgung 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

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeine Anmerkungen.....	3
1.1	Rechtliche Erwägungen	3
2	Spezifische Anmerkungen zu den Entwürfen der Festlegungen.....	4
2.1	7. Aufwandsgleiche Kostenpositionen.....	4
2.2	10. Kalk. Gesamtkapitalverzinsung	6
2.3	11. Zinsbonus (BKZ/IZ)	10
2.3.1	Strom.....	10
2.3.2	Gas	13
2.4	12. Kalk. Gewerbesteuer.....	13
2.5	Anlage 1 – kalk. Nutzungsdauern Strom.....	15
2.6	Anlage 1 – kalk. Nutzungsdauern Gas	18

1 Allgemeine Anmerkungen

Mit dieser Stellungnahme nimmt der BDEW zu einzelnen Punkten der Entwürfe zu den Festlegungen einer Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus (StromNEF/GasNEF) Stellung. Die hier enthaltenen Anmerkungen beziehen sich ausschließlich auf für uns neu aufgeworfene Fragestellungen oder Konkretisierungen und sind ergänzend zu der [Stellungnahme des BDEW vom 14. März 2025](#) bezüglich der Tenorierungen der Festlegungen zu verstehen.

Die grundsätzlichen Positionen und vorgetragenen Argumente des BDEW, wie sie in der Stellungnahme vom 14. März 2025 dargelegt wurden, behalten weiterhin uneingeschränkt Gültigkeit.

1.1 Rechtliche Erwägungen

In Kapitel II macht die BNetzA unter den Punkten 1 bis 5 Ausführungen zu den rechtlichen Grundlagen, hierbei insbesondere zum europäischen sowie zu dem nationalen Rechtsrahmen für die Entgeltregulierung.

Zutreffend führt die BNetzA aus, dass Verbraucherfreundlichkeit zu den allgemeinen Zielen des europäischen Primärrechts zählt. Dass es sich hierbei aber auch um ein „spezielles Ziel des europäischen Energiewirtschaftsrechts“ handele, überzeugt indes nicht. Insbesondere im Bereich der Entgeltregulierung findet die Vorgabe, verbraucherfreundliche Regelungen zu treffen, im Gegensatz zu den anderen aufgeführten Prinzipien, wie die Kostenorientierung oder Kosteneffizienz – etwa in Art. 18 EU-Binnenmarktverordnung Strom (2019/942) (Strom-VO) oder Art. 17 der EU-Binnenmarktverordnung Gas (2024/1789) (Gas-VO) – keine explizite Erwähnung. Dass daher „insbesondere [...] der Verbraucherschutz“ eine „flankierende Maßgabe für die Netzentgeltermittlung“ sei – wie unter dem Punkt „Grundsatz der Kostenorientierung“ dargestellt –, lässt sich so nicht aus den europäischen Regelungen ableiten.

Vielmehr weist das Erfordernis der Verbraucherfreundlichkeit einen „hohen Abstraktionsgrad“ auf, der allenfalls gleichwertig zu den von der BNetzA aufgeführten weiteren „Zielen der Entgeltregulierung“ – Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit, Flexibilität – ist. Unter anderem deswegen kann die von der BNetzA unter Kapitel 4.4 vorgenommene Gewichtung zulasten einzelner weiterer Ziele nicht nachvollzogen werden. Das Ziel der Versorgungssicherheit sollte beispielsweise mindestens ebenso gewichtet werden, wie die Verbraucherfreundlichkeit. Auch der Umweltverträglichkeit dürfte ein mindestens genauso hoher Stellenwert zukommen. Folglich sind diese „weiteren Ziele“ vor allem bei der Frage der Kostenanerkennung in gleicher Weise zu berücksichtigen, insbesondere dann, wenn deren Einhaltung entsprechende Kosten verursacht. Dieses Verständnis wird auch gestützt durch die nationale Zielvorgabe in § 1 Abs. 2 EnWG, wonach die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der

Versorgung mit Elektrizität und Gas, der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen sowie der gesamtwirtschaftlich optimierten Energieversorgung dient. Ausdrücklich wird in § 21 Abs. 2 EnWG als Leitlinie für die Netzentgeltbestimmung vorgegeben, dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können müssen, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist.

Die BNetzA betont zudem abermals, dass den Regulierungsbehörden ein weites Ermessen zuzumessen sei. Hierbei versäumt die Regulierungsbehörde allerdings einzuräumen, dass das behördliche Ermessen auch Grenzen ausgesetzt ist. Das muss umso mehr gelten, als dass der Regulierungsbehörde mit dem europäischen Recht nur wenige materiell-rechtliche Vorgaben gemacht werden. Behördenhandeln, das auf der Basis weitgehend selbst gesetzter Entscheidungsmaßstäbe beruht – hier konkret der Festlegung RAMEN – und zugleich als klassische Eingriffsverwaltung weitreichende Folgen für die regulierten Unternehmen setzt, findet seine Grenzen im deutschen und europäischen Verfassungsrecht. Ruft eine behördliche Ermessensentscheidung folglich eine Grundrechtsverletzung bei den adressierten Unternehmen hervor, läge eine Ermessensüberschreitung vor. Um dies zu verhindern, wäre im Rahmen des pflichtgemäßen Ermessens zumindest eine **Folgenabschätzung** vorzunehmen (siehe dazu auch die Ausführungen in der BDEW-Stellungnahme zu dem Festlegungsentwurf RAMEN, dort unter Punkt 1).

Steht eine Ermessensüberschreitung bzw. eine Rechtsverletzung bei den regulierten Unternehmen zu befürchten, würde dies wiederum zu einer Ermessensreduzierung führen. Die BNetzA darf mithin ihr pflichtgemäßes Ermessen nicht unzulässig überschreiten.

2 Spezifische Anmerkungen zu den Entwürfen der Festlegungen

2.1 7. Aufwandsgleiche Kostenpositionen

Aufwendungen für Anlagenabgänge

In Zusammenhang mit RAMEN Gas, Tenorziffer 9 beschreibt die BNetzA weiterhin einen denkbaren methodischen Wechsel zur Berücksichtigung kalkulatorischer Verluste aus Anlagenabgängen im Gas. Die Erlösobergrenzen der laufenden Regulierungsperiode berücksichtigen schon jetzt in Teilen Anlagenabgänge, die vor oder im letzten Basisjahr angefallen sind. Im Zuge des beschriebenen Methodenwechsels im Hinblick auf die Berücksichtigung von Anlagenabgängen in der Erlösobergrenze soll zukünftig auf die jeweiligen Abgänge der Jahre der Regulierungsperiode abgestellt werden, also auf die Abgänge ab dem Jahr 2028. Der Methodenwechsel führt daher in den Erlösobergrenzen zu **„unkompensierten“ Anlagenabgänge der Jahre 2021 bis 2027.**

Daher plädiert der BDEW auch weiter zum Schließen der „Lücke“ für eine ergänzende Übergangslösung in der fünfte Regulierungsperiode. Dies müsste durch ein ergänzendes Element in der vierte Regulierungsperiode nachgeholt werden (ggf. über das Regulierungskonto) oder beispielsweise kann diese Übergangslösung darin bestehen, dass die kalkulatorischen Verluste aus Anlagenabgängen der Jahre 2021-2025 Bestandteil des jeweiligen Ausgangsniveaus sind und nicht in der EOG für die fünfte Regulierungsperiode durch OPEX₀ unter dortigem Einbezug des BVG₀-Elements eliminiert werden. Ein ähnliches Zusatzglied in den EOGs kann auch für die Anlagenabgänge der Jahre 2026 und 2027 temporär eingeführt werden. Bei der Bestimmung der kalkulatorischen Verluste aus Anlagenabgängen ab 2028 im Rahmen des Kapitalkostenabzuges ist der kalkulatorische Restwert zum 01.01. des Abgangsjahres heranzuziehen. Etwaige Verkaufs- und Verschrottungserlöse sind mindernd zu berücksichtigen.

Differenzbilanzkreis

Wie in seiner Stellungnahme zum Tenorierungsentwurf der Methodenfestlegung vom 14. März 2025 bezüglich des **Differenzbilanzkreises (DBK)** ausführlich dargelegt, kann der BDEW der Argumentation der BNetzA nicht folgen, dass es sich hierbei um Kosten handle, die sich im Zeitverzug oder durch andere Mechanismen vollständig ausgleichen würden.

Im Hinblick auf das synthetische Verfahren zum Ausgleich der Abweichung nicht leistungsgemessener Kunden von den Standardlastprofilen widersprechen wir entschieden von der grundsätzlichen Annahme keiner oder nur geringer Ergebniseffekte aufgrund von Erfahrungen und Entwicklungen am Strommarkt. Insbesondere mit dem starken Zubau von EE-Anlagen (insb. PV-Anlagen) ab 2022 ist dieser Effekt deutlich sichtbarer geworden.

Angesichts des zunehmend dynamischen und individualisierten Verbrauchsverhaltens sind Mengenprognosen und deren Abbildung in Profilen heute erheblich erschwert. Der durch die Volatilität bedingte Ergebniseffekt dürfte sich zudem unabhängig vom Marktpreisniveau weiter verstärken.

Vielmehr als die Mengen sind jedoch die Preise ursächlich für die zunehmenden Ergebniseffekte. Hintergrund ist, dass die Mengen durch die Bestandteile (Differenzenergie, Ausgleichsenergie, Mehr-Minderermengenabrechnung, energetischer Ausgleich) zwar ausgeglichen werden können, sich jedoch durch die verschiedenen jeweils anzuwendenden Preisungsmechanismen starke Ergebniseffekte einstellen. **Im Ergebnis wird dadurch eine Kilowattstunde erlös- u. aufwandsseitig unterschiedlich bepreist.**

In Zeiten höherer PV-Erzeugung und entsprechender Überschusseinspeisung ins Netz entsteht ein negatives Preisgefüge zwischen Börsen- und Mehr- und Mindermengenpreis. Der durch Angebot und Nachfrage bestimmte Börsenpreis sinkt bei höherem Angebot. In sonnenreichen

Zeiten besteht ein deutliches Überangebot. Das Delta zwischen prognostizierter Profilmenge und geringerer Abnahme (durch hohe PV-Erzeugung und entsprechenden Selbstverbrauch) muss an der Börse zu sehr niedrigen Preisen verkauft werden. Der Ausgleich zum Lieferanten erfolgt über den Mehr- und Mindermengenspreis, der keine netzbetreiberspezifische Preisfindung berücksichtigt und keinen Bezug zur Mengenverteilung der realen Differenzbilanzkreisabrechnung hat.

Hierdurch ergibt sich strukturell ein negativer Effekt für den Netzbetreiber. Der angemessene regelmäßige, vollständige (monetäre) Ausgleich erfolgt nicht.

Das Kostenrisiko ließe sich nur vermeiden, indem der Netzbetreiber perfekte Prognosen erstellt und Lastprofile anwendet, die diese Mengen exakt verteilen und für jeden SLP-Kunden gleichermaßen zutreffen. Da weder Mengen noch Lastflüsse derart fehlerfrei prognostizierbar sind, werden bei der Bewirtschaftung des Differenzbilanzkreises auch zukünftig Mengen auszugleichen sein. Auch bei jährlicher Betrachtung gleichen sich die Kosten für die Bewirtschaftung des Differenzbilanzkreises nicht aus. Insofern verbleibt eine Kostenbelastung beim Verteilernetzbetreiber. Ein Ausgleich von Kosten und Erlösen (Kostenneutralität) hat somit nicht stattgefunden.

Aus diesen Gründen spricht sich der BDEW für eine Anerkennung dieser Kostenarten aus.

2.2 10. Kalk. Gesamtkapitalverzinsung

Um uns nicht zu wiederholen, **verweisen wir weiterhin grundsätzlich auf unsere vorherige Stellungnahme.** Folgende Punkte möchten wir im Weiteren hervorheben:

Ermittlung der Pauschale für das Umlaufvermögen

Das Heranziehen der geprüften Netzkosten als Bezugsbasis für die Ermittlung des pauschalen Umlaufvermögens ist weiterhin nicht als sachgerecht anzusehen.

Einerseits sind eben gerade nicht die Netzkosten, sondern die Umsatzerlöse maßgeblich für die Volumina des Zahlungsverkehrs, die wiederum die Forderungen und Liquidität bestimmen, die im Zusammenhang mit der Abwicklung der Zahlungsströme betriebsnotwendig und effizient sind. Die Verwendung der Umsatzerlöse würde sicherstellen, dass die Anerkennung des Umlaufvermögens in direktem Verhältnis zur wirtschaftlichen Realität des Unternehmens steht und eine realistischere Verzinsungsbasis bildet. Dies wird auch nicht geschmälert durch das Gegenargument der Bundesnetzagentur, dass die Umsatzerlöse im Gegensatz zu den Netzkosten eine höhere jährliche Schwankung aufweisen, denn dies gilt auch für zahlreiche andere Bilanz- und GuV-Positionen, die im Rahmen der Kostenprüfung zu betrachten sind, in gleicher Weise. Genauso wie es für diese Positionen über die Regelungen zu Besonderheiten

des Basisjahres eine etablierte Handhabung gibt, könnten auch die Umsatzerlöse unter dieser Maßgabe betrachtet und notwendigenfalls angepasst werden.

Andererseits ist sowohl prozessual als auch inhaltlich die Heranziehung der Netzkosten in Form des (Rn. 327) „geprüften Ausgangsniveaus des Basisjahres“ mit erheblichen Unwägbarkeiten verbunden. Prozessual liegt in vielen Fällen für Verpächter und Dienstleister kein „geprüftes“ Ausgangsniveau des letzten Basisjahres vor, da sie im letzten Basisjahr oftmals noch nicht existiert haben. Inhaltlich würden, wenn auf das geprüfte Ausgangsniveau rekurriert wird, Veränderungen zwischen dem vorhergehenden und dem aktuellen Basisjahr ausgeblendet, die jedoch für die den Bedarf an Umlaufvermögen determinierenden Zahlungsströme ausschlaggebend sind. Damit werden für die 5. Regulierungsperiode von 2029 bis 2033 die Verhältnisse entweder aus dem Basisjahr 2026, möglicherweise (wenn noch kein geprüftes Ausgangsniveau für 2026 vorliegt) sogar aus dem Basisjahr 2021 zu Grunde gelegt, mithin also mit einem potenziellen Zeitverzug von bis zu 12 Jahren in die EOG eingepreist. Gerade in Zeiten der Energiewende hat sich jedoch durch die notwendige Investitionstätigkeit Struktur und Niveau vom vorherigen zum aktuellen Basisjahr deutlich verändert und unterliegt weiterhin einer hohen Dynamik. Während dies in den Umsatzerlösen unmittelbar zum Ausdruck kommt, werden solche Veränderungen in der durch die BNetzA intendierten Vorgehensweise nicht angemessen berücksichtigt. Damit werden insbesondere solche Netzbetreiber benachteiligt, die sich für die Energiewende engagieren, entsprechende Investitionen vorgenommen haben und weiter vornehmen.

Zusammenfassend lässt sich weiterhin feststellen, dass die Umsatzerlöse als Bezugsgröße für das Umlaufvermögen deutlich relevanter und praktikabler sind als die Netzkosten.

Wie bereits in früheren Stellungnahmen mehrfach ausgeführt, liegt die Pauschale von 1/24 Netzkosten deutlich unterhalb des betriebsnotwendigen Mindestniveaus.

Die Bundesnetzagentur führt aus, dass wettbewerbliche Unternehmen im Gegensatz zu regulierten Unternehmen einen hohen Anreiz hätten, das vorgehaltene Umlaufvermögen zu minimieren. Insofern sei davon auszugehen, dass in wettbewerblichen Unternehmen das vorgehaltene Umlaufvermögen betriebsnotwendig und effizient sei. Es sind jedoch keine nachvollziehbaren Gründe erkennbar, warum dies für Netzbetreiber nicht ebenso gelten sollte. Ausgehend von der über mehrere Regulierungsperioden etablierten Prüfpraxis der BNetzA konnte und kann kein Netzbetreiber davon ausgehen, überhöhtes Umlaufvermögen verzinst zu bekommen. Damit gab und gibt es bei den Netzbetreibern hinsichtlich des Umlaufvermögensbestands keine anderen Anreize als bei wettbewerblichen Unternehmen. Trotzdem zeigt sich, dass die tatsächlichen Bestände an Umlaufvermögen bei den Netzbetreibern die Kappungsgrenzen der Vergangenheit oftmals deutlich übersteigen, so dass davon auszugehen ist, dass

niedrigere Bestände nicht realisierbar sind, ohne die Liquidität des Netzbetreibers zu gefährden.

Die intendierte 1/24 Pauschale geht implizit von einer 2-wöchigen Zahlungsfrist für offene Forderungen aus und zieht daraus Rückschlüsse auf den idealtypischen Forderungsbestand. Ein solcher idealtypischer Bestand ist jedoch in der Realität niemals gegeben und kann durch die Netzbetreiber auch bei maximal effektivem Forderungsmanagement nicht erreicht werden. Zudem wirken sich eine Reihe von Faktoren erhöhend auf den Bedarf an Liquidität aus, denen mit der 1/24 Regelung nicht hinreichend Rechnung getragen wird. Wenn beispielsweise, wie dies aktuell branchenweit der Fall ist, ein Netzbetreiber in den Ausbau oder die Modernisierung seines Netzes investiert, kann dies zu einem Anstieg des Bedarfs an Umlaufvermögen führen. Die Finanzierung von Investitionsprojekten erfordert oft zusätzliche Liquidität, um den laufenden Betrieb nicht zu gefährden. Damit wird offensichtlich, dass beim angedachten Vorgehen ein Teil des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens systematisch unverzinst bleibt.

Forderungen sind aber grundsätzlich betriebsnotwendig, da sie auf zukünftige Liquiditätszuflüsse ausgerichtet sind, also auf einen Zahlungsmittelzufluss zu einem nach dem Berichtsjahr liegenden Zeitpunkt. Dabei stellen sie Gegenleistungen für bereits erbrachte Leistungen bzw. erlittene Vermögensminderungen dar. Dies entspricht auch dem Kostenerstattungsprinzip des §21 EnWG. Forderungen können zudem nur dann bilanziert werden, wenn die Leistung bereits erbracht oder die Vermögensminderung bereits erfolgt ist und eine entsprechende Rechnung gestellt wurde. Würde der Netzbetreiber hiervon ausgehend nun auf die zukünftigen Zuflüsse der durch die Forderungen repräsentierten Zahlungsmittelzuflüsse verzichten, so wäre die Lebensfähigkeit des Netzbetriebs insgesamt in Frage gestellt, da es durch die fehlende Kompensation von Vermögensminderungen dauerhaft zu sich kumulierenden Abschmelzungen des Vermögens des Netzbetreibers kommen würde.

Um dem Gedanken der Prozessvereinfachung Rechnung zu tragen, wäre hilfsweise auch eine Pauschale denkbar, die jedoch mindestens 1/12 der Umsatzerlöse betragen müsste.

Die Regelung gem. **Tz. 10 S. 8 StromNEF**, nach der eine Minderung der zur Ermittlung des pauschalen Umlaufvermögens herangezogenen Bezugsbasis Netzkosten um die Anteile der Verpächter und der Dienstleister erfolgen soll, führt zu sachlich falschen Ergebnissen beim Netzbetreiber. Der Liquiditätsbedarf des Netzbetreibers wird nicht dadurch gemindert, dass er Teile der durch ihn bewirtschafteten Assets pachtet oder Aufgaben in Form von Dienstleistungen durchführen lässt. Die EOG bleibt hiervon im Grundsatz unberührt, so dass auch die von der BNetzA selbst angeführte, zentrale Begründung für die Betriebsnotwendigkeit von Forderungen, nämlich die Zahlungsströme im Zusammenhang mit den Netznutzungsentgelten nicht tangiert sind.

Auswirkungen aus Sicht von Pacht-/Dienstleistungsmodellen

Das Pachtmodell wird für die Netzbetreiber systematisch schlechter gestellt, wenn ein Abzug der Netzkosten der Verpächter aus der Bezugsbasis erfolgt. Dies widerspricht auch einem, an andere Stelle (z.B. **Tz.5 S.2**), geäußerten Grundsatz der BNetzA, dass bei der Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter Kosten in der Höhe Berücksichtigung finden sollen, wie sie anfielen, wenn der Netzbetreiber selber Eigentümer der Anlagen wäre. Wird jedoch die Bemessungsgrundlage beim Netzbetreiber im Pachtmodell reduziert, was unterstellt, dass dem Verpächter zusätzlicher Liquiditätsbedarf zugestanden wird, so erhält dieser im Pachtmodell geringere Erlöse, als wenn er selbst Eigentümer wäre. Diese Ungleichbehandlung wird auch nicht dadurch aufgehoben, dass entsprechende Pauschalen für Umlaufvermögen bei den Verpächtern berücksichtigt werden, denn auf den Verpächter entfallende Anteile der EOG werden diesen i.d.R. in gleicher Höhe über die Pacht vergütet und sind somit nicht ergebniswirksam beim Netzbetreiber.

Darüber hinaus widerspricht die vorgesehene Regelung dem Grundgedanken des NEST-Prozesses, eine Vereinfachung der Regulierung zu erreichen. Durch eine solche Vorgehensweise würden komplexe Querbezüge zwischen den einzelnen im Kostenantrag abgebildeten Marktrollen entstehen. Die Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsung wäre damit hinsichtlich des Aspekts des Umlaufvermögens weitaus komplexer als bisher. So könnte die Verzinsungsbasis eines Netzbetreibers erst dann festgestellt und Teil der zu ermittelnden und beantragenden Verzinsung werden, wenn dies bereits abschließend für alle Verpächter und Dienstleister erfolgt ist. Dies liegt in vielen Fällen, z.B. bei Fremdachtgebieten, jedoch gar nicht in der Hand des Netzbetreibers, der hier auf externe Zuarbeit angewiesen ist, auf die er nur begrenzt Einfluss nehmen kann. Auch ist vollkommen unklar, welche inhaltliche Begründung für Querbezüge zwischen dem Umlaufvermögen des Netzbetreibers auf der einen und dem der Verpächter und Dienstleister auf der anderen Seite bestehen sollen. So wird beispielhaft der Bedarf an Umlaufvermögen beim Netzbetreiber nicht dadurch geringer, dass ein Verpächter infolge von Investitionen höhere Netzkosten hat. Eher ist das Gegenteil der Fall, weil der Netzbetreiber höhere Netznutzungsentgelte abrechnen muss. Bereits an diesem vereinfachten Beispiel wird ersichtlich, dass das angedachte Vorgehen zu inhaltlich vollkommen widersinnigen Ergebnissen führen kann.

Eine Kürzung der Bezugsbasis für das Umlaufvermögen ist daher nicht vorzunehmen und **Tz. 10 S. 8** ersatzlos zu streichen. Hilfsweise könnte auch die bisherige Regulierungspraxis beibehalten werden, nach der Verpächter i.d.R. kein pauschales Umlaufvermögen anerkannt bekommen, so dass beim Netzbetreiber der ungekürzte Wert wirksam wird.

Regulatorische Verzinsungsbasis

Auf den Umstellungsnachteil durch den „Netto-RAB-Ansatz“ haben wir bereits in der vorangegangenen [Stellungnahme](#) umfangreich hingewiesen und dies durch ein Rechenbeispiel belegt. Diese Ausführungen möchten wir an dieser Stelle nicht wiederholen, aber explizit darauf verweisen.

Wie dieser, auch von der BNetzA erkannte und keinesfalls „*vermeintliche*“ (**Rn. 129**), Schlechterstellung zumindest ein Stück weit entgegengewirkt werden kann, führen wir in der folgenden Stellungnahme zum Zinsbonus aus.

In Bezug auf die Verzinsung von Anlagen im Bau liegt aus Sicht des BDEW eine höchstrichterliche Rechtsprechung vor, die die Verzinsung von Anlagen im Bau mit zum Gegenstand hatte. Im entsprechenden Urteil heißt es: *„Wie auch die Betroffene nicht in Zweifel gezogen hat, kann es im Anschaffungsjahr allerdings dazu kommen, dass zumindest ein Teil der in Rede stehenden Kosten mehrfach berücksichtigt wird. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn ein Teil der Kosten schon im vorangegangenen Jahr für Anlagen im Bau aktiviert wurde [...]“*

Es liegt keine Begründung der BNetzA vor, aus welchen Gründen die mit Bezug zur StromNEV und GasNEV erfolgte Rechtsprechung zukünftig, nach Auslaufen der Verordnungen, nicht mehr relevant sein sollte. Die Regelungsinhalte und sachlichen Gründe, welche dem BGH-Urteil zugrunde lagen, sind aus Sicht des BDEW auch für die StromNEF und GasNEF unverändert relevant.

2.3 11. Zinsbonus (BKZ/IZ)

2.3.1 Strom

Der BDEW begrüßt die beabsichtigte Einführung eines Zinsbonus dem Grunde nach. Er wird vom BDEW als notwendiges Korrektiv für die vorgesehene Regelung zur Bestimmung der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung auf Basis der „Netto-RAB“ erachtet. Die zukünftige Methode zur Bestimmung der regulatorischen Verzinsungsbasis entwertet vorhandenes Vermögen und beschädigt dadurch das Vertrauen in die Regulierung. Sie schwächt zudem die Innenfinanzierungskraft der Netzbetreiber. Die BNetzA setzt damit einen Anreiz, die Vereinnahmung zukünftiger Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse sehr kritisch zu prüfen und im Zweifel sogar zu vermeiden.¹ Dem kann ein angemessen ausgeprägter Zinsbonus entgegenwirken.

¹ Genau diese Überlegungen würde auch ein wettbewerbliches Unternehmen anstellen, hätte es die Möglichkeit, Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse zu vereinnahmen oder eben auch nicht.

Das Ziel des Zinsbonus ist gemäß der BNetzA, dass die Gesamtheit der Netznutzer von einem solchen Zinsbonus profitiert. Dies wäre dann der Fall, wenn der Zinsbonus dazu führt, dass der Netzausbau schneller erfolgt, als es der Fall wäre, gebe es keinen Zinsbonus. Die vermiedenen „Netzkosten der Langsamkeit“ müssen dabei das monetäre Volumen der Zinsboni übersteigen. Es gilt also, den Anreiz des Zinsbonus so auszugestalten, dass er sich signifikant auf den Netzausbau- und -anschluss auswirkt. Die entsprechenden Stellschrauben hierfür sind: Beginn der Wirkung, Dauer der Wirkung, Umfang der qualifizierten Zuschüsse und Höhe der Bonusquote.

Die BNetzA beabsichtigt, den **Zinsbonus erst ab dem Jahr 2029** wirken zu lassen. Eine Begründung liefert sie im vorliegenden Festlegungsentwurf zur StromNEF nicht. Aus Sicht des BDEW spricht vieles für und nichts gegen die Einführung eines Zinsbonus bereits in der laufenden vierten Regulierungsperiode, z.B. ab 2026. In vielen Netzgebieten wird es bereits heute immer wichtiger, neue Kapazitätsbegehren in Richtung Sparsamkeit beim Anschlusspetenten zu lenken. Hier können vermehrte Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge helfen. Das Hinauszögern des Zinsbonus ist umso unverständlicher, käme es tatsächlich zum von der BNetzA postulierten Nutzen, nach welchem die Gesamtheit der Netznutzer von dem Zinsbonus profitiert.

Die BNetzA betrachtet es als nicht zielführend, den Zinsbonus monetär über mehr als fünf Jahre hinaus zu strecken. Sie begründet dies nicht. Eine **willkürliche Begrenzung auf jeweils fünf Jahre** beginnend im Jahr der Vereinnahmung ist mit Blick auf das Einwerben von Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen nicht hilfreich. Der Zinsbonus sollte aus Sicht des BDEW konsistent über die kalkulatorische Auflösungsdauer der Zuschüsse angewandt werden. Alternativ müsste er im Fall einer zeitlichen Begrenzung auf jeweils fünf Jahre deutlich werthaltiger ausgeprägt werden, um den beabsichtigten Anreiz für die Netzbetreiber zu schaffen.

Der Festlegungsentwurf sieht **lediglich Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse als für den Zinsbonus qualifizierte Zuschüsse** an. Netzanschlusskostenbeiträge dagegen bedürfen aus Sicht der BNetzA keiner Anreize, da sie ohnehin verpflichtend zu vereinnahmen wären.² Ein solcher Ansatz führt dazu, dass das Niveau an qualifizierten Zuschüssen sehr gering sein wird. Ein pragmatischer Ansatz die intendierte Anreizwirkung zum Einwerben von Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen zu verstärken, liegt darin, die Netzanschlusskostenbeiträge rechnerisch in das Volumen der qualifizierten Zuschüsse zu integrieren. Dies ließe sich

² Gemäß § 9 Abs. 1 der Niederspannungsanschlussverordnung sind Netzbetreiber berechtigt, nicht verpflichtet, Netzanschlusskostenbeiträge zu vereinnahmen.

rechtfertigen, weil auch Netzanschlusskostenbeiträge Kapazitätsnachfragen von Anschlusspatienten lenken; sie vermeiden somit ebenso Netzkosten, die ohne Anschlusskostenbeiträge für dann überdimensionierte Anschlussbegehren anfallen würden. Netzanschlusskostenbeiträge verstärken in der neuen Methode zur Ermittlung der regulatorischen Verzinsungsbasis im Ausgangsniveau nicht nur den Anreiz, zukünftig mögliche Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse zu vermeiden, sie sind auch in ihrer grundsätzlichen Funktion mit Baukostenzuschüssen vergleichbar und unterliegen auch einer Ausgestaltung durch den Netzbetreiber.

Im Vergleich zum Sachstand mit Tenor und Erwägungen vom Januar 2025 sieht der Festlegungsentwurf zur StromNEF nunmehr vor, Investitionszuschüsse, welche aktivisch abgesetzt werden, aus der Gruppe der qualifizierten Zuschüsse auszuklammern. Ein solcher Ansatz ist für den BDEW sachlich nicht nachvollziehbar und wird von der BNetzA auch nicht begründet. Die Qualifizierung eines Investitionszuschusses für einen Zinsbonus sollte unabhängig von der Art und Weise, wie er beim Netzbetreiber bilanziell behandelt wird, sein.

Die BNetzA beabsichtigt **die Bonusquote mit 25 Prozent** anzusetzen. Der monetäre Vorteil, den die Netzbetreiber erhalten, soll die zusätzlichen Kosten, die durch einen in Folge der Nichtvereinbarung erhöhten Netzausbaubedarf entstehen, nicht übersteigen. Der Anreizeffekt sei aus Sicht der BNetzA bei der erstmaligen Anwendung nicht abzuschätzen und deshalb auf 25 % zu limitieren. Eine methodische Herleitung für diesen Wert wird nicht vorgenommen. Die Netzbetreiber haben eine solche Einschätzung vorgenommen und kommen zu dem Ergebnis, dass ein effektiver Anreiz zum Einwerben von Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen dadurch nicht gegeben wird. Der BDEW spricht sich deshalb für eine Bonusquote in Höhe von 40 Prozent aus. Diese Quote lehnt sich an die Eigenkapitalquote des künftigen WACC-Ansatzes an.

Der Zinsbonus soll gemäß BNetzA das Einwerben von Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen durch die adressierten Netzbetreiber anreizen. Das wird mit dem Zinsbonus, so wie er vorgesehen ist, nicht gelingen. Blicke es bei einem unzureichend ausgestaltetem Zinsbonus, wird der wirtschaftlich handelnde Netzbetreiber zwischen Baukostenzuschuss und Fremdfinanzierung abwägen und sich bei gegebenen Fremdfinanzierungsmöglichkeiten für die Aufnahme von zusätzlichem Fremdkapital entscheiden. Die Variante des Baukostenzuschusses wäre für ihn mit zu hohen Opportunitätskosten in Form verminderter Eigenkapitalverzinsung verbunden. Damit würde das übergeordnete Ziel der dämpfenden Lenkungswirkung von Baukostenzuschüssen auf die Netzkosten nicht erreicht werden.

2.3.2 Gas

Es kann weiterhin nicht nachvollzogen werden, warum der Zinsbonus bei Elektrizitätsverteilungsnetzbetreibern die verstärkte Vereinnahmung von Zuschüssen anreizen soll, jedoch diese Regelung nicht für Gasnetzbetreiber vorgesehen ist.

*Im Gegenteil, die vorgetragenen Argumente, die grundsätzlich für die Einführung eines Zinsbonus sprechen (Anreizen einer Lenkungswirkung und Netzkostensenkung), sind vollständig analog auch auf Gasnetze übertragbar. Auch in den Gasnetzen ist ein relevanter Zuschussbestand weiterhin vorhanden und grundsätzlich wird ebenso von einer weiterlaufenden Vereinnahmung von Zuschüssen ausgegangen. Der BDEW spricht sich deshalb weiterhin dafür aus, den **Zinsbonus auch für Gasnetzbetreiber einzuführen.***

2.4 12. Kalk. Gewerbesteuer

Beim Umgang mit der Gewerbesteuer bekräftigen wir nochmals unsere Position einer **sachgerechten und harmonisierten Kalkulation der beiden Ertragsteuern (Körperschaftsteuer und Gewerbesteuer)**! Dazu verweisen wir auf die Ausführungen und insbesondere das **betriebswirtschaftlich korrekte Rechenbeispiel** in unsere Stellungnahme zum Eckpunktepapier.

Diese Korrekturchance darf nicht verpasst werden, denn die von uns vorgeschlagene Harmonisierung zahlt genau auf die von der BNetzA selbst ausgerufenen Ziele mit der Einführung des WACC-Modells ein, welche wir hier nochmal exemplarisch hervorheben wollen:

- › Vereinfachung und Pauschalierung des Regulierungssystems
- › Höhere Transparenz u.a. für Investoren sowie Angleichung an das Vorgehen anderer europäischer Regulierungsbehörden und internationale Standards.

Zudem muss durch eine korrekte und konsistente Netzkostenkalkulation sichergestellt werden, dass die zugestandene kalkulatorische EK-Verzinsung nach Steuern ceteris paribus auch erwirtschaftet werden kann.

Der BDEW hat im Rahmen der bisherigen Stellungnahmen (u.a. zuletzt in der vom 14.03.2025 sowie der vom 30.08.2024) und auch im Rahmen der Expertenaustausche zur Kapitalverzinsung (u.a. am 21.10.2024 in Bonn) einen pragmatischen Vorschlag zur harmonisierten und pauschalierten Abbildung der Körperschaftsteuer und Gewerbesteuer über einen integrierten Ertragssteuersatz mit korrekter „Im-Hundert“-Abbildung im EK-Zinssatz vorgelegt.

Wir möchten an dieser Stelle daher auf unsere bisherigen Ausführungen verweisen und nochmals unterstreichen, dass der bisherige „Vom-Hundert“-Ansatz die in sich geschlossene kalkulatorische Systematik mit der steuerlichen Systematik vermengt. Außerdem wäre bei Beibehaltung des im aktuellen Entwurf der NEF weiterhin angelegten „Vom-Hundert“-Ansatzes in

der Netzkostenkalkulation weiterhin eine systematische Lücke angelegt, die dazu führt, dass die mithilfe des CAPM nach Ertragsteuern ermittelte EK-Verzinsung ceteris paribus tatsächlich im Jahresüberschuss nach Steuern nicht erwirtschaftet werden kann.

Auch ein möglicher Verweis auf die höchstrichterliche Bestätigung dieser bisherigen Regulierungspraxis in vergangenen Regulierungsperioden kann unseres Erachtens nicht überzeugen, hat die BNetzA doch gerade jetzt die einmalige Chance, die Netzkostenkalkulation methodisch korrekt für die Zukunft aufzusetzen und sicherzustellen, dass die zugestandene EK-Verzinsung grundsätzlich auch erwirtschaftet werden kann.

Die Bestimmung der kalkulatorischen Körperschaftsteuer als separate Kostenposition ist einfach umsetzbar, indem der bisher in der EK-Zinsermittlungsformel erfasste Steuerfaktor auf die Eigenkapitalverzinsung angewendet wird.

Vor dem Hintergrund dieser Ziele ist es nicht nachvollziehbar, dass die BNetzA an einer Festlegung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes „zwischen den Steuern“ (vor Körperschaftsteuer nach Gewerbesteuer) festhält, die in der internationalen Regulierungspraxis so nicht anzutreffen ist (im aktuellen CEER-Report weist kein Land den EK-Zins bzw. WACC auf diese Weise aus). Dies führt regelmäßig zu Intransparenz, Missverständnissen und umfangreichen Erläuterungsbedarf, da die Festlegung „zwischen den Steuern“ von der Perspektive von Investoren und Kapitalgebern abweicht.

Die Bewertungsperspektive von Investoren und Kapitalgebern basiert auf dem Grundprinzip, dass ausschließlich die relevanten, künftig realisierbaren Zahlungsüberschüsse den Wert einer Investitionsalternative determinieren. Maßgeblich ist dabei der Nettzahlungsüberschuss nach Abzug sämtlicher Kosten, d.h. auch nach allen relevanten Ertragssteuern. **Da Investoren nur jene Mittel bewerten, die ihnen nach Abzug der steuerlichen Belastungen tatsächlich zufließen, muss auch ihre Renditeforderung konsistent auf Nachsteuerbasis formuliert sein.** Nur durch eine konsequente Nachsteuerbetrachtung lässt sich eine ökonomisch sinnvolle Investitionsentscheidung ableiten. Folglich ist die Nachsteuerrendite die einzig entscheidende Bezugsgröße, um zu beurteilen, ob eine Investition den Erwartungen des Kapitalgebers genügt.

Bem kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz den die BNetzA (berechtigterweise) anhand Capital Asset Pricing Model (CAPM) ermittelt³, „handelt es sich um einen Zinssatz nach Steuern“⁴ wie die BNetzA selbst richtigerweise schreibt.

$$WACC = \text{Zinssatz}_{EK} * s * \text{Quote}_{EK} + \text{Zinssatz}_{FK\text{Bestand}} * \text{Quote}_{FK}$$

Der von der BNetzA in **Rn. 346** beabsichtigte „Gleichlauf mit den internationalen Kapitalmärkten“ wird somit gerade eben nicht gewährleistet, wenn ein Zinssatz „Zwischen den Steuern“ festgelegt wird. Dafür ist ein konsequenter Ausweis nach (allen) Ertragssteuern erforderlich, zu denen wie die BNetzA selbst ausführt „generell die Gewerbesteuer und die Körperschaftsteuer unter Berücksichtigung eines etwaigen Solidaritätszuschlags“ gehören. Eine Ungleichbehandlung der beiden, für den Investor gleichsam wirkenden Steuern ist damit nicht sachgerecht, vor allem im Lichte der o.g. von der BNetzA mit dem WACC-Modell verfolgten Zielsetzung.

Noch komplexer und intransparenter wird es, weil die BNetzA die regulatorische Verzinsung zukünftig als gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz festlegt (WACC-Formel s.o.). Grundsätzlich stellt dies eine Annäherung an die internationale Regulierungspraxis und damit höhere Transparenz dar. Bei einem EK-Zinssatz „zwischen den Steuern“ müsse in einem WACC auch der FK-Zinssatz um den entsprechenden „Zwischen-Steuersatz“ modifiziert werden, was im Ergebnis zu einem international nicht vergleichbaren WACC führt. Wie oben beschrieben wird in der Bewertungspraxis ein WACC nach (allen) Steuern herangezogen.

Um den Eigenkapitalzinssatz gem. der Investorenperspektive nach Steuern festzulegen, den Fremdkapitalzinssatz analog der am Markt beobachtbaren Finanzierungskonditionen unverändert zu belassen, also nicht um Steuern anzupassen, wird in einigen Regulierungssystemen (z.B. in Großbritannien) ein sogenannter „Vanilla WACC“ festgelegt, d.h. mit einem EK-Zinssatz nach (allen) Steuern und einem FK-Zinssatz vor (allen) Steuern.

2.5 Anlage 1 – kalk. Nutzungsdauern Strom

Der BDEW begrüßt die geplante Aktualisierung der kalkulatorischen Nutzungsdauern in der StromNEF Anlage 1.

Die angepassten Nutzungsdauern sind aus Sicht des BDEWs angemessen und spiegeln die Ergebnisse eines zielführenden Konsultationsprozesses wider. Die Abschaffung von

³ Festlegung von Methoden für die Ermittlung eines pauschalierten Kapitalvergütungssatzes (Entwurf), S. 25

⁴ Festlegung von Methoden für die Ermittlung eines pauschalierten Kapitalvergütungssatzes (Entwurf), S. 33

Nutzungsdauerspannen in der StromNEF sowie die Angleichung der Nutzungsdauern für die Anlagengruppen Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen, sonstige Bauten und Werkzeuge/Geräte in der GasNEF ist sachgerecht und erfüllt aus Sicht des BDEWs den Vereinfachungsanspruch.

Es verbleiben jedoch folgende Anmerkungen hinsichtlich des **Umsetzungszeitpunktes** sowie **der Anlagengruppe** Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger (III.2.5 StromNEF bzw. III.2.6 StromNEV).

Umsetzungszeitpunkt

Der vorliegende Entwurf zur Festlegung der StromNEF sieht vor, dass die aktualisierten Nutzungsdauern erst ab dem 01.01.2029 Anwendung finden. Die Beschlusskammer sieht von einer abweichenden Regelung in Bezug auf eine frühere Nutzung der Anpassungen der Anlage 1 ab, da aus ihrer Sicht die entsprechende Dringlichkeit hierfür nicht nachgewiesen wurde. Der BDEW sieht aufgrund des aktuellen sowie des zukünftig steigenden Einsatzes von entsprechenden digitalen Anlagen eine **vorzeitige Einführung der neuen Nutzungsdauern** für zwingend erforderlich. Hierzu verweisen wir insbesondere auf folgende Sachverhalte, die der Beschlusskammer auch aus der Vergangenheit bekannt sein müssten.

- › Erste Diskussionen sowohl mit dem damals zuständigen Bundesministerium als auch Vertretern der BNetzA zur Problematik, der nicht sachgerechten Nutzungsdauern insbesondere für die digitale Sekundärtechnik fanden, fanden bereits in den Jahren 2017/2018 statt.
- › Die für die weitere Digitalisierung des Verteilnetzes zur Umsetzung dynamischer Netzführung notwendige Technik muss in den kommenden Jahren in großem Umfang in die Netze integriert werden um die Anforderungen der Festlegungen nach §14a EnWG und dynamische Netz- bzw. Verbrauchersignale erfüllen zu können.

Aus Sicht des BDEWs gibt es verschiedene, angemessene Zeitpunkte, die die Anwendung der neuen Nutzungsdauern praktikabel rechtfertigen würden. Eine Verzögerung der Umstellung bis zum 01.01.2029 ist aus wirtschaftlicher Sicht nicht sachgerecht, da die bereits heute eingesetzte Steuerungstechnik die Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 StromNEV nicht mehr erreichen.

- › Eine Berücksichtigung der neuen Nutzungsdauern sollte bereits rückwirkend für das Jahr 2024 eingeräumt werden. Die Prüfung der Investitionen erfolgt regelmäßig über den Plan-Ist-Abgleich im Regulierungskonto. Für das Regulierungskonto 2024 besteht daher die Möglichkeit in der Beantragung zum 31.12.2025 die entsprechenden

Zuordnungen zu treffen. Mit der rückwirkenden Einführung würden neue digitale Investitionen zeitlich sachgerecht berücksichtigt werden.

- › Die neuen Anlagengruppen und Nutzungsdauern könnten bereits ab dem 01.01.2026 für die Ermittlung des Ausgangsniveaus der zukünftigen Regulierungsperiode genutzt werden. d. Somit könnte eine konsistente Anwendung der neuen Anlagengruppen und Nutzungsdauern für die 5. Regulierungsperiode auf Basis der Festlegungen RAMEN und StromNEF sichergestellt werden.
- › Die neuen Anlagengruppen und Nutzungsdauer sollten jedoch spätestens zum 01.01.2027 zur Anwendung kommen, da ab diesem Zeitpunkt neue Investitionen im Kapitalkostenaufschlag für die 5. Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Bei nicht Anwendung wären im Kapitalkostenaufschlag für die 5. Regulierungsperiode in unterschiedlichen Jahresscheiben unterschiedliche Nutzungsdauern für die gleiche Anlagen- gruppe vorhanden. Dies würde den Vereinfachungsgedanken und ein konsistentes Vor- gehen bei der Ermittlung des Kapitalkostenaufschlages nicht gerecht werden.

2.6 Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger

Die seitens der Bundesnetzagentur aktuell weiterhin berücksichtigte kalkulatorischen Nut- zungsdauer in Höhe von 20 Jahren sehen wir weiterhin kritisch und als nicht sachgerecht an.

In einem sich nicht ändernden Anwendungsgebiet wäre die angestrebte kalkulatorische Nut- zungsdauer in Höhe von 20 Jahren grundsätzlich in Ordnung. Jedoch ergeben sich im Rahmen des vorgeschriebenen Smart-Meter-Rollouts bis zum Jahr 2032 bereits jetzt kalk. Buchverluste für die im Zwischenzeitraum verbauten alten Zählersysteme.

Eine Beibehaltung des jetzigen Systems, hätte zur Folge, dass ein altes Zählersystem, welches z. B. im Jahr 2029 verbaut werden würde, bereits nach ca. vier Jahren (2032) wieder zurückge- baut werden müsste. Der Netzbetreiber hat in dieser Zeit nur ca. 20 % der Investition wieder- verdient. Eine vollständige Refinanzierung ist aus Sicht des BDEWs nicht vollkommen sicherge- stellt.

Zur vollständigen zeitnahen Amortisation der konventionellen Zähltechnik sollte eine Verkür- zung der kalkulatorischen Nutzungsdauern für kommende Investitionen und für das Bestands- vermögen in Anlehnung an KANU bis zum 31.12.2031 möglich sein.

Die Beschlusskammer sieht für entsprechende Anpassungen keine Notwendigkeit, da die Be- rücksichtigung vorzeitiger Anlagenabgänge im Ausgangsniveau entsprechend Tenorziffer 7 er- folgt. Eine sachgerechtere und damit auch zeitnähere Refinanzierung würde sich jedoch auf Grundlage der Verkürzung der Nutzungsdauer ergeben, die gleichzeitig hohe

Sonderabschreibungen, die insbesondere in den Jahren 2031/2032 drohen zu verstetigen. Darüber hinaus würde dieses Vorgehen die Prüfung im Ausgangsniveau sowie das gemäß Tenorziffer 7 notwendige Vorgehen zur Ermittlung von Besonderheiten des Geschäftsjahres deutlich vereinfachen.

2.6 Anlage 1 – kalk. Nutzungsdauern Gas

Da eine vermehrte Anwendung von Abschreibungs- und Nutzungsdauern nach KANU 2.0 im Erdgasbereich zu erwarten ist, bestehen derzeit aus Sicht des BDEW keine weiteren Anpassungserfordernisse.