

Rödl & Partner

Konsultation zum Eckpunktepapier zur Festlegung der Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Elektrizitäts- bzw. Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (StromNEF, Aktenzeichen GBK-24-02-1#3 und GasNEF, Aktenzeichen GBK-24-02-2#3)

Kosten von Verpächtern und Dienstleistern

In Pachtmodellen führt die aktuelle Trennung der Netzkosten zwischen Verpächter und Pächter dazu, dass es regelmäßig zu Benachteiligungen kommt. Es ist nicht nachvollziehbar, warum die Organisation des Netzbetriebs in der Rolle des Verpächters und der Rolle des Pächters und Netzbetreibers gegenüber dem Modell des Netzbetreibers mit Netzeigentum ohne Pacht schlechter gestellt werden sollte.

Der Minimumabgleich führt dazu, dass eine höhere Pacht als regulatorisch anerkennungsfähig vereinbart werden muss, damit die CAPEX nicht gekürzt werden. Im Ergebnis sorgt dies dafür, dass der Netzbetreiber regelmäßig defizitär wirtschaften muss und letztlich in eine wirtschaftliche Schieflage geraten würde, wenn nicht andere Ausgleichsmechanismen von der Holding oder vom Netzeigentümer zur Verfügung gestellt werden.

Ähnliches gilt für das Problem des negativen Eigenkapitals. Das negative Eigenkapital auf Ebene des Pächters und Netzbetreibers wird mit dem höheren Zinssatz für Neuanlagen in Abzug gebracht. Während das an anderer Stelle als Gegenposition vorhandene positive Eigenkapital mit dem niedrigeren Mischzinssatz verzinst wird. Im Ergebnis führt dies dazu, dass Netzbetreiber im Pachtmodell, die nicht über ausreichendes Eigenkapital verfügen, um bilanziertes Abzugskapital auszugleichen, einen Nachteil erleiden.

Diese grundsätzliche Benachteiligung von Pachtmodellen sollte abgeschafft werden. Aus Effizienzgründen kann es sinnvoll sein, dass Netzbetreiberrolle und Eigentümerrolle getrennt voneinander sind, um z.B. im operativen Betrieb Synergien zu heben und effiziente Betriebsstrukturen zu ermöglichen. Die regulatorischen Rahmenbedingungen in Bezug auf Pachtmodelle sollten nicht die Transformation in andere operative Strukturen verhindern oder bremsen. Es ist daher sinnvoll, die Kosten integriert über Verpächter und Pächter zu betrachten.

Aufwandsgleiche Kostenpositionen

Grundsätzlich befürworten wir die Einführung eines Kataloges zur Festlegung nicht berücksichtigungsfähiger Positionen. Dabei ist mit dem Ziel einer diskriminierungsfreien Regulierung allerdings eine sorgfältige Prüfung dieser Positionen geboten, um eine Benachteiligung von Netzbetreibern durch die Streichung bisher berücksichtigter Positionen zu vermeiden.

Im Rahmen der Verlustenergie sollte die aktuelle Methodik bestehen bleiben. In dem Fall wäre die Einbindung in die Kostenprüfung lediglich eine Verkomplizierung.

Wir stimmen ebenfalls zu, dass bei Anwendung des WACC-Verfahrens der Ansatz von Fremdkapitalzinsen in den aufwandsgleichen Kosten eine Doppelberücksichtigung und damit nicht sachgerecht wäre.

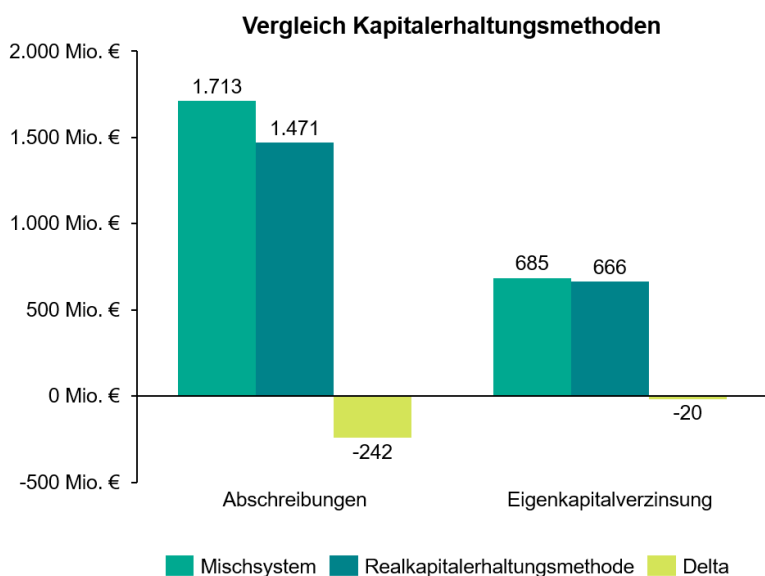
An dieser Stelle sei außerdem bzgl. einer (aktuell diskutierten) Verkürzung der Regulierungsperioden betont, dass der dadurch entstehende Aufwand die Präzisierung der Abbildung der operativen Kosten nicht rechtfertigt. Eine Verkürzung der Dauer der Regulierungsperioden von fünf auf drei Jahre führt zu einer Erhöhung des operativen Aufwands um ca. 70 %, im letzten Jahr der Regulierungsperiode beträgt der Abstand zum Basisjahr nach der Verkürzung fünf statt sieben Jahre. Dieses Instrument ist somit für den gewünschten Zweck ungeeignet. Stattdessen sollte über andere Instrumente nachgedacht werden, Indices zu verwenden, die sich stärker an den tatsächlichen Kostenentwicklungen der Netzbetreiber (z.B. Personalkosten, Tiefbau) orientieren, die über den VPI nicht adäquat abgebildet werden.

Rödl & Partner

Lösungsoptionen wie der in Österreich angewendete Betriebskostenfaktor können hier auch zu einer sachgerechten Berücksichtigung von operativen Kostensteigerungen im Vergleich zur Verkürzung der Regulierungsperioden führen.

Kapitalerhaltungskonzeption

Die Umstellung von dem bisherigen Mischsystem zu einem reinen Realkapitalerhaltungssystem bringt deutliche Unterschiede mit sich und führt beispielhaft gezeigt am gesamten Gasnetz zu einer Verschlechterung der Kapitalkosten von insg. 260 Mio. € für alle Netzbetreiber (siehe Abbildung).



Zum Zweck des Vertrauensschutzes – für einen robusten und verlässlichen Regulierungsrahmen ist Methodenkonstanz entscheidend – wäre es im Fall einer Systemumstellung unumgänglich, einen Ausgleichsmechanismus einzuführen, der diese Belastung der Netzbetreiber verhindert. Dieser wäre maximal präzise, wenn zusätzlich zur neuen Methodik auch die Kapitalkosten mit dem „alten“ Mischsystem berechnet und die Differenz als Ausgleichsbetrag festgelegt würde. In diesem Fall hätte der Netzbetreiber jedoch beide Systeme nebeneinander zu kalkulieren, sodass faktisch eine Komplexitätserhöhung in der Phase des Ausgleichsbetrags entstünde. Auch bei einem stärker pauschalierten Ausgleichssystem ist zu erwarten, dass die Komplexität der Regulierung in der Umstellungsphase zunimmt. Dies ist einerseits vor dem Hintergrund der geringen langfristigen Komplexitätsreduktion, andererseits angesichts der Tatsache, dass an anderen Stellen deutlich intransparentere Instrumente beibehalten werden (z.B. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor), unangemessen.

Gegen die Umstellung der Kapitalerhaltungsmethodik spricht außerdem die Endlichkeit des aktuellen Systems: Da für Neuanlagen ausschließlich die Realkapitalerhaltungsmethode zum Einsatz kommt, wird der schleichende Prozess der Systemumstellung ohnehin mit der vollständigen Abschreibung der letzten Altanlage abgeschlossen. Langfristig findet die Vereinfachung durch die Systemumstellung somit auch ohne zusätzliche Eingriffe statt.

Auch ist der Zeitpunkt der Umstellung nicht gut gewählt. Die Indizes, die gem. § 6a StromNEV bzw. § 6a GasNEV zur Kalkulation der Tagesneuwerte herangezogen werden, haben in den letzten Jahren eine signifikante Erhöhung erfahren. Daher wäre die Auswirkung der Tagesneuwertbildung auf die kalk. Abschreibung aktuell besonders deutlich. Die Umstellung käme für die Netzbetreiber somit zu einem Zeitpunkt, in dem sie je nach Ausgestaltung der Umstellungsphase besonders durch den Systemwechsel belastet würden.

Insgesamt rechtfertigt die geringe langfristige Komplexitätsreduktion den Aufwand nicht, der für Umstellungsphase inkl. eines angemessenen Ausgleichsmechanismus nötig ist. Zusätzlich sprechen weitere Argumente gegen die Umsetzung der Umstellung der Kapitalerhaltungsmethode, sodass diese Umstellung abzulehnen ist.

Kalkulatorische Abschreibungen

Rödl & Partner

Im Strombereich plädieren wir für die Beibehaltung der Bandbreiten für die Nutzungsdauern, um die Flexibilität und Individualität der Netzbetreiber zu erhalten. Die individuell gesetzten Nutzungsdauern im Rahmen der Bandbreite sind bereits Gegenstand langfristiger Planungen, die die Effizienz der Netzbetreiber gewährleistet. Eine Umstellung in den Nutzungsdauern würde zunächst Mehraufwand bedeuten, obgleich keine Notwendigkeit für eine Anpassung besteht.

Weiterhin spricht gegen die Vereinheitlichung, dass sich daraus für Netzbetreiber, die eine Nutzungsdauer über der Untergrenze der Bandbreite gewählt haben, die Notwendigkeit eines Nutzungsdauerwechsels und somit eine Verkomplizierung der Regulierung ergibt.

Begrüßenswert ist die Anpassung der Anlagengruppen. Es ist zu beobachten, dass es infolge des technischen Fortschritts mittlerweile Anlagen (mit z.B. digitalem Charakter) gibt, die sich nur bedingt in die aktuell vorgesehenen Anlagengruppen einordnen lassen. Häufig ergibt sich bei der Zuordnung solcher Anlagen eine kalk. Nutzungsdauer, die die tatsächliche Nutzungsdauer deutlich übersteigt, sodass die Anlagen zu langsam refinanziert werden. Die leichte Verkomplizierung, die der Präzisionserhöhung der Regulierung durch neue Anlagengruppen gegenübersteht, ist aus unserer Sicht geringer zu werten als besagte Präzisionserhöhung.

Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens

Die Pauschalierung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens im Bereich der Forderungen und der Kasse sowie das Anerkennen der Vorräte durch die BNetzA ist grundsätzlich zu begrüßen. Besagte Pauschalierung stellt eine Vereinfachung des Regulierungssystems dar. Tatsächlich ist die aktuell stattfindende Prüfung für die Unternehmen mit erheblichem Aufwand verbunden, da der Nachweis des Umfangs der Positionen des Umlaufvermögens insbesondere bei integrierten Unternehmen technisch nur schwer umzusetzen ist.

Sorgfältig zu untersuchen sind die dabei anzusetzenden Quoten. Die aktuell zur Anwendung kommende Quote von 1/24 der Umsatzerlöse für Forderungen und Kassenbestand fällt zu gering aus. Zum einen hängt diese Quote mit dem Zahlungsziel zusammen, welches einerseits durch den Prozess der Abrechnung und Rechnungsstellung, andererseits durch Zahlungsverzögerungen und Zahlungsausfälle jedoch deutlich höher ausfällt, als die Quote von 1/24 unterstellt. Diese Aussage betrifft nicht nur interne Forderungen, sondern insbesondere Forderungen gegenüber Dritten, deren Zahlungsziel durch die Netzbetreiber nicht oder nicht entscheidend beeinflusst werden kann. Weiterhin ergibt ein kursorischer Branchenvergleich eine deutlich höhere durchschnittliche Umlaufvermögensquote (ohne Vorräte), was ebenfalls auf die generelle Notwendigkeit einer höheren Quote hindeutet. Vor diesem Hintergrund überzeugt der Verweis auf fehlende Beschwerdeverfahren nicht.

Die Berücksichtigung der Vorräte in vollem Umfang der handelsrechtlichen Werte ist weiterhin notwendig. Zu begründen ist dies einerseits mit den Vorbereitungen auf Störungen des Netzbetriebs – in einem solchen Fall muss der Netzbetreiber in der Lage sein, schnell zu reagieren. Die aktuell tendenziell langen Lieferzeiten würden die Erfüllung der Versorgungsaufgabe beeinträchtigen, sodass der Netzbetreiber gezwungen ist, sich in Form von Vorräten auf Störungsfälle vorzubereiten. Die Vorräte stehen somit in direktem Zusammenhang mit der Erfüllung der Versorgungsaufgabe und sind daher in vollem Umfang anzuerkennen. Es ist im Rahmen der Energiewende damit zu rechnen, dass die Position der Vorräte durch den erhöhten Aufgabenumfang im Rahmen des Netzbetriebs in ihrem Umfang weiterhin zunimmt.

Kalkulatorische Kapitalverzinsung

Grundsätzlich kann die Anwendung eines pauschalisierenden WACC-Ansatzes dazu beitragen, dass die Komplexität der Kapitalkostenerhebung reduziert wird. Allerdings können erhebliche negative Effekte (z.B. für Unternehmen mit hohen Fremdkapitalkosten) nicht ausgeschlossen werden. Es sollte geprüft werden, ob die Einführung von Übergangsregelungen für stark betroffene Unternehmen dazu beitragen kann, dass massive Verwerfungen der Kapitalverzinsung der Netzbetreiber ausgeschlossen werden können.

Für Netzbetreiber sind in vielen Fällen aber nicht methodische Fragen entscheidend, sondern welche Verzinsungsbasis zugrunde gelegt wird und wie die Zinssätze für Eigenkapital und für Fremdkapital ermittelt werden. Denn um eine marktgerechte Verzinsung für Netzbetreiber sicher zu stellen, sollten diese keinesfalls schlechter als bisher gestellt werden. Daher sollten methodische Fragen parallel mit der konkreten Ausgestaltung und Vorgehensweise der Berechnung der Zinssätze diskutiert werden. Dabei wird auch eine große Herausforderung sein, eine Balance zwischen der Berücksichtigung von

Rödl & Partner

langfristigen Zintrends für Bestandsanlagen auf der einen Seite und kurzfristigen Zinsentwicklungen zur Abbildung der Rahmenbedingungen für Neuinvestitionen auf der anderen Seite zu erzielen.

Eine Festlegung von Mindest-Eigenkapitalquoten ist aus unserer Sicht nicht erforderlich, da finanzierende Banken üblicherweise entsprechende Anforderungen in den Kreditverträgen vorsehen. Daher kann davon ausgegangen werden, dass der Markt diese Anforderungen individuell regelt und eine zweite Vorgabe von Regulierungsseite zu Ineffizienzen führen würde.

Nicht nachvollziehbar ist, warum zukünftig das betriebsnotwendige Vermögen nach Abzug von Zuschüssen ermittelt werden soll. Die Baukostenzuschüsse und Anschlusskostenbeiträge sind wie eine zinslose Finanzierung zu betrachten und sind aus unserer Sicht daher dem Fremdkapital zuzuordnen. Diese Änderung reduziert die Verzinsungsbasis von Netzbetreibern erheblich und würde eine deutliche wirtschaftliche Verschlechterung für Netzbetreiber darstellen.

Anstelle regulatorischer Anreize für die Vereinnahmung von Baukostenzuschüssen und Anschlusskostenbeiträge zu schaffen, sollte stattdessen über die Festlegung von Mindesthöhen nachgedacht werden. Dies kann auch dazu beitragen, einem Unterbietungswettbewerb um die Höhe der Baukostenzuschüsse und Anschlusskostenbeiträge in Konzessionsverfahren entgegenzuwirken.

Gewerbesteuer

Die Umstellung von der kalkulatorischen Gewerbesteuer auf die tatsächliche Gewerbesteuer ist weder nachvollziehbar noch zielführend. Der Ansatz der tatsächlichen Gewerbesteuer benachteiligt Netzbetreiber in Konzernverbänden mit defizitären Sparten (ÖPNV, Bäder). Aufgrund von steuerlichen Konzernverbänden (QV) bzw. steuerlichen Organschaften können kommunale Netzbetreiber regelmäßig keine Gewerbesteuer im Umfang der kalkulatorischen Gewerbesteuer ausweisen.

Für die zutreffende Gewerbesteuerbelastung sind die Spartenergebnisse isoliert zu betrachten. Die Berücksichtigung von spartenunabhängigen Einflüssen wie die beispielsweise des QV führen zu einer nicht verursachungsgerechten Mehr- oder Weniger- Belastung, da mit dem QV die originäre Gewerbesteuerpflicht der Spartenergebnisse unverändert bestehen bleibt, jedoch zur Finanzierung von dauerdefizitären Leistungen der Daseinsvorsorge entsprechende Verrechnungsmöglichkeiten außerhalb der Sparten von gesetzlicher Seite geschaffen wurden.

Identisch zur dauerhaften Berücksichtigung von kalk. Abschreibungen und Kapitalverzinsung als Zusatz- oder Anderskosten, siehe u.a. TZ 4.5 und 4.7, sollte hierzu identisch die kalkulatorische Gewerbesteuer ebenfalls weiterhin Berücksichtigung finden.

Die tatsächliche Gewerbesteuer wird nur im Tätigkeitsabschluss gem. § 6b EnWG dargestellt, wenn diese auch in der Gesellschaft anfällt. Ggf. wäre dann eine fiktive Nebenrechnung erforderlich, die von der Gewerbesteuer im Konzernverbund ausgeht und dies den verschiedenen Konzerngesellschaften zuordnet. Dies würde dann in Form von Schlüsselungen abgeschätzt werden, die mit Unsicherheiten behaftet sind und für die es keine eindeutige Zuordnung gibt. Gerichtliche Auseinandersetzungen hierzu sind vorprogrammiert.

Kostenmindernde Erlöse und Erträge

Es ist grundsätzlich nachvollziehbar und sachgerecht, alle vereinnahmten Zuschüsse als kostenmindernde Erlöse und Erträge zu berücksichtigen. Daher bestehen grundsätzlich keine Einwände, zukünftig Investitionszuschüsse in den Katalog der kostenmindernden Erlöse und Erträge in Anlehnung an § 9 Abs. 1 StromNEV/GasNEV aufzunehmen.