

STELLUNGNAHME

zum Eckpunktepapier zur Anpassung der Regulierung in Folge des EuGH-Urteils – NEST

Berlin, 29.02.2024

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.550 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 300.000 Beschäftigten wurden 2021 Umsatzerlöse von 141 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Wärme 88 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 822 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

[Zahlen Daten Fakten 2023](#)

Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: www.vku.de

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Positionen des VKU in Kürze

- › Das **Grundkonzept** der Anreizregulierung hat sich mit der Einführung des jährlichen Kapitalkostenabgleichs bewährt und sollte mit notwendigen Weiterentwicklungsansätzen zur Berücksichtigung aktueller und zukünftiger Entwicklungen fortgesetzt werden.
- › Die neue Rolle der BNetzA bietet eine große Chance, den neuen Regulierungsrahmen so zu gestalten, dass **die Umsetzung der Energiewende durch die Netzbetreiber mit der BNetzA als Partner** richtig Fahrt aufnehmen kann.
- › Der **Transformationsprozess für Strom und Gas** verläuft bereits jetzt unterschiedlich. In Zukunft wird sich das verstärken. Entsprechend sollten verschiedene Aspekte der Regulierung differenziert gestaltet werden. **Gas- und Wasserstoffregulierung** müssen zusammen gedacht und für die Zukunft in Abhängigkeit voneinander entwickelt werden.
- › Das **Vereinfachte Verfahren** muss zwingend erhalten bleiben und gestärkt werden.
- › Es ist zu begrüßen, dass die BNetzA die Flexibilität in der Abbildung der Kostenentwicklung als ein wesentliches Ziel der Regulierung benennt. Eine **Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode ist allerdings kein geeigneter Ansatz**, um das Problem der Verzögerung bei der Anerkennung der Kosten zu lösen. Der VKU präsentiert eine Reihe von Vorschlägen, die das Problem pragmatischer und mit weniger Aufwand lösen.
- › Der VKU stellt eine Reihe von Vorschlägen vor, die den **Regulierungsaufwand deutlich reduzieren** können, ohne dass Prüfintensität oder Effizianzanreize vermindert werden.
- › Es existiert eine Reihe von **Kosten, die vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind** oder die dem Effizienzvergleich nicht unterliegen können.
- › Die Weiterführung des bestehenden **Effizienzvergleichs** wird grundsätzlich befürwortet. Allerdings muss noch stärker die **Heterogenität der Netzbetreiber** – auch mit Blick auf die unterschiedlichen Transformationsprozesse – abgebildet werden.
- › Eine Diskussion über mögliche Indikatoren einer sog. „**Energiewendekompetenz**“ sollte offen und gemeinsam mit den Netzbetreibern geführt werden. Die Berücksichtigung muss separat vom Q-Element erfolgen.
- › Eine **Umstellung des Erhaltungskonzepts** muss wertneutral und handhabbar sein.
- › In Bezug auf die **Nutzungsdauern** besteht grundsätzlicher Handlungsbedarf bei Gas und ein punktueller Handlungsbedarf bei Strom.
- › Eine Vereinfachung der Kapitalkostenbestimmung über einen **WACC-Ansatz** sollte sehr sorgfältig abgewogen und alle relevanten Stellhebel gesamthaft analysiert werden.

- › Eine pauschale Anerkennung von **Umlaufvermögen** kann sachgerecht sein, jedoch ist diese anhand einer realistischen Forderungsquote der Netzbetreiber zu ermitteln. Das Vorratsvermögen muss zusätzlich angemessen berücksichtigt werden.
- › Der **EK-Zins** muss angemessen, wettbewerbsfähig und risikoangepasst sein. Die Abweichung zwischen dem „Basiszins“ und dem zur Ermittlung der Marktrisikoprämie angesetzten risikolosen Zins müsste beseitigt werden. Es sollten mehrere Methoden zur Anwendung kommen und prognostische Elemente eingebaut werden.
- › Es sollte weiterhin die **kalkulatorische Gewerbesteuer** angesetzt werden. Eine Umstellung würde einen sehr hohen Aufwand und mehr Komplexität bedeuten. Zudem würden hohe Ungenauigkeiten und Ungleichbehandlungen zwischen den Netzbetreibern entstehen.

Hintergrund und generelle Anmerkungen

Das EuGH-Urteil vom 02.09.2021 hat eine grundlegende Zäsur in der deutschen Energieregulierung ausgelöst. Die BNetzA wird nun in eigener Verantwortung die Bedingungen und Methoden für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen festlegen. Nach Inkrafttreten der EnWG-Novelle im Dezember 2023 ist der Prozess zur Neugestaltung der Regulierung gestartet. Die BNetzA hat ein Eckpunktepapier mit dem Titel „**Netze. Effizient. Sicher. Transformiert**“ (NEST) vorgelegt, welches im Rahmen einer Veranstaltung am 02.02.2024 ausführlich vorgestellt und mit den beteiligten Verbänden diskutiert wurde. Das Eckpunktepapier und die Auftaktveranstaltung bezogen sich auf Anpassungen von Regelungen, die bislang durch die ARegV und die Strom- und Gas-NEV abgebildet wurden.

Das vorgelegte Eckpunktepapier beinhaltet 15 Thesen, die mit an die Thesen anknüpfenden 44 Fragen in Richtung der Netzbetreiber diskutiert werden sollen. Im Rahmen der Auftaktveranstaltung hat die BNetzA mehrfach betont, dass die Diskussion ergebnisoffen und transparent geführt werden soll. Auch für den VKU ist es für die anstehenden Diskussionen wichtig zu betonen, dass es sich um einen Beginn des Diskussionsprozesses handelt, so dass die meisten Fragen und Thesen nicht abschließend beurteilt werden können.

Der VKU ist bereit, die Überlegungen der BNetzA positiv und konstruktiv zu begleiten. Positiv ist, dass die Überlegungen der BNetzA an einigen Stellen Lösungsansätze für die Transformationsprozesse bieten, die die Netzbetreiber beim Strom mit der Umsetzung der Energiewende bereits durchlaufen bzw. an deren Beginn sie bei den Gasnetzen stehen. Andere Thesen der BNetzA stellen aber für den VKU wesentliche Grundprinzipien des Regulierungsrahmens wie die Verlässlichkeit der regulatorischen Vorgaben in Frage. Stellenweise wird sogar eine Ausweitung des Regulierungsaufwands erwogen, dem kein erkennbarer Nutzen entgegensteht.

Der VKU begrüßt die Ankündigung eines offenen und transparenten Diskussionsprozesses mit der Branche und weiteren Stakeholdern. Aus Sicht des VKU bietet die neue Rolle der BNetzA, nach welcher sie nun nicht mehr „nur noch“ Gesetze und Verordnungen umzusetzen hat, die sehr große Chance, den neuen Regulierungsrahmen so zu gestalten, dass die Umsetzung der Energiewende durch die Netzbetreiber richtig Fahrt aufnehmen kann. Auch die einleitenden Worte auf der Tagung am 02.02.2024 gingen in diese Richtung. Leider wurden die Netzbetreiber dann allerdings im weiteren Verlauf dieser Tagung und auch beim Lesen des Eckpunktepapiers zunehmend enttäuscht. Um es etwas überspitzt zu formulieren, dem VKU drängt sich der Eindruck auf, dass es der BNetzA vorwiegend darum geht, einige bürokratische Erleichterungen für die Regierungsbehörden zu erzielen und vor allem die – aufgrund anstehender Aufgaben zukünftig steigenden – Netzentgelte nach Möglichkeit zu reduzieren.

Wenn die Herausforderungen der Energiewende tatsächlich gemeinsam bewältigt werden sollen, dann gehört auch ein Stück mehr Ehrlichkeit in die Diskussion: diese gesamtwirtschaftliche Mammutaufgabe wird es nicht zum Nulltarif geben, einen solchen kann man auch nicht auf politischer Ebene herbeireden. Der VKU wünscht sich von der BNetzA auch klare Worte, dass die Netzentgelte infolge der Investitionen in die Energiewende steigen werden. Selbstverständlich ist es unverändert richtig und wichtig, dass der Regulierungsrahmen Effizienz fördert und fordert und die BNetzA – im Übrigen genauso wie die Netzbetreiber – die Netznutzer im Fokus hat. Es

kann aber nicht das Ziel sein, dass die Weiterentwicklung der Anreizregulierung dazu genutzt werden soll, initial zunächst Geld aus dem System herauszunehmen.

Der VKU plädiert dafür, dass beide, BNetzA und Netzbetreiber, in den weiteren Gesprächen verstärkt die Chance sehen, welche mit der neuen gestalterischen Verantwortung der BNetzA verbunden ist. Mit der gewachsenen Verantwortung sieht der VKU die BNetzA aber nunmehr stärker als bisher in der Rolle eines aktiv gestaltenden Partners – auch der Netzbetreiber – damit diese die Energiewende möglichst gut umsetzen können. Mögliche Indikatoren der sog. „Energiewendekompetenz“ müssen daher geeignet sein, den gemeinsamen Fortschritt bei der Umsetzung der Energiewende zu erkennen oder Hinweise auf Verbesserungsansätze geben.

Der VKU hält es deshalb für erforderlich, dass vor der weiteren Diskussion der einzelnen Thesen die Ausgestaltung des Diskussionsprozesses kommuniziert wird. Es ist erfreulich, dass die BNetzA die Flexibilität in der Abbildung der Kostenentwicklung als ein wesentliches Ziel der Regulierung deutlich benannt hat. Neben den von der BNetzA genannten Zielen gehören die Zukunftsfähigkeit des Regulierungsrahmens sowie die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber für den VKU zu den grundlegenden Prinzipien dazu.

Weiter ist festzuhalten, dass die jeweiligen Thesen nicht einzeln bewertet werden können. Nach Einschätzung des VKU ist eine Bewertung der Veränderungen nur dann möglich, wenn auch die Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Elementen betrachtet werden.

Netzinfrastruktur für die Energiewende

Die steigende Erzeugung von Erneuerbaren Energien sowie der zusätzliche Strombedarf stellen das Stromnetz schon heute vor große Herausforderungen. Die vorgegebenen Ziele sind ohne einen umfassenden und vorausschauenden Ausbau der Netzinfrastruktur – insbesondere der Verteilnetze in denen 95 % der EE-Anlagen sowie praktisch alle Wärmepumpen und Wallboxen angeschlossen werden – zum Scheitern verurteilt.

Hinzu kommt, dass das Verteilnetz „intelligent“ werden muss, um technische Belastungsgrenzen ohne Schäden weiter auszureizen, den schnellen Netzanschluss von Wärmepumpen und Elektromobilen zu garantieren und Einspeisung und Entnahme auch auf lokaler Ebene zu koordinieren. Dies erfordert den Einsatz weiterer Telekommunikations- und Rechentechnik. Nicht zuletzt verschafft eine intelligente Steuerung von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und anderen flexiblen Verbrauchern und Erzeugern die notwendige Zeit, um die Verteilnetze entsprechend den steigenden Anforderungen auszubauen.

Der Um- und Ausbau der Netze betrifft auch die Betriebskosten: insbesondere steigende Personalkosten für vermehrte Bearbeitung von Anschlussanträgen, vertiefte Betriebsplanung, erhöhter Umfang von Dispatch und Redispatch, steigende IT-Kosten aufgrund von zunehmender Digitalisierung, zunehmenden Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen sowie dem strukturellen Wandel der Geschäftsmodelle von IT-Dienstleistern hin zu sogenannten Software-as-a-Service-Lösungen, wodurch IT-Kosten bei den Netzbetreibern verstärkt aus den Kapitalkosten heraus und in die operativen Betriebsaufwendungen hineinfallen werden sowie auch Betriebsaufwendungen, die infolge von Investitionen ebenso ansteigen, z. B. für Demontagen und Ersatz

usw. Deshalb werden auch Personal- und Materialkosten sowie Fremdleistungskosten stärker und früher steigen, als dies durch die implementierte Inflationskorrektur berücksichtigt wird.

Von den Netzbetreibern wird zur Umsetzung der Ziele in den nächsten Jahren eine massive Ausweitung von Investitionen und Aufwendungen erwartet. Es muss daher klar kommuniziert werden, dass in der Folge dessen die Netzkosten und sehr wahrscheinlich auch die Netzentgelte steigen werden. Die Netzbetreiber suchen dabei nach Wegen und Möglichkeiten, den angestrebten Umbau der Energieversorgung mit möglichst geringen Belastungen für die Endkunden zu gestalten. Diese Bemühungen dürfen aber nicht dazu führen, dass den Netzbetreibern die finanziellen Mittel für die Transformation der Infrastrukturen verwehrt werden.

Detaillierte Anmerkungen

G.1 Grundkonzeption

These 1: Die Grundkonzeption der Anreizregulierung mit einer Kostenprüfung und der darauf aufsetzenden Festlegung von Erlösobergrenzen für eine Regulierungsperiode hat sich im Strom- und im Gasbereich gleichermaßen bewährt. Sie soll auch unter den geänderten Rahmenbedingungen für die 5. Regulierungsperiode sowohl für Stromnetzbetreiber auf der Verteilernetzebene und Gasnetzbetreiber auf der Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiberebene angewendet werden.

Fragen:

1. Wird die These 1 geteilt oder welche alternativen Regulierungssysteme sollten vertieft geprüft werden?

Die aktuelle Anreizregulierung mit der Einführung des jährlichen Kapitalkostenabgleichs hat sich bewährt und sollte mit notwendigen Weiterentwicklungsansätzen zur Berücksichtigung aktueller und zukünftiger Entwicklungen fortgesetzt werden. Dasselbe gilt für die grundsätzliche Systematik von Basisjahr, Kostenprüfung und Regulierungsperiode sowie den weiteren Elementen und Ansätzen aus der EOG-Formel bzw. der Regulierungspraxis, z. B. den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, VPI-Xgen, Effizienzbonus, volatile Kosten, Qualitätselement, Regulierungskonto sowie dem Vereinfachten Verfahren. Nicht das Grundsystem ist problematisch, sondern in Teilen dessen Umsetzung in der Praxis. Durch die Beibehaltung des etablierten Regulierungssystems würden Kosten für die Umsetzung einer neuen Systematik bzw. dann einer Neuausrichtung vermieden. Im Laufe der Jahre seit Beginn der Anreizregulierung wurden in der Praxis zahlreiche Systeme und Prozesse etabliert, die sich auf den bestehenden Regulierungsrahmen beziehen. Insoweit ist Kontinuität auch Grundlage für Effizienz.

Im Bereich der Kostenermittlung hingegen bietet die neue Rechtslage Chancen, die Regulierung insgesamt sachgerechter zu gestalten als in der Vergangenheit. Bislang war die Regulierungsbehörde an die Maßgaben der einschlägigen Verordnungen (StromNEV, GasNEV, ARegV) sowie der darauf basierenden Rechtsprechung gebunden. Diese folgten jedoch nur teilweise betriebswirtschaftlichen Grundsätzen, z. B. bei der Ungleichbehandlung von Aktiva und Passiva in der kalkulatorischen Bilanz, der doppelten Deckelung der Eigenkapitalquote, dem Zinssatz für negatives

Eigenkapital, der Besonderheit des Geschäftsjahres oder dem Verbot von Planansätzen. In absehbarer Zeit laufen die vorgenannten Verordnungen aus. Bereits vorher kann die BNetzA per Festlegung davon abweichen. Der VKU fordert eine ergebnisoffene Diskussion über eine den betriebswirtschaftlichen Grundsätzen genügende Definition regulatorischer Kosten.

Das ändert nichts an der grundsätzlichen Eignung des Regulierungssystems mit Erlösobergrenzen Kostenprüfung und Effizienzvergleich. Eine Cost-Plus Regulierung wäre zu aufwändig, wenn sie zusätzlich mit Effizianzenreizen gekoppelt werden soll. Eine Yardstick-Regulierung verbietet sich aufgrund der völligen Entkopplung der Erlöse/Preise von den Kosten. Alle Strom- und Gasnetzbetreiber stehen in den kommenden Jahren vor substantziellen Veränderungen der Versorgungsaufgabe. Die Ausprägungen der Änderungen sowie die Transformationspfade sind unternehmensindividuell. Deshalb braucht es im Gegenteil eine verstärkte Orientierung an den Ist-Kosten der Netzbetreiber.

2. Gilt eine Zustimmung in gleicher Weise für die Verteilernetze Strom und Gas? Wie ist insbesondere die Gasnetztransformation einzuordnen?

Im Gasbereich erfordert die bevorstehende Transformation zwingend Überlegungen hinsichtlich der Effizienz, der Nutzungsdauern und der Produktivitätsentwicklung. Aus diesem Grund müssen auch Gas- und Wasserstoffregulierung zusammen gedacht und für die Zukunft in Abhängigkeit voneinander entwickelt werden. Das hat die BNetzA bereits erkannt. Unter diesem Vorbehalt ist das bestehende Regulierungssystem grundsätzlich auch für den Gasbereich geeignet.

Deutschland will die europäischen und nationalen Klimaschutzziele mit der Energiewende effizient erfüllen. Die deutsche Gaswirtschaft unterstützt diese Zielstellung und steht bereit, diesen Weg engagiert über alle Sektoren hinweg zu flankieren. In diesem Umstrukturierungsprozess werden gasförmige Energieträger einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten. Denn: Ohne Gase geht es nicht. Wasserstoff, Biomethan und synthetisches Erdgas (SNG) werden einen wichtigen Beitrag zur Wärmewende leisten und die Erwartungen zur Dekarbonisierung der an die Gasverteilernetze angeschlossenen Haushalts- sowie mittelständischen Industrie- und Gewerbekunden einlösen. Ein wesentlicher Vorteil ist dabei die grundsätzliche Eignung und wirtschaftliche Anpassungsfähigkeit der Netze für die klimaneutralen Gase und die damit verbundene Schnelligkeit und Reaktionsfähigkeit des Verteilernetzes.

Durch Umwidmungen kann das bestehende Gasnetz fit gemacht werden für die Zukunft. Jedoch gibt es Bereiche, in denen die gut vermaschte Gasnetzinfrastuktur nicht in dem Maß gebraucht wird und wirtschaftlich betrieben werden kann, wie es heute der Fall ist.

3. Gibt es Hinweise zur Weiterentwicklung des vereinfachten Verfahrens?

Das Vereinfachte Verfahren muss zwingend erhalten bleiben. Die Regulierungsbehörden wären überfordert, wenn die kleinen Netzbetreiber auch noch im Regulären Verfahren wären. Das Vereinfachte Verfahren darf auch nicht als Schutzgebiet für kleine Unternehmen missverstanden werden. Teilnehmer am Vereinfachten Verfahren unterliegen gleichermaßen Effizienzanforderungen wie im regulären Verfahren. Ein Zusammenhang zwischen Effizienz und Unternehmensgröße ist darüber hinaus nicht belegt.

Für das Vereinfachte Verfahren wären weitere Reduktionen des Regulierungsaufwands nötig, z. B. Stichprobenverfahren beim Xgen und Monitoring. Nach Auffassung des VKU sind dezentrale Strukturen ein Garant für Netzqualität und hohen Kundennutzen.

Die pauschalierte Höhe der dnbK von derzeit 5 % sollte angehoben werden, da sich die entsprechenden Kostenbestandteile in der Zwischenzeit deutlich erhöht haben und die beabsichtigte Annäherung an die tatsächlichen nicht beeinflussbaren Kosten nicht mehr gegeben ist.

Aufgrund der bis zum Jahr 2045 stetig sinkenden Anzahl angeschlossener Kunden im Gas wäre zu verifizieren, wie mit dem Grenzwert für die Teilnahme am vereinfachten Verfahren von derzeit 15.000 angeschlossenen Kunden weiter zu verfahren ist, um das Regulierungssystem sachgerecht beizubehalten und eine Verschiebung der laufenden Regulierungsaufgaben hin zu den Landesregulierungsbehörden zu vermeiden.

G.2 Dauer Regulierungsperiode

These 2: Um den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, starke Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in die Bestimmung der Erlösobergrenze einbringen zu können, sollte die Regulierungsperiode deutlich verkürzt werden.

Fragen

4. Wird die These 2 geteilt?

Zunächst ist zu begrüßen, dass die Bundesnetzagentur die Notwendigkeit erkennt, das Regulierungssystem so anzupassen, dass die dynamische Entwicklung der Kosten kurzfristiger erfasst und in der Erlösobergrenze abgebildet werden soll. Auf den ersten Blick scheint die Idee, die Regulierungsperiode von 5 auf 3 Jahre zu verkürzen, eine mögliche einfache Lösung zu sein.

Dennoch sieht der VKU den Vorschlag sehr kritisch.

Im Wesentlichen adressiert der Vorschlag das Problem, dass in einer Zeit starker Umwälzungen der Zeitverzug zwischen Kostenentstehung und Berücksichtigung in der Erlösobergrenze (zu) hoch ist. Deshalb muss insbesondere für dieses Problem eine befriedigende Antwort gefunden werden. Grundsätzlich ist das Ansinnen, die Kostenentwicklungen der Netzbetreiber kurzfristiger in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen, deshalb richtig. Jedoch liefert die vorgeschlagene Verkürzung der Regulierungsperiode hierfür nicht den entscheidenden Beitrag.

Bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode beträgt der Zeitverzug 3 - 7 Jahre, also durchschnittlich fünf Jahre. Eine Verkürzung der Periode auf drei Jahre würde den Zeitverzug auf 3 - 5 Jahre, also durchschnittlich vier Jahre verkürzen. Das Problem wird also nicht gelöst, sondern in seinen gravierenden Auswirkungen nur um 20 % gemildert. Das ist zu wenig.

Auch aus Kapitalgebersicht wäre eine Verkürzung der Periode problematisch. Das zeigen heute schon Gespräche mit Banken. Kapitalgeber legen Wert auf einen stabilen wirtschaftlichen Rahmen des Kreditnehmers und schätzen deshalb die fünfjährige Regulierungsperiode.

Außerdem hat der VKU Bedenken, dass die dann zweifellos erforderlichen Vereinfachungen nach Umfang und Ausprägung keine für Netzbetreiber zufriedenstellende Regulierungspraxis ermöglichen. Die im Eckpunktepapier vorgeschlagenen Änderungen sind dafür kaum geeignet, teilweise sogar kontraproduktiv.

Bei der Analyse des Eckpunktepapiers und der Auftaktveranstaltung am 2. Februar 2024 entstand der Eindruck, dass die Bundesnetzagentur beim Regulierungsaufwand bislang stark auf die Behördensicht fokussiert ist. Viele der im Eckpunktepapier vorgeschlagenen Maßnahmen zur Vereinfachung wirken sich nicht nennenswert auf den Netzbetreiber aus. Beispiele: dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, WACC, Vereinheitlichung Nutzungsdauern, Aufgabe der Nettosubstanzerhaltung. Änderungen sind hier unter Aufwands Gesichtspunkten weder erforderlich noch ausreichend, um den Mehraufwand häufigerer Kostenprüfungen auch nur annähernd zu kompensieren. Andere Vorschläge sind sogar kontraproduktiv hinsichtlich des Aufwands insbesondere bei der Gewerbesteuer.

Der VKU fordert, dass in der Aufwandsdiskussion die Netzbetreiberperspektive stärker berücksichtigt wird. Konkrete Vorschläge finden sich in der Antwort auf die Frage 7 (Online-Formular: Frage 4). Zudem gibt der VKU zu bedenken, dass auch unter heutigen Bedingungen der Prüfaufwand der Regulierungsbehörde nicht vorgegeben ist: Die Behörde hat es selbst in der Hand, welche Prüfungsschritte sie mit welcher Intensität verfolgt. Schon im bestehenden System kann Bearbeitungsaufwand für beide Seiten gesenkt werden.

Die Bundesnetzagentur sollte ihre Vorfestlegung auf eine verkürzte Regulierungsperiode überdenken. Es existieren mehrere erfolgversprechende Alternativen, hierzu mehr in der Antwort auf die Frage 6 (Online-Formular: Frage 3).

Gegen eine dreijährige Regulierungsperiode sprechen u.a. regulierungssystematische Erwägungen: Auch die Regulierungsbehörde hat ein Interesse an einer effektiven Verkürzung des Zeitverzugs. Vor Einführung des Kapitalkostenabgleichs bestand die begründete Befürchtung der Investitionszurückhaltung aufgrund des Anreizes, den Zeitverzug zu verkürzen. Grundsätzlich trifft das Problem auch auf OPEX zu. Bei einer dreijährigen Regulierungsperiode besteht immer noch ein erheblicher und – angesichts der Alternativen – vermeidbarer Zeitverzug. Es besteht die Gefahr, dass dieser Zeitverzug die Energiewende verzögert aufgrund der noch bestehenden Anreize, die OPEX auf der Zeitachse zuzuordnen. Das bremst die Agilität der Netzentwicklung und ist auch durch Überlegungen zur „Energiewendekompetenz“ nicht ansatzweise kompensierbar.

Schließlich wird im Eckpunktepapier eine wichtige Frage überhaupt nicht gestellt: Ab wann wären Anpassungen zur schnelleren Berücksichtigung der OPEX notwendig? Bei einigen Netzbetreibern führt die Umsetzung der Energiewende im Sinn eines notwendigen vorausschauenden Netzbetriebs schon jetzt dazu, dass sie an ihre Finanzierungsgrenzen kommen. Eine Reaktion der BNetzA erst nach der nun laufenden vierten Regulierungsperiode, wie sie im Eckpunktepapier angelegt ist, käme für diese Netzbetreiber zu spät.

5. Wie bewerten Sie die Effektivität der Verkürzung der Regulierungsperiode hinsichtlich einer zeitgerechteren Abbildung von Kostenänderungen in der Erlösobergrenze der Netzbetreiber einerseits und hinsichtlich der Erhaltung des Budgetansatzes als Anreiz für die Erhaltung der Kosteneffizienz andererseits?

Diese Ambivalenz ist unabhängig von der Dauer der Regulierungsperiode in dem Regulierungssystem angelegt und wird durch eine Verkürzung noch verschärft.

Eine zeitgerechtere Abbildung von Kostenveränderungen wäre bei dreijähriger Regulierungsperiode nur schwach ausgeprägt und somit in der Abwägung mit anderen Aspekten fast vernachlässigbar. Insbesondere Kostensteigerungen, welche aufgrund exogener Faktoren ggfs. recht kurz nach dem Basisjahr entstehen, können dadurch nicht in ausreichendem Maße abgebildet werden. Alternativen zur Verkürzung der Periode schneiden hier als Lösungsoptionen erheblich besser ab.

Anreize zur Kosteneffizienz durch eine dreijährige Periode würden hingegen geschwächt, da Bemühungen zur Kosteneinsparung weniger stark belohnt würden: Bei verkürzter Regulierungsperiode profitieren Netzbetreiber kürzere Zeit von erzielten Zwischengewinnen, bevor die Effizienzgewinne im nächsten Schritt den Netznutzern zugutekommen.

Mit Blick auf eine zeitgerechte Abbildung der Kosten stellt sich auch die Frage nach der Höhe des Verteilungsfaktors in der Regulierungsformel. Der Faktor bestimmt, in welchem Umfang der Abbau von, als ineffizient eingestufte Kosten in der Erlösobergrenze antizipiert wird. Derzeit werden die sog. beeinflussbaren Kostenanteile linear gesenkt und erreichen im fünften Jahr der Periode den Wert null.

Aus VKU-Sicht gibt es aus praktischen Erwägungen keinen Spielraum für eine insoweit schnellere Absenkung der Erlösobergrenze, sie entspräche eben nicht einer zeitgerechten Kostenabbildung.

Nach vier Regulierungsperioden und insgesamt 20 Jahren Anreizregulierung sind die sogenannten Quick-Wins längst gehoben. Größere Kostensenkungen erfordern jedenfalls mehr Zeit. Auch muss berücksichtigt werden, dass die Effizienzvorgaben auf die Gesamtkosten (abzgl. der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten) wirken. Sie erfassen also auch die Kapitalkosten, die durch Investitionen der Vergangenheit fixiert und durch den Netzbetreiber nicht veränderbar sind. Die hierfür angerechneten Senkungsanteile der Erlösobergrenze muss der Netzbetreiber zusätzlich im OPEX-Bereich leisten (Hebelwirkung). Der VKU schlägt vor diesem Hintergrund – unabhängig von der Länge der Regulierungsperiode – einen Verteilungsfaktor von 0,9/0,8/0,7... vor.

Sollten im Zuge der diskutierten Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre die beeinflussbaren Kosten ebenfalls über drei Jahre abgebaut werden müssen, so lehnt der VKU dies aus den vorgenannten Gründen nachdrücklich ab. Dies würde den Finanzierungsbeitrag für die beeinflussbaren Kosten im Vergleich zum Status Quo halbieren.

6. Welche alternativen Instrumente sehen Sie, um Kostenänderungen in der Erlösobergrenze kurzfristiger abzubilden und gleichzeitig Anreize zur Erhaltung der Kosteneffizienz zu setzen? (Online-Formular: Frage 3)

Der VKU hält die nachfolgend beschriebenen Möglichkeiten nach derzeitigen Diskussionsstand für grundsätzlich geeignet, Kostenveränderungen in der Erlösobergrenze kurzfristiger abzubilden. Sie sollten als mögliche Alternativen diskutiert und ganzheitlich bewertet werden. Dabei sollte auch der Abwicklungsaufwand für den Netzbetreiber eine maßgebliche Rolle spielen, siehe Antwort auf Frage 4 (im Online-Formular Frage 1).

OPEX-Wachstumsfaktor/Transformationsfaktor

Diese Variante hat als Merkmal, dass eine Anpassung aufgrund geeigneter Strukturparameter erfolgt, die den strukturellen Wandel der Versorgungsaufgabe näherungsweise abbilden. Im Strombereich wären dies Parameter, die Auswirkungen der Energie-/Wärme- und Verkehrswende erfassen (bspw. Zunahme von dezentraler Erzeugung, Wärmepumpen und Ladepunkten). Auch heute gehören ähnliche Ansätze zur gängigen Regulierungspraxis, z.B. in Österreich.

In der Auftaktveranstaltung führte die Bundesnetzagentur aus, dass ein Wachstums-/Transformationsfaktor auch aufgrund des Zeitverzugs problematisch sei. Diese Bedenken teilt der VKU nicht. Die Bundesnetzagentur schlägt mit der Verkürzung der Regulierungsperiode selbst einen Zeitverzug von durchschnittlich vier Jahren vor. Der frühere Erweiterungsfaktor hatte hingegen 1,5 Jahre Zeitverzug. Das wäre problemlos auch mit einem Wachstums-/Transformationsfaktor realisierbar, ohne auf prognostische Daten zurückzugreifen. Mit prognostischen Daten wären grundsätzlich auch null Jahre realisierbar.

Zudem wies die Bundesnetzagentur in der Auftaktveranstaltung darauf hin, dass ein Nebeneinander von OPEX-Wachstumsfaktor und Kapitalkostenaufschlag unsystematisch sei. Der VKU sieht diesbezüglich kein Problem: Da sich der Kapitalkostenaufschlag ausschließlich auf die Kapitalkosten bezieht und keine OPEX berücksichtigt, stellt dies gerade keinen Hinderungsgrund dar, einen Wachstumsfaktor für OPEX anzuwenden. Das „CAPEX-System“ und das „OPEX-System“ können ohne weiteres separat betrachtet werden und unterschiedliche Regelwerke Anwendung finden.

Seine Grenzen hat der OPEX-Faktor darin, dass nicht durch die Energiewende induzierte OPEX-Aufwüchse nicht erfasst werden können. Für solche Veränderungen wie z. B. einem OPEX-Aufwuchs aufgrund einer vermehrten Nutzung von SaaS-Anwendungen (Software as a Service = Mietsoftware) oder neuer Sicherheitsregeln in der IT sind andere Lösungen notwendig.

OPEX-Pauschale beim Kapitalkostenaufschlag

Grundidee dieses Ansatzes ist eine Erweiterung beim Verfahren zum Kapitalkostenaufschlag. Zusätzlich zu den Investitionen könnte die Regulierungsbehörde eine Pauschale für den Netzbetrieb genehmigen. Die Pauschale könnte in einer Methodenfestlegung ausgestaltet werden, z. B. als Prozentwert bezogen auf die genehmigten Anschaffungs- und Herstellungskosten.

Betriebskostenpauschalen sind gelebte Regulierungspraxis bei den Investitionsmaßnahmen, es liegen einschlägige Erfahrungen vor. Hier wäre ein Zeitverzug von t-0 ohne zusätzlichen Prüfaufwand möglich.

Es wäre zu diskutieren, wie die Pauschale zu bemessen ist und ob alle OPEX-Steigerungen mit neuen Investitionen korrelieren.

Volatile Kostenanteile

Volatile Kostenanteile sind ein bewährtes Mittel, um den OPEX-Zeitverzug zu beseitigen. Es wären Varianten denkbar, bei denen Kostenpositionen des Basisjahrs ausgetauscht werden gegen aktuelle Kostenpositionen oder Positionen mit externem Kostenbezug (so z. B. bei den Verlustenergiekosten). Je nach Ausgestaltung kann der Zeitverzug auf 2 Jahre verkürzt (Istkostenbezug) oder bei Plankostenansätzen völlig aufgehoben werden.

Preis- und Mengenschwankungen könnten gemeinsam oder unabhängig voneinander adressiert werden. Beispiel Personalaufbau im Strombereich: Man könnte die Personalkosten insgesamt als volatile Kosten einstufen. Alternativ könnte man die Steigerung der Personalstärke adressieren (letzte verfügbare Anzahl Mitarbeiter) und Tarifsteigerungen weiterhin im Rahmen der allgemeinen Inflationierung behandeln.

Effizianzanreize blieben auch bei volatil regulierten Kostenarten bestehen. Denn die Ergebnisse der Kostenprüfungen mit dem Blick in die Vergangenheit entfalten ihren Effizienzdruck genauso unverändert wie die Effizienzvorgaben über die individuellen Effizienzwerte.

Zukunftsorientierung

Das heutige Regulierungssystem orientiert sich stark an vergangenheitsbezogenen Sachverhalten, um künftige Erlöse zu fixieren. In Zeiten eines starken strukturellen Wandels erweist sich gerade das als problematisch. Es ist deshalb unbedingt erforderlich, bei der Bewertung des Ausgangsniveaus prognostische Elemente mit zu berücksichtigen.

Vor diesem Hintergrund ist es bedauerlich, dass die Bundesnetzagentur sich bereits kategorisch gegen die Berücksichtigung von Planansätzen ausgesprochen hat. Begründet hat sie ihre Haltung nicht. Sie ist nicht mehr an die gesetzliche Maßgabe gebunden und könnte die Berücksichtigung von Planansätzen auch in einer Rahmen- oder Methodenfestlegung näher ausgestalten. Wenn keine Planansätze berücksichtigt werden sollten, müssen andere Ansätze gewählt werden, um die dynamischen Kostenentwicklungen schneller berücksichtigen zu können.

Unabhängig davon, ob die Regulierungsperiode drei oder fünf Jahre dauert und unabhängig davon, ob ein Transformationsfaktor oder volatile Kosten zur Abbildung künftiger Kostenentwicklungen eingeführt werden, ist es erforderlich, dass sich die Bewertung des Ausgangsniveaus im Basisjahr stärker an der Zukunft orientiert. Das kann nicht dadurch umgesetzt werden, dass eine einfache Mittelwertbildung über den Zeitraum der vergangenen Regulierungsperioden erfolgt. Es sind differenziertere prognostische Ansätze erforderlich. Gesicherte Erkenntnisse wie z. B. bereits vorliegende Forecast-Rechnungen für das Geschäftsjahr nach dem Basisjahr müssen in die

Prüfung einbezogen werden. Bei einem Vergleich der Kostenentwicklung in der Regulierungsperiode müssen die frühen Jahre inflationiert werden. Je näher ein Jahr der Regulierungsperiode an der Zukunft liegt, desto stärker muss das Gewicht sein, mit dem es in den Vergleich eingeht.

Durch solche standardisierten Methoden bei der Einbeziehung künftiger Entwicklungen kann der Regulierungsaufwand gesenkt werden und die Effizianzanreize bleiben bestehen, weil das Budgetprinzip nicht angetastet wird.

Planansätze sind aber auch außerhalb der Kostenprüfung grundsätzlich denkbar und sinnvoll: Bei der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, der Eigenkapitalzinssätze oder den Strukturparametern des Effizienzvergleichs.

Pauschalierte Härtefallanträge

Härtefallanträge sind nach derzeitiger Praxis für beide Seiten aufwändig und nur auf absolute Ausnahmefälle beschränkt.

Ein möglicher – ggf. ergänzender – Ansatz zur Beseitigung des OPEX-Zeitverzugs bestünde darin, dieses regulatorische Werkzeug einerseits im Anwendungsbereich weniger streng zu fassen und andererseits die Praktikabilität zu erhöhen, etwa durch Pauschalierungen für die Voraussetzung und die Auswirkungen der Anerkennung eines Härtefalls.

Für die Verschiebung von Kapitalkosten zu operativen Kosten aufgrund der vermehrten Anwendung von SaaS-Lösungen in der IT besteht in Österreich in der fünften Regulierungsperiode die Möglichkeit, einer separaten Kostenmeldung durch den Netzbetreiber.

Auch bei diesem Ansatz besteht der Anreiz zur Steigerung der Effizienz im gewohnten Umfang.

7. Welche – über die in diesem Papier gemachten Vorschläge hinausgehenden – Anpassungen halten Sie für denkbar, um eine Verkürzung der Regulierungsperiode operativ umsetzen zu können?

Es ist gut, bei der Bewertung möglicher Änderungen des Regulierungsrahmens immer auch den Regulierungsaufwand zu betrachten. Zur Reduzierung des Regulierungsaufwands beim Netzbetreiber hat der VKU in den vergangenen Jahren in zahlreichen Stellungnahmen sachdienliche Hinweise gegeben. Diese sind im heutigen Regulierungsrahmen ebenso wie unter künftigen Regulierungsbedingungen weiterhin gültig.

Für den Fall einer verkürzten Regulierungsperiode wäre es essenziell, dass deutlich mehr dieser Vorschläge aufgegriffen werden. Im Kern müssten substanzielle Vereinfachungen bei der Kostenprüfung und den begleitenden Erhebungen (Strukturdatenerhebung und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor) stehen. Aber auch die oftmals zeitlich in engem Abstand stattfindenden Antragsverfahren (insbesondere Q-Element, Regulierungskonto, Kapitalkostenaufschlag) oder sonstige Erhebungen (Monitoring) könnten hinsichtlich des Aufwands vereinfacht werden.

Besonders hervorheben möchte der VKU den vorgeschlagenen zweistufigen Prüfungsansatz¹. Im Kern geht es darum, dass nicht alle Netzbetreiber alles vorsorglich darlegen müssen. Noch viel stärker als bisher muss eine Prüfung standardisiert werden. Es darf nur dann zu einer vertieften Prüfung kommen, wenn begründete Hinweise bestehen, dass dies erforderlich ist.

Um die Themenfelder aufzuspannen, die in diesem Zusammenhang relevant sein können, hat der VKU folgende konkrete Punkte gesammelt (ohne Anspruch auf Vollständigkeit):

1. Genehmigungsfiktion
2. Anzeige- anstelle von Genehmigungsverfahren
3. Begrenzung der behördlichen Prüfzeit, angemessenes Verhältnis aus Prüfdauer der Behörde im Verhältnis zum Bearbeitungs- bzw. Antwortzeit des Netzbetreibers
4. Übergang auf Stichprobenverfahren und Hochrechnung der Ergebnisse (z. B. Genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt, Monitoring)
5. Bereits erhobene Daten nicht nochmal erheben bzw. vorbefüllte Erhebungsbögen bereitstellen
6. Bagatellgrenzen für die Abgabe von Verpächter- und Dienstleister-Bögen anheben
7. Auf Teilaspekte der Aufbereitung verzichten, z. B. Saldenliste, Schlüsselung, Mitarbeiterangaben in Organigrammen, ...
8. Zahl der aufzubereitenden Jahre reduzieren (pauschal oder zumindest punktuell)
9. Kostenartenuntergliederung vereinfachen
10. Weitere Reduzierung der Anforderungen an Verpächter und Dienstleister im Vergleich zum Netzbetreiber
11. Ermittlung kalkulatorischer Kosten im Erhebungsbogen oder ersatzweise in einem separaten Tool, das die Behörde bereitstellt
12. Prüfung auf Besonderheit des Basisjahrs nur noch bei Kostenarten der oberen Gliederungsebene
13. Reduzierung der allgemeinen Darlegungs- und Begründungspflicht auf wenige Sachverhalte
14. frühere Bereitstellung und spätere Abgabe der endgültigen Erhebungsbögen
15. zeitliche Entzerrung der Bearbeitung des Kostenantrags von Datenerhebungen zu Effizienzvergleich und Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (insoweit auch Koordination zwischen Strom und Gas) sowie weiteren Anträgen und Erhebungsverfahren (Kapitalkostenaufschlag, Regulierungskonto, Monitoring)
16. Erläuterungen zu den Kosten und Erlösen nicht obligatorisch machen

¹ Siehe bspw. VKU-Stellungnahme zur Datenerhebung für die Kostenprüfung Strom für die 4. Regulierungsperiode vom 12.01.2022

17. Reduzierung der Strukturdatenerhebung: niedrigere Gliederungstiefe, zielgenauere Plausibilitätsprüfung, keine Kombination von Untergliederungsmerkmalen (Vermeidung der Potenzierung von Datenfeldern)
18. Weniger, aber dafür besser gestaltete Plausibilitätsprüfungen (Senkung des Anteils der Fehlalarme). Keine Begründungspflicht bei jeder einzelnen vermeintlichen Unplausibilität.
19. Aufbereitung von Definitionen als Änderungsfassung im Vergleich zu früheren Erhebungen.
20. Verzicht auf Änderungen oder vermeintliche Präzisierungen von Definitionen nach Beginn der Erhebung.
21. Vorgaben der BNetzA für die §28-Berichte sollten sich auf 5 Seiten beschränken (Status Quo: Strom 37 Seiten, Gas 26 Seiten).
22. Wegfall des Berichts nach § 28 NEV an die BNetzA zur Kostenprüfung (Er wird offenbar vielfach nicht von der Regulierungsbehörde gelesen.)
23. Erhebung eines einheitlichen, standardisierten, reduzierten, jährlichen Datensatzes für Strukturparameter, auf den im Rahmen sämtlicher Berichts- und Veröffentlichungspflichten zugegriffen wird (Internet, Monitoring, Effizienzvergleich, ...)

Wenn es zu einer Verkürzung der Regulierungsperiode kommen sollte, müssen weitere erhebliche Vereinfachungen diskutiert werden, z. B. Durchführung Effizienzvergleich oder Ermittlung Xgen nur alle zwei Perioden.

G.3 dnbK und volatile Kosten

These 3: Für die Ableitung eines sachlich begründbaren Katalogs sieht die Bundesnetzagentur 1) die Werthaltigkeit einer Kostenkategorie (finanzielle Bedeutung der Position „der Höhe nach“) sowie 2) deren Exogenität als zentrale Kriterien für geeignet an.

Fragen

8. Wird die These 3 geteilt?

Nein. Die Prüfkriterien sind unvollständig. Aus Sicht des VKU fehlt an dieser Stelle daher eine wesentliche Prüffrage. Zur Einstufung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten muss in einem ersten Schritt geprüft werden, ob diese durch den einzelnen Netzbetreiber bzw. eine Gruppe von Netzbetreibern im Wesentlichen tatsächlich beeinflussbar sind oder durch überwiegend exogene Faktoren begründet sind. In einem zweiten Schritt sollte geprüft werden, ob diese Aufwendungen im Rahmen des Effizienzvergleichs Berücksichtigung finden sollten.

Eine Umstellung der dnbK ist aus VKU-Sicht nicht vordringlich. Aus Sicht der Netzbetreiber ist nicht erkennbar, dass das Regulierungssystem sich dadurch vereinfacht und der Regulierungsaufwand nennenswert sinkt, wenn die Liste der dnbK verkleinert wird. Die Regulierungsbehörden haben es in der Hand, welcher Aufwand bei der Prüfung dieser Kostenanteile entsteht. Die Netzbetreiber empfinden den Aufwand als überschaubar und insbesondere hinnehmbar angesichts der regulatorischen Nachteile der vorgeschlagenen Streichung.

Die Reduzierung des bisherigen dnbK-Katalogs auf vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte würde den Netzbetreibern die Umsetzung der Energiewende erschweren, denn das Problem des OPEX-Zeitverzugs würde sich noch vergrößern.

Eine Kategorisierung von Kosten als dnbK sollte insbesondere für unregelmäßig schwankende Kosten und für Kosten, die aufgrund der unterschiedlichen Historie bei den Netzbetreibern nicht bei allen gleichermaßen auftreten, auch zukünftig gewährleistet sein, um unsachgerechte Verzerrungen im Effizienzvergleich zu vermeiden. Auch sollte die Auslegung der dnbK konkretisiert und über die Regulierungsbehörden vereinheitlicht werden, um Verzerrungen im Effizienzbenchmark durch unterschiedliche Beurteilung der Zuordnung der Kostenanteile zu dauerhaft nicht beeinflussbar und beeinflussbar zu vermeiden.

9. Wie bewerten Sie die Kriterien zur Bestimmung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen?

Die Kriterien für die Auswahl der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten müssen sich an den Zielen der Regulierung orientieren. Neben Exogenität sind auch Volatilität und Wirkung auf die Umsetzung der Energiewende wesentlich. Selbst wenn Kosten bei sehr vielen Netzbetreibern vorliegen und wenig schwanken, müsste begründet werden, ob es i. S. d. vorgenannten Ziele sinnvoll ist, Kostenanteile dem Effizienzdruck zu unterwerfen oder nicht.

Ein Wettbewerb um die günstigsten Personalzusatzkosten würde negative Auswirkungen auf die Fähigkeit zur Gewinnung von Mitarbeiterkapazitäten für die Umsetzung der Energiewende haben. Hier steht die Energiewirtschaft in direkten Wettbewerb mit allen anderen Akteuren auf dem Fachkräftemarkt, der nach allen aktuellen Erkenntnissen eher schwieriger als einfacher wird.

10. Welche Kostenkategorien müssten aus Ihrer Sicht weiterhin als dauerhaft nicht beeinflussbare oder volatile Kostenkategorien betrachtet werden? Wie begründen Sie die Abgrenzung?

Bei den **Personalzusatzkosten (PZK)** ist die Einstufung als dnbK sinnvoll und sollte beibehalten werden. Die Netzbetreiber stehen auf dem Arbeitsmarkt in Konkurrenz um Personal auch mit wettbewerblichen Unternehmen. Eine Abschaffung der PZK als dnbK würde die Wettbewerbsbedingungen der Netzbetreiber im Vergleich zum Status quo verschlechtern, weil die Netzbetreiber beim Werben um (und Binden von) Personal fürchten müssen, ihre steigenden Kosten, die mit der Attraktivität des Arbeitgebers zusammenhängen, nicht mehr erlösen zu dürfen. Altersvorsorgekosten resultieren aus historischen Regelungen, die im Wesentlichen volatil und exogen sind und auf die Effizienzmaßnahmen faktisch ausgeschlossen sind.

Im Falle einer Streichung würde den Netzbetreibern die Möglichkeit genommen, attraktive Arbeitgeber zu sein. Das von der BNetzA im Eckpunktepapier herausgearbeitete Bewertungskriterium „unverfälschter Wettbewerb auf vorgelagerten Märkten“ wäre folglich nicht erfüllt. Der Anreiz, den die BNetzA mit einer Streichung der PZK als dnbK setzen würde, ist vor dem Hintergrund des Arbeitnehmermarktes und den Herausforderungen der Energiewende nicht nachzuvollziehen. Netzbetreiber, die vorausschauend agieren und Personal aufbauen, um die Energiewende

zu stemmen, würden im Effizienzvergleich schlechter abschneiden als Netzbetreiber, die sich weniger vorausschauend bei der Energiewende engagieren. Sie würden damit doppelt bestraft werden: keine Kostendeckung und schlechterer Effizienzwert.

Das System der Anreizregulierung müsste vielmehr Anreize setzen, um qualifizierte Fachkräfte in den Unternehmen zu halten und neue Fachkräfte auszubilden bzw. gewinnen zu können. In diesem Zusammenhang müssen Tarifverträge und Betriebsvereinbarungen ständig modernisiert und angepasst werden. Eine Fristenregelung, wie sie derzeit in der ARegV enthalten ist, ist in diesem Zusammenhang kontraproduktiv und sollte abgeschafft werden. Die Energiewende kann nur mit qualifizierten und motivierten Fachkräften erreicht werden, die vor den Netzbetreibern liegenden Aufgaben sind sehr anspruchsvoll. Daher müssen auch Kosten für Aus- und Weiterbildung weiterhin dnbK bleiben.

Darüber hinaus fordert die Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) von den Netzbetreibern über ökologisch und sozial relevante Aspekte ihrer Tätigkeit zu berichten. Nachhaltiges unternehmerisches Handeln ist gefordert und gem. CSRD zu dokumentieren. Nachhaltiges, also ökologisch und sozial verantwortliches Handeln führt aber zu erhöhten Aufwendungen, was der Regulierungsrahmen nicht berücksichtigt. Insbesondere die unter den PZK subsumierten dnbK erhöhen den sozialen Wert eines Unternehmens und sollten daher weiter als solche anerkannt werden. Wenn diese zusätzlich einem Effizienzvergleich und Abschmelzungspfad unterstellt würden, würde das im Gegensatz zu den (exogen) geforderten Nachhaltigkeitsaspekten stehen.

Auch die Kosten für den **Betriebsrat** sollten weiterhin als dnbK anerkannt werden, selbst wenn diese betragsmäßig eher klein sind. Wären sie nicht mehr dnbK, würden sie dem Effizienzvergleich unterliegen – Effizienz ist in dem Zusammenhang kein Maßstab für eine erfolgreiche Betriebsratsarbeit. Die den Betriebs- und Personalräten vom Gesetzgeber übertragenen Kontroll- und Schutzaufgaben dürfen ihrer Natur nach nicht einem Effizienzdruck unterliegen. Dies würde sie bei ihrer Aufgabe, die Interessen der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zu vertreten, unverhältnismäßig einschränken.

Die dnbK stehen bei Zinsaufwendungen und -erträgen im Zusammenhang mit der möglichen Einführung eines WACC (vgl. H.3). Mit Blick z.B. auf die Altersversorgung ist es unstrittig, dass die operative Sphäre, also der reine Erfüllungsaufwand, weiterhin über die operativen Aufwendungen (aufgrund des exogenen, nicht beeinflussbaren, werthaltigen und volatilen Charakters als dnbK) abzubilden wäre. Die damit zusammenhängenden Passivposten würden in einem WACC-Modell keine kalkulatorische Relevanz mehr entfalten dürfen. Etwas anders verhält es sich bei der Finanzierungssphäre, also den Abzinsungseffekten in der GuV.

Da sich der **Zinsaufwand für langfristige Rückstellungen** umgekehrt proportional zur Entwicklung des allgemeinen Zinsniveaus verhält, sollte vor dem Hintergrund der angestrebten Vereinfachung und Pauschalisierung der Kapitalverzinsung zumindest der damit im Zusammenhang stehende Finanzaufwand zukünftig in die dnbK einfließen. Hier könnte eine Differenzgröße zum im WACC hinterlegten Zinsaufwand für Fremdkapital für diese Positionen ermittelt werden, die dann in Abhängigkeit von der Entwicklung des Zinsniveaus als Aufwand oder Ertrag in die dnbK einfließt (vgl. hierzu auch unsere Ausführungen zu Frage 30).

Die noch zu regelnden Erlöse für **MsbG-Kosten**, für welche das relevante Eckpunktepapier der BNetzA eine dnbK-Lösung vorsieht, sollte dann auch weiter als dnbK abgebildet werden.

Da es sich bei den durch die Anforderungen des **KRITIS-Dachgesetzes** um gesetzlich mandatierte Investitionen handelt, sollten die dadurch entstehenden Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar eingeordnet werden. Dies erscheint insbesondere vor dem Hintergrund sinnvoll, dass sicherheitsrelevante Investitionen keinem besonderen Effizienzdruck unterliegen sollten, da dadurch ggf. die Sicherheit der ergriffenen Maßnahmen gefährdet wird.

Kosten zur Beschaffung von **Energie zur Deckung von Netzverlusten** sollten unverändert volatil reguliert werden. Neben den Preiseffekten sollten auch effizient steigende Mengen der Verlustenergie infolge der Energiewende zukünftig volatil reguliert werden.

Zusätzlich regt der VKU eine Prüfung durch die BNetzA an, ob die Ausschreibungsbedingung für die Beschaffung von Energie zur Deckung von Netzverlusten auf "Grünstrom" umgestellt werden könnte und sollte. Zumindest sollten **Mehrkosten bei Netzbetreibern, die sich für die Ausschreibung von Grünstrom** entscheiden, regulatorisch berücksichtigt werden. Dies würde auch mit den Zielen des § 1 EnWG korrespondieren. Ggf. könnte aufgrund der Gesamtmenge an Energie, die von den Netzbetreibern beschafft werden muss, ein Energiewende-Beschleunigungsimpuls an den Markt gesetzt werden. Sollten sich daraus zusätzliche Stromsteueraufwendungen bei den Netzbetreibern ergeben, so wären diese als dnbK oder volatil zu regulieren.

Rückbauverpflichtungen Gas, die sich beispielsweise auf Konzessionsverträgen ergeben, sind auch dauerhaft nicht beeinflussbar und sollten entsprechend der tatsächlichen Inanspruchnahme als dnbK in die EOG einfließen.

Weiterhin sollte die pauschalierte Höhe der dnbK für Teilnehmer des Vereinfachten Verfahrens von derzeit 5 % angehoben werden, da sich die entsprechenden Kostenbestandteile in der Zwischenzeit deutlich erhöht haben und die beabsichtigte Annäherung an die tatsächlichen nicht beeinflussbaren Kosten nicht mehr gegeben ist.

G.4 Xgen

These 4:

Es gibt in der Netzwirtschaft weiterhin eine sektorspezifische Produktivitätsentwicklung (technischer Fortschritt). Diese ist abzubilden und methodische Anpassungen bei der Ermittlung und Anwendung des PF sind zu erwägen.

Fragen

11. Wird These 4 geteilt? Kommen Sie für die Sektoren der Strom- und Gasverteilternetzbetreiber zu unterschiedlichen Einschätzungen? Wenn ja, warum?

Eine höhere Produktivität der Netzwirtschaft gegenüber der Gesamtwirtschaft wird vom VKU bezweifelt und sollte bei der Analyse durch die BNetzA konkret herausgearbeitet und empirisch begründet werden.

Bei der Ermittlung des Xgen muss die zukünftige Entwicklung beachtet werden. Die Ermittlungsmethoden müssen angepasst werden, um das zu leisten. Eine bisherige Vergangenheitsbetrachtung wird diesen Anforderungen nicht gerecht.

Ein nicht unwesentlicher Bestandteil der Aktivitäten eines Netzbetreibers ist der Tiefbau, an dem sich die höhere Produktivität nicht ableiten lässt. Digitalisierungs- und Automatisierungsthemen betreffen die Netzbetreiber genauso wie andere Unternehmen, hier ist nicht klar wie die Netzbetreiber im Vergleich zu anderen Wirtschaftsunternehmen eine höhere Produktivität umsetzen könnten. Ein produzierendes Unternehmen kann Automatisierungen im Herstellungsprozess oftmals umfassender umsetzen als Netzbetreiber bei Kabelverlegungen und UW oder Stationsbaumaßnahmen. Weiterhin investieren die Netzbetreiber zukunftsorientiert in ihr Netz. Das bedeutet allerdings, dass derartige Maßnahmen gerade keinen direkten produktivitätssteigernden Effekt haben. Dies ist in wesentlichen Teilen der Gesamtwirtschaft in dieser Form nicht gegeben.

Wie die BNetzA bei den Thesen zu den Effizienzvergleichen feststellt, stehen die Netzbetreiber sowohl im Strom als auch im Gas nun vor großen Transformationsprozessen. Bei vielen der anstehenden Herausforderungen stellt sich daher grundsätzlich die Frage, wie genau sich ein technischer Fortschritt manifestieren sollte. Gasnetze werden mittelfristig zurückgebaut werden müssen. Bei einem Rückbau der Gasnetze sinken Input (Miteinsatz) und Output (Durchleitung). Jedoch muss die Infrastruktur aufrechterhalten werden, bis der letzte Kunde in einem Teilnetz seine Nutzung eingestellt hat. Das bedeutet, der Output sinkt signifikant schneller als der Input. Technologische Fortschritte werden beim Rückbau und bei den Stilllegungen von Gasnetzen nicht realisierbar sein.

Stromnetze hingegen stehen vor einer deutlichen Kapazitätserweiterung. Zunächst muss die Infrastruktur errichtet werden (Input), erst danach kann die Durchleitungsmenge erhöht werden (Output). Zusätzlich werden durch stetige neue gesetzliche Anforderungen für Netzbetreiber mögliche Produktivitätssteigerungen erschwert (z. B. steigende Sicherheitsanforderungen, Beschleunigung der Marktkommunikation, Nachhaltigkeits-Berichterstattung, Abwicklung staatlicher Aufgaben, NAP inkl. Internetplattformform § 14e EnWG, Umsetzung 14a-Festlegungen, Blindleistungsbeschaffung, Umsetzung der Roadmap Systemstabilität des BMWK, SF6-Verbot, Senkung von Methanemissionen etc.). Ein Aufsetzen auf der bisherigen Vorgehensweise mit der grundsätzlichen Fortschreibung der vergangenen Entwicklung in die Zukunft ist in einer Phase des Umbruchs daher nicht zielführend, und würde die zukünftige Produktivitätsentwicklung sowohl im Strom (Ausbau) als auch im Gas (Rückbau) überschätzen.

12. Welche alternativen Ansätze zur Bestimmung und Berücksichtigung sektorspezifischer Produktivitätsfortschritte und zur Abbildung der Inflation sollten geprüft werden?

Die heutige Methode zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors ist komplex und aufwändig, auch in Bezug auf die Lieferung von Daten. Die Berechnung des Xgen ist sehr sensitiv in Bezug auf die Annahmen und die verwendeten Daten (bspw. das Jahr 2006) und somit sind die abgeleiteten Ergebnisse nur begrenzt valide.

Im Rahmen der bestehenden Methodik sehen wir folgende Anpassungen als erforderlich an:

- **Eliminierung Zeitverzug im VPI:** Berücksichtigung der Zwischenjahre zwischen Basisjahr und Beginn RP in Inflationierung (Berücksichtigung einer Inflationierung der Basisjahrwerte 2021 um 2022, 2023 (Plan) sowie 2024 (Plan) für die EOG 2024 und anschließend Plan/Ist-Vergleich).

- **Berücksichtigung zukünftige Entwicklung in der Berechnung des Xgen:** kurze Stützintervalle, um Produktivitätsentwicklung der nahen Zukunft besser abzubilden (letzte 5 Jahre).

G.5 Effizienzbenchmark

These 5:

Der Effizienzvergleich für die Stromverteilternetzbetreiber ist ein geeignetes Instrument und sollte ausgehend von der bisherigen Systematik im Strombereich weiterentwickelt werden.

These 6:

Ein Effizienzvergleich für Gasnetzbetreiber muss sorgfältig weiterentwickelt werden und muss Rücksicht auf die Entwicklungen in der Gasversorgungslandschaft nehmen. Vor Beginn einer Regulierungsperiode sollte die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs jeweils überprüft werden. Könnte ein Effizienzvergleich nicht mehr angewendet werden, müssen andere Anzelelemente herangezogen werden.

Fragen

13. Werden die Thesen 5 und 6 geteilt?

Den beiden Thesen wird zugestimmt.

Im Hinblick auf den zukünftigen Effizienzvergleich Strom und Gas teilen wir die Einschätzung der BNetzA, dass die Herausforderungen zur Identifikation eines Effizienzmodells weiter zunehmen werden und befürworten grundsätzlich die Weiterführung des bestehenden Effizienzvergleichs mit den bestehenden Methoden und Systematiken unter Berücksichtigung der aktuellen BGH-Rechtsprechung.

Die Prüfung, ob ein Effizienzvergleich Gas notwendig ist, muss von der zukünftigen Transformation ausgehen. Sie darf nicht auf der Basis historischer Strukturdaten erfolgen. Der Effizienzvergleich auf der Grundlage der Daten des Basisjahres 2025 wird für die 5. Regulierungsperiode 2028 - 2032 durchgeführt. In diesem Zeitraum wird die Transformation bei einigen Gasnetzbetreibern schon in vollem Gange sein.

Damit die Netzbetreiber auch in Zukunft weiterhin ihren Beitrag zur Energie-, Wärme- und Verkehrswende leisten können, ist sicher zu stellen, dass die umfassende heterogene Versorgungsaufgabe im Effizienzvergleich adäquat abgebildet wird, um Effizienzvorgaben zu formulieren, die erreichbar und übertreffbar für jeden Netzbetreiber sind.

Die Heterogenität zwischen den Netzbetreibern wird zukünftig durch weitere Einflussfaktoren als geographische, geologische und strukturelle Besonderheiten gekennzeichnet sein. Zu nennen sind beispielsweise eine unterschiedliche Mischung von Auf- und Umbau der Netze (Strom) versus Rückbau und Stilllegung (Gas). Dazu kommt, dass diese Netzentwicklungen stärker als früher durch exogene Einflussfaktoren getrieben werden. Schließlich ist auch zu beachten, dass die Versorgung mit und der Ausbau von Infrastrukturen verschiedener Energieträger immer mehr voneinander abhängig sind. So ist die effiziente Entwicklung von Gasnetzen von der Entwicklung der

Wärmenetze oder der Wasserstoffversorgung abhängig. Dabei befinden sich die Netzbetreiber bereits heute in unterschiedlichen Stadien dieser Transformation.

Aufgrund dieser Herausforderungen ist offensichtlich, dass der heute in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) angelegte Ansatz, Strom- und Gaseffizienzvergleiche grundsätzlich analog durchzuführen, nicht mehr funktionieren kann. Insofern müssen die Vorgaben für die zukünftigen Effizienzvergleiche individueller ausgestaltet werden.

Dies betrifft zum einen die Vorgehensweise zwischen Strom und Gas. Zum anderen betrifft dies auch die Umsetzung der Methoden. Durch die unterschiedliche Umsetzung der eingesetzten Effizienzvergleichsmethoden werden zusätzliche Spielräume eröffnet, um den Unterschieden zwischen den Netzbetreibern Rechnung zu tragen. Damit können die Vorteile der jeweiligen Methoden im Hinblick auf die Ermittlung von unverzerrten Effizienzwerten genutzt werden, sei dies in Bezug auf die Anzahl der Parameter oder die gewählten Strukturparameter. Wichtig in diesem Zusammenhang ist zudem, dass neben Methodenvielfalt auch der Tatsache Rechnung getragen wird, dass sich die Netzbetreiber in unterschiedlichen Stadien der Transformation befinden, was sich nicht zuletzt in unterschiedlichen Kapitalkosten widerspiegelt. Folglich bleibt das Festhalten an der Bestabrechnung („best-of-four“) eine notwendige Bedingung.

Des Weiteren sollte vor Ermittlung der Effizienzwerte über die Kostentreiberanalyse und Ausreißeranalyse gewährleistet werden, dass die Heterogenität in der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ausreichend berücksichtigt wird. Gerade vor dem Hintergrund der Herausforderungen im Zusammenhang mit der Energie-, Wärme- und Verkehrswende und deren unterschiedliche Auswirkung in Stadt und Land, muss sichergestellt werden, dass das Modell die Kosten aller Netzbetreiber hinreichend erklärt.

Die Energiewende in ländlichen und städtischen Räumen prägt sich unterschiedlich aus. In städtischen Räumen ist die Energiewende vergleichsweise weniger durch die Aufnahme erneuerbarer Energien geprägt, sondern vielmehr auch als Mobilitäts- und Wärmewende zu verstehen. Mit Blick auf die zukünftige Ausgestaltung des Effizienzvergleichs ist daher sicherzustellen, dass eine sachgerechte Abbildung der unterschiedlichen Ausprägungen der Energiewende im Modell adäquat berücksichtigt werden.

Zudem sollte überprüft und mit der Branche weiter diskutiert werden, ob mehr Konstanz des Effizienzvergleichs über mehrere Regulierungsperioden sinnvoll sind, um eine Effizienzentwicklung der Netzbetreiber unter stabilen Rahmenbedingungen zu ermöglichen. Aktuell erfolgt die Bestimmung der Effizienz für jede Regulierungsperiode nach unterschiedlichen Kriterien. Hierdurch ist keine gesteuerte Steigerung der Effizienz möglich, da Kriterien, die in der einen Regulierungsperiode die Effizienz bestimmen in der nächsten Regulierungsperiode ggf. nicht mehr oder mit einer anderen Wichtung herangezogen werden.

14. Welche Alternativen zu den etablierten Effizienzvergleichsmethoden sehen Sie im Strom- bzw. im Gasbereich?

Keine. Gründe für die Beibehaltung wurden in Frage 13 adressiert.

15. Wie bewerten Sie die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs für Verteilernetzbetreiber und Gasfernleitungsnetzbetreiber für die anstehende 5. Regulierungsperiode mit dem Basisjahr 2025?

Bei der Ausgestaltung des Effizienzvergleiches muss die BNetzA künftig für Gasnetze die Auswirkungen der politisch gewünschten und vom Netzbetreiber größtenteils nicht zu beeinflussenden Transformation berücksichtigen.

Die Transformationsprozesse starten spätestens mit Genehmigung der kommunalen Wärmepläne im Jahr 2026. Die 5. Periode Gas endet erst 2032, bis dahin müssen die Transformationsprozesse schon substantiell fortgeschritten sein. Deshalb ist der Effizienzvergleich Gas nicht mehr oder nur noch unter zusätzlichen Sicherheitsvorkehrungen anwendbar. Die BNetzA sollte ihre diesbezüglichen Überlegungen rechtzeitig vor der Entscheidung umfassend konsultieren.

G.6 Erweiterung des Q-Elements

These 7: Es ist sinnvoll, das bekannte Qualitätselement im Strombereich um Elemente zu ergänzen, welche die „Energiewendekompetenz“ der Netzbetreiber abbilden. Damit sollen diejenigen Netzbetreiber belohnt werden, die bei der Transformation ihrer Stromnetze in der Energiewende eine besonders hohe Kompetenz zeigen.

Fragen:

16. Wird These 7 geteilt?

Der VKU nimmt gerne zur Kenntnis, dass die BNetzA nach Möglichkeiten sucht, die „Energiewendekompetenz“ der Netzbetreiber zu stärken und besondere Leistungen zu belohnen. Der VKU beteiligt sich gerne an der Diskussion um die Einführung eines Elements, das die „Energiewendekompetenz“ der Netzbetreiber belohnt. Hierbei wäre zunächst ein gemeinsames Verständnis für die Bedeutung des Begriffes "Energiewendekompetenz" zu erarbeiten.

Die Probleme der Netzbetreiber bei bspw. den Netzanschlussbegehren sind keine Kompetenzsondern Kapazitätsprobleme. Daher würden auch keine Fortbildungskurse der Mitarbeiter oder externe Beratung zum Ausgleich des „Kompetenzrückstands“ helfen. Insoweit erscheint der Begriff „Energiewendekompetenz“ irreführend und für die vermeintlich „inkompetenten“ Unternehmen verleumdend. Wenn die Bundesnetzagentur ihr Anliegen gemeinsam mit den Netzbetreibern verfolgen will, sollte sie die Chance nutzen, einen anderen Begriff zu verwenden, um die Diskussion jetzt auf eine sachliche Grundlage zu stellen. Erste Anregungen des VKU: „Energiewende-Umsetzungsstand“, „Energiewende-Leistungsfähigkeit“, und im Fall einer Umsetzung durch Erweiterung des Qualitätselements „Energiewende-Element“ oder „Qualitätselement Energiewende“.

Bei der Ausgestaltung sollte sichergestellt werden, dass dieses Element möglichst Anreize setzt, um die „Energiewendekompetenz“ auszubauen, anstatt die Netzbetreiber zu bestrafen, die vermeintlich gegenüber anderen Netzbetreibern weniger „Energiewendekompetenz“ aufgebaut haben. Es muss sichergestellt werden, dass die strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers berücksichtigt werden. So kann z. B. die Lastdichte eines Netzbetreibers

dazu führen, dass er eine höhere Zahl an §14a EnWG Anlagen in seinem Netz benötigt oder Flächennetzbetreiber eine vergleichsweise höhere Anzahl PV-Anschlüsse zu bewältigen hat. Ebenso müssen bei der Geschwindigkeit zur Realisierung eines Netzanschlusses die exogenen Faktoren, wie die den behördlichen Genehmigungsprozessen zuzuordnende Zeit berücksichtigt werden.

Die Erfahrungen früherer Diskussionen über mögliche Erweiterungen des Qualitätselements haben gezeigt, dass sachgerechte, effektive Anreizsysteme tendenziell komplex und aufwändig sind. Es geht dabei um Erhebungsaufwand, Aufwand für Ermittlung und Anwendung sachgerechter Vorgaben, Aussagekraft der Daten über die Leistung des Netzbetreibers, Vergleichbarkeit der Netzbetreiber hinsichtlich der betreffenden Kennzahlen usw. Es müsste für alle Beteiligten vorab klar analysiert und dargestellt werden, welche Anreize konkret geschaffen werden sollen, und in der Folge daraus, welche Parameter diese Anreize sachlich bzw. wissenschaftlich nachvollziehbar und transparent abbilden können.

Deshalb sollten solche Systeme zunächst entworfen und anschließend abgewogen werden, ob Aufwand und Nutzen für die Beteiligten angemessen sind und nur solche Aspekte adressiert werden, die in der unmittelbaren Verantwortlichkeit und Beeinflussbarkeit der Netzbetreiber liegen.

Eine Veröffentlichung von Daten sollte unterbleiben, wenn sie bei Laien zu Fehlinterpretationen führen können. Unternehmen mit niedrigem Wert sollten nicht zu Rechtfertigungen genötigt werden, die der Öffentlichkeit nicht vermittelbar sind.

Sollte die Bundesnetzagentur sich für eine Berücksichtigung der „Energiewendekompetenz“ beim Qualitätselement Strom entscheiden, so wäre es wünschenswert, ein neues, separates Element einzuführen, um die wirtschaftlichen Auswirkungen von denen der Netzzuverlässigkeit Strom klar zu trennen. Andernfalls würde dies eine Abwicklung von Regressforderungen aus Sachfolgeschäden ggü. den Schädigern und deren Haftpflichtversicherungen deutlich erschweren. Der Sachverhalt ist bereits jetzt einem nicht sachkundigen Dritten nur schwer und aufwändig zu erklären, ebenso die genaue Schadensermittlung. Das schließt auch die von den Versicherungen regelmäßig beauftragten Gutachter (oftmals kleine Ingenieurbüros) mit ein. Eine thematische Vermischung von Versorgungsunterbrechungen mit „Energiewendekompetenz“ dürfte die Zahlungsbereitschaft der Versicherungen für Regressforderungen aus Sachfolgeschäden jedenfalls negativ beeinflussen.

Unabhängig von der „Energiewendekompetenz“ sollte das Q-Element beim Punkt Berücksichtigung des Anlasses „Einwirkung Dritter“ überarbeitet werden. Zwar besteht formal der Anspruch, den Q-Element-Schaden beim Verursacher geltend zu machen. Die Praxis zeigt aber, dass die Durchsetzung zu viele Ressourcen bei den Netzbetreibern, Juristen, Gerichten, Versicherungen und Verursachern bindet.

17. Welche Parameter sollten in die Messung der Energiewendekompetenz der Netzbetreiber aus Ihrer Sicht einfließen? Wie könnten diese monetarisiert werden?

Die Kategorien müssen in dem offenen Dialog mit der BNetzA diskutiert und insb. nach Aspekten wie bspw. Beeinflussbarkeit und Gefahr von Fehlanreizen bewertet werden. Deshalb kann zum jetzigen Zeitpunkt kein Ansatz für eine mögliche Monetarisierung benannt werden.

Wir weisen darauf hin, dass der Netzausbau im Strom dann sozial verträglich ausgestaltet ist, wenn er sich möglichst parallel zum zunehmenden Energieabsatz entwickelt, da in einem solchen idealen Ausbaupfad die Kostensteigerung je abgesetzte Kilowattstunde am geringsten ist, falls sie nicht sogar komplett vermieden werden kann. Insbesondere, wenn Netzbetreiber absehen können, dass ihr Netz erst in ferner Zukunft an seine Kapazitätsgrenzen stoßen könnte oder vielleicht seine Kapazitätsgrenze nicht erreicht, wäre es in diesem Szenario für die Netzkunden optimal, wenn der Netzbetreiber keine weiteren Maßnahmen ergreift. In diesem Zusammenhang wäre der einzige Sachverhalt, der durch einen Bonus belohnt werden könnte, dass Vorliegen und eine regelmäßige Aktualisierung einer belastbaren Zielnetzplanung.

Darüber hinaus muss beachtet werden, dass es beim bestehenden Q-Element um die Verbesserung eines schon seit Jahrzehnten etablierten Prozesses (Beseitigung von Versorgungsunterbrechungen) und die Abbildung von statischen überschaubaren Aspekten (Unterbrechungsdauer und -häufigkeit) geht. Dennoch war die Einführung dieses bestehenden Q-Elements sehr komplex und das bestehende Modell weist weiterhin Schwächen auf.

18. Ist ein solcher Indikator auch für Gasnetzbetreiber vorstellbar? Welche messbaren Parameter halten Sie für geeignet? Wie könnten diese monetarisiert werden?

Die Erdgasnetze stehen im Rahmen der Energiewende vor erheblichen Veränderungen. Ein Energiewendeparameter sollte Anreize für die Transformation der Erdgasnetze bieten. Im weiteren Prozess ist zu klären, ob ein neues Transformations-Element bzw.- Qualitätselement Energiewende Gas entwickeln werden sollte, mit welchen bestimmte Gasnetzbetreiber für ihre Leistungen in Bezug auf die Transformation oder die Dekarbonisierung der Energieversorgung mit einem Bonus honoriert werden können.

H.1 Erhaltungskonzept

These 8: Das Mischsystem aus Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung sollte abgelöst und auf eine einheitliche Bewertung gemäß der Realkapitalerhaltung umgestellt werden. Hierfür spricht schon grundsätzlich ein erhöhtes Maß an Transparenz, die damit einhergehende Bürokratieentlastung und Komplexitätsreduktion.

Fragen:

19. Wird These 8 geteilt?

Eine Umstellung ist aus VKU-Sicht nicht vordringlich. Das System ist auf allen Seiten eingespielt, der Mehraufwand in der Erhebung und Prüfung der Daten gering. Eine spürbare Reduktion des Aufwands für die Netzbetreiber ist aus dieser Maßnahme nicht erkennbar.

Aus Sicht von potenziellen Kapitalgebern wäre eine derartige Vereinheitlichung in der Tat positiv zu beurteilen.

Eine zentrale Voraussetzung ist, dass aus der Umstellung keine Werteverluste und keine Nachteile resultieren. Hier spielt eine wesentliche Rolle, dass die Inflation im VPI und die Indexreihen

für Tagesneuwerte, die derzeit in den Netzentgeltverordnungen abgebildet sind, zusammenpassen. Ferner muss eine derartige Umstellung ohne zusätzlichen Aufwand handhabbar sein.

20. Gibt es Sachargumente für die Beibehaltung des Systems der Nettosubstanzerhaltung getrennt nach Strom- und Gasverteilernetzen?

Unterstellt man beim Fortwirken beider Systeme (NSE und RKE) jeweils eine passgenaue Berücksichtigung von Inflation und einen sachgerechten Systemwechsel von NSE zur RKE, dann sieht der VKU keine Sachargumente für die Beibehaltung der NSE getrennt nach Strom und Gas.

21. Wie können denkbare Vermögensnachteile aus einer Umstellung von dem bisherigen Bewertungssystem auf eine ausschließliche Bewertung nach der Realkapitalerhaltung bestimmt und ausgeglichen werden? Oder sind bereits erhaltene auf Tagesneuwerten basierende Abschreibungsanteile Netznutzern zurückzuerstatten, da eine Wiederbeschaffung ausbleibt?

Denkbare Vermögensnachteile aus der Umstellung von NSE zur RKE könnten verifiziert werden, indem die diskontierten zukünftigen Mittelrückflüsse aus Altanlagen nach NSE und nach RKE geschätzt und miteinander verglichen werden. Fallen diejenigen aus der NSE höher aus als diejenigen aus der RKE, dann entstünden wahrscheinlich Vermögensnachteile. Im Rahmen der Schätzung „NSE“ könnte ein Mittelwert aus historischen Indexreihen-Preiseffekten angesetzt werden. Im Rahmen der Schätzung „RKE“ könnte ein Mittelwert aus historischen VPI aus den Festlegungen der EK-Zinssätze angesetzt werden. Vereinfachend könnte man sich auf wenige werthaltige Anlagengruppen beschränken.

Ein Ausgleich denkbarer Vermögensnachteile könnte durch einen höheren „Start-RBW“ für die Altanlagen, ab dem bis zum Ende der Restnutzungsdauer nach RKE fortgefahren würde, herbeigeführt werden. Ein solcher höherer „Start-RBW“ könnte zum Beispiel im Ansatz des RBW auf Basis von 100 % TNW liegen. Dies wäre ein sachgerechter netzbetreiberindividueller Ansatz.

Eine Rückerstattung der auf Tagesneuwerten beruhenden Abschreibungsanteile an die Netznutzer im Gasbereich ist nicht sachgerecht und rechtlich fragwürdig.

Hierzu ist noch einmal festzuhalten, dass die Realkapitalerhaltung und die Nettosubstanzerhaltung, diskontiert über die Laufzeit des Anlagegutes zu denselben Erlösen führen. Bei der Realkapitalerhaltung erhält der Anlagenbetreiber einen höheren Zins, über den der Inflationsausgleich und damit der Kapitalerhalt erfolgt. Bei der Nettosubstanzerhaltung erfolgen der Inflationsausgleich und damit der Kapitalerhalt nicht über den Zins, sondern über die Indexierung der eigenkapitalfinanzierten Restbuchwerte und AfA-Anteile. Grundsätzlich dienen beide Systeme dazu, dass der Kapitalgeber sein Kapital erhalten kann, auch wenn er keine Wiederbeschaffung in derselben Sparte durchführt.

Die im Rahmen der Nettosubstanzerhaltung erfolgte Erhöhung der Abschreibungen auf Basis der Tagesneuwerte ging im Vergleich zu Realkapitalerhaltung mit einem Renditeverlust bei der kalkulatorischen Verzinsung einher. Die Annahme, dass ein Netznutzer einen Erstattungsanspruch aus den Tageneuwertanteilen in der Abschreibung hat, ist daher unbegründet.

Zusätzlich führte der von den Regulierungsbehörden im Rahmen der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung angewendete Ansatz der doppelten Kappung bei einer Eigenkapitalquote von 40 Prozent dazu, dass viele Netzbetreiber in der Vergangenheit weniger Eigenkapitalverzinsung erhalten haben, als sie bei einer betriebswirtschaftlich korrekten Anwendung der Methode der Nettosubstanzerhaltung hätten erhalten müssen.

Insgesamt ist daher davon auszugehen, dass den Kunden im Gasbereich keine Erstattungsbeiträge aus den vereinnahmten Tagesneuwertanteilen der kalkulatorischen Abschreibung zustehen. Auch ist es Investoren nicht zu vermitteln, dass Netzbetreiber im Nachhinein Mittel aus Netzentgelten zurückerstatten sollten, die sie korrekt auf Basis der zum Erhebungszeitpunkt geltenden gesetzlichen Regelungen zum realen Kapitalerhalt unter Berücksichtigung eines Inflationsausgleichs kalkuliert und vereinnahmt haben. Die Anwendung einer solchen Regelung würde die Verlässlichkeit des deutschen Regulierungssystems in Frage stellen und das Vertrauen potenzieller Investoren nachhaltig schädigen. Die notwendige Beschaffung der benötigten Finanzmittel zur Umsetzung der Energie- und Wärmewende durch die Netzbetreiber und Versorger würde zusätzlich und unnötig erschwert.

H.2 Nutzungsdauern

These 9: Im Strombereich besteht möglicherweise punktueller Änderungsbedarf. Die bestehenden Nutzungsdauern sind in geeigneter Weise weiter festzulegen, ggf. zu ergänzen. Zu prüfen ist die Einschränkung der Spannen oder das konsequente Abstellen auf einen einheitlichen Wert.

These 10: Im Gasbereich sollten für diejenigen Netzteile, die absehbar keiner Folgenutzung durch Wasserstoff- oder Biomethan-Transport unterliegen, 1) eine Verkürzung der Nutzungsdauern und 2) die Umstellung auf einen degressiven Abschreibungsverlauf geprüft werden. Für Netze, die einer Folgenutzung unterliegen, könnten hingegen möglicherweise auch die aktuellen Abschreibungsverläufe beibehalten werden.

Fragen:

22. Werden die Thesen 9 und 10 geteilt?

Beiden Thesen wird zugestimmt.

Gas

Eine kürzere ND und degressive AfA zusammen sind für diejenigen Netzteile, die absehbar keiner Folgenutzung durch Wasserstoff- oder Biomethan-Transport unterliegen, am sinnvollsten, da sie zu einer stärkeren Belastung am Anfang der Umstellung mit noch vielen Netzkunden führen. Die Umstellung sollte bereits in der 4. RP erfolgen. Da eine Transformation der Erdgasnetze zu einem H₂-Netz mit erheblichen unternehmerischen Unsicherheiten behaftet sein kann, kann auch für Netze, die möglicherweise umgestellt werden, eine Verkürzung der Nutzungsdauern und eine degressive Abschreibung sinnvoll sein. Hier sollte der Netzbetreiber weitreichend flexibel sowohl in der Wahl der Abschreibungsmethodik als auch der Nutzungsdauer sein und auch jährlich neu für die Folgejahre entscheiden können.

In Bezug auf das Problem der kalkulatorischen Nutzungsdauern bewegt sich die aktuelle KANU-Festlegung der BNetzA bereits in die richtige Richtung. Spätestens, wenn die kommunalen Wärmepläne genehmigt sind, müssten die Regeln dergestalt angepasst werden, dass jenseits von festen kalkulatorischen Nutzungsdauern diese flexibel die Inhalte der verbindlichen lokalen Planungen aufnehmen. Die Wirkung muss sich dann auch auf alle Anschaffungsjahre beziehen, eine Beschränkung auf ab 2023 errichtete Netzbestandteile wäre dann nicht ausreichend.

Strom

Es besteht punktueller Anpassungsbedarf bei Anlagengruppen, in denen der Einsatz von Digitaltechnik in den letzten Jahren gestiegen ist und in den kommenden Jahren steigen wird. Dies betrifft vornehmlich die Anlagengruppen mit Bezug zu Schutz- und Steuerungstechnik (Anlagengruppen: Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen; Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen). Durch den Einsatz der Digitaltechnik sinken die technischen Nutzungsdauern der Anlagen. Dies sollte sich in den kalkulatorischen Nutzungsdauern widerspiegeln.

Grundsätzlich ist eine Ausgestaltung der Umsetzung in weiteren Fachgesprächen zu klären. Vorstellbar wäre z. B. eine Doppelung der beiden bereits existierenden Anlagengruppen mit einer niedrigeren kalkulatorischen Nutzungsdauerbandbreite. Die bestehenden Anlagengruppen sollten beibehalten werden, um die Bestandsanlagen darin unverändert fortführen zu können und operative Umsetzungsprobleme zu vermeiden.

Da die Anlagen für moderne Messtechnik nicht für die Kalkulation von Entgelten im Bereich der EOG relevant sind, könnten diese aus dem Katalog der Anlagengruppen gestrichen werden.

23. Wie kann ein pauschales Abschreibungssystem im Gas konkret ausgestaltet werden?

Ein pauschales Abschreibungsverfahren bringt kaum Arbeitserleichterungen und ist später nicht mehr nachvollziehbar. Die Werte der einzelnen Anlagen müssen bis zum Ende ihrer ND nachvollziehbar bleiben. Ansonsten könnte es zu Abschreibungen unter 0 oder hohen RBW beim Ausscheiden der Anlagen kommen.

Auch eine Umstellung innerhalb der 4. RP wäre im B2-Bogen nachvollziehbar und mit angemessenem Arbeitsaufwand möglich. Es handelt sich um einen ND-Wechsel. Auch eine Kombination mit degressiver AfA (ab neuer ND) bleibt übersichtlich.

24. Auf Grundlage welcher Überlegungen würden Netzbetreiber ihre Nutzungsdauern bzw. Abschreibungsquoten im Gasbereich abschätzen? Wie kann die Angemessenheit der vorgenommenen Parametrierung gegenüber der Bundesnetzagentur belegt werden?

Die Planungen der Gasnetzbetreiber zur Zukunft der Gasnetze hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab, die lokal vor Ort unterschiedliche Ausprägungen haben. Ausgehend von politisch

vorgegebenen Zielen skizzieren lokale Potentiale und Notwendigkeiten die Planungen vor. Möglichkeiten zum Ausbau von Fernwärme, Wasserstoffherzeugung, -transport und -bedarf, Gebäudebestand, vorhandene Infrastruktur, Verfügbarkeit von Energiequellen sind wichtige Parameter. Davon abgeleitet wird für jeden Teil eines Gasnetzes entschieden werden müssen, ob und wie dieser weiterhin genutzt wird.

Netzbetreiber und Verbraucher brauchen langfristige Verbindlichkeit, da sowohl Infrastruktur als auch Heizungskonzepte auf Jahrzehnte geplant sind und keinen kurzfristigen Veränderungsspielraum haben.

25. Was sagen Sie zur Einschränkung der Bandbreite der kalkulatorischen Nutzungsdauern – insbesondere im Strombereich?

Eine Aufgabe der Nutzungsdauer-Bandbreiten gem. Netzentgeltverordnung ist aus VKU-Sicht nicht vordringlich. Das System ist auf allen Seiten eingespielt, der Mehraufwand in der Erhebung und Prüfung der Daten gering.

Die Bandbreite der kalkulatorischen Nutzungsdauern ermöglicht es, die individuellen Situationen der Netzbetreiber und ihrer Eigentümer abzubilden und die Unternehmen effizient aufzustellen. Beispiele für die Individualitäten sind Anforderungen an die Liquiditätsplanung, technische Notwendigkeiten oder Bedarf an Fremdkapital. Eine Verringerung der Bandbreite der kalkulatorischen Nutzungsdauern schränkt die Leistungsfähigkeit der Unternehmen ein und führt zu operativen Umsetzungsproblemen, da aus den Anforderungen an den vorausschauenden Netzausbau heraus Asset-Strategie und Finanzierung bereits ganzheitlich unter der Annahme dieser ND-Bandbreiten gedacht und geplant wurden. Mit Hinblick auf die Herausforderungen der Transformation der Energiebranche sollte die Effizienz der Unternehmen nicht eingeschränkt werden und weiterhin die volle Bandbreite der kalkulatorischen Nutzungsdauer nutzbar sein.

26. Welche Herausforderungen ergeben sich bei der Umsetzung, wenn die beschleunigte oder degressive Abschreibung der Gasnetze schon vor Beginn der 5. Periode eingeführt werden sollte?

Wenn bereits in der 4. RP umgestellt wird, muss geprüft werden, wie mit dem KK-Abzug umgegangen wird und wie die geänderten Erlöse aus Kapitalkosten in der vierten Regulierungsperiode abgebildet werden. Das kann über die zulässigen Erlöse im Regulierungskonto erfolgen.

H.3 WACC

These 11: Mit der Einführung eines WACC würde eine Angleichung an den internationalen Standard und mit der stärkeren Standardisierung eine höhere Transparenz und Planbarkeit für Investoren erreicht. Zudem stellt der WACC ein von den tatsächlichen Kosten entkoppeltes Zinskostenbudget dar. Das Zinskostenbudget ist dabei unabhängig von der tatsächlichen Finanzierungsstruktur des Netzbetreibers. Anreize zu rein regulatorisch optimierten Finanzierungsstrukturen, die oft hohe Transaktions- bzw. Beratungskosten verursachen, werden dadurch vermieden. Im Ergebnis kann zudem eine reduzierte Komplexität und damit eine erheblich erleichterte Administrierbarkeit erreicht werden.

Fragen:

27. Wird These 11 geteilt?

Der These, dass mit Einführung eines WACC eine Annäherung an die übliche internationale Regulierungspraxis erfolgen würde, wird zugestimmt. Allerdings ist dieser Aspekt für den VKU von untergeordneter Bedeutung.

Veränderungen an der Kapitalkostenbestimmung sind mit OPs am offenen Herzen vergleichbar. Hier sollte sehr sorgfältig abgewogen werden und alle relevanten Stellhebel gesamthaft analysiert werden. Die Einführung eines WACC kann nicht vor allem durch mögliche Vereinfachung für Behörden begründet werden.

Transparenz und Planbarkeit eines WACC hängen von der konkreten Ausgestaltung ab.

Die These, dass ein WACC ein von den tatsächlichen Kosten entkoppeltes Budget darstellt, unterstellt bereits, dass es zu Pauschalierungen in sämtlichen Stellgrößen käme. Insbesondere bei der Stellgröße des FK-Zinssatzes sollte dies vor einer Festlegung ergebnisoffen geprüft werden. Nach Aussage von Frontier auf den GET 2023 sind Regulierungssysteme dann besonders gut, sofern die Netzbetreiber ihre effizienten FK-Kosten auch erlösen können. Dabei spielen Umfinanzierungen von FK-Beständen genauso eine wichtige Rolle wie zusätzlich aufzunehmendes FK.

Wollte man einen branchenweit gültigen WACC bestimmen, so wäre der These, dass die tatsächliche Finanzstruktur des Netzbetreibers keine Rolle spielt, dem Grunde nach zuzustimmen. Der impliziten These, dass bisher allein eine regulatorisch optimierte Finanzstruktur angestrebt worden sei, ist zu widersprechen.

Der Bezug der EK-Quote auf das Nettovermögen (kalk. RAB abzüglich RBW für BKZ/AKB) bedeutet, dass die Finanzmittel aus BKZ/AKB Eigenkapital verdrängen. Das ist nicht richtig. Vielmehr stellen die Finanzmittel, die über BKZ/AKB zufließen, Fremdkapital dar. Bei den Finanzmitteln aus BKZ/AKB handelt es sich dem Grunde nach um zinsloses Fremdkapital durch die Zuschussgebenden. Es kann sich schon deshalb nicht um Eigenkapital handeln, weil die Zuschussgebenden keine mit Eigenkapital verbundenen Rechte haben. BKZ/AKB verdrängen folglich Fremdkapital und nicht Eigenkapital. Deshalb müsste richtigerweise die EK-Quote auf das Bruttovermögen (kalk. RAB zuzüglich des pauschal anerkannten Umlaufvermögens) bezogen und erst danach die BKZ/AKB als zinsfreies Kapital in Abzug gebracht werden. Der bisher in der ARegV enthaltene Sachfehler beim KKA müsste analog korrigiert werden.

28. Wie bewerten Sie den Vorteil einer vereinfachten Kapitalkostenbestimmung für die Vermittelbarkeit des Regulierungssystems, bspw. gegenüber Investoren?

Grundsätzlich bewerten wir Vereinfachungen bei der Kapitalkostenbestimmung als Vorteil bei der Vermittelbarkeit gegenüber Kapitalgebern.

Allerdings ist „Transparenz und Verständlichkeit“ nur eines von mehreren Kriterien, welche bei der Bestimmung der Kapitalkosten wichtig sind. Auch in einem WACC bleiben die kapitalmarkt-gerechten Zinssätze und eine angemessene Eigenkapitalquote kritisch. Zu prüfen wäre neben einer zukünftig weniger strittigen Ermittlungsmethode beim EK-Zins eine Anpassung der EK-Quote oberhalb von 40 %, wie sie international nicht unüblich ist. Darüber hinaus vertreten wir die Position, dass ein „atmender“ FK-Zins, der sowohl neu aufzunehmendes FK als auch umzufinanzierendes „altes“ FK berücksichtigt, in einem WACC die Finanzierung von Energiewendemaßnahmen besser ermöglicht als ein über die Regulierungsperiode fixer FK-Zins.

Die Kapitalkosten sind aus Sicht von Kapitalgebern nicht losgelöst von den Chancen der Netzbetreiber, ihre steigenden OPEX infolge der Anforderungen der Energiewende möglichst zeitnah in Erlöse zu überführen, vgl. G.2.

29. Bedarf es aus Ihrer Sicht der Vorgabe einer Mindesteigenkapitalquote?

Netzbetreiber haben die Anforderungen von Kapitalgebern, insbesondere auch von FK-Gebern, im Blick. Netzbetreiber haben kein Interesse daran, vom Markt vorgegebene Kennzahlen zu verfehlen, da sie ansonsten Schwierigkeiten hätten, frisches Kapital zu allokkieren. Eine weitere von der BNetzA vorgegebene Mindesteigenkapitalquote ist daher nicht erforderlich, da Banken diese bereits zur Finanzierung von Netzbetreibern fordern.

Die Finanzierung der notwendigen Investitionen mit Hilfe von Fremdkapital bedingt immer den Nachweis von Eigenkapital. Die Höhe des vorhandenen Eigenkapitals wirkt sich dabei auch auf die Höhe der Fremdkapitalzinsen aus, die durch den Netzbetreiber aufgebracht werden müssen. Je geringer das vorhandene Eigenkapital, umso höher die Zinssätze, die für Kredite aufgebracht werden müssen. Es muss festgehalten werden, dass die fixe Eigenkapitalquote negative und positives Eigenkapital gleichbehandelt.

30. Wie sollte mit Zinsaufwendungen oder -erträgen aus langfristigen Rückstellungen umgegangen werden?

Die Zinsaufwendungen aus langfristigen Rückstellungen, wie zinstragenden Positionen für Altersversorgung, verhalten sich systembedingt umgekehrt proportional zur Entwicklung des allgemeinen Zinsniveaus. Diese Entwicklung resultiert unmittelbar aus den Bilanzierungsregeln des HGB. Ein sicher noch weiter zu evaluierender Ansatz zum Ausgleich dieser Entwicklung könnte sein, dass die Differenz zwischen dem Zinsaufwand für die Rückstellungen und dem FK-Zinsanteil im WACC als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten bzw. Erträge Berücksichtigung finden.

H.4 Umlaufvermögen

These 12: Es kann je nach Anwendungsfall eine pauschale Quote zur Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens für Netzbetreiber, Verpächter und Dienstleister bestimmt werden. Die Höhe der Pauschale kann sich bspw. an denjenigen Werten orientieren, die im Rahmen der Verwaltungspraxis in den letzten Jahren seitens der Bundesnetzagentur als betriebsnotwendig anerkannt und von einer Vielzahl von Netzbetreibern ohne weitere Verfahren akzeptiert wurden.

Fragen:

31. Wird These 12 geteilt?

Der VKU begrüßt die These grundsätzlich.

Die jüngste Verwaltungspraxis der BNetzA aus der Kostenprüfung 2021 ist allerdings als pauschale Quote ungeeignet. Eine Quote von 1/12 und nicht von 1/24 mit Bezug auf die Umsatzerlöse ist realistischer.

Bei der Bestimmung der Quote sollte die europäische Regulierungspraxis berücksichtigt werden.

32. Welche Gesichtspunkte sind bei der Bestimmung des Umlaufvermögens zu berücksichtigen?

Eine pauschale Anerkennung von Umlaufvermögen kann sachgerecht sein, jedoch ist diese anhand einer realistischen Forderungsquote der Netzbetreiber zu ermitteln.

Die Bezugsgröße sollte aus Gründen von „Transparenz und Verständlichkeit“ Dritten zugänglich sein. Hier bieten sich die Umsatzerlöse an.

Wenn es zu einer pauschalen Ermittlung der Positionen des Umlaufvermögens kommen soll, ist eine sachgerechte Begründung für die angesetzten Quoten erforderlich, die für die Pauschalierung angewendet werden. Die von der BNetzA bisher angeführten Begründungen für die Quoten, die sie in den Genehmigungsverfahren angesetzt hat (insbesondere 1/24 für die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen) überzeugen nicht. Der VKU verweist hierzu auf das Gutachten von Herrn Prof. Heim von 2021. Die sachgerechten Quoten für die Pauschalierung sollten über einen Vergleich mit den Werten anderer Infrastrukturunternehmen ermittelt werden. Die Ermittlung von pauschalen Quoten muss ergänzend die unternehmerische Realität berücksichtigen. Eine Quote von 1/24 für die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen ist unrealistisch. Das Zahlungsziel gemäß der Festlegung zum Lieferantenrahmenvertrag Strom bzw. gemäß KoV ist 14 Tage. Wobei die Rechnungen monatlich nachschüssig gelegt werden dürfen. Für alle leitungs-gemessenen Kunden ist somit eine Abrechnung jeweils erst im Folgemonat möglich, so dass zum Monatsultimo mindestens 1/12 der jährlich zu erwartenden Netznutzungserlöse als Forderung bilanziert werden müssen. Nach dem Zahlungsziel ist aber noch Zeit einzuplanen, um die offenen Forderungen über den Forderungsmanagementprozess einzutreiben. Das geht nicht in der logischen Sekunde nach Ablauf des Zahlungsziels. Darüber hinaus ist zu beachten, dass es zahlreiche bilanzielle Vorgänge gibt, die zwangsweise zu einem Ausweis von Umlaufvermögen führen. Als

Beispiel sind Anzahlungen zu nennen, die als Forderung im Umlaufvermögen stehen und gleichzeitig als Verbindlichkeit aus Lieferungen und Leistungen.

Das viele Netzbetreiber die BNetzA-Quoten letztlich akzeptiert haben, ist kein Hinweis auf die Angemessenheit der Quoten. Beim Ausgangsniveau geht es letztlich um die Gesamthöhe. Außerdem ist die Auseinandersetzung über das betriebsnotwendige Umlaufvermögen geprägt durch die bisherige Rechtsprechung, die betriebswirtschaftlichen Grundsätzen allenfalls ansatzweise folgt. Und die bisherigen Anforderungen an Nachweise waren kaum zu erbringen. Die BNetzA sollte die beantragten und die anerkannten Quoten offenlegen. Sofern mehr als 1/24 anerkannt wurde, sollten die Gründe dafür dargelegt werden. Auf dieser Grundlage können angemessene Quoten diskutiert werden.

Die Vorratshaltung von Betriebsmitteln ist im Zusammenhang mit steigenden Investitionserfordernissen aufgrund der Energiewende zwingend erforderlich und zusätzlich zum Umlaufvermögen zu berücksichtigen. Vorräte sind zzgl. zu verstehen und nicht zu pauschalisieren, da die Vorhaltenotwendigkeit von Materialien oder unfertigen Erzeugnissen zwischen den Netzbetreibern aufgrund ihrer Investitions- und Instandhaltungsaktivitäten sehr unterschiedlich aussehen kann.

Darüber hinaus wurden die Vorräte der Netzbetreiber bisher weitgehend mit ihren Istwerten im Umlaufvermögen berücksichtigt. Das Vorhalten von Vorräten ist erfolgskritisch, um im Störfall auch dann kurze Ausfallzeiten zu gewährleisten, wenn die Lieferzeiten der Hersteller überaus lang sind. Im Rahmen des notwendigen Ausbaus der Stromnetze ist unseres Erachtens noch mit einem Aufwuchs der Vorräte zu rechnen, etwa, weil Materialien schon beschafft wurden, die Genehmigungsverfahren für die Umsetzung der Maßnahmen noch andauern. Deshalb müssen die Vorräte entweder weiterhin mit ihren Ist-Werten in die Verzinsungsbasis einfließen oder über angemessene Zuschläge Berücksichtigung finden.

H.5 EK-Zins

These 13: Vorzugswürdig ist die Festlegung eines Eigenkapitalzinssatzes für mindestens eine Regulierungsperiode. Es soll in einem Regulierungssystem mit Effizienzvergleich – insbesondere angesichts verkürzter Regulierungsperioden – keine jährliche Anpassung erfolgen. Es sollte einen für Neu- und Bestandsanlagen einheitlichen Zinssatz geben.

Fragen:

33. Wird These 13 geteilt?

Unabhängig von der Frage, für welche Dauer der EK-Zins gelten soll, gilt, dass der EK-Zins (auch im WACC) angemessen, wettbewerbsfähig und risikoangepasst sein muss. Andernfalls würde die BNetzA ihren Kriterien „Energiewendekompetenz“ und „Wettbewerb“ nicht gerecht werden.

Die neue Verantwortung der BNetzA und die Weiterentwicklung der Anreizregulierung bietet die Chance, das Dauerstreithema der Vergangeneit neu zu regeln. Aus Sicht des VKU sollten bei der Methodik zur Bestimmung der EK-Zinsen insbesondere die Themen „Zinskeil“ und „alleiniger Blick in die Vergangenheit“ gemeinsam verbessert werden.

Die These der BNetzA, wonach der EK-Zins für die Dauer einer Periode fix sein sollte, wird grundsätzlich geteilt. Entsprechend dem BNetzA-Kriterium „Flexibilität in der Abbildung der Kostenentwicklung“ sollte die Festlegung allerdings bei unerwartet hoher Volatilität der EK-Kosten eine Justierung nach oben und nach unten ermöglichen.

Die These der BNetzA, dass es beim EK-Zins für EKI einen einheitlichen Zins für Bestandsanlagen und neue Investitionen geben soll, wird geteilt. Das hat die Branche allerdings schon für die laufende Regulierungsperiode gefordert.

Grundsätzlich gewährt die BNetzA zu niedrige Zinssätze im Rahmen der Eigenkapitalverzinsung, auch im internationalen Vergleich. Das muss sich ändern.

34. Für welche Zeiträume soll der Eigenkapitalzinssatz aus Ihrer Sicht bestimmt werden?

Der EK-Zins für EKI sollte mindestens für die Dauer einer Periode bestimmt werden.

Eine möglichst langjährige Festlegung ist grundsätzlich vorzuziehen. Das kann eine Regulierungsperiode sein oder – im Fall einer Verkürzung – ggf. auch zwei Perioden. Wichtig wäre eine wirksame Revisionsklausel. Sofern sich die Zinsentwicklung um ein definiertes Maß von den Prämissen der aktuellen Festlegung entfernt, wäre die Festlegung vorzeitig anzupassen.

35. Sollte der Zeitraum zur Ableitung des Basiszinssatzes von 10 Jahren auf eine geringere Zahl an Jahren abgesenkt werden?

Vgl. Antwort auf die Frage 33. Am wichtigsten ist, dass der bisherige „Zinskeil“ (Abweichung zwischen dem Summanden „Basiszins“ im CAPM und dem zur Ermittlung der Marktrisikoprämie angesetzten risikolosen Zins) beseitigt wird.

36. Wie lässt sich gewährleisten, dass eine gewählte Methode dauerhaft und konsistent Anwendung findet?

Die Bestimmung des EK-Zinssatzes ist und bleibt, unabhängig davon, ob sie innerhalb eines WACC erfolgt, unverändert eine der wichtigsten regulatorischen Vorgaben der BNetzA. Sie ist insbesondere für das Tempo der Energiewende entscheidend. Leider ist ausgerechnet die Frage der Sachgerechtigkeit von regulatorischen Zinssätzen bisher auch eine der strittigsten. Hier besteht, nachdem die Fesseln der den Handlungsspielraum der BNetzA partiell einschränkenden Netzentgeltverordnungen gefallen sind, die große Chance, miteinander (BNetzA und Netzbetreiber) eine Verbesserung im Prozess herbeizuführen. Der VKU empfiehlt, dass die Methodenfestlegung durch die Große Beschlusskammer über allgemeine Vorgaben, wie z. B. Beachtung der wissenschaftlichen Standards, hinausgeht. Das heißt, auch die nähere Ausgestaltung der Zinssatzfestlegung sollte zum Gegenstand der Großen Beschlusskammer gemacht werden. Darin besteht die Chance, dass eine Große Beschlusskammer bei wichtigen Themen Verantwortung übernimmt und dadurch langfristige Konsistenz in der Ermittlung der EK-Zinsen herstellen kann.

Bei der Ermittlungsmethode des EK-Zinses für EKI sollte der bisherige Zinskeil beseitigt werden und Prognosen in die Ermittlung einfließen.

Grundsätzlich sollte durch die Festlegungen der BNetzA ein marktgerechter, ein dem Stand der Wissenschaft entsprechender Zinssatz gewährleistet werden. Mit dem Festhalten an einem einzigen Modell nahm die BNetzA bei Ihrer letzten Zinssatzfestlegung eine Sonderrolle unter den Regulierungsbehörden ein. Diese ließ den wissenschaftlichen Fortschritt der Kapitalmarktforschung zu Zeiten der Finanzmarktkrise weitgehend unberücksichtigt. Insgesamt ist im internationalen Vergleich zu beobachten, dass immer mehr Regulierungsbehörden, aber auch Institutionen wie das IDW (Institut der Wirtschaftsprüfer in Deutschland) und die europäische Zentralbank, verstärkt auf einen Methodenpluralismus setzen, um im Rahmen des Capital Asset Pricing Model (CAPM) eine sachgerechte Marktrisikoprämie und damit sachgerechte Eigenkapitalzinssätze abzuleiten.

Die BNetzA sollte sich deshalb bei der Ableitung der Zinssätze nicht an ein einziges wissenschaftliches Modell binden, sondern stärker die Entwicklung der Wissenschaft betrachten. Dies impliziert eine Ermittlung und Plausibilisierung der Marktrisikoprämie mit mehreren Methoden (z. B. Überschussrenditen, Total Market Return-Ansatz, Dividendendiskontierungsmodelle). Entsprechend dem BNetzA-Kriterium „Flexibilität in der Abbildung der Kostenentwicklung“ sollte die Methoden-Festlegung bei unerwartet hoher Volatilität der EK-Kosten eine Justierung ermöglichen.

Da die BNetzA wesentliche Vereinfachungen bei der Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsung plant, wird der Vergleich mit den Festlegungen anderer Regulierungsbehörden vereinfacht. Die Behörde sollte sich daher zukünftig stärker am Durchschnitt internationaler Festlegungen orientieren.

Vor diesem Hintergrund ist der Zeitraum zur Ableitung des risikolosen Zinssatzes nachrangig. Methodisch spricht u. E. einiges dafür, die bisherige Periode von 10 Jahren zumindest langfristig beizubehalten, soweit die vorgenannten Punkte erfüllt sind.

Die Bestimmung des EK-Zinssatzes ist und bleibt, unabhängig davon, ob sie innerhalb eines WACC erfolgt, unverändert eine der wichtigsten regulatorischen Vorgaben der BNetzA. Sie ist insbesondere für das Tempo der Energiewende entscheidend. Leider ist ausgerechnet die Frage der Sachgerechtigkeit von regulatorischen Zinssätzen bisher auch eine der strittigsten. Hier besteht, nachdem die Fesseln der den Handlungsspielraum der BNetzA partiell einschränkenden Netzentgeltverordnungen gefallen sind, die große Chance, miteinander (BNetzA und Netzbetreiber) eine Verbesserung im Prozess herbeizuführen. Der VKU befürchtet, dass sich eine Methodenfestlegung durch die Große Beschlusskammer in sehr allgemeinen Vorgaben, wie z. B. Beachtung der wissenschaftlichen Standards, erschöpfen könnte. Damit lägen sämtliche Ermessensspielräume unverändert bei der bisher zuständigen Beschlusskammer, so dass zu befürchten ist, dass der Status quo prinzipiell fortgeschrieben wird. Der VKU schlägt deshalb vor, auch die nähere Ausgestaltung der Zinssatzfestlegung zum Gegenstand der Großen Beschlusskammer zu machen. Darin besteht die Chance, dass eine Große Beschlusskammer bei wichtigen Themen Verantwortung übernimmt und dadurch langfristige Konsistenz in der Ermittlung der EK-Zinsen herstellen kann.

Sofern bei der Ermittlungsmethode des EK-Zinses für EKI der bisherige Zinskeil beseitigt wird und Prognosen in die Ermittlung einfließen und die Festlegung auch sonst dem Stand der Wissenschaft gerecht würde, wäre mit weniger Gerichtsverfahren zu rechnen. Entsprechend dem BNetzA-Kriterium „Flexibilität in der Abbildung der Kostenentwicklung“ sollte die Methoden-Festlegung bei unerwartet hoher Volatilität der EK-Kosten eine Justierung ermöglichen.

Grundsätzlich sollte durch die Festlegungen der BNetzA ein marktgerechter Zinssatz gewährleistet werden. Berücksichtigt man, dass gegen die letzte Zinssatz-Festlegung für die vierte Regulierungsperiode von einer immens großen Zahl an Netzbetreibern Beschwerde eingelegt wurde, bestehen Zweifel, dass dies der BNetzA gelungen ist. Mit dem Festhalten an einem einzigen Modell nahm die BNetzA bei Ihrer letzten Zinssatzfestlegung eine Sonderrolle unter den Regulierungsbehörden ein. Diese ließ den wissenschaftlichen Fortschritt der Kapitalmarktforschung zu Zeiten der Finanzmarktkrise weitgehend unberücksichtigt. Insgesamt ist im internationalen Vergleich zu beobachten, dass immer mehr Regulierungsbehörden, aber auch Institutionen wie das IDW (Institut der Wirtschaftsprüfer in Deutschland) und die europäische Zentralbank, verstärkt auf einen Methodenpluralismus setzen, um im Rahmen des Capital Asset Pricing Model (CAPM) eine sachgerechte Marktrisikoprämie und damit sachgerechte Eigenkapitalzinssätze abzuleiten.

Die BNetzA sollte sich deshalb bei der Ableitung der Zinssätze nicht an ein einziges wissenschaftliches Modell binden, sondern stärker die Entwicklung der Wissenschaft betrachten. Dies impliziert eine Ermittlung und Plausibilisierung der Marktrisikoprämie mit mehreren Methoden (z. B. Überschussrenditen, Total Market Return-Ansatz, Dividendendiskontierungsmodelle).

Da die BNetzA wesentliche Vereinfachungen bei der Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsung plant, wird der Vergleich mit den Festlegungen anderer Regulierungsbehörden vereinfacht. Die Behörde sollte sich daher zukünftig stärker am Durchschnitt internationaler Festlegungen orientieren. Wir weisen darauf hin, dass auch in der aktuellen Marktsituation, eine Anpassung der Eigenkapitalzinssätze im Kapitalkostenaufschlag nicht notwendig geworden wäre, wenn die Festlegung des Zinssatzes bereits auf dem Niveau des internationalen Durchschnitts erfolgt wäre.

Vor diesem Hintergrund ist der Zeitraum zur Ableitung des risikolosen Zinssatzes nachrangig. Methodisch spricht u. E. einiges dafür, die bisherige Periode von 10 Jahren zumindest langfristig beizubehalten, soweit die vorgenannten Punkte erfüllt sind.

37. Sollte der Zinssatz für Strom- und Gasnetzbetreiber differenziert werden? Welche Methoden zur Ermittlung sektorspezifischer Zinssätze kämen hier in Frage?

Grundsätzlich haben Gasnetzbetreiber im Hinblick auf die bevorstehende Transformation ein sehr hohes Risiko zu tragen. Inwiefern die Risiken im Strom- und Gasbereich unterschiedliche Auswirkungen auf die Festlegung der EK-Verzinsung haben, hängt aus Sicht des VKU davon ab, wie die zeitlich vorgelagerten Regulierungsfragen beantwortet werden, z. B. Umgang mit dem Effizienzvergleich Gas. Erst dann kann beurteilt werden, ob die Risiken von Gas- und Strom-Netzbetreibern unverändert ähnlich sind, so dass sie beispielsweise in einer gemeinsamen Beta-Ermittlung münden.

Nach derzeitiger Bewertung sollten Gas- und Strom-Zinssätze nicht differenziert werden. Dies hat sich bewährt und ist auch ökonomisch sachgerecht. Das Risiko des mittels des CAPM abgeleiteten Zinssatzes wird durch den Parameter Beta abgebildet. Die Herleitung des Beta am Kapitalmarkt bezieht sich auf die Volatilität der zu Grunde liegenden Aktienkurse einer betrachteten „Peer Group“ im Vergleich zum Marktportfolio. Maßgeblich für die Volatilität ist nicht der generelle Ausblick für die Geschäftstätigkeit eines Unternehmens. Dieser ist in der Regel bereits in

den Aktienkurs eingepreist. Das Beta ist stattdessen durch die Informationsunsicherheit im Hinblick auf die eingepreiste Entwicklung bestimmt. Bisher wurden internationale börsennotierte Strom- und Gasnetzbetreiber für die Ermittlung des Beta zusammengefasst. Dies halten wir auch für die Zukunft für angemessen. Zwar ist es unstrittig, dass Strom- und Gasnetze sich in Zukunft unterschiedlich entwickeln werden. In Bezug auf die bestehende Informationsunsicherheit sehen wir jedoch keinen Unterschied. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die BNetzA in dem Eckpunktepapier mit der Nutzungsdauerverkürzung im Gasbereich und der Anerkennungsfähigkeit von Rückstellungen und Rückbau wesentliche Transformationsthemen adressiert.

Weiterhin weisen wir darauf hin, dass die internationale Peer Group zur Ableitung des Betas für die Energienetze im Jahr 2023 gerade einmal neun internationale Strom- und Gasnetzbetreiber umfasste. Eine Aufteilung der Peer Group nach Strom- und Gasnetzen würde unweigerlich zu einer zu kleinen Stichprobe für die Ableitung des Betas für die Strom- und Gasnetze führen. Somit müssten in diesem Falle grundlegende methodische Probleme geheilt werden.

H.6 Gewerbe- und Körperschaftssteuer

These 14: Bei der Neuordnung des Regulierungsrahmens ist neu zu bewerten, ob die Anerkennung der Gewerbesteuer weiterhin auf kalkulatorischer Basis ermittelt oder auf den dem Netzbetreiber zugeordneten Anteil der tatsächlich gezahlten Gewerbesteuer begrenzt werden soll.

Fragen:

38. Wird These 14 geteilt?

Die These wird nicht geteilt und im Hinblick auf die vorangestellten Ziele der Regulierung abgewiesen.

Eine Umstellung auf die tatsächlich gezahlten Beträge steht im Widerspruch zum Kern der Anreizregulierung: Im Kern sollen effiziente Netzbetreiber ihre operativen Betriebsaufwendungen über ihre regulierten Erlöse decken und zusätzlich die Verzinsung auf das effizient eingesetzte Eigenkapital als Gewinn erzielen dürfen. In einer solchen in sich schlüssigen Regulierungssystematik ist es richtig, dass die Gewerbesteuer als Steuer auf den Ertrag ebenso – wie die regulatorische Verzinsung – kalkulatorisch, nämlich allein mit Bezug eben zu dieser kalkulatorischen Verzinsung, ermittelt wird.

Die GewSt als Kalkulationselement der Netzkosten sollte weiter allein die Ertragskraft der Netzbetreiber abbilden. Die Ertragskraft wird wesentlich durch die regulatorische Verzinsung des eingesetzten Kapitals bestimmt.

Die in den Netzkosten angesetzte GewSt sollte nicht von steuerlichen Hinzurechnungen und Kürzungen abhängen. Die in den Netzkosten angesetzte GewSt sollte nicht vom Gewerbeertrag anderer Unternehmen abhängen, die nicht Gegenstand der Energienetzregulierung sind. Einzelne Netzbetreiber-Gruppen sollten durch die Regulierung nicht systematisch besser oder schlechter gestellt werden. Eine Umstellung würde zu Verschlechterungen bei den BNetzA-Kriterien "Einfachheit und Transparenz" sowie "Preisgünstigkeit durch Kosteneffizienz" führen.

Im Übrigen wurde diese Frage bereits schon bei der Konzeption und Einführung der Netzentgeltverordnungen umfassend konsultiert und die bestehende Praxis verankert. Neue Erkenntnisse sind diesbezüglich nicht hinzugekommen. Deswegen führt allein die These zu Verunsicherungen bzgl. des Kriteriums "Verlässlichkeit der Regulierung".

39. Wie kann die dem Netzbetreiber zuzurechnende tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer der steuerlichen Organschaft eindeutig zugeordnet und ermittelt werden? Welcher zusätzliche Aufwand würde hierdurch entstehen?

Der Gewerbeertrag als steuerliche Bemessungsgrundlage müsste inkl. der steuerlichen Hinzu-rechnungen und Kürzungen für sämtliche in der steuerlichen Organschaft umfassten Einheiten separat bestimmt werden.

Da die endgültige Steuerzahlung i. d. R. nicht mit der im HGB-Jahresabschluss berichteten übereinstimmt, gilt vorgesagtes auch für sämtliche zeitlich nachfolgenden Überleitungen von HGB in die Steuerperspektive.

Eine solche Vorgehensweise wäre insbesondere für integrierte Energieversorgungsunternehmen oder kommunale Querverbundunternehmen mit einem erheblichen Mehraufwand und einem deutlichen zeitlichen Versatz zur Regulierungssystematik verbunden. Grundsätzlich würde eine derartige Umstellung für alle Netzbetreiber zu einem deutlich erhöhten Aufwand und deutlich mehr Komplexität führen. Das widerspricht dem Ziel, die Regulierung zu vereinfachen.

Die Zahlung von Gewerbesteuer findet auf der Ebene des Konzerns und damit häufig mehrere Ebenen oberhalb des Netzbetreibers statt. Sie wird in Betriebsprüfungen korrigiert, die erst bei jedem Netzbetreiber zu unterschiedlichen Zeitpunkten und häufig erst nach einigen Jahren abgeschlossen sind. Es können sich erhebliche Einzelbeträge aus den Betriebsprüfungen für ein Jahr ergeben, weil die Betriebsprüfungen mehrere Jahre betreffen und auch für die Folgejahre Auswirkungen haben, die ebenfalls in dem ersten Folgejahr zu berücksichtigen sind.

Eine Umstellung auf die tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer würde dazu führen, dass die bisherige Kostenerfassung auf Jahresbasis verlassen wird. Korrektoreffekte aus Betriebsprüfungen müssen möglicherweise mehrfach ausgeglichen werden.

Der Prüfungsrahmen der Regulierungsbehörde, müsste für eine korrekte Nachverfolgung der gezahlten Gewerbesteuer auf die gesamten (kommunalen) Konzerne und damit deutlich über das natürliche Monopol der Netzbetreiber hinaus ausgeweitet werden.

Bei De-minimis-Unternehmen wäre eine entsprechende Ermittlung der dem Netz zuzuordnenen Gewerbesteuer noch komplexer, da die Ergebnisbeiträge der Sparten außerhalb des Netzes sich nicht aufgrund einzelner Gesellschaftsabschlüsse abgrenzen lassen.

40. Würde man die Anerkennung der Gewerbesteuer auf die tatsächliche Gewerbesteuerzahlung begrenzen, gäbe es dann Gründe, die Körperschaftsteuer weiterhin auf kalkulatorischer Basis zu gewähren?

Die Argumente gegen die Anerkennung der GewSt als pagatorische GewSt gelten analog für die KöSt. Die Gründe für eine Regulierung der KöSt als kalk. Steuer würden folglich fortgelten.

41. Welche „Anpassungsstrategien“ der Netzbetreiber erwarten Sie, würde man die Anerkennung der Gewerbesteuer auf die tatsächliche Gewerbesteuerzahlung begrenzen?

Unter der Annahme, dass die pagatorische GewSt kleiner als die kalk. GewSt ist, könnten die Mittelrückflüsse aus den EOG der Netzbetreiber empfindlich beschnitten werden.

Die Finanzierungsoptionen der Netzbetreiber sind ausgereizt, d. h. alternative Finanzierungen sind kurzfristig unmöglich. Die einzige Anpassungsoption der Netzbetreiber wäre es, die Energiepreise weniger dynamisch umzusetzen.

Die pauschalierte Ermittlung der Gewerbesteuer behandelt alle Netzbetreiber grundsätzlich gleich. Wird auf die tatsächliche Gewerbesteuerbelastung abgestellt, ist diese für große Unternehmen bzw. -verbände eventuell gestaltbar. Es besteht die Möglichkeit Gewerbesteuerbelastungen an bestimmten Stellen auszulösen und entsprechend an anderen zu vermeiden. Größere und gerade große Unternehmensverbände haben naturgemäß mehr „Manövriermasse“ als kleine und entsprechende Kapazitäten und Know-how, hier zu gestalten. Das führt zwangsläufig zu neuen Ungerechtigkeiten.

42. Welche Auswirkungen auf die Kommunen bzw. die Höhe der Netzentgelte erwarten Sie, würde man die Anerkennung der Gewerbesteuer auf die tatsächliche Gewerbesteuerzahlung begrenzen?

In Fällen, bei denen der Netzbetreiber die GewSt allein für sich selbst zahlt, käme es zu Abweichungen von der bisherigen kalk. GewSt. Ob die pagatorische GewSt größer oder kleiner als die kalk. GewSt ausfällt, hängt dann nicht mehr von der kalk. RAB und den kalk. Zinssätzen ab, sondern zusätzlich u. a. von der Einzelfallgerechtigkeit des Regulierungsrahmens, HGB-Sondereffekten sowie von steuerlichen Hinzurechnungen und Kürzungen.

In Fällen steuerlicher Organschaften potenzieren sich die Schwierigkeiten der Vorhersehbarkeit.

Dazu kommt, dass es zeitliche Verzerrungen geben würde, weil die Veranlagungen erst 1,5 bis 2 Jahre nach dem Geschäftsjahr zu Bescheiden führen. Sollten Betriebsprüfungen durchgeführt werden, wäre der Zeitversatz noch größer. Das heißt, der Bezug der pagatorischen GewSt zum eigentlichen zugrundeliegenden Jahr (inkl. Zinseffekte) wäre für Dritte schwer nachzuvollziehen.

Im Fall steuerlicher Organschaften mit Verlust einbringenden Unternehmen bestünde zwar eine Wahrscheinlichkeit, dass die pagatorische GewSt kleiner als die kalk. GewSt ausfällt. Das Kriterium "Preisgünstigkeit durch Kosteneffizienz" würde aber davon unberührt bleiben, weil der Preiseffekt nur durch das Wirtschaften von Unternehmen entstünde, die nicht reguliert werden.

Die Wahrscheinlichkeit, dass die pagatorische GewSt aufgrund von Verlustbringern in der Gruppe deutlich kleiner als die kalkulatorische GewSt allein mit Bezug zum Netzbetreiber ausfällt, ist bei kommunalen Querverbundunternehmen höher als bei privaten Konzernen.

Kommunale Querverbundunternehmen haben eine Daseinsvorsorgepflicht und können Verlust bringende Unternehmen nicht einfach einstellen oder verkaufen. Damit würden kommunale Netzbetreiber durch Regulierung tendenziell systematisch schlechter gestellt, als nicht kommu-

nale Netzbetreiber. In der Folge würden kommunale Netzbetreiber die Vorgaben der Energiewende weniger schnell umsetzen können als andere Netzbetreiber, was mit erheblichen zusätzlichen gesellschaftlichen Kosten verbunden wäre.

Unterschiedliche ökonomische Bewertungssysteme bei der EOG und der Gewerbesteuer sprechen gegen eine Umstellung. Die tatsächliche Zahlung der Gewerbesteuer wird auf der Basis der Steuerbilanz durchgeführt. Hinter der Steuerbilanz steht ein anderes ökonomisches Bewertungssystem als bei der Handelsbilanz. In der Steuerbilanz gelten z. B. andere Vorgaben für die Bewertung des Anlagevermögens oder für die Rückstellungsbildung als in der Handelsbilanz, die wiederum eine wesentliche Grundlage für die Ermittlung der EOG bildet. Das führt dazu, dass die Kostenermittlung für die EOG nicht mehr zu den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers passt.

Eine weitere Auswirkung ist, dass die Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens gefährdet wäre. Für die Investoren ist maßgeblich, welcher Rückfluss zum Zeitpunkt einer Investitionsentscheidung erzielbar ist. Die kalkulatorische Gewerbesteuer war bisher ein Teil des kalkulierten Rückflusses. Die deutliche Reduktion oder Abschaffung der kalkulatorischen Gewerbesteuer, die mit einer Umstellung auf die tatsächlich gezahlten Beträge verbunden sein kann, würde die Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens in Frage stellen.

Die Umstellung auf die tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer führt dazu, dass Netzbetreiber, die in steuerliche Organschaften eingebunden sind, ungleich behandelt bzw. doppelt bestraft werden. Nur weil Unternehmen, die in steuerliche Organschaften eingebunden sind, ggf. keine oder nur eine geringere Gewerbesteuer zahlen, gibt es beim zugehörigen Netzbetreiber doch einen Gewerbesteuerereffekt. Dieser wird lediglich auf der Ebene der Gesellschafter mit den negativen Effekten von anderen Konzernunternehmen saldiert. Die Anreizregulierung hat aber nur den Netzbetreiber als Regulierungsobjekt. Netzbetreiber, die sich in steuerlichen Organschaften befinden, würden ggü. anderen Netzbetreibern schlechter gestellt werden.

Es kommt zu einer Doppelbestrafung für Netzbetreiber, die sich in steuerlichen Organschaften befinden und sich für die Energiewende engagieren. Das Engagement für die Ziele der Energiewende führt dazu, dass die notwendigerweise steigenden operativen Betriebsaufwendungen infolge des Wachstums der Netzbetreiber das zulässige regulatorische Budget der BNetzA hierfür zeitweise übersteigen können. Die den Netzbetreibern zustehende regulatorische Verzinsung des eingesetzten Kapitals – also der Gewinn – wird entsprechend gemindert. Wenn aber der Gewinn sinkt, dann sinkt tendenziell auch die tatsächlich zu zahlende Gewerbesteuer. Damit würden Netzbetreiber, welche die Energiewende besonders ernst nehmen, an zwei Stellen bestraft, wenn sie sich in steuerlichen Organschaften befinden.

H.7 Transformation Gas

These 15: Für die nicht vermeidbaren Kosten für Stilllegungen und Rückbaumaßnahmen von Leitungen sollten Netzbetreiber Rückstellungen bilden. Die hierfür erforderlichen Zuführungen sollten auf Grund der erhöhten Ungewissheit der Inanspruchnahme auch regulatorisch als jährlich anpassbare Kostenposition anerkannt werden. Damit würden die zu erwartenden Kosten frühzeitig antizipiert und „zeitlich vorgezogen“, sie würden damit auch von der aktuell noch größeren Zahl an Netzkunden getragen werden.

Fragen:

43. Wird die These 15 geteilt?

Die jährliche regulatorische Anerkennung ist begrüßenswert. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass die Bildung der Rückstellungen vom Handelsrecht abhängig ist. Die BNetzA sollte ihre Genehmigungspraxis deshalb mit den handelsrechtlichen Vorgaben synchronisieren oder prüfen, ob sie die Rückstellungsbildung auch ohne Gleichklang mit dem Handelsrecht ermöglicht.

Neben Sachverhalten, die Stilllegungen oder Rückbau betreffen, sollten auch die Trennungen von Anschlüssen und Leitungen miterfasst werden. Hieraus können erhebliche Kosten resultieren.

Hinsichtlich der Anerkennung der Kosten aus der Zuführung der Rückbaurückstellungen ist eine einheitliche Vorgehensweise der BNetzA anzustreben. In diesem Zusammenhang sollte auch erwogen werden, ob diese Kosten periodengleich als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenbestandteile zu behandeln sind.

Für weitere Ausführungen wird auf die These 10 verwiesen.

44. In welchem Umfang sind Sie zum Rückbau oder zur Stilllegung von Leitungen verpflichtet? In welchem Umfang rechnen Sie tatsächlich mit der Inanspruchnahme?

Der Rückbau oder die Stilllegung von Leitungen hängen von den Regelungen ab, die die Netzbetreiber in den Konzessionsverträgen vereinbart haben. Diese Regelungen können je nach Netzbetreiber unterschiedlich sein.

Eine jährliche Anerkennung der Rückstellungszuführungen sollte auch im vereinfachten Verfahren möglich sein, da entsprechende Beträge gerade für kleinere Gasnetzbetreiber (je nach Transformationsgrad) in Relation von großer Bedeutung sein können.

Ansprechpartner:

Bereich Netzwirtschaft

Victor Fröse

Tel: 030-58580-195

Mobil: 0170-8580195

froese@vku.de