



Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen
Große Beschlusskammer Energie
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Dornheimer Weg 24
64293 Darmstadt
www.e-netz-suedhessen.de
Telefon [REDACTED]
Mail [REDACTED]

Ihr Zeichen:
Ihre Nachricht:
Unser Zeichen:

30. August 2024

Stellungnahme Eckpunktepapier Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF)

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit dem vorliegenden Schreiben nehmen wir fristgerecht Stellung zu dem am 19. Juli 2024 veröffentlichten Eckpunktepapier "Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF)".

Unsere Stellungnahme betrifft die Ausführungen zum Punkt 4.3 Aufwandgleiche Kosten zum Ansatz von Fremdkapitalzinsen in den aufwandsgleichen Kosten und zum Kapitel 4.7 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, hier insbesondere auf den Abschnitt 4.7.1. WACC allgemein.

Gleichzeitig mit diesem Schreiben haben wir für unsere Stellungnahme das vorgegebene Formblatt übermittelt. Unsere Ausführungen sind im Formblatt gesamthaft unter dem Punkt 4.7 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung eingetragen.

Wir erläutern nachfolgend, welche erheblichen wirtschaftlichen Risiken im Falle einer Umstellung auf den WACC-Ansatz ohne flankierende Übergangs- bzw. Härtefallregelung beim Netzbetreiber aus bestehenden kapitalmarktorientierten Finanzverbindlichkeiten eintreten können und unterbreiten für den weiteren Festlegungsprozess einen aus unserer Sicht geeigneten Lösungsvorschlag.

WACC sorgt für wesentliche Verwerfungen bei bestimmten Netzbetreibern

Die Einführung einer pauschalen Gesamtkapitalrendite (Weighted Average Cost of Capital, „WACC“) für alle Netzbetreiber, wie von der BNetzA derzeit geplant, kann zu erheblichen Abweichungen gegenüber den tatsächlichen Netzkosten führen. In einem Gutachten für die Bundesnetzagentur („BNetzA“) wurde

e-netz Süd Hessen AG
Dornheimer Weg 24
64293 Darmstadt
www.e-netz-suedhessen.de
Sitz der Gesellschaft: Darmstadt
Reg.-Gericht Darmstadt HRB 86706

Vorstand:
Holger Klein
Ines Schultze
Aufsichtsratsvorsitzender:
Andreas Niedermaier

Ust.Idnr.: DE258553404
St.-Nr.: 007 225 46612
Bankverbindung:
Deutsche Bank AG
IBAN: DE21 5087 0005 0032 5977 00
BIC: DEUTDEFF508

bereits 2018 aufgezeigt, dass die Einführung eines WACC die Netzkosten gegenüber dem Status Quo je nach Energieträger und Netzebene deutlich verändern kann. Für 2018 ermittelt das Gutachten Änderungen in der Gesamtkapitalverzinsung zwischen **-49,8%** und **+310,9%**.¹ Dies entspricht laut Gutachten einer Veränderung der **gesamten Netzkosten** zwischen **-14,5** und **34%**.

Das Gutachten weist darauf hin, dass entstehende systematische Veränderungen der Renditenhöhe mit Übergangsmaßnahmen adressiert werden müssten.² Die BNetzA hatte bereits 2015 ebenfalls betont, dass vor einer Pauschalisierung der Kapitalkosten die Auswirkungen für Netzbetreiber und Investoren untersucht werden müssen:

„Zu einer Pauschalisierung ist allerdings erst dann anzuraten, wenn die Umstellungsfragen ausreichend diskutiert sind, die zu erwartenden Effekte hinreichend transparent für Netzbetreiber und Investoren analysiert sind und die angestrebte Vereinfachung tatsächlich realisierbar erscheint.“³

Die entsprechende Analyse der zu erwartenden Effekte ist daher zwingend geboten. Es ist davon auszugehen, dass sich die Effekte einer Pauschalisierung der Kapitalkosten (gegenüber der Berücksichtigung bestehender Finanzinstrumente) weiter verstärkt haben, da die Fremdkapitalzinssätze der fünften Regulierungsperiode tendenziell unter den im Gutachten betrachteten Zinssätzen der zweiten und dritten Regulierungsperiode liegen.⁴ Aktuellere Zahlen für die gesamte Branche liegen nach Kenntnis der e-netz allerdings nicht vor.

Die e-netz ermittelt auf Basis Ihrer eigenen Zahlen für die Basisjahre 2020/ 2021 eine Reduzierung der Gesamtkapitalverzinsung um 34,35% im Bereich Strom (Bereich Gas: -36,34%), die sich eingestellt hätte, wenn ein WACC⁵ bereits für die vierte Regulierungsperiode angewendet worden wäre. Hierbei verwendet die e-netz zu Illustrationszwecken den von der BNetzA festgelegten EK-Zinssatz und einen FK-Zinssatz auf Basis des im Kapitalkostenaufschlag verwendeten FK-Zinssatzes.⁶ Diese Ansätze dienen der Illustration und sollten nicht als Empfehlung der e-netz verstanden werden.

Auf Basis der obigen Berechnung ergibt sich für die e-netz eine Kürzung der Kapitalkosten um ca. 4,7 MEUR im Bereich Strom (Bereich Gas: ca. -4,4 MEUR). Die erreichbare Eigenkapitalrendite nach Abzug der tatsächlichen Fremdkapitalkosten sinkt auf jeweils unter 1,5%, sowohl im Bereich Strom wie Gas.⁷ Für die fünfte Regulierungsperiode sind tendenziell noch gravierendere Auswirkungen zu erwarten, da bei Fortführung der bisherigen EK-Zinssatzbildung ein weiteres Absinken der erlaubten Rendite (noch vor Zahlung der Fremdkapitalkosten) möglich scheint und zudem große Kapitalmengen für die Anpassung der Netze für die Energiewende benötigt werden.

Dass bei erzielbaren Eigenkapitalrenditen von unter 1,5% die Kapitalbeschaffung für die erheblichen Investitionen im Zusammenhang mit der Energiewende unmöglich gemacht wird, erschließt sich schon auf den ersten Blick. Eine solch niedrige Eigenkapitalrendite bedeutet, dass Rendite und entsprechendes Risiko, das Investoren in Verteilnetze akzeptieren müssen, in keinerlei ausgewogenem Verhältnis mehr stehen. Eine „Lösung“ des Problems bei der e-netz durch die kurzfristige Umschuldung

¹ KPMG und Frontier Economics (2018), Weiterentwicklung der Kapitalkostenvergütung für Betreiber von Strom- und Gasversorgungsnetzen S.57 und 68. Siehe insbesondere Abbildung 13 und Tabelle 17 bzw. Tabelle 18.

² KPMG und Frontier Economics (2018), Weiterentwicklung der Kapitalkostenvergütung für Betreiber von Strom- und Gasversorgungsnetzen S.9.

³ Bundesnetzagentur (Januar 2015), Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, S. 337.

⁴ KPMG und Frontier Economics (2018), Weiterentwicklung der Kapitalkostenvergütung für Betreiber von Strom- und Gasversorgungsnetzen.

⁵ Die WACC-Berechnung basiert auf den um die kalkulatorische Fremdkapitalkosten angepassten Regulierungsparametern der vierten Regulierungsperiode.

⁶ Der FK-Zinssatz ergibt sich aus dem Zehnjahresdurchschnitt des arithmetischen Mittels der folgenden zwei von der Bundesbank veröffentlichten Datenreihen: Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) und Effektivzinssätze Banken DE / Neugeschäft / Kredite an nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften über 1 Mio. EUR. anfängliche Zinsbindung über 1 bis 5 Jahre / SUD128. Die Stichdaten für die Durchschnittsbildung sind die Basisjahre der vierten Regulierungsperiode für Strom und Gas.

⁷ Die erreichbare Eigenkapitalrendite ergibt sich auf Basis des betriebsnotwendigen Eigenkapital berechnet zu AHK.

bestehender Finanzinstrumente ist nicht möglich, wie bereits im Zusammenhang mit der Kostenprüfung 2020/2021 ausgiebig mit der zuständigen BK 8 besprochen wurde (siehe auch unten).

In Anbetracht der Tatsache, dass in dem bereits beschriebenen Gutachten von 2018 bei anderen Unternehmen noch deutlich stärkere prozentuale Abweichungen festgestellt wurden (bis -49,8% statt -34% bzw. -36% wie bei der e-netz 2020/2021) ist zu erwarten, dass bei einzelnen Unternehmen sogar eine negative Eigenkapitalrendite entstehen wird. Eine Berücksichtigung von Übergangsmaßnahmen in Härtefällen, wie auch schon im 2018er-Gutachten für die BNetzA angedacht, ist daher zwingend erforderlich, sollte die Vorgehensweise der Bestimmung der Kapitalkosten im Ausgangsniveau über einen WACC in Verbindung mit dem Wegfall der Anerkennung aufwandgleicher Fremdkapitalzinsen tatsächlich umgestellt werden.

WACC ohne Härtefallregelung entwertet ggf. auch zum Zeitpunkt der Ausgabe effiziente Anleihen

Mit der Einführung eines standardisierten WACCs definiert die BNetzA rückwirkend die bisherige Finanzierungspraxis von Netzbetreibern als „ineffizient“, die sie selbst bisher stets als effizient anerkannt hat. Dies trifft unter anderem auf die von e-netz am 20. April 2011 ausgegebene 30-jährige Anleihe zu. Die Marktüblichkeit der Verzinsung dieser Anleihe ((WKN: A1GPH2 / ISIN: XS0612879576, Coupon von 6,125%) wurde von den jeweiligen Beschlusskammern der BNetzA bereits im Rahmen der Kostenprüfungen 2015/2016, sowie 2020/2021 umfassend geprüft. Als Prüfungsmaßstab wurden Plausibilisierungszinssatzreihen herangezogen. Die e-netz musste ggf. nachweisen, dass die individuellen Aufwendungen für Fremdkapitalzinsen der Höhe nach kapitalmarktüblichen Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen zum Zeitpunkt der Aufnahme entsprachen. Dieser Nachweis wurde erbracht und im Ergebnis haben die Beschlusskammern den Coupon von 6,125% regelmäßig im Rahmen der Kostenprüfung genehmigt. Das eingesetzte Fremdkapital ist somit als betriebsnotwendig und effizient anerkannt.

Die Kapitalaufnahme durch die e-netz Anleihe war im Vergleich mit ähnlichen Anleihen effizient. Die Emissionsrendite der e-netz-Anleihe in Höhe von 6,25% bei einem Rating von BBB+ und einem Volumen von EUR 320 Mio. liegt innerhalb der Bandbreite vergleichbarer Kreditaufnahmen von Energieversorgungsunternehmen zum Zeitpunkt der Emission:

- Der britische Verteilnetzbetreiber Western Power Distribution emittierte etwa vier Monate vor e-netz eine Anleihe ebenfalls mit einer Laufzeit von 30 Jahren und einem Emissionsvolumen von GBP 250 Mio. Trotz der damaligen Bonitätsklasse von A- lag die Emissionsrendite der Anleihe des Netzbetreibers bei 6,36% und somit mehr als zehn Basispunkte über der Emissionsrendite der e-netz-Anleihe.⁸
- Das französische Staatsunternehmen Engie (Bonitätsklasse A+) emittierte Mitte März 2011 eine hundertjährige Anleihe mit Emissionsrendite 6,13%. Die Anleihe hat ein Volumen von EUR 300 Mio., also ein ähnliches Volumen wie die Anleihe von e-netz.
- Der italienische Energiekonzern Enel emittierte am 10. März 2011 eine Anleihe mit einer Laufzeit von 20 Jahren und einem Volumen von EUR 150 Mio. Trotz der höheren Bonitätsbewertung von A liegt die Emissionsrendite der Enel-Anleihe in Höhe von 5,6% nur etwa 50 Basispunkte unter der Emissionsrendite der e-netz-Anleihe.

Somit liegen sowohl Risikozuschlag wie Verzinsung der e-netz Unternehmensanleihe im Rahmen der zum Zeitpunkt der Ausgabe herrschenden Konditionen am Kapitalmarkt.

⁸ Western Power Distribution wurde im Rahmen der RIIO-ED1 Preisfestlegung im Jahr 2014 von Ofgem als effizientester Verteilnetzbetreiber eingestuft (fast-tracked). Siehe <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/86375/fast-trackdecisionletter.pdf>

Obwohl die Konditionen der Anleihe zum Zeitpunkt der Kapitalaufnahme als marktüblich nachgewiesen werden konnten, hat die e-netz mit Blick auf das seit 2011 gesunkene Zinsniveau eine mögliche Umschuldung mehrfach geprüft. Zuletzt wurde eine strukturierte Prüfung einer Umschuldung dieser Anleihe von e-netz im Rahmen der letzten Kostenprüfung für die Sparte Strom auf der Grundlage der Kosten des Jahres 2021 durchgeführt. Aus der praktischen Anwendung der konkreten Anleihebedingungen konnte nachgewiesen werden das für die Umstrukturierung der Anleihe mit dem Nennwert von EUR 320 Mio. allein für deren Ablösung ein Betrag von [REDACTED] aufzuwenden gewesen wäre, was in letzter Konsequenz der faktischen Unmöglichkeit einer Umschuldung gleichkommt.

Hierin kommt deutlich zum Ausdruck, dass die Finanzierungsform "Anleihe" sich maßgeblich von anderen darlehensbasierten Finanzierungsformen unterscheidet. Die Begebung einer Anleihe erfolgt auf Grundlage einer zeitintensiven und breit angelegten Vermarktung durch ein Konsortium führender Investmentbanken und wird auf Grundlage eines von der Luxemburger CSSF gebilligten Wertpapierprospekts bei institutionellen Investoren und Privatanlegern international platziert. Die Begebung und Konditionen einer Anleihe, einschließlich des Zinssatzes, sind dann das Ergebnis eines vollkommen transparenten und öffentlichen Marktprozesses.

Im Gegensatz zu einem darlehensbasierten Finanzierungsinstrument besteht bei einer Unternehmensanleihe kein Sonderkündigungsrecht nach 10 Jahren gemäß § 489 BGB. Das Ergebnis, dass die Anleihe unter Berücksichtigung der Kosten für eine Umstrukturierung der Anleihe die zu diesem Zeitpunkt günstigste Finanzierungsvariante darstellt und somit eine Umschuldung mit erheblichen Kosten auch für die Endkunden verbunden wäre, wurde von der BNetzA im Ergebnis akzeptiert.

Die e-netz hatte somit seit 2011 im Sinne der Vorgaben der Regulierungsbehörde ihre Kapitalbasis effizient aufgestellt. Die BNetzA würde dieses effiziente Vorgehen bei der Anwendung eines pauschalen WACCs de facto nachträglich als „ineffizient“ einstufen, mit erheblichen negativen Folgen für das Unternehmen und seine zukünftigen Investitionserfordernisse (siehe unten). Solche ex-post Anpassungen können zudem über den einzelnen Netzbetreiber hinaus erhebliche negative Folgen für die Einschätzung des regulatorischen Risikos durch Investoren und damit die Finanzierungskosten allgemein haben, wie der nächste Absatz beschreibt.

Ohne eine Berücksichtigung der spezifischen, historischen Finanzierungsstrukturen würde die Einführung eines standardisierten WACC erheblich negative Signale aussenden

Die Verwendung eines pauschalierten WACCs ohne adäquate Berücksichtigung bestehender Fremdkapitalstrukturen könnte eine Reihe von negativen Folgen für Netzbetreiber, Endkunden sowie die Bewertung des regulatorischen Risikos in Deutschland haben. Insbesondere drei drohende Folgen sind hier hervorzuheben:

- i. Die **Kapitalaufnahme** seitens Netzbetreibern wie e-netz würde **massiv erschwert** und möglicherweise unmöglich gemacht, obwohl in den kommenden Jahren ein erheblicher Kapitalbedarf für die Transformation des Stromnetzes erwartet wird. Insbesondere wenn eine Umschuldung prohibitiv teuer und damit de facto kurz- und mittelfristig unmöglich ist (siehe oben), würde bei der Verwendung eines standardisierten WACCs die Eigenkapitalrendite nahezu „auf Null“ sinken und infolgedessen auf Grund schlechterer Bonität und ungünstigerer Finanzierungsbedingungen Investitionen in den Netzausbau verhindern. Dies widerspricht dem Ziel der BNetzA Anreize für einen effizienten Betrieb der Netze zu setzen und Investitionen in die Energiewende zu ermöglichen.
- ii. Ein standardisierter WACC, der individuelle Kapitalstrukturen ignoriert, kann insbesondere **kleinere Netzbetreiber strukturell benachteiligen**, da diese aufgrund der Notwendigkeit für eine gewisse Mindestgröße von Emissionen nicht regelmäßig Fremdkapital aufnehmen, sondern nur in größeren

Abständen. Folglich erhöht sich für kleinere Netzbetreiber aufgrund der geringeren Diversifizierung über verschiedene Jahresscheiben das Risiko, dass die tatsächlichen Kosten stark vom regulatorischen Fremdkapitalzinssatz abweichen, was zu einer zusätzlichen Belastung der Endkunden (zu hoher regulatorischer Zinssatz) oder fehlender Investitionsfähigkeit (zu niedriger Zinssatz) führen kann.

- iii. Jede **ex-post Änderung der regulatorischen Rahmenbedingungen** für bestehende Sachverhalte (z.B. bestehende Finanzierungen) **erhöht das regulatorische Risiko**, wie die britische Wettbewerbskommission CC (im britischen Regulierungsprozess grob mit deutschen OLGs vergleichbar) im Rahmen Ihrer „Phoenix Gas“-Entscheidung klargestellt hat: Die Wettbewerbskommission verweist dabei darauf, dass Ratingagenturen die Vorhersehbarkeit der regulatorischen Rahmenbedingungen bei ihren Einstufungen berücksichtigen und regulatorische Unsicherheiten somit einen klaren Effekt insbesondere auf die Fremdkapitalkosten haben.⁹ Das Risiko, das von einer möglichen nachteiligen Entwicklung des regulatorischen Rahmens ausgeht, wird von den Rating-Agenturen auch in aktuellen Berichten für deutsche Netze beschrieben¹⁰ und geht dabei in seiner Wirkung auch über das direkt betroffene Unternehmen hinaus, wie die CC ebenfalls in der Phoenix-Entscheidung klargestellt hat. Steigendes regulatorisches Risiko erhöht langfristig die Kapitalkosten¹¹, was in Anbetracht der erheblichen notwendigen Investitionen die Energiewende deutlich verteuern würde.

Folglich müssen die Vor- und Nachteile der Einführung eines pauschalierten WACCs sorgfältig abgewogen werden (siehe auch BNetzA 2015) und mindestens mit angemessenen Übergangsregelungen flankiert werden (siehe auch Gutachten für die BNetzA 2018).

WACC braucht mindestens (langfristige) Übergangsregelung für effiziente Bestandsfinanzierungen

Übergangs- und Härtefallregelungen in Deutschland bewährt

Angemessene Übergangs- und Härtefallregelungen sind seit langem ein zentraler Bestandteil der deutschen Regulierung, z.B.

- Die Übergangs- und Härtefallregelungen beim KKA für Verteilnetzbetreiber für zwischen 2009 und 2016 getätigte Investitionen nach § 34a ARegV;
- Die „Best of“ Abrechnung beim Benchmarking und der Mindesteffizienzwert nach § 12 ARegV; sowie
- Die Regelung zum Ausgleich nicht zumutbarer Härten nach § 4 ARegV und die Berücksichtigung von Besonderheiten der Versorgungsaufgabe nach § 15 ARegV

Alle diese Elemente folgen der Überlegung, dass die Investitionsfähigkeit eines Netzbetreibers nicht durch einzelne Sachverhalte über Gebühr belastet werden darf, wie es bei der oben gezeigten Nettoverzinsung des Eigenkapitals von annähernd 0% (siehe oben) zwingend der Fall wäre.

⁹ „[We] note that both Fitch and Moody's take the predictability of the regulatory regime into account when setting credit ratings, hence we consider that there is a clear effect on the cost of debt. The effect on the cost of equity is harder to establish, but it is our view that unpredictability increases risk for equity investors [...]” - Competition Commission (2012): Phoenix Natural Gas Limited price determination.

¹⁰ Fitch Ratings (20. August 2024), Fitch Affirms e-netz Suedhessen AG's IDR at 'BBB+'; Outlook Stable, S. 5.

¹¹ Wieshammer, L. und P. Hiemann (2024), Regulatorisches Risiko als Kostentreiber der Energiewende. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 4, 18-22.

Vorschlag einer Übergangs- / Härtefallregelung

Hinsichtlich der Einführung eines pauschalierten WACCs In Verbindung mit dem beabsichtigten Entfall der Anerkennung von Fremdkapitalzinsen als aufwandgleiche Kosten im Ausgangsniveau für Gas- und Stromnetzbetreiber ist daher eine Flankierung mit geeigneten Härtefallregelungen zwingend einzuführen.

Schon 2018 hat das bereits eingangs zitierte Gutachten für die BNetzA betont, dass ein WACC-Ansatz ausreichende Liquidität zur Bedienung von bestehenden Krediten ermöglichen muss, die zu marktüblich hohen Zinsen abgeschlossen wurden. Dies war zum Beispiel bei der Anleihe der e-netz der Fall (siehe oben). Die Gutachter schlagen dafür die Verwendung eines 20-jährigen Durchschnitts für die Bestimmung der kalkulatorischen Fremdkapitalkosten für alle Netzbetreiber vor.¹² Eine solche Maßnahme erscheint weniger geeignet und im aktuellen Umfeld für den Netzkunden deutlich teurer als eine spezifische Regelung für einzelne Härtefälle.

Wir schlagen daher vor eine spezifische Härtefallregelung einzuführen für Netzbetreiber bei denen Bestandsfinanzierungen aus der Zeit vor 2018 – wo die BNetzA durch Ihre Berater erstmalig konkrete Vorschläge für einen WACC-Ansatz vorgelegt hat – einen Großteil des Fremdkapitals ausmachen. Eine solche Übergangsregelung für bestehende Finanzierungsinstrumente könnte beispielsweise folgendermaßen ausgestaltet werden:

- Ein Unternehmen kann den tatsächlichen Fremdkapitalzinssatz anstelle des standardisierten Wertes ansetzen, wenn ein Finanzierungsinstrument (beispielsweise ein Kredit oder eine Anleihe) aus der Zeit vor 2018
 - i.) insgesamt mehr als 50% des gesamten Fremdkapitals des regulierten Geschäftes ausmacht und
 - ii.) das Instrument zum Zeitpunkt der Finanzierung hinsichtlich der Risikoprämien nicht offensichtlich ineffizient, sondern im Rahmen der Marktsituation war.

Alternativ könnten die einmaligen (hohen) Umschuldungskosten (siehe oben) von solchen Altfinanzierungen einmalig als „Sonderabschreibung“ behandelt werden. Dieses Vorgehen wäre konsistent mit dem angedachten Vorgehen der BNetzA bei der Ablösung der Nettosubstanzerhaltung,¹³ würde aber einmalig zu hohen Kosten für die Endkunden führen.

Ein solcher Ansatz, der auf spezifische Härtefälle eingeht, ist auch im Einklang mit der angestrebten Umstellung auf die Berücksichtigung des tatsächlichen Gewerbesteueresatzes. Ansonsten würden unter Umständen Einsparungen bei der tatsächlichen Gewerbesteuer, die sich aus hohen Fremdkapitalkosten ergeben zwar abgezogen, aber die sie begründenden tatsächlichen Kosten nicht anerkannt.

Zudem zeigen verschiedene Beispiele aus der internationalen regulatorischen Praxis, dass die Berücksichtigung unternehmensspezifischer Sachverhalte hinsichtlich der Finanzierungskosten nicht unüblich ist:

- Auch Großbritannien verfolgt einen solchen Ansatz, der trotz einer grundsätzlichen Verwendung pauschalierter Kapitalkosten in Einzelfällen auch unternehmensspezifische Situationen berücksichtigt: für das Unternehmen Scottish Hydro Electric Transmission verwendet Ofgem einen abweichenden Fremdkapitalindex im Vergleich zu den anderen Netzbetreibern, um dessen spezifische Finanzierungssituation abzubilden.¹⁴
- Darüber hinaus kommen auch in anderen europäischen Ländern abweichende Finanzierungssätze für einzelne Unternehmen zur Anwendung, so verwendet zum Beispiel die

¹² KPMG und Frontier Economics (2018), Weiterentwicklung der Kapitalkostenvergütung für Betreiber von Strom- und Gasversorgungsnetzen S.33.

¹³ Bundesnetzagentur (Juli 2024), Eckpunktepapier, Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF), S. 11.

¹⁴ Ofgem (2021), RIIO-2 Final Determinations – Finance Annex (REVISED).

CREG für in Belgien für Elia und Fluxys^{15,16} die tatsächlichen Fremdkapitalkosten, während für den Rest der Netzbetreiber pauschalierte Finanzierungskosten zur Anwendung kommen^{17, 18, 19}

Der vorgeschlagene Härtefallmechanismus stellt folglich eine im europäischen Ausland nicht unübliche Variante dar, um auch in einem System mit pauschalierten Kapitalkosten unternehmensspezifische Verwerfungen zu vermeiden.

Fazit

Mit der vorliegenden Stellungnahme zum Eckpunktepapier "Methodikfestlegung Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEV und GasNEV)" haben wir vorstehend aufgezeigt, dass die Ersetzung der bisher praktizierten Anerkennung aufwandsgleicher Fremdkapitalzinsen aus effizienten Fremdkapitalverbindlichkeiten durch einen pauschalierenden WACC-Ansatz die e-netz massiv beeinträchtigen wird.

Diese Beeinträchtigung kommt in Form einer nach ersten Abschätzungen voraussichtlich erreichbaren Eigenkapitalrendite von unter 1,5% (!). In Anbetracht der Ergebnisse des Gutachtens für die BNetzA von 2018 ist zu erwarten, dass es weitere Fälle gibt, wo die erzielbare Rendite noch niedriger liegt.

Eine solch niedrige Eigenkapitalrendite und damit verbundene fehlende Liquidität bergen ein massives Risiko einer Verschlechterung der Bonitätseinschätzung der e-netz durch Ratingagenturen. Damit einher geht eine fehlende Fähigkeit zur Anziehung weiteren Fremdkapitals. Diese ist aber zwingend notwendig, um die anstehenden Investitionen in die Energiewende finanzieren zu können. Eine kurzfristige „Lösung“ des Problems bei der e-netz durch eine Umschuldung bestehender Finanzinstrumente ist nach wie vor faktisch nicht möglich, wie bereits im Zusammenhang mit der Kostenprüfung 2021 ausgiebig mit der BK 8 diskutiert wurde.

Härtefallregelungen, wie z.B. § 4 & 34a ARegV sind im deutschen Regulierungsrahmen regelmäßig praktizierte „Sicherheitsnetze“, um die Investitionsfähigkeit einzelner Netzbetreiber nicht zu untergraben: Die Wirkung der bestehenden Anleihe bei der e-netz im Zusammenhang mit der Umstellung auf den WACC (tatsächlich erreichbare Eigenkapitalrendite von voraussichtlich unter 1,5%) ist ein solcher Fall. Die im Eckpunktepapier vorgeschlagenen Umstellung auf den WACC-Ansatz in Verbindung mit dem Entfall der Anerkennung der aufwandsgleichen Fremdkapitalzinsen benötigt daher zwingend eine solche komplementäre Umstellungsregelung für Härtefälle. Dazu haben wir im Rahmen unserer Stellungnahme geeignete Vorschläge für die Ausgestaltung unterbreitet.

¹⁵ CREG (2022), Arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la période régulatoire 2024-2027, Art. 16, S. 12.

¹⁶ CREG (2022), Besluit tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2024-2027, Art. 16, S. 16.

¹⁷ Brugel (2023), Mise en place de nouvelles méthodologies tarifaires applicables au gestionnaire de réseau de distribution bruxellois d'électricité et de gaz pour la période 2025-2029.

¹⁸ CWAPE (2023), Motivation de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029.

¹⁹ VREG (2024) Tariefmethodologie reguleringsperiode 2025-2028, Bijlage 2: Kapitaalkostvergoeding.

Wir zeigen damit auf, dass es schon allein innerhalb der Methodikfestlegung zum Ausgangsniveau themenübergreifende Zusammenhänge gibt, die im Ergebnis erhebliche negative Auswirkungen auf einzelnen Netzbetreiber haben. Die hier aufgezeigten Risiken für die e-netz treten in dieser Form unabhängig von den Details der ausstehenden EK- und FK-Zinssatz-Festlegungen auf. Am Ende der Umstellung auf den WACC muss ein klarer Handlungsrahmen geschaffen sein, über den die Netzbetreiber ausreichend Liquidität für die Durchführung der notwendigen Investitionen aus der Nutzung der vollständigen Bandbreite des Kapitalmarktes generieren können.

Wir möchten mit unserer Stellungnahme erreichen, dass bereits für die Entwurfsfassung der anstehenden Festlegung zum Ausgangsniveau, die Thematik der Härtefallregelungen berücksichtigt wird und stehen dazu gerne für vertiefende Gespräche und Diskussionen zur Verfügung.

Freundliche Grüße

