

Eckpunktepapier

Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF)

Stellungnahme, Thüga Aktiengesellschaft | 30.08.2024

VORWORT

Mehr Fokus auf die wichtigen Themen der Energiewende – Vereinfachung auf beiden Seiten!

Die Thüga Aktiengesellschaft begrüßt den bisherigen Austausch der Bundesnetzagentur mit der Branche und bedankt sich für die eingeräumte Möglichkeit zur Stellungnahme. Für den weiteren NEST-Prozess ist es für uns von großer Bedeutung, dass der Dialog weiterhin **ergebnisoffen** und vor allem **zukunftsgerichtet** ist. Unser Hauptanliegen ist, dass jetzt die richtigen Weichen gestellt werden, um einem neuen Regulierungsrahmen zu schaffen, der den Herausforderungen der Gegenwart Rechnung trägt und die dringend benötigten **Vereinfachungen** und **Verschlinkungen** enthält, damit Netzbetreiber sich auf die elementaren Themen der Energiewende fokussieren können. Dahingehend ist beispielsweise die angestrebte pauschalierte Kapitalkostenbestimmung ein zu begrüßender Schritt, um diesen Ziel Rechnung zu tragen. Nichtsdestotrotz bedarf es aufgrund mehrjähriger Bearbeitungsrückstände, knappen Ressourcen und zusätzlichen Aufgaben aufgrund des **Transformationsprozesses** weiterer Verschlinkungen, die sowohl Netzbetreibern, Regulierungsbehörden und letztlich den Netzkunden zugutekommen. Wir möchten daher betonen, dass es jetzt elementar ist, den Vereinfachungsgedanken in den verschiedenen neu zu fassenden Einzelthemen zu berücksichtigen und nicht in Kleinteiligkeit zurückzufallen oder gar neue administrative Schauplätze zu schaffen.

Grundsätze der Kostenermittlung

Kosten zeitnah im Erlöspfad abbilden – Regulierungsrahmen soll die aktuelle Versorgungsaufgabe spiegeln!

Die Netzkosten setzen sie sich sowohl aus den betriebsnotwendigen operativen Kosten der Gewinn- 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 im 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. Mengeneffekte bleiben zwischen den Basisjahren gänzlich unberücksichtigt. 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. Der Zeitverzug im aktuellen System führt seit Jahren zu massiven Ergebnislücken, die Netzbetreiber auf Kosten 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 der Stärkung des Eigenkapitals eine wichtigere Rolle, da der Bankenfinanzierung

teils bereits Grenzen gesetzt sind. Dabei liegt der größte Anstieg der Investitionen häufig erst noch bevor.

Der neue Regulierungsrahmen muss zwingend 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.

Ziel des NEST-Prozesses muss es sein die **Bearbeitungsdauern bei den Regulierungsbehörden** 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 Regulierungskontobescheiden führen diese langen Bearbeitungsdauern dazu, dass auch die nachfolgenden Regulierungskontomeldungen durch die Behörden korrigiert werden müssen. Der Arbeitsaufwand steigt hier sowohl bei Netzbetreibern als auch bei den Behörden ohne Not signifikant an. Wir denken, dass aus diesen Gründen nachvollzogen werden kann, weshalb wir eine Verkürzung der Regulierungsperiode als kein probates Mittel erachten, die Probleme des bisherigen Regulierungsrahmens zu heilen. Zur Gewährleistung von Rechtssicherheit für die Netzbetreiber sollten alle Verfahren der Regulierungsbehörden einer **Genehmigungsfiktion** unterliegen. Soweit 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.

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 Anwendung des Minimalabgleichs häufig eine Diskussion über die sachgerechte Aufteilung der kalkulatorischen Verzinsung zwischen Verpächter und Pächter.

Im Hinblick auf den von der Behörde weiterhin geforderten Minimalabgleich bei **Dienstleistungen** weisen wir darauf hin, dass dieser nur für Dienstleistungen durchgeführt werden kann, die von konzernverbundenen Unternehmen erbracht werden. Auch in diesem Bereich sehen wir die Durchführung eines Minimalabgleichs nicht als notwendig an. Vielmehr sollte bei der Nachweiserbringung grundsätzlich zwischen 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 betreffenden Belege sowie die Dokumentation der sachgerechten Beauftragung genügen.

Aufwandsgleiche Kostenpositionen

Betriebsnotwendige Kosten müssen sachgerecht ermittelt werden.

Als kommunaler Stadtwerkeverbund können wir nachvollziehen, dass die Regulierungsbehörden den ausschließlichen Ansatz betriebsnotwendiger aufwandsgleicher Kosten in den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber gewährleisten müssen und dies regelmäßig überprüfen. Unseres Erachtens ist hier zu unterscheiden zwischen dem Ansatz dem Grunde sowie dem Ansatz der Höhe nach.

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.

Zur Überprüfung des **Ansatzes der Höhe** der angesetzten Kosten haben die Behörden in der Vergangenheit 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 höheren Umfang anfallen als im Durchschnitt. Zur Berücksichtigung der Preissteigerung müssen die Ansätze der einzelnen Jahre zunächst bis zum Basisjahr inflationiert werden, bevor ein Mittelwert gebildet wird.

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 diese überhaupt in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Die Folge wird dann weiterhin der bekannte signifikante Kostenaufwuchs in den Basisjahren sein.

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 Verlustenergiemengen 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 berücksichtigen zu können. Aufgrund der bevorstehenden Verbindlichkeit der Vorgaben zum ESG- und CSRD-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 in den nächsten Jahren Ansätze für eine sachgerechte Weiterentwicklung des Kostenansatzes entwickeln.

Kapitalerhaltungskonzeption

Übergangslösung bereits mittels standardisierter kalkulatorischer Eigenkapitalquote vereinfachen.

Wir begrüßen grundsätzlich, dass die prüfungsintensive und individuelle Ermittlung der Kapitalverzinsung durch einen pauschalierten Ansatz mittels WACC abgelöst werden soll. Auch entfielen durch den vereinfachten Ansatz das System der Nettosubstanzerhaltung und der damit verbundenen Bewertung des eigenfinanzierten Anteils der Altanlagen zu Tagesneuwerten. Dies ist auch im Hinblick auf das Auslaufen der Altanlagen im Sinne eines zukunftsgerichteten Regulierungsrahmens. Auch würden durch ein reines System der Realkapitalerhaltung weitere Entlastungen und Transparenz geschaffen. Wir sehen es allerdings als notwendig an, dass die Bundesnetzagentur anstrebt, den Vermögensnachteilen aufgrund des Systemwechsels in Form einer **Übergangslösung** entgegenzuwirken.

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. Aufgrund des schnelleren Absinkens der kalkulatorischen Restbuchwerte würde die netzbetreiberspezifische Eigenkapitalquote stärker absinken und gegebenenfalls die 40 % kalkulatorisches Eigenkapital

unterschreiten. Aber auch spartenunabhängig sehen wir hinsichtlich des Aufwandes zur Ableitung der netzbetreiberindividuellen kalkulatorischen Eigenkapitalquote Vereinfachungspotential. Um in der **Übergangslösung** auf die komplexe Herleitung der individuellen Kapitalstrukturen der Netzbetreiber verzichten zu können (die mit dem WACC-Modell obsolet werden sollen), würden wir eine Bewertung zu Tagesneuwerten mit einer **pauschalen kalkulatorische Eigenkapitalquote von 40 %** begrüßen. In zeitlicher Hinsicht müsste insbesondere für die Gassparte zeitnah eine Klarstellung erfolgen, beispielsweise im Hinweispapier zu Entgeltbildung, da die Festlegung zur Methodenfestlegung Ausgangsniveaus nicht vor dem 15.10. zu erwarten ist.

Wir gehen davon aus, dass ab der 5. Regulierungsperiode ausschließlich Nominalzinssätze für die Verzinsung des Sachanlagevermögens herangezogen werden.

Neue Anlagengruppen und Nutzungsdauern Strom

Die Umstellung der Nutzungsdauern bedarf einer strukturierten Überleitung.

Wir begrüßen, dass die kalkulatorische Nutzungsdauern im Strom einer Prüfung unterzogen werden und an den technischen Fortschritt angepasst werden. Somit kann sichergestellt werden, dass sich kürzere technische Lebenszyklen auch wirtschaftlich in der kalkulatorischen Nutzungsdauer widerspiegeln. Dies betrifft insbesondere die zur Digitalisierung der Stromnetze benötigten Betriebsmittel.

Auch halten wir die flächendeckende Anwendung der unteren Grenze der Nutzungsdauern gemäß Strom-NEV für denkbar. Was einen möglichen Umstellungsprozess für Netzbetreiber, die bisher längere Nutzungsdauern angewendet haben, angeht, bedarf es **konkreter Überleitungen**, insbesondere struktureller Natur. Eine einheitliche Vorgehensweise und ein strukturierter Prozess ist elementar, um sicherzustellen, dass keine Doppelansätze zum Tragen kommen aber auch, dass den Netzbetreibern keine Abschreibungen verloren gehen. Die Übernahme von Anlagenklassen zur Stromerzeugung für den im Eckpunktepapier beschriebenen Ausnahmefall sowie für Notstromaggregate sind unseres Erachtens sachgerecht.

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 für die Erlösobergrenze der vierten Regulierungsperiode vollständig der von den Behörden mitgeteilte Kapitalkostenabzug ohne weitere Anpassungen unterstellt werden kann. Im Kapitalkostenaufschlag der fünften Regulierungsperiode, müsste in diesem Fall für Anlagen, die in den Jahren 2027 und 2028 zugehen ein Nutzungsdauerwechsel zum 01.01.2029 unterstellt werden.

Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens

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 Sachanlagevermögens berücksichtigt. Der Bestand von Anlagen im Bau zum 31.12. eines Jahres ist hingegen immer vollumfänglich in der Mittelwertbildung zu berücksichtigen.

Immaterielles Vermögen

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 Wegerechte, die benötigt werden, um Netzanlagen für Instandhaltungszwecke zu erreichen).

Nur zur Vollständigkeit möchten wir erwähnen, dass Software, die nach HGB ebenfalls als immaterieller Anlagegegenstand eingestuft, regulatorisch weiterhin im Rahmen des kalkulatorischen Sachanlagevermögens zu behandeln ist.

Umlaufvermögen

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 betriebsnotwendigen Vermögens zukünftig keine Pauschalposition für zinslose Verbindlichkeiten geben soll.

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 Netzbetreiber und korrespondierenden zinslosen Verbindlichkeiten vorweggenommen wurde. Den Forderungsbestand der Netzbetreiber vor Saldierung deckt diese Pauschale allerdings in keinsten Weise ab. Dies ergibt sich bereits aus den von den Netzbetreibern zwingend einzuhaltenden Fristen für die Rechnungslegung und den zu gewährenden Zahlungszielen.

Kalkulatorische Verzinsung

WACC Allgemein

Die methodische Umstellung wird begrüßt, muss aber mit Augenmaß vollzogen werden!

Grundsätzlich begrüßen wir die Einführung eines WACC. Diese bietet die Möglichkeit der Vereinfachung und Beschleunigung der Regulierungsverfahren. Wir erwarten uns hieraus eine Verkürzung der Bearbeitungszeiten durch die Regulierungsbehörden und somit auch eine größere Rechtssicherheit.

Dabei gehen wir davon aus, dass die zukünftig festgelegten **Zinssätze** den Anforderungen des § 21 EnWG vollkommen genügen. Die BNetzA verweist auf Seite 7 des Eckpunktepapiers 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 Herausforderung 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 ermittelt 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 generieren.

Im Rahmen des Expertenworkshops am 08.07.2024 machte die BNetzA deutlich, dass alle Komponenten des eingehenden Eigen- und Fremdkapitalzinssatzes wissenschaftlich fundiert und nachvollziehbar ermittelte 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 aber auch die Gefahren, dass nicht wettbewerbsgerechte Zinssätze ermittelt werden.

Das Heranziehen von Methoden, die dem "Stand der Wissenschaft" entsprechen, bietet allein noch **keine Garantie für eine sachgerechte Kapitalverzinsung**. So wiesen diverse Gutachten unter Berücksichtigung des Standes der Wissenschaft für Eigenkapitalzinssatz nach Steuern eine Spanne zwischen 4,13 % und 6,55 % aus.¹ Der obere Wert überschreitet den unteren Wert also um nahezu 60 Prozent.

Für eine sachgerechte Herleitung wissenschaftliche Herleitung des WACC müssen folgende Kriterien erfüllt werden:

- 1.) Gewährleistung methodischer Konsistenz, insbesondere bei der Anwendung des Capital Asset Pricing Model (CAPM)**
- 2.) Dauerhafte Verprobung der Ergebnisse**

Die **methodische Konsistenz** beinhaltet nicht zuletzt die konsistente Anwendung des CAPM. Insbesondere sollte eine Divergenz der risikolosen Zinssätze bei der Anwendung als Summand in der Formel des CAPM auf der einen und der Ableitung der Marktisikoprämie 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.

¹ 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.

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 Regulierungsprämien auch dann die Möglichkeiten der erzielbaren Rendite für Investoren definieren, wenn diese den Ansprüchen, 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 risikoadäquater Renditen heranziehen. Als Beispiel seien hier die durch den Fachausschuss Unternehmensbewertung (FAUB) im Institut der Wirtschaftsprüfer in Deutschland (IDW) ermittelten Zinssätze zur Abbildung der Kapitalkosten genannt.

Für die Ableitung der **Fremdkapitalzinssätze** muss ebenfalls dauerhaft ein Abgleich mit den tatsächlichen Finanzierungsbedingungen der Netzbetreiber erfolgen. Insbesondere darf sich die Ableitung dieser Fremdkapitalzinssätze nicht ausschließlich auf Finanzierungsformen beziehen, die kommunalen Energieversorgern nicht flächendeckend zur Verfügung stehen. Nebenkosten der Finanzierung, die bisher als aufwandsgleiche Kosten Anerkennung fanden, die aber nicht Bestandteil veröffentlichter Zinsreihen sind, müssen durch angemessene Aufschläge berücksichtigt werden.

Nur wenn genannten Kriterien erfüllt sind, ist sichergestellt, dass die von der BNetzA festgelegten Zinssätze auch tatsächlich risikoangepasst und wettbewerbsgerecht sind. Dies ist wiederum zwingende Voraussetzung 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.

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 Eigenkapitalquote von 40 % bzw. 50 % unterstellen. Die BNetzA selbst hat im Expertenworkshop am 08.07.2024 Großbritannien als Beispiel für die Vorgabe einer niedrigeren Eigenkapitalquote genannt. Hier werden 30 % vorgegeben. Dabei lässt die Behörde außer Acht, dass die nicht wünschenswerte geringe Ausstattung britischer Netzbetreiber dort seit Langem Gegenstand einer öffentlich geführten Diskussion ist. Die Ankündigung der BNetzA erstaunt 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 Regulierungsvorgaben.

Abzug von Zuschüssen

Zuschüsse müssen effizient zur Gestaltung der Energiewende eingesetzt werden.

Wir stimmen den Aussagen der BNetzA überein, dass Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge (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 wirtschaftlichen 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 werden.

Darüber sollte das Erheben von Baukostenzuschüssen für die Netzbetreiber **wirtschaftlich angereizt** werden. Unseres Erachtens sollten die Netzbetreiber einen Anteil der vereinnahmten Baukostenzuschüsse zukünftig als **Selbstbehalt** mit dem WACC verzinst erhalten, um Fehlanreize 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 Eigenkapitalquote 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 ermittelt wurde. Zukünftig wird Eigenkapitalquote hingegen auf das niedrigere Netto-Vermögen nach Abzug der BKZ angewendet. Aus diesem Grund sollte die im WACC berücksichtigte **Eigenkapitalquote** zukünftig mindestens 50 % betragen.

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 keinen 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 Zuschüsse zur Anschaffung spezieller Betriebs- und Geschäftsausstattung zur Schaffung von behindertengerechten 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 aktivische Kürzung der AK/HK der betreffenden Gegenstände des Sachanlagevermögens von den Regulierungsbehörden akzeptiert werden.

Gewerbesteuer

Die Pläne der BNetzA sind nicht nachvollziehbar und schwächen das Vertrauen in das deutsche Regulierungssystem.

Die Pläne der BNetzA zur Berücksichtigung einer "tatsächlich gezahlten" Gewerbesteuer sind nach wie vor nicht nachvollziehbar.

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 Erlösbergrenzen 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.

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 Ertragsersteuer behandelt². 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.

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 Frage³.

Die BNetzA schlägt vor, die Kapitalkosten vereinfacht über den Weg eines kalkulatorischen Zinssatzes (WACC) 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 Möglichkeit ist in diesem Zusammenhang die Bildung eines einheitlichen **Steuerfaktors** unter Berücksichtigung der mathematische 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.

Die Tatsache, dass weder die BNetzA noch die Unternehmen in der Lage sind, Zahlen für eine „tatsächliche Gewerbesteuerbelastung“ zu nennen, deutet bereits auf die hohe **Komplexität** des Themas hin. Bisher wurde die Zuordnung der Gewerbesteuerzahllast in die Tätigkeitsabschlüsse genau aus diesem Grund nicht vorgenommen. Wie bereits im Expertenworkshop durch den VKU ausgeführt, sprechen methodische Überlegungen jedoch dafür, dass das von der BNetzA vorgeschlagene Verfahren auch zu einer Mehrbelastung für die Netzkunden führen kann. Die Darstellung, dass auf Basis des von der BNetzA skizzierten Vorgehens überhaupt Netzkostenreduzierungen zu erzielen sind, ist somit nicht belegt.

Das von der BNetzA im Expertenworkshop am 28.05.2024 vorgeschlagene Verfahren der Zuordnung der Gewerbesteuer anhand des getätigten Umsatzes erfüllt sicher nicht die Vorgaben, die seitens der betriebswirtschaftlichen Literatur aber auch durch die Regulierungsbehörden an **sachgerechte Schlüsselung** von Aufwand von Kosten- und Ertragspositionen gestellt werden. Eine sachgerechte Schlüsselung zeichnet sich dadurch aus, dass hier das Proportionalitätsprinzip gewährleistet ist: Die Basisgröße des Schlüssels muss sich proportional zu den geschlüsselten Kosten/Erträgen verhalten. Der Umsatz in den einzelnen Sparten der Energieversorger entwickelt sich aber nicht proportional zur resultierenden Gewerbesteuerzahllast, da unterschiedliche Fertigungstiefen und der Umfang der enthaltenen Umlagen und Steuern dazu führen, dass die Umsätze komplett anders variieren als der resultierende Ertrag und somit auch die Gewerbesteuerzahllast.

Die Tatsache, dass die Zuordnung der „tatsächlichen Gewerbesteuerzahllast“ bisher nicht flächendeckend vorgenommen wird und dass hierzu auch keinen allgemeinen Verfahren etabliert und bekannt sind, führt

² Vgl. z. B. A. G. Coenenberg / A. Haller / W. Schultze: Jahresabschluss und Jahresabschlussanalyse, 26. Auflage, 2021, S. 571

³ 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

zu der Befürchtung, dass dieses Thema zunächst in sehr langwierigen Gerichtsverfahren zu klären sein wird. Unabhängig von der Klärung dieses Sachverhalts ist bereits jetzt offensichtlich, dass in diesem Zusammenhang der **Verwaltungsaufwand** bei Unternehmen und Behörden wesentlich steigen wird. Dies wäre genau der Zustand, den BNetzA und Branche mit der Neuausgestaltung der Anreizregulierung vermeiden wollen.

Kostenmindernde Erlöse und Erträge

Investitionszuschüsse bedürfen einer klaren Definition und Abgrenzung.

Wir begrüßen eine Beibehaltung der **auf 20 Jahre** aufzulösenden Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge.

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 Rechnungswesen-Experten des Instituts der Wirtschaftsprüfer in Deutschland (IDW) abgestimmt werden.

Ansprechpartner Thüga:

Marcel Rauschenbach
Regulierung
T: 089/38197-1273
marcel.rauschenbach@thuega.de

Yvonne Hartmann
Regulierung
T: 089/38197-1751
yvonne.hartmann@thuega.de