

Hinweis:

**Bitte dieses Formular im Originalformat (\*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.**

**GBK**

**Aktenzeichen: GBK-24-02-1#3 und GBK-24-02-2#3**

**Formblatt für die Übermittlung von Stellungnahmen**

**Unternehmen / Verband / Behörde / Sonstige: (Pflichtfeld)**

Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG

**Marktrolle:**

VNB

**Kontaktdaten\*:**

**Nachname:**

**Vorname:**

**Kürzel:**

**E-Mail:**

**Telefon:**

\* Kontaktdaten werden bei Veröffentlichung der Konsultationsbeiträge **nicht** mitveröffentlicht.  
Sie dienen ausschließlich eventueller Rückfragen durch die Große Beschlusskammer.

**Weiter auf dem nächsten Tabellenblatt >>**

Hinweis:  
Bitte dieses Formular im Originalformat (\*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.

Konsultationsbeitrag: Aktenzeichen: GBK-24-02-1#3 und GBK-24-02-2#3 -

| Nr. | Abschnitt<br>(Pflichtfeld)                       | Thema   | Stellungnahme  | Begründung |
|-----|--|---|--|------------|
| 1   | 1. Einleitung                                    |   |  |            |
| 2   | 4.1. Grundsätze der Kostenermittlung             | ! Mehr Fokus auf die Kosten zeitnah im Erlöspfad abbilden - Regulierungsrahmen soll die aktuelle Versorgungsaufgabe spiegeln! | Die Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG begrüßt den bisherigen Austausch der Bundes-netzagentur mit der Branche und bedankt sich für die eingeräumte Möglichkeit zur Stellungnahme.<br>Die Netzkosten setzen sie sich sowohl aus den betriebsnotwendigen operativen Kosten der Ge-winn- und Verlustrechnung als auch den kalkulatorischen Kosten im Netz zusammen. Gerade im Hinblick auf die operativen Kosten möchten wir den dringenden Handlungsbedarf hinsichtlich des langen Zeitverzugs zwischen Kostenanfall und Abbildung Erlöspfad von bis zu sieben Jahren betonen. Hinzukommt, dass die Preiseffekte in der gesamten Netzbranche, nicht annähernd durch einen korrigierten Verbraucherpreisindex (VPI minus X-gen) kompensiert werden können. Nicht zu vergessen die Mengeneffekte; Somit würden insbesondere Netzbetreiber abgestraft, die gerade jetzt in puncto Energiewende in Vorleistung gehen und „mehr machen“, was in der Konsequenz auch mehr operative Kosten nach sich zieht.<br>Der Zeitverzug im aktuellen System führt seit Jahren zu massiven Ergebnislücken, die Netzbetreiber von Ihrer Verzinsung kompensieren müssen. Dabei sind die Herausforderungen hinsichtlich der Deckung des Kapitalbedarfs, den die Energiewende fordert, allseits enorm. Netzbetreiber müssen mehr denn je auf verschiedene Finanzierungsquellen zurückgreifen. Dabei spielt auch das Thema Gewinnthesaurierung eine wichtigere Rolle, da der Bankenfinanzierung teils bereits Grenzen gesetzt sind, Tendenz was die Planungsverläufe der Netzbetreiber angeht, steigend.<br><br>Der neue Regulierungsrahmen muss eine Möglichkeit schaffen, operative Kosten zeitnah im Erlöspfad abzubilden. Wir begrüßen daher insbesondere die aktuell mit dem VKU unter dem Namen BASE diskutierten Möglichkeiten zur OPEX-Anpassung ausdrücklich. Auch im Hinblick, auf den im aktuellen System angezeigten Basisjahreffekt, würden sich hierdurch Verschlinkungen auf beiden Seiten ergeben.<br><br>Ziel des NEST-Prozesses muss es sein die Bearbeitungsdauern bei den Regulierungsbe-hörden wesentlich zu verkürzen. Es kann nicht sein, dass einzelne Regulierungsbehörden bis zu fünf Jahre für einige Genehmigungen benötigen. Insbesondere im Fall von zu spät ergehenden Re-gulierungskontobescheiden führen diese langen Bearbeitungsdauern dazu, dass auch die nachfol-genden Regulierungskontomeldungen durch die Behörden korrigiert werden müssen. Der Ar-beitsaufwand steigt hier sowohl bei Netzbetreibern als auch bei den Behörden ohne Not signifi-kant an. Wir denken, dass aus diesen Gründen nachvollzogen werden kann, weshalb wir eine Verkürzung der Regulierungsperiode als kein probates Mittel erachten, das Problem im bisherigen Regulierungsrahmen zu heilen. Zur Gewährleistung von Rechtssicherheit für die Netzbetreiber sollten alle Verfahren der Regulierungsbehörden einer Genehmigungsfiktion unterliegen. So-weit ein Antrag innerhalb einer Zeitspanne von ein bis zwei Jahren nicht umfassend durch die Behörde bearbeitet wurde, sollte automatisch der Antrag ohne Anpassungen als genehmigt gelten.  |            |
| 3   | 4.2. Kosten von Verpächtern und Dienstleistern   | ! Der Minimalabgleich wird nicht benötigt.  | Wir begrüßen, dass die Große Beschlusskammer die Abschaffung des Minimalabgleichs erwägt. Eine solch detailliert Überprüfung der vom Verpächter verrechneten Kosten passt nicht zu angedachten Pauschalisierung der kalkulatorischen Verzinsung über den WACC. Darüber hinaus verhindert die Anwen-dung des Minimalabgleichs häufig eine weitere Diskussion über die sachgerechte Aufteilung der kalkulato-rischen Verzinsung zwischen Verpächter und Pächter.<br><br>Im Hinblick auf den von der Behörde weiterhin geforderten Minimalabgleich bei Dienstleistungen wei-sen wir darauf hin, dass dieser nur für Dienstleistungen durchgeführt werden kann, die von konzernver-bundenen Unternehmen erbracht werden. Auch in diesem Bereich sehen wir die Durchführung eines Minimalabgleichs nicht als notwendig an. Vielmehr sollte bei der Nachweiserbringung grundsätzlich zwi-schen Dienstleistungen von konzernverbundenen und dritten Unternehmen unterschieden werden. Bei konzernverbundenen Unternehmen sollte, in Abhängigkeit von der Art der erbrachten Dienstleistung entweder der Marktvergleich oder der individuelle Kostennachweis des Dienstleisters Anwendung finden. Bei von dritten erbrachten Dienstleistungen sollte ein Nachweis in kritischen Fällen in Form der Vorlage der betroffenen Belege sowie die Dokumentation der sachgerechten Beauftragung genügen.<br><br>Als kommunaler Netzbetreiber können wir nachvollziehen, dass die Regulierungsbehörden den ausschließ-lichen Ansatz betriebsnotwendiger aufwandsgleicher Kosten in den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber gewährleisten müssen und dies regelmäßig überprüfen. Unseres Erachtens ist hier zu unterscheiden zwi-schen dem Ansatz dem Grunde sowie dem Ansatz der Höhe nach.<br><br>Der korrekte Ansatz dem Grunde nach kann unseres Erachtens von den Regulierungsbehörden nur überprüft werden, indem im Detail geprüft wird, für welche Sachverhalte Kosten angefallen sind. Nach der langjährigen Anwendung der Kostenprüfungen in Deutschland, gehen wir hier davon aus, dass in diesem Punkt weitgehend Einvernehmen zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden herrscht und nur noch in Einzelfällen Korrekturen notwendig sind.<br><br>Zur Überprüfung des Ansatzes der Höhe der angesetzten Kosten haben die Behörden in der Vergan-genheit häufig die Mittelwertbildung angewendet. Diese ist jedoch nur dann sachgerecht, wenn sie zum einen symmetrisch durchgeführt wird und zum anderen die Preissteigerungen im Zeitablauf berücksichtigt werden. Die symmetrische Anwendung der Mittelwertbildung bedeutet, dass Mittelwerte gleichermaßen für Positionen angewendet werden müssen, die im Basisjahr in einem niedrigerem wie auch in einem hö-heren Umfang anfallen als im Durchschnitt. Zur Berücksichtigung der Preissteigerung müssen die Ansätze der einzelnen Jahre zunächst bis zum Basisjahr inflationsiert werden, bevor ein Mittelwert gebildet wird.<br><br>So lange diese beiden Anforderungen nicht berücksichtigt werden, sehen sich die Netzbetreiber weiterhin gezwungen einmalige Sachverhalte im Rahmen ihrer Maßnahmensteuerung möglichst in das Basisjahr zu verschieben, damit dieses überhaupt in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Die Folge wird dann weiterhin der bekannte signifikante Kostenaufwuchs in den Basisjahre sein.<br><br>Darüber hinaus sehen wir die Notwendigkeit eines auch in den nächsten Jahren fortgeführten Dialogs mit den Regulierungsbehörden zur Entwicklung der Kosten für die Verlustenergie in den Stromnetzen. Zum einen sollte der bisher praktizierte Ansatz, der sich rein aus den Absatzmengen im Netz herleitenden Ver-lustenergiemengen in den nächsten Jahren kritisch überprüft werden. Wir gehen davon aus, dass mit der fortschreitenden Dezentralisierung der Stromerzeugung künftig zusätzlich die in die Netze eingespeisten Energiemengen flächendeckend mitberücksichtigt werden müssen. Weiterhin wird es in Zukunft sehr wahrscheinlich notwendig, auch die Kosten für die Grünstellung der Verlustenergie mit als Aufwand be-rücksichtigen zu können. Aufgrund der bevorstehenden Verbindlichkeit der Vorgaben zum ESG- und CSR-D-Reporting wird dies ein weiterer wesentlicher Baustein sein, um die Finanzierung des Netzausbaus im Stromnetz zu gewährleisten. Es ist erforderlich, dass Regulierungsbehörden und Netzbetreibern hier |            |
| 4   | 4.3. Aufwandsgleiche Kostenpositionen            | ! Betriebsnotwendige Kosten müssen sachgerecht ermittelt werden.  | Als kommunaler Netzbetreiber können wir nachvollziehen, dass die Regulierungsbehörden den ausschließ-lichen Ansatz betriebsnotwendiger aufwandsgleicher Kosten in den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber gewährleisten müssen und dies regelmäßig überprüfen. Unseres Erachtens ist hier zu unterscheiden zwi-schen dem Ansatz dem Grunde sowie dem Ansatz der Höhe nach.<br><br>Der korrekte Ansatz dem Grunde nach kann unseres Erachtens von den Regulierungsbehörden nur überprüft werden, indem im Detail geprüft wird, für welche Sachverhalte Kosten angefallen sind. Nach der langjährigen Anwendung der Kostenprüfungen in Deutschland, gehen wir hier davon aus, dass in diesem Punkt weitgehend Einvernehmen zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden herrscht und nur noch in Einzelfällen Korrekturen notwendig sind.<br><br>Zur Überprüfung des Ansatzes der Höhe der angesetzten Kosten haben die Behörden in der Vergan-genheit häufig die Mittelwertbildung angewendet. Diese ist jedoch nur dann sachgerecht, wenn sie zum einen symmetrisch durchgeführt wird und zum anderen die Preissteigerungen im Zeitablauf berücksichtigt werden. Die symmetrische Anwendung der Mittelwertbildung bedeutet, dass Mittelwerte gleichermaßen für Positionen angewendet werden müssen, die im Basisjahr in einem niedrigerem wie auch in einem hö-heren Umfang anfallen als im Durchschnitt. Zur Berücksichtigung der Preissteigerung müssen die Ansätze der einzelnen Jahre zunächst bis zum Basisjahr inflationsiert werden, bevor ein Mittelwert gebildet wird.<br><br>So lange diese beiden Anforderungen nicht berücksichtigt werden, sehen sich die Netzbetreiber weiterhin gezwungen einmalige Sachverhalte im Rahmen ihrer Maßnahmensteuerung möglichst in das Basisjahr zu verschieben, damit dieses überhaupt in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Die Folge wird dann weiterhin der bekannte signifikante Kostenaufwuchs in den Basisjahre sein.<br><br>Darüber hinaus sehen wir die Notwendigkeit eines auch in den nächsten Jahren fortgeführten Dialogs mit den Regulierungsbehörden zur Entwicklung der Kosten für die Verlustenergie in den Stromnetzen. Zum einen sollte der bisher praktizierte Ansatz, der sich rein aus den Absatzmengen im Netz herleitenden Ver-lustenergiemengen in den nächsten Jahren kritisch überprüft werden. Wir gehen davon aus, dass mit der fortschreitenden Dezentralisierung der Stromerzeugung künftig zusätzlich die in die Netze eingespeisten Energiemengen flächendeckend mitberücksichtigt werden müssen. Weiterhin wird es in Zukunft sehr wahrscheinlich notwendig, auch die Kosten für die Grünstellung der Verlustenergie mit als Aufwand be-rücksichtigen zu können. Aufgrund der bevorstehenden Verbindlichkeit der Vorgaben zum ESG- und CSR-D-Reporting wird dies ein weiterer wesentlicher Baustein sein, um die Finanzierung des Netzausbaus im Stromnetz zu gewährleisten. Es ist erforderlich, dass Regulierungsbehörden und Netzbetreibern hier  |            |
| 5   | 4.4. Kapitalerhaltungskonzeption                 | ! Übergangslösung bereits mittels standardisierter kalkulatorischer Eigenkapitalquote vereinfachen                            | Wir begrüßen grundsätzlich, dass die prüfungsintensive und individuelle Ermittlung der Kapitalver-zinsung durch einen pauschalierten Ansatz mittels WACC abgelöst werden soll. Auch entfielen durch den vereinfachten Ansatz das System der Nettosubstanzerhaltung und der damit verbun-denen Bewertung des eigenfinanzierten Anteils der Altanlagen zu Tagesneuwerten. Dies ist auch im Hinblick auf das Auslaufen der Altanlagen im Sinne eines zukunftsgerichteten Regulierungsrah-mens. Auch würden durch ein reines System der Realkapitalerhaltung weitere Entlastungen und Transparenz geschaffen. Wir begrüßen ferner, dass die Bundesnetzagentur anstrebt, den Vermö-gensnachteilen aufgrund des Systemwechsels in Form einer Übergangslösung entgegenzuwir-ken.<br><br>Da die Übergangslösung eine letztmalige Bewertung zu Tagesneuwerten zum nächsten Basisjahr 2025 vorsieht und die Altanlagen mit dem netzbetreiberspezifischen Eigenkapitalanteil (maximal 40 %) bewertet, möchten wir in diesem Zuge auf mögliche Auswirkungen hinsichtlich der erstmaligen Umsetzung von KANU 2.0 im Rahmen der Entgeltbildung 2025 hinweisen. Auf-grund des schnelleren Absinkens der kalkulatorischen Restbuchwerte würde die netzbetreiber-spezifische Eigenkapitalquote stärker absinken und gegebenenfalls die 40 % kalkulatorisches Eigen-kapital unterschreiten. Aber auch spartenunabhängig sehen wir hinsichtlich des Aufwandes zur Ableitung der netzbetreiberindividuellen kalkulatorischen Eigenkapitalquote Vereinfachungspoten-tial. Um in der Übergangslösung auf die diversen bilanziellen Optimierungen der kalkulatori-schen Kapitalstruktur zum Basisjahr verzichten zu können (die spätestens im WACC-Modell der Vergangenheit angehören), würden wir eine Bewertung zu Tagesneuwerten mit einer pauscha-len kalkulatorische Eigenkapitalquote von 40 % begrüßen. In zeitlicher Hinsicht müsste insbesondere für die Gassparte dahingehend eine Klarstellung erfolgen, beispielsweise im Hin-weispapier zu Entgeltbildung, da die Festlegung zur Methodenfestlegung Ausgangsniveau nicht vor dem 15.10. zu erwarten ist.<br><br>Hinsichtlich des Festlegungsentwurfs bitten wir noch um eine Klarstellung welcher Nominalzins konkret bei Verzinsung der kalkulatorischen Restwerte im Rahmen der Übergangsregelung angewendet wird.   |            |
| 6   | 4.5.2. Nutzungsdauern (Strom)                    | ! Die Umstellung bedarf einer strukturierten Überleitung.   | Wir begrüßen, dass die kalkulatorische Nutzungsdauern im Strom einer Prüfung unterzogen werden und gegebenenfalls an den technischen Fortschritt angepasst werden. Somit kann sichergestellt werden, dass sich kürzere technische Lebenszyklen auch wirtschaftlich in der kalkulatorischen Nutzungsdauer wider-spiegeln. Was einen möglichen Umstellungsprozess angeht, bedarf es konkreter Überleitungen, insbe-sondere struktureller Natur. Eine einheitliche Vorgehensweise und ein strukturierter Prozess ist elemen-tar, um sicherzustellen, dass keine Doppelansätze und keine Abschreibungsverluste zum Tragen kommen aber auch, dass keine Abschreibungen verloren gehen.<br><br>Konkret schlagen wir vor, wo notwendig, den Zeitpunkt des Nutzungsdauerwechsels kalkulatorisch auf den Beginn der fünften Regulierungsperiode zum 01.01.2029 festzulegen. Dies würde gewährleisten, dass die Erlösobergrenze der vierten Regulierungsperiode vollständig der von den Behörden mitgeteilte Kapi-talkostenabzug ohne weitere Anpassungen unterstellt werden kann. Im Kapitalkostenaufschlag der fünften Regulierungsperiode, müsste in diesem Fall müsste in diesem Fall für Anlagen, die in den Jahren 2027 und 2028 zugehen ein Nutzungsdauerwechsel zum 01.01.2029 unterstellt werden. Die Übernahme von Anla-genklassen zur Stromerzeugung für den im Eckpunktepapier beschriebenen Ausnahmefall sowie für Not-stromaggregate sind unseres Erachtens sachgerecht. Darüber hinaus sollte der Digitalisierung des Netzes durch den Einsatz von technischen bedingten kürzeren Nutzungsdauern Beachtung entgegen werden.   |            |
| 7   | 6.6.2. Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen | ! Doppelerfassungen vermeiden.  | Wir begrüßen die Darstellung der BNetzA. Nach unserem Verständnis handelt es sich hierbei um eine Klarstellung, dass die Auffassung des BGH zur Berücksichtigung der Anlagen im Bau im verzinslichen Vermögen umgesetzt wird. Konkret fließen ausschließlich jene Anlagen im Bau zum Jahresanfang in die Mittelwertbildung ein, die im Laufe des Geschäftsjahres nicht in eine Sachanlage umgebucht werden und bereits im Vorjahr zugegangen sind. Anlagen im Bau, die im Jahresverlauf im Rahmen der Aktivierung von Sachanlagen umgebucht werden, werden bereits über den kalkulatorischen Ansatz des Sachanlagevermö-gens berücksichtigt. Der Bestand von Anlagen im Bau zum 31.12. eines Jahres ist hingegen immer vollum-fänglich in der Mittelwertbildung zu berücksichtigen.  |            |

|    |                               |   |   |  |  |
|----|-------------------------------|---|---|--|--|
| 8  | 4.6.3. Immaterielles Vermögen | I | Begrüßung der Klarstellung und Hinweis.   | Wir begrüßen die Klarstellung der BNetzA an dieser Stelle. Gezahlte Baukostenzuschüsse an vorgelagerte Netzbetreiber sind richtigerweise als immaterielle Vermögensgegenstände mit einer Nutzungsdauer von 20 Jahren dem Vermögen des Netzbetreibers zuzuordnen und mit ihrem Restbuchwert bei der Bemessung der Regulatorischen Asset Base sowie mit ihrer Abschreibung als Kosten zu berücksichtigen. Dies gilt auch für weitere betriebsnotwendige immaterielle Vermögensgegenstände (z. B. durch Dritte eingeräumte We-gerechte, die benötigt werden, um Netzanlagen für Instandhaltungszwecke zu erreichen).<br><br>Nur zur Vollständigkeit möchten wir erwähnen, dass Software, die nach HGB ebenfalls als immaterieller Anlagegegenstand eingestuft, regulatorisch weiterhin im Rahmen des kalkulatorischen Sachanlagevermö-gens zu behandeln ist.  |  |
| 9  | 4.6.4. Umlaufvermögen         | I | Umlaufvermögen ist für Netzbetreiber mehr denn je relevant.   | Wir begrüßen, dass die Große Beschlusskammer beabsichtigt, das Umlaufvermögen für Vorräte weiterhin mit ihren Buchwerten anzuerkennen. Auch begrüßen wir, dass es bei der Ermittlung des betriebsnotwen-digen Vermögens zukünftig keine Pauschalposition für zinslose Verbindlichkeiten geben soll.<br><br>Der pauschale Ansatz von 1/24 der Netzkosten für das übrige Umlaufvermögen kann vor dem Hintergrund gerechtfertigt sein, dass hier bereits eine zulässige Saldierung zwischen den Forderungen der Netzbetrei-ber und korrespondieren zinslosen Verbindlichkeiten vorweggenommen wurde. Den Forderungsbestand der Netzbetreiber vor Saldierung deckt diese Pauschale allerdings in keinster Weise ab. Dies <del>erlaubt sich bereits aus den von den Netzbetreibern zwingend einzuhaltenden Fristen für die Rechnungslegung und den zu gewährenden Zahlungszielen</del><br>Grundsätzlich begrüßen wir die Einführung eines WACC. Diese bietet die Möglichkeit der Vereinfachung und Beschleunigung der Regulierungsverfahren. Wir erwarten uns hieraus eine Verkürzung der Bearbei-tungszeiten durch die Regulierungsbehörden und somit auch eine größere Rechtssicherheit.  |  |
| 10 | 4.7.1. WACC Allgemein         | I | Die methodische Umstellung wird begrüßt, muss aber mit Augenmaß vollzogen werden!                             | Dabei gehen wir davon aus, dass die zukünftig festgelegten Zinssätze den Anforderungen des § 21 EnWG vollkommen genügen. Die BNetzA verweist auf Seite 7 des Eckpunkte-papiers selbst auf die Vorgabe des § 21 EnWG zur Gewährleistung einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Kapitalverzinsung. Bei aller begrüßenswerten regulatorischen Vereinfachung, die die Umstellung auf ein WACC-Modell mit sich bringt, stellt die Umsetzung dieser Vorgabe die größte methodische Herausforde-rung dar. Im Vergleich zum Status quo wird diese Herausforderung in einem WACC-Modell sogar noch größer, da hier nicht nur der Eigenkapital- sondern auch der Fremdkapitalzinssatz sachgerecht er-mittelt werden müssen. Vor dem Hintergrund der umzusetzenden Herausforderungen im Rahmen der Energiewende, bildet die Sicherstellung einer risikoangepassten und wettbewerbsgerechten Verzinsung die wesentliche Voraussetzung dafür, dass es gelingt, das notwendige Kapital an den Finanzmärkten zu genie-ren.<br><br>Im Rahmen des Expertenworkshops am 08.07.2024 machte die BNetzA deutlich, dass alle Komponenten des eingehenden Eigen- und Fremdkapitalzinssatzes wissenschaftlich fundiert und nachvollziehbar ermittel-te werden sollen. Darüber hinaus wurde darauf verwiesen, dass dieses Kriterium bei den Festlegungen ausländischer Regulierungsbehörden durchgängig nicht gegeben sei. Dieses Vorgehen ist grundsätzlich zu begrüßen. Es birgt jedoch auch Gefahren, die vermieden werden sollten.<br><br>Das Heranziehen von Methoden, die dem "Stand der Wissenschaft" entsprechen, bietet allein noch keine Garantie für eine sachgerechte Kapitalverzinsung. So wiesen diverse Gutachten unter Berücksichti-gung des Standes der Wissenschaft für Eigenkapitalzinssatz nach Steuern eine Spanne zwischen 4,13 % und 6,55 % aus (Als unteres Ende der Spanne wurde der festgelegte Zinssatz der BNetzA für die 4. Regulierungsperiode herangezogen. Das obere Ende der Spanne leitet sich aus dem oberen Grenzwert für den kalkulatorischen EK-Zins aus dem vom BDEW veröffentlichten Gutachten von Value Trust ab.). Der obere Wert überschreitet den unteren Wert also um nahezu 60 Prozent.   |  |
| 11 | 4.7.1. WACC Allgemein         | I | Gewährleistung methodischer Konsistenz, insbesondere bei der Anwendung des Capital Asset Pricing Model (CAPM) | Die methodische Konsistenz beinhaltet nicht zuletzt die konsistente Anwendung des CAPM. Insbeson-dere sollte eine Divergenz der risikolosen Zinssätze bei der Anwendung als Summand auf der einen und der Ableitung der Marktrisikoprämie auf der anderen Seite zukünftig dauerhaft vermieden werden. Neben allen wissenschaftlichen Argumenten für die Vermeidung eines solchen "Zinskeils" sieht auch das OLG Düsseldorf in seinen Beschlüssen zur Festlegung des EK-Zinssatzes der vierten Regulierungsperiode hierin ein wesentliches Verzerrungspotenzial. Dieses muss zukünftig vermieden werden.  |  |
| 12 | 4.7.1. WACC Allgemein         | I | Dauerhafte Verprobung der Ergebnisse  | Die Notwendigkeit einer dauerhaften Verprobung der ermittelten Zinssätze ergibt sich unmittelbar aus der Vorgabe zur Ermittlung wettbewerbsgerechter Zinssätze. Denn nur der Benchmark mit dem Wettbewerb bietet die Sicherheit, dass die festgelegten Zinssätze in dieser Sicht tatsächlich angemessen sind. Dabei muss akzeptiert werden, dass beispielsweise die Festlegungen ausländischer Regulierungsprä-mien auch dann die Möglichkeiten der erzielbaren Rendite für Investoren definieren, wenn diese den An-sprüchen, die die BNetzA an ihre eigenen Festlegungen stellt, nicht genügen. Darüber hinaus muss die Verprobung auch mit weiteren Maßstäben erfolgen, die Investoren üblicherweise zur Ableitung risikoada-quater Renditen heranziehen. Als Beispiel seien hier die durch den Fachausschuss Unternehmensbewer-tung (FAUB) im Institut der Wirtschaftsprüfer in Deutschland (IDW) ermittelten Zinssätze zur Abbildung der Kapitalkosten genannt.<br><br>Für die Ableitung der Fremdkapitalzinssätze muss ebenfalls dauerhaft ein Abgleich mit den tatsächli-chen Finanzierungsbedingungen der Netzbetreiber erfolgen. Insbesondere darf sich die Ableitung dieser Fremdkapitalzinssätze nicht ausschließlich auf Finanzierungsformen beziehen, die kommunalen Energiever-sorgern nicht flächendeckend zur Verfügung stehen. Nebenkosten der Finanzierung, die bisher als auf-wandsgleiche Kosten Anerkennung fanden, die aber nicht Bestandteil veröffentlichter Zinsreihen sind, müssen durch angemessene Aufschläge berücksichtigt werden.<br><br>Nur wenn genannten Kriterien erfüllt sind, ist sichergestellt, dass die von der BNetzA festgelegten Zinssätz-ze auch tatsächlich risikoangepasst und wettbewerbsgerecht sind. Dies ist wiederum zwingende Voraus-setzung dafür, dass genug Kapital für benötigte Investitionen in die Stromnetze bereitgestellt werden kann. Darüber hinaus wird nur in diesem Fall eine Entwertung des bereits in den Energienetzen gebundenen (kommunalen) Vermögens vermieden.<br><br>Darüber hinaus irritiert die BNetzA mit dem Vorhaben, die zu Grunde zu legende Eigenkapitalquote regelmäßig empirisch überprüfen und ggf. anpassen zu wollen. Verlässlichkeit und Vorhersehbarkeit der Regulierung würden im Fall zukünftig möglicherweise wechselnder Eigenkapitalquoten leiden. Dies erfolgt vor dem Hintergrund, dass die allermeisten ausländischen Regulierungsbehörden eine Eigen-kapitalquote von 40 % bzw. 50 % unterstellen. Die BNetzA selbst hat im Expertenworkshop am 08.07.2024 Großbritannien als Beispiel für die Vorgabe eine niedrigeren Eigenkapitalquote genannt. Hier werden 30 % vorgegeben. Dabei lässt die Behörde außer Acht, dass die geringe Ausstattung britischer Netzbetreiber dort seit Langem Gegenstand einer öffentlich geführten Diskussion ist. Die Ankündigung der BNetzA er-staunt auch deshalb, weil sie bereits erfolgt, ohne dass die Behörde eine klare Idee zu haben scheint, wie diese Herleitung der Eigenkapitalquote zukünftig geschehen soll. Konkret möchte die Behörde die Quoten von Strom- und Gasnetzbetreibern im In- und Ausland weitgehend unberücksichtigt lassen. Stattdessen sollen vergleichbare Unternehmen herangezogen werden, die aber im Wettbewerb stehen. Diese Ankündigung eines vorhersehbar methodisch komplexen Gutachtens ohne weitere konkrete Ideen zur Umsetzung sorgt unnötigerweise für Unsicherheit im Hinblick auf die Verlässlichkeit der deutschen |  |
| 13 | 4.7.2. Abzug von Zuschüssen   | I | Zuschüsse müssen effizient zur Gestaltung der Energiewende eingesetzt werden.                                 | Wir stimmen den Aussagen der BNetzA überein, dass Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbei-träge (nachfolgend vereinfacht: Baukostenzuschüsse) auf der einen Seite als einen Beitrag zur günstigen Finanzierung des Netzausbaus beitragen können und auf der anderen Seite für die Netzkunden Anreize setzen, um ihre Anschlusswünsche effizient zu gestalten. Aktuell haben Netzbetreiber jedoch keine wirt-schaftlichen Anreize, die Baukostenzuschüsse zu erheben. Die Dynamiken des Konzessionswettbewerbs in Deutschland führen aktuell sogar dazu, dass Netzbetreiber sich gezwungen sehen, aktiv auf das Erheben von Baukostenzuschüssen zu verzichten, damit sie Konzessionen als Geschäftsgrundlage ihrer Tätigkeit als Netzbetreiber erhalten. Hierbei bleibt außer Acht, dass auf diesem Wege statt der Anschlussnehmer die Allgemeinheit der Netzkunden auf ineffizientere Art und Weise für die Anschlusskosten aufkommen muss. Diese Praxis sollte durch die Vorgabe entsprechender Rahmenbedingungen zwingend beendet wer-den.<br><br>Darüber sollte das Erheben von Baukostenzuschüssen für die Netzbetreiber wirtschaftlich angereizt werden. Unseres Erachtens sollten die Netzbetreiber einen Anteil der vereinnahmten Baukostenzuschüs-se zukünftig als Selbstbehalt mit dem WACC verzinst erhalten, um Fehlanreizen entgegenzuwirken. Schließlich lässt sich leicht zeigen, dass die Verzinsungsbasis für die Netzbetreiber bei Einführung des von Großen Beschlusskammer der BNetzA angedachten Schemas, unter Berücksichtigung einer Eigenkapital-quote von 40 % im WACC, sinkt. Der Grund ist, dass nach dem bisher geltenden Schema zur Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, die 40%-Schwelle immer auf Basis des Bruttovermögens er-mittelt wurde. Zukünftig wird Eigenkapitalquote hingegen auf das niedrigere Netto-Vermögen nach Abzug der BKZ angewendet. Aus diesem Grund sollte die im WACC berücksichtigte Eigenkapitalquote zu-künftig mindestens 50 % betragen.<br><br>Schließlich möchten wir darauf hinweisen, dass die meisten Verteilnetzbetreiber nur in geringem Umfang Investitionszuschüsse erhalten. Ein Investitionszuschuss ist dabei durch den Sachverhalt definiert, dass die leistende Stelle, in der Regel die öffentliche Hand, bei Zahlung eines Investitionszuschusses selbst kei-nen Nutzen aufgrund des Zuschusses hat und in diesem Zusammenhang auch keine Gegenleistung erhält. Ein großer Teil der mit Hilfe der Investitionszuschüsse angeschafften Vermögensgegenstände sind durch eine für Netzbetreiber unterdurchschnittliche Lebensdauer gekennzeichnet. Beispielhaft sind hier Zu-schüsse zur Anschaffung spezieller Betriebs- und Geschäftsausstattung zur Schaffung von behindertenge-rechten Arbeitsplätzen oder aber die in der Vergangenheit gezahlten Prämien für die Anschaffung von E-Fahrzeugen im Fuhrpark der Netzbetreiber zu nennen. Statt der Unterstellung einer Passivierung dieser Zuschüsse und einer Auflösung über 20 Jahre, sollte in diesen Fällen auch eine direkte aktive Kürzung der AK/HK der betreffenden Gegenstände des Sachanlagevermögens von den Regulierungsbehörden ak-zeptiert werden.  |  |

|    |   |   |   |  |
|----|---|---|---|--|
| 14 | 4.8. Gewerbesteuer                      | ! Die Pläne der BNetzA sind nicht nachvollziehbar und schwächen das Vertrauen in das deutsche Regulierungssystem. | <p>Die Pläne der BNetzA zur Berücksichtigung einer "tatsächlich gezahlten" Gewerbesteuer sind nach wie vor nicht nachvollziehbar.</p> <p>Das erklärte Ziel der Vereinfachung des Regulierungssystems wird durch das Vorhaben für eine Position konterkariert, die nur einen kleinen Anteil der Netzkosten darstellt, aber nichtsdestotrotz für die betroffenen Netzbetreiber eine große Relevanz hat. Nach Angabe im Eckpunktepapier lag die Summe der genehmigten kalkulatorischen Gewerbesteuer für die bei der BNetzA regulierten Strom- und Gasnetzbetreiber im regulären Verfahren zur Vierten Regulierungsperiode bei 220 Million Euro. Auf Basis der Veröffentlichungen der BNetzA gemäß § 23b Abs. 1 EnWG lag die Summe der Erlösobergrenzen dieser Gruppe Netzbetreiber im Jahr 2023 bei ca. 25 Milliarden Euro. Die hier diskutierte Position beträgt also weniger als ein Prozent der von den Netzkunden gezahlten Netzentgelte.</p> <p>Unabhängig davon, ob auf diesem Weg eine Einsparung erzielt werden kann oder nicht, sollte sich ein Regulierungssystem ausschließlich an objektiven Regeln nach dem Stand der Wissenschaft orientieren, anstatt primär Einsparungen im Blick zu behalten. Zwar ist die Gewerbesteuer, wie von der BNetzA ausgeführt, grundsätzlich eine Realsteuer. De facto wird sie heute allerdings als (Sonder-)Ertragssteuer eingestuft. Der Status der Realsteuer geht zurück auf die Tatsache, dass neben dem Gewerbeertrag ursprünglich auch die in den Betrieben gezahlte Lohnsumme (abgeschafft 1979) sowie das in den Betrieben gebundene Gewerbekapital (abgeschafft zum 01.01.1998) in die Bemessungsgrundlage einfließen. Seit 1998 bildet ausschließlich der Gewerbeertrag die Bemessungsgrundlage der Gewerbesteuer. Seitdem wird sie analog zur Körperschaftsteuer in der Betriebswirtschaft als Ertragssteuer behandelt (Vgl. z. B. A. G. Coenenberg / A. Haller / W. Schultze: Jahresabschluss und Jahresabschlussanalyse, 26. Auflage, 2021, S. 571). Problematisch am Ausweis der Ertragssteuern nach HGB ist dabei, dass unter dem Posten „Steuern vom Einkommen und Ertrag“ gemäß HGB auch Steueraufwendung und Erträge der Vorjahre ausgewiesen werden müssen. Eine genaue Interpretation dieser Position ist somit häufig erst unter Berücksichtigung der Angaben im Anhang zum Jahresabschluss möglich. Eine nachträgliche Zuordnung dieser periodenfremden Positionen in die Abschlüsse von Konzernunternehmen oder gar die Tätigkeitsabschlüsse wird bisher nicht vorgenommen. Dies wäre sehr komplex und aufwendig, ohne dass hierbei ein größerer Gewinn an Transparenz verbunden wäre.</p> <p>Für die Ermittlung der Netzentgelte sind die wissenschaftlich definierten Grundsätze der Kosten- und Preiskalkulation relevant. Wesentlicher Grundsatz aller Kalkulationsverfahren ist, dass die entstehenden Kosten bezogen auf eine sachgerechte Bezugsgröße ermittelt werden. Bei Ertragssteuern kommt als Bezugsgröße einzig und allein der kalkulatorisch erzielte Ertrag in Frage (Vgl. hierzu z. B. Schweitzer M. / H.-U. Küpper / Friedl G. / Hofmann C. / Pedell B.: Systeme der Kosten- und Erlösrechnung, 11. Auflage, 2016, S. 690).</p> <p>Die BNetzA schlägt vor, die Kapitalkosten vereinfacht über den Weg eines kalkulatorischen Zinssatzes zu berücksichtigen. Unter Berücksichtigung der betriebswirtschaftlichen Literatur kommt deshalb einzig und allein die Berücksichtigung der Ertragssteuern über einen Zuschlag auf die gewährte Eigenkapitalverzinsung in Frage. Die einfachste und zum Ansatz eines WACC methodisch konsistente ist in diesem Zusammenhang die Bildung eines einheitlichen Steuerfaktors unter Berücksichtigung der mathematisch korrekten "In-Hundert"-Prozentrechnungsmethode. Dies entspricht dem international nach dem Stand der Wissenschaft üblichen Vorgehen, das auch in der Regel von Investoren in ihren Rechenmodellen angewendet wird. Es handelt sich dabei de facto um die Anwendung von Standardkosten. Dies bietet weiterhin den Vorteil, dass zeitliche Schwankungen der Kosten- und Erlösverläufe oder unterschiedliche Gesellschaftsstrukturen keine Auswirkungen haben und somit auch nicht bereinigt werden müssen. Dies ist auch der Vorschlag, den die Branche im Expertenworkshop unterbreitet hat. Darüber hinaus wird dieses Vorgehen auch von der BK 3 der BNetzA im Rahmen der Telekommunikationsregulierung angewandt.</p> |  |
| 15 | 4.9. Kostenmindernde Erlöse und Erträge | ! Investitionszuschüsse bedürfen einer klaren Definition und Abgrenzung.  | <p>Wir begrüßen eine Beibehaltung der auf 20 Jahre aufzulösenden Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge.</p> <p>Hinsichtlich der Investitionszuschüsse muss differenziert werden, welchen Charakter diese aufweisen: Beispielsweise muss einem Investitionszuschuss keine Leistungsverpflichtung gegenüberstehen, sodass dieser keiner Passivierung bedarf. Oftmals sind diese aktivisch zu kürzen. Künftig sollen daher nur diejenigen Investitionszuschüsse kalkulatorisch analog den Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen behandelt werden, die ebenfalls den gleichen zur Gegenleistung verpflichtenden Charakter aufweisen und zu passivieren sind. Eine genaue Definition bzw. Abgrenzung unterschiedlicher Arten von Investitionszuschüssen sowie deren kalkulatorische Behandlung sollte mit dem Fachausschuss Rechnungswesen abgestimmt werden.</p>  |  |

Zelle: C4

Kommentar: (!) Fehlende Angabe (rot)  
(-) Korrekt (grün)