

Stellungnahme der E.ON SE zur Konsultation des Festlegungsentwurfes zur Methodenfestlegung für die Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes

E.ON SE
Energienetze Deutschland
Brüsseler Platz 1
45131 Essen
eon.com

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

18.08.2025

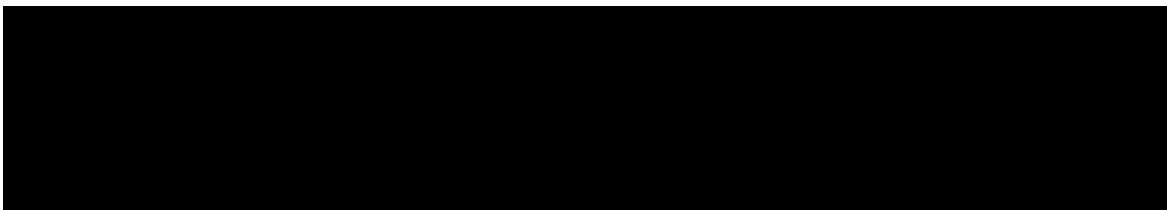
Die Stellungnahme wird für folgende Netzbetreiber abgegeben:

- **Avacon Netz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt**
- **Avacon Hochdrucknetz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt**
- **Bayernwerk Netz GmbH, Lilienthalstr. 7, 93049 Regensburg**
- **E.DIS Netz GmbH, Langewahler Str. 60, 15517 Fürstenwalde/Spree**
- **Energienetze Bayern GmbH, Lilienthalstraße 7, 93049 Regensburg**
- **energis-Netzgesellschaft mbH, Heinrich-Böcking-Straße 10-14, 66121 Saarbrücken**
- **HanseGas GmbH, Schlesweg-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn**
- **Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal**
- **Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas HD mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal**
- **Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal**
- **Schleswig-Holstein Netz GmbH, Schlesweg-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn**
- **LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg**
- **Syna GmbH, Ludwigshafener Straße 4, 65929 Frankfurt**
- **VSE Verteilnetz GmbH, Heinrich-Böcking-Str. 10-14, 66121 Saarbrücken**
- **Westnetz GmbH, Florianstraße 15-21, 44139 Dortmund**
- **ELE Verteilnetz GmbH, Ebertstraße 30, 45879 Gelsenkirchen**
- **Leitungspartner GmbH, Arnoldsweilerstraße 60, 52351 Düren**
- **NEW Netz GmbH, Nikolaus-Becker-Straße 28-34, 52511 Geilenkirchen**
- **Regionetz GmbH, Lombardenstraße 12-22, 52070 Aachen**
- **Rhein-Sieg Netz GmbH, Bachstraße 3, 53721 Siegburg**
- **Westerwald-Netz GmbH, Geishardtstraße 44, 57518 Alsdorf**

Für Rückfragen und Diskussion unserer Positionen stehen wir Ihnen jederzeit sehr gerne für ein vertiefendes Gespräch zur Verfügung.

Freundliche Grüße

E.ON SE



Inhalt

Grundsätzliche Anmerkungen.....	3
1. Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalsatzes (Tenorziffern 2, 4.1-4.4 sowie Kapitel 8 inkl. jeweilige Unterkapitel).....	4
2. Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalsatzes (Tenorziffer 5 & Kapitel 9 inkl. jeweilige Unterkapitel).....	6
2.1 Fehlende Dynamisierung und ungeeigneter Durchschnittszeitraum führen zur strukturellen Unterdeckung beim Bestandsvermögen in der 5. Regulierungsperiode (insb. Tenorziffer 5.2, Kapitel 9. & Kapitel 9.2).	7
2.2 Fremdkapitalnebenkosten (insb. Tenorziffer 5.5, Kapitel 9. & Kapitel 9.3)	11

Grundsätzliche Anmerkungen

Die E.ON SE und die Verteilnetzbetreiber der E.ON Gruppe schließen sich vollumfänglich der ausführlichen Stellungnahme des BDEW zum Entwurf der „Festlegung von Methoden für die Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes“ an. Wegen der herausragenden Bedeutung des Themas geben wir ergänzend auch eine eigene Stellungnahme ab, in der wir die aus unserer Sicht wichtigsten Punkte hervorheben möchten.

Wir haben den aktuellen Entwurf der Methodenfestlegung mit großer Sorge zur Kenntnis genommen. Das nahezu Fortschreiben des Status Quo bei der Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes sowie die Fixierung eines 7-jährigen historischen Durchschnitts (Verzicht auf Dynamisierung!) bei der Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes für das Bestandsvermögen bergen die Gefahr, dass die Kapitalkosten in der 5. Regulierungsperiode massiv unterschätzt werden. Beim Fremdkapitalzinssatz für das Bestandsvermögen ist eine strukturelle Unterdeckung bereits jetzt sogar sicher.

Hier bedarf es dringender Korrekturen, für die in der Stellungnahme des BDEW konkrete Vorschläge gemacht werden bzw. in den vorangegangenen Diskussionen bereits schon ausführlich gemacht wurden. Ohne diese Korrekturen resultiert auf Seiten der Fremdfinanzierung eine weitere systematische Schlechterstellung und insgesamt eine nicht wettbewerbsfähige Eigenkapitalverzinsung, die unser Investitionsprogramm zur Umsetzung der Energiewende akut gefährdet, weil für dessen Durchführung die wirtschaftliche Grundlage fehlt.

Die knapp 4-seitige Methodenfestlegung ist aus unserer Sicht in wertwichtigen Punkten, insbesondere zur Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes, zu oberflächlich. Es fehlt die erforderliche methodische Tiefe und Konkretisierung, um die benötigte Korridor- bzw. Planungssicherheit für Netzbetreiber und deren Kapitalgeber zu schaffen.

Wir möchten uns, wie bereits im gesamten NEST-Prozess und unseren Stellungnahmen zu RAMEN und NEF, nochmals ausdrücklich für die **konsequente und konsistente Implementierung des WACC-Modells** aussprechen!

Das momentan avisierte Vorgehen der BNetzA, den WACC-Ansatz durch verschiedene komplexe Sonderregelungen aufzuweichen, die auch noch in verschiedenen Festlegungen verankert sind (insb. zu Pensionsrückstellungen, Fremdkapitalnebenkosten sowie Steuern), konterkariert die wesentlichen Ziele des WACC-Ansatzes, insb. die Angleichung an internationale/europäische Regulierungsstandards, Transparenz und Planbarkeit für Kapitalgeber sowie die Reduzierung der Komplexität und erleichterte Administrierbarkeit für Behörden und Netzbetreiber. Wir sagen es deutlich: Der WACC-Ansatz, wie er jetzt avisiert ist, verdient den Namen nicht, weil weiterhin ein deutscher Sonderweg beschränkt wird, der international nicht vergleichbar ist.

Neben der konsequenten bedarf es auch einer konsistenten Einführung des WACC-Modells. Der momentan verfolgte Ansatz hat kein konsistentes Gesamtkonzept. Dies zeigt sich eklatant in der selektiven Argumentation der Behörde zu einzelnen Aspekten bzw. Parametern. So wird beispielsweise die dringend benötigte Dynamisierung des Fremdkapitalzinssatzes für den Bestand unter dem Vorwand eines höheren administrativen Aufwands seitens der BNetzA negiert (**RN 228**), während bei der Behandlung der Fremdkapitalnebenkosten ein pagatorischer Ansatz vertreten wird. Die pagatorische Behandlung verstößt in einem pauschalen Modell schon immanent gegen den Grundsatz eines WACC-Ansatzes, vor allem ist sie aber mit ungleich höherem Aufwand verbunden,

wenn im Rahmen der Kostenprüfung für jeden der rund 900 Strom- und 700 Gasnetzbetreiber die Fremdkapitalnebenkosten jeweils separat geprüft und genehmigt werden müssen.

Es drängt sich der Eindruck auf, die selektive Argumentation dient dazu, im Sinne eines „Cherry Pickings“ eine einseitig für die Netzbetreiber negativ wirkende Vorgehensweise zu rechtfertigen.

Neben den Inkonsistenzen und der Entfernung von regulatorischen Best Practices beim WACC-Ansatz selbst erfüllt insb. die Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes nachweislich nicht den Stand der Wissenschaft, wie auch das Gutachten von Pedell & Hachmeister (2025) im Auftrag des BDEW deutlich zeigt.

Ein solches Vorgehen wird der Weiterentwicklung der Anreizregulierung nicht gerecht. Daher fordern wir die BNetzA eindringlich dazu auf, die vielen konstruktiven Vorschlägen der Branche fair zu würdigen und in der Ausgestaltung des WACC-Ansatzes zu berücksichtigen!

Dafür braucht es dringend eine Fortsetzung des Dialogs, für den wir jederzeit zur Verfügung stehen, denn der vorliegende Festlegungsentwurf fällt weit hinter den Stand zurück, der aus unserer Sicht bereits einmal während der Expertenworkshops diskutiert wurde.

1. Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalsatzes (Tenorziffern 2, 4.1-4.4 sowie Kapitel 8 inkl. jeweilige Unterkapitel)

Oberstes Gebot der Methodenfestlegung muss es sein, einen verlässlichen Rahmen zu setzen, der **die Bestimmung eines wettbewerbsfähigen Eigenkapitalzinssatzes entsprechend dem Stand der Wissenschaft gewährleistet und damit eine „Korridorsicherheit“ für Kapitalgeber schafft.**

Deutschland darf nicht weiterhin das Schlusslicht im europäischen Vergleich sein, da das dringend benötigte Kapital sonst in andere Länder bzw. regulierte Sektoren fließt.

Mit dem starren Festhalten am Konzept der historischen Überrenditen als alleinigem Ansatz zur Bestimmung der Marktrisikoprämie im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung werden diese grundsätzlichen Anforderungen nicht erfüllt. Das Vorgehen entspricht nachweislich nicht dem Stand der Wissenschaft (s. Gutachten Pedell & Hachmeister 2025) und entfernt bzw. isoliert sich von der europäischen Regulierungspraxis (s. begleitende Ausführungen von NERA zur aktuellen BDEW-Stellungnahme). Eine wettbewerbsfähige Eigenkapitalverzinsung und damit Planungssicherheit für Netzbetreiber und bestehende Kapitalgeber wird per se nicht gewährleistet, vor allem aber wird auch kein Anreiz für dringend benötigte neue bzw. zusätzliche Kapitalgeber gesetzt (dies hat sich u.a. im Echo von potenziellen Investoren beim letzten Expertenworkshop der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gezeigt).

Die Festlegung muss eine methodische Offenheit zulassen. Wenn die BNetzA das Konzept der historischen Überrenditen als primäre Methode zur Ermittlung der Marktrisikoprämie wählt, so muss sie sich der konzeptionellen Schwächen (die jedem theoretischen Modell innewohnen) bewusst sein. Teilweise werden diese auch von ihrem Gutachter(n) selbst benannt. Wie in der Wissenschaft und der europäischen Regulierungspraxis üblich, sollten zur Absicherung noch weitere Methoden herangezogen werden, beispielsweise der TMR-Ansatz.

Und auch innerhalb der Methode der Historischen Überrenditen zur Ermittlung der Marktrisikoprämie ist eine Plausibilisierung möglich und nötig. Dies ist zum einen mit

unterschiedlichen Gewichten, aber auch mit dem Ansatz einer europäischen Marktrisikoprämie von BEREC möglich. Ein Weg, den auch Pedell & Hachmeister in ihrem Gutachten (2025) vorschlagen. Mit dem Abgleich zu BEREC würde auch gewährleistet, dass die Marktrisikoprämie, also ein sektorunspezifischer Parameter, auch innerhalb ein und derselben Behörde einheitlich angewendet wird oder aber zumindest die Ergebnisse aus anderen regulierten Sektoren zur Plausibilisierung der Ergebnisse im Energiebereich herangezogen werden.

Wie auch der Gutachter der BNetzA festgestellt, existiert für die Marktrisikoprämie nicht der eine richtige Punktwert. Die Anwendung einer bestimmten (egal welcher) Methode schätze immer eine Bandbreite für das Niveau der Marktrisikoprämie ab (S. 49 Frontier-Gutachten). Die Einordnung bzw. Bestimmung eines konkreten Wertes innerhalb der Bandbreite muss daher, mittels verschiedener Datenquellen und pluralistischer Ansätze erfolgen und plausibilisiert werden. Der für die Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes gewählte Wert der Marktrisikoprämie ist eine Ermessenentscheidung der Bundesnetzagentur und daher sorgfältig zu begründen.

Hierbei sollten auch Aspekte wie die spezifischen energiepolitischen Ziele und Vorgaben für die Netzbetreiber in Deutschland, die Kapitalmarktsituation und Regulierungsentscheidungen im europäischen Ausland berücksichtigt werden. Ein Aspekt, den die Bundesnetzagentur bereits in ihrem Einordnungsschreiben zu Beginn des Jahres 2025 mit Blick auf das europäische Ausland angekündigt hatte. Diese Prüfkriterien müssen konkret in die Methodenfestlegung zur Ableitung der Marktrisikoprämie aufgenommen werden.

Die Verteilnetzbetreiber der E.ON Gruppe begrüßen ausdrücklich, dass die BNetzA nach **Tenorziffer 4.5** die Konsistenz zwischen dem risikofreien Zinssatz (**Tenorziffer 4.2**) und der Marktrisikoprämie (**Tenorziffer 4.4**) berücksichtigen möchte. Auch hier bleibt die Methodenfestlegung jedoch wenig konkret und lässt die zentrale Frage vollkommen offen, wie die Konsistenz zwischen den beiden risikolosen Zinssätzen methodisch sicherzustellen ist. Insbesondere das Vorliegen des sogenannten Zinskeils weist (je größer dieser ist) auf eine Inkonsistenz hin. Konkrete Kriterien zur Gewährleistung der Konsistenz, insbesondere die Prüfung auf einen solchen Zinskeil, sollten daher in die Methodenfestlegung aufgenommen werden.

Neben der Konkretisierung bzw. Erweiterung der bestehenden Tenorziffern sollte auch zwingend eine Plausibilisierung des Gesamtergebnisses für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung erfolgen. Im Rahmen des NEST-Prozesses hat die Branche dazu konkrete und praktikable Vorschläge unterbreitet (insb. die Ausführungen von NERA im Rahmen der Expertenworkshops). Um dies zu erreichen, sollte eine eigene, zusätzliche Tenorziffer in die Methodenfestlegung aufgenommen werden (s. Vorschlag in der Stellungnahme des BDEW).

Nur mit dieser methodischen Weiterentwicklung und den entsprechenden Konkretisierungen auf der Ebene der Methodenfestlegung wird dem Stand der Wissenschaft sowie einer hinreichenden „Korridorsicherheit“ zur Erreichung einer wettbewerbsfähigen kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung Rechnung getragen.

2. Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalsatzes (Tenorziffer 5 & Kapitel 9 inkl. jeweilige Unterkapitel)

Nach eineinhalb Jahren NEST-Prozess mit vier Expertenworkshops, vielen Gesprächen, umfangreichen Stellungnahmen, Studien bzw. Gutachten und insbesondere konstruktiven Vorschlägen der Branche überrascht die BNetzA die Netzbetreiber bei der Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes für das Bestandsvermögen „in letzter Sekunde“ mit einem Festlegungsentwurf, der zu keiner Zeit im bisherigen Prozess als ernsthaft diskutierte Option zur Debatte stand oder erkennbar war.

Die BNetzA fällt damit deutlich hinter den bisher diskutierten Stand im Rahmen der „Expertenworkshops“ zurück, insb. weil sie das für die Verteilnetzbetreiber der E.ON Gruppe essenzielle Thema der Dynamisierung im letzten Workshop mit den ÜNBs selbst aufgegriffen und verschiedene Umsetzungsvarianten dargestellt hatte.

Der aktuelle Entwurf erschüttert daher das Vertrauen in die BNetzA, da er sich deutlich von einer realitätsnahen Abbildung der Finanzierungsstruktur und -kosten der Netzbetreiber entfernt. Daraus resultiert ein **systematischer Bruch mit der bewährten** und insbesondere von Kapitalmarkt und Ratingagenturen positiv bewerteten **Regulierungspraxis**. Dies ist nicht nachvollziehbar, zumal die Finanzierungsbedingungen maßgeblich vom Kapitalmarkt und dem Handeln der Zentralbanken vorgegeben werden.

Der unsererseits bisher als konstruktiv empfundene Austausch stand unter dem Konsens, im Rahmen der Systemumstellung auf das WACC-Modell beim Fremdkapital einen risikoaversen Ansatz zu verfolgen, **um die Fremdfinanzierungsfähigkeit bei stark steigenden Investitionsvolumina und einem nie dagewesenen Fremdfinanzierungsbedarf zu gewährleisten.** Vor diesem Hintergrund ist ein kapitalmarkttauglicher, verlässlicher und international wettbewerbsfähiger methodischer Ansatz die zentrale Voraussetzung.

Die methodischen Vorgabe der Fixierung eines 7-jährigen historischen Durchschnitts für das Bestandsvermögen führt jedoch – bereits jetzt auf Basis aktueller Kapitalmarktdaten und Prognosen sicher abschätzbar – **in der gesamten 5. Regulierungsperiode zu einer strukturellen Unterdeckung** in einer Größenordnung von **mindestens 1%-Punkt** des Fremdkapitalzinssatzes, nicht nur für die Verteilnetzbetreiber der E.ON Gruppe, sondern **für die gesamte Branche** und das selbst bei einer unterstellten idealtypischen Finanzierung in Höhe des sektorspezifischen Index. Finanzierungsnebenkosten wie bspw. eine Neuemissionsprämie und Bankgebühren sind darin noch gar nicht berücksichtigt.

Das stellt das Vertrauen in die BNetzA und die Fairness des öffentlich stets als ergebnisoffen betonten NEST-Prozesses in Frage. Die BNetzA führt hierzu u.a. das Thema Planungssicherheit an. Die Unternehmensplanungen der Branche wurden mit dem unerwarteten Festlegungsentwurf allerdings nunmehr auf den Kopf gestellt.

Wir bekennen uns zur Anforderung einer effizienten Finanzierung im Rahmen des WACC-Ansatzes. Der „Benchmark-Zins“, dessen Effizianzreiz bereits über einen pauschalierten Fremdkapitalzinssatz gegeben ist, muss aber auch in der realen Finanzierungspraxis der Netzbetreiber erreichbar sein und darf nicht anhand einer realitätsfernen Rechenmethodik zu einer strukturellen Unterdeckung führen. Mit dem vorgesehenen Ansatz würden absehbar in der 5. Regulierungsperiode nur noch **weniger als 3/4 der anfallenden Fremdkapitalzinsen zur Refinanzierung des Bestandsvermögens erstattet** (ohne Berücksichtigung der Finanzierungsnebenkosten).

Zudem bringt die Festschreibung eines nicht angemessenen historischen (7-jährigen) Durchschnitts ohne Not ein neues bisher nicht dagewesenes Risiko in das regulatorische System. Dies zwingt die Netzbetreiber, sich umfassend und in einem Umfang, der im bisherigen regulatorischen System nicht notwendig war, zusätzlich gegen Zinsänderungsrisiken abzusichern. Dieses zusätzliche Risiko und die zusätzliche Komplexität verteuern die Fremdfinanzierung insgesamt und bringen damit neue zusätzliche Kosten in den Netzbetrieb, **die durch einen sachgerechten, rollierenden Ansatz leicht vermeidbar sind.**

Damit ist der Ansatz auch aus volkswirtschaftlicher Sicht ungeeignet, da dieser am Ende zu höheren Netzentgelten führt, wenn die Netzbetreiber, wie von der BNetzA vorgesehen, diese unnötigen und vermeidbaren Kosten im Rahmen eines pagatorischen Ansatzes an die Netzkunden weiterreichen.

Die jetzt beabsichtigte Vorgehensweise führt damit zu einer weiteren ungerechtfertigten Ungleichbehandlung im Vergleich zu den Übertragungsnetzbetreibern und einer, bisher nicht absehbaren **substanziellen Schlechterstellung gegenüber dem Status Quo.**

2.1 Fehlende Dynamisierung und ungeeigneter Durchschnittszeitraum führen zur strukturellen Unterdeckung beim Bestandsvermögen in der 5. Regulierungsperiode (insb. Tenorziffer 5.2, Kapitel 9. & Kapitel 9.2).

Der Ansatz der Bundesnetzagentur verstößt gegen zwei wesentliche Kriterien, die sich die BNetzA selbst setzt. Zum einen berücksichtigt er nicht die „*Risiko- und Finanzierungsstruktur deutscher Netzbetreiber*“ (RN 179) im Rahmen einer rollierenden Re- bzw. Neufinanzierung bei der Fremdkapitalaufnahme. Zudem gewährleistet der fixierte 7-jährige Durchschnittszeitraum nicht, „*dass etwaige kurzfristige Marktschwankungen im Zeitverlauf keine starken - negativen oder positiven - Wirkungen entfalten*“ (RN 180).

Durch den 7-jährigen historischen Durchschnittszeitraum und insbesondere dessen Fixierung über die gesamte Regulierungsperiode, entfalten die kurzfristigen Marktschwankungen der Niedrigzinsphase eine starke negative Wirkung für die gesamte 5. Regulierungsperiode. Dies führt zu einem systematischen Bruch, den die BNetzA laut ihrer eigenen Ausführungen (RN 180) eigentlich verhindern möchte und der auch leicht zu vermeiden ist:

1. Es muss dringend eine Annäherung an die Finanzierungsstruktur der Netzbetreiber bzw. die Abkehr von einem völlig realitätsfernen, inkonsistenten Ansatz der Behörde erfolgen (Anforderung RN 179). Mit dem Branchenvorschlag zur Dynamisierung liegt ein praxistauglicher Vorschlag auf dem Tisch. Durch das dynamische Atmen des kalkulatorischen FK-Zinssatzes entwickelt sich dieser entsprechend der allgemeinen Marktzinsentwicklung. So können, wie von der BNetzA eigentlich beabsichtigt, „*kurzfristige Marktschwankungen im Zeitverlauf keine starken – negativen oder positiven – Wirkungen entfalten*“. Das bedeutet, dass auf faire Art und Weise sowohl Anstiege als auch Rückgänge im Zinsumfeld berücksichtigt und eingepreist werden können.
2. Wenigstens muss der Durchschnittszeitraum für die 5. Regulierungsperiode auf 5-Jahre beschränkt werden, wie u.a. vom BNetzA-Gutachter Frontier selbst empfohlen. Damit würden

auch die Verzerrungen durch kurzfristige Marktschwankungen der extremen Niedrigzinsphase vermieden (Anforderung **RN 180**).

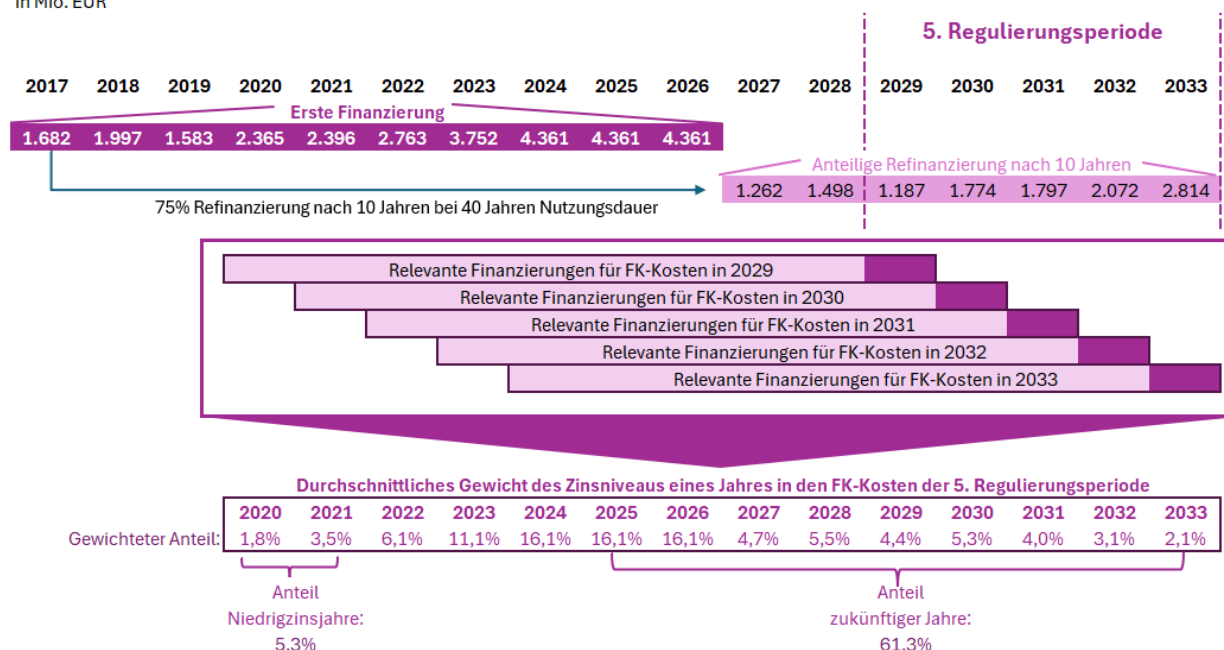
Anders als in **RN 237** von der Behörde vermutet, führt die Fixierung des Fremdkapitalzinssatzes für den Bestand im Voraus zur Regulierungsperiode nicht zu einer niedrigeren Komplexität und insbesondere nicht zu einer „verlässlichen Orientierung“ oder Planungssicherheit, sondern ganz im Gegenteil zu deutlich höherer Komplexität, Unsicherheit und neuen Zinsrisiken.

Die für die 5. Regulierungsperiode Strom, d.h. für die Kalenderjahre 2029-2033, von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Zinsdurchschnittsperiode erstreckt sich, bei der beabsichtigten gemeinsamen Festlegung für Strom und Gas, nach unserem Verständnis bestenfalls von 2020 bis 2026 (schlechtestenfalls sogar von 2019-2025). D.h. es sind heute bereits für die Fremdkapitalvergütung bis 2033 über 80% des Zinsdurchschnitts (aus den Jahren 2020 bis 2025) fixiert. Diese regulatorische Fremdkapitalzinsfestlegung ist mit keiner Finanzierungsstrategie nachbildbar. Insbesondere wenn die weitere Zukunft (6. und folgende Regulierungsperioden) in diese Betrachtung einbezogen wird, ist keine Finanzierungsstrategie bzw. -möglichkeit erkennbar, die dieser Zinsfestlegung zugrunde liegen könnte.

Die Bundesnetzagentur erkennt unserem Verständnis nach an, dass 10 Jahre einen angemessenen Finanzierungszeitraum für langfristige Investitionen, wie es Investitionen in Netzinfrastruktur nun einmal auch sind, darstellen. Bei schematischer Betrachtung einer jeweils 10-jährigen Finanzierung ergibt sich anhand der Investitionen des E.ON-Konzerns in die Energienetze in Deutschland (Quelle: Geschäftsberichte E.ON und innogy) folgendes Bild:

Vereinfachte, schematische Darstellung der Wirkungsweise einer revolvingen 10-jährigen Finanzierung von Investitionen

anhand der Investitionen des E.ON-Konzerns in die Energienetze in Deutschland (Quelle: Geschäftsberichte E.ON und innogy)
in Mio. EUR



Unter Berücksichtigung des **gestiegenen Investitionsvolumens**, der Annahme einer linearen Abschreibung über 40 Jahre, einer jährlichen Investitionsfinanzierung über jeweils 10 Jahre und anschließender Refinanzierung des noch nicht abgeschrieben Investitionsvolumens (im Beispiel 75%) zeigt dieses Beispiel folgende Erkenntnisse:

- Die Referenzjahre 2020 und 2021 (Niedrigzinsjahre) sind in der 5. Regulierungsperiode im Durchschnitt nur noch zu 5% relevant. D.h. 95% der Zinskosten stammen aus Jahren nach der Zinswende.
- Über 60% der relevanten Bestandsfinanzierungen für die 5. Regulierungsperiode sind bei einer angenommenen Ursprungslaufzeit von 10 Jahren noch zu tätigen. D.h. hierfür sind die aus heutiger Sicht historischen Zinskonditionen nicht relevant. Die Netzbetreiber müssen sich zu aktuellen Kapitalmarktkonditionen neu- bzw. refinanzieren. Da es sich aber nicht (mehr) um Neuinvestitionen handelt, wird dies nicht über die Systematik des KKAuf abgedeckt.

Ein 7-jähriger Durchschnitt würdigt diese Tatsache ökonomisch nicht korrekt, da er jedes Jahr gleich gewichtet (zu $1/7 = 14\%$). Berücksichtigt man jedoch das oben gezeigte, reale Investitionsgeschehen der Netzbetreiber wird deutlich, dass die Jahre der Niedrigzinsphase (2020-2021) nur zu 5% relevant sind. Im Ansatz der BNetzA gehen sie jedoch mit einer Gewichtung von knapp 30% ($2/7$) ein oder haben sogar ein Gewicht von über 40% ($3/7$), wenn der 7-jährige Durchschnitt von 2019 bis 2025 gebildet wird.

Der mögliche kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz anhand eines beispielhaften sektorspezifischen Index liegt (je nach Festlegungszeitpunkt) **bereits heute prognostizierbar zwischen 2,3%-2,7% (7-Jahres-Mittel 2019-2025 bzw. 2020-2026)**. Wie oben dargelegt, müssen die Netzbetreiber die Bestandsdarlehen bis zum Ende der 5. Regulierungsperiode rollierend refinanzieren. Ausgehend von einem Fremdkapitalzinssatz von ca. 4% (sektorspezifischer Index) ergibt sich daraus (ebenfalls gewichtet mit dem Investitionsvolumen) einen **strukturelle Unterdeckung von etwa einem 1%-Punkt**. D.h. 1/4 der gesamten in der 5. Regulierungsperiode tatsächlich anfallenden Fremdkapitalzinsen (ohne Finanzierungsnebenkosten) werden nicht erstattet!

Zum Vergleich: Die Bundesbank prognostiziert aktuell für zehnjährige Bundesanleihen also einem Indikator, der von der BNetzA zur Ableitung des risikolosen Zinssatzes beim Eigenkapitalzinssatz im CAPM empfohlen wird, bis 2027 ein Niveau von etwa 3%¹. Der von der BNetzA ermittelte Fremdkapitalzinssatz würde demnach auf dem Niveau eines risikolosen Zinssatzes liegen!

Entsprechend ist der im Festlegungsentwurf beschriebene fixe historische Zinsdurchschnitt über 7 Jahre nicht geeignet, die tatsächlichen Finanzierungen auch nur annähernd abzubilden. Derivative Zinssicherungsstrategien, die versuchen würden, die Zinsrisiken aus einer solchen Festlegung zu sichern, können die Risiken nur teilweise sichern und verursachen zudem zusätzliche Kosten, die nicht erstattet würden. Um die Risiken eines steigenden Fremdfinanzierungszinses abzusichern (bei fehlender Möglichkeit, die regulatorische FK-Verzinsung zu treffen), müssten Netzbetreiber in signifikantem Umfang Zinssätze für zukünftige Finanzierungen der Jahre 2029 -2033 im Voraus sichern. Dies ist nur für den Basiszins (nicht für den Credit Spread) und bei aktuellen Marktgegebenheiten und auch nur zu hohen Aufschlägen möglich. Diese Hedging-Kosten würden regulatorisch jedoch nicht erstattet.

Das Argument, dass die Finanzierungsstrategie ein wettbewerblich übliches, unternehmerisches Risiko sei, ist grundsätzlich richtig. Allerdings übersieht diese Argumentation zwei wesentliche Facetten:

- Zum ersten sollte eine angemessene Regulierung die Kosten der Netzbetreiber aus marktüblicher natürlicher Finanzierung adäquat abbilden und nicht umgekehrt die Netzbetreiber zu einer (zudem gar nicht vollständig durchführbaren) Finanzierungsstrategie mit massivem

¹ Deutsche Bundesbank (Juni 2025): Eckwerte zu statistischen Daten und Projektion. Prognosewert Umlaufrendite deutscher Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von über neun bis zehn Jahren. [Link](#)

Derivateinsatz zwingen. Es ist ein Trugschluss, dass Netzbetreiber einfach „Bei Bedarf jede Finanzierungsstruktur an den Regulierungsrahmen anpassen“ können (**RN 236**). Netzbetreiber sind, nicht anders als alle anderen Akteure in einer Volkswirtschaft, den Bedingungen des (internationalen) Finanzmarktes unterworfen und damit dem Wettbewerb um Kapital.

- Zum zweiten widerspricht diese Begründung dem angestrebten Ziel, eine international wettbewerbsfähige Regulierung zu schaffen, da sie zusätzliche unternehmerische Risiken schafft, die bei Energienetzbetreibern in anderen Ländern aufgrund einer angemessenen Regulierung nicht existieren. Eine aus Sicht der Kapitalgeber und Ratingagenturen adäquate Regulierung erstattet angemessene Fremdkapitalkosten und beinhaltet keine Fremdkapitalfinanzierungsrisiken, die im Extremfall Energienetzbetreiber sogar incentivieren, zusätzliche Finanzierungsrisiken einzugehen, um nicht erstattbare Fremdkapitalkosten ausgleichen zu können. Eine sachgerechte Regulierung muss Energienetzbetreibern eine stabile Finanzierungsbasis ermöglichen und nicht zu überdimensionalen Derivatepositionen zwingen, die eher Hedgefonds gleichen.

Sachgerechter Lösungsansatz

Das **jährliche Rollieren** des für den regulatorischen Fremdkapitalzinssatz relevanten Zeitfensters innerhalb der Regulierungsperiode wäre dagegen sehr einfach umsetzbar und ermöglicht eine sehr einfache Approximation der tatsächlichen Finanzierungskostenentwicklung. Der von der Behörde in **RN 225** und **RN 228** angeführte höhere administrative Aufwand ist für uns in diesem Zusammenhang nicht ersichtlich. Vor allem aber darf es kein Scheinargument für die Implementierung eines Vorgehens sein, dass zu einer nicht sachgerechten regulatorischen Berücksichtigung der Fremdkapitalkosten führt.

Zudem wäre, anders als in der Systematik des KKAuf, kein nachträglicher Abgleich nötig. Auch in den Netzentgelten führt eine rollierende Beobachtungsperiode zur Vermeidung von großen Schwankungen im WACC.

Nicht zuletzt ist auch aus volkswirtschaftlicher Sicht der Ansatz der BNetzA nicht nachvollziehbar. Er bringt bisher nicht bestehende, zusätzliche Unsicherheiten und Risiken ins Regulierungssystem, die zu höheren Gesamtkosten der Finanzierung der Netzbetreiber führen. Denn die Entfernung von einer realistischen Abbildung der „*Risiko- und Finanzierungsstruktur deutscher Netzbetreiber*“ (die gem. **RN 179** eigentlich abgebildet werden soll) zwingt die Netzbetreiber zum Abschluss von Zinssicherungsgeschäften und generiert damit Zusatzkosten, die im bisherigen regulatorischen System (in diesem Umfang) nicht anfallen. Diese Zusatzkosten sollen – entgegen aller von der BNetzA angeführten Argumente zu administrativem Aufwand und Vereinfachung – auch noch für jeden einzelnen Netzbetreiber im Rahmen der Kostenprüfung durch die BNetzA geprüft und anerkannt werden (siehe dazu auch unsere Ausführungen zu Fremdkapitalnebenkosten).

Diese zusätzlichen Kosten und der zusätzliche administrative Aufwand, verursacht durch eine realitätsferne, nicht sachgerechte Abbildung der Fremdkapitalkosten, stehen in keinem Verhältnis zur **einmaligen jährlichen Aktualisierung des Fremdkapitalzinssatzes**, der ohnehin für den KKAuf erhoben wird, **im Rahmen einer Dynamisierung für den Bestand/die Bestandsinvestitionen**.

In den Expertenworkshops benennt die BNetzA selbst zentrale Ziele wie die Abbildung tatsächlicher Fremdkapitalkosten, die Risikominimierung, die Vermeidung systemischer Brüche und die Berücksichtigung des steigenden Investitionsvolumens. Die konkrete Abwägung im aktuellen Entwurf ist aus unserer Sicht jedoch nicht sachgerecht und bleibt hinter den eigenen Anforderungen an einen kapitalmarktfähigen und zukunftsgerichteten methodischen Ansatz zurück.

Wir bekräftigen daher noch einmal die von uns bereits im NEST-Prozess mehrfach vorgeschlagene regulatorische Fremdkapitalverzinsung des Bestands in der 5. Regulierungsperiode anhand eines rollierenden Durchschnittszeitraums von 5 Jahren.

Langfristig ab der 6. Regulierungsperiode halten wir einen rollierenden 10-jährigen Durchschnittszeitraum für sachgerecht, da er die Refinanzierungszyklen konsistent abbildet und Schwankungen besser ausgleicht.

2.2 Fremdkapitalnebenkosten (insb. Tenorziffer 5.5, Kapitel 9. & Kapitel 9.3)

Die Verteilnetzbetreiber der E.ON Gruppe begrüßen den marktorientierten Ansatz, bei dem ein oder mehrere Anleiheindizes als Referenz verwendet werden sollen, die in Bezug auf Laufzeit (~10 Jahre) und Ratingkategorie (BBB) die Netzbetreiber abbilden.

Gemäß **RN 179** soll der kalkulatorische Fremdkapitalkostensatz „*typisiert jenen Kosten entsprechen, zu denen sich vergleichbare Unternehmen am Markt finanzieren.*“ Hierbei ist zu beachten, dass zwar wie in **RN 192** richtigerweise aufgeführt, durch einen geeigneten Index eine „*repräsentative Abbildung des Kapitalmarktes*“ gewährleistet wird. Die Annahme, dass aus einem solchen Index die Fremdkapitalkosten „*unmittelbar abgelesen werden*“ können, ist allerdings falsch bzw. unvollständig. Ein solcher Index repräsentiert die Kurse, zu denen die Marktteilnehmer im Sekundärmarkt bereits emittierte Anleihen in kleinen Stücken untereinander handeln. Die Kurse stellen damit eine gute **Ausgangsbasis** im Sinne einer Untergrenze zur **Bestimmung der Fremdkapitalkosten** dar, reflektieren diese aber nur unvollständig.

Die E.ON SE muss (für ihre Netzbetreiber) tatsächlich neues Fremdkapital beschaffen und emittiert dafür selbst neue Anleihen am Primärmarkt in großen individuellen Transaktionen. Diese Anleiheemissionen sind mit zusätzlichen, unvermeidbaren Kosten verbunden, die im Sekundärmarktindex (per Definition) nicht reflektiert werden. Dazu zählen z.B. Neuemissionsprämien für die Begebung von Anleihen, die unmittelbarer Bestandteil des Anleihezinses sind.

Zudem ist zu beachten, dass auch Aufschläge für Finanzierungen in Fremdwährungen entstehen werden. Gemäß **RN 209** hat die Bundesnetzagentur „*lediglich in seltenen Einzelfällen*“ beobachtet, dass Konzerngesellschaften von Netzbetreibern Anleihen in Fremdwährungen begeben haben. Hierbei handelt es sich aus Sicht der Bundesnetzagentur um „*Ausnahmen, die die grundsätzliche Relevanz des Euro als Hauptwährung nicht in Frage stellen.*“

Auch wir gehen weiterhin vom Euro als Hauptwährung der Fremdfinanzierung aus. Der eurobasierte Banken- und Kapitalmarkt wird allerdings aufgrund des hohen notwendigen Finanzierungsvolumens (wie schon teilweise in der 4. Regulierungsperiode) im Laufe der 5. Regulierungsperiode bei weiter steigenden Investitionsvolumina nicht mehr ausreichen. Daher müssen auch andere Währungsmärkte mit höheren Fremdkapitalkosten erschlossen werden, womit wir bereits jetzt vorbereitend starten. Hierfür müssen entsprechend (anteilige) Aufschläge auf den eurobasierten Zins erfolgen. Wird die internationale Ausweitung der Kapitalgeberbasis durch die Beschränkung auf den Euro begrenzt, führt dies entsprechend zu einer Begrenzung des finanzierbaren Volumens und damit in der Konsequenz zu einer Begrenzung der durchführbaren Investitionen in die Energiewende.

Der in **Tenorziffer 5.1** definierte und in **9.1** näher beschriebene kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz auf Basis eines Anleiheindex reflektiert die gesamten Fremdkapitalkosten somit nur unzureichend. Sie können nicht wie in **RN 192** behauptet „unmittelbar abgelesen werden“. Dies räumt die BNetzA offensichtlich selbst in **RN 245** ein, wo sie richtigerweise schreibt, dass „Fremdkapitalnebenkosten in Anleiheindizes typischerweise nicht vollständig abgebildet“ sind.

Gemäß **RN 248** „muss der Fremdkapitalzinssatz in der Höhe einem Zinssatz entsprechen, der sich auch im Wettbewerb ergeben würde“. Neuemissionsprämien sind gerade im Wettbewerb (um Fremdkapitalgeber) und bei analog steigendem Investitionsvolumen auch steigendem Emissionsvolumen – insbesondere in der Branche – von zunehmender Bedeutung. Werden sie außer Acht gelassen, wird der Fremdkapitalzinssatz bzw. die Fremdkapitalkosten, die sich im Wettbewerb ergeben würden, strukturell unterschätzt.

Auch die übrigen Finanzierungsnebenkosten, wie z.B. Vermittlungsgebühren für Banken, Rating-Gebühren und Anwaltskosten sollten über einen pauschalen Zuschlag auf den regulatorischen Fremdkapital-Zinssatz berücksichtigt werden. Die in **RN 250** genannte Gefahr, dass solche Kosten dann womöglich doppelt vergütet würden, „einmal über das Budget und zusätzlich über einen pauschalen Aufschlag“, sehen wir nicht. Sie gehören eindeutig zu den Finanzierungskosten, der über den WACC-Ansatz abgegolten wird. Da der WACC, wie die BNetzA selbst an vielen Stellen ausführt, die Kapitalkosten pauschal abgelten soll und auch das Finanzergebnis im WACC systemimmanent keine Rolle spielt, sollte auch die Abgeltung der Finanzierungsnebenkosten, stringent pauschal erfolgen. Darüber hinaus entwickeln sich auch die Finanzierungsnebenkosten entsprechend des steigenden Investitionsvolumens, so dass eine adäquate Abbildung über das Budgetprinzip nicht gegeben wäre.

Zur Deckung der oben genannten Fremdkapitalnebenkosten auf dem Euro-basierten Banken- und Kapitalmarkt ist unseres Erachtens ein pauschaler Aufschlag von 0,25%-Prozentpunkten p.a. auf den Sekundärmarktindex notwendig.

Zur Deckung der entstehenden Mehraufwendungen aus notwendigen Fremdwährungsfinanzierungen ist darüber hinaus ein zusätzlicher Aufschlag von 0,25%-Prozentpunkten angemessen.

Zur 5. Regulierungsperiode sollte daher mindestens ein pauschaler Aufschlag für Fremdkapitalnebenkosten von 0,25%-Punkten gewährt werden. Die genaue Höhe des Zuschlags muss nicht zwingend bereits in der Methodenfestlegung fixiert, sondern (wie die übrigen Parameter des WACC-Modells auch) im Rahmen der Einzelfestlegung bestimmt werden. So kann im Vorfeld zukünftiger Regulierungsperioden die notwendige Höhe des Zuschlags geprüft und bei Bedarf angepasst werden. Ein kategorisches Ausschließen im Rahmen der Methodenfestlegung (**Tenorziffer 5.5**) ist aus unserer Sicht jedoch vorschnell und nicht sachgerecht. **Ein pauschaler Aufschlag für Fremdkapitalnebenkosten muss aus unserer Sicht in der Methodenfestlegung als Parameter des WACC-Modells explizit genannt werden.**

Zudem ist die Berücksichtigung im WACC deutlich einfacher als der jeweilige pagatorische Kostennachweis und entspricht zudem der internationalen Regulierungspraxis, in der auch teilweise Risikoaufschläge zur Vermeidung eines möglichen Unterschätzens des regulatorisch vorgegebenen Fremdkapitalkostensatzes Anwendung finden.

Die BNetzA verweist immer wieder auf Vereinfachungen, Pauschalierungen und die Annäherung an die internationale Regulierungspraxis durch die Einführung des WACC-Ansatzes. Diese Vorhaben konterkariert sie nun, indem sie gem. **RN 250** für jeden einzelnen der rund 900 Strom- und 700

Gasnetzbetreiber die tatsächlich anfallenden Fremdkapitalnebenkosten „im Rahmen der pagatorischen Kostenprüfung“ berücksichtigen möchte. Damit entfernt sie sich ein weiteres Mal von einem stringenten WACC-Ansatz und führt zusätzliche Komplexität und Prüfungsaufwand ein. Da, wie oben geschildert, im WACC-Ansatz das Finanzergebnis systemimmanent außen vor ist, zwingt sie Unternehmen dazu, zusätzliche Verrechnungen etc. einzuführen, um die Finanzierungsnebenkosten überhaupt „im Rahmen der pagatorischen Kostenprüfung“ anerkennungsfähig zu machen.

Fremdkapitalnebenkosten sind real, unvermeidlich und integraler Bestandteil effizienter Kapitalbeschaffung, selbst bei bester Bonität. Ohne Berücksichtigung entsteht eine systematische Unterdeckung der tatsächlichen Finanzierungskosten und damit eine weitere Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit des WACC im internationalen Vergleich. Es resultiert eine Benachteiligung bereits etablierter effizienter Finanzierungsstrukturen (z.B. Finanzierung über Holdings) und steht im Widerspruch zu den grundsätzlichen Zielen der Behörde bei der Einführung des WACC-Ansatzes, nämlich der Gleichbehandlung aller Netzbetreiber unabhängig von ihrer aktuellen Finanzierungsstruktur.