

Berlin, 30. August 2024

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

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

Bestimmung des Ausgangsniveaus Strom und Gas

BNetzA-Eckpunktepapier „Methodikfestlegung Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF) vom 19. Juli 2024

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

Anmerkungen zum BNetzA-Eckpunktepapier	3
1 Einleitung	3
2 Regelungsbereich der Festlegungen	4
3 Grundsätze zur Bestimmung des Ausgangsniveaus	5
4 Kostenartenrechnung	5
4.1 Grundsätze der Kostenermittlung	5
4.2 Kosten von Verpächtern und Dienstleistern	5
4.3 Aufwandsgleiche Kostenpositionen.....	7
4.4 Kapitalerhaltungskonzeption	8
4.5 Kalkulatorische Abschreibungen.....	10
4.5.1 Neue Anlagengruppen (Strom)	11
4.5.2 Nutzungsdauern (Strom)	15
4.6 Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens	16
4.6.1 Sachanlagevermögen.....	16
4.6.2 Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen.....	16
4.6.3 Immaterielles Vermögen	16
4.6.4 Umlaufvermögen	17
4.7 Kalkulatorische Kapitalverzinsung	19
4.7.1 WACC Allgemein.....	21
4.7.2 Abzug von Zuschüssen	22
4.8 Gewerbesteuer.....	26
4.9 Kostenmindernde Erlöse und Erträge.....	33

Anmerkungen zum BNetzA-Eckpunktepapier

1 Einleitung

Im Rahmen der Weiterentwicklung der Anreizregulierung hat die Große Beschlusskammer Energie der BNetzA am 19. Juli 2024 zwei Verfahren zur Festlegung einer Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Elektrizitäts- (StromNEF) und Gasverteilternetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (GasNEF) eröffnet und hierzu ein Eckpunktepapier zur Konsultation gestellt.

Die Eckpunkte konkretisieren und erweitern die Überlegungen zur zukünftigen Methodik der Ermittlung des Ausgangsniveaus aus dem BNetzA-Eckpunktepapier „NEST“ vom 18. Januar 2024. Laut BNetzA spiegeln die aktuell konsultierten Eckpunkte den derzeitigen Meinungsstand der Behörde wider und sind als Zwischenfazit des bisherigen Konsultationsprozesses zu verstehen. Dem Eckpunktepapier waren Expertenaustausche zu verschiedenen Einzelthemen vorausgegangen, die die Ermittlung des Ausgangsniveaus betreffen.

Der BDEW begrüßt ausdrücklich den strukturierten Konsultationsprozess mit Eckpunktepapieren und vertiefenden Branchendialogen. Nur durch offenen fachlichen Austausch können Erkenntnisprozesse zu neuen Herausforderungen der regulierten Netzwirtschaft angestoßen und effektive Lösungen für die Weiterentwicklung der Anreizregulierung gefunden werden.

Umso bedauerlicher ist es, dass die aktuellen BNetzA-Eckpunkte zur Ermittlung des Ausgangsniveaus die vorgetragenen Bedenken und Vorschläge der Branche nicht ausreichend berücksichtigen. Der BDEW weist darauf hin, dass bei Netzbetreibern, deren Gesellschaftern und Kapitalgebern sowie potenziellen Investoren bezüglich der BNetzA-Vorschläge derzeit eine hohe Verunsicherung hinsichtlich der wirtschaftlichen Auswirkungen und der regulatorischen Risiken zu verzeichnen ist.

Der BDEW unterstützt grundsätzlich die Idee einer Vereinfachung des Regulierungsrahmens und einer nach dem Stand der Wissenschaft hergeleiteten Ausgestaltung der Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Strom- und Gasnetzbetreiber, weist jedoch ausdrücklich darauf hin, dass die gewählte Methodik entsprechend der im EnWG verankerten Grundsätze zu sachgerechten und wettbewerbsfähigen Konditionen des Netzbetriebs sowie Aus- und Umbaus führen soll.

In dem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass sich der Stand der Wissenschaft nicht aus der bisher verwendeten Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus nach ARegV, StromNEV und GasNEV herleitet, sondern nach anerkannten Prinzipien der Wissenschafts- und internationalen Regulierungspraxis. Hier stellt Methodenpluralismus einen unabdingbaren Grundsatz dar, um zu objektivierbaren Ergebnissen zu führen.

Angesichts der drastischen und anhaltenden Veränderungen der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ist die Schaffung verlässlicher und wirtschaftlich leistungsfähiger regulatorischer Rahmenbedingungen durch die Bundesnetzagentur von entscheidender Wichtigkeit.

2 Regelungsbereich der Festlegungen

Der BDEW gibt folgende Anmerkungen zum Regelungsbereich der Festlegungen zu bedenken:

Eigenkapitalzinssatz

Auch wenn die Methodik zur Ermittlung des zukünftigen Zinssatzes für Eigenkapital nicht explizit Gegenstand des vorliegenden Eckpunktepapiers der BNetzA ist, bedauert der BDEW sehr, dass die von der BNetzA im Workshop zum WACC am 08. Juli 2024 getroffene Positionierung, im Rahmen des CAPM zukünftig auf eine abgestimmte und damit konsistente Bestimmung des risikolosen Basiszinssatzes und des risikolosen Basiszinssatzes als Abzugsterm in der Marktrisikoprämie zu achten, nicht aufgegriffen wird. Eine konsistente Ausgestaltung des CAPM-Modells würde einem Teil der Verunsicherung bei Netzbetreibern und Investoren entgegenwirken. Die Verunsicherung ist durch den NEST-Prozess, insbesondere im Hinblick auf die Gewerbesteuer, die Behandlung der BKZ sowie die Diskussion zur künftigen Bestimmung der Eigenkapitalquote, neu entstanden. Vor allem jedoch wurde sie durch die ausgebliebene Neufestlegung der Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen verursacht, obwohl diese in der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze 2021 zugesagt worden war.

Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

Im Kapitel 2 zum Regelungsbereich klammert das vorliegende Eckpunktepapier das Thema der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten aus. Der BDEW bedauert sehr, dass zu dieser sehr wichtigen Frage nach dem Eckpunktepapier vom 18. Januar 2024 und den Stellungnahmen dazu keine weiteren Diskussionen erfolgt sind. Aus Sicht des BDEW gehört die Kategorisierung von Kosten in dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten oder nicht dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten untrennbar zur Frage des Ausgangsniveaus dazu.

Volatile Kosten

Vorstehende Hinweise zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gelten analog auch bezüglich der volatilen Kosten. Für Verteilnetzbetreiber und (potenzielle) Kapitalgeber ist es wichtig, dass Veränderungen bei der Beschaffung von Energie zur Deckung von Netzverlusten weiterhin volatil reguliert werden. Ansonsten wird die Anreizregulierung deutlich weniger verlässlich.

3 Grundsätze zur Bestimmung des Ausgangsniveaus

Angesichts der starken und anhaltenden Dynamik im Wachstum der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ist ein rein vergangenheitsbezogener Regulierungsansatz nicht mehr sachgerecht und stellt die Netzbetreiber zunehmend vor Schwierigkeiten, die durch die Veränderung der Versorgungsaufgabe entstehenden Kosten und die durch den massiven Netzausbau ausgelösten Kostensteigerungen (OPEX und CAPEX) vollständig zu decken. Überlegungen der BNetzA, die kalkulatorische Gewerbesteuer in den Kapitalkosten des Kapitalkostenaufschlages zukünftig unberücksichtigt zu lassen, sind daher ebenfalls nicht nachvollziehbar. Der unvollständige Kapitalrückfluss verursacht deutlich sinkende Investitionsanreize.

Der BDEW begrüßt hingegen ausdrücklich, dass sich die BNetzA gegenüber den Vorschlägen zur Lösung der OPEX-Problematik aufgeschlossen zeigt und weist ausdrücklich darauf hin, dass hierfür aufgrund der aktuellen Kostenentwicklungen bereits kurzfristige Lösungen innerhalb der 4. Regulierungsperiode erforderlich sind.

4 Kostenartenrechnung

4.1 Grundsätze der Kostenermittlung

Der BDEW regt an, bei der Aufzählung der Zusammensetzung der Netzkosten eine Klarstellung dahingehend vorzunehmen, dass die Netzkosten auch die kalkulatorische Gewerbesteuer umfassen. In Bezug auf die Fortentwicklung der Grundsätze von § 4 Abs. 4, 5 und 5a Strom NEV/Gas NEV regen wir folgende Punkte an:

- › die Prüfung der Aufwendungen für nicht-verbundene Dienstleister auf die Betriebsnotwendigkeit zu beschränken. In der Folge sollten auch die Abfragen im EHB aus Gründen der Entbürokratisierung entfallen.
- › Entfall des sogenannten Minimalabgleichs für Verpächter und verbundene Dienstleister: tatsächliche Zahlung gemäß Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers vs. über den Erhebungsbogen nachgewiesene Kosten.
- › Verschlankung der Datenerhebung (beispielsweise Dienstleister-Übersicht, RST-Spiegel, handelsrechtlicher Anlagenspiegel)

4.2 Kosten von Verpächtern und Dienstleistern

Der BDEW schlägt die grundsätzliche Abschaffung des Minimalabgleichs für die Rolle des Verpächters und des verbundenen Dienstleisters vor. Wesentlich für die Bestimmung des Ausgangsniveaus sollten die geprüften Werte aus den Verpächter- bzw. Dienstleisterbogen sein.

Diese Werte wurden bereits einer Prüfung durch die BNetzA hinsichtlich ihrer Betriebsnotwendigkeit und Sachgerechtigkeit unterzogen.

Die Ermittlung des verrechneten Pachtentgeltes erfolgt analog zur Vorgehensweise in der Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus. Hinsichtlich der Kapitalkostenermittlung sind zum Zeitpunkt der Bestimmung des Pachtentgeltes die EK-Zinssätze, die im Basisjahr in der Kostenprüfung zum Ansatz kommen werden, oft noch nicht bekannt. Zur Bestimmung des CAPEX-Anteils des Pachtentgeltes wird daher in der Regel auf den letzten festgelegten EK-Zinssatz zurückgegriffen. Bei steigendem Zinsniveau führt es zu einer strukturellen Benachteiligung, wenn der CAPEX-Anteil im verrechneten Pachtentgelt unter dem in der Kostenprüfung ermittelten CAPEX-Anteil liegt.

Ein Minimalabgleich des Anteils der aufwandsgleichen Kosten im Pachtentgelt stellt einen unverhältnismäßigen Aufwand dar, auch wenn die Beträge je nach Fall unterschiedlich ausfallen können. Dies widerspricht dem Ziel einer schlankeren, effizienteren Kostenprüfung.

Der wesentliche Anteil der Netzkosten des Verpächters entfällt auf die Kapitalkosten. Dennoch können auch aufwandsgleiche Kosten entstehen. Eine Begrenzung der ansetzbaren aufwandsgleichen Kosten auf bestimmte, konkret bezeichnete Ausnahmefälle im Rahmen einer Festlegung durch die Bundesnetzagentur ist nicht sachgerecht. Im Vordergrund sollte wie bisher die Betriebsnotwendigkeit von Kosten stehen. Insofern ist eine Kostenanerkennung zu gewährleisten.

Die Prüfung der Kosten von verbundenen Dienstleistern sollte nach dem Kriterium der Werthaltigkeit in Bezug auf die Gesamtnetzkosten des jeweiligen Netzbetreibers durchgeführt werden. Hier rät der BDEW zur Einführung einer Aufgriffsgrenze für die Einreichung von Erhebungsbögen bei Dienstleistern. Dies bietet den Netzbetreibern im Vorfeld einer Kostenprüfung die Möglichkeit, entsprechende Berichtsunterlagen vorzubereiten.

Die Datenerhebung von verbundenen Dienstleistern sollte grundsätzlich vereinfacht und verschlankt werden, insbesondere in Bezug auf Nachweise in Form von Verträgen und Rechnungen zu einzelnen Kostenarten.

Die in § 4 Abs. 5a Sätze 4 und 5 StromNEV/GasNEV geforderte Als-Ob-Betrachtung für Dienstleistungen von nicht verbundenen Unternehmen sollte in den künftigen Regelungen zur Ermittlung des Ausgangsniveaus nicht weiter berücksichtigt werden. Diese Vorgehensweise ist nicht praxisgerecht und führt aufgrund der Komplexität der zugrunde liegenden Annahmen stets zu einer subjektiven Einschätzung. Wenn die betriebliche Notwendigkeit der Dienstleistung gegeben und die marktgerechte Beschaffung nachgewiesen ist, sollten die Kosten auch in ihrer Höhe anerkannt werden.

4.3 Aufwandsgleiche Kostenpositionen

Das WACC-Modell sieht grundsätzlich keinen Ansatz der individuellen Zinsaufwendungen und -erträge vor. Die Netzbetreiber erhalten ein Zinsbudget und müssten etwaige Abweichungen zu den individuellen Fremdkapitalkosten tragen. Damit birgt das WACC-Modell für die Netzbetreiber auf der Fremdkapitalseite zwei wesentliche neue Risiken, die im aktuellen Regulierungssystem nicht bestehen:

- › Durch den Entfall der Anerkennung der tatsächlichen Fremdkapitalkosten als aufwandsgleiche Kostenposition entfällt die jetzige Sicherheit der Anerkennung einer marktgerechten und effizienten Fremdfinanzierung.
- › Auch im Hinblick auf die Zinskosten für Pensionen hat die jüngste Vergangenheit gezeigt, dass damit sehr substanzielle Belastungen für die Netzbetreiber einhergehen können. Der BNetzA-Vorschlag im Eckpunktepapier sieht vor, dass dieses Risiko zukünftig durch die Netzbetreiber getragen werden soll. Dieses neue regulatorische Risiko sollte daher bei der Ausgestaltung des WACC-Modells entsprechend ausreichend berücksichtigt und reflektiert werden (In Bezug auf die Pensionsrückstellungen verweisen wir dazu auf unsere detaillierten Ausführungen zu Kapitel 4.7.1 WACC allgemein).

Es ist daher elementar, dass der Fremdkapitalkostensatz marktgerecht bestimmt wird und die Kapitalmarktgegebenheiten für eine Fremdkapitalaufnahme widerspiegelt und auch die neuen Risiken adäquat berücksichtigt werden.

Der BDEW begrüßt, dass die BNetzA eine marktgerechte Fremdkapitalverzinsung anstrebt und betont, dass diese Vorgabe die Grundlage für die im WACC-Modell zu ermittelnden Fremdkapitalkosten bleiben muss. Um die gesamten tatsächlichen Finanzierungskosten zu decken, sind neben den reinen Fremdkapitalzinsen auch Transaktions- und Finanzierungsnebenkosten (wie z.B. Neuemissionsprämien, Vermittlungsgebühren, Anwaltskosten, Ratingkosten etc.) zu berücksichtigen. Zudem ist ein Übergangsmechanismus für Unternehmen mit alten Bestandskrediten notwendig, deren Zinssätze zum Zeitpunkt der Darlehensaufnahme marktüblich waren und die möglicherweise über dem festgelegten Fremdkapitalzins im WACC liegen.

Das geplante Vorgehen der BNetzA, bestimmte Kostenpositionen, insbesondere im Bereich der Energiewirtschaft (z.B. Umlagen, Mehr- und Mindermengen oder Konzessionsabgaben), pauschal als nicht anerkennungsfähig zu klassifizieren, ist zwar aus Gründen der Verfahrensvereinfachung nachvollziehbar, erfordert jedoch eine gründliche Überprüfung. In der Vergangenheit haben sich Sachverhalte ergeben, die unerwartet hohe Kosten für Netzbetreiber verursachen können. Daher ist es wichtig, diese Aspekte weiterhin genau zu prüfen, bevor eine endgültige Entscheidung getroffen wird.

4.4 Kapitalerhaltungskonzeption

Der BDEW nimmt die Absicht der BNetzA zur Kenntnis, das bisherige Mischsystem aus Netto-substanzerhalt (NSE) und Realkapitalerhalt (RKE) in ein reines System nur aus RKE zu überführen. In diesem Zusammenhang weist der BDEW darauf hin, dass die gleichzeitig angestrebte Überführung der bisherigen Bestimmung der Kapitalverzinsung in eine WACC-Methodik keine reine RKE voraussetzt. Ein WACC-Modell wäre in beiden Varianten (Mischsystem aus NSE und RKE sowie reine RKE) möglich (siehe beigefügtes Gutachten in Anlage 1). Ebenso gibt es Länder, die den NSE in der regulierten Netzwirtschaft beschlossen haben.

Der BDEW versteht die Diskussion mit der BNetzA und das vorliegende Eckpunktepapier wie folgt:

- › Vorbehaltlich neuer Erkenntnisse aus den Stellungnahmen zum vorliegenden Eckpunktepapier wird die Umstellung vom bisherigen Mischsystem aus NSE und RKE auf danach nur noch RKE zum Zwecke einer Methodenfestlegung voraussichtlich ab 2024 konsultiert werden. Gegenstand dieser Konsultation wird insbesondere auch die Übergangsregelung zum Ausgleich des Vermögensverlustes aus der Systemanpassung sein.
- › Der Umstellungszeitpunkt ist für Stromverteilnetzbetreiber das nächste Basisjahr 2026 und für Gasverteilnetzbetreiber sowie Gasfernleitungsnetzbetreiber das nächste Basisjahr 2025. EOG wirksam wird diese Umstellung dann mit Beginn der fünften Regulierungsperiode, also im Jahr 2028 für Gas und im Jahr 2029 für Strom.
- › Bis inkl. dieser Basisjahre wird die BNetzA die bisherigen aus der Strom- und Gas NEV hervorgehenden Indexreihen, die der NSE zugrundeliegen, ermitteln und letztmalig die entsprechenden Tagesneuwerte auf Basis dieser Indexreihen bestimmen.
- › Um den Vermögensnachteil, der aus der Systemumstellung für Netzbetreiber resultiert, auszugleichen, wird die BNetzA die Restbuchwerte (RBW) der bisherigen NSE-Altanlagen in den jeweiligen Basisjahren unter Anwendung der oben angeführten Indexreihen auf Basis der Tagesneuwerte (TNW) sowie der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) als neue „Ausgangswerte“ bestimmen. Das heißt, es erfolgt eine Bewertung auf Basis der Indexwerte im Jahr 2025, respektive 2026.
- › Der RBW einer NSE-Altanlage bestimmt sich unter Berücksichtigung der bereits abgelaufenen kalkulatorischen Nutzungsdauer anteilig aus TNW (gewichteter eigenfinanzierter Anteil) und AHK (gewichteter fremdfinanzierter Anteil).
- › Dabei soll das Gewicht, mit welchem der TNW in den RBW eingeht, unverändert netzbetreiberindividuell im Rahmen der kommenden Kostenprüfungen ermittelt werden und maximal 40 % betragen.

- › Dieser gewichtete RBW wird als neuer „Ausgangswert“ fixiert und dient ab der fünften Regulierungsperiode im Zeitraum der kalkulatorischen Restnutzungsdauer bis zum Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer als Eingangsdatum (analog eines historischen AHK bei Neuanlagen) für die dann anzuwendende RKE-Methodik.
- › Die sich im Zeitablauf auf Basis des oben beschriebenen neuen „Ausgangswerts“ und unter Berücksichtigung der dann erfolgten kalkulatorischen Abschreibungen ergebenden RBW werden in der RKE-Methodik nominal verzinst.

Das diskutierte Vorgehen ist grundsätzlich nachvollziehbar. Der BDEW sieht allerdings die Notwendigkeit einer Anpassung:

- › Die TNW- und AHK-Anteile zur Bestimmung der RBW für die bisherigen NSE-Altanlagen als neue „Ausgangswerte“ sollten in den kommenden Kostenprüfungen nicht netzbetreiberindividuell ermittelt werden. Es sollte vielmehr eine pauschale TNW-Quote für alle Netzbetreiber in Höhe von 40 % angesetzt werden. Dieses Vorgehen hätte mehrere Vorteile.
- › Bürokratieentlastung und Komplexitätsreduktion: Bei einer netzbetreiberindividuellen Ermittlung müssten die Regulierungsbehörden ihre bisherigen aufwendigen Kostenprüfungspraktiken zur Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsung auch für die 5. Regulierungsperiode fortführen. Dies würde insbesondere auch die Prüfung der Bilanzen der Netzbetreiber in Bezug auf das Umlaufvermögen, zinsloses Abzugskapital sowie das individuelle verzinliche Fremdkapital umfassen. Im Fall individuell ermittelter „Ausgangswerte“ wäre von erhöhter Rechtsunsicherheit auszugehen, da ab der fünften Regulierungsperiode die „alte Welt“ unter Anwendung der dann außer Kraft gesetzten Strom- und Gas NEV und die „neue Welt“ unter Anwendung eines WACC-Modells wirken würden. Die daraus resultierenden juristischen Fragen sind heute noch nicht absehbar.
- › Anreize zur Wahl einer effizienten Finanzierung: Die BNetzA strebt mit der Einführung des WACC-Modells an, „Anreize zu rein regulatorisch optimierten Finanzierungsstrukturen, die oft hohe Transaktions- bzw. Beratungskosten verursachen“, zu vermeiden. Die mit dem WACC-Modell ermittelte pauschalisierte Kapitalverzinsung soll unabhängig von der tatsächlichen Finanzierungsstruktur des einzelnen Netzbetreibers sein. Bei einer netzbetreiberindividuellen Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote zur letztmaligen Bestimmung des tagesneuwertbasierten Anteils der kalkulatorischen Restbuchwerte der Altanlagen würden die mit der Einführung des WACC-Modells verfolgten Ziele für die 5. Regulierungsperiode verfehlt. Netzbetreiber hätten aus der Vorgabe des Regulierungssystems grundsätzlich den Anreiz, auch individuell eine kalkulatorische EK-Quote von 40% zu erreichen. Um die mit der Einführung des WACC-Modells verfolgten Ziele auch bereits bei der Feststellung des Ausgangsniveaus in den kommenden Basisjahren 2025/26 zu erreichen, sollte

konsistent zur Pauschalierung der kalkulatorischen EK-Quote bei der Berechnung des WACC-Kapitalkostensatzes die einheitliche pauschale Festlegung der EK-Quote von 40% auch für die Ermittlung der tagesneuwertbasierten Restwerte der Altanlagen im Rahmen der Umstellung von Nettosubstanzerhaltung auf Realkapitalerhaltung erfolgen.

Abschließend ist anzumerken, dass weiterhin Preisindizes erforderlich sind, um in zukünftigen Effizienzvergleichen unverändert standardisierte Kosten berücksichtigen zu können.

4.5 Kalkulatorische Abschreibungen

Der BDEW begrüßt die geplante Beibehaltung der statuierten Grundsätze für die kalkulatorische Abschreibung gemäß § 6 Abs. 5 bis 7 Strom NEV.

Der BDEW merkt die geplante Aktualisierung der Anlagengruppen und zugeordneten Nutzungsdauern, die der technische Fortschritt sowie der zunehmende Einsatz von Digitaltechnik in den Netzen notwendig macht, positiv an. Insbesondere die Verwendung digitaler- und softwarebasierter Technik sowie innovativer Leitungsarten (z. B. Lichtwellenleiter) führen zu sinkenden technischen Nutzungsdauern, die durch die aktuelle Fassung der Anlage 1 Strom NEV nicht abgedeckt werden.

In Deutschland gibt es mehr als 800 Stromnetzbetreiber, die aktivierte Anlagengüter in die vorgegebenen Anlagengruppen sowie in die zugeordneten Nutzungsdauerbandbreiten gem. Anlage 1 Strom NEV einordnen. Die Zuordnung der Nutzungsdauerbandbreite erfolgt anlagenspezifisch anhand unterschiedlicher und individueller Kriterien sowie unternehmensindividueller Entscheidungen. Eine Vereinheitlichung auf den unteren Rand der Nutzungsdauern würde diese anlagenspezifische und unternehmensindividuelle Entscheidung einschränken. Diese regulatorische Einschränkung muss sorgfältig gegen die Vorteile der Vereinfachung abgewogen werden.

Ein erarbeiteter Vorschlag für eine Nachfolgeregelung zur Anlage 1 Strom NEV (aktualisierte Anlagengruppen und Nutzungsdauern) ist als Anlage 2 der Stellungnahme hinzugefügt. Die Ausführungen in der Anlage 2 als auch in dieser Stellungnahme beziehen sich ausschließlich auf die Ausgestaltung der Vorgaben für Verteilnetzbetreiber. Die Positionierung der ÜNB zur Ausgestaltung der erforderlichen Asset Kategorien und Nutzungsdauervorgaben erfolgt nachgelagert im gesonderten Festlegungsprozess für ÜNB.

Der BDEW regt darüber hinaus an, auch die Anlagengruppen im Gas einer Überprüfung zu unterziehen, da

- › nicht für alle Anlagengruppen KANU gilt und
- › es auch außerhalb vom Erdgas eine Weiternutzung gibt und

- › teilweise Anlagengruppen der Verwaltung aus dem Stromsektor auch im Gassektor benötigt werden.

4.5.1 Neue Anlagengruppen (Strom)

Wie einleitend beschrieben, macht der technische Fortschritt sowie der zunehmende Einsatz von Digitaltechnik in den Netzen eine Anpassung und Aktualisierung der Anlagengruppen sowie der zugeordneten Nutzungsdauern notwendig. Diesbezüglich verweisen wir auch auf unseren am 31. Juli 2024 an die Bundesnetzagentur übermittelten Vorschlag zur Nachfolgeregelung der Anlage 1 Strom NEV. Hieraus ergibt sich aus Sicht des BDEW nachfolgender Anpassungsbedarf der Anlagengruppen und Nutzungsdauern:

Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen

In der Anlagengruppe I.2 Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen werden unter anderem auch Schrankenanlagen und Zäune aktiviert. Diese Art der Anlagen werden die aktuell festgelegte kalkulatorische Nutzungsdauer von 25 – 35 Jahren nicht erreichen. Vor diesem Hintergrund sollte die kalkulatorische Nutzungsdauer auf 15 - 25 Jahre verkürzt werden.

Aufgrund der Vielfältigkeit der aktivierten Anlagengüter in dieser Anlagengruppe, sollte der Titel der Anlagengruppe auf “Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen, sonstige Bauten” geändert werden.

Gleisanlagen, Eisenbahnwagen

Die Anlagengruppe I.5 Gleisanlagen, Eisenbahnwagen kann entfallen, da diese historisch bedingt noch vorhanden ist. Heutzutage finden z. B. Trafotransporte hauptsächlich über die Straße statt.

Werkzeuge/Geräte

In der Anlagengruppe I.7 Werkzeuge/Geräte werden unter anderem digitale Analyse -, Prüfungs- und Messgeräte sowie Wärmebildkameras aktiviert, die softwareseitig nicht die aktuelle kalkulatorische Nutzungsdauer in Höhe von 14 - 18 Jahren erreichen. Des Weiteren werden in dieser Anlagegruppe auch kleinere Maschinen aktiviert z. B. Bohrhammer /Schrauber, die bei gewerblicher Nutzung nicht die angestrebte kalk. Nutzungsdauer von 14 Jahren erreichen. Aus diesen Gründen sollte die kalkulatorische Nutzungsdauer auf 5 - 10 Jahre verkürzt werden.

Die bis hierhin getroffenen Aussagen, gelten uneingeschränkt auch für den Gassektor.

Erzeugungsanlagen

Die Anlagengruppen unter II. Erzeugungsanlagen sind historisch bedingt noch vorhanden, werden jedoch in der Branche nicht mehr verwendet. Aus diesem Grund sollten diese Anlagengruppen entfernt werden. Lediglich die Anlagengruppe II.4 Notstromaggregate wird aktiv noch verwendet. Diesbezüglich würde sich eine Zusammenfassung und damit verbundene Umbenennung mit der Anlagengruppe III 2.8 fahrbare Stromaggregate anbieten.

Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlage

Für die Anlagengruppe III. 1.3 Schutz- und Messeinrichtungen sollte eine neue Anlagengruppe mit dem Zusatz "Digitaltechnik z. B. III. 1.3.2" eingeführt werden, um den kürzeren technischen Nutzungsdauern Rechnung zu tragen. Anstelle der aktuellen kalkulatorischen Nutzungsdauer von 25 - 30 Jahren sollte die kalkulatorische Nutzungsdauer für diese neue Anlagengruppen auf 10 - 15 Jahre abgesenkt werden.

Hintergrund sind deutlich kürzere Produktzyklen und meist Ersatzteilgarantien, die auf 10 Jahre begrenzt sind. Auch Softwareänderungen/Updates beschränken die tatsächliche Lebensdauer der Geräte auf kürzere Zeiträume. Neue digitale Schutzgeräte sollten für einen sicheren, fehlerfreien Betrieb spätestens in dem o. g. Zeitraum von 10 - 15 Jahren getauscht werden.

Stationen mit elektrischen Einrichtungen: Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen

Für die Anlagengruppe III. 2.3.9 MS&NS Schutztechnik sollte eine neue Anlagengruppe mit dem Zusatz "Digitaltechnik" eingeführt werden, um den kürzeren technischen Nutzungsdauern Rechnung zu tragen. Anstelle der aktuellen kalkulatorischen Nutzungsdauer von 25 - 30 Jahren sollte die kalkulatorische Nutzungsdauer für diese neue Anlagengruppen auf 10 - 15 Jahre abgesenkt werden.

Hintergrund sind deutlich kürzere Produktzyklen und meist Ersatzteilgarantien, die auf 10 Jahre begrenzt sind. Auch Softwareänderungen/Updates beschränken die tatsächliche Lebensdauer der Geräte auf kürzere Zeiträume. Neue digitale Schutzgeräte sollten für einen sicheren, fehlerfreien Betrieb spätestens in dem o. g. Zeitraum von 10 - 15 Jahren getauscht werden.

Darüber hinaus sollten auch für Ortsnetzstationen (enthalten in der Anlagengruppe 2.3 Stationen mit elektrischen Einrichtungen, Ortsnetzstationen mit bisheriger Nutzungsdauerspanne 30-40 Jahre), konsistent zu Rundsteueranlagen, auch hier eine weitere Differenzierung

hinsichtlich digitaler und analoger Technik vorgenommen werden soll, da sich auch hier künftige Nutzungsdauern unterscheiden dürften. Für digitale Ortsnetzstationen erscheint eine kürzere Nutzungsdauerspanne von 15-25 Jahre plausibel.

Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger

Die aktuell festgelegte kalkulatorische Nutzungsdauer in Höhe von 20 – 25 Jahren für die Anlagengruppe III.2.6 ist grundsätzlich in Ordnung. Im Rahmen des vorgeschriebenen Smart-Meter-Rollouts bis zum Jahr 2032 ergeben sich jedoch bereits jetzt kalk. Buchverluste für die im Zwischenzeitraum verbauten alten Zählersysteme. Zur Sicherstellung der Refinanzierung müssen die entstehenden kalkulatorischen Buchverluste von der Bundesnetzagentur in der Kostenprüfung anerkannt werden. Ebenfalls sollte zur vollständigen Amortisation der konventionellen Zähltechnik eine Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern für kommende Investitionen und für das Bestandsvermögen in Anlehnung an KANU bis zum 31.12.2031 möglich sein.

Telefonleitungen

Für die Anlagengruppe III.2.7 Telefonleitungen sind aktuell kalkulatorische Nutzungsdauern von 30 – 40 Jahren hinterlegt. Für konventionelle kabelgebundene Telefonleitungen scheint diese kalkulatorische Nutzungsdauer in Ordnung zu sein. Jedoch werden heutzutage innovative Lichtwellenleiterkabel verlegt, für die noch keine technischen Erfahrungswerte aus der Praxis vorliegen. Eine kalkulatorische Nutzungsdauer in Höhe von 30 Jahren wird als technisch sehr kritisch angesehen, weswegen eine Reduzierung auf 15-25 Jahre angebracht erscheint. In diesem Zusammenhang wird auch eine Umbenennung der Anlagengruppe, beispielsweise in „Kommunikationsleitungen“, vorgeschlagen. Ebenfalls liegen für die funktechnischen Komponenten (TETRA-Funk, öffentlicher Mobilfunk) wenig technische Erfahrungen aus der Praxis vor. Erfahrungen aus anderen Anwendungsfällen lassen eher Nutzungsdauern im Bereich von 10 - 15 Jahren erwarten.

Moderne Messeinrichtungen

Die Anlagengruppe III.2.9 moderne Messeinrichtung kann entfallen, da diese nicht EOG relevant sind.

Smart-Meter-Gateway

Die Anlagengruppe III.2.10 Smart-Meter-Gateway kann entfallen, da diese nicht EOG relevant sind.

Stationäre und Mobile Stromaggregate

Wie bereits erwähnt, wird lediglich die Anlagengruppe II.4 Notstromaggregate noch aktiv verwendet. Aus diesem Grund sowie zur Vereinfachung würde sich eine Zusammenfassung und damit verbundene Umbenennung mit der Anlagengruppe III 2.8 fahrbare Stromaggregate anbieten. Wir schlagen daher vor, dass die beiden alten Anlagengruppen entfallen und eine neue zusammengefasste Anlagengruppe mit der Bezeichnung "Stationäre und Mobile Stromaggregate" mit einer Nutzungsdauerbandbreite von 13 – 25 Jahren eingeführt wird.

Zulässige EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden von Netzbetreibern

Bei der Einordnung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) auf Betriebsgebäuden von Netzbetreibern ist das Kriterium der Betriebsnotwendigkeit sowie der Betriebsart maßgeblich.

Freiwillig errichtete EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden, die ausschließlich der Eigenversorgung also der Reduzierung des Eigenverbrauchs dienen und nicht in das Stromnetz einspeisen, sind als betriebsnotwendig dem Netzbetrieb zuzuordnen und in den Netzkosten zu berücksichtigen. Die Kostenminderungen im Betriebsverbrauch (Strombezug) werden direkt kostenmindernd berücksichtigt.

Für diese Anlagen schlagen wir daher vor, dass eine Anlagengruppe mit einer Nutzungsdauerbandbreite von 20 – 25 Jahren eingeführt wird.

Verpflichtend errichtete EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden, die ausschließlich in das Stromnetz einspeisen, sind nicht betriebsnotwendig und somit nicht dem Netzbetrieb, sondern der Tätigkeit "Sonstige" zuzuordnen.

Verpflichtend errichtete EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden, die sowohl der Senkung des Eigenverbrauchs als auch zur Netzeinspeisung dienen, sind in der Tätigkeit "Sonstige" auszuweisen. Dabei besteht die Möglichkeit, die im Zusammenhang mit dem Eigenverbrauch entstehenden Kosten in den regulierten Bereich zu verrechnen.

Für Anlagen, die der Tätigkeit "Sonstige" zugeordnet wurden, werden in der Regel keine Anlagengruppen mit einer kalkulatorischen Nutzungsdauer benötigt, da diese nicht im kalkulatorischen Anlagevermögen aufgenommen werden.

Zulässige Energiespeicheranlagen gem. § 11b EnWG

Der BDEW schlägt folgende neue Anlagengruppe für zulässige Energiespeicheranlagen gemäß § 11b EnWG vor:

- › Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV-Anlagen) / Energiespeicheranlagen mit einer Nutzungsdauer von 8 – 15 Jahren.

Aufgrund unterschiedlicher Speichertechnologien und ihrer spezifischen Eigenschaften ist jedoch ein weiterer Austausch mit der Branche erforderlich, um eine präzise Abgrenzung der Nutzungsdauern und möglichen Aufteilung dieser Anlagengruppe sicherzustellen.

4.5.2 Nutzungsdauern (Strom)

Die Überlegungen der Bundesnetzagentur, für alle Netzbetreiber die Nutzungsdauern auf den unteren Rand einzuschränken, hält der BDEW für nicht notwendig und sinnvoll. Die angestrebte Vereinheitlichung sowie die dadurch geplante Vereinfachung wären sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Bundesnetzagentur überschaubar. Insbesondere, da wie selbst von der Bundesnetzagentur dargestellt, nur ein kleiner Teil der Stromnetzbetreiber den oberen Rand der Nutzungsdauern nutzen. Für die über 800 Stromnetzbetreiber in Deutschland würde die Festlegung auf den unteren Rand der Nutzungsdauern jedoch die Möglichkeit einschränken, individuelle Situationen des Netzbetreibers sowie deren Eigentümer abzubilden. Dazu gehören unter anderem die Anforderungen an die Liquiditätsplanung, technische Notwendigkeiten oder der Bedarf an Fremdkapital.

Des Weiteren sollte mit Hinblick auf die anstehenden Herausforderungen der Transformation der Energiebranche individuelle und flexible Gestaltungsmöglichkeiten sowie die Effizienz der Unternehmen nicht eingeschränkt werden. Es gilt auch den Grundsatz zu wahren, dass technische Nutzungsdauern für ein bestimmtes Wirtschaftsgut die kalkulatorischen Nutzungsdauern nicht unterschreiten. Aus diesen Gründen sollte weiterhin die volle Bandbreite der kalkulatorischen Nutzungsdauern nutzbar sein.

Sollte durch die Bundesnetzagentur dennoch eine Umstellung auf den unteren Rand der Nutzungsdauerbandbreite erfolgen, müssen sämtliche Umstellungseffekte sachgerecht mit einbezogen werden. Es darf für die Netzbetreiber kein Nachteil im Zuge der Umstellung entstehen und es muss sichergestellt werden, dass die AHK/TNW (anteilig) in Form der Abschreibungen vollständig zurückverdient werden.

Sollte die Bundesnetzagentur dennoch eine Umstellung anstreben, dann weist der BDEW darauf hin, dass eine eventuelle Umstellung zwingend ohne einen Verlust an Restbuchwerten bzw. Abschreibungsscheiben erfolgen muss. Denn im Fall einer Verkürzung der Nutzungsdauern kann es je nach Umstellungsmethodik zu einem Verlust von AfA kommen. Dies tritt dann auf, wenn eine Umstellung der Nutzungsdauern im kommenden Basisjahr 2026 erfolgt, diese höheren Abschreibungen jedoch erst mit Beginn der neuen Regulierungsperiode über die EOG-Anpassungen erlöswirksam werden. Das Delta zwischen der niedrigeren AfA auf Basis der längeren Nutzungsdauern und der höheren AfA aufgrund der kürzeren Nutzungsdauern der

Jahre 2026 bis 2028 könnten die Netzbetreiber nicht vereinnahmen. Es muss daher über einen Ausgleichsmechanismus durch die Netzbetreiber wiederverdient werden können. Entsprechend sieht bspw. der aktuelle Festlegungsentwurf KANU 2.0 die Einführung eines Transformationselements vor, das die höheren Abschreibungen in die Erlösobergrenze einpreist. Einfacher und transparenter wäre es daher, den Umstellungszeitpunkt auf das Jahr 2029 zu legen. Die Kostenprüfung für die kommende Regulierungsperiode müsste entsprechend nochmals auf Basis der bisherigen Nutzungsdauern durchgeführt werden, allerdings würden die EOG-Bescheide bereits die Umstellung der Nutzungsdauern im Jahr 2029 berücksichtigen.

4.6 Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens

Bezüglich der Finanzanlagen: Entgegen der bisherigen Regulierungspraxis sollen zukünftig auch betriebsnotwendige Finanzanlagen aus der Verzinsungsbasis fallen. Korrespondierend zur Ausgestaltung des WACC-Modells müssten auch alle kostenmindernden Erträge im Zusammenhang mit diesen Finanzanlagen aus der Ausgangsbasis bereinigt werden.

4.6.1 Sachanlagevermögen

Keine Anmerkungen.

4.6.2 Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen

Die BNetzA beabsichtigt, für das Jahr, in welchem Anlagen im Bau in Fertiganlagen umgebucht werden, nur noch die Bestände an Fertiganlagen der regulatorischen Verzinsung zuzuführen. Damit würde eine systematische Schlechterstellung im Vergleich zum Status quo der Regulatorik erfolgen, welche bisher auch die Verzinsung dieser Anlagen im Bau vorsieht.

Die Regulierungspraxis im Status Quo ist das Ergebnis höchstrichterlicher Rechtsprechung (vgl. EnVR 43/14), wonach es insgesamt nicht zu ungerechtfertigten Mehrfachverzinsungen kommen soll. Der BDEW bittet die BNetzA um Überprüfung ihrer Absicht unter Berücksichtigung der BGH-Rechtsprechung, auch mit Blick auf zukünftig möglichst zu vermeidende Rechtstreitigkeiten. Dies ist auch unter dem Aspekt zu sehen, dass Anlagen im Bau für Energienetzbetreiber aufgrund der steigenden Komplexität und Dauer von Bauprojekten zunehmend an Bedeutung gewinnen.

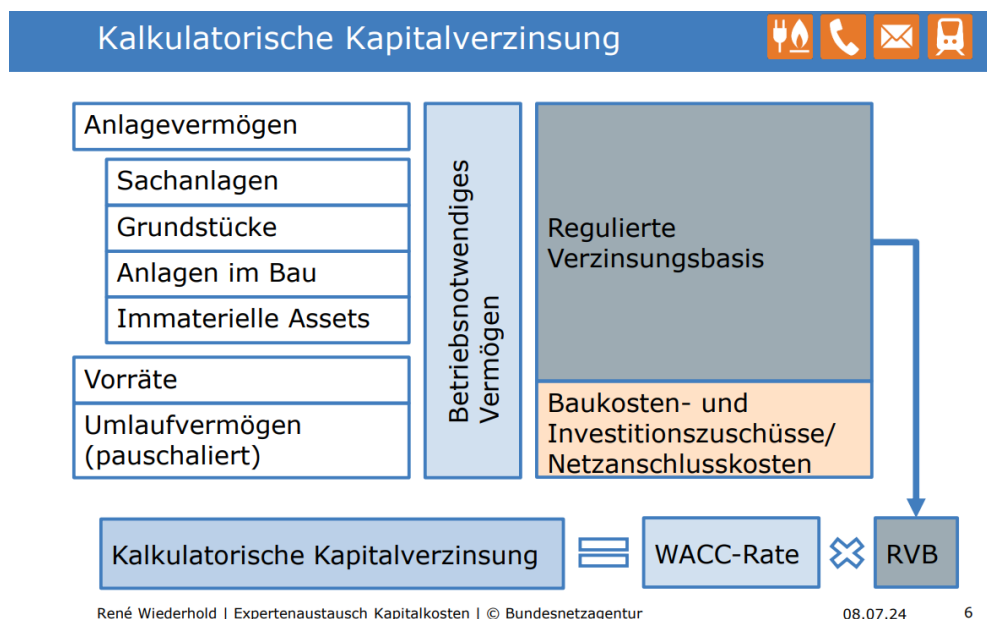
4.6.3 Immaterielles Vermögen

Keine Anmerkungen.

4.6.4 Umlaufvermögen

“Das betriebsnotwendige Umlaufvermögen ist pauschal und abschließend (ohne Statuierung von Ausnahmeregelungen) in Höhe von 1/24 des geprüften Ausgangsniveaus des jeweiligen Basisjahres anerkennungsfähig. [...] Betriebsnotwendige Vorräte werden separat und in vollständiger Höhe anerkannt.”

Zunächst ist festzuhalten, dass auch aus Sicht der Netzbetreiber im Rahmen der von der BNetzA geplanten Einführung eines WACC-Konzeptes grundsätzlich nichts gegen eine pauschalierte Abbildung des Umlaufvermögens spricht. Gemäß dem von der BNetzA unter anderem im Expertenworkshop am 08. Juli 2024 in Bonn vorgestellten WACC-Konzept (siehe z.B. Folie 6 im Vortrag von René Wiederhold) ist das Umlaufvermögen dabei als Netto-Umlaufvermögenspauschale definiert, da gemäß der Definition zur Ermittlung der regulierten Verzinsungsbasis (RVB) außer den Baukosten- und Investitionszuschüssen bzw. Netzanschlusskostenbeiträgen kein weiteres Abzugskapital in Abzug zu bringen ist.



Die Berücksichtigung der bilanzierten Vorräte der Netzbetreiber gemäß den testierten Jahresabschlüssen ist sachgerecht und erforderlich.

Der BDEW widerspricht hingegen den Ausführungen der Bundesnetzagentur, dass für die pauschale Ermittlung des Umlaufvermögens die Ausgangsbasis des Netzbetreibers um die Kosten aus Verpächter-, Subverpächter- und Dienstleistungsverhältnissen reduziert werden soll. Dies

stellt eine Abkehr von der bisherigen Prüfungspraxis dar und spiegelt nicht den Liquiditätsbedarf der Netzbetreiber wider. Die Bundesnetzagentur selbst stellt bei der Ermittlung des Nettoumlaufvermögens insbesondere auf die Zahlungsflüsse im Zusammenhang mit der Netzentgeltabrechnung ab. Dieser liegt jedoch die gesamthafte Erlösobergrenze zugrunde, also auch die Kostenbestandteile in der Erlösobergrenze aus Dienstleistungs- und Pachtverhältnis. Würde nun eine Kürzung der Berechnungsbasis für die Umlaufvermögenspauschale beim Netzbetreiber erfolgen, so würde nur ein Teil der notwendigen Liquidität im Rahmen der Netzentgeltabrechnungen adressiert werden. Eine Kürzung der Berechnungsbasis beim Netzbetreiber ist daher abzulehnen.

Ob eine Pauschale von 1/24 der Netzkosten für das Umlaufvermögen ein für alle Netzbetreiber ausreichendes Niveau für das vorzuhaltende Umlaufvermögen im Sinne eines Liquiditätspuffers zur Sicherstellung der Zahlungsfähigkeit sicherstellen kann, ist aus Sicht der Netzbetreiber fraglich. In der Praxis fallen aufgrund unterjährig schwankender Ein- und Auszahlungen und deren Auseinanderfallen kurzfristig oftmals deutliche höhere kurzfristige Finanzierungserfordernisse an. Ein wesentlicher Treiber für die Notwendigkeit des Vorhaltens von Liquidität sind dabei insbesondere Ein- und Auszahlungsunterschiede aus gesetzlich definierten Wälzungsprozessen, wie dem EEG-Vergütungsprozess. Dieser betriebliche Prozess ist zwar mit Bezug auf die Höhe der Netzkosten grundsätzlich "durchlaufend", aber keineswegs bezüglich der vorzuhaltenden Bestände an Liquidität und deren Finanzierungskosten.

Aus Sicht der Netzbetreiber ist es daher zwingend erforderlich, dass die Umlaufvermögenspauschale nicht auf die anerkennungsfähigen Netzkosten, sondern auf die Gesamtumsatzerlöse in der regulierten Tätigkeit der Elektrizitäts- und Gasverteilung bezogen wird. Nur die Gesamtumsatzerlöse inkl. EEG/KWK etc. korrespondieren sachgerecht mit den betriebsnotwendigen bilanziellen Beständen an kurzfristiger Liquidität (Forderungen + Kasse).

Die Verwendung der Gesamtumsatzerlöse der regulierten Tätigkeit der Elektrizitäts- und Gasverteilung hat ferner den Vorteil, dass kein Zirkelbezug mit der zunächst erforderlichen Bestimmung der anerkennungsfähigen Netzkosten besteht. Die ausschließliche Verwendung der Gesamtumsatzerlöse des Netzbetreibers zahlt demnach auch auf das von der BNetzA verfolgte Ziel der Vereinfachung des Regulierungs- und Prüfaufwandes ein.

Neben der Berücksichtigung einer Umlaufvermögenspauschale bei der Ermittlung der regulierten Verzinsungsbasis (RVB) im Rahmen des Ausgangsniveaus besteht die Notwendigkeit, diese auch bei der Ermittlung der RVB im Rahmen des jährlichen Kapitalkostenaufschlags zu berücksichtigen, da insbesondere bei wachsender Investitionstätigkeit auch das vorzuhaltende Umlaufvermögen ansteigt. Eine einfache und sachgerechte Möglichkeit der Berücksichtigung besteht darin, im ersten Schritt im Rahmen der Festlegung des Ausgangsniveaus das Verhältnis aus der mittels Umlaufvermögenspauschale bestimmten absoluten Höhe des

Umlaufvermögens und der regulierten Vermögensbasis (ohne Umlaufvermögenspauschale) eines Netzbetreibers zu bilden. Der so für jeden Netzbetreiber ermittelte prozentuale Wert der Umlaufvermögenspauschale im Verhältnis zur regulierten Vermögensbasis (RVB) ist im zweiten Schritt auf die jährlich im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags ermittelte RVB für die Neuinvestitionen während der Regulierungsperiode anzuwenden.

Ein solches Vorgehen stellt eine konsistente Berücksichtigung des Umlaufvermögens in der regulierten Vermögensbasis bei der Feststellung des Ausgangsniveaus und für die jährlich während der Regulierungsperiode hinzukommende RVB für Neuinvestitionen sicher.

Sofern die Bundesnetzagentur dem BDEW-Vorschlag nicht folgen sollte, ist klarstellend zu berücksichtigen, dass bei der Ermittlung des Anteils des pauschal anerkennungsfähigen Umlaufvermögens des Netzbetreibers die Gesamtnetzkosten in Ansatz zu bringen sind. Eine Reduktion um die Anteile von Verpächter und Dienstleister ist wie zuvor bereits dargelegt nicht sachgerecht, da diese Zahlungsflüsse für den Netzbetreiber nach sich ziehen.

4.7 Kalkulatorische Kapitalverzinsung

Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass die BNetzA mit der Einführung des WACC-Modells „*das Gesamtziel verfolgt, ein schlüssiges und sachgerechtes pauschaliertes Verfahren herzuleiten*“¹. Auch aus unserer Sicht ist es von höchster Wichtigkeit, gemeinsam ein konsistentes zukunftsfähiges Gesamtkonzept zu erarbeiten, dass es erlaubt, die Herausforderungen der Energiewende zu bewältigen und dafür dringend benötigtes Eigen- und Fremdkapital zu akquirieren. Dies ist nur möglich, wenn eine angemessene, kapitalmarktadäquate und zukunftstaugliche Kapitalverzinsung sichergestellt ist. Das erkennt auch die BNetzA mit Verweis auf die übergeordneten Vorgaben des EnWG (insb. § 21 Abs. 2 EnWG) insb. in Kapitel 4.1 des Eckpunktepapiers an.

Wie schon in den vorangegangenen Stellungnahmen und Expertenworkshops betont, wird dies nicht durch eine Systemumstellung auf einen WACC-Ansatz per se erreicht, sondern ist abhängig vom Zusammenspiel und der konkreten Ausgestaltung der einzelnen Modell-Parameter (insbesondere die Verzinsungsbasis, die Eigenkapitalquote, der Eigenkapitalzins, die Ertragssteuern und die Fremdkapitalkosten). Nur die Verzinsungsbasis und die Gewerbeertragssteuer sind Bestandteil des vorliegenden Eckpunktepapiers.

¹ Eckpunktepapier Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF), S. 16

Der BDEW spricht sich dafür aus, zu einem geeigneten Zeitpunkt in der Gesamtschau aller Modell-Parameter die mögliche Einführung eines WACC-Ansatzes im Dialog zu erörtern, sodass frühzeitig Bedenken und Lösungsvorschläge der Branche bedacht werden.

Aber auch der (alleinige) Systemwechsel auf ein WACC-Modell birgt keineswegs triviale Umstellungsfragen, die sorgfältig abzuwägen sind. Aus Sicht der Netzbetreiber und Anteilseigner bzw. Kapitalgeber darf aus einer Umstellung auf einen WACC-Ansatz keine strukturelle Verschlechterung der Verzinsungsbedingungen erfolgen. Vielmehr sollte es das Ziel sein, die Verzinsungsbedingungen zu verbessern, um den Grundstein für das Vertrauen in ein neues System zu legen und der schon existierenden dynamischen Veränderung der Versorgungsaufgabe Rechnung zu tragen. Die aktuellen Überlegungen der Bundesnetzagentur würden ceteris paribus zu einer strukturellen Verschlechterung der Kapitalverzinsung führen. Im Angesicht der drastischen und anhaltenden Veränderungen der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ist die Schaffung verlässlicher und wirtschaftlich leistungsfähiger regulatorischer Rahmenbedingungen jedoch unerlässlich.

Weiterhin verfolgt die BNetzA die Ziele, „*unnötigen Verwaltungsaufwand zu vermeiden sowie höhere Transparenz und Vergleichbarkeit herzustellen*“. Der BDEW begrüßt diese Ziele ausdrücklich. Hierzu ist aus dem vorliegenden Eckpunktepapier jedoch kein schlüssiges Gesamtkonzept ersichtlich. Insbesondere der beabsichtigte Wegfall der Gewerbesteuer als kalkulatorische Position sorgt für die Einführung von unnötigem, zusätzlichem und unverhältnismäßig hohem Verwaltungsaufwand bei allen Beteiligten. Dies trifft Netzbetreiber ebenso wie Regulierungsbehörden. Zudem führt es zu Intransparenz und fehlender Vergleichbarkeit. Vielmehr ist es gängige Regulierungspraxis und Stand der Wissenschaft, im CAPM einen Eigenkapitalzinssatz nach Steuern zu ermitteln und diesen mit einem (Gesamt)Steuerfaktor in einen Vorsteuer-Wert umzurechnen.

Der BDEW schlägt in Kapitel 4.8 dieser Stellungnahme einen konkreten und pragmatischen Ansatz vor, der dem Stand der Wissenschaft sowie der internationalen Regulierungspraxis entspricht. Der aktuell von der BNetzA intendierte „Sonderweg“ bei der Gewerbesteuer würde auch weitere Ziele des WACC-Modells konterkarieren, die die BNetzA im Expertenworkshop vorgestellt hat. Dazu gehört z.B. das Ziel einer pauschalen Kapitalkostenermittlung unabhängig von Gesellschafts- bzw. Konzernstrukturen. Es ist für den BDEW daher nicht nachvollziehbar, weshalb einerseits substanzielle bürokratische Vereinfachungen, weg von Einzelfallgerechtigkeit, gefordert werden und andererseits im Falle der Gewerbesteuer ein sehr bürokratischer, aufwändiger und nicht zielgerichteter Ansatz verfolgt wird. Hier sollten die Chancen einer konsistenten Überführung des Regulierungssystems in ein WACC-Modell und das Erreichen der damit verbundenen Ziele nicht vertan werden.

4.7.1 WACC Allgemein

Die kurze Darstellung des WACC-Modells ist grundsätzlich in seinen Wirkzusammenhängen nachvollziehbar. Eine Erläuterung zur Ausgestaltung der einzelnen Parameter (insb. Eigenkapitalquote, Eigenkapitalzins und Fremdkapitalkosten) erfolgt im Eckpunktepapier jedoch nicht. Wie bereits im Expertenaustausch am 08.07.2024 geäußert, sollte dies zeitnah in Folgeterminen zwischen der BNetzA und der Branche diskutiert werden, da dies maßgeblich für die Wirkung des WACC-Modells und damit die Beurteilung des Gesamtkonzeptes ist. Zum Thema Fremdkapitalkosten verweisen wir auf unsere Ausführungen unter Kapitel 4.3.

Die aus langfristigen Rückstellungen resultierenden Aufwendungen und Erträge werden aktuell grundsätzlich aufwandsgleich sowie bei den Pensionsrückstellungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt. Berücksichtigt werden sowohl die aufwandsgleichen Kosten, die insbesondere die Aufwendungen und Erträge aus Zuführungen und Auflösungen betreffen, als auch das Zinsergebnis, das insbesondere Zinsen aus der Aufzinsung der Rückstellung enthält.

Wir stimmen zu, und dies ist unabdingbar, dass der Erfüllungsanteil der Zuführungen von einer Umstellung auf ein WACC-Modell unberührt ist und weiterhin als aufwandsgleiche bzw. bei Pensionen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenposition anerkannt wird.

Eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkung von (langfristigen) Rückstellungen insb. für Pensionen ist im WACC-Modell konzeptionell grundsätzlich nicht vorgesehen, da das Zinsergebnis nicht betrachtet wird. Bei der Bewertung von Pensionsrückstellungen im Rahmen des Jahresabschlusses ist zwischen der regulären Aufzinsung und Bewertungs- bzw. Zinsänderungseffekten zu unterscheiden. Während der reine Aufzinsungsaufwand wie alle sonstigen Zinsaufwendungen für Fremdkapital durch den pauschalen Fremdkapitalkostensatz im WACC-Modell abgedeckt wird, werden die Bewertungsunterschiede der Pensionsrückstellungen aus der Änderung des Diskontierungszinssatzes durch diesen pauschalen Ansatz nicht erfasst. Hieraus können erhebliche Ergebnisrisiken für die Netzbetreiber entstehen.

Der BDEW schlägt deshalb vor, dass sich Netzbetreiber im Rahmen der Umstellung auf ein WACC-Modell hinsichtlich der in der handelsrechtlichen Bilanz passivierten, nicht ausfinanzierten Pensionsrückstellungen einmalig festlegen können, ob die resultierenden Aufwendungen und Erträge aus der regelmäßigen Neubewertung der Pensionsrückstellungen (betrifft nur Bewertungs-/Zinsänderungseffekte) im Wege eines Anzeigeverfahrens weiterhin aufwandsgleich über die Netzkosten bzw. als dnbK anerkannt werden oder diese Effekte in den Netzkosten gänzlich unberücksichtigt bleiben. Dieser Vorschlag stellt sicher, dass für alle Netzbetreiber, wie von der BNetzA vorgesehen, ein einheitlicher WACC festgelegt werden kann, da die Abbildung dieses Ansatzes außerhalb der WACC-Kalkulation möglich ist.

4.7.2 Abzug von Zuschüssen

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, die Zuschüsse vom betriebsnotwendigen Vermögen abzuziehen und damit eine strukturelle Verschlechterung gegenüber dem heutigen Regulierungsrahmen vorzunehmen.

Zunächst ist festzuhalten, dass es sich bei Baukostenzuschüssen (BKZ) und Anschlusskostenbeiträgen (AKB) nach dem Handelsgesetzbuch (HGB) nachweislich um zinslos zur Verfügung stehendes Fremdkapital handelt:

Für den Ausweis in der Handelsbilanz sind die in § 266 HGB enthaltenen Regelungen einschlägig. Gemäß § 266 Abs. 3 HGB wird dort auf der Passivseite in Eigenkapital, Rückstellungen, Verbindlichkeiten und Rechnungsabgrenzungsposten unterschieden. § 266 HGB führt ausschließlich die unter Absatz 3 Buchstabe A aufgeführten Positionen als Eigenkapital an. Demnach gehören alle nachfolgend aufgeführten Positionen dem Fremdkapital an.² Was handelsbilanziell dem Eigenkapital zuzurechnen ist, richtet sich nach § 272 Abs. 1 bis 5 HGB. AKB/ BKZ fallen hier nicht darunter, da diese keiner der in § 272 Abs. 1 bis 5 HGB genannten Eigenkapitalpositionen entsprechen - auch keiner der als eigenkapitalähnlichen Posten zu qualifizierenden Positionen, wie Einlagen zur Kapitalerhöhung, Genusscheinkapital, Einlagen stiller Gesellschafter oder Gesellschafterdarlehen.³

Bei den AKB/ BKZ handelt es sich um bei Vertragsbeginn zu leistende Zuschüsse der Netzkunden als Gegenleistung für die Zurverfügungstellung des Zugangs zum Versorgungsnetz während der gesamten (zukünftigen und damit noch ausstehenden) Vertragslaufzeit. Beim Empfänger – dem Energieversorgungsunternehmen – sind derartige Erträge je nach vertraglicher Ausgestaltung als passive Rechnungsabgrenzungsposten (§ 250 Abs. 2 HGB) oder Verbindlichkeiten (§ 246 Abs. 1 HGB; § 253 Abs. 1 Satz 2 HGB) anzusetzen. Rechnungsabgrenzungsposten und Verbindlichkeiten sind nach § 266 Abs. 3 HGB, Buchstabe C und D explizit als eigenständige Posten auszuweisen und damit nicht als Eigenkapital. Durch den Ansatz von Rechnungsabgrenzungsposten bzw. Verbindlichkeiten soll dem Bilanzleser vermittelt werden, dass den Vermögenszugängen eine Leistungspflicht gegenübersteht bzw. der Vereinnahmende die Pflicht hat, zukünftig eine Gegenleistung erbringen zu müssen.⁴ Zum Teil erfolgt der Ausweis

² Vgl. Lüdenbach/Hoffmann, Nwb Komm. Bilanzierung, 14. Aufl., § 247 Tz. 13.

³ Vgl. Beck Bil-Komm., 14. Aufl., § 266 Anm. 190 ff.

⁴ Vgl. Beck Bil-Komm., 14. Aufl., § 250 Anm. 17; Lüdenbach/Hoffmann, Nwb Komm. Bilanzierung, 15. Aufl., § 246 Tz. 327.

bei Energieversorgungsunternehmen auch als Posten eigener Art (nach dem Eigenkapital und vor den Rückstellungen). Die Vereinnahmung der AKB/ BKZ erfolgt grundsätzlich zweckgebunden und verpflichtet das Energieversorgungsunternehmen demnach zukünftige Leistungen zu erbringen, die mit den erhaltenen Mitteln zu finanzieren sind. Insofern stehen die zu Vertragsbeginn vereinnahmten Zuschüsse vollständig – nicht nur in Teilen – nicht zur freien Verfügung des Energieversorgungsunternehmens. Solange Leistungsverpflichtungen an Kunden noch ausstehend sind, kann wirtschaftlich kein Eigenkapital vorliegen. Die als Rechnungsabgrenzungsposten oder Verbindlichkeiten in der Handelsbilanz auszuweisenden AKB/ BKZ weisen aus den zuvor erläuterten Gründen keinen Eigenkapitalcharakter auf, sondern es handelt sich abschließend um Fremdkapital.

Die Frage, ob es sich bei BKZ/AKB um Eigen- oder Fremdkapital oder eine Mischform handelt, kann folglich keineswegs dahinstehen, sondern ist nach dem HGB als maßgeblicher Ausgangspunkt für die Ermittlung der Netzkosten eindeutig vorgegeben. Hieraus folgt, dass die bislang nach den Vorgaben der Strom- und GasNEV vorgenommene Behandlung von BKZ und AKB als zinsloses Fremdkapital (Abzugskapital) zweifelsfrei korrekt war und daraus keine ungerechtfertigte Besserstellung der Netzbetreiber anlässlich der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung resultierte.

Unter der Maßgabe, dass die handelsrechtlichen Tätigkeitsabschlüsse auch in Zukunft den maßgeblichen Ausgangspunkt für die Festlegung des Ausgangsniveaus bilden, sind BKZ und AKB daher auch im Rahmen der Methodikfestlegungen zum Ausgangsniveau Strom und Gas konsistent in den Nachfolgeregelungen StromNEF und GasNEF als zinslos zur Verfügung stehendes Fremdkapital zu behandeln.

Der von der BNetzA geplante Abzug der BKZ/AKB vom betriebsnotwendigen Vermögen (bnV) würde bei Beibehaltung der auf 40% limitierten Eigenkapitalquote nachweislich für alle Netzbetreiber zu einer Systemumstellungsbedingten ungerechtfertigten Reduzierung der erzielbaren Eigenkapitalverzinsung im Vergleich zur bisherigen, seit Beginn der Anreizregulierung diesbezüglich sachgerecht praktizierten, Kalkulationsmethodik führen.

Dies würde die erzielbare Eigenkapitalverzinsung der bereits getätigten und zukünftigen Investitionen gegenüber dem Status Quo (Strom- und GasNEV) ungerechtfertigt reduzieren. Vor dem Hintergrund des enormen Finanzierungsbedarfs infolge der Energiewende kann das keine gewünschte Folgewirkung aus dem NEST-Prozess sein und wäre ein fatales Signal an (potenzielle) Kapitalgeber.

In dem beigefügten Gutachten von PWC wurden deshalb anhand von Beispielrechnungen (ausgehend vom Vorschlag der BNetzA) drei alternative Anpassungsoptionen dargelegt, die eine strukturelle Schlechterstellung in Form einer Reduzierung der Eigenkapitalverzinsung

vermeiden und c.p. zum gleichen Ergebnis wie die bisherige Kalkulationsmethodik nach Strom- und GasNEV führen.⁵ Da laut vorliegendem Eckpunktepapier nur Anpassungsoptionen infrage kommen, die einheitliche Finanzierungsstrukturen für alle Netzbetreiber über den WACC-Ansatz unterstellen, verbleiben noch folgende Anpassungsmaßnahmen:

- › Pauschale Anhebung der EK-Quote im WACC gegenüber dem Status Quo
- › Individuelle Korrektur der kalkulierten FK-Zinsen um den Anteil der BKZ/AKB unter Beibehaltung eines brancheneinheitlichen WACC

Unter der Maßgabe, dass die kalkulatorische Eigenkapitalquote, wie von der BNetzA im Expertenworkshop am 08. Juli 2024 vorgeschlagen, auch künftig 40% betragen soll, schlägt der BDEW nunmehr allein Option 2 „Abzug FK-Zinsen x BKZ“ als einfach umsetzbare und sachgerechte Lösung⁶ vor:

- › Im ersten Schritt werden die Eigen- und Fremdkapitalzinsen aus dem Produkt von „betriebsnotwendigem Vermögen (vor Abzug BKZ/AKB)“ mit der pauschalen EK-Quote (40%) und FK-Quote (60%) sowie dem jeweils festzulegenden EK- und FK-Zinssatz ermittelt.
- › Im zweiten Schritt werden die so ermittelten pauschalen Fremdkapitalzinsen ($bnV \times 60\% \times \text{Fremdkapitalzinssatz}$) betragsmäßig um die „zu viel“ kalkulierten Fremdkapitalzinsen aus dem Produkt der individuellen Bestände an BKZ/AKB mit dem pauschalen Fremdkapitalzins reduzierend korrigiert. Dieser Korrekturschritt erfolgt nicht im WACC, sondern innerhalb der kostenmindernden Erlöse und lässt sich in einem Erhebungsbogen aufwandsarm berücksichtigen.

Dieser Korrekturmechanismus muss sowohl bei der Feststellung der pauschalen Fremdkapitalzinsen im Rahmen der Festlegung des Ausgangsniveaus im Basisjahr als auch bei der Ermittlung der Fremdkapitalzinsen im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags für die jährlichen Neuinvestitionen während der Regulierungsperiode erfolgen. Nur so ist eine konsistente Kapitalkostenermittlung sichergestellt.

Mit diesem Vorschlag wäre sichergestellt, dass durch die Einführung des WACC-Konzeptes keine ungerechtfertigte strukturelle Reduzierung der erzielbaren Eigenkapitalverzinsung

⁵ Vgl. PWC: Eckpunkte zur Überführung des heutigen Systems in einen WACC-Ansatz ohne strukturelle Schlechterstellung, 22. Juli 2024, S. 12-13

⁶ Vgl. PWC: Eckpunkte zur Überführung des heutigen Systems in einen WACC-Ansatz ohne strukturelle Schlechterstellung, 22. Juli 2024, S. 12.

gegenüber der seit Beginn der Anreizregulierung auf Basis der Strom- und GasNEV praktizierten Kalkulationsmethodik erfolgt und gleichzeitig ein für alle Netzbetreiber einheitlicher WACC unter der Maßgabe einer kalkulatorischen Eigenkapitalquote von 40% sowie der Netzbetreiber-individuellen Berücksichtigung der BKZ/AKB festgelegt werden kann. Dieser Korrekturmechanismus zur Vermeidung einer strukturellen Verschlechterung ist aus Sicht des BDEW eine wesentliche Voraussetzung für die Einführung eines WACC-Ansatzes.

Mit dieser dringend erforderlichen Anpassung würde jedoch kein zusätzlicher Anreiz zur Vereinnahmung von Baukostenzuschüssen (gegenüber dem Status Quo in Strom- und GasNEV) generiert, da lediglich eine ungerechtfertigte Absenkung der bislang erzielbaren kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung vermieden wird. Ohne diese erforderliche Anpassung würde ggü. dem Status Quo eine zusätzliche negative Anreizwirkung entstehen, da Netzbetreiber gezwungen wären, die ungerechtfertigte Reduzierung der Eigenkapitalverzinsung über eine Minimierung der vereinnahmten BKZ/AKB zu kompensieren. Die BNetzA betont aber, dass sie die Netzbetreiber anreizen will, verstärkt BKZ/AKB zu vereinnahmen. Für eine über den Status quo hinausgehende Anreizwirkung, mit dem Ziel künftig mehr BKZ/AKB zu vereinnahmen, müsste eine separate zusätzliche Anreizkomponente implementiert werden.

Wie im Folgenden skizziert, bietet sich dafür eine einfach umsetzbare Weiterentwicklung an der Kalkulationsmethodik an:

Wie bereits im Expertenworkshop in Bonn vom 08. Juli 2024 zum WACC vorgeschlagen, könnte aus Sicht der Netzbetreiber diese Anreizwirkung effektiv und aufwandsminimal durch einen prozentualen „Einbehalt“ der BKZ/AKB erfolgen, in dem ein branchenweit festzulegender Anteil der vereinnahmten BKZ/AKB-Bestände im Korrekturlement bei den kostenmindernden Erlösen nicht in Abzug gebracht werden muss und damit die erzielbare Eigenkapitalverzinsung im Ausmaß der festgelegten EK-Quote anteilig erhöht.

Dieser Vorschlag hat den Vorteil, dass er sich widerspruchsfrei in die Ermittlung der Verzinsungsbasis bzw. Berechnung des WACC inkl. des zuvor beschriebenen Anpassungserfordernisses zur Vermeidung einer strukturellen Schlechterstellung integrieren lässt, mittels dieser Anreizkomponente die Festlegung eines für alle Netzbetreiber gültigen WACC-Kapitalkostensatzes mit einheitlicher Finanzierungsstruktur sicherstellt.

Das nachfolgende Rechenbeispiel fasst die zuvor beschriebene Kalkulationsmethodik noch einmal abschließend - im Beispiel mit einer angenommenen Quote für die nicht in Abzug zu bringenden BKZ/AKB von 50% - zusammen:

bisherige Regulierungspraxis lt. NEV		mögliche Regulierungspraxis nach N.E.S.T. Systemumstellung		mögliche Regulierungspraxis nach N.E.S.T. Systemumstellung	
BKZ/AKB = FK -> sachrichtig		BKZ/AKB = FK -> sachrichtig		BKZ/AKB = FK -> sachrichtig	
BKZ/AKB = AbzK -> kein starker Anreiz zur Vereinnahmung		BKZ/AKB ohne Beibehalt -> kein stärkerer Anreiz zur Vereinnahmung		BKZ/AKB mit Beibehalt -> stärkerer Anreiz zur Vereinnahmung	
Brutto-RAB	100	Brutto-RAB	100	Brutto-RAB	100
EKI-Zins	7,09%	EKI-Zins	7,09%	EKI-Zins	7,09%
EK-Quote	40%	EK-Quote	40%	EK-Quote	40%
FK-Zins	4,19%	FK-Zins	4,19%	FK-Zins	4,19%
FK-Quote	60%	FK-Quote	60%	FK-Quote	60%
Summe Zinsen vor BKZ/AKB	5,35	Summe Zinsen vor BKZ/AKB	5,35	Summe Zinsen vor BKZ/AKB	5,35
impliziter einheitlicher WACC	5,35%	einheitlicher WACC	5,35%	einheitlicher WACC	5,35%
BKZ/AKB individuell	20	BKZ/AKB individuell	20	BKZ/AKB individuell	20
FK-Zinsminderung	-0,84	FK-Zinsminderung	-0,84	FK-Zinsminderung	-0,84
Summe Zinsen nach BKZ/AKB	4,51	kostenmindernder Erlös	-0,84	Beibehaltsquote pauschal	50%
individuelle Zinsen	4,51	individuelle Kosteminderung ohne Anreiz	-0,84	kostenmindernder Erlös	-0,42
				individuelle Kosteminderung mit Anreiz	-0,42
Summe Erlös	4,51	Summe Erlös	4,51	Summe Erlös	4,93

Es liegt auf der Hand, dass der Anreiz für eine stärkere Vereinnahmung von BKZ/AKB umso stärker wirkt, je höher die Quote für den Beibehalt der vereinnahmten BKZ/AKB ist. Der BDEW bittet um weiteren fachlichen Austausch mit der BNetzA, um die Lösungsansätze hierzu weiter zu konkretisieren.

4.8 Gewerbesteuer

Die Bundesnetzagentur führt in ihrem Eckpunktepapier aus, dass die Gewerbesteuer nach ihrer aktuellen Einschätzung zukünftig nicht mehr kalkulatorisch angesetzt werden soll. Stattdessen soll es zu einer Ermittlung des Gewerbesteueraufwands im Zuge der Bestimmung der aufwandsgleichen Kosten kommen. Begründet wird dies mit möglichen Einsparungen in den Netzkosten aufgrund eines vermuteten geringeren tatsächlichen Gewerbesteueraufwands im Vergleich zum kalkulatorisch ermittelten. Gleichzeitig kann die Bundesnetzagentur nicht ausschließen, dass die Einführung dieses pagatorischen Ansatzes zu einer Erhöhung der Netzkosten aufgrund steigender Gewerbesteuerzahlungen führt.

Gefahr der Ungleichbehandlung aufgrund der unternehmerischen Organisationsstruktur

In nahezu jedem Unternehmen mit Konzernstruktur sind **steuerliche Organschaften** beziehungsweise bei öffentlich-rechtlichen Unternehmen **steuerliche Querverbunde** anzutreffen. Diese Formen des steuerlichen Zusammenschlusses steigern die unternehmerischen Effizienzen von Netzbetreibern. Der Ansatz einer tatsächlich gezahlten Gewerbesteuer in der Anreizregulierung kann zu fundamentaler, ökonomisch ineffizienter Reorganisation von Unternehmensstrukturen führen. Der derzeitige Vorschlag der Bundesnetzagentur ignoriert diesen weitreichenden Effekt.

Wie auch bereits in vorausgegangenen Fachgesprächen umfangreich dargelegt, ist die Steuerbilanz in der Ermittlung einer tatsächlich abgeführten Gewerbesteuer maßgeblich. Diese weicht in verschiedenen Punkten vom handelsrechtlichen bzw. kalkulatorischen bilanziellen

Ausweis ab. Der Beitrag einzelner Teilgesellschaften zur Steuerzahllast wird hierbei nicht nachgehalten. Eine Ermittlung diesbezüglicher Angaben aus dem Tätigkeitsabschluss ist demnach nicht zu realisieren.

Die vorliegende Entwurfsfassung der Methodikfestlegung benachteiligt insbesondere Netzbetreiber mit den o.g. Organisationsformen, indem sie eine Abstimmung auf die tatsächliche Gewerbesteuer in der Tätigkeit Netz erfordert. Insbesondere steuerliche Organschaften- oder Querverbände sind in der Branche gängige Modelle, gerade weil viele Netzbetreiber in Konzernstrukturen eingebettet oder kommunal verankert sind. Bei Nichtanerkennung der Gewerbesteuer stellt dies eine systematische Schlechterstellung hinsichtlich der finanziellen Lage dieser Unternehmen dar. Darüber hinaus weisen viele Netzbetreiber bereits in ihren Planungen massive Verschlechterungen in der Entwicklung ihrer Finanzkennzahlen (Financial Covenants in Kreditverträgen) aus, wodurch der Fremdfinanzierung bankenseitig klare Grenzen gesetzt sind. Wie unter Punkt 4.3 (Aufwandsgleiche Kosten; S. 9) aufgeführt, "...[sind] Kosten ... jedoch nicht berücksichtigungsfähig, sofern und soweit sie nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes dienen." Dies muss aber auch im Umkehrfall gelten, wenn der tatsächliche Gewerbesteueraufwand und/oder die tatsächliche Gewerbesteuerzahlung aufgrund eines Querverbandes entfällt bzw. sich reduziert. Betrachtet man das Netzgeschäft allein, macht dieses einen Gewinn (kalkulatorische EK-Verzinsung), woraus sich die Pflicht zur Zahlung von Körperschaft- und Gewerbesteuer ergibt. Ein evtl. Entfall bzw. eine Reduzierung der tatsächlichen Zahlung innerhalb eines Unternehmensverbandes resultiert aus Verlustgeschäften anderer Tätigkeiten und Unternehmen (z.B. Bäderbetriebe, öffentlicher Nahverkehr), die nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes dienen. Somit ist der Ansatz der kalkulatorischen Gewerbesteuer auf Basis der kalkulatorischen EK-Verzinsung sachgerecht und sollte in seiner bisherigen Form beibehalten werden.

Fehlanreize vermeiden bevor sie entstehen

Der tatsächliche Ansatz der Gewerbesteuer steht diametral der Vereinfachung der Regulierungssystematik mittels Pauschalierung entgegen. Der BDEW spricht sich dafür aus, dass Netzbetreiber und Behörden die Anpassung des Regulierungsrahmens als Anlass nehmen, Fehlanreize zu individuellen und zeitintensiven buchhalterischen Maßnahmen der Netzbetreiber und daraus folgenden intensiven behördenseitigen Prüfungsverfahren abzuschaffen.

Im Hinblick auf den Ansatz der Gewerbesteuer würde ein **Fehlanreiz** geschaffen, der eine Vielzahl von Energieversorgungsunternehmen zwingt, sich **organisatorisch zu restrukturieren**, nur um die Gewerbesteuer geltend machen zu können. Dies würde einen enormen unternehmensindividuellen Umsetzungs- aber auch behördenseitigen Prüfaufwand nach sich ziehen.

Die Folge wären massive Ineffizienzen. Das Ausmaß der materiellen Komplexität wurde bereits in den vorausgegangenen Fachgesprächen zwischen Branchenvertretern und BNetzA aber auch Stellungnahmen hinreichend dargelegt.

Massive Verschlechterung der Investitionsbedingungen durch Entfall der kalkulatorischen Gewerbesteuer im Kapitalkostenaufschlag und resultierenden Zeitverzug vermeiden

Der kalkulatorische Ansatz der Gewerbesteuer ist elementarer Bestandteil der Kalkulationslogik des Kapitalkostenaufschlages, um sicherzustellen, dass die regulatorisch zugestandene Eigenkapitalverzinsung für die jährlichen Neuinvestitionen c.p. erwirtschaftet werden kann.

Wenn die kalkulatorische Gewerbesteuer – wie von der BNetzA beabsichtigt – künftig ersatzlos aus der Kalkulation des Kapitalkostenaufschlages entfallen würde, würde daraus unmittelbar folgen, dass die festgelegte Eigenkapitalverzinsungshöhe für Neuinvestitionen während der Regulierungsperiode von vornherein nicht erzielt werden kann.

Bei einem Gewerbesteuerhebesatz von 403% (durchschnittlicher Hebesatz in Deutschland aus 2023) beträgt der Gewerbesteuersatz rund 14% ($14,11\% = 3,5 \times 403\% / 10000$). Die erzielbare Eigenkapitalverzinsung würde demnach von vornherein um rund 14% abgesenkt. Während einer Regulierungsperiode würden sich die Ertragseinbußen Jahr für Jahr mit jeder jährlichen Neuinvestitionen auf kumulieren.

Wenn die Gewerbesteuer künftig nur noch auf Basis der tatsächlich im Basisjahr gezahlten Gewerbesteuer in den Netzentgelten berücksichtigt würde, entstünde ein Zeitverzug von bis zu 7 Jahren, um einen Anstieg der tatsächlich gezahlten Gewerbesteuer auch in den Netzentgelten zurückverdienen zu können. Zudem wäre dieses „Steuerbudget“, basierend auf dem kalkulatorischen EK-Zins der vorherigen Regulierungsperiode, nicht konsistent zum kalkulatorischen EK-Zins der aktuellen Regulierungsperiode. In Zeiten stark ansteigender Investitionsbedarfe und daraus folgender ansteigender kalkulatorischer Eigenkapitalverzinsung würden die Ertragseinbußen besonders stark zu Buche schlagen. Ein Ausgleich für die jährliche hinzukommende Gewerbesteuer auf Neuinvestitionen bei der Netzentgeltbildung ist daher unverzichtbar.

Wenn regulatorische Rahmenbedingungen Investitionen in den Aus- und Umbau der Strom- und Gasnetze fördern wollen, müssen sie daher sicherstellen, dass die auf die Eigenkapitalverzinsung für Bestands- und Neuinvestitionen entfallende Gewerbe- und Körperschaftsteuer c.p. auch verdient werden kann. Die vorgeschlagene Änderung der BNetzA würde genau das Gegenteil bewirken und die Investitionsbedingungen immens verschlechtern. Zudem würde dieser „Sonderweg“ im Vergleich zur internationalen Regulierungspraxis, gerade in einem

möglichen WACC-Model, zu Intransparenz der Regulierungssystematik und damit Verunsicherung von Kapitalgebern führen.

Der neue Regulierungsrahmen muss daher genutzt werden, um die richtigen Anreize und nötigen Vereinfachungen zur Effizienzsteigerung zu setzen, auf die alle Akteure, die maßgeblich die Energiewende umsetzen, deutlich angewiesen sind.

Bürokratie als Wiedergänger im neuen Regulierungsrahmen sollte vermieden werden

Zahlreichen Netzbetreibern wird unterstellt, keine oder nur geringe Gewerbesteuern zu zahlen und durch einen kalkulatorischen Ansatz begünstigt zu werden. Das vorliegende Eckpunktepapier verweist dabei insbesondere auf steuerliche Organschaften oder Querverbunde. Es wird dabei außer Acht gelassen, dass die Gewerbesteuer gebündelt auf Ebene des Konzerns bzw. des Querverbundes gezahlt wird und somit auch die Netzsparte umfasst – die Annahme einer Begünstigung ist also ein falscher Rückschluss.

Dennoch hält die Bundesnetzagentur an ihrer Unterstellung fest, obwohl in den vorausgegangenen Fachgesprächen zahlreiche Erläuterungen vorgebracht und die komplexe Thematik transparent von der Branche aufgearbeitet wurde. Dabei kann sie gegenüber Netzbetreibern keine nachvollziehbare Begründung liefern.

Um eine Anerkennung der Gewerbesteuer zu erhalten, sollen Netzbetreiber laut vorliegendem Eckpunktepapier stattdessen eine sachgerechte Schlüsselung vornehmen. Maßgeblich soll dabei die im handelsrechtlichen Tätigkeitsabschluss ausgewiesene Gewerbesteuer sein. Dabei wird jedoch übersehen, dass für die tatsächliche Steuerzahlung die Steuerbilanz entscheidend ist. Dies führt zu komplexen unternehmensindividuellen Überleitungen, da die zugrunde liegenden Unternehmensdaten nur mit einer Scheingenaugigkeit in den regulatorischen Rahmen überführt werden können. Darüber hinaus würde dies insbesondere für Netzbetreiber mit Pachtmodell eine Vielzahl weiterer Detailrechnungen erforderlich machen.

Eine Schlüsselung steigert die Komplexität der Ermittlung und kann nur unternehmensindividuell erfolgen. Netzbetreiber würden unterschiedliche Ansätze und Herleitungen verfolgen. Daraus ergeben sich zusätzliche Herausforderungen in der Nachvollziehbarkeit und erweiterter Erläuterungs- und Austauschbedarf mit den Prüfern der Regulierungsbehörden.

Die hohe Komplexität führt dazu, dass Prüfer Sachverhalte nicht immer vollständig nachvollziehen können, was im Zweifelsfall zu Kürzungen führen könnte. Steuerliches und unternehmensspezifisches Know-how müssten daher auf beiden Seiten vorhanden sein. Dies ist derzeit nicht vorhanden, da eine Auseinandersetzung mit dieser Problematik bisher noch nicht notwendig war. Der zusätzliche regulatorische Verwaltungsaufwand verschafft weder den Netzbetreibern noch der Energiewende Vorteile.

Die kalkulatorische Gewerbesteuer ist als probates Instrument beizubehalten.

Die Herausforderung der Neuausrichtung des Regulierungsrahmens besteht darin, nicht an überholte und komplexe Ansätze anzuknüpfen oder diese gar weiter auszubauen, da dadurch nur neue Streitpunkte entstehen würden. **Der BDEW rät daher erneut eindringlich dazu, die von der Branche in den vorausgegangenen Fachgesprächen und die schriftlich vorgebrachten Aspekte bei der Gestaltung des neuen Regulierungsrahmens zu berücksichtigen.**

Vereinfachungen schaffen, Ressourcen nutzen, beschleunigen

Die Netzbetreiber sind mitten in der Umsetzung der Energiewende, während die Komplexität und der Arbeitsaufwand kontinuierlich steigen – oft bei knappen oder unzureichenden Ressourcen. Daher wird die Möglichkeit, im Rahmen des Transformationsprozesses Verschlan- kungs- und Entlastungspotenziale zu schaffen, von der Branche sehr begrüßt. Unter diesem Gesichtspunkt sollte der im vorliegenden Eckpunktepapier vorgeschlagene tatsächliche Ge- werbesteueransatz durch eine standardisierte Gewerbesteuer vereinfacht werden. Wie die Körperschaftsteuer, die bereits eine feste Komponente in der Eigenkapitalverzinsung darstellt, könnte auch die kalkulatorische Gewerbesteuer durch **standardisierte kommunale Hebesätze** harmonisiert werden. Pauschalierungen und Vereinfachungen dieser Art würden von der Branche positiv aufgenommen werden, solange sie einer wettbewerbsfähigen und risikoange- messenen Kostenanerkennung und Verzinsung zuträglich sind.

Auch der BGH bestätigt, dass „die kalkulatorische Gewerbesteuer vielmehr Teil der kalkulato- rischen Kostenrechnung“ ist, „die die Entgeltbildung unter funktionierenden Wettbewerbsbe- dingungen simulieren soll“.⁷ Der kalkulatorische Ansatz der Ertragsteuern auf Unternehmense- bene als Teil einer konsistenten kalkulatorischen Rechnung ist sowohl **gängige Regulierungs- praxis für Infrastrukturen in Deutschland**, z.B. im Telekommunikationsbereich, als auch **Stand in der europäischen Regulierungspraxis**.

Bei der Umstellung auf einen pagatorischen Ansatz der Gewerbesteuer kann in der Kalkulation für zukünftige Geschäftsjahre von vornherein nicht sichergestellt werden, dass die regulato- risch zugestandene Eigenkapitalverzinsung auch c.p. erzielt werden kann.

Der kalkulatorische Ansatz ist auch deshalb dem pagatorischen Ansatz bei der Netzentgeltkal- kulation methodisch überlegen, weil er zu einer Verstetigung der kalkulierten Gewerbesteuer- beträge im Gleichlauf mit der Investitionstätigkeit des Netzbetreibers führt und

⁷ Senat, Beschluss vom 14. August 2008 - [KVR 42/07](#), WuW/E DE-R 2395 Rn. 72 f. - Rhein Hessische Energie

Netzentgeltsprünge durch schwankende tatsächliche Gewerbesteuerzahlungen infolge von periodenfremden oder einmaligen Effekten vermieden werden.

Aus diesem Grund muss eine konsistente kalkulatorische Gesamtrechnung der Kapitalkosten stets aus dem gesamthaften kalkulatorischen Ansatz aus Zinsen, Steuern und Abschreibungen bestehen.⁸

Die von der BNetzA geplante Einführung des WACC-Konzeptes bietet hier die Chance, die historisch entstandene, unterschiedliche kalkulatorische Abbildung der Gewerbesteuer (als betragsmäßige absolute Größe) und der Körperschaftsteuer (im Eigenkapitalzins Zins) aufzulösen und in einem konsistenten kalkulatorischen Ansatz zu harmonisieren.

Der BDEW schlägt als Lösungsansatz eine einheitliche Abbildung über einen **kalkulatorischen Gesamtsteuerfaktor** vor, als Summe aus kalkulatorischer Gewerbesteuer- und Körperschaftsteuerbelastung. In diesem Ansatz würde der im Rahmen des Capital Asset Pricing Modells (CAPM) zunächst nach Unternehmenssteuern ermittelte Eigenkapitalzinssatz in einen Eigenkapitalzinssatz vor Gewerbe- und Körperschaftsteuer überführt werden. Dieser Kalkulationsansatz wird so auch von der Beschlusskammer 3 der BNetzA im Rahmen des WACC-Konzeptes zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu Teilnehmeranschlussleitungen der Deutschen Telekom AG praktiziert.

Um den Prüfaufwand für die BNetzA und die Landesregulierungsbehörden weiter zu reduzieren, wäre es im Rahmen des WACC-Modells nur folgerichtig, anstelle der individuellen Gewerbesteuerhebesätze der einzelnen Netzbetreiber auf den durchschnittlichen Gewerbesteuerhebesatz in Deutschland abzustellen, wie er vom Statistischen Bundesamt jährlich bereitgestellt wird und wie er bereits durch die Beschlusskammer 3 (Telekommunikation) im Rahmen der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze zur Bestimmung des Körperschaftsteuerfaktors seit mehreren Regulierungsperioden angewendet wird⁹. Im Jahr 2022 betrug der durchschnittliche Gewerbesteuerhebesatz in Deutschland beispielsweise 403%¹⁰.

⁸ Zu Kalkulationsgrundsätzen vgl. z. B. Marcell Schweitzer, Hans-Ulrich Küpper: Systeme der Kosten- und Erlösrechnung, 8. Auflage, 2003 S. 668. Hier ist ausgeführt, dass der kalkulatorische Ansatz von Steuern sich nach der Bemessungsgrundlage, in diesem Fall der kalkulatorischen Verzinsung richtet.

⁹ Siehe unter anderem Bundesnetzagentur, Beschluss BK3c-22/004 vom 30.09.2022, S. 82 und 85.

¹⁰ Das Rechenbeispiel basiert auf dem Gewerbesteuerhebesatz des Jahres 2022. Für die Festlegung des Ausgangsniveaus der 5. Regulierungsperiode ist für die Basisjahre 2025/2026 auf die dann geltenden

Beispielhaft ergeben sich folgende Kalkulationsschritte:

- › Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes im Rahmen des CAPM nach Unternehmenssteuern, ausgehend vom aktuellen EK-Zins für Bestandsanlagen i.H.v. 4,13% nach (allen) Steuern.
- › Ermittlung des standardisierten Gesamtsteuerfaktors:
 - Körperschaftsteuersatz inkl. Solidaritätszuschlag $15\% \times 1,055\% = 15,825\%$
 - Standardisierter Gewerbesteuersatz = durchschnittlicher Gewerbesteuerhebesatz in Deutschland \times Messzahl / 10.000 $\rightarrow 403\% \times 3,5 / 10.000 = 14,11\%$
 - Integrierter standardisierter Ertragsteuersatz $\rightarrow 15,825\% + 14,11\% = 29,93\%$
 - Überführung in einen Gesamtsteuerfaktor $\rightarrow 1 / (1 - 0,2993) = 1,4271$
- › Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes vor Gewerbe- und Körperschaftsteuer, im Beispiel: $4,13\% \times 1,4271 = 5,89\%$.

In Verbindung mit dem festzulegenden Fremdkapitalzinssatz und der EK- und FK-Quote kann auf dieser Basis ein für alle Netzbetreiber einheitlicher und transparenter **WACC vor Steuern** für die Netzkostenkalkulation festgelegt werden.

Ein so ermittelter WACC vor Steuern wird von den meisten europäischen Regulierungsbehörden angewandt. Dieser international anerkannte Ansatz würde demnach auch die **Transparenz und Vergleichbarkeit** der Verzinsungsbedingungen für Investoren im Vergleich zum Status Quo deutlich erhöhen und eine konsistente kalkulatorische Abbildung der Gewerbe- und Körperschaftsteuer im Ausgangsniveau und während der Regulierungsperiode im Kapitalkostenaufschlag für Neuinvestitionen sicherstellen.

Zusammenfassend lassen sich folgende wesentliche Kritikpunkte an der beabsichtigten Einführung einer pagatorischen Gewerbesteuer festhalten:

- › Eine Systemanpassung allein auf Basis von „Einspareffekten“ vornehmen zu wollen, die zudem nicht belegt werden, wird dem Maßstab „Stand der Wissenschaft“ nicht gerecht.
- › Die Netzkosten würden bei Einführung einer pagatorischen Gewerbesteuer sowohl bei denjenigen Netzbetreibern ansteigen, die bislang keinen oder nur geringen

durchschnittlichen Gewerbesteuerhebesätze abzustellen. Siehe https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/_Grafik/_Interaktiv/steuereinnahmen-hebesaetze-gewerbesteuer-laender.html

Gewerbsteuer-Aufwand in ihren Tätigkeitabschlüssen ausweisen, als auch bei denjenigen Netzbetreibern, deren Gewerbesteuer-Aufwand schon heute oberhalb des kalkulatorischen Niveaus liegt.

- › Das beabsichtigte Vorgehen würde Netzbetreiber in Abhängigkeit ihrer gesellschaftsrechtlichen Organisationsformen und nicht in Abhängigkeit ihrer unterschiedlichen Effizienzen differenzieren und voneinander abweichende regulatorische Budgets zuweisen. Diese Ungleichbehandlung dürfte Rechtsstreitigkeiten provozieren.
- › Eine pagatorische Gewerbesteuer ist mit dem Risiko verbunden, dass die vorgesehenen Finanzmittel für Netzbetrieb und vorausschauenden Netzausbau bei einer größeren Gruppe von Netzbetreibern zunächst beschnitten werden und der Transformationsprozess dadurch ausgebremst wird.
- › Entbürokratisierung und Vereinfachung werden durch die Integration der steuerlichen Perspektive konterkariert.
- › Der BDEW schlägt einen Weg vor, wie im Rahmen einer kalkulatorischen Gewerbesteuer Vereinfachungen und größere Nähe zur internationalen Regulierungspraxis geschaffen werden kann.

4.9 Kostenmindernde Erlöse und Erträge

“Der bislang in § 9 Abs. 1 StromNEV/GasNEV geregelte Katalog der kostenmindernden Erlöse und Erträge wird fortgeführt, ergänzt um die Klarstellung, dass auch Investitionszuschüsse hierunter zu fassen sind. Die von Dritten entrichteten Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse sollten grundsätzlich weiterhin über eine Dauer von 20 Jahren linear aufgelöst und netzkostenmindernd angesetzt werden. “

Sofern es netzbetreiberindividuelle Zuschüsse mit eindeutigem Bezug zum Anlagevermögen gibt, sollte auch die Möglichkeit gewährt werden, diese analog zur regulatorischen Nutzungsdauer auflösen zu dürfen. Insbesondere mit Blick auf den Transfer von Anlagen von einem Tätigkeitsbereich in einen anderen sollten korrespondierende Zuschüsse, AKB/BKZ auch “mitgenommen” werden dürfen (Vgl. WasserstoffNEV § 12 Abs. 2).

Korrespondierend mit der Nichtberücksichtigung von Finanzanlagen in der regulierten Verzinsungsbasis (s. 4.7.1), sind Zinserträge in einem WACC-Modell künftig nicht mehr kostenmindernd anzusetzen.

Ansprechpartner

Kevan Skorna
Energienetze, Regulierung & Mobilität
+49 30 300199-1669
kevan.skorna@bdew.de