

Berlin, 14. September 2026

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

Stellungnahme

**VKU Verband
kommunaler
Unternehmen e.V.**

Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Zum Festlegungsentwurf eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes für Gasnetzbetreiber in der fünften Regulierungsperiode

BNetzA-Konsultation eines Beschlussentwurfs hinsichtlich der Festlegung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die fünfte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung

(BK9-26-621)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Allgemeine Anmerkungen zum Festlegungsverfahren	5
2	Verfahrenseinleitung, Gutachten und Anhörung	10
3	Rechtlicher Rahmen.....	12
4	Eigenkapitalzinssatz vor Steuern (Tenorziffer 2)	15
4.1	Risikofreier Zinssatz (Basiszins)	15
4.2	Bestimmung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse	32
4.2.1	Marktrisikoprämie	32
4.2.2	Risikofaktor	38
4.3	Fehlende Plausibilisierung EK	47
5	Methodik zur Bestimmung des anzusetzenden Fremdkapitalkostensatzes (Tenorziffer 3).....	50
5.1	Grundsätzliche Einordnung	50
5.2	Fehlende Plausibilisierung des Fremdkapitalkostensatzes	57
6	Angemessenheit	61
6.1	Replik auf ausgewählte Aussagen/Randnummern der Behörde	61
6.2	Fehlende Plausibilisierung WACC insgesamt	66

Kernbotschaften des BDEW und des VKU

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) gefährdet mit der avisierten Festlegung des Gesamtkapitalzinssatzes für Gasnetzbetreiber (sog. WACC Gas) die **Transformation der Gasnetze hin zur Klimaneutralität**.

Ein WACC in Höhe von 3,42 % nach Steuern ist nicht wettbewerbsfähig. Das **erschwert massiv den Zugang zu dringend benötigtem Kapital für die Transformation**. Der Zinssatz liegt **unterhalb des aktuellen Fremdkapitalzinsniveaus** und steht damit im Widerspruch zu den gesetzlichen Vorgaben gemäß §§ 21 Abs. 2 und 21a Abs. 2 EnWG. Das Vorgehen widerspricht zudem Tenorziffer 4.5 der Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung vom 08.12.2025.

Der konsultierte Festlegungsentwurf **entspricht nach Ansicht der Verbände insgesamt nicht dem notwendigen Stand der Wissenschaft**. Insbesondere fehlt eine aus der Sorgfaltspflicht folgende **Plausibilisierung der Ergebnisse**.

BDEW und VKU fordern zur **Verbesserung der Rahmenbedingungen** im Einzelnen:

1. Anforderungen an Festlegungspflichten:

- a. Konsequente wissenschaftliche Plausibilisierung des gewichteten Gesamtkapitalzinssatzes, des Eigenkapitalzinssatzes, des Risikofaktors im Eigenkapitalzinssatz, des Fremdkapitalzinssatzes anhand qualitativer und ökonomischer Kriterien
- b. Vollständige und umfassende Abbildung des Stands der Wissenschaft, um auch den erhöhten Anforderungen aus dem EnWG gerecht zu werden

2. Risikoloser Zinssatz:

- a. Verwendung deutscher Nullkuponanleihen mit einer Restlaufzeit von 20 statt 15 Jahren als Referenzindex
- b. Anpassung des risikofreien Zinssatzes um eine Verfügbarkeitsprämie / Convenience Yield in Höhe von mind. 0,3 %-Punkten

3. Marktrisikoprämie:

- a. Alleinige Verwendung der „Developed Markets“-Datenreihe zur Erhöhung der methodischen Konsistenz

4. Risikofaktor (Beta):

- a. Orientierung der Festlegung am oberen Rand des Wertebereichs
- b. Weiterentwicklung der bisherigen Methode zur Verbesserung der Robustheit der Schätzung durch (siehe Vorschläge NERA 2026a und 2026b)

- Berücksichtigung einer breiteren Vergleichsgruppe (19 statt 12 Unternehmen),
- Betrachtung auch eines langfristigen Beobachtungszeitraums und
- ausschließliche Verwendung des STOXX Europe 600-Index

5. Fremdkapitalzinssatz:

- a. Festlegung erst in 2027, um möglichst nah an den Beginn der neuen Regulierungsperiode zu gelangen (Berücksichtigung der Ist-Werte 2026 gilt dann ebenso für den risikolosen Zinssatz)
- b. Einmaliger Aufschlag zur pauschalen Berücksichtigung des Systemwechsels von der bisherigen individuellen Fremdkapitalkostenanerkennung zum pauschalisierten Ansatz via WACC

Verlässliche Rahmenbedingungen sind eine Grundvoraussetzung für Investitionen in die Transformation der Gasnetze. BDEW und VKU erwarten daher im Ergebnis eine **in sich konsistente und robuste Festlegung von der Bundesnetzagentur, die den gesetzlichen Vorgaben entspricht**. Dies bedingt insbesondere eine **signifikante Erhöhung des gewichteten Gesamtkapitalverzinsungssatzes**. Der WACC muss in jedem Fall über dem Niveau einer 20-jährigen risikolosen deutschen Staatsanleihe liegen, da die Gasnetztransformation mit unübersehbaren Risiken für die Netzbetreiber einhergeht.

Einleitung

Die Beschlusskammer 9 (BK9) der Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 14. August 2026 den Festlegungsentwurf eines Beschlusses und weitere Anlagen im Zusammenhang mit dem Verfahren **BK9-26-621** auf ihrer Internetseite [veröffentlicht](#) und zur Konsultation gestellt.

Die Mitgliedsunternehmen des BDEW und des VKU sind von dem Beschlussentwurf der Bundesnetzagentur (BNetzA) betroffen. Den Vertretern der betroffenen Wirtschaftskreise wird die Möglichkeit gegeben, zu dem Beschlussentwurf bis zum **14. September 2026** Stellung zu nehmen.

Der BDEW und VKU (im Folgenden auch „Verbände“) machen mit dieser Stellungnahme davon Gebrauch.

1 Allgemeine Anmerkungen zum Festlegungsverfahren

Die Gasnetze stehen angesichts des Ziels der Treibhausgasneutralität 2045 vor einer grundlegenden Transformation. Die Netzbetreiber müssen ihre Infrastruktur unter erheblich veränderten und zugleich unsicheren Rahmenbedingungen in Richtung Klimaneutralität weiterentwickeln. Gleichzeitig muss das wichtige und in Deutschland besonders hohe Maß an Versorgungssicherheit gewahrt werden. Wie in keiner vorherigen Regulierungsperiode müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen dieser besonderen Situation Rechnung tragen. Der vorliegende Festlegungsentwurf wird diesem Anspruch aus Sicht des BDEW und VKU nicht gerecht.

Die Transformation verläuft nicht ohne Risiken für die Gasnetzbetreiber

Die Energiewirtschaft ist gewohnt, mit Unsicherheiten und Risiken umzugehen. Gleichwohl kommen ständig neue Unsicherheiten in immer kürzerer Taktung hinzu. Das sind auf der einen Seite die **volatileren geopolitischen und weltwirtschaftlichen Rahmenbedingungen, fragilere Regierungskonstellationen auf Bundes- und Landesebene** sowie die damit einhergehenden **stockenden Gesetzgebungsprozesse**. Auf der anderen Seite zeigen sich mehr und mehr die konkreten Fortschritte in der Wärmewende, die zu einer wachsenden Elektrifizierung insgesamt führen und damit u.a. Fragen über die weitere Entwicklung der Gasnachfrage aufwerfen. Dies hat in Summe nachweislich Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb von Gasnetzen. Für Netzbetreiber bedeutet dies, dass notwendige Investitions- und Finanzierungsentscheidungen in den Erhalt und die Absicherung der Gasversorgung unter deutlich höheren Risiken getroffen werden müssen als in vergangenen Regulierungsperioden.

Verschärfung der Situation durch neue regulatorische Risiken

Neben den politischen und wirtschaftlichen Risiken bestehen auch zunehmend regulatorische Risiken. Insbesondere der **Effizienzvergleich stellt Gasnetzbetreiber vor erhebliche Herausforderungen**, da Veränderungen im Netz in sehr unterschiedlichem Umfang und mit unterschiedlichen Ausgangsbedingungen und Transformationserfordernissen bei den jeweiligen Gasnetzbetreibern vor Ort einhergehen. Effekte aus der kommunalen Wärmeplanung (z.B. Umstieg auf Wärmepumpe oder Wärmenetz), Kundenkündigungen sowie der Stilllegung und gegebenenfalls der Rückbau von Netzbereichen können zu strukturell sehr unterschiedlichen Kostenentwicklungen führen. Ein Effizienzvergleich, der diese heterogenen Transformationspfade nicht hinreichend abbildet, birgt daher zusätzliche kaufmännische Risiken, die in der Festlegung der regulatorischen Verzinsung zu berücksichtigen sind.

Auch im Hinblick auf die Anerkennung operativer Kosten muss sichergestellt werden, dass die dahingehend angedachte regulatorische Regelung den **tatsächlichen Anforderungen der Transformation Rechnung trägt**. Werden transformationsbedingte OPEX nicht angemessen und ohne Zeitverzug berücksichtigt, besteht das Risiko einer strukturellen Kostenunterdeckung und damit einer weiteren Verschärfung der ohnehin bestehenden Investitions- und Finanzierungsrisiken.

Angesichts dieser Risiken im Gasnetzgeschäft ist aus Sicht der Verbände besonders kritisch zu bewerten, dass die Behörde eine massive **Absenkung des Betafaktors um rund 25%** zur Bewertung des unternehmerischen Risikos für sachgerecht erachtet. Eine derart deutliche Absenkung steht nicht im Einklang mit einer **gegenläufigen Risikoentwicklung**.

Diese neuen Realitäten und Risiken müssen sich auch in der Ausgestaltung der regulatorischen Vergütung und damit nachhaltig im zugestandenen Kapitalkostensatz widerspiegeln.

Der pauschalierte Kapitalkostensatz bildet das Geschäftsrisiko nicht korrekt ab

Es ist daher nicht nachvollziehbar, dass der Gesamtkapitalkostensatz mit 3,76 % (nach Abzug der im EK-Zins enthaltene Körperschaftsteuer sogar nur 3,42%) und der Fremdkapitalkostensatz mit 2,43 % für die Jahre 2028 bis 2032 unter dem Niveau von Bundesanleihen unterschiedlichster Laufzeiten festgelegt werden soll. Der vorgesehene Fremdkapitalzinssatz liegt **deutlich unter** den tatsächlichen Refinanzierungskosten der Netzbetreiber. Bei aktuellen Fremdkapitalkosten für Bankkredite und Anleihefinanzierungen von über 4 %, die aktuell zudem eine weiter steigende Tendenz aufweisen, **bedeutet ein regulatorisch anerkannter Fremdkapitalzinssatz von 2,43 % eine erhebliche strukturelle Unterdeckung der Finanzierungskosten**. Diese Differenz kann von den Netzbetreibern nicht aufgefangen werden, ohne

die Investitions- und Finanzierungsfähigkeit der Unternehmen in erheblichem Umfang zu beeinträchtigen.

Die Märkte entwickeln sich so dynamisch wie selten zuvor. Allein in der jüngsten Leitzinserhöhung der EZB (10.09.26 um 0,25%-Punkte auf 2,5%) manifestiert sich ein gestiegenes und aller Voraussicht nach (inflationsbedingt) weiter steigendes Zinsniveau. Die deutsche Regulierung darf sich **nicht von der Kapitalmarktrealität entkoppeln, sondern muss diese angemessen abbilden** insbesondere bei einer zukunftsgerichteten Festlegung, die bis 2032 Gültigkeit hat.

EK-Zins deutlich unter Investorenerwartung

Auch der im WACC enthaltene Eigenkapitalkostensatz von **5,76 % vor Steuern, der zukünftig auch für Investitionen im Instrument des Kapitalkostenaufschlags zum Ansatz kommt**, bleibt deutlich hinter den aktuellen Kapitalmarkterwartungen und den für Neuinvestitionen bereits heute relevanten Verzinsungsanforderungen zurück. Zum Vergleich: Für Investitionen der Jahre 2025 bis 2027 liegt der aktuell im Kapitalkostenaufschlag zur Anwendung kommende Eigenkapitalzinssatz bei >7 % vor Steuern. Gemäß einer Umfrage des BDEW aus dem Jahr 2025 liegen die Erwartungen der Investoren bei 8%+. Eine aktuelle Auswertung von NERA (2026b) zeigt, dass der **EK-Zins in Höhe von 4,91% nach Steuern um mehr als 2 %-Punkte unter dem europäischen Durchschnitt** liegt. Damit würde die Zinsfestlegung in Deutschland sogar das Schlusslicht bilden. Die Festlegung droht damit nicht nur die Investitionsfähigkeit zu beeinträchtigen, sondern **entwertet zugleich die wirtschaftliche Grundlage bereits getätigter Investitionen** und sorgt so für große Unsicherheit. Dementsprechend negativ fallen bereits erste Marktreaktionen zum Festlegungsentwurf aus.

Eine Gesamtverzinsung unterhalb der Kapitalkosten und unterhalb aktueller Kosten für die Fremdkapitalbeschaffung führt zwangsläufig zu einer Entwertung. Auch hier liegt laut NERA (2026b) der vorgeschlagene **WACC um 1,5 %-Punkte unter dem europäischen Durchschnitt. Investitionen in Gasnetze sind unter diesen Bedingungen wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen.**

Die Kapitalverzinsung muss die tatsächlichen Bedingungen der Kapitalbeschaffung sowie die mit der Transformation verbundenen zusätzlichen Risiken angemessen abbilden und es Netzbetreibern ermöglichen, eine risikoadjustierte und wettbewerbsfähige Rendite zu erwirtschaften, nicht zusätzliche Kostenunterdeckungsrisiken einführen. Dieses ist mit der konsultierten Festlegung nicht möglich.

FK-Zins gefährdet nachhaltige Refinanzierungsmöglichkeiten

Insbesondere der **regulatorische Zinssatz für Fremdkapital von 2,43%** lässt **keine kostendeckende Refinanzierung der Bestands-RAB im Zeitraum 2028-2032 zu**. Bei einer effizienten marktbasierten Fremdfinanzierung sind Fremdkapitalkosten für die Refinanzierung des Bestands über Kredit- oder Anleihefinanzierungen von im Durchschnitt rd. 4%, mit aktuell steigender Tendenz¹, zu erwarten. Zudem stellen wir fest: Der im Schnitt acht Jahre währende Zeitversatz zwischen der Bestimmung des FK-Zinssatzes (Mittelwert 2019-2025) und dem tatsächlichen Finanzierungszeitpunkt (Mittelwert 2028-2032) ist in einem steigenden Zinsumfeld untragbar und lässt nicht in Ansätzen eine kostentragende Kapitalbeschaffung zu.

In dieser Stellungnahme zum Festlegungsentwurf legen die Verbände daher **einige notwendige, methodische Verbesserungsvorschläge** dar, die in der Kürze des zugestandenen Konsultationszeitraums ermittelt werden konnten.

Plausibilisierung der Festlegung ist unerlässlich

Der Festlegungsentwurf lässt eine angemessene und auch notwendige Plausibilisierung vermissen. BDEW und VKU fordern diese ein. Diese Plausibilisierung muss mit Blick auf die Werthaltigkeit für Gasnetzbetreiber und Netznutzer sowie die **Relevanz für die deutsche Energiewende und deren Finanzierbarkeit** zwingend erfolgen. Es liegen genügend offensichtliche Anhaltspunkte dafür vor, dass die beabsichtigte Festlegung objektiv fehlerhaft ist.

Hierzu zählen:

- › Qualitative Einschätzung des zunehmenden Geschäftsrisikos deutscher Gasnetzbetreiber
- › Internationaler Vergleich des gewichteten Gesamtkapitalzins, Eigenkapitalzins, Risikofaktors und Fremdkapitalzins
- › Hoher „Zinskeil“ bei den beiden im CAPM zur Anwendung kommenden risikofreien Zinssätzen
- › Implizite Eigenkapitalkosten stehen im Widerspruch zum angedachten Eigenkapitalzins

¹ Die jüngsten Emissionen von Engie SA (BBB) vom 7. September 2026 für eine grüne Anleihe zu einem Zins von $\geq 5,5\%$ p.a. und EDF von 5,75% p. a. vom 8. September 2026. Quelle: ING Bank, Market update vom 11.09.2026

- › Die Entwicklung der Risikoprämien im Fremdkapitalzins von Gasnetzbetreibern relativ zu denen des Gesamtkapitalmarkt spricht gegen eine Absenkung des Risikofaktors im Eigenkapitalzins
- › Auch Bewertungskennzahlen sprechen gegen eine Absenkung des Risikofaktors im Eigenkapitalzins
- › Die beabsichtigte Veränderung der Risikoprämie im Fremdkapitalzins im Verhältnis zur beabsichtigten Veränderung des Risikofaktors im Eigenkapitalzins jeweils von der vierten zur fünften Regulierungsperiode ist in sich inkonsistent
- › Strukturell fehlende Chance effizienter Gasnetzbetreiber innerhalb der fünften Regulierungsperiode ihre tatsächlichen Fremdkapitalkosten decken zu können

BDEW und VKU vermissen eine differenzierte Auseinandersetzung mit einer notwendigen Verprobung der Ergebnisse und zeigen in den nachfolgenden Kapiteln entsprechende Ansätze für Plausibilisierungen auf. Diese belegen, dass die beabsichtigte Festlegung fehlerhaft ist.

Eine Plausibilisierung ist eine Notwendigkeit, die dringend nachzuholen ist. Sollte eine fehlerhafte Festlegung erfolgen, indem die Kapitalkosten der Gasnetzbetreiber unterschätzt werden, nimmt die Behörde Wohlfahrtsverluste billigend in Kauf ².

Eine Festlegung des WACC nah vor Beginn der 5. RP ist zwingend erforderlich

Neben den in diesem Konsultationsbeitrag der Verbände vorgebrachten Vorschlägen sollte der zeitliche Versatz der Festlegung des pauschalierten Kapitalkostensatzes für Gasverteil- und Fernleitungsnetzbetreiber um wenige Monate auf Anfang 2027 eingehend geprüft werden.

Angesichts der erstmaligen Anwendung der WACC-Methodik für die Ermittlung der regulatorischen Bestandsverzinsung, ihrer weitreichenden Wirkung und erheblicher Anpassungserfordernisse in der Umsetzung, sollte ausreichend Zeit für eine fundierte Erörterung der bestehenden offenen Fragen zwischen Regulierungsbehörde und betroffenen Wirtschaftskreisen vorgesehen werden. Ziel sollte es sein, erkannte methodische und praktische Mängel vor einer abschließenden Festlegung in angemessenem Umfang und Tiefe zu adressieren und auszuräumen. Eine Verschiebung auf Anfang 2027 ist konsistent umsetzbar unter Einhaltung des

² Dobbs (2011), Modeling welfare loss asymmetries arising from uncertainty in the regulatory cost of finance, Journal of Regulatory Economics, vol. 39(1), pp. 1-28. 2) Romeijnders & Mulder (2022), Optimal WACC in tariff regulation under uncertainty, Journal of Regulatory Economics, vol. 61, pp. 89-107.

Zeitplans und der Stichtage für den Kostenprüfungsprozess, da die hierfür relevanten Kapitalmarktdaten Anfang des Jahres vorliegen.

Die Verbände hatten im Rahmen des NEST-Prozesses wiederholt gefordert, dass eine Festlegung möglichst nah zu Beginn der Regulierungsperiode erfolgen sollte, um die Aktualität der einfließenden Kapitalmarktdaten angemessen zu gewährleisten. Dies erscheint aufgrund des vorliegenden Festlegungsentwurfs und des derzeit deutlich steigenden Zinsniveaus nun zwingend.

Spezifische Anmerkungen zum Festlegungsentwurf

2 Verfahrenseinleitung, Gutachten und Anhörung

Die Verbände und ihre Mitgliedsunternehmen halten es für nicht akzeptabel, dass ein Festlegungsentwurf mit einer derartigen Tragweite für die Energiebranche und die betroffenen Unternehmen mit einer nur vierwöchigen Frist konsultiert wird. Angesichts der umfassenden und zunehmend auch legislativen Kompetenzen der Regulierungsbehörde und vor dem Hintergrund der Grundrechtsrelevanz ihrer Entscheidungen braucht es aus Sicht der Verbände zwingend ausreichend Zeit, frühzeitig die Folgen der vorgesehenen Regelungen verlässlich abschätzen und bewerten zu können. In diesem Zusammenhang ist es unverzichtbar, dass Fachleute und Betroffene sich über ihre Einschätzungen austauschen. Nur auf diese Weise wird zum einen die Beteiligung der Adressaten der Festlegung ermöglicht. Zum anderen erhält die Regulierungsbehörde eine bessere Grundlage für ihre Entscheidungen. Die Rückkopplung mit der Branche ist essenziell, um sicherzustellen, dass der Regulierungsrahmen von den Unternehmen nachvollzogen werden kann und deren Folgen abgeschätzt werden können. Zu kurze Fristen ermöglichen dies nicht in ausreichendem Maße. Sie stehen auch der Erarbeitung von Vorschlägen zur Verbesserung der Regelungen entgegen.

Eine ausreichende Beteiligung der Verbände ist auch gesetzlich vorgegeben. Gemäß § 67 Abs. 1 EnWG hat die Regulierungsbehörde den Beteiligten Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Dadurch soll gewährleistet werden, dass sich die Beteiligten zu allen entscheidungserheblichen Tatsachen äußern können und so Einfluss auf das Verfahren nehmen können (BVerfG Beschl. v. 18. 1. 2000 – 1 BvR 321/96; Bourwieg/Hellermann/Hermes/Burmeister EnWG § 67 Rn. 3). Ähnlich wie im Rahmen des Erfordernisses der Begründung der Entscheidung gemäß § 73 EnWG kommt diesem Aspekt besondere Bedeutung zu, wenn die Behörde einen weiten Entscheidungsspielraum hat (Regulierungsermessen). Der Behörde kommt nach § 40 VwVfG Ermessen auch in Bezug auf die Art und Weise der Anhörung der Beteiligten zu (Bourwieg/Hellermann/Hermes/Burmeister EnWG § 67 Rn. 3).

Es gelten zwar keine besonderen Formvorschriften für die Anhörung der betroffenen Adressaten, auch nicht in Hinblick auf die den Beteiligten gesetzte Frist zur Stellungnahme. **Jedoch muss die Länge der gesetzten Frist unter Beachtung der Umstände des Einzelfalls verhältnismäßig sein.** Die Beteiligten müssen etwa bei Bedarf die Möglichkeit haben, sich innerhalb der gesetzten Frist rechtlich beraten oder Gutachten anfertigen zu lassen (Bourwieg/Hellermann/Hermes/Burmeister EnWG § 67 Rn. 5, m.w.N.).

Es bestehen bereits vor diesem Hintergrund berechtigte Zweifel, ob die Regulierungsbehörde, auch mit Blick auf die Rechtsprechung des BGH, rechtskonform ihren Beurteilungsspielraum richtig bewertet und ihr gerichtlich eingeräumtes Regulierungsermessen rechtsfehlerfrei ausübt. Die BNetzA ist auch innerhalb ihrer vorzunehmenden Ermessensentscheidung verpflichtet, die Grundlagen der Kapitalverzinsung für jede Regulierungsperiode neu zu bewerten und alle ihr zur Verfügung stehenden – auch neuen – Informationen zu berücksichtigen. Voraussetzung für eine rechtsfehlerfreie Ausübung ihres Ermessens ist, dass die Regulierungsbehörde zunächst den zu beurteilenden Sachverhalt auf der Tatbestandsseite lückenlos und richtig ermittelt. Hierfür muss sie den Beteiligten ausreichend Zeit ausräumen, ihre berechtigten Beiträge dazu leisten zu können. Anderenfalls besteht das Risiko, offensichtliche Fehler zu begehen, die zwangsläufig zu einer rechtswidrigen Ermessensentscheidung der Behörde führen müssen.

Hinzu kommen die spezifischen Besonderheiten dieses Festlegungsverfahrens. Nachdem mit den erst im Dezember 2025 veröffentlichten NEST-Festlegungen der Systemwechsel hin zur fünften Regulierungsperiode eingeleitet wurde, wird nunmehr erstmalig ein gesamthafter WACC festgelegt. Die Festlegung umfasst, im Vergleich zu bisherigen Zinsfestlegungen, auch einen pauschalen kalkulatorischen FK-Zinssatz. Das bedeutet, der inhaltliche Umfang sowie die ökonomische Tragweite der konsultierten Festlegung ist gegenüber den bisherigen Festlegungen und der bisherigen Verzinsungssystematik stark erweitert. Eine vollständige Einschätzung der konkreten unternehmerischen Auswirkungen ist auch erst nach Vorlage des aktuellen Festlegungsentwurfs möglich. Die Annahme, im Vorfeld bereits auf Basis der Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung eine solche Einschätzung vornehmen zu können, geht fehl. Keineswegs konnten die konkreten Folgen vollständig antizipiert werden. Denn erstmalig werden neue Indizes zu risikolosem Zinssatz und FK-Zins festgelegt. Eine neue Methodik inkl. Peer-Group zur Bestimmung des Beta-Faktors kommt zur Anwendung. Neu ist auch die Zweistufigkeit des erstmalig konsultierten Mechanismus zur möglichen Gewichtung einzelner Jahre beim FK-Zins. **Hierauf im Rahmen der zu kurzen Frist einzugehen, ist in der notwendigen Tiefe nicht möglich.** Diese Stellungnahme erfolgt deshalb nur unter Würdigung der zentralen Inhalte. Ergänzungen bleiben ausdrücklich vorbehalten.

3 Rechtlicher Rahmen

Die BNetzA verweist in Abschnitt 4 „Rechtlicher Rahmen“ weitestgehend auf ihre bereits in der Methodenfestlegung „Kapitalverzinsung“ gemachten Ausführungen. Dazu hatte der BDEW seine rechtliche Sichtweise schon in dem dazugehörigen Festlegungsverfahren erläutert. Nachfolgend soll diese anlässlich des vorgelegten Festlegungsentwurf für einen pauschalierten Kapitalverzinsungssatz Gas vertieft werden.

Vorweg ist klarzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung ihrer Aufgaben und Befugnisse stets an die europäischen Regelwerke gebunden ist. Dementsprechend hat auch der EuGH in seinem Urteil vom 2. September 2021 (C-718/18, Rn. 132) festgehalten, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung ihrer Zuständigkeiten Grundsätzen und Regeln unterworfen ist, die ihren Wertungsspielraum beschränken und sie daran hindern, Entscheidungen politischer Art zu treffen. Maßstab und Grundlage von regulierungsbehördlichen Entscheidungen muss immer eine technisch-fachlichen Beurteilung der Wirklichkeit sein. Die Entscheidungen der Regulierungsbehörde sind danach insbesondere daran zu messen, ob die Tarife und ihre Berechnungsmethoden sowie die Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen so bestimmt werden, dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist, um deren Fähigkeit zur Deckung der Nachfrage sicherzustellen. **„Lebensfähigkeit der Netze“** in diesem Sinne bedeutet dabei nicht nur Substanzerhaltung. Zur Lebensfähigkeit der Netze gehört es auch, den im Zuge der Gasnetztransformation erforderlichen Umbau der Netze in den nächsten Jahrzehnten zu wirtschaftlich zumutbaren Bedingungen zu ermöglichen.

Zudem muss auch der nationale regulatorische Gesetzesrahmen eingehalten werden. Und dieser erfordert neben der Verfolgung der in § 1 Abs. 2 EnWG festgehaltenen Regulierungsziele auch die Anwendung von Methoden, die nachvollziehbar dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Zwar liegt die Wahl der Methode und deren Ausgestaltung bei der unabhängigen Regulierungsbehörde, rechtlich ist die BNetzA jedoch nach wie vor an die Grundsatzentscheidungen und Zielvorgaben der nationalen Gesetzgebung gebunden. Die wesentlichen Maßstäbe einer Netzentgeltregulierung im Wege einer Anreizregulierung sind und bleiben, auch aus verfassungsrechtlichen Gründen, im Gesetz selbst geregelt (siehe auch Gesetzesbegründung zur EnWG-Novelle 2023 – BT-Drs. 7310/23, Seite 82).

So gilt es bei der Festlegung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes insbesondere die Vorgaben des § 21 Abs. 2 EnWG zu beachten. § 21 Abs. 2 EnWG verlangt ausdrücklich, dass die Netzentgelte unter Berücksichtigung einer **angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals** gebildet werden. Damit trägt das Gesetz dem Umstand Rechnung, dass die Netzbetreiber bei der Erfüllung ihrer Verpflichtungen aus

dem EnWG auf die Bereitstellung von Eigen- und Fremdkapital angewiesen sind und sich bei der Kapitalbeschaffung dem Wettbewerb um Kapital stellen müssen.

Die regulatorische Verzinsung ist demnach nur dann sachgerecht, wenn sie die tatsächlichen Kapitalkosten eines effizienten Netzbetreibers einschließlich der mit dem Kapitaleinsatz verbundenen Risiken angemessen abbildet. Bleibt die regulatorisch zugestandene Verzinsung strukturell hinter den marktüblichen risikoangepassten Kapitalkosten zurück, führt dies nicht lediglich zu geringeren Gewinnen. Vielmehr entsteht eine Finanzierungslücke: Zusätzliches Kapital kann aus Sicht der Kapitalgeber in alternativen Verwendungen ein günstigeres Verhältnis von Rendite und Risiko aufweisen. Die Bereitstellung neuen Eigenkapitals wird dadurch erschwert und auch die Fremdfinanzierung kann sich verteuern.

Dies ist zugleich für die gesellschaftsrechtliche Verantwortung der Unternehmensleitung von Bedeutung. Geschäftsführer und Vorstände sind verpflichtet, ihre Entscheidungen am Wohl der Gesellschaft auszurichten und wirtschaftlich vertretbare Entscheidungen zu treffen. Ihnen steht dabei zwar ein weiter unternehmerischer Beurteilungsspielraum zu, dieser umfasst auch das Eingehen wirtschaftlicher Risiken. Er rechtfertigt jedoch nicht die beliebige Verwendung von Gesellschaftsvermögen für Investitionen, bei denen bereits im Entscheidungszeitpunkt absehbar ist, dass das Verhältnis von erwarteter Rendite und Risiko wirtschaftlich nicht vertretbar ist, siehe § 43 Abs. 1 GmbHG, § 93 Abs. 1 AktG.

Mit dem konsultierten Zinssatz erzeugt die BNetzA unnötig ein Spannungsfeld zwischen gesellschaftsrechtlichen Ermessensspielräumen und energierechtlichen Verpflichtungen. Ein regulatorischer Rahmen muss notwendigen Netzinvestitionen eine wirtschaftlich tragfähige Grundlage geben. Je stärker die regulatorische Verzinsung hinter den tatsächlichen Kapital- und Risikokosten zurückbleibt, desto schwieriger wird es für die Unternehmensleitung, zusätzliche Investitionen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu rechtfertigen. Insbesondere bei nicht zwingend erforderlichen Investitionen kann dies dazu führen, dass diese zurückgestellt oder andere Handlungsoptionen gewählt werden.

Mit einer nicht angemessenen, nicht wettbewerbsfähigen und einer nicht risikoangepassten Verzinsung schränkt die BNetzA die gesellschaftsrechtlich gewährten Entscheidungsspielräume zu sehr ein. Das Geschäft des Netzbetriebs wird hierdurch mit zusätzlichen, wirtschaftlichen Risiken belastet. Hat die Unternehmensleitung die Wahl, besteht das Risiko, dass sie zum Wohl des Unternehmens nicht bzw. weniger und sparsamer in das Netz investieren wird. Würde sich dieser Effekt einstellen, würde mit der Festlegung letztlich Kapital umgelenkt werden. Das kann jedoch nicht Ziel und Zweck der Entgeltregulierung sein. Würde sich ein Netzbetreiber hingegen trotz niedriger Verzinsung dazu entscheiden, eine optionale Investition vorzunehmen, könnte hinterfragt werden, ob diese Investition seiner kaufmännischen Sorgfaltspflicht entsprach. Auch dann würde eine Situation hervorgerufen werden, die mit der

Regulierung nicht bezweckt sein kann und darf. Denn die Regulierung darf nicht dazu führen, gesellschaftsrechtliche Spannungen hervorzurufen. Soweit eine Investition nicht zwingend gesetzlich geboten ist und ihre erwartete regulatorische Rendite unter Berücksichtigung der Transformationsrisiken dauerhaft hinter den Kapitalkosten zurückbleibt, muss die Geschäftsführung prüfen, ob der Einsatz von Gesellschaftsvermögen noch mit ihrer Pflicht zu einer sorgfältigen und am Gesellschaftsinteresse orientierten Unternehmensführung vereinbar ist. Die an sich regulatorische Frage nach einer angemessenen Gasnetzverzinsung wäre vor diesem Hintergrund nicht nur eine Frage von „Investitionsanreizen“, sie betrifft auch die Investitionsfähigkeit der Unternehmen.

Besteht die gesetzliche Verpflichtung nach § 11 Abs. 1 EnWG in das Netz zu investieren, damit dieses sicher, zuverlässig und leistungsfähig betrieben werden kann, stellt sich – diese Überlegungen fortgeführt – zugespitzt schließlich die Frage, ob dies an die Grenzen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit stößt.

Diese Problematik besitzt für Gasnetze eine besondere Bedeutung. Die Gasnetzbetreiber befinden sich in einer Transformationsphase, die mit zusätzlichen Unsicherheiten hinsichtlich künftiger Absatzmengen, Nutzungsdauern, Stilllegungszeitpunkten und möglicher Umstellungen von Netzteilen verbunden ist. Die Kapitalbindung in Gasnetzinfrastruktur ist daher nicht ohne Weiteres mit einer langfristig stabilen Infrastrukturinvestition vergleichbar. Diese besonderen Risiken müssen bei der Festlegung einer risikoangepassten Kapitalverzinsung berücksichtigt werden. Eine angemessene Kapitalverzinsung ist gerade in der Gasnetztransformation Voraussetzung dafür, dass notwendige Investitionen für Netzbetreiber und ihre Kapitalgeber wirtschaftlich tragfähig bleiben. Ein Regulierungsrahmen, der dauerhaft Renditen unterhalb der risikoangepassten Kapitalkosten zulässt, gefährdet deshalb nicht nur abstrakte „Investitionsanreize“, sondern die konkrete **Investitions- und Finanzierungsfähigkeit der Gasnetzbetreiber**.

4 Eigenkapitalzinssatz vor Steuern (Tenorziffer 2)

4.1 Risikofreier Zinssatz (Basiszins)

Restlaufzeiten

Die Beschlusskammer legt der Bestimmung des risikofreien Zinssatzes deutsche Nullkuponanleihen mit einer Restlaufzeit von 15 Jahren zugrunde.³ Tenorziffer 4.2 der Methodenfestlegung Kapitalverzinsung eröffnet demgegenüber einen Korridor von 10 bis 20 Jahren⁴. Basierend auf der nachstehenden Argumentation sollte aus Sicht der Verbände **eine Restlaufzeit von 20 Jahren** herangezogen werden, auch um eine höhere Konsistenz zwischen risikofreiem Zinssatz und Marktrisikoprämie zu gewährleisten.

Ausgangspunkt dieser Stellungnahme ist eine Prämisse, der vollständig zuzustimmen ist: Zur Gewährleistung der Konsistenz innerhalb des CAPM sollen die Restlaufzeiten der zur Bestimmung des risikofreien Zinssatzes verwendeten Datenreihen möglichst zu den Restlaufzeiten der für die Bestimmung der Marktrisikoprämie verwendeten Datenreihen passen.⁵ Diese Anforderung ist unstrittig; Gegenstand der nachfolgenden Analyse ist allein, ob die von der Beschlusskammer gewählte Restlaufzeit von 15 Jahren ihr gerecht wird.

Die Gutachter der Beschlusskammer behaupten zunächst, dass die von DMS für die Marktrisikoprämie herangezogenen Anleiheindizes überwiegend Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 bis 20 Jahren enthalten würden.⁶ Bereits diese Ausgangsprämisse ist ungenau: Die dieser Konsistenzanforderung zugrunde liegende Datenquelle – die Datenreihen von Dimson, Marsh und Staunton (DMS) – weisen nach eigener, aktueller Dokumentation als Referenzgröße keine Bandbreite, sondern eine feste Ziellaufzeit von 20 Jahren für die zur Ermittlung der Marktrisikoprämie herangezogenen Staatsanleiheportfolios aus; nur soweit 20-jährige Anleihen im Einzelfall nicht verfügbar sind, wird auf Perpetuals oder kürzere Laufzeiten ausgewichen.⁷ Die gegenteilige Einschätzung der Gutachter, wonach „in späteren Publikationen [...]

³ Vgl. BK9-26-0621, Rn. 38.

⁴ Vgl. GBK-25-02-3#1, Tz. 4.2 Satz 1.

⁵ Vgl. GBK-25-02-3#1, Rn. 135.

⁶ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 9.

⁷ Vgl. Dimson/Marsh/Staunton (2026), S. 2 f.

keine Ziellaufzeit mehr genannt“ werde,⁸ steht damit im Widerspruch zur aktuellen, im Jahr 2026 publizierten Primärquelle.

Dass die Duration einer kupontragenden Anleihe grundsätzlich unterhalb ihrer nominellen Restlaufzeit liegen kann, ist unbestritten. Die weitergehende Behauptung, die Duration des DMS-Portfolios liege „deutlich unter 20 Jahren“,⁹ bleibt in dem Gutachten unbelegt. An dieser Stelle wird keine Zahl genannt, aus der sich die später von der Beschlusskammer gewählte Restlaufzeit von 15 Jahren nachvollziehbar ableiten ließe – lediglich eine Richtung.

Nach Tenorziffer 4.2 der Methodenfestlegung ist der risikofreie Zinssatz zwingend anhand von Nullkuponanleihen zu bestimmen.¹⁰ Bei diesen entspricht die Duration stets der Restlaufzeit. Die Gutachter folgern daraus, eine Nullkuponanleihe mit 20 Jahren Restlaufzeit überschätze die Duration der DMS-Referenzanleihen, weshalb die Bestimmung stattdessen auf Nullkuponanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 oder 15 Jahren abstellen solle.¹¹ Der Mechanismus, auf den sich dieser Schluss stützt, d. h. der Renditeunterschied zwischen einer kupontragenden und einer Nullkuponanleihe bei jeweils gleicher Restlaufzeit, ist empirisch jedoch klein. Bereits die im letzten Jahr im Auftrag des BDEW erstellte Analyse von NERA kommt zu dem Ergebnis, dass die Renditeunterschiede zwischen Nullkupon- und Standardanleihen vernachlässigbar seien.¹² Zu demselben Befund gelangen dieselben Gutachter in ihrem eigenen Gutachten für den österreichischen Regulierer E-Control: Auch dort schätzen sie den aus dem Auseinanderfallen von Duration und Restlaufzeit resultierenden Effekt als gering ein, „da insbesondere am langen Ende Zinskurven meist relativ flach sind“. ¹³ **Der Effekt, den die Empfehlung von Frontier/Randl/Zechner, statt 20 Jahre auf 10 Jahre oder 15 Jahre abzustellen, vermeiden soll, ist damit von vornherein materiell unwesentlich.**

Demgegenüber können die Renditedifferenzen zwischen den verschiedenen Restlaufzeiten die Höhe des risikofreien Zinssatzes maßgeblich beeinflussen.¹⁴ Die Beschlusskammer versucht zwar, einen empirisch vernachlässigbaren Durationeffekt zu vermeiden, nimmt dafür jedoch einen deutlich größeren und unmittelbar renditewirksamen Laufzeiteffekt in Kauf. Indem sie

⁸ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 10, Fußnote 5.

⁹ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 9.

¹⁰ Vgl. GBK-25-02-3#1, Tz. 4.2 Satz 1.

¹¹ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 10.

¹² Vgl. NERA (2025b), S. 14 i. V. m. S. 35.

¹³ Vgl. Randl/Zechner (2023), S. 83.

¹⁴ Vgl. PwC (2026), S. 23.

diesen vernachlässigbaren Durationseffekt höher gewichtet als die tatsächlich beobachtbaren Laufzeitspreads, verkehrt sie die ökonomischen Prioritäten geradezu ins Gegenteil. Dadurch läuft sie Gefahr, den risikofreien Zinssatz und damit die Eigenkapitalkosten der Netzbetreiber systematisch zu unterschätzen.

Der entscheidende Bruch in der Argumentation liegt in der nächsten Prämisse der Gutachter: Sie räumen selbst ein, eine genauere Eingrenzung der Restlaufzeiten sei nicht möglich, „da [...] eine durchschnittliche Duration der DMS-Anleiheindizes weder publiziert wird noch aus den zur Verfügung stehenden Daten quantifiziert werden kann“.¹⁵ Damit widerspricht das Gutachten seiner eigenen vorherigen Behauptung, die Duration lasse sich „mit deutlich unter 20 Jahren“ annehmen: Was sich nach eigener Aussage nicht quantifizieren lässt, kann im selben Gutachten wenige Sätze zuvor nicht zugleich als „deutlich unter 20 Jahre“ liegend bezeichnet werden.

Für eine solche, nicht quantifizierbare Restlaufzeiten-Inkonsistenz zwischen dem aktuellen risikofreien Zinssatz (RfR_{akt}) und der den historischen Überrenditen zugrunde liegenden Restlaufzeit (RfR_{hist}), hält das eigene Methodikgutachten der Gutachter aus dem Jahr 2025 zwei Lösungswege bereit: entweder RfR_{akt} an RfR_{hist} anzupassen, oder die Marktrisikoprämie um eine langfristige historische Laufzeitprämie zwischen den jeweiligen Restlaufzeiten zu korrigieren.¹⁶ Weder das eine noch das andere ist erfolgt: Der risikofreie Zinssatz wurde nicht auf die von DMS dokumentierte Ziellaufzeit von 20 Jahren angehoben, und eine Korrektur der Marktrisikoprämie um eine Laufzeitprämie wurde ebenfalls nicht vorgenommen.

Dass eine solche Anpassung möglich und in der Praxis üblich ist, zeigt selbst das eigene Gutachten derselben Gutachter für den österreichischen Regulierer E-Control im Kontext der Festlegung methodischer Rahmenbedingungen für die Ermittlung der Kapitalkosten von Gasnetzbetreibern. Dort wird trotz identischer Beobachtung, dass **DMS in früheren Publikationen eine Ziellaufzeit von 20 Jahren angegeben habe**, eine solche Angabe nunmehr aber fehle, gerade nicht auf eine Verengung, sondern auf den Erhalt der vollen Bandbreite von 10 bis 20 Jahren erkannt.¹⁷ Entscheidend ist die Tatsache, dass in der praktischen Anwendung dieser Methodik für den risikofreien Eigenkapitalzinssatz das Maximum der 10-, 15- und 20-jährigen Laufzeiten herangezogen wird – in den aktuellen Festlegungen der 20-Jahres-Wert.¹⁸ Dass die

¹⁵ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 10.

¹⁶ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), S. 50 f.

¹⁷ Vgl. Randl/Zechner (2023), S. 82 f. i. V. m. S. 37 f.

¹⁸ Vgl. Randl/Zechner (2026), S. 6.

Entscheidung für eine 20-jährige Restlaufzeit die Konsistenz zur für die Ermittlung der Marktrisikoprämie herangezogenen DMS-Studie sachgerecht abbilden würde, wird ebenfalls von PwC bestätigt.¹⁹

Die Schlussfolgerung der Gutachter – „Folglich wäre eine Bestimmung des risikofreien Zinssatzes auf Basis von Nullkuponanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 und 15 Jahren geeignet“²⁰, – ist vor diesem Hintergrund nicht nachvollziehbar: Sie benennt keinen der beiden in der eigenen Methodik vorgesehenen Lösungswege und leitet aus den vorstehenden, größtenteils unbelegten oder selbst als nicht quantifizierbar bezeichneten Prämissen unvermittelt eine konkrete Bandbreite ab. Auch die Beschlusskammer übernimmt diese Bandbreite ungeprüft und positioniert sich lediglich „tendenziell ans obere Ende des von Frontier/Randl/Zechner als vertretbar erachteten Spektrums“²¹, ohne dass ersichtlich wäre, warum gerade 15 und nicht ebenso gut 16, 18 oder 20 Jahre das Ergebnis dieser Kette sein sollten.

Die Beschlusskammer stützt ihre Wahl von 15 Jahren zudem auf ein von den Gutachtern unabhängiges, eigenes Argument: Der risikofreie Zinssatz solle gerade die Renditen eher langfristiger Kapitalanlagen abbilden, wofür die ausschließliche Betrachtung von Anleihen mit einer Restlaufzeit von 15 Jahren geeignet sei; zudem bewege man sich damit „genau in der Mitte der von der Methodenfestlegung Kapitalverzinsung aufgespannten Spannbreite“.²² Auch dieses Argument trägt die getroffene Wahl nicht: Soll ein langfristiger Anlagehorizont abgebildet werden²³, spricht dies für eine höhere und nicht für eine mittlere Restlaufzeit. Eine Restlaufzeit von 20 Jahren erfüllt den von der Beschlusskammer selbst formulierten Zweck mindestens ebenso gut.²⁴ Die Lage im arithmetischen Mittelpunkt der Bandbreite von 10 bis 20 Jahren ist demgegenüber kein inhaltliches, sondern ein rein rechnerisches Kriterium, das zu dem in Rn. 135 der Methodenfestlegung verankerten Konsistenzgebot in keinem Zusammenhang steht.

Dass die hier von den Verbänden vertretene Konsistenzermäßigung trägt, bestätigt auch ein ausländischer Präzedenzfall: Ein niederländisches Beschwerdegericht hat die Praxis der dortigen

¹⁹ Vgl. PwC (2026), S. 23.

²⁰ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 10.

²¹ Vgl. BK9-26-0621, Rn. 39 f.

²² Vgl. BK9-26-0621, Rn. 40.

²³ An der Stelle sei angemerkt, dass die Restlaufzeiten im risikofreien Zinssatz prioritär anhand des Grads der Konsistenzgewährleistung zur Marktrisikoprämie bestimmt werden sollten und andere Kriterien wie die Abbildung eines hinreichend langfristigen Anlagehorizonts eher komplementär dazu treten sollten.

²⁴ Vgl. PwC (2026), S. 23.

Regulierungsbehörde ACM überprüft und dabei ausdrücklich festgestellt, dass die Verwendung der von DMS ausgewiesenen historischen Überrendite gegenüber Anleihen (Equities vs. Bonds) nicht mit einer 10-jährigen, wohl aber mit einer 20-jährigen Restlaufzeit konsistent sei.²⁵ Auch wenn sich die Ausgangslage der niederländischen Entscheidung nicht in allen Punkten mit der vorliegenden Festlegung deckt, zeigt sie, dass die hier vorgetragene Konsistenzprüfung in vergleichbarer regulatorischer Praxis bereits gerichtlich bestätigt wurde.

Im Ergebnis fordern die Verbände, den risikofreien Zinssatz auf Grundlage von Nullkuponanleihen mit einer **Restlaufzeit von 20, statt 15 Jahren** zu bestimmen. Dies bewegt sich vollständig innerhalb der von Tenorziffer 4.2 der Methodenfestlegung Kapitalverzinsung vorgegebenen Bandbreite und ist hinsichtlich des Konsistenzkriteriums überlegen.

Indexauswahl

Die Beschlusskammer legt der Bestimmung des risikofreien Zinssatzes deutsche Bundesanleihen als Referenzzinsreihe zugrunde. Tenorziffer 4.2 der Methodenfestlegung Kapitalverzinsung lässt daneben ausdrücklich auch Euroraum-Staatsanleihen mit einem den deutschen Staatsanleihen entsprechenden Länderrating zu²⁶. Basierend auf der nachstehenden Argumentation regen der BDEW und der VKU an, statt deutscher Staatsanleihen **den Euro-AAA-Staatsanleihen-Index als Referenzzinsreihe heranzuziehen**. Von den vier Zinsreihen, die nach den Kriterien der Methodenfestlegung grundsätzlich in Betracht kommen – deutsche, niederländische und luxemburgische Staatsanleihen sowie ein Index für AAA-Staatsanleihen des Euroraums –, bewerten die Gutachter der Beschlusskammer den Euro-AAA-Index selbst als nahezu äquivalent zu deutschen Staatsanleihen.²⁷ Die Beschlusskammer hat sich gleichwohl unter Berufung auf ihren Ermessensspielraum für deutsche Staatsanleihen entschieden und bewertet die von den Gutachtern hierfür angeführten Vorteile insgesamt als überzeugend. Tragend war für sie dabei insbesondere die Länge der verfügbaren Zeitreihen, weil diese eine zusätzliche Möglichkeit zur Konsistenzprüfung der Marktrisikoprämie-Bestimmung eröffnet.²⁸

Diese Ermessensausübung erkennt jedoch die Rangfolge der zu prüfenden Kriterien. Bevor die Länge der Zeitreihen als Hilfsmittel einer nachgelagerten Konsistenzprüfung der

²⁵ Vgl. NERA (2025b), S. 32.

²⁶ Vgl. GBK-25-02-3#1, Tz. 4.2 Satz 2.

²⁷ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 9.

²⁸ Vgl. BK9-26-0621, Rn. 36.

Marktrisikoprämie den Ausschlag geben kann, ist vorrangig sicherzustellen, dass die Referenzzinsreihe selbst bereits eine geeignete, unverzerrte Datengrundlage darstellt.

Dahingehend erscheint die Ermessensausübung der Beschlusskammer nicht hinreichend an der in der Methodenfestlegung selbst verankerten Konsistenzanforderung ausgerichtet. Bei der Auswahl der für die Marktrisikoprämie herangezogenen Daten ist eine möglichst konsistente Ausgestaltung zur Ermittlung des risikofreien Zinssatzes zu gewährleisten, „insbesondere im Hinblick auf die Restlaufzeiten und weitere Kriterien wie die Auswahl des Länderportfolios“.²⁹ Die Methodenfestlegung begründet dies damit, dass ein zu eng gefasstes Länderportfolio zu einem Survivorship-Bias (kognitive Verzerrung, bei der nur auf erfolgreiche Beispiele zurückgegriffen wird, während Misserfolge ignoriert werden) führt und die Robustheit der Schätzung mindert – weshalb für die Marktrisikoprämie ein international zusammengesetztes, mehrere Länder umfassendes Portfolio verlangt wird.³⁰ Wird die Marktrisikoprämie nun aus einem mehrere Länder umfassenden, multinationalen Datensatz abgeleitet, der risikofreie Zinssatz aber aus den Anleihen eines einzigen Landes, widerspricht dies genau der von der Methodenfestlegung selbst aufgestellten Konsistenzanforderung.

Die Gutachter Hachmeister/Pedell merken an, dass die BNetzA die Konsistenzanforderung zwischen risikofreiem Zinssatz und Marktrisikoprämie zwar ausdrücklich benenne aber nie prüfe, ob die in Frage kommenden bzw. verwendeten Datenreihen – auch hinsichtlich der Länderauswahl – die selbst aufgestellten Kriterien erfüllen.³¹ Die Gutachter heben konkret hervor, eine im Hinblick auf die Länderauswahl zu kleine Datenbasis könnte der Konsistenzwahrung mit dem Abzugsfaktor bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie beeinträchtigen.³² Zum selben Ergebnis gelangt eine von Netze BW beauftragte Oxera-Studie: Danach ist zwischen der Zinsbasis des risikofreien Basiszinssatzes und der Marktrisikoprämie „so weit wie möglich“ Konsistenz herzustellen, und zwar ausdrücklich auch hinsichtlich Länderrating, geografischer Abdeckung und Währung; die Länderauswahl für den Basiszinssatz sei konsistent mit derjenigen für die Marktrisikoprämie zu treffen.³³ Konkret empfiehlt Oxera deshalb einen breiter gefassten Länderkorb, gerade um eine Abhängigkeit von den deutschen Marktdaten zu vermeiden.³⁴

²⁹ Vgl. GBK-25-02-3#1, Rn. 173.

³⁰ Vgl. GBK-25-02-3#1, Rn. 176 f.

³¹ Vgl. Hachmeister/Pedell (2025), S. 10.

³² Vgl. Hachmeister/Pedell (2025), S. 15.

³³ Vgl. Oxera (2025a), S. 70 f. i. V. m. S. 46.

³⁴ Vgl. Oxera (2025a), S. 46.

Der Euro-AAA-Staatsanleihen-Index umfasst bereits aufgrund seiner länderübergreifenden Zusammensetzung mehrere Länder und ist damit strukturell diversifizierter als eine ausschließlich auf deutsche Staatsanleihen gestützte Referenzzinsreihe. Er kommt damit der beim Ansatz historischer Überrenditen verwendeten, breit diversifizierten DMS-Datengrundlage der Marktrisikoprämie konzeptionell näher als eine Einzelländerreihe und erfüllt die von der Methodenfestlegung selbst geforderte Konsistenz der Länderportfolios besser.³⁵ Dies gilt unabhängig davon, ob die Marktrisikoprämie auf Basis des „World“- oder des „Developed Markets“-Portfolios von DMS bestimmt wird: Beide sind — anders als eine auf ein einzelnes Land beschränkte Referenzzinsreihe — multinational zusammengesetzt.

Eine konkrete Ausprägung dieses Konsistenzproblems ist der sogenannte Convenience Yield (Nutzen der sofortigen Verfügbarkeit/ Verfügbarkeitsprämie) deutscher Staatsanleihen.³⁶ Bereits im Jahr 2021 hatten die Gutachter der BNetzA konstatiert, dass deutsche Bundesanleihen (basierend auf den Erkenntnissen von Jiang et al.) im Zeitraum 2008 bis 2020 im Durchschnitt einen um 33 Basispunkte stärker ausgeprägten Convenience Yield aufwiesen als andere Staatsanleihen der Eurozone,³⁷ und damit selbst anerkannt, dass es sich um eine für die Wahl der Referenzzinsreihe relevante Größe handelt. Inzwischen relativieren die BNetzA-Gutachter, ein Convenience Yield bestehe „zumindest im hier relevanten Betrachtungszeitraum“ nicht, gestützt auf die aktuelle Beobachtung nahezu identischer Renditen von Euro-AAA-Index und deutschen Nullkuponanleihen im Jahresdurchschnitt 2025, weshalb nach deren Auffassung die wesentliche Motivation für den Euro-AAA-Staatsanleihen-Index entfalle.³⁸

Diese Einschätzung überzeugt nicht. Sie ist bereits selbst ausdrücklich zeitraumbezogen formuliert und trifft damit keine Aussage darüber, ob der Effekt strukturell nicht mehr besteht. Ein aktuelles Bestehen des Convenience Yield ist demnach unklar: Zum einen lassen die Gutachter der Beschlusskammer selbst offen, worauf die beobachtete Konvergenz beruht – auf dem hohen Gewicht deutscher Staatsanleihen im Euro-AAA-Index oder auf einem

³⁵ Vgl. PwC (2026), S. 21.

³⁶ Die vertiefte Auseinandersetzung mit der Frage, ob die Nicht-Gewährung einer Convenience Premium sachgerecht ist, erfolgt später im Abschnitt „Convenience Premium“. Im vorliegenden Zusammenhang der Referenzzinsreihe ist demgegenüber allein entscheidend, dass ein Convenience-Yield-bedingtes Verzerrungsrisiko deutscher Bundesanleihen nicht belastbar ausgeschlossen werden kann.

³⁷ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2021), S. 67 f.

³⁸ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 15 i. V. m. S. 8 f.

tatsächlichen Verschwinden der Convenience-Yield-Unterschiede zwischen den Ländern der Eurozone.³⁹

Zum anderen zeigt das Gutachten derselben Gutachter für den österreichischen Regulierer E-Control, dass diese Unsicherheit begründet ist: Dort halten sie es für plausibel, dass deutsche Bundesanleihen einen stärker ausgeprägten Convenience Yield aufweisen als andere Staatsanleihen der Eurozone und dass dieser über die Zeit schwankt. Eine ausschließlich auf deutschen Bundesanleihen basierende Bestimmung des risikofreien Zinssatzes würde den mit der Marktrisikoprämie kompatiblen Wert tendenziell unterschätzen – weshalb sie Deutschland dort explizit aus ihrem eigenen Referenzländerkorb ausschließen.⁴⁰ Dieselben Gutachter, die der Beschlusskammer gegenüber Entwarnung geben, gehen andernorts, zeitlich praktisch parallel, vom Gegenteil aus. Da damit nicht feststeht, dass kein Convenience Yield besteht, entfällt – entgegen der Einschätzung der BNetzA-Gutachter – auch die hierauf gestützte Motivation für den Euro-AAA-Staatsanleihen-Index gerade nicht. Sie bleibt vielmehr bestehen.

Im Ergebnis regen der BDEW und der VKU an, den risikofreien Zinssatz auf Grundlage des Euro-AAA-Staatsanleihen-Index, statt deutscher Staatsanleihen zu bestimmen.

Dies bewegt sich vollständig innerhalb der von Tenorziffer 4.2 der Methodenfestlegung Kapitalverzinsung vorgegebenen Bandbreite. Klarstellend weisen wir darauf hin, dass die Umstellung auf den Euro-AAA-Staatsanleihen-Index das Risiko einer Convenience-Yield-bedingten Unterschätzung des risikofreien Zinssatzes begrenzen kann, nicht aber vollständig beseitigt: Aufgrund des hohen Gewichts deutscher Staatsanleihen bleibt der Index weiterhin maßgeblich deutsch geprägt. Ob und in welchem Umfang ergänzend ein Convenience-Yield-Aufschlag geboten ist, ist Gegenstand unserer Ausführungen im nächsten Abschnitt.

Convenience Yield

Die Beschlusskammer gewährt keinen Zuschlag für einen Convenience Yield auf den risikofreien Zinssatz. Sie stützt sich hierfür auf die Einschätzung ihrer Gutachter, wonach die aktuell vorliegende Evidenz nicht darauf hindeute, dass es einen signifikanten, über den Betrachtungszeitraum stabilen Convenience Yield für deutsche Staatsanleihen gegeben habe, für den

³⁹ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 8.

⁴⁰ Vgl. Randl/Zechner (2023), S. 39 – 41 i. V. m. Randl/Zechner (2026), S. 6.

zu korrigieren wäre.⁴¹ Der BDEW und der VKU teilen die Einschätzung der BNetzA-Gutachter bzw. die Schlussfolgerung der Beschlusskammer nicht.

Die Verbände fordern einen Convenience-Yield-Zuschlag von rund 30 Basispunkten auf den risikofreien Zinssatz.

Die Beschlusskammer stützt ihre Ablehnung dabei maßgeblich auf die von den Gutachtern behauptete Nicht-Existenz eines Convenience Yield im hier relevanten Betrachtungszeitraum. Die Argumentation der Gutachter basiert dabei im Kern auf drei Gesichtspunkten:

Erstens (1) sei die Erforschung des Convenience Yield ein relativ junges Forschungsgebiet, für das sich noch keine etablierte Quantifizierungsmethodik herausgebildet habe.⁴² Zweitens (2) sei seit Mitte 2022 sowohl anhand der von der Deutschen Bundesbank gemessenen Knappheitsprämie als auch anhand einer eigenen, methodisch auf Jiang et al. gestützten Auswertung ein deutlicher Rückgang zu beobachten, der zuletzt so weit gegangen sei, dass Swap-Sätze sogar unterhalb der Renditen laufzeitgleicher Staatsanleihen lägen.⁴³ Drittens (3) hätten die britischen Regulierungsbehörden Ofgem, Ofwat und die Competition and Markets Authority die Berücksichtigung eines Convenience-Yield-Zuschlags jeweils mangels ausreichend belastbarer Evidenz abgelehnt.⁴⁴ Ergänzend verweisen die Gutachter in einem gesonderten Kapitel noch auf eine Konsistenzprüfung zur Marktrisikoprämie; diese steht jedoch ausdrücklich unter der Bedingung, dass eine Korrektur überhaupt für notwendig erachtet wird, und wird von den Gutachtern selbst über die vorstehende Evidenzfrage aufgelöst.⁴⁵

Der erste Punkt (1) überzeugt bei näherer Betrachtung nicht – er lässt sich vielmehr als Argument gegen die Entscheidung Beschlusskammer verwenden. Dass die Erforschung des Convenience Yield vergleichsweise jung und mit Unsicherheiten behaftet ist, ist gerade kein Grund, sie bei der Zinssatzbestimmung unberücksichtigt zu lassen, sondern ein Grund für eine besonders sorgfältige Gewichtung der vorhandenen Evidenz. Diesen allgemeinen Grundsatz im Umgang mit unsicherer, aber konsistent in eine Richtung weisender Evidenz hat jüngst auch O-xera im Rahmen der UKRN-Konsultation zu den Kapitalkosten britischer regulierter Netzbetreiber formuliert: **Unsicherheit über ein Evidenzstück ist für sich genommen kein Grund, es unberücksichtigt zu lassen; angemessen ist vielmehr, ihm ein abgewogenes Gewicht**

⁴¹ Vgl. BK9-26-0621, Rn. 37.

⁴² Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 11.

⁴³ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 11 – 14.

⁴⁴ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 14 f.

⁴⁵ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 15 i. V. m. S. 42 f.

beizumessen.⁴⁶ Dieser Maßstab gilt auch hier: Die behauptete methodische Unreife des Forschungsgebiets rechtfertigt keinen vollständigen Verzicht auf einen Zuschlag, sondern gebietet eine vorsichtige, aber eben nicht bei null liegende Quantifizierung.

Dass sich ein Convenience Yield deutscher Staatsanleihen quantifizieren lässt, zeigt zudem die eigene frühere Praxis der Gutachter der Beschlusskammer selbst: Bereits in ihrem Gutachten von Juli 2021 widmen Frontier/Randl/Zechner der Convenience Yield ein eigenes Kapitel, in dem sie das Phänomen unter Rückgriff auf dieselbe Forschungslinie – darunter eine frühere Fassung der auch heute von ihnen herangezogenen Studie von Jiang, Lustig, Van Nieuwerburgh und Xiaolan – als hinreichend gesichert behandeln, um hieraus eine konkrete Bandbreite von 0 bis 25 Basispunkten für eine Anpassung abzuleiten.⁴⁷ Die Beschlusskammer 4 hat diese Einschätzung – gemeinsam mit einer ergänzenden Quantifizierung durch Oxera – geteilt und den Wagniszuschlag für die vierte Regulierungsperiode Strom in der Folge um 0,395 Prozentpunkte erhöht, ausdrücklich gestützt auch auf eine „Verfügbarkeitsprämie“, die nach den eigenen Ausführungen der Beschlusskammer auf eben jenes Kapitel der Gutachter zum Convenience Yield zurückgeht.⁴⁸ Weder die seinerzeit attestierte Unsicherheit noch die vermeintliche methodische Unreife haben die Bestimmung eines konkreten Zuschlags zum damaligen Zeitpunkt gehindert.

Der zweite Punkt der Gutachter (2) steht und fällt damit, dass die vorliegende Evidenz tatsächlich zeige, dass aktuell kein relevanter Convenience Yield mehr bestehe. Auch das hält einer genaueren Prüfung nicht stand: Bereits ein Blick auf die eigenen Abbildungen der Gutachter relativiert diese Einschätzung. Abbildungen 2 – 4 des Gutachtens bilden den von den Gutachtern selbst definierten Convenience-Yield-Proxy – die Differenz zwischen der Euro-OIS-Rate und der Rendite deutscher Bundesanleihen gleicher Laufzeit – für die 10-, 15- und 20-jährige Laufzeit fortlaufend seit 2020 ab.⁴⁹ Für den hier maßgeblichen Betrachtungszeitraum 2021 bis 2025 zeigt sich bei allen drei Laufzeiten ein deutlich schwankender Verlauf, der nicht durchgängig vernachlässigbar ist: Der Spread lag 2021 jeweils bei rund 0,1 bis 0,2 Prozentpunkten, stieg ab Anfang 2022 markant an und erreichte im Verlauf von 2022 und 2023 zeitweise Werte

⁴⁶ Vgl. Oxera (2026), S. 6.

⁴⁷ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2021), S. 66 – 69.

⁴⁸ Vgl. BK4-21-055, S. 39 f.

⁴⁹ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 13 f.

von rund 0,5 bis 0,8 Prozentpunkten, bevor er sich⁵⁰ zurückbildete. Für den größten Teil des hier maßgeblichen Zeitraums, insbesondere für die Jahre 2021 bis 2023, bestand damit nach der eigenen Datengrundlage der Gutachter – laufzeitübergreifend – ein deutlicher Convenience Yield. Das ist von besonderer Bedeutung, weil die Gutachter selbst darauf hinweisen, dass gerade ein temporär stark erhöhter Convenience Yield innerhalb des – im Vergleich zur Datenhistorie der Marktrisikoprämie kurzen – Durchschnittsbildungszeitraums für den risikofreien Zins zu einer Unterschätzung der Eigenkapitalkosten führt⁵¹. Genau diese Konstellation zeigt das von den Gutachtern selbst vorgelegte Chart für die Jahre 2022 und 2023 deutlich, ohne dass die Beschlusskammer hieraus eine Konsequenz zieht.

Dass die Behauptung, ein Convenience Yield würde nicht mehr bestehen, nicht belastbar ist, bestätigt auch eine vom BDEW in Auftrag gegebene Untersuchung von PwC. Die Untersuchung wendet die methodisch andersartige, CDS-bereinigte Herangehensweise von Jiang et al. (2020) an, die – anders als der einfache OIS-Spread-Proxy der Gutachter – nicht voraussetzt, dass ein einzelnes AAA-Vergleichsland für das gesamte DMS-Länderportfolio repräsentativ ist, sondern Renditeunterschiede explizit um das jeweilige Ausfallrisiko bereinigt.⁵² Danach ergibt sich für Deutschland gegenüber anderen Ländern der Eurozone auch mit Daten bis August 2026 ein fortbestehender Convenience Yield in einer Größenordnung von rund 0,26 Prozentpunkten:⁵³

⁵⁰ Bei der 20-jährigen Laufzeit setzt dieser Rückgang bereits ab 2023 ein und fällt deutlicher aus als bei den kürzeren Laufzeiten: Der Spread wird dort bereits im Laufe des Jahres 2024 spürbar negativ, während er bei der 10- und 15-jährigen Laufzeit erst gegen Ende des Betrachtungszeitraums leicht negativ wird. Der von uns beantragte Zuschlag von rund 30 Basispunkten hängt von der Wahl der Laufzeit im Übrigen ohnehin nicht ab: Er stützt sich, wie die nachfolgende Zusammenschau zeigt, in erster Linie auf die von der Laufzeit der deutschen Referenzanleihe unabhängigen Schätzungen; die eigenen Abbildungen der Gutachter dienen hier lediglich als zusätzlicher Beleg gegen die behauptete durchgängige Erosion der Convenience Yield.

⁵¹ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 15.

⁵² Vgl. PwC (2026), S. 28.

⁵³ Vgl. PwC (2026), S. 28.

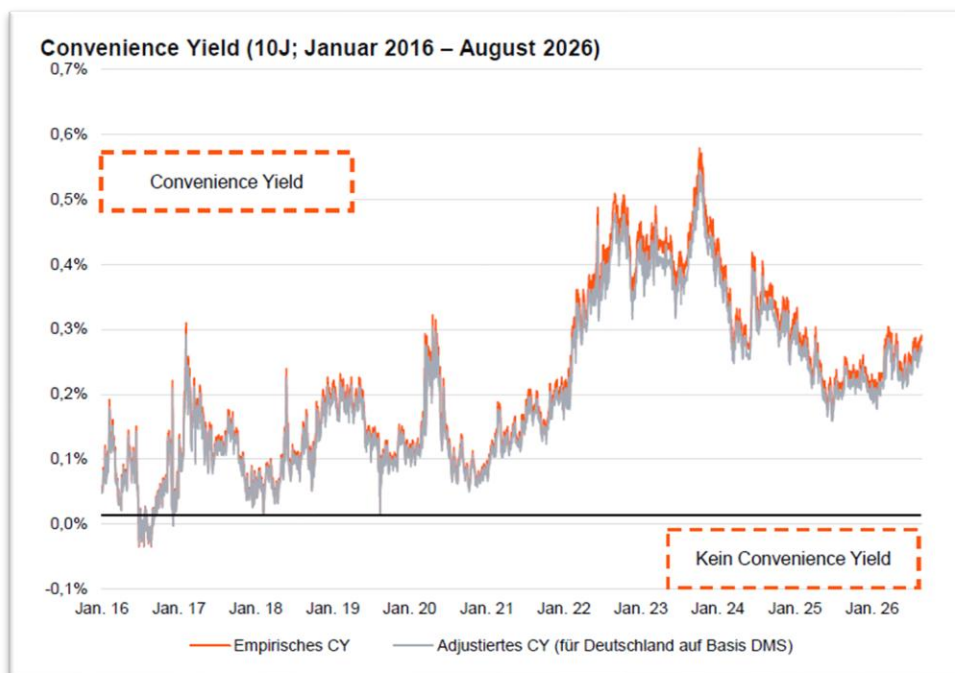


Abbildung aus PwC-Gutachten, S. 28

Darüber hinaus wird auch von PwC bestätigt, dass selbst auf Grundlage des von Frontier verwendeten OIS-Ansatzes bei einer zum regulatorischen Referenzzinssatz konsistenten Fünfjahresbetrachtung weiterhin ein positiver Convenience Yield verbleibt.⁵⁴ **Die verfügbaren empirischen Befunde sprechen damit gegen die Annahme, der Convenience Yield deutscher Bundesanleihen sei vollständig verschwunden.**

Ein weiterer, methodisch unabhängiger Beleg gegen die behauptete Erosion des Convenience Yield wird sogar unmittelbar aus der von den Gutachtern selbst als methodische Referenz herangezogenen Studie von Jiang et al. ersichtlich. Die Autoren ermitteln für deutsche Staatsanleihen ein durchschnittliches Convenience-Yield-Niveau von 22 Basispunkten im Zeitraum 2002–2007 und von 64 Basispunkten im Zeitraum 2008–2024 – ein Untersuchungszeitraum, der bis Dezember 2024 reicht und damit jenen Zeitraum umfasst, in dem die Gutachter der Beschlusskammer den von ihnen behaupteten Rückgang beobachten wollen.⁵⁵ Zudem attestieren die Autoren den Convenience-Yield-Differentialen eine hohe Persistenz mit einer

⁵⁴ Vgl. PwC (2026), S. 27.

⁵⁵ Vgl. Jiang et al. (2025), S. 18.

Autokorrelation von 0,83 im Zeitraum 2008–2024.⁵⁶ Die von den Gutachtern selbst als methodische Grundlage herangezogene Studie stützt die These eines strukturell verschwundenen oder auch nur vernachlässigbaren Convenience Yield deutscher Staatsanleihen damit gerade nicht – im Gegenteil: Sie weist über einen langen Zeitraum ein erhebliches und beständiges Niveau aus. Der von den Gutachtern gezogene Schluss beruht demgegenüber lediglich auf einer punktuellen, chart-basierten Betrachtung der jüngsten Randwerte, nicht auf einer ganzheitlichen statistischen Auswertung des maßgeblichen Betrachtungszeitraums.

Zu einem übereinstimmenden Befund gelangt schließlich eine weitere, unabhängige Untersuchung mit einer methodisch andersartigen Herangehensweise. Christensen, Mouabbi und Paulson weisen anhand eines arbitragefreien Zinsstrukturmodells für deutsche inflationsindexierte Bundesanleihen eine durchschnittliche Convenience- bzw. Safety-Prämie von 0,33 Prozentpunkten für den Zeitraum Oktober 2007 bis Dezember 2024 nach.⁵⁷ Zwar betrifft diese Untersuchung mit inflationsindexierten Anleihen ein anderes Instrument als die für die Referenzzinsreihe maßgeblichen nominalen Bundesanleihen. Sie bestätigt aber unabhängig von der Methodik und Datengrundlage der Jiang-et-al.-Studie das Vorliegen einer strukturellen, über einen Zeitraum von 17 Jahren beständigen Sicherheitsprämie deutscher Staatsschuldtitel – und zwar auch über die Ankündigung der Deutschen Finanzagentur im November 2023 hinaus, die Emission inflationsindexierter Anleihen künftig einzustellen, ohne dass sich die gemessene Prämie hierdurch signifikant verändert hätte. **Verschiedene, methodisch unabhängige Untersuchungen bestätigen damit übereinstimmend das Vorliegen einer strukturellen, ökonomisch relevanten Convenience- bzw. Safety-Prämie deutscher Staatsschuldtitel im relevanten Zeitraum – wenngleich sich die jeweils ermittelten Größenordnungen unterscheiden**, wie die spätere, den Abschnitt abschließende Gesamtschau der verfügbaren Schätzungen zeigt.

An dieser Stelle ist es entscheidend zu betonen, dass sich dem nicht entgegenhalten ließe, ein Convenience-Yield-Zuschlag würde – unter Verweis auf mögliche Wechselwirkungen mit der Marktrisikoprämie – zu einer Überschätzung der Eigenkapitalkosten führen. Zwar geht in die Berechnung der Marktrisikoprämie auch die Rendite von Staatsanleihen mit negativem Vorzeichen ein, sodass auch die historische Marktrisikoprämie potenziell eine Convenience-Yield-Komponente enthalten kann.⁵⁸ Entscheidend ist dabei aber, wie die Gutachter selbst bereits 2021 dargelegt haben, nicht das absolute Niveau der Convenience Yield, sondern ob das

⁵⁶ Vgl. Jiang et al. (2025), S. 18.

⁵⁷ Vgl. Christensen et al. (2025), Abstract S. ii.

⁵⁸ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 15.

aktuelle Niveau von dem im langfristigen, bis in das Jahr 1900 zurückreichenden DMS-Datensatz eingepreisten Durchschnitt abweicht.⁵⁹ Eine solche Abweichung liegt vor: Nach der bereits dargestellten Untersuchung von Jiang et al. hat sich das deutsche Convenience-Yield-Niveau von 22 Basispunkten in der Vorkrisenperiode 2002 bis 2007 auf 64 Basispunkte im Zeitraum 2008 bis 2024 nahezu verdreifacht – ein struktureller Anstieg, der im über ein Jahrhundert gemittelten DMS-Datensatz nicht abgebildet sein kann. Der von den Verbänden geforderte Zuschlag von rund 30 Basispunkten bleibt dabei bewusst deutlich unterhalb des aktuellen Niveaus von 64 Basispunkten und ist eher als konservative Schätzung der Abweichung vom langfristigen Durchschnitt zu verstehen, nicht als Zuschlag in Höhe des vollen aktuell beobachteten Convenience Yield.

Das dritte Argument der Gutachter und Beschlusskammer (3), der Verweis auf die britische Regulierungspraxis, blendet aus, dass die Entscheidungen von Ofgem und Ofwat innerhalb desselben regulatorischen Kontexts, für den sie ergangen sind, keineswegs unwidersprochen geblieben sind. NERA hat im Rahmen der RIIO-3-Konsultation die Ablehnung Ofgems ausdrücklich als fehlerhaft kritisiert und unter Verweis auf mehrere akademische Quellen eine Convenience Premium in einer Größenordnung von rund 40 Basispunkten für britische Staatsanleihen veranschlagt, mit weiteren in der Literatur genannten Schätzungen im Bereich von 40 bis 50 Basispunkten.⁶⁰ Oxera hat für dieselbe Konsultation einen eigenen Schätzwert von 24 Basispunkten anhand eines Vergleichs laufzeitkongruenter AAA-Nichtstaatsanleihen-Indizes mit Nullkupon-Gilts vorgelegt und die einzelnen Einwände Ofgems Punkt für Punkt zurückgewiesen.⁶¹ Die von Frontier zitierte Entscheidungspraxis ist damit innerhalb desselben regulatorischen Umfelds aktiv und mit konkreten Gegenschätzungen bestritten. Wer sich auf diese Präzedenzfälle beruft, muss sich auch mit der hierzu geführten Auseinandersetzung befassen.

Hinzu kommt, dass sich die britische Entscheidungspraxis auf einen enger gefassten Gegenstand bezieht, als den hier in Rede stehenden. Sowohl Ofgem als auch Ofwat begründen den Verzicht auf einen Zuschlag ausdrücklich mit Bezug auf inflationsindexierte Staatsanleihen (Index-Linked Gilts) für die betrachteten Anlagehorizonte – nicht mit Bezug auf nominale Staatsanleihen im hier relevanten Kontext. Für die deutsche Referenzzinsreihe ist demgegenüber die Rendite nominaler Bundesanleihen bzw. des Euro-AAA-Staatsanleihen-Index maßgeblich. Eine instrumentenspezifische Zurückhaltung britischer Regulierungsbehörden bei index-linked gilts lässt sich damit nicht ohne Weiteres auf nominale deutsche Staatsanleihen übertragen.

⁵⁹ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2021), S. 67.

⁶⁰ Vgl. NERA (2025a), S. 12 f.

⁶¹ Vgl. Oxera (2025b), S. 15 – 28.

Zudem verwendet Ofgem keinen historischen Durchschnitt aus einem Zeitraum vor Beginn der Regulierungsperiode. Der risikolose Zinssatz wird vielmehr für jedes Regulierungsjahr auf Grundlage des einmonatigen Durchschnitts der Rendite 20-jähriger inflationsindexierter Staatsanleihen (Index-Linked Gilts) aktualisiert. Die britische Methodik unterscheidet sich damit grundlegend von der in Deutschland angewendeten Vorperiodendurchschnittsbildung.

Abschließend möchten die Verbände darauf hinweisen, dass auch die von den Gutachtern ergänzend angeführte Konsistenzprüfung zur Marktrisikoprämie die Ablehnung eines Zuschlags nicht trägt. Wie bereits gezeigt, steht die dort beschriebene Komplexität einer spiegelbildlichen MRP-Korrektur ausdrücklich unter der Bedingung, dass „eine Korrektur für notwendig erachtet wird“; die Gutachter lösen diese Konsistenzprüfung selbst über die Evidenzfrage auf, indem sie feststellen, mangels überzeugender Evidenz für einen stabilen und signifikanten Convenience Yield sei weder beim risikofreien Zinssatz noch bei der Marktrisikoprämie eine Korrektur induziert.⁶² Genau diese Evidenzfrage wurde vorstehend im gegenteiligen Sinne beantwortet. Damit greift nach der eigenen Logik der Gutachter genau der Fall, für den sie selbst eine Korrektur vorsehen.

Für diesen Fall verlangen die Gutachter aber gerade keine vollständige, bis in das Jahr 1900 zurückreichende Neuberechnung der Marktrisikoprämie als Vorbedingung, sondern sehen ausdrücklich „pragmatische Ansätze“ vor, „die lediglich eine Annäherung an eine mögliche Realität erlauben“. Nichts anderes ist der vom BDEW und VKU beantragte, bewusst konservativ gerundete Zuschlag auf den risikofreien Zinssatz: eine pragmatische Näherung im Sinne der eigenen Methodik der Gutachter, ohne dass es hierfür einer vollständigen Neuberechnung der Marktrisikoprämie bedürfte.

In der Zusammenschau ergibt sich damit ein konsistentes Bild: Die Untersuchung der BNetzA-Gutachter aus dem Jahr 2021 hatte für eine Anpassung um den Effekt der Convenience Yield eine Bandbreite von 0 bis 25 Basispunkten für sachgerecht befunden. Die von uns beauftragte Analyse von PwC ermittelt auf Basis der CDS-bereinigten Herangehensweise von Jiang et al. (2020) einen fortbestehenden Convenience Yield i. H. v. 26 Basispunkten. Christensen et al. kommen auf 33 Basispunkte, Jiang et al. weisen in aktuellen Studien für deutsche Staatsanleihen ein Niveau von 64 Basispunkten im Zeitraum 2008–2024 aus. Die britischen Schätzungen bewegen sich zwischen 24 und 50 Basispunkten.

⁶² Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 42 f.

Vor diesem Hintergrund halten der BDEW und der VKU einen –gegenüber diesen Werten eher konservativ gerundeten – Zuschlag von rund 30 Basispunkten für angemessen.

Er stellt keine vollständige Abschöpfung des aktuell beobachtbaren Convenience Yield dar, sondern eine vorsichtige Annäherung an die Abweichung gegenüber dem langfristigen historischen Durchschnitt. Dieser Zuschlag ist nicht nur, wie bereits geschildert, unabhängig von der Restlaufzeit, sondern auch unabhängig von der gewählten Referenzzinsreihe zu gewähren: Zwischen deutschen Bundesanleihen und dem Euro-AAA-Staatsanleihen-Index besteht nach den eigenen Daten der Gutachter im Jahresdurchschnitt 2025 lediglich eine Renditedifferenz von rund 0,02 Prozentpunkten. Die renditebezogene Äquivalenz beider Referenzzinsreihen wird ebenfalls explizit von PwC bestätigt.⁶³ Der Euro-AAA-Staatsanleihen-Index ist damit selbst nach den von den Gutachtern herangezogenen Daten nur geringfügig weniger stark von einem Convenience Yield betroffen als deutsche Bundesanleihen allein. Ein Wechsel der Referenzzinsreihe kann den beantragten Zuschlag daher allenfalls geringfügig mindern, nicht aber entbehrlich machen.

Der BDEW und der VKU fordern, den risikofreien Zinssatz, um einen Convenience-Yield-Zuschlag von rund 30 Basispunkten zu erhöhen.

Dies gilt unabhängig davon, ob die Beschlusskammer an deutschen Staatsanleihen als Referenzzinsreihe festhält oder auf den Euro-AAA-Staatsanleihen-Index wechselt.

Festlegungszeitpunkt

Nach Tenorziffer 4.2 der Methodenfestlegung Kapitalverzinsung ist der risikofreie Zinssatz als arithmetischer Durchschnitt der zum Zeitpunkt der jeweiligen WACC-Festlegung zuletzt abgeschlossenen Kalenderjahre zu bestimmen; die Länge des Betrachtungszeitraums entspricht dabei der Länge der Regulierungsperiode.⁶⁴ Für die am 01.01.2028 beginnende, fünf Jahre dauernde fünfte Regulierungsperiode hat die Beschlusskammer hierauf gestützt die Kalenderjahre 2021 bis 2025 zugrunde gelegt.⁶⁵

Der BDEW und der VKU halten es für zwingend erforderlich, den Betrachtungszeitraum um ein Kalenderjahr zu verschieben, um eine möglichst sachgerechte Datenbasis für die Ermittlung des WACC zu erhalten.

⁶³ Vgl. PwC (2026), S. 21.

⁶⁴ Vgl. GBK-25-02-3#1, Tz. 4.2 Satz 3 f.

⁶⁵ Vgl. BK9-26-0621, Rn. 41 f.

Eine solche Anpassung würde die Aktualität der Schätzung spürbar verbessern. Bereits zum Beginn der 5. Regulierungsperiode im Jahr 2028 liegen die im Jahr 2021 beobachteten Zinssätze sechs bis sieben Jahre zurück; zum Ende der Regulierungsperiode sind sie bereits mehr als zehn Jahre alt. Gleichwohl wirken sie weiterhin auf die Höhe des risikofreien Zinssatzes und damit auf die Verzinsung von Investitionen, die erst Jahre später erfolgen respektive vergütet werden. Die Einbeziehung derart weit zurückliegender Kapitalmarktinformationen erscheint zunehmend schwer vereinbar mit dem Investorenkalkül: Kapitalallokationsentscheidungen orientieren sich nach Einschätzung von PwC an den gegenwärtigen Marktbedingungen, sodass ein unterhalb des aktuellen Marktniveaus liegender risikofreier Zinssatz die tatsächlichen Opportunitätskosten des Eigenkapitals nicht sachgerecht abbildet.⁶⁶

Ferner steht dies nicht ohne Weiteres im Einklang mit der bisherigen Einschätzung der Behörde, wonach der Faktor Aktualität für die fünfte Regulierungsperiode stärker zu gewichten sei.⁶⁷ Der ohnehin fünfjährige Betrachtungszeitraum trägt dem gegenläufigen Stabilitätsgedanken bereits hinreichend Rechnung. Es besteht daher das Risiko, dass das festgelegte Zinsniveau die Kapitalmarktverhältnisse während der tatsächlichen Anwendung in der fünften Regulierungsperiode nur unzureichend abbildet. Dieses Risiko wiegt besonders schwer in Phasen ausgeprägter und anhaltender Zinsbewegungen. PwC bestätigt diese Einschätzung empirisch: Nach dem Festlegungsstichtag zum 31. Dezember 2025 ist ein erheblicher, laufzeitunabhängiger Zinsanstieg eingetreten; die rückblickende Methode blendet diesen Trend aus und bildet die tatsächliche Kapitalmarktentwicklung nicht sachgerecht ab.⁶⁸ Historische Durchschnittswerte enthalten zwangsläufig veraltete Informationen und verlieren an Aussagekraft für die zukünftigen Renditeerwartungen der Kapitalgeber: Dieser Aspekt gewinnt insbesondere an Bedeutung, da mit der Niedrigzinsphase (2019 – Mitte 2022) eine bekannte historische Instabilität bzw. Marktverwerfung in einer zukunftsgerichteten Festlegung (bis 2032) nachwirkt. Die mangelnde Robustheit der Festlegung zeigt sich auch an seiner ausgeprägten Stichtags-sensitivität: Allein die Verschiebung des Referenzzeitraums von 2021–2025 auf 2022–2026 führt nach Berechnungen von PwC zu einer Differenz von rund 0,7 Prozentpunkten beim risikofreien Zinssatz.⁶⁹

Im Ergebnis ist es zwingend erforderlich, den Festlegungszeitpunkt um wenige Wochen nach 2027 zu verschieben. Dadurch werden die vollständigen Daten des Kalenderjahres 2026 in

⁶⁶ Vgl. PwC (2026), S. 26.

⁶⁷ Vgl. GBK-25-02-3#1, Rn. 145.

⁶⁸ Vgl. PwC (2026), S. 24.

⁶⁹ Vgl. PwC (2026), S. 25 f.

die Durchschnittswertbildung einbezogen, sodass sich der Betrachtungszeitraum von 2021 bis 2025 auf 2022 bis 2026 verlagern würde.

Dies bewegt sich vollständig innerhalb der von Tenorziffer 4.2 der Methodenfestlegung Kapitalverzinsung vorgegebenen Rahmenbedingungen und erscheint auch in den eng gesetzten Terminketten aufwandsarm umsetzbar. Denn die vorgeschlagene Anpassung erfordert lediglich einen geringfügigen regulatorischen Eingriff, und verbessert zugleich die Aktualität und Aussagekraft der Datengrundlage maßgeblich. Ein Verzicht auf diesen zusätzlichen Aktualitätsgewinn erscheint insofern nicht sachgerecht.

Dass im Rahmen des CAPM an dieser Stelle nur der risikolose Zinssatz Anfang 2027 aktualisiert und die übrigen Parameter wie MRP und Risikofaktor auf Basis der Berechnungen aus 2026 belassen werden, stellt aus Sicht von BDEW und VKU keine methodische Inkonsistenz dar, sondern führt lediglich die von der Behörde selbst in den 2024 getroffenen Regelungen für die Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen im Kapitalkostenaufschlag (BK4-23-002) fort. Dort begründet sie die Fixierung des Wagniszuschlags u.a. mit mehr Planungssicherheit für die Netzbetreiber und Investoren und keiner zwingenden Notwendigkeit der jährlichen Aktualisierung bzw. Neubewertung.⁷⁰

4.2 Bestimmung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse

4.2.1 Marktrisikoprämie

Für die Bestimmung der Marktrisikoprämie werden die in der Vergangenheit realisierten Marktrenditen mit langfristigen Staatsanleihen verglichen. Hierfür werden in der 5. Regulierungsperiode Gas die arithmetischen Mittelwerte der Jahresdurchschnitte von den gewählten historischen Datenreihen gebildet.

Konkret hat die Bundesnetzagentur in Ihrem Festlegungsentwurf WACC für die 5. Regulierungsperiode die DMS-Zeitreihen genutzt und dort im ersten Schritt die arithmetischen Mittelwerte für die Reihen „World“ und „Developed Markets“ verwendet. Aus diesen beiden Reihen wird dann im Anschluss der Mittelwert gebildet: aus den Werten 4,7% (World) und 5,2% (Developed Markets) resultiert eine Marktrisikoprämie von 4,95%.

⁷⁰ Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 4 (2024), S. 8f.; [Beschluss BK4-23-002](#)

Die Berücksichtigung der World-Reihe verzerrt die MRP nach unten

In der „World-Reihe“ sind unter anderem auch die „Emerging Markets“ enthalten, bei denen höhere, politische Risiken vorherrschen und die sowohl in der Vergangenheit als auch heute für internationale Investoren nicht uneingeschränkt zugänglich waren und sind. Der Gutachter der Bundesnetzagentur nimmt in Tabelle 7 des Gutachtens selbst eine Einschätzung vor, welche Datenreihe in Bezug auf die Konsistenz zwischen MRP und risikofreiem Zins besser geeignet ist.⁷¹ Untersucht werden dabei die Kriterien Restlaufzeiten, Convenience Yield, Renditekonzept und Risiko im Anleiheindex. Im Ergebnis liegen die Vorteile eindeutig bei der Datenreihe „Developed Markets“. Die World-Reihe weist zwar eine höhere Abdeckung der globalen Aktienmarktkapitalisierung auf, die „Developed Markets“ umfassen jedoch auch eine Abdeckung von ca. 90% der Weltaktienmarktkapitalisierung bei erstmaliger Einführung. Der vermeintliche Vorteil des World Portfolios hinsichtlich der Marktabdeckung ist somit vernachlässigbar gering. Weiterhin sind die Staatsanleihen der enthaltenen Länder in der Reihe „Developed Markets“ tendenziell risikoärmer als die übrigen Länder in der „World-Reihe“. Zur Ermittlung der MRP schätzt DMS den risikofreien Zinssatz durch die realisierte Rendite der im betrachteten Anleiheportfolio enthaltenen Staatsanleihen ab. Durch die reine Anwendung der „Developed-Markets“ Reihe können daher Verzerrungen nach unten (die auch der Gutachter der BNetzA im Word Portfolio sieht) aufgrund von im DMS-Anleiheportfolio enthaltenen Länderrisiken limitiert werden.⁷² Auf der anderen Seite überschätzt die „World-Reihe“ die Diversifikationsmöglichkeiten eines Investors in deutsche Energienetze, wie bereits erläutert. Dies kann zu einer Unterschätzung der sachgerechten Marktrisikoprämie für deutsche Gasnetzbetreiber führen.⁷³ Außerdem liegt, wie bereits erwähnt, auch in der „Developed-Markets“ Reihe eine sehr hohe Abdeckung der globalen Aktienmarktkapitalisierung vor. Das DMS-Weltmarktportfolio birgt ein höheres Risiko einer Unterschätzung der Marktrisikoprämie, da der zugrunde liegende Anleiheindex – anders als der Anleiheindex des Developed-Markets-Portfolios – auch Länder mit geringerer Bonität umfasst.

Der Betrachtungszeitraum liegt mit 126 Jahren sehr hoch und eine weltweite Kapitalmarktintegration war und ist für diesen Zeitraum nicht gegeben. Ein Investor konnte sich damit gar nicht vollständig weltweit diversifizieren und zudem sind deutsche Gasnetzbetreiber von

⁷¹ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 42 ff.

⁷² Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 41

⁷³ Vgl. PwC (2026), S. 40

nationaler Regulierung betroffen und Ihre Investitionen sind ortsgebunden.⁷⁴ In der Praxis erwarten Investoren für solche nicht diversifizierbaren Risiken eine Risikoprämie. Zu dieser Erkenntnis kommt ebenfalls der Gutachter der Bundesnetzagentur.⁷⁵

Die Bundesnetzagentur führt an, dass laut ihren Gutachtern das Risiko eines Survivorship-Bias im Developed-Markets Portfolio höher sei als im Weltmarktportfolio (Rn. 54). Dies ist jedoch nicht zwangsläufig der Fall. Die Einstufung eines Landes als Developed-Market erfolgt in DMS jährlich anhand der jeweils erfüllten Kriterien. Damit beschränkt sich das Portfolio nicht automatisch auf die Länder, die heute als entwickelte Volkswirtschaften gelten oder sich dauerhaft erfolgreich entwickelt haben. Ein möglicher Selektionsbias könnte allenfalls daraus resultieren, dass einzelne Länder überwiegend während wirtschaftlich erfolgreicher Phasen im Portfolio vertreten sind. Ob und in welchem Umfang dies die Höhe der Marktrisikoprämie beeinflusst, wird jedoch nicht isoliert quantifiziert.

Wenn aufgrund einer unvollständigen Kapitalmarktintegration davon ausgegangen wird, dass für Investoren in deutsche Energienetze vor allem entwickelte Kapitalmärkte investierbar und relevant waren und sind, verliert ein möglicher Survivorship Bias an Bedeutung, weil das Developed-Markets-Portfolio gerade das für diese Investoren relevante Investitionsumfeld abbildet.

Die Ausführung von Frontier/Randl/Zechner, dass die „World Reihe“ aufgrund einer besseren Berücksichtigung des Survivorship Bias überlegen ist, ist nicht korrekt. Grundsätzlich ist zwischen einem Unternehmens- und einem Länder-Survivorship-Bias zu unterscheiden. Der Unternehmens-Survivorship-Bias wird in den DMS-Daten sowohl für „Developed Markets“ als auch für „World“ methodisch gleichbehandelt. Der wesentliche Unterschied zwischen beiden Reihen liegt nicht in der Berücksichtigung gescheiterter Unternehmen, sondern in der Breite des Länderuniversums. In der Reihe „Developed Markets“ sind im Zeitablauf die Totalausfälle in Österreich sowie, bei den Bonds“ in Deutschland berücksichtigt. In der Reihe „World“ sind zusätzlich Russland und China als weitere ausgefallene Länder enthalten. Die höhere Zahl von Länderausfällen in dieser Reihe ist daher als Folge der Einbeziehung zusätzlicher, historisch risikoreicherer Märkte zu interpretieren und nicht als Ausdruck einer besseren Kontrolle des Survivorship Bias. Mit Bezug auf den verwendeten Anleiheindex stellen Frontier/Randl/Zechner die Zunahme risikoreicherer Länder in der „World“-Reihe in ihrem Gutachten selbst als Konsistenzproblem bei der Anwendung des CAPM dar.

⁷⁴ Vgl. PwC (2026), S. 39

⁷⁵ Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2026), S. 40

Letztlich handelt es sich auch bei den Vergleichsunternehmen zur Ermittlung des Risikofaktors um Länder aus dem Bereich der „Developed Markets“. Auch der risikofreie Basiszinssatz aus dem Euroraum weist eine deutlich höhere Konsistenz zu dieser Renditereihe auf. Somit wäre das Vorgehen zur gesamthaften Ermittlung des Wagniszuschlages nur konsistent, wenn allein die Reihe „Developed Markets“ verwendet wird. Diese Bedingung wird selbst durch die Bundesnetzagentur in **Rn. 154** der Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung adressiert.⁷⁶ In Summe ergibt sich daher das Bild, dass selbst Frontier bei 3 der 4 betrachteten Kriterien die „Developed Markets“ Reihe im Vorteil sieht. Zieht man die Konsistenz zur Bestimmung des Beta-Faktors sowie des Basiszinssatzes (die noch erhöht werden kann durch Verwendung des Euro-AAA-Staatsanleihen-Index) hinzu, spricht die Mehrzahl und die Gewichtigkeit der Kriterien eindeutig für die Verwendung der „Developed Markets“.

Der BDEW und der VKU sind daher in Übereinstimmung mit dem Gutachter der Bundesnetzagentur der Ansicht, dass die Verwendung der „World-Reihe“ Verzerrungen und Nachteile mit sich bringt.

Daher sehen die Verbände es als zwingend geboten, dass die alleinige Verwendung der „Developed Markets“ herangezogen werden muss, um die Verzerrungen zu vermeiden.

Verzicht auf Validierung der Ergebnisse widerspricht dem Stand der Wissenschaft – Vergleichsniveau liegt im Bereich von 5,25 % bis 6,75 %

Die Bundesnetzagentur betrachtet zur Ermittlung der Marktrisikoprämie lediglich die historischen Überrenditen. Dadurch unterstellt sie implizit den Verlauf einer konstanten MRP im Zeitablauf, ohne diese wesentliche Annahme zu überprüfen bzw. zu validieren. Nach Einschätzung des BDEW und des VKU ist zur Verringerung des Methodenrisikos und zur Validierung bzw. Absicherung der Ergebnisse die Verwendung weiterer Methoden notwendig. Zu dieser Einschätzung kommen auch die Gutachter Pedell/ Hachmeister.⁷⁷ Zudem besteht ein Widerspruch in der Begründung der Methodenfestlegung bezüglich der Zeitinvarianz der Marktrisikoprämie. Dies bedingt eine höhere Plausibilitätsanforderung, da auf der einen Seite die MRP regelmäßig geschätzt wird und auf der anderen Seite die Bundesnetzagentur in dem Festlegungsentwurf WACC 5. Gas konstante Renditen unterstellt. In der Methodenfestlegung verweist die Behörde in Rn. 165 darauf, dass die von Bundesbank und EZB verwendete

⁷⁶ Vgl. GBK-25-02-3#1, Rn. 154.

⁷⁷ Vgl. Pedell/Hachmeister 2026, S. 22 ff.

Vorgehensweise zur Schätzung des Verlaufes geeignet ist.⁷⁸ Daraus kann abgeleitet werden, dass die MRP letztlich nicht konstant sein kann. Als weitere Methoden zur Überprüfung kommen z.B. der Total-Market Return-Ansatz oder Diskontierungsmodelle in Frage. Auch Auswertungen von Jorda, Schularick und Taylor („JST“) zeigen auf, dass die MRP nicht zeitlich konstant ist. Vor allem bei kurzen Zeiträumen kann hier eine erhebliche Schwankung aufgezeigt werden. Dies erfordert umso mehr eine Plausibilisierung, z.B. anhand von zukunftsorientierten Verfahren. Hierzu verweisen wir im Detail auf das von PwC erstellte Gutachten.⁷⁹

An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass die Verbände die Ermittlung der MRP mittels historischer Überrenditen nicht als gänzlich falsch beurteilen. Es ist aber zu beachten, dass diese Vorgehensweise insbesondere in Zeiten stark dynamischer Zinsentwicklungen Schwächen aufweist und insofern nicht ungeprüft übernommen werden darf. Beispiele aus der internationalen Regulierungspraxis zeigen, dass die Ergebnisse von Gutachtern einer Plausibilisierung nicht standhalten. Der österreichische Regulator E-Control hat Validierungen der Ergebnisse bezüglich des Gutachtens zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Strom-Übertragungsnetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027 vorgenommen⁸⁰. Die Alternativrechnungen zur österreichischen Regulierung sind zu dem Ergebnis gekommen, dass die MRP sehr empfindlich auf Parametervariationen reagiert. Als Konsequenz belässt E-Control den Wert deutlich oberhalb der durch Randl/Zechner ermittelten Bandbreite.⁸¹ Die Validierung sind in der wissenschaftlichen Praxis üblich, insbesondere, wenn mehrere Methoden existieren.

Als Vergleichsgröße für eine grundsätzlich Sektor unabhängige MRP kann zudem die BERC-Studie sowie die Empfehlung des Fachausschuss für Unternehmensbewertung und Betriebswirtschaft des Instituts der Wirtschaftsprüfer (FAUB) herangezogen werden. Der letzte veröffentlichte Stand der BERC-Studie aus Juni 2026 zeigt für die MRP als arithmetischer Durchschnitt der EU-Länder einen Wert von 6,15%.⁸² Dies deckt sich mit der durch den FAUB veröffentlichten Bandbreite von 5,25% – 6,75% aus dem September 2025. Da die Besteuerung auf Ebene der Investoren erfolgt, ist dies die relevante Bandbreite.⁸³ Weiterhin gilt es zu beachten, dass der FAUB einen höheren risikolosen Zins anhand des derzeitigen Marktniveaus zur

⁷⁸ Vgl. GBK-25-02-3#1, Rn. 165

⁷⁹ Vgl. PwC (2026), S. 37 ff.

⁸⁰ Vgl. Randall/Zechner 2022

⁸¹ Vgl. Pedell/Hachmeister 2026, S. 25

⁸² Vgl. BERC 2026, S. 71

⁸³ Neue Kapitalkostenempfehlungen des FAUB – Stand 22.09.2025

Herleitung der Marktrisikoprämie verwendet, welcher über 3% liegt. Den Effekt aus diesem „Zinskeil“ erläutern wir im nachfolgenden Unterkapitel. Die Bandbreite der Vergleichswerte bestätigt auch die sektorübergreifende Erhebung der Kapitalmarktdaten in der KPMG-Kapitalmarktstudie 2025 mit einem Wert für die Marktrisikoprämie in Höhe von 6,7 % für Deutschland und auch durch das Fachgutachten von PwC mit einem marktgerechten Wert von 5,8%.⁸⁴

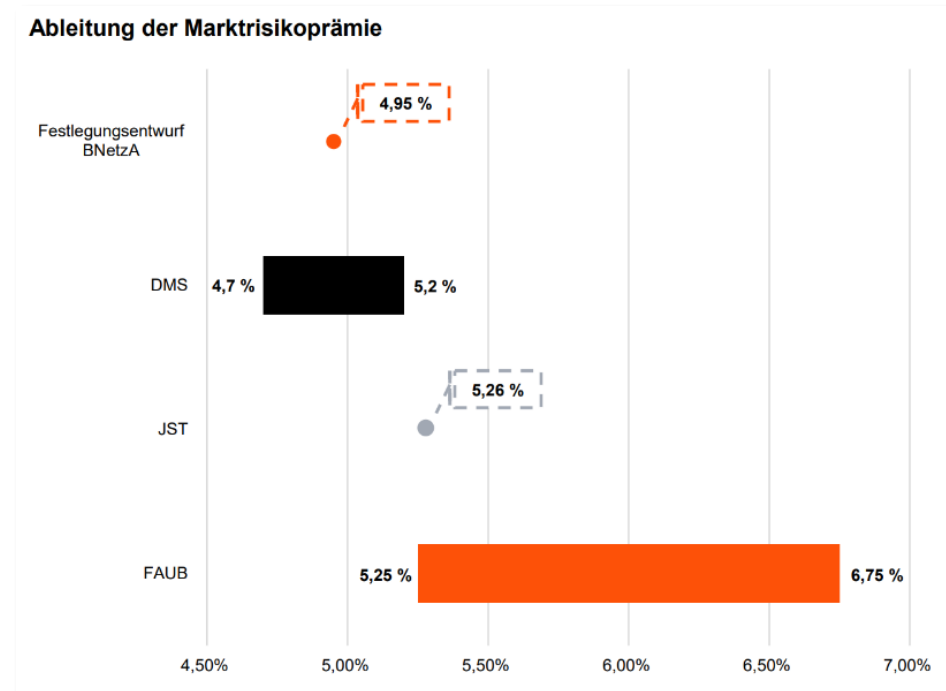


Abbildung aus PwC-Gutachten, S. 36

Mit der hergeleiteten MRP von 4,95% liegt der Wert der BNetzA ca. 20% unter den Bandbreiten anderer Institute und gängiger Marktwerte. Die BNetzA ist auch hier in der Pflicht, diese hohe Abweichung näher zu begründen und die MRP auf ein marktgerechtes Niveau anzuheben.

⁸⁴ Vgl. KPMG, Cost of Capital Study, S. 28

⁸⁵ Vgl. PwC (2026), S. 40

Weiterhin signifikanter Zinskeil zwischen risikolosem Zins und Schätzung der MRP

Die Methodenfestlegung der Großen Beschlusskammer der BNetzA zur Ermittlung des pauschalen Kapitalverzinsungssatzes sieht unter Tenorziffer 4.5 explizit die methodische Konsistenz des risikofreien Zinssatzes als Summand der CAPM-Formel zum risikofreien Zinssatz, welcher zur Schätzung der Marktrisikoprämie herangezogen wird, vor. Der vorliegende Festlegungsentwurf WACC Gas 5. RP wird dem nicht gerecht. Der erstgenannte risikofreie Zinssatz wird mit 1,85 % angesetzt, der zweitgenannte beläuft sich dagegen auf 4,8% (Vgl. Pedell/Hachmeister 2026, S. 33). Diese Abweichung von 2,95% – in der Praxis bekannt als Zinskeil – steht damit im massiven Widerspruch zur Methodenfestlegung. Die Ausführungen des BNetzA-Gutachters überzeugen nicht. Zudem verweisen wir darauf, dass die sich 4,8% auf die Datenserie „Developed Markets“ beziehen, deren gebotene alleinige Anwendung wir bereits im vorstehenden Kapitel erläutert haben. Mit Blick auf die „World-Reihe“ ist der Zinskeil noch höher.

Die Verbände sind daher der Ansicht, dass die Bundesnetzagentur hier zwingend nachbessern muss, entweder durch eine sachgerechte Erhöhung beim risikolosen Zins oder einem Ausgleich bei der MRP.

4.2.2 Risikofaktor

Wie im Betafaktor-Gutachten von NERA (2026a), das dieser Stellungnahme beiliegt, dargelegt, ist der von der BNetzA vorgeschlagene **unverschuldete Betafaktor von 0,30 nicht plausibel** und das Risiko von Gasnetzbetreibern im Anwendungszeitraum der 5. Regulierungsperiode wird erheblich unterschätzt.

Diese Schlussfolgerung wird durch von NERA (2026a) durchgeführte kapitalmarktbasierte Gegenkontrollen („Cross-Checks“) gestützt, die einer derartigen Absenkung von 0,395 auf 0,30 deutlich widersprechen. Der Nachweis erfolgt anhand der Plausibilisierung des Betafaktors unter anderem:

- › unter Zugrundelegung analysierter **Fremdkapital-Risikoprämien**, die im relevanten Zeitraum keinen Rückgang erkennen lassen;
- › durch die Analyse von Entwicklungen an den **Aktienmärkten und der Dividendenrenditen**, die ebenfalls keine sinkenden Risikoprämien belegen.

Darüber hinaus unterbreitet NERA (2026a) **methodische Vorschläge zur Erhöhung der Robustheit** des Betafaktors, unter anderem die begründete alleinige Verwendung des STOXX Europe 600 als deutlich breiter aufgestelltem Marktindex.

Auch der von NERA (2026b) durchgeführte europäische Vergleich spricht eine klare Sprache: **Der von der BNetzA zur Konsultation gestellte Wert von 0,30 ist ein Negativ-Ausreißer.** Selbst die jüngsten Entscheidungen nationaler Regulierungsbehörden aus den Jahren 2025/26, unter Berücksichtigung aktueller Marktentwicklungen und damit annahmegemäß geringeren Risiken, liegen die Entscheidungen zwischen 0,35 und 0,45 – im Durchschnitt 0,382.

Qualitative Erwägungen liefern zudem keine Evidenz für einen Rückgang des Risikos von Gasnetzbetreibern. Das Gegenteil ist der Fall (siehe unter anderem die nachstehenden Ausführungen zu "Preis- und nachfragebedingten Risiken beim Gas").

Preis- und Nachfragebedingtes „Stranded-asset-Risiko“ beim Gas

Die BNetzA lässt die auf europäischer Ebene bereits quantitativ avisierten Maßnahmen außer Acht, die schrittweise in konkrete nationale KPIs umgesetzt werden. Diese Vorgaben werden die Erdgas-Wertschöpfungskette und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der deutschen Gasnetzbetreiber in den kommenden Jahren maßgeblich beeinträchtigen.

Im „Electrification Action Plan“ (EAP) der Europäischen Kommission (vom 17.07.2026) sind mehrere konkrete Kennzahlen vorgesehen, die auf die Erhöhung der Elektrifizierungsquote des Endenergieverbrauchs ausgerichtet sind.

Dabei gibt es einen qualitativen Unterschied zu den Risiken, die durch die BNetzA z. B. in der KANU- und weiteren Festlegungen adressiert sind und die sich hauptsächlich mit den regulatorischen Risiken aus der klimapolitisch bedingten Stilllegung der Gasnetze beschäftigen. Die Ziele des EAP beruhen in erster Linie auf der Verringerung der Abhängigkeit von Erdgasimporten und der Senkung der Energiekosten (wenn auch erstmal durch die Reduzierung der Preisdifferenz Strom/Erdgas). Damit werden nicht nur Klimaziele verfolgt, sondern auch eine strukturelle Verschiebung der Energienachfrage weg von Erdgas hin zu Strom angereizt: z. B. durch die direkte Förderung der Elektrifizierung industrieller Prozesse. Daraus ergeben sich neue, von der BNetzA bis jetzt kaum berücksichtigte materielle Auslastungsrisiken für die Gasnetze. Denn die im EAP vorgesehenen steuerlichen, entgeltrelevanten und förderpolitischen Maßnahmen bedeuten einen schnelleren und stärker als bislang unterstellten Rückgang von Gastransportmengen.

Der EAP verfolgt das Ziel, den Stromanteil am Endenergieverbrauch von aktuell rund 23 % auf 32 % bis 2030 und indikativ 46 % bis 2040 zu erhöhen. Auch wenn die EU-Länder unterschiedliche Ausgangspositionen haben, zählt Deutschland lt. EAP zu den Ländern mit niedrigerem „Low Carbon Share“ in der Stromproduktion, woraus ein energiepolitischer und regulatorischer „Handlungsbedarf“ zur noch schnelleren Verdrängung von Erdgas abgeleitet werden könnte. An dieser Stelle ist die ökonomisch nicht zu bewertende, angestrebte Absenkung des

Strompreises auf unter das 2,5-fache des Gaspreises im Haushaltssegment und unter das 2-fache des Gaspreises im Industriesegment zu nennen, die die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas weiter schmälern soll. Das Auslastungsrisiko ist gering, wenn die Preisschwankungen einen kurzfristigen Charakter haben. Die vorstehend genannten administrativen Ziele zur Reduktion der Strom-Gas-Preisdifferenz schaffen jedoch Bedingungen für ein langfristig höheres Gaspreisniveau und damit zur Erhöhung der Nachfrageelastizität und der einhergehenden Auslastungsrisiken der Gasnetzbetreiber.

Der EAP nennt ausdrücklich die beschleunigte Einführung von Wärmepumpen, die Elektrifizierung von Industrieprozessen sowie eine steuerliche Bevorzugung von Strom gegenüber Gas, wodurch auch die größten Verbrauchssegmente für Erdgas betroffen werden. Legt man den vom EAP avisierten „Meilenstein“ von 32%-Stromanteil am Endenergieverbrauch in 2030 zugrunde, würde es für Deutschland bereits kurzfristig mit dem aktuellen Stromanteil von 21%-22% eine rasante Erhöhung des Elektrifizierungsgrades bedeuten. Auch wenn es auf die sektorale Umsetzung ankommt, wird damit ein struktureller Rückgang der Erdgasnachfrage in einer Größenordnung von etwa 25%-30% impliziert.

Die Gasnetzbetreiber stehen damit vor einem nicht nur klimapolitischen, sondern zusätzlich kaum zu beeinflussenden preis- und nachfragebedingten „Stranded-Asset-Risiko“. Dieses findet keinerlei Würdigung im bisherigen Verfahren der Festlegung des Risikozuschlages für die Gasnetzbetreiber durch die BNetzA.

Viele Gasnetzbetreiber sehen sich derzeit zudem einer erheblichen Nachfrage nach Biogasan schlüssen gegenüber, die zu einem deutlichen Anstieg des Investitionsbedarfs führt. Im Bereich des Bestandsnetzes sind Investitionsbedarfe aufgrund des technischen Regelwerks sowie der Vorgaben der EU-Methan-Verordnung de facto vorgegeben. Gleichzeitig sind die Preise der ausführenden Dienstleister in den letzten Jahren erheblich gestiegen. In Summe müssen in den Gasnetzen nach wie vor erhebliche Investitionsvolumina finanziert werden.

Zwar reduzieren die Festlegung KANU 2.0 sowie die vorgesehene Überführung der entsprechenden Regelungen in die GasNEF grundsätzlich die Risiken von Netzbetreibern, indem die in der Netzentgeltkalkulation zugrunde gelegten Abschreibungsdauern an die jeweils aktuelle Prognose der Netznutzung angepasst werden können.

Dies führt aber nicht zu einer Steigerung von Netzrenditen. Auch ist es nicht Sinn und Zweck von KANU 2.0, Nutzungsdauern rein mit dem Ziel zu verkürzen, Innenfinanzierungsbedarfe der Netzbetreiber zu decken. Ziel ist stattdessen eine angemessene Beteiligung möglichst vieler Netzkunden vor dem Hintergrund der prognostizierten (verbleibenden) Nutzungsdauern in den Netzgebieten der jeweiligen Netzbetreiber und so eine Amortisierung der getätigten Gasnetzinvestitionen zu erreichen. Die Entscheidung von Netzbetreibern zur Anwendung der nach

KANU 2.0 möglichen verkürzten Nutzungsdauern und Abschreibungsmöglichkeiten beruht auch weiterhin auf deren an objektiven Kriterien ausgerichteten Prognosen zur Weiternutzung von Gasnetzinfrastruktur. Durch die WACC-Festlegung der BNetzA dürfen insofern keinesfalls Fehlanreize gesetzt werden.

KANU 2.0 schützt die Netzbetreiber überdies nicht vor dem Risiko, dass sich die den Investitionsentscheidungen zugrunde liegenden Prognosen als unzutreffend erweisen. Dieses Prognoserisiko ist gegenwärtig deutlich höher als bei den vergangenen Festlegungen zum kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz. Dies liegt insbesondere daran, dass bei den bisherigen Festlegungen implizit von einer sogenannten „Ewigkeitsprämisse“ ausgegangen wurde, wonach die Gasnetzinfrastruktur grundsätzlich langfristig fortbesteht und genutzt wird.

Demgegenüber kann derzeit für große Teile des deutschen Gasnetzes weder auf nationaler noch auf lokaler Ebene belastbar abgeschätzt werden, mit welcher Geschwindigkeit der Absatz von fossilem Erdgas zurückgehen wird und wie lange die bestehenden Netzinfrastrukturen mit einer hinreichenden Anzahl von Anschlussnutzern und einem ausreichenden Mengenabsatz noch wirtschaftlich betrieben werden können. Zu vielen Punkten, die eine maßgebliche Rolle für die Zukunft der Gasnetze spielen, gibt es noch nicht einmal Ideen des Gesetzgebers, geschweige denn Gesetzentwürfe. Zu nennen sind hier bspw. die Finanzierung von Wasserstoffverteilnetzen, die Tragung der Ewigkeitskosten von Gasnetzen und die Behandlung von Gasnetzkonzessionen, für die keine Bewerbungen eingehen. Sehr wichtige Punkte wie der Umgang mit Stilllegungen und Rückbauten von Gasnetzen befinden sich zwar im parlamentarischen Verfahren, sind aber noch nicht final beschlossen. Dies illustriert, wie hoch die Unsicherheit für die Gasnetzbetreiber aktuell ist.

Gegen die von der BNetzA geplante, erhebliche Absenkung des Betafaktors spricht darüber hinaus auch das Risiko, dass erwartete Steigerungen der Kosten für den Betrieb der Gasnetze auf Basis des Budgetprinzips im Gas nicht vollständig in der Erlösobergrenze der 5. Regulierungsperiode berücksichtigt und zurückverdient werden können. Dies betrifft zum einen Kosten für Wartung und Instandhaltung in Verbindung mit veränderten Investitionsstrategien oder weiter steigende Aufwendungen für IT & Digitalisierung. Verstärkt wird dieses Risiko durch die von der BNetzA weiterhin vorgesehene Durchführung eines Effizienzvergleichs für die 5. Regulierungsperiode bei gleichzeitigem Wegfall von Sicherungsinstrumenten. Insbesondere in einem rückläufigen Geschäftsfeld besteht damit das immanente Risiko, dass die ermittelten Effizienzvorgaben von den Unternehmen nicht erreichbar sind und damit zu weiteren Erlös- und Ergebniseinbußen führen.

Auch für die zukünftige Rolle von Biogas fehlt bislang sowohl eine übergreifende nationale Strategie als auch ein regulatorischer Rahmen, der gleichzeitig die Anforderungen der Gasnetztransformation konsistent adressiert. Das Beta im Capital Asset Pricing Model (CAPM)

dient grundsätzlich als Maß für das systematische Risiko bzw. die Unsicherheit zukünftiger Ertragsentwicklungen aus Sicht von Investoren.

Vor dem Hintergrund der aktuellen regulatorischen, politischen und marktlichen Unsicherheiten erscheint es daher nicht nachvollziehbar, dass das Beta gegenüber der letzten Festlegung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes um rd. 25 % sinken soll.

Auswahl der Vergleichsunternehmen

Die BNetzA verwendet eine Vergleichsgruppe aus 12 börsennotierten Netzbetreibern aus 8 Ländern. Die sektorspezifische Zugehörigkeit weist ein ausgeglichenes Verhältnis aus: 6 Gas / 6 Strom. Eine eindeutige Zuordnung ist auch bei spartenübergreifenden Netzbetreibern zulässig, denn eine der beiden Sparten ist für das Gesamtportfolio der betreffenden Netzbetreiber klar dominierend, z. B.: National Grid, REN, Vector (Strom); Apa Group (Gas).

a) Keine konsequente Anwendung eigener Kriterien

Die BNetzA stellt richtigerweise fest, dass in der Praxis idealtypische Referenzunternehmen nicht verfügbar sind, so dass anhand bestimmter Auswahlkriterien eine Vergleichbarkeit gewährleistet sein soll. Ein vergleichbares regulatorisches Umfeld (bzw. seine zur Bestimmung der Risiken relevanten Schwerpunkte) gilt dabei als zentrales Auswahlkriterium, um zumindest eine annähernd gleiche Risikocharakteristik abzuleiten.

Die Anwendung dieses Kriteriums wird bei der Zusammenstellung der Vergleichsgruppe jedoch nicht konsequent verfolgt. Dies zeigt sich am Beispiel des portugiesischen Netzbetreibers REN. Der relevante regulatorische Rahmen beinhaltet eine jährliche Kopplung des WACC an die Rendite portugiesischer 10-jähriger Staatsanleihen, wobei der WACC zusätzlich auch noch durch Ober- und Untergrenzen („Cap“ und „Floor“) begrenzt ist. Die Ableitung einer annähernd ähnlichen Risikocharakteristik für das regulatorische Umfeld und die Eigenkapitalverzinsung in Deutschland erscheint kaum geeignet.

Vor diesem Hintergrund ist nicht erkennbar, aus welchem Grund bestimmte europäische Netzbetreiber nicht in die Auswahl aufgenommen wurden, obwohl ihre nationalen Regulierungsregimes wiederum mit dem deutschen Regulierungsrahmen grundsätzlich vergleichbar erscheinen, bspw. der rumänische Stromnetzbetreiber Transelectrica.

b) Berücksichtigung von US-Unternehmen in der Vergleichsgruppe

Auch die fehlende Berücksichtigung von börsennotierten US-Gasnetzbetreibern wirft Fragen auf. Schließlich sind sie auf dem größten Erdgasmarkt der Welt aktiv und leisten eine Transportaufgabe sowohl zur Versorgung des heimischen Marktes (Verbrauch 2025: 949 Mrd. m³) als auch für den Export via Transport zu den LNG-Verflüssigungsterminals (2025: 254,1 Mrd.

m³). Ihre technologische Besonderheit besteht lediglich darin, dass ihre wichtigsten Einspeisepunkte den produzierenden Lagerstätten bzw. den Aufbereitungsanlagen direkt nachgelagert sind, während die meisten europäischen Erdgasnetze (einschließlich das deutsche) an den Grenzübergangspunkten bzw. aus den LNG-Anlagen eingespeist werden. Auch Unterschiede gegenüber der europäischen Praxis bei der Tarifbildung bzw. den Netzzugangsregeln liegen jedoch außerhalb des zur Beta-Ermittlung einschlägigen regulatorischen Rahmens und stellen somit kein Ausschlusskriterium dar.

Die fehlende Betrachtung der US-Unternehmen in der Vergleichsgruppe zur Ermittlung des Risikofaktors ist umso verwunderlicher, als bei der Diskussion um die Marktrisikoprämie das Frontier-Gutachten mehrfach auf US-Staatsanleihen zurückgreift und die zur Ableitung der Marktrisikoprämie verwendeten US-Daten als besonders lang, belastbar und liquide angesehen werden.

c) Differenzierung zwischen Gas- und Stromnetzbetreibern

Die BNetzA stützt sich weitestgehend auf den im Frontier-Gutachten postulierten fehlenden systematischen Unterschied zwischen den Gruppen („Nullhypothese“) und das Ergebnis des Mann-Whitney-U-Tests. Dabei wurde dieser Test im Frontier-Gutachten lediglich bei 4 Gas- gegenüber 3 Stromnetzbetreibern durchgeführt. Das Ergebnis wird jedoch als Gesamtaussage für die gesamte Vergleichsgruppe und damit als generelle Aussage für die beiden Sektoren übernommen. Weitergehende Tests werden nicht durchgeführt.

In diesem Zusammenhang führt jedoch auch die einfache Betrachtung der individuellen Betas der Gasnetzbetreiber in der BNetzA-Vergleichsgruppe über den 3- und 5-jährigen Betrachtungszeitraum EURO STOXX und STOXX Europe 600 zu dem Ergebnis, dass ihr Durchschnitt konsequent höher ist als bei den Stromnetzbetreibern. Aus diesem Grund geht es gerade nicht darum, eine separate Gas-Vergleichsgruppe zu eruieren. Die zentrale Frage lautet vielmehr, ob die Gasnetzbetreiber im gegenwärtigen und künftigen Marktumfeld besonderen Risiken ausgesetzt sind und damit risikoreicher als Stromnetzbetreiber sind und ob diese Risiken im Betrachtungszeitraum bereits antizipiert und in der Aktienentwicklung „eingepreist“ wurden (siehe hierzu Ausführungen zu den Risiken u. a. aus dem “Electrification Action Plan”).

Gewährleistung einer robusten und belastbaren Ermittlung des Betafaktors

Die im Konsultationsentwurf vorgeschlagene Absenkung des unverschuldeten Betafaktors auf 0,30 wird durch verschiedene qualitative, quantitative und internationale Evidenzquellen nicht gestützt. Das von NERA (2026a) im Auftrag des BDEW erstellte Gutachten zeigt vielmehr, dass die Robustheit der Beta-Schätzung durch eine Reihe konkreter methodischer Weiterentwicklungen verbessert werden kann. Hierzu zählen insbesondere die Erweiterung der

Vergleichsgruppe um zusätzliche international anerkannte und vergleichbare Energienetzbetreiber, die ergänzende Berücksichtigung eines 10-jährigen Schätzzeitraums zur Reduzierung der Abhängigkeit von kurzfristigen Kapitalmarktentwicklungen sowie die konsequente Verwendung des breiter diversifizierten STOXX Europe 600 als Referenzindex. Darüber hinaus verweist NERA auf die Bedeutung einer Plausibilisierung anhand marktbezogener Gegenkontrollen und der europäischen Regulierungspraxis. Die Ergebnisse der Robustheitsanalysen führen durchgängig zu Betafaktoren zwischen 0,32 und 0,41 und damit zu Werten im Bereich bisheriger deutscher beziehungsweise europäischer Vergleichsentscheidungen. Sie sprechen damit gegen die Ableitung eines unverschuldeten Betafaktors von 0,30. NERA (2026a) empfiehlt daher eine methodische Weiterentwicklung der Beta-Ermittlung und eine stärkere Orientierung an der breiteren empirischen Evidenz mit dem Ergebnis einer Kapitalverzinsung, die näher an europäischen Vergleichsentscheidungen liegt. Im Einzelnen wird auf die Ausführungen und Analysen des NERA-Gutachtens „Betafaktor für Gasnetze – Einordnung des Festlegungsentwurfs BK9-26/621 im Auftrag des BDEW“ vom 10.09.2026 verwiesen.

Eine weitere methodisch robuste Weiterentwicklung der Ermittlung des Beta-Faktors besteht den Empfehlungen der Professoren Hachmeister und Pedell zur Folge in der Anwendung einer wöchentlichen Renditemessung. Diese Messmethode ist weniger anfällig für Verzerrungen und ist als robuste Messmethode für regulierte Unternehmen zu bevorzugen.⁸⁶

Fehlende Plausibilisierung des Risikofaktors

Die separate Einordnung der CAPM-Komponente „Risikofaktor“ ist sachgerecht und erforderlich, weil deutsche Gasnetzbetreiber grundsätzlich dasselbe Geschäftsrisiko tragen wie Gasnetzbetreiber in anderen Ländern. Das bedeutet, dass ein Vergleich der Risikofaktoren einzelner Länder zulässig ist, weil sie grundsätzlich dasselbe messen. Darüber hinaus wären infolge der deutschen Energie- und Wärmewende, deutsche Risikoaufschläge im internationalen Vergleich erwartungskonform. Im Ergebnis sollte der Risikofaktor für deutsche Gasnetzbetreiber zumindest nicht unterhalb des internationalen Niveaus liegen. Sollte die Plausibilisierung dagegen ergeben, dass der beabsichtigte deutsche Risikofaktor unterhalb des internationalen Niveaus liegt, dann hätte die zuständige Beschlusskammer inhaltlich im Detail zu begründen, warum sie das Risiko deutscher Gasnetzbetreiber geringer einschätzt als dasjenige anderer internationaler Gasnetzbetreiber.

⁸⁶ Hachmeister, Dirk/Pedell, Burkhard (2026), Seite 52 f.

NERA zeigt in ihrem Gutachten auf, dass gegenüber den jeweils vorherigen Festlegungen die jüngsten Beta-Festlegungen für Gasverteilnetzbetreiber europaweit auf konstantem Niveau und für Fernleitungsnetzbetreiber sogar leicht ansteigend sind. Damit wird die Reaktion des Marktes u. a. auf den unvorhergesehenen massiven Investitionsbedarf infolge der veränderten Gasflüsse sowie die Auslastungsrisiken auf Seiten der Gasnetzbetreiber direkt bescheinigt:

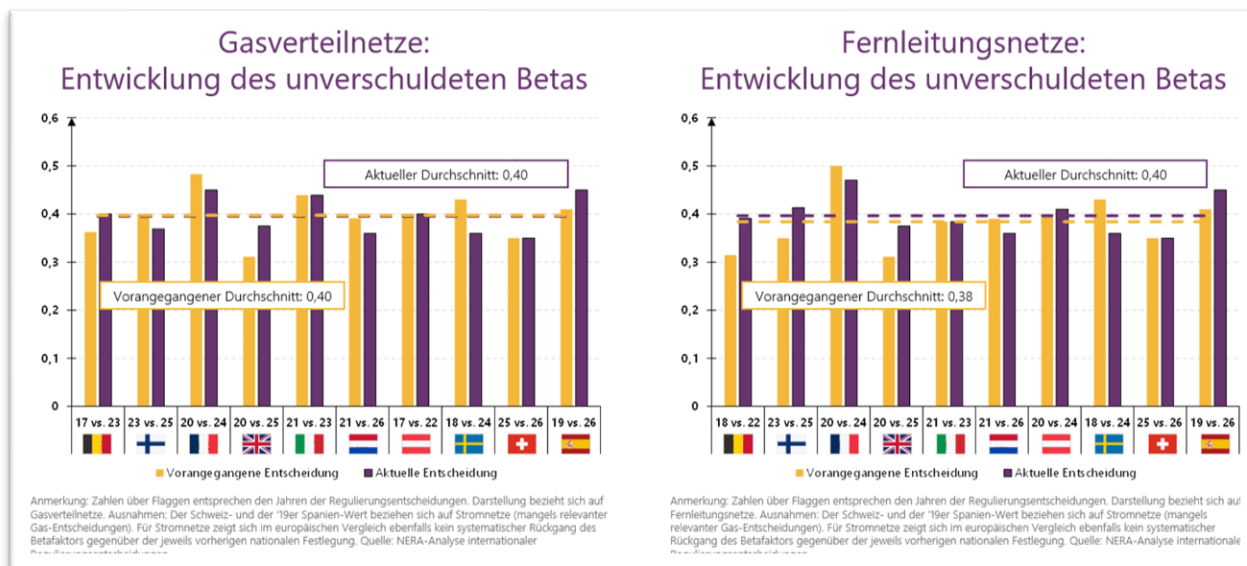


Abbildung aus NERA-Gutachten (2026a), S.9

Als Ergebnis des internationalen Vergleichs lässt sich festhalten, dass der für deutsche Gasnetzbetreiber vorgesehene Risikofaktor von 0,30 um 25% unterhalb des internationalen Durchschnitts von 0,40 und damit außerhalb der europäischen Bandbreite liegt. Das ist unplausibel und wird von der zuständigen Beschlusskammer nicht begründet.

Ein weiterer Beleg für den zu niedrig festgelegten Risikofaktor für deutsche Gasnetzbetreiber ergibt sich mit Blick auf die Risikoprämie innerhalb der Fremdkapitalzinsen.

Fremdkapitalgeber bewerten bei der Vergabe von Mitteln an Gasnetzbetreiber deren Geschäftsrisiken. Dieses identifizierte Geschäftsrisiko spiegelt sich in der Risikoprämie des jeweiligen Fremdkapitalzinssatzes wider, ist sogleich aber auch implizit Teil der Schätzung des Risikofaktors im Eigenkapitalzins. Auch PwC hat sich in ihrem Gutachten intensiv mit dieser Fragestellung auseinandergesetzt und kommt zu einem gleichlautenden Ergebnis: Risikofaktor im

Eigenkapitalzins und Risikoprämie im Fremdkapitalzins korrelieren positiv miteinander.⁸⁷ Sollte festgestellt werden, dass die Risikoprämien innerhalb der Fremdkapitalzinssätze für deutsche Gasnetzbetreiber im Vergleich zu den Risikoprämien des gesamten Kapitalmarkts seit 2020 nicht gesunken sind, dann ist das relative Geschäftsrisiko eines deutschen Gasnetzbetreibers heute nicht geringer als in der letzten Festlegung 2020. Der große Vorteil dieses Plausibilisierungsansatzes besteht darin, dass die Risikoprämien – anders als die Risikofaktoren – direkt gemessen werden können und somit frei von Schätzunsicherheiten sind.

Nachfolgende Darstellung von NERA zeigt das Ergebnis dieses Plausibilisierungsansatzes:

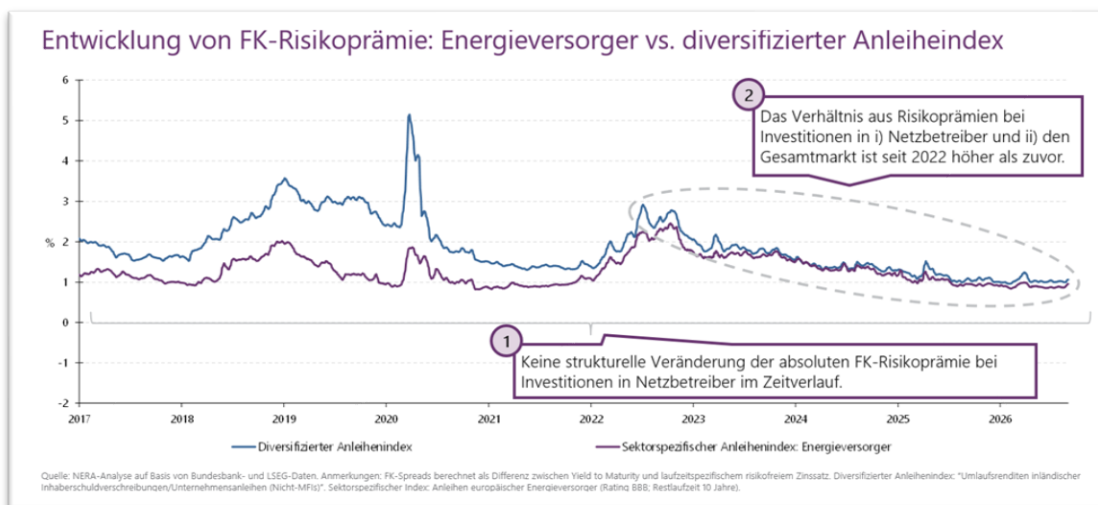


Abbildung aus NERA-Gutachten (2026a), S.11

Die Risikoprämien als Teil sektorspezifischer Anleihen bewegen sich über die Zeit in etwa auf demselben Niveau. Und vor allem: die Risikoprämien sektorspezifischer Anleihen sind im Zeitablauf relativ zur Risikoprämie des Gesamtmarkts sogar angestiegen.

Als Ergebnis auch dieses Plausibilisierungsansatzes lässt sich festhalten, dass der für deutsche Gasnetzbetreiber vorgesehene Risikofaktor unplausibel und viel zu gering festgelegt werden soll, wie auch nachfolgende Abbildung verdeutlicht.

⁸⁷ Vgl. PwC (2026), S. 63-68.

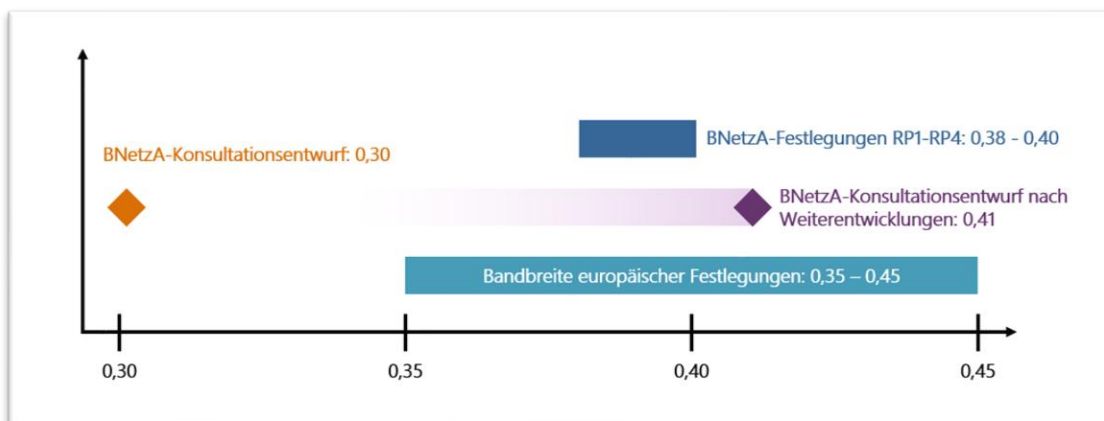


Abbildung aus NERA-Gutachten (2026a), S.20

BDEW und VKU fordern die zuständige Beschlusskammer deshalb auf, eine Plausibilisierung der angedachten Absenkung des Risikofaktors vorzunehmen und dann ihren Ermessensspielraum zu nutzen, um einen plausiblen Risikofaktor abzubilden.

Solche Anpassungen sind im Rahmen der Methodenfestlegung mit Blick auf die Vergleichsgruppe, der Einbindung einer Schätzperiode von 10 Jahren und vor allem einer alleinigen Nutzung des Referenzindex „STOXX Europe 600“ **möglich und wissenschaftlich geboten**.

4.3 Fehlende Plausibilisierung EK

Der internationale Vergleich der Eigenkapitalzinssätze ist spätestens nach den nunmehr vorliegenden Methodenfestlegungen aus dem NEST-Prozess geboten. Die RAMEN-Festlegung sowie die Methodenfestlegungen der Großen Beschlusskammer der BNetzA (GBK) werden die bisherigen Regelungen von ARegV und GasNEV mit Erlöswirkung ab 2028 ablösen. Damit werden bisherige Regelungen zugunsten der Gasnetzbetreiber allesamt abgeschafft (Beispiele: VPI-Xgen auf Kapitalkosten des Ausgangsniveaus, kalk. Gewerbesteuer auf die Verzinsung des Eigenkapitals oberhalb von 40 %, Umgang mit der Verzinsung von Anlagen im Bau im Jahr der Überführung in eine Fertiganlage). Diese ab 2028 nicht mehr vorhandenen Erlöselemente wurden in der Vergangenheit behördenseitig stets betont, um die nachteiligen Ergebnisse aus dem Vergleich deutscher Eigenkapitalzinssätze mit denen anderer Regulierungsbehörden im Ausland zu relativieren. Ihre Schlussfolgerung war, dass der reine Vergleich der regulatorischen Eigenkapitalzinssätze nicht sachgerecht sei, weil die deutsche Anreizregulierung von den oben aufgeführten Regelungen geprägt sei. Diese Regelungen gibt es für Gas ab der fünften Regulierungsperiode aber nicht mehr. Die Sonderregelungen „KANU“ und „BRÜCKEN“ stellen insoweit keinen entsprechenden Ersatz dar, vgl. Ausführungen dazu in Kapitel 4.2.2.

Zwar teilen BDEW und VKU die Sicht der Großen Beschlusskammer der BNetzA (GBK), nach welcher das CAPM ein geeigneter methodischer Ansatz zur Schätzung der Eigenkapitalkosten ist. Allerdings ist auch das CAPM mit Unsicherheiten behaftet. Eine weitgehend unreflektierte Übernahme der Ergebnisse allein aus dem CAPM, also des Eigenkapitalzinssatzes, ist der Bedeutung des Themas nicht angemessen.

Eine ausgewogene Parametrierung liegt aus Sicht der Verbände nur dann vor, wenn die ermittelten Ergebnisse ausreichend verprobt bzw. mit anderen Ansätzen validiert wurden.

a) Risikofaktor

Hier verweisen wir auf die detaillierten Ausführungen zur fehlenden Plausibilisierung des Risikofaktors im Kapitel 4.2.2.

b) Methodenkonsistenz

Die Tenorziffer 4.5 der Methodenfestlegung der GBK zur Ermittlung des pauschalen Kapitalverzinsungssatzes wird nicht eingehalten. Der risikofreie Zinssatz als Summand im CAPM wird mit 1,85 % angesetzt, der risikofreie Zins zur Schätzung der Marktrisikoprämie beläuft sich dagegen auf 4,8%. Daraus ergibt sich ein Zinskeil von 2,95%-Punkten, der auf eine Inkonsistenz hinweist.

c) Eigenkapitalzinssatz

Neben einer unzureichenden Plausibilisierung und Absicherung der einzelnen CAPM-Parameter fehlt auch eine Plausibilisierung des festzulegenden EK-Zinssatzes in Gänze.

Der aktuelle Vergleich des von der BNetzA beabsichtigten Eigenkapitalzinssatzes mit den Eigenkapitalzinssätzen internationaler Regulierungsbehörden ergibt folgendes Bild:

Der EK-Zinssatz (nach Steuern) aus dem Konsultationsentwurf in Höhe von 4,91% liegt unterhalb der Bandbreite der Festlegungen aus dem europäischen Vergleich und liegt 2,2 Prozentpunkte unter dem europäischen Durchschnitt von 7,1%.

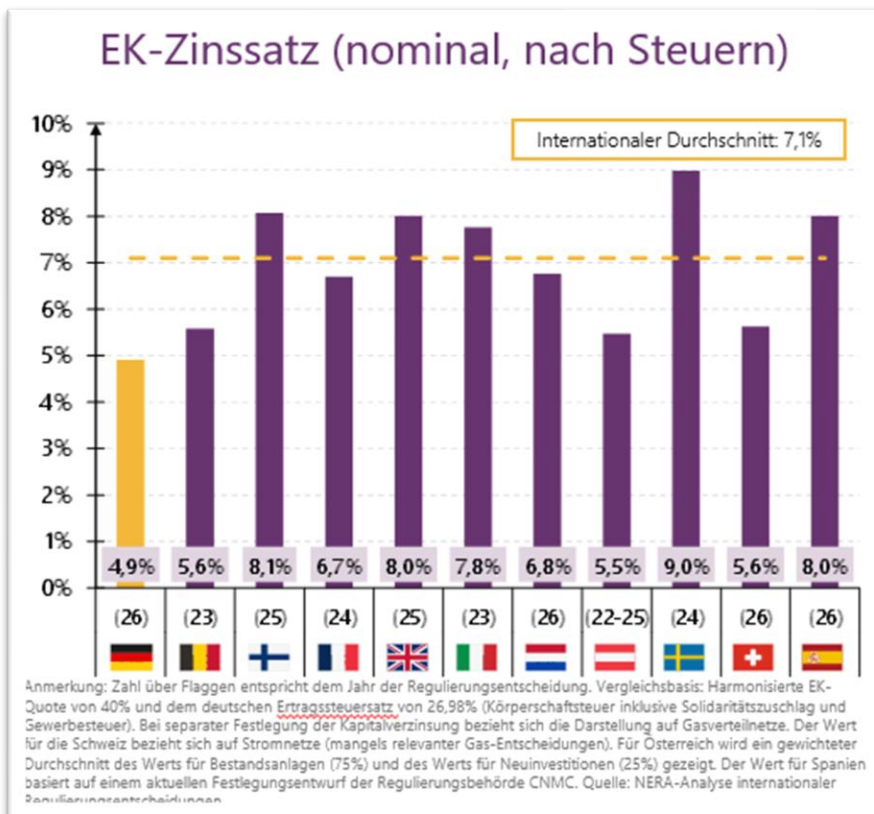


Abbildung aus NERA-Europäischer WACC-Vergleich (2026b), S. 4

Ein derart hoher Abstand zur europäischen Regulierungspraxis verursacht Plausibilisierungs- und Begründungsbedarf. Es ist nicht ersichtlich, dass Investitionen in deutsche Gasnetze strukturell deutlich weniger riskant sind und daher eine entsprechend geringere Risikokompensation erfordern als vergleichbare Netzinvestitionen im europäischen Ausland. Vor diesem Hintergrund ist besonders sorgfältig zu prüfen, wodurch der erhebliche Abstand im Ergebnis verursacht wird. Insbesondere ist auszuschließen, dass Schätzunsicherheiten, methodische Festlegungen oder die starke Abhängigkeit von einem einzelnen Schätzmodell zu einer systematischen Unterschätzung der erforderlichen Risikokompensation führen.

Dies betrifft insbesondere den Betafaktor als zentralen ökonometrisch geschätzten Parameter des EK-Zinssatzes, zu dem die Verbände in dieser Stellungnahme bereits ausgeführt haben. Dessen deutlicher Rückgang steht weder im Einklang mit den zuvor dargestellten qualitativen und quantitativen Risikoindikatoren, noch findet sich eine vergleichbare Entwicklung in der europäischen Regulierungspraxis.

Die Verbände fordern an dieser Stelle zwingend eine Nachjustierung.

5 Methodik zur Bestimmung des anzusetzenden Fremdkapitalkostensatzes (Tenorziffer 3)

5.1 Grundsätzliche Einordnung

Mit dem Wegfall der bisher möglichen vollständigen pagatorischen Anerkennung der effizienten Kosten für die Fremdkapitalbeschaffung der Netzbetreiber im Rahmen der Kostenprüfung und der Umstellung auf eine standardisierte und pauschalisierte Form der Kapitalkostenerstattung über einen WACC zur 5. Regulierungsperiode kommt der marktgerechten Festlegung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes fortan eine besondere Bedeutung zu.

Auch wenn, wie die BNetzA in ihren parallel zum Festlegungsentwurf veröffentlichten FAQ richtig ausführt⁸⁸, eine standardisierte Form der regulatorischen Fremdkapitalkostenerstattung nicht zwingend identisch mit den tatsächlichen Finanzierungskosten eines einzelnen Netzbetreibers sein müsse, so muss sie dennoch die Fremdkapitalkosten eines effizienten Netzbetreibers marktgerecht und erreichbar abbilden. D.h., der durch die Regulierung simulierte Wettbewerb muss dem echter Wettbewerbsmärkte in der Realität entsprechen.⁸⁹ Diese grundsätzliche regulatorische Maßgabe ist im aktuellen Festlegungsentwurf für die 5. Regulierungsperiode – auch unter Berücksichtigung von anteilig noch in den Kosten wirkenden in der Niedrigzinsphase allokiertem Fremdkapital – verletzt. **Der kalkulatorischen FK-Zinssatz von 2,43% liegt deutlich unter den realen, am Markt beobachtbaren und von den Netzbetreibern auch zu zahlenden Konditionen von derzeit rd. 4% mit aktuell steigender Tendenz.** Selbst wenn man annimmt, dass – abweichend zu den Fremdkapitalzinssätzen der Kapitalkostenaufschläge – ein Fremdkapitalzinssatz für das Bestandsvermögen unter Berücksichtigung der Fremdkapitalaufnahmen in der Niedrigzinsphase unterhalb des aktuellen Marktniveaus zumindest nachvollziehbar sein kann, so ist der vorgesehene Wert von 2,43 % viel zu gering.

Die Anwendung des marktorientierten Ansatzes (siehe Rn. 123 des Festlegungsentwurfes) mit der Verwendung des von der BNetzA als Referenzzinsreihe herangezogenen Index „LSEG BBB EUR Utilities Sector Curve“ ist im vorliegenden Verfahren für Gasnetzbetreiber grundsätzlich nicht zu beanstanden, bildet dieser doch die im Rahmen der Methodenfestlegung für die Ermittlung eines pauschalisierten Kapitalverzinsungssatzes definierten Kriterien ab.

Nicht sachgerecht ist jedoch die Tatsache, dass für die Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes für das Bestandsvermögen der arithmetische Durchschnitt der auf die zum Zeitpunkt der

⁸⁸ Bundesnetzagentur (2026a), abrufbar auf der Seite der Bundesnetzagentur unter [FAQ WACC](#).

⁸⁹ Bundesnetzagentur (2025), u.a. Rn. 239 und Rn. 319

vorliegenden Festlegung letzten sieben abgeschlossenen Kalenderjahre der Referenzzinsreihe herangezogen und für die 5. Regulierungsperiode fixiert wird. **Damit hat sich die Behörde mit der im Dezember 2025 veröffentlichen Methodenfestlegung für die Ermittlung eines pauschalisierten Kapitalverzinsungssatzes den Handlungsspielraum für die Einzelfestlegung bereits, nicht nachvollziehbar und unnötig, eingeschränkt.** Die Definition und den Rückgriff auf einen historischen siebenjährigen Durchschnitt hatte der BDEW bereits in der eingereichten Stellung zum Entwurf der Methodenfestlegung im Juni 2025 scharf kritisiert.⁹⁰ Denn insbesondere durch den siebenjährigen historischen Durchschnitt und dessen Fixierung über die gesamte Regulierungsperiode, entfalten die kurzfristigen Marktschwankungen der Niedrigzinsphase der Jahre 2019-2021 eine überproportional starke negative Wirkung für die gesamte 5. Regulierungsperiode bis 2032. Denn diese gehen, wie bereits mehrfach kritisch angemerkt, mit rd. 43 % überproportional in die arithmetische Durchschnittswertberechnung ein, während deren tatsächlicher Anteil am durchschnittlichen Refinanzierungskostensatz der Netzbetreiber auf Basis eines investitionsvolumengewichteten Durchschnitts für die 5. Regulierungsperiode bei deutlich unter 10% liegt.⁹¹

Hier manifestiert sich die **große Schwäche und fehlende Sachgerechtigkeit der Methodik** der BNetzA: Die Verwendung eines starren, rein historischen Durchschnitts in Kombination mit einem zu frühen Festlegungszeitpunkt (bereits in 2026 statt in 2027) für eine zukunftsgerichtete Festlegung mit Gültigkeit bis 2032.

Eine Erstattung der effizienten und marktgerechten Refinanzierungskosten der Netzbetreiber ist aufgrund dieser bereits in der Methodenfestlegung verankerten Systematik und somit in der fünften Regulierungsperiode nicht möglich, da sie die Finanzierungsrealität der Netzbetreiber nicht abbildet.

Festlegungszeitpunkt

Ähnlich wie der risikofreie Zinssatz wird auch der kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz als historischer arithmetischer Durchschnitt gebildet, hier jedoch abweichend auf Basis der zum Zeitpunkt der jeweiligen WACC-Festlegung letzten sieben abgeschlossenen Kalenderjahre der ausgewählten Reihe.⁹² Für die am 01.01.2028 beginnende, fünf Jahre dauernde, fünfte

⁹⁰ BDEW (2025), insb. Seiten 28ff.

⁹¹ BDEW (2025), hier dargestellt am konkreten Beispiel für Strom, S. 34ff.

⁹² Vgl. Bundesnetzagentur (2025): Methodenfestlegung Kapitalverzinsung (GBK-25-02-3#1). Tenorziffer 5.2 S. 1.

Regulierungsperiode hat die Beschlusskammer hierauf gestützt die Kalenderjahre 2019 bis 2025 zugrunde gelegt.

Der bereits in der Methodenfestlegung verankerte siebenjährige Bezugszeitraums und der damit implizit verbundene Zeitverzug von bis zu neun Jahren lässt, wie zuvor bereits ausgeführt, eine marktgerechte Erstattung der effizienten und marktgerechten Refinanzierungskosten der Netzbetreiber nicht zu. Daher sollte der kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz ebenfalls möglichst nah vor Beginn der Regulierungsperiode festgelegt werden, um das aktuell vorherrschende Zinsniveau angemessen zu berücksichtigen. Diese Notwendigkeit zeigen auch die Professoren Hachmeister und Pedell in ihrem jüngsten Gutachten auf.⁹³ Allein durch eine Festlegung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes zu Beginn des Jahres 2027 statt schon Ende 2026 ließe sich eine strukturelle Fremdkapitalkostenunterdeckung in Teilen abmildern. Wie schon im Kapitel 4.1 zum risikofreien Zinssatz ausgeführt (siehe dort S.29f.), steht dieses Vorgehen auch nicht im Widerspruch zum weiteren Zeitplan der Beschlusskammer bezüglich der laufenden Verfahren zur Bestimmung der kommenden Erlösobergrenzen und der Durchführung der Effizienzvergleiche.

Volumengewichtete Durchschnittswertermittlung

Von der in der Methodenfestlegung verankerten Möglichkeit, abweichend vom arithmetischen Durchschnitt einzelne Jahre bei der Durchschnittsberechnung höher zu gewichten, wenn in diesen Jahren anhand einer pauschalisierten Betrachtung über sämtliche Netzbetreiber eines Sektors hinweg signifikant höhere Investitionsvolumina zu beobachten sind (siehe Rn. 128), macht die Behörde keinen Gebrauch. Sie begründet dies damit, für den Gas-Sektor gemäß Monitoring-Bericht der BNetzA keine Jahre mit signifikant höheren Investitionsvolumina identifizieren zu können (siehe Rn. 133).

Eine angemessene Analyse inkl. gutachterlicher Prüfung und Beurteilung dieser Einschätzung sowie des gesamten erstmalig veröffentlichten und bisher nie konsultierten zweistufigen Konzeptes (1. Signifikanzprüfung, 2. Art und Weise der Gewichtung) ist seitens des BDEW und VKU aufgrund der eng gesetzten Konsultationsfrist nicht möglich.

Daher wird die von der BNetzA getroffene Entscheidung an dieser Stelle durch die Verbände zunächst nur zur Kenntnis genommen, ohne diesem Vorgehen zuzustimmen. Ganz im Gegenteil, die Verbände behalten sich vor, die Auswertung des Gutachters Frontier Economics und

⁹³ Hachmeister, Dirk/Pedell, Burkhard (2026), Seite 17.

das Vorgehen der Behörde zu einem späteren Zeitpunkt nochmals vertieft zu analysieren. Ein Präjudiz für das spätere Vorgehen bei der Einzelfestlegung für Strom ist damit aus Verbandsicht grundsätzlich ausgeschlossen.

Auch verpasst die BNetzA an dieser Stelle grundsätzlich die Möglichkeit, mit einer, nicht nur rein auf Investitionsvolumina beschränkten Betrachtung, die Gewichtung einzelner Kalenderjahre deutlich stärker an der Finanzierungsrealität der Netzbetreiber auszurichten. Wie bereits mehrfach angeführt, könnte eine deutlich bessere Approximation der tatsächlichen Finanzierungskostenentwicklung allein schon dadurch erreicht werden, dass die jüngeren Jahre in der Durchschnittswertberechnung aufgrund ihres stärkeren Einflusses und aktuelleren Refinanzierungsbedingungen deutlich stärker gewichtet werden. Idealtypisch jedoch müsste die Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes für das Bestandsvermögen anhand eines rollierenden arithmetischen Durchschnitts erfolgen, da er die Refinanzierungszyklen der Netzbetreiber konsistenter abbildet und Schwankungen des Zinsniveaus für die Aufnahme von Fremdkapital besser ausgleicht. Auch hierauf hatte der BDEW bereits in der eingereichten Stellungnahme zum Entwurf der Methodenfestlegung im Juni 2025 hingewiesen.⁹⁴

An dieser Stelle ist insbesondere auf die geopolitischen Entwicklungen des Jahres 2022 hinzuweisen, als die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber vor dringendem Handlungsbedarf standen, die Voraussetzungen für eine Substitution russischer Erdgasimporte zu schaffen. Die hierfür erforderliche kurzfristige Errichtung der LNG-Anbindungsleitungen sowie die Schaffung zusätzlicher Einspeisekapazitäten an den westlichen Einspeisepunkten wurden von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern in Wahrnehmung ihrer Verantwortung für die Versorgungssicherheit und ihrer Funktion als Infrastrukturbetreiber umgesetzt. Eine beschleunigte Realisierung dieser dringend benötigten, die nationale Energieversorgungssicherheit stützenden Infrastruktur führte folglich dazu, dass 56% des Investitionsvolumens der FNB im relevanten, siebenjährigen Zeitraum (2019 - 2025) nur auf drei Jahre (2023 - 2025) mit einem Fremdkapitalzins-Durchschnitt von 3,84% und damit deutlich auf die Jahre nach der im Jahr 2022 vollzogenen „Zinswende“ entfallen.

Sollte für derartige Überlegungen eine **Änderung der bisherigem Methodenfestlegung erforderlich sein, so darf das insbesondere aufgrund der eingetretenen Marktveränderungen keinesfalls ein Denkverbot der Behörde begründen**. Selbst der EnWG-Gesetzgeber passt in immer kürzeren Intervallen auch das EnWG als förmliches Gesetz an, um dem Takt der äußeren

⁹⁴ BDEW (2025), insb. Seiten 38f.

Veränderungen zu genügen. Entsprechende Weiterentwicklungen sollten daher auch bei untergesetzlichen Festlegungen nicht ausgeschlossen sein.

Fehlende Marktgerechtigkeit und keine Chance auf Fremdkapitalkostendeckung

Wie bereits eingangs des Kapitels seitens BDEW und VKU bemängelt, spiegelt der aktuelle Festlegungsentwurf zum regulatorischen FK-Zinssatz weder das aktuelle FK-Zins-Niveau noch perspektivisch die Kosten für die Fremdkapitalbeschaffung zur Refinanzierung von Bestandsinvestitionen im Rahmen der 5. Regulierungsperiode wider. Der rein auf Basis vergangenheitsorientierter Daten abgeleitete FK-Zinssatz von 2,43% reflektiert in keiner Weise die tatsächlichen (Re-)Finanzierungskosten der Gasnetzbetreiber. Denn selbst bei einer effizienten markt-basierten Fremdfinanzierung sind aktuell FK-Kosten für die Refinanzierung des Bestands über Bankkredite oder Anleihefinanzierungen im Durchschnitt von rd. 4% mit aktuell steigender Tendenz zu beobachten. Daten einzelner Netzbetreiber belegen, dass sie innerhalb der fünften Regulierungsperiode in viel geringerem Umfang kostenseitig von den günstigen Finanzierungen aus der Niedrigzinsphase profitieren, als dies von der Beschlusskammer unterstellt wird. Somit ist bereits heute eine erhebliche strukturelle Unterdeckung der Finanzierungskosten bei den Netzbetreibern absehbar. Diese Informationen legen die Verbände bei Bedarf gerne vor.

Wie im beiliegenden WACC-Gutachten von PwC ausführlich dargelegt, sorgt insbesondere die **Fixierung auf einen historischen 7-jährigen Durchschnittszeitraum** dafür, dass der regulierte FK-Zinssatz aufgrund seiner Trägheit äußerst verspätet auf die aktuellen Zinsbewegungen reagiert und die Niedrigzinsjahre daher überproportional in die Durchschnittswertberechnung eingehen. Ein historischer und fixierter Durchschnitt verliert insbesondere bei einer strukturellen und im Vergleich zum bisherigen Niveau außergewöhnlichen Zinsentwicklung – sowohl bei Zinsanstiegen als auch bei -rückgängen – deutlich an Aktualität und Relevanz. Die Fixierung auf Basis eines 7-jährigen Durchschnitts führt aufgrund des starken Zinsanstiegs im Jahr 2022 und des anhaltend hohen Niveaus, wie PwC in ihrem Gutachten ausführt, zu einer strukturellen Unterdeckung von 176 Basispunkten in der 5. RegP.

Ein bereits in der Methodenfestlegung verankerter rollierender Ansatz hätte hier die gegenwärtige Zinsentwicklung deutlich realitätsnäher abbilden können.⁹⁵ Zudem würde in einem rollierenden Ansatz ein rückläufiges Zinsniveau ebenfalls zeitnah eingepreist und sich direkt netzkostensenkend auswirken. Also auch aus Netznutzersicht der fairste methodische Ansatz.

⁹⁵ Vgl. PwC (2026), S. 49ff.

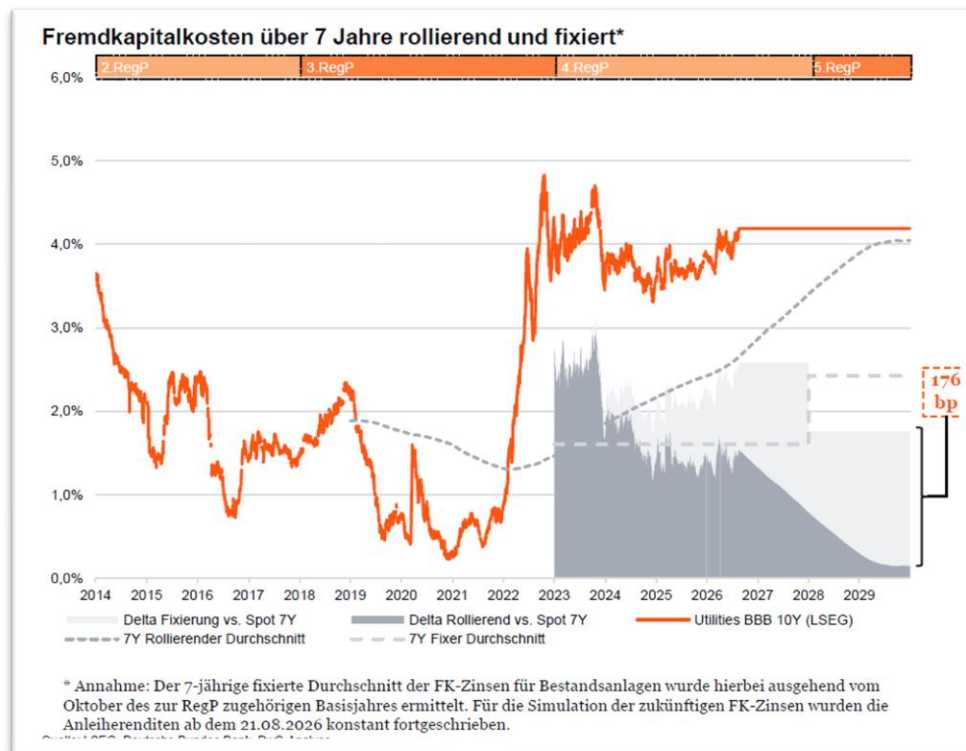


Abbildung aus PwC-Gutachten, S. 51

Darüber hinaus führt die Fixierung des FK-Zinssatzes auf Höhe des einfachen 7-Jahres-Durchschnitts für das Bestandsvermögen auf Basis historischer Daten automatisch zu einer Unterdeckung der Finanzierungskosten über die gesamte Regulierungsperiode, da wie PwC in ihrem Gutachten ausführt,⁹⁶ die mit den Emissionsvolumen gewichteten Finanzierungskosten im selben 7-Jahres-Zeitraum bei rund 2,8% liegen und bereits im Vorhinein durch den reg. FK-Zinssatz in Höhe von 2,43% nicht gedeckt werden. Per Definition ergibt sich somit bereits heute eine negative Zinsdifferenz zwischen den Finanzierungskosten der Gasnetzbetreiber und der regulatorisch zugestandenen FK-Verzinsung des Bestandsvermögens. Diese Argumentation unterstellt, dass Netzbetreiber idealtypisch ihr Bestandsvermögen genau in diesem 7-Jahres-Zeitraum vollständig analog der Auswertung von PwC finanziert haben. Mit Blick auf die in der 5. Regulierungsperiode auslaufenden und dann zu refinanzierenden Bestandsfinanzierungen

⁹⁶ Vgl. PwC (2026), S. 54f.

steigt die tatsächliche Unterdeckung an bis zum aktuellen Marktniveau (aktuell rd. 4% für Kredit- und Anleihefinanzierungen; Tendenz aktuell steigend).

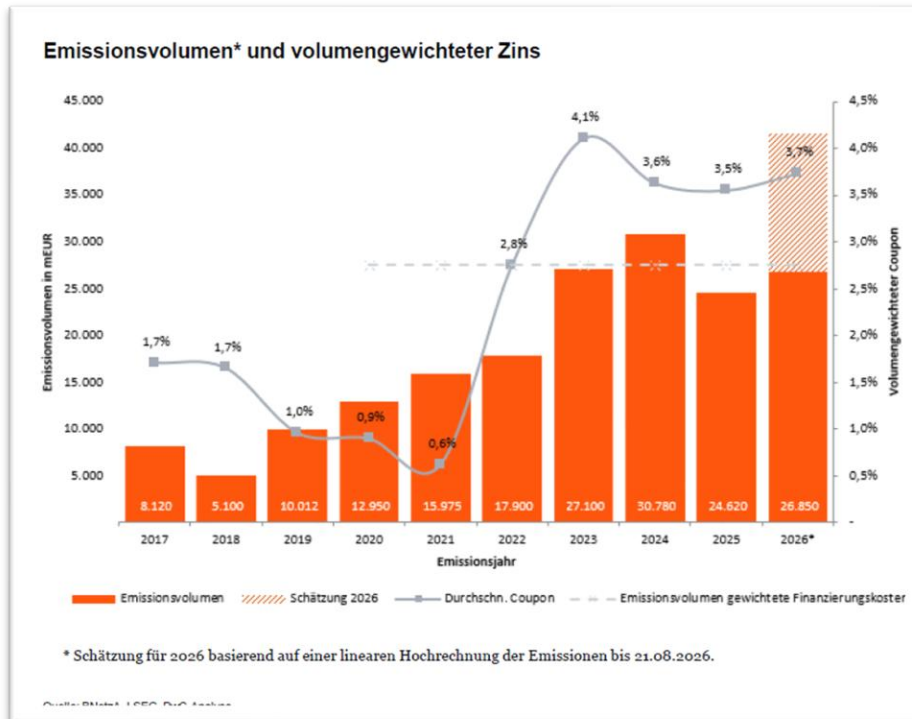


Abbildung aus PwC-Gutachten, S. 54

Sollte die Beschlusskammer an einer Festlegung noch 2026 festhalten, muss zwingend ein pauschaler Aufschlag auf den Fremdkapitalzinssatz innerhalb des WACC für das Bestandsvermögen erfolgen, um die strukturelle Unterdeckung der tatsächlichen Fremdkapitalkosten innerhalb der fünften Regulierungsperiode auszugleichen.

Abschließend sei an dieser Stelle auch noch einmal darauf hingewiesen, dass der von der BNetzA als Referenzzinsreihe definierte Index „LSEG BBB EUR Utilities Sector Curve“ ein Anleiheindex ist, der sich somit ausschließlich aus europäischen Versorgungsunternehmen zusammensetzt, die einen direkten Zugang zum Kapitalmarkt aufweisen. Auf einen Großteil der Gasnetzbetreiber trifft dieses Merkmal jedoch nicht zu: Sie verfügen weder über ein externes Rating noch über emissionsfähige Volumina und finanzieren ihr Fremdkapital über Kreditinstitute. Folglich liegen ihre Konditionen systematisch über den im Index ausgewiesenen Sekundärmarktrenditen, da sie zusätzlich Marge und Bereitstellungszinsen abbilden. Verschärfend tritt hinzu, dass der Index rein auf Sekundärmarktrenditen basiert und somit keine zusätzlichen Kostenbestandteile einer Fremdfinanzierung, wie einmalige Transaktionskosten, z.B. in der Form von Underwriting-Gebühren, Rechtsberatungskosten und Rating-Gebühren abbildet.

Zwar wurde seitens der Behörde zugesagt, die pagatorische Kostenerstattung dieser Nebenkosten im Rahmen der Kostenprüfung anerkennen zu wollen. Eine kurzfristige Umsetzung dieser Vorgaben war für die Gasnetzbetreiber nach finaler Veröffentlichung der Methodenfestlegung im Dezember 2025 ohne Weiteres für das Geschäftsjahr 2025 jedoch oftmals nicht mehr möglich, so dass auch hieraus de facto eine zusätzliche Unterdeckung für Gasnetzbetreiber in der 5. Regulierungsperiode resultiert.

Die Kosten für am Markt beschafftes Fremdkapital müssen von effizienten Gasnetzbetreibern uneingeschränkt und vollständig gedeckt werden können. Diesen Grundsatz hat die BNetzA selbst in verschiedenen Festlegungsverfahren u.a. auch im Rahmen des „Wissenschaftsdialog zur EK-Verzinsung und Sachstand nach Stellungnahmen zur geplanten FK-Verzinsung für ÜNB“ vom 24.06.2026 klargestellt.

Gegenwärtig ist nicht erkennbar, wie dieser Grundsatz im vorliegenden Verfahren zur Bestimmung der FK-Kosten für Gasnetzbetreiber erreicht werden soll. Sollten die Fremdfinanzierungskosten im Fall einer im Vergleich zum Festlegungsentwurf unveränderten Festlegung nicht vollständig gedeckt werden, wird sich dies negativ auf die zukünftige Finanzierungsfähigkeit der Netzbetreiber auswirken und geht in einem WACC zudem zulasten einer bereits unzureichenden Eigenkapitalverzinsung.

Die sachgerechte Abbildung der tatsächlichen Finanzierungskosten ist sowohl im jetzt laufenden Verfahren für die Gasnetzbetreiber als auch im folgenden Verfahren für die Stromverteilungs- und Übertragungsnetzbetreiber zu berücksichtigen. Effiziente Netzbetreiber müssen die Chance haben, ihre tatsächlichen Fremdkapitalkosten zu erwirtschaften.

5.2 Fehlende Plausibilisierung des Fremdkapitalkostensatzes

Der Umstand, dass der vorliegende Entwurf erstmalig die Methodenfestlegung aus dem Jahr 2025 konkret ausprägt und die zuständige Beschlusskammer hierbei werthaltige Entscheidungen unter Ausübung ihres Ermessensspielraums trifft, die auch nachhaltige Wirkung für die kommenden Festlegungen im Gas als auch im Strom entfaltet, wird nicht angemessen berücksichtigt. Dieser Umstand erfordert eine besonders intensive Verprobung der beabsichtigten Ergebnisse. Dies bleibt der Festlegungsentwurf schuldig.

a) Keine Berücksichtigung von aktuellen Marktentwicklungen

Während die Beschlusskammer selektiv bei einzelnen Parametern auf Prognosen abstellt (Entwicklung des Investitionsniveaus und sogar mögliche volkswirtschaftliche Auswirkungen) und auch angebliche aktuelle Trends bemüht, z.B. bei der Absenkung des Beta Faktors um rd. 25%: *„Dies entspricht einem aktuellen Trend für sinkende Betas von regulierten Infrastrukturen und*

kann sowohl im Energie- als auch im Telekommunikationssektor beobachtet werden.“⁹⁷, wird bei der Festlegung des regulatorischen FK-Zinssatzes für die 5. Regulierungsperiode auf den Blick in die Zukunft gänzlich verzichtet. Dies wird der Bedeutung dieses Parameters im neu eingeführten WACC-Ansatz in keinsten Weise gerecht.

Die Beschlusskammer hätte die Möglichkeit einer **spezifischen Trendbetrachtung**. Anhand des von der BNetzA vorgesehenen Referenzindex (LSEG BBB Utilities Sector Curve) ist der Trend bei der Entwicklung der Fremdkapitalzinsen eindeutig. Betrachtet man analog zur Vorgehensweise beim risikolosen Zinssatz die Veränderung des FK-Zinssatzes aus dem Jahr 2021 (0,6%) zum Jahr 2025 (3,7%), ist das Zinsniveau um rd. 600 % gestiegen. Dass es sich hier nicht um einen vorübergehenden Trend handelt, sondern um eine Verfestigung des Zinsniveaus, wird insb. mit Blick auf die Jahre 2023 und 2024 deutlich, sowie am Vergleich mit dem aktuellen Wert des LSEG-Index von 3,96% (YTD 2026 bis einschließlich 04.09.2026), der eine Steigerung von über 600 % zeigt.

In diesem Zusammenhang sei auch nochmals auf die Inkonsistenz im WACC-Modell beim verwendeten Durchschnittszeitraum für den risikolosen Zinssatz von 5 Jahren gegenüber 7 Jahren beim Fremdkapitalzinssatz hingewiesen. Selbst der Gutachter der Bundesnetzagentur empfiehlt ein Vorgehen „*Analog zur Durchschnittsbildung für den risikolosen Zinssatz*“.⁹⁸ Es liegt im Ermessen der Beschlusskammer dies in der Festlegung zu berücksichtigen. Dies hätte beispielsweise – konform zu Tenorziffer 5.2 der Methodenfestlegung – erfolgen können, indem sie die vorstehend in Kapitel 4.2.2 zitierten kurzfristigen LNG-Terminalanbindungen als „signifikant höhere Investitionsvolumina“ betrachtet hätte und infolgedessen die ersten beiden der sieben einzubeziehenden Jahre mit null gewichtet hätte.

b) Kein Verproben der fortdauernden Effekte aus der vergangenen Niedrigzinsphase

Aus Sicht der Verbände können effiziente Gasnetzbetreiber über die Dauer der fünften Regulierungsperiode ihre Fremdkapitalkosten für das Bestandsvermögen nicht decken. Die Beschlusskammer überschätzt den Anteil und die zeitliche Fortdauer des noch in Zeiten der Niedrigzinsphase finanzierten Bestandsvermögens. Tatsächlich ist innerhalb der fünften Regulierungsperiode ein sehr hoher Anteil des Bestandsvermögens zu refinanzieren und die günstigen Konditionen aus der Niedrigzinsphase finden früher ihr zeitliches Ende als von der BNetzA

⁹⁷ Frontier Economics/Randl, Otto/Zechner, Josef (2026), S. 35.

⁹⁸ Frontier Economics/Randl, Otto/Zechner, Josef (2025), S.71.

offensichtlich unterstellt. Wie zuvor bereits erwähnt, zeigen Unternehmensdaten, dass, die Fremdkapitalkostendeckung über die fünfte Regulierungsperiode nicht gewährleistet ist.

Darüber hinaus kann ein ebensolches Ergebnis methodisch auch aus öffentlich zugänglichen Daten dargestellt werden, wie nachfolgende Abbildung aus dem WACC-Gutachten von PwC belegt.

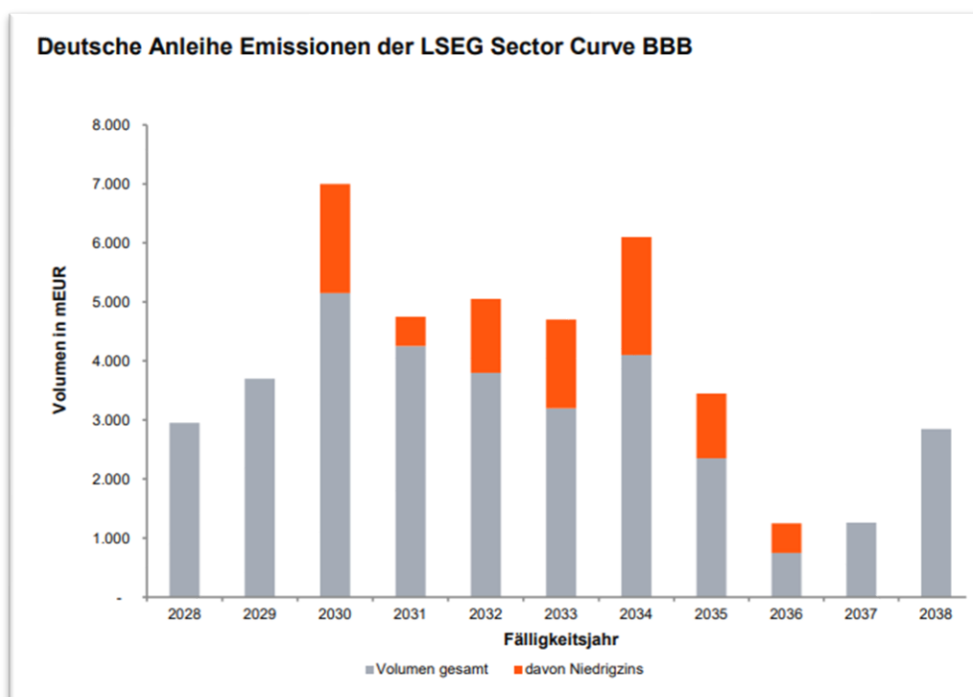


Abbildung aus PwC-Gutachten, S. 56

Die Fälligkeitsanalyse anhand historischer Daten und dem von der Beschlusskammer gewählten Referenzindex zeigt, dass der Anteil der aus der Niedrigzinsphase stammenden Finanzierungen, der in der fünften Regulierungsperiode noch hineinwirkt, bei ca. 15 % bis 20 % liegt. Die Beschlusskammer setzt hierfür – unreflektiert – aber 43 % an.

c) Kein Verproben anhand der indirekten Methode

Eine weitere naheliegende Absicherung ist die Prüfung anhand der indirekten Methode zur Ableitung von FK-Zinssätzen. Die Verbände halten hier zwar die direkte Methode weiterhin für die geeignetere, da die indirekte Methode jedoch ebenfalls im Rahmen der NEST-Konsultation diskutiert wurde und zu einem vergleichbaren Ergebnis führen sollte, bietet sie sich für eine entsprechende Plausibilisierung an. Dabei wird zu einem risikolosen Zinssatz ein sogenanntes Debt Premium addiert, was das Ausfallrisiko des Kapitalgebers darstellt.

Zieht man den vorgesehenen Referenzindex der Beschlusskammer für den risikolosen Zinssatz heran, ergibt sich für das abgeschlossene Jahr 2025 ein risikoloser Zinssatz von rund 3 % (das aktuelle Niveau liegt sogar bei > 3,3 %). Addiert man nun ein für regulierte Netzbetreiber übliches Debt Premium von 100-150 Basispunkten hinzu, ergibt sich eine Bandbreite von 4%-4,5% für einen angemessenen regulatorischen FK-Zinssatz. Selbst bei Verwendung des rein vergangenheitsbezogenen, von der BNetzA angesetzten risikolosen Zinssatzes von 1,85% ergibt sich eine Bandbreite für den indirekt abgeleiteten FK-Zinssatzes von 2,85%-3,35%. Der von der BNetzA momentan vorgesehene FK-Zins von 2,43% liegt deutlich unterhalb dieser beiden Bandbreiten. **Beide Plausibilisierungsansätze weisen somit deutlich darauf hin, dass der aktuelle Festlegungsentwurf die realen (Re-)Finanzierungsbedingungen der Gasnetzbetreiber deutlich unterschätzt.**

d) Kein Verproben der Treffgenauigkeit des gewählten Anleiheindex

Keine Plausibilisierung ist so einfach wie diese: Die Treffgenauigkeit des nunmehr in vorliegender beabsichtigter Einzelfestlegung ausgewählten Referenzindex (LSEG BBB EUR Utilities Sector Curve) sollte anhand der der Beschlusskammer vorliegenden Daten der letzten Kostenprüfungen verprobt werden: Mit diesen Daten lässt sich verlässlich validieren, ob die tatsächlichen Fremdkapitalzinssätze effizienter Gasnetzbetreiber in der Vergangenheit auf dem Niveau entsprechender Jahreswerte der Referenzindexreihe lagen und somit grundsätzlich auch für die Zukunft erreichbar sein können.

BDEW und VKU fordern die Beschlusskammer daher auf, das bisher nicht vorgenommene Verproben der Angemessenheit des vorgesehenen Fremdkapitalzinssatzes vorzunehmen. Konkret: Wie belegt die BNetzA, dass effiziente Gasnetzbetreiber ihre Fremdkapitalkosten für den Bestand innerhalb der fünften Regulierungsperiode decken können?

Zusammenfassung

Die BNetzA muss ihrer Verantwortung grundsätzlich gerecht werden und über zukunftsfähige Festlegungen des WACC die Voraussetzungen schaffen, dass Netzbetreiber ihre Kapitalkosten für die Bestandsinvestitionen decken können. Hierzu ist es zwingend, dass der regulatorische Fremdkapitalzinssatz die Kosten der Netzbetreiber für die Beschaffung von Fremdkapital insb. zur Refinanzierung der bereits getätigten Investitionen in die Gasnetzinfrastruktur vollständig deckt. Dies vor allem aber auch, um die im Vertrauen auf eine stabile Regulierung getätigten Investitionen nicht zu entwerten und auch die noch ausstehenden und für die Gasnetzinfrastruktur weiterhin notwendigen Investitionen anzureizen. Der konsultierte WACC würde zwangsläufig zu einem spürbaren Investitionsrückgang führen, da Gasnetzinvestitionen sich nicht mehr marktdäquat finanzieren lassen.

Die ausführlich dargelegte und u.a. auch in der gutachterlichen Stellungnahme von PwC (2026) nachgewiesene Unterdeckung der regulatorischen Kostenerstattung gegenüber den tatsächlich bei den Netzbetreibern aktuell und prognostisch auch in der 5. Regulierungsperiode anfallenden Kosten für die Fremdkapitalbeschaffung führt zu zusätzlichem Druck auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Netzbetreiber und gefährdet dadurch die auch zukünftig noch dringend benötigten Investitionen zur Erneuerung der Bestandsnetze im Gasbereich und die weiterhin engpassfreie Versorgung durch die Netzbetreiber.

Mit der im Dezember 2025 veröffentlichten Methodenfestlegung für die Ermittlung eines pauschalisierten Kapitalverzinsungssatzes hat sich die BNetzA ihren eigenen Handlungsspielraum für die Einzelfestlegung bereits vorab unnötig eingeschränkt. Unter der Annahme, dass unter diesen methodischen Rahmenbedingungen keine materiellen Verbesserungen möglich sind, ließe sich die Festlegung des regulatorischen FK-Zinssatzes für die 5. Regulierungsperiode wie folgt zumindest ein Stück „heilen“: Durch eine deutlich näher am Beginn der Regulierungsperiode orientierte Festlegung des FK-Zinssatzes (erst zu Beginn 2027) und einem einmaligen Aufschlag für den Systemübergang in das neue WACC-Regime könnte die aktuell signifikante Unterdeckung beim FK-Zinssatz zumindest teilweise verkleinert werden.

6 Angemessenheit

6.1 Replik auf ausgewählte Aussagen/Randnummern der Behörde

Nachfolgend nehmen BDEW und VKU zu ausgewählten Randnummern aus dem Kapitel zur Angemessenheit im Festlegungsentwurf explizit Stellung:

In **Rn. 137** schreibt die Bundesnetzagentur selbst, dass die befragten Investoren den EK-Zins generell als zu niedrig einstufen. Als Begründung, dass die Zinsen jedoch nicht (signifikant) erhöht werden müssen, führt die Bundesnetzagentur an, dass die Investoren bisher weiter in die Netzinfrastuktur investiert haben. Hier bezieht sie sich allerdings nur auf die Vergangenheit. Schon heute ist es insbesondere für Gasnetzbetreiber schwierig, zu angemessenen Konditionen Kapitalgeber zu finden. Dieses Problem wird sich in der Zukunft ohnehin noch weiter verschärfen, bei Umsetzung des vorliegenden Festlegungsentwurfs wird die Verschärfung des Problems massiv ausfallen. Die BNetzA unterlässt unverständlicherweise die Bewertung der Folgen der für Investoren viel zu niedrigen Gesamtkapitalverzinsung. Wie bereits oben erwähnt, steigen die Verschuldungsgrade der Netzbetreiber in einem Maße, dass im Laufe der 5. Regulierungsperiode die Gefahr droht, dass mangels weiterer Kreditzusagen aufgrund der Überschreitung der Financial Covenants nicht mehr in die Gasnetzinfrastuktur investiert werden kann.

Investoren werden bei einer Betrachtung von Investitionen über deren gesamte

Abschreibungsdauer zu dem Ergebnis kommen, dass die zugestandene Rendite zu gering ist, was allein schon dadurch offensichtlich ist, dass der WACC geringer als aktuelle FK-Konditionen bzw. auf dem Niveau risikoloser Deutscher Staatsanleihen ist. Gleichzeitig steigt wie bereits erwähnt das Risiko z.B. einer sinkenden Gasnachfrage, was mit dem weiteren Risiko einhergeht, dass sich künftig keine Bewerber für neu ausgeschriebene Gaskonzessionen finden könnten. Was dies für Bestandskonzessionäre bedeuten wird, ist ebenfalls eine rechtlich noch ungeklärte Frage. Das Zusammenspiel von erhöhtem Risiko und geringer regulatorisch anerkannter Rendite führt zwangsläufig zum Ergebnis, dass die Gewinnerwartung für Investoren zu gering ist. Finanzielle Mittel fließen damit in risikoärmere Staatsanleihen statt in die dringend benötigten Erneuerungs- und Transformationsinvestitionen, welche für die engpassfreie Versorgung mit Gas notwendig sind.

Die Bundesnetzagentur zählt in **Rn. 141** des Festlegungsentwurfes WACC 5. Regulierungsperiode Gas auf, welche Verbesserungen sie gegenüber der 4. Regulierungsperiode in der Methodenfestlegung beim EK-Zins vorgenommen hat. Dies ist allerdings nicht als Zugeständnis zu verstehen, sondern war methodisch zwingend geboten, um eine rechtssichere und nach § 21 (2) EnWG konforme Festlegung zu erreichen. Dies als Entgegenkommen gegenüber der Branche zu verkaufen und dies gleichzeitig mit Schlechterstellungen beim Risikofaktor und dem regulatorisch anerkannten FK-Zins zu konterkarieren, ist nicht sachgerecht. Mit der Umstellung auf die WACC-Systematik müsste die Bundesnetzagentur zudem auch auf die Anpassungen beim FK-Zins dahingehend verstärkt eingehen, da sich dieser mit einer Gewichtung von 60% höher auf den WACC auswirkt als die Gewichtung beim EK-Zins in Höhe von 40%. Die methodisch erforderliche Verbesserung beim EK-Zins wird durch anderweitige Stellhebel, die die Parametrierung im WACC-Modell bietet, derart verschlechtert, dass durch die isolierte Vorgehensweise ein Gesamtwert resultiert, der Investitionsentscheidungen durch die reine Betriebswirtschaftslehre schon untersagt. Da es hierbei um die Refinanzierung der Bestandsinfrastruktur geht, sind Gasnetzbetreiber einem akutem Wertvernichtungsrisiko ausgesetzt: Mit der bestehenden Vermögensbasis wird schlichtweg nicht die Rendite erwirtschaftet, die zur Deckung der Finanzierungskosten und des geforderten Renditeniveaus erforderlich ist, geschweige denn die Innenfinanzierung von Neuinvestitionen ermöglicht.

Unter **Rn. 142** heißt es: „Die Feststellung, die in Deutschland gegenwärtig gestattete, kalkulatorische Gesamtrendite falle vom internationalen Durchschnitt ab, misst den von den ausländischen Regulierungsbehörden festgelegten Eigenkapitalzinssätzen rechtsfehlerhaft eine zu hohe Bedeutung bei, die angesichts der unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Herangehensweisen nicht gerechtfertigt ist.“ Hierbei bleibt vollkommen offen, worin die Behörde den angedeuteten Rechtsfehler sieht. Welche Rechtsnorm sollte hier fehlerhaft angewendet worden sein und zu dem vermeintlich unzulässigen Schluss geführt haben, dass den

Anforderungen an einen internationalen Vergleich nicht Genüge getan wurde? Auch die darauffolgenden Ausführungen der BNetzA vermögen hierauf keine Antwort zu geben.

Gemäß Art. 17 der EU-Binnenmarkttrichtlinie Gas müssen die Netzentgelte unter anderem eine angemessene Investitionsrendite umfassen. Die dementsprechende nationale Vorgabe in § 21 Abs. 2 EnWG präzisiert diese Vorgabe, indem dort ausdrücklich vorgegeben wird, dass die Entgelte unter Berücksichtigung einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet werden müssen. Weiter heißt es, die notwendigen Investitionen in die Netze müssen so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (siehe zu den Vorgaben des § 21 Abs. 2 EnWG bereits unter Kapitel 3).

Zur Aufrechterhaltung der Lebensfähigkeit der Netze gehört es, den im Zuge der Energiewende und der Erreichung der Klimaschutzziele erforderlichen Umbau der Netze in den nächsten Jahrzehnten sicherzustellen. Für die hierfür notwendigen Investitionen ist ein nachhaltiger Regulierungsrahmen erforderlich. Dabei ist zwingend zu berücksichtigen, dass die Netzbetreiber bei der Kapitalbeschaffung im internationalen Wettbewerb stehen; die internationale Konkurrenzfähigkeit der in Deutschland tätigen Netzbetreiber muss daher sichergestellt werden. Einem internationalen Vergleich – auch in Hinblick auf die von den ausländischen Regulierungsbehörden festgelegten Eigenkapitalzinssätzen – kommt daher eine entsprechend große Bedeutung zu. Vor diesem Hintergrund ist die zuvor zitierte Aussage nicht nachvollziehbar und deutet eher darauf hin, dass der Rechtsfehler durch die Regulierungsbehörde begangen wird, indem sie im Zuge ihrer Ermessensausübung nicht alle notwendigen Belange angemessen berücksichtigt, diese nicht ausreichend gewichtet und zu vorschnell auf eine – nicht nachgewiesene – rechtsfehlerhafte Deutung abstellt.

In **Rn. 144** führt die Beschlusskammer aus, dass die Möglichkeiten zur beschleunigten Abschreibung sowie zur Bildung von Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau den Gasnetzbetreibern erhebliche Cashflows verschaffen. Diese könnten nach Auffassung der BNetzA zur Innenfinanzierung von Ersatz und Erweiterungsinvestitionen genutzt werden und müssten daher nicht am Kapitalmarkt beschafft werden. Unter Verweis auf die Pecking-Order-Theorie leitet sie daraus sogar einen positiven Beitrag zur Angemessenheit der vorgesehenen Kapitalverzinsung ab.

Der BDEW teilt diese Bewertung nicht. Weder KANU noch BRÜCKEN haben einen renditeerhöhenden Effekt. Die Beschlusskammer erkennt sowohl die Funktion der beschleunigten Abschreibungen als auch die bilanziellen und regulatorischen Wirkungen der Stilllegungs- und Rückbaurückstellungen. Weder KANU noch BRÜCKEN schaffen zusätzliche wirtschaftliche Einnahmen oder eine dauerhaft höhere Innenfinanzierungskraft. Beide Instrumente reagieren vielmehr auf zusätzliche Transformationsrisiken des Gasnetzbetriebs.

KANU

Die beschleunigte Abschreibung nach KANU führt lediglich zu einer zeitlichen Vorverlagerung der Abschreibungsrückflüsse aus bereits getätigten Investitionen. Sie erhöht aber keineswegs die Gesamterlöse des Netzbetreibers. Höheren Abschreibungsrückflüssen in den ersten Jahren stehen geringere kalkulatorische Restwerte und entsprechend geringere Rückflüsse in den späteren Jahren gegenüber. Bei sachgerechter Barwertbetrachtung entsteht für den Netzbetreiber keine zusätzliche Rendite.

Die von der BNetzA als „erhebliche Cashflows“ bezeichneten Mittel sind daher keine zusätzlichen wirtschaftlichen Überschüsse. Sie sind vielmehr vorgezogene Rückflüsse aus bereits eingesetztem Kapital, die durch den beschleunigten Abbau der regulatorischen Restwerte „erkauft“ werden. Diese zeitliche Vorverlagerung von Rückflüssen kann nicht mit einer strukturellen Stärkung der Innenfinanzierungskraft gleichgesetzt werden.

Die Zielsetzung von KANU besteht zudem nicht darin, die Ergebnisse der Gasnetzbetreiber zu verbessern. Die Festlegung reagiert vielmehr auf das neu entstandene Risiko, dass Teile der Gasnetze infolge der Transformation nicht mehr bis zum Ende ihrer bislang unterstellten Nutzungsdauer betrieben und über die Netzentgelte Erlöst werden. Die Beschleunigung der Abschreibung dient damit der Vermeidung des Stranded-Asset-Risikos.

Investoren haben das für Gasnetze erforderliche Kapital in der Vergangenheit unter dem „regulatorischen Versprechen“ bereitgestellt, dass die Anlagen über die regulatorisch vorgesehene Nutzungsdauern betrieben und amortisiert werden können. Diese Fortführungsannahme gilt für erhebliche Teile der Gasnetzinfrastruktur nicht mehr uneingeschränkt. KANU reagiert auf diese nachträgliche Veränderung der Rahmenbedingungen.

Die Existenz von KANU belegt daher nicht eine geringere Risikoexposition der Gasnetzbetreiber, sondern bestätigt vielmehr, dass ein neues Transformationsrisiko entstanden ist, das bisher nie bestand.

KANU dient insbesondere dazu, die Amortisation bereits getätigter Investitionen unter verkürzten Nutzungsdauern zu sichern, Stranded-Assets so weit wie möglich zu vermeiden und die verbleibenden Netzkunden vor unverhältnismäßig hohen Netzkosten zu infolgedessen Netzentgeltsteigerungen zu schützen

Durch KANU entsteht somit kein zusätzlicher Unternehmenswert. Das Instrument begrenzt lediglich einen andernfalls drohenden Wertverlust. Die Einführung eines Instruments zur Begrenzung von Stranded-Asset Risiken kann deshalb nicht gleichzeitig als Begründung dafür herangezogen werden, dass die Kapitalmarktrisiken des Gasnetzbetriebs gesunken sein oder ein niedrigeres Renditeniveau ausreichen.

Auch nach Einführung von KANU verbleiben wesentliche Unsicherheiten, insbesondere hinsichtlich der tatsächlichen Lebensdauer der Netze, des Rückgangs der Netzkunden und Mengen und der weiteren gesetzlichen Rahmenbedingungen, kommunale Wärmeplanung sowie der Geschwindigkeit der Dekarbonisierung. Diese Risiken sind für die Beurteilung einer angemessenen Kapitalverzinsung maßgeblich. Sie werden durch die bloße Möglichkeit einer beschleunigten Abschreibung nicht beseitigt.

Auch die von der BNetzA angenommene Innenfinanzierungswirkung durch Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau überzeugt nicht.

BRÜCKEN

Die BRÜCKEN-Festlegung liegt bislang noch nicht abschließend vor. Ihre künftigen Wirkungen können daher nicht als gesicherter Finanzierungsvorteil bei der Beurteilung der Angemessenheit berücksichtigt werden. Nach dem derzeitigen Entwurfsstand entstehen vielmehr zunächst bilanzielle Belastungen, ohne dass diesen zeitgleich regulatorische Erlöse gegenüberstehen. Rückstellungen stellen aus Sicht von EK- und FK-Gebern keine zusätzliche Finanzierungskraft dar, sondern zukünftige Zahlungsverpflichtungen. Bei IFRS-bilanzierenden Unternehmen sind entsprechende Verpflichtungen grundsätzlich unmittelbar und vollumfänglich zu erfassen, bei HGB-Bilanzierern regelmäßig ratierlich per Ansammlungsrückstellungen. In beiden Fällen belasten diese EK-Quote, Verschuldungsgrad und ratingrelevante Kennzahlen.

Soweit die Rückstellungsbildung im Rahmen von BRÜCKEN als Argument für zusätzliche Finanzierungsspielräume herangezogen wird, greift dies bereits auch systematisch zu kurz. Der derzeit vorgesehene t-2 Ansatz verhindert gerade, dass der bilanziellen Belastung zeitgleich eine regulatorische Erlöswirkung gegenübersteht. Die Rückstellung belastet den Netzbetreiber sofort, während die regulatorische Anerkennung erst zeitversetzt erfolgt. Dadurch entsteht eine Finanzierungslücke, die der Netzbetreiber lösen muss. Ein Innenfinanzierungseffekt würde voraussetzen, dass bilanzielle Belastung und regulatorische Wirkungen zeitnah zusammenwirken. Der vorgesehene t-2 Ansatz bewirkt jedoch genau das Gegenteil: Er erhöht den Vorfinanzierungsbedarf und verschärft die wirtschaftliche Belastung der Netzbetreiber.

Hinzu kommen erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich des Umfangs anzuerkennender Rückbauverpflichtungen, der Nachweisanforderungen sowie der späteren Kostenanerkennung. Während die bilanzielle Belastung unmittelbar eintritt, sind Umfang und Zeitpunkt der regulatorischen Refinanzierung weiterhin unsicher.

Die Planbarkeit zukünftiger Cashflows wird verschlechtert und erhöht aus Sicht von Investoren und Kreditgebern das Finanzierungs- und Bonitätsrisiko. BRÜCKEN kann daher nicht als

Argument für eine erhöhte Innenfinanzierungskraft oder geringere Risikoexposition der Gasnetzbetreiber herangezogen werden.

Pecking-Order Theorie

Auch der Verweis auf die Pecking-Order Theorie rechtfertigt keine andere Bewertung. Die Theorie beschreibt lediglich die Präferenz für die Nutzung tatsächlich verfügbarer interner Finanzierungsüberschüsse gegenüber einer externen Kapitalaufnahme.

Bei KANU können bestehende Abschreibungsrückflüsse lediglich zeitlich vorgezogen werden. Diesen stehen geringere Restwerte, niedrigere Verzinsungsbasen und geringere spätere Rückflüsse gegenüber. Bei BRÜCKEN wird zunächst eine zukünftige Zahlungsverpflichtung bilanziell erfasst. Die regulatorische Refinanzierung erfolgt nach dem vorgesehenen t-2-Ansatz erst zeitversetzt und unter Anerkennungsunsicherheit.

Die theoretische Präferenz für Innenfinanzierung beantwortet zudem nicht die für die WACC-Festlegung entscheidende Frage, ob die regulatorische Kapitalverzinsung angesichts des tatsächlichen Risikoprofils der Gasnetzbetreiber angemessen, wettbewerbsfähig und risikangepasst ist. Eine mögliche zeitliche Verfügbarkeit von Rückflüssen beseitigt weder Restwert- und Transformationsrisiken noch die Anforderungen von Investoren und Kreditgebern an eine marktgerechte Verzinsung.

6.2 Fehlende Plausibilisierung WACC insgesamt

Mit der Einführung eines WACC-Ansatzes, wie er in der internationalen Regulierungspraxis üblich ist, ist es nun mehr denn je geboten, den konsultierten Gesamtkapitalzins mit aktuellen internationalen und insbesondere europäischen Festlegungen zu vergleichen. Nichts anderes machen Kapitalgeber. Dies umso mehr, als die Einführung des WACC im NEST-Prozess das Ziel verfolgt, die Transparenz für Kapitalgeber zum Zwecke eines solchen Vergleichs zu erhöhen. In diesem Vergleich hält der vorgeschlagene WACC klar nicht stand, wie die Analyse von NERA (2026b) deutlich zeigt:

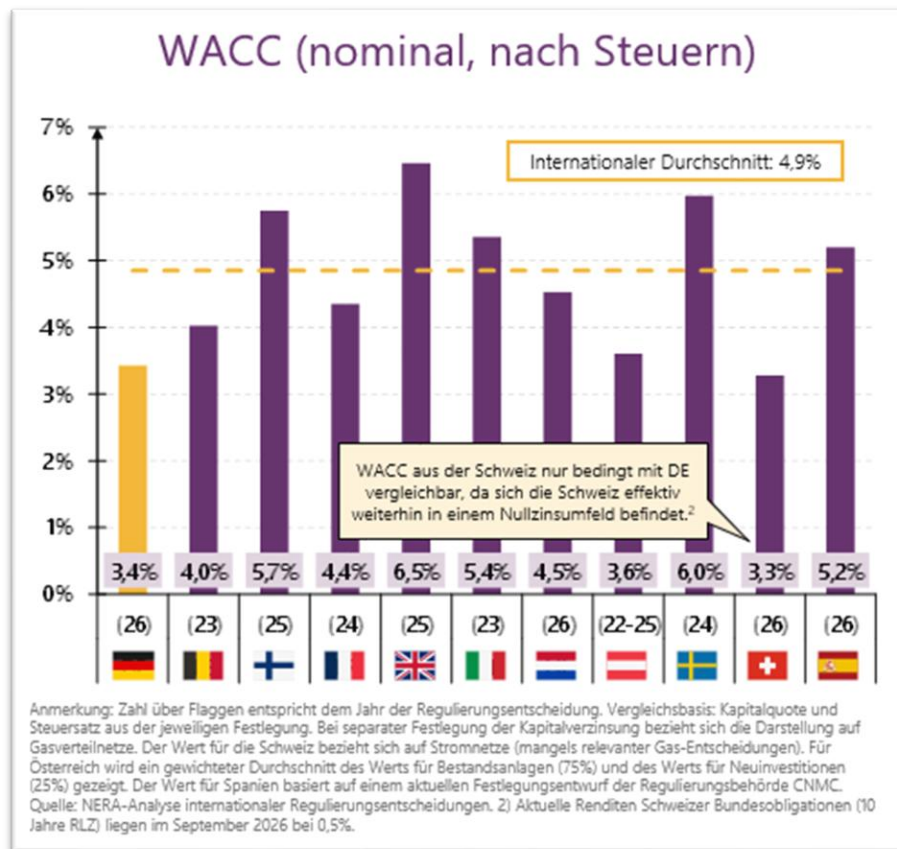


Abbildung aus NERA-Europäischer WACC-Vergleich (2026b), S. 3

Lediglich Österreich und die Schweiz weisen Werte von unter 4% auf. Diese sind jedoch nur eingeschränkt mit dem BNetzA-Entwurf vergleichbar: In der Schweiz liegt das risikolose Zinsniveau weiterhin außergewöhnlich niedrig. Die österreichische Basisfestlegung stammt noch aus der Zeit vor der Zinswende und gilt nicht, wie der deutsche Festlegungsentwurf, für die nächste Regulierungsperiode.

Nicht nur der internationale Vergleich zeigt deutlich, dass der WACC dem Kriterium einer wettbewerbsfähigen und risikoadäquaten Verzinsung nicht gerecht wird, dies zeigt auch der Blick auf das aktuelle Zinsumfeld deutlich. Deutsche Staatsanleihen, die von der BNetzA als am risikolosesten eingestuft werden, da sie das höchstmögliche Rating (AAA) aufweisen, erzielen eine Rendite von rd. 3,8% (abhängig von der Laufzeit, hier z.B. 20 Jahre).

Wenn also eine praktisch risikofreie Anlage für einen Kapitalgeber eine Rendite auf demselben Niveau oder sogar höher erzielt, ist Wettbewerbsfähigkeit nicht gegeben. Ein rationaler Anleger bevorzugt bei vergleichbarem Ertrag die Alternative mit dem geringeren Risiko und bei einer

Allokation in Regulierten Netzbetreiber, die gem. BNetzA ein Rating im BBB-Spektrum aufweisen, ist das Risiko klar höher.

Zudem bieten sich Gasnetzbetreibern faktisch keine Möglichkeiten, die regulatorisch zugestandene Rendite zu erhöhen. Durch die oben aufgezeigte strukturelle Unterdeckung beim Fremdkapitalzins ist die Möglichkeit der Nutzung des Leverage Effektes durch weitere FK-Aufnahme nicht gegeben. Auch alle weiteren Veränderungen durch den NEST-Prozess verschärfen den regulatorischen Rahmen im Gasnetz, so dass dem WACC eine herausragende Bedeutung beikommt.

Dies zeigt sich auch in den ausnahmslos negativen Kapitalmarktreaktionen auf den Festlegungsentwurf der BNetzA.

Literaturverzeichnis

- BEREC (2026): Report on WACC parameter calculations according to the European Commission's WACC Notice of 6th November 2019 (WACC parameters Report 2026)
- BDEW (2025): BDEW Stellungnahme zum Entwurf der Festlegung von Methoden für die Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes vom 30. Juni 2025
- Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 4 (2024): Beschluss vom 17.01.2024 zur Festlegung von Regelungen für die Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen im Kapitalkostenaufschlag (BK4-23-002).
- Bundesnetzagentur (2025): Methodenfestlegung Kapitalverzinsung (GBK-25-02-3#1).
- Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 4 (2021): Beschluss vom 12.10.2021 zur Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode (BK4-21-055).
- Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 9 (2026): Konsultationsentwurf zur Festlegung des Gas-WACC für die 5. Regulierungsperiode (BK9-26-0621).
- Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 9 (2026a): ‚FAQ – WACC / Eigenkapitalverzinsung für Gasnetzbetreiber in der fünften Regulierungsperiode‘ der BNetzA;
- Christensen, Jens/Mouabbi, Sarah/Paulson, Caroline (2025): German Inflation-Linked Bonds: Overpriced, yet Undervalued.
- Dimson/Marsh/Staunton (2026): DMS Global Investment Returns Yearbook 2026 (UBS).
- Frontier Economics/Randl, Otto/Zechner, Josef (2021): Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge für unternehmerische Wagnisse von Strom- und Gasnetzbetreibern.
- Frontier Economics/Randl, Otto/Zechner, Josef (2025): Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode.
- Frontier Economics/Randl, Otto/Zechner, Josef (2026): Gutachten zur Ermittlung der Komponenten des WACC für die 5. Regulierungsperiode der Gasnetzbetreiber.
- Hachmeister, Dirk/Pedell, Burkhard (2025): Kurzgutachten zum Entwurf der Festlegung von Methoden für die Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes der Bundesnetzagentur.
- Hachmeister, Dirk/Pedell, Burkhard (2026): Kurzstellungnahme zur Eigenkapitalzinsermittlung für Netzbetreiber im Auftrag von 50Hertz Transmission GmbH, Berlin; liegt der BNetzA im Rahmen der Einreichung der ÜNB-Stellungnahme vor.

- Jiang, Zhengyang/Lustig, Hanno/Van Nieuwerburgh, Stijn/Xiaolan, Mindy (2025): Bond Convenience Yields in the Eurozone Currency Union (NBER Working Paper No. 34307).
- NERA Economic Consulting (2025a): Cost of Equity for RIIO-T3 – Response to Ofgem's Draft Determination.
- NERA Economic Consulting – Haug/Wieshammer/Schellenberg (2025b): Ermittlung Eigenkapitalzinssatz – Präsentation im Auftrag des BDEW (ergänzt am 30.01.2025).
- NERA Economic Consulting (2026a): Betafaktor für Gasnetze – Einordnung des Festlegungsentwurfs BK9-26/621 im Auftrag des BDEW.
- NERA Economic Consulting (2026b): Europäischer WACC-Vergleich – Einordnung des Festlegungsentwurfs BK9-26/621 im Auftrag des BDEW.
- Oxera (2025a): Methodik zur Bestimmung der Marktrisikoprämie ab der 5. Regulierungsperiode.
- Oxera (2025b): RIIO-3 draft determinations—CAPM parameters and debt-based cross-checks.
- Oxera (2026): Response to the UKRN cost of capital consultation.
- PwC (2026): Gesamthafte Würdigung des BNetzA-Festlegungsentwurfs zum WACC Gas.
- Randl, Otto/Zechner, Josef (2022): Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Strom-Übertragungsnetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027
- Randl, Otto/Zechner, Josef (2023): Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für die österreichischen Gas-Fernleitungsnetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2025 bis 2028.
- Randl, Otto/Zechner, Josef (2026): Aktualisierung des WACC für Neuinvestitionen im Jahr 2027 für Gasfernleitungsbetreiber.