

AUFSCHLAG AUF EIGENKAPITALZINSSATZ FÜR STROMÜBERTRAGUNGS- NETZBETREIBER

Kurzgutachten für Bundesnetzagentur

19. MAI 2026

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
1.1	Hintergrund	3
1.2	Aufgabenstellung	3
2	Fragestellung 1: Auseinandersetzung mit angeführten internationalen Präzedenzfällen für risikoe erhöhende Wirkung des Investitionsbedarfs	6
2.1	Niederlande – Offshore Netz	6
2.2	UK-Heathrow Terminal 5	9
2.3	UK RIIO1 - Stromübertragungsnetzbetreiber	11
2.4	UK Regulierung von Wasserunternehmen – PR24 (2025-2030)	14
2.5	Belgien – Meshed Offshore Grid	17
2.6	Investitionsprämien für spezifische Investitionen – Griechenland und USA	19
3	Fragestellung 2: Stellungnahme zu NERA Hinweis auf Frankreich	21
3.1	TURPE 5 – Verzinsung für vollständig abgeschriebene Anlagen und von Dritten finanzierte Anlagen	21
3.2	TURPE 6 – Abwägung von Risiken gegenüber TURPE 5 für Bestimmung der Beta-Bandbreite	21
4	Fragestellung 3: Stellungnahme zur kritischen Würdigung zum Betafaktor	23
5	Fragestellung 4: Stellungnahme Sondersituation der ÜNB aufgrund des hohen Investitionsbedarfs bereits anderweitig abgebildet	28
6	Fragestellung 5: Aktuelle Marktbeispiele würden zeigen, dass marktübliche Eigenkapitallösungen unter bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen nicht attraktiv seien	31
7	Fragestellung 6: Auseinandersetzung mit vorgeschlagener Methodik	33
8	Schlussfolgerung	35

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

- 1 Die BNetzA (Bundesnetzagentur) entwickelt aktuell im NEST-Prozess das neue Regulierungssystem für Strom-/Gasnetzbetreiber ab der 5. Regulierungsperiode. Bei der Festlegung des Regulierungsrahmens für Stromübertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sieht die Bundesnetzagentur einen Wechsel von der aktuellen Anreizregulierung hin zu einer Kosten-Plus Regulierung mit einem jährlichen Plan-/Ist-Abgleich der Netzkosten (Kapitalkosten und Betriebskosten) vor. Die Kapitalvergütung erfolgt über einen WACC-Ansatz, wobei der Eigenkapitalzinssatz analog zu den Stromverteilernetzbetreiber (VNB) für die Dauer der Regulierungsperiode (5. Regulierungsperiode: 5 Jahre; ab 6.Regulierungsperiode: 3 Jahre) fixiert wird.
- 2 Die ÜNB haben in Konsultation zum Entwurf der Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber (GBK-25-01-1#2) darauf hingewiesen, dass für die ÜNB ein Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken infolge außerordentlich hoher Investitionsvolumina erforderlich sei. Die ÜNB führen an, dass aus Investorensicht eine hohe Investitionsintensität zusätzliche Risiken mit sich brächte und entsprechend vergütet werden müsste. Zur Unterstützung der Argumentation wurde ein Gutachten von NERA (2026)¹ angefügt.

1.2 Aufgabenstellung

- 3 Die Bundesnetzagentur hat Frontier mit einem Kurzugutachten beauftragt, in dem die Argumente für einen Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz aufgrund eines hohen Investitionsbedarfs evaluiert werden sollen. Die Bundesnetzagentur hat dazu die nachfolgenden Fragestellungen formuliert:
 - (a) **Fragestellung 1:** Auseinandersetzung mit angeführten internationalen Präzedenzfällen, dass Regulierungsbehörden bereits bei Investitionsvolumina unterhalb des ÜNB-Niveaus Aufschläge auf den EK-Zinssatz für erforderlich erachteten. Handelt es sich um vergleichbare Sachverhalte?
 - (b) **Fragestellung 2:** Stellungnahme zum Hinweis von NERA (2026), dass Frontier Economics in Frankreich einen Zuschlag zur Kompensation von Mehrrisiken aufgrund von hoher Investitionstätigkeit empfohlen hätte.

¹ NERA, Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina, Gutachten im Auftrag der 4ÜNB, 18. Januar 2026.

- (c) **Fragestellung 3:** Stellungnahme zur kritischen Würdigung durch NERA (2026, Anhang A) der These der BNetzA, dass der Beta-Faktor den hohen Investitionsbedarf sowie die damit verbundenen Risiken bereits abbildet.
- (d) **Fragestellung 4:** Stellungnahme zur kritischen Würdigung durch NERA (2026, Anhang A) der These der BNetzA, dass die Sondersituation der ÜNB aufgrund des hohen Investitionsbedarfs bereits anderweitig abgebildet wird (vgl. NERA-Gutachten, Anhang A)
- (e) **Fragestellung 5:** Stellungnahme zur Feststellung, dass aktuelle Marktbeispiele (Amprion, Tennet) zeigen würden, dass marktübliche Eigenkapitallösungen unter den bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen nicht attraktiv seien.
- (f) **Fragestellung 6:** Auseinandersetzung mit der vorgeschlagenen Methodik (vgl. NERA-Gutachten, Kapitel 4) für den Fall, dass die Erforderlichkeit eines Aufschlags auf den Eigenkapitalzinssatz festgestellt wird.

4 Die Fragestellungen beziehen sich nicht auf alle Aspekte in NERA (2026), da die BNetzA zu den Faktoren der risikoerhöhenden Wirkung (NERA, 2026, Kapitel 3.1-3.4) ein eigenes Kurzgutachten bei Prof. Stehle und Prof. Betzer in Auftrag gegeben hat. Wir gehen deshalb in diesem Kurzgutachten nicht auf alle Aspekte umfassend ein. Im Folgenden führen wir jedoch kurz die vier wesentlichen Kanäle an, mittels der laut NERA die Investitionsintensität einen Einfluss auf das Risikoprofil und damit auf die erforderliche Kapitalverzinsung hat. Diese Übersicht ist hilfreich für die Einordnung der Fallbeispiele, die von NERA und den ÜNB-Stellungnahmen angeführt wurden.

- (a) **Investorenpool und Mitbestimmung:** Zur Finanzierung der erhöhten Investitionsbedarf müsse der Kreis der Investoren erweitert werden und die neuen Investoren könnten laut NERA nur mit erhöhten Renditen gewonnen werden. Außerdem würden Investoren eine Prämie dafür verlangen, dass mit der Kapitalausweitung ihre Kontrollrechte verwässert würden.
- (b) **Liquidität:** Potentielle Investoren würden Schwierigkeiten haben ihre Anteile zu einem späteren Zeitpunkt weiter zu verkaufen, da aufgrund der hohen aktuellen Investitionsbedarfe zu dem späteren Zeitpunkt viele vergleichbare Assets um potentielle Käufer konkurrieren würden. Als Kompensation für diese vermeintliche Illiquidität würden Investoren eine Prämie verlangen.
- (c) **Kapitalbindungsdauer:** Durch den hohen Bedarf an Investitionen in neue Assets, die lange Abschreibungszeiten haben, erhöhe sich die durchschnittliche Kapitalbindungsdauer der deutschen ÜNBs. Da Unsicherheit darüber bestünde, wie die Erlösregulierung in zukünftigen Regulierungsperioden ausgestaltet sein wird, brächte die erhöhte Kapitalbindungsdauer wiederum ein erhöhtes regulatorisches Risiko mit sich.
- (d) **Operative Risiken („Operational Leverage“):** Der umfangreiche Ausbau der Netze unter Zeitdruck brächte das Risiko mit sich, dass der Ausbau von einem

AUFSCHLAG AUF EIGENKAPITALZINSSATZ FÜR STROMÜBERTRAGUNGS-NETZBETREIBER

zukünftigen regulatorischen Regime ex-post als ineffizient und überteuert klassifiziert werden könne, während es keine Möglichkeit mehr gäbe die getätigten Investitionen anzupassen. Der erhöhte Investitionsbedarf führe also zu einem gesteigerten regulatorischen Risiko, dass Kapitalkosten nicht anerkannt würden.

2 Fragestellung 1: Auseinandersetzung mit angeführten internationalen Präzedenzfällen für risikoe erhöhende Wirkung des Investitionsbedarfs

- 5 In diesem Abschnitt gehen wir auf die von NERA (2026) und in den ÜNB-Stellungnahmen angeführten Fallbeispiele für einen Risikozuschlag ein und führen weitere Beispiele an. Bei der Diskussion der Fallbeispiele adressieren wir jeweils die folgenden beiden Fragen:
- (a) **Frage 1:** Welche Anpassung des WACC im Rahmen des Regulierungsregimes wurde von der zuständigen Behörde vorgenommen? Handelt es sich hierbei um einen expliziten „Aufschlag“ zur Abdeckung von zusätzlichen Risiken?
 - (b) **Frage 2:** Wie wird die von der Regulierungsbehörde gewährte Anpassung des WACC im Rahmen des Regulierungsregimes begründet und decken sich diese mit den von NERA vorgebrachten Argumenten?

2.1 Niederlande – Offshore Netz

Frage 1: Welche Anpassung des WACC im Rahmen des Regulierungsregimes wurde von der zuständigen Behörde vorgenommen? Handelt es sich hierbei um einen expliziten „Aufschlag“ zur Abdeckung von zusätzlichen Risiken?

- 6 Der niederländische Regulierer, ACM, hat bei der Festlegung des WACC die Auswirkung der Transformation des Energiesystems evaluiert. Als eine wichtige Auswirkung wurde der künftige Investitionsbedarf in Strom- und Gasnetze identifiziert.
- 7 Im Ergebnis erhöht ACM bei der Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes im Rahmen des WACC den Beta-Wert nur für das TenneT Offshore-Netz. Dabei wird der Beta-Wert zunächst auf Basis der üblichen Festsetzung durch eine Vergleichsgruppenanalyse von Energienetzbetreiber bestimmt und im Anschluss um den Wert der Standardabweichung der Beta-Werte der Vergleichsgruppe erhöht. Mit dieser Festsetzung folgt ACM dem Vorschlag des Gutachters Brattle Group². Dies erfolgt sowohl in der Festsetzung 2021 als auch in der Festsetzung 2025.

² Brattle Group, Beta, ERP and Gearing for the Dutch Network Operators, Gutachten für ACM, 16. Mai 2025; Brattle Group, The WACC for the Dutch Electricity TSO and Electricity and Gas DSOs, Gutachten für ACM, 7. April 2021.

AUFSCHLAG AUF EIGENKAPITALZINSSATZ FÜR STROMÜBERTRAGUNGS-NETZBETREIBER

- 8 Die Erhöhung des Beta-Wertes über einen spezifischen berechneten Wert für das TenneT Offshore Netz ist als „expliziter Aufschlag“ auf den Eigenkapitalzinssatz innerhalb des WACC für die Vergütung eines höheren Risikos einzuordnen.

Frage 2: Wie wird die von der Regulierungsbehörde gewährte Anpassung des WACC im Rahmen des Regulierungsregimes begründet und decken sich diese mit den von NERA vorgebrachten Argumenten?

- 9 Zur Begründung der Anpassung des Beta-Wertes von TenneT Offshore Netz bezieht sich ACM auf die Ausführungen von Brattle (2021, 2025). Brattle argumentiert, dass eine Anhebung des Beta-Werts für das TenneT Offshore Netz aufgrund des außerordentlich hohen Investitionsbedarf relativ zur bestehenden Asset-Base erforderlich ist.
- 10 Das Argument von Brattle erscheint nur vordergründig vergleichbar mit der Argumentation von NERA zu sein. Eine genauere Betrachtung ergibt allerdings, dass Brattle keinen der von NERA angeführten Gründe anführt, d.h. die Erhöhung des Beta-Werts für TenneT Offshore Netz ist weder durch eine Ausweitung des Investorenkreises noch durch eine potentiell verringerte Liquidität, noch durch eine erhöhte Kapitalbindungsdauer oder erhöhte operative Risiken in Folge eines schnellen Ausbaus des Netzes motiviert.
- 11 Brattle begründet die Erhöhung des Beta-Werts damit, dass das Risiko von zukünftigen Assets (d.h. die Varianz ihrer möglichen Werte) schon antizipiert und sich dadurch in dem Asset-Beta der bestehenden Assets niederschlagen würde. Brattle illustriert dies anhand eines vereinfachten Beispiels:
- (a) Ein Unternehmen, für das der Wert der aktuellen Assets um 10% um den aktuellen Erwartungswert von 100 herum variieren kann, plant eine Investition mittels der sein Portfolio verdoppelt würde.
 - (b) Der Erwartungswert des zusätzlichen Assets ist ebenfalls 100 und die mögliche Variation beträgt ebenfalls 10%.
 - (c) Brattle argumentiert, dass die zukünftigen Asset-Werte (bestehend aus den aktuellen und den zusätzlichen Assets) um den Wert 20 nach oben oder unten variieren könnten, was bezogen auf den aktuellen Asset-Wert von 100 eine Variation von 20% ausmachen würde.
 - (d) Die geplante Investition würde also das Asset-Beta verdoppeln, da die zusätzlichen Assets zwar für die Bestimmung der antizipierten Volatilität relevant seien, während die zusätzlichen Assets hingegen im aktuellen Erwartungswert der Assets noch keinen Niederschlag fänden.
- 12 Brattle weist allerdings darauf hin, dass die Erhöhung des Asset-Betas nur während der Investitionsphase relevant sei und mit der Inbetriebnahme des zusätzlichen Assets verschwände. Mit der Inbetriebnahme gelte nämlich, dass der

AUFSCHLAG AUF EIGENKAPITALZINSSATZ FÜR STROMÜBERTRAGUNGS-NETZBETREIBER

Variation von 20 ein Erwartungswert der Assets in Höhe von 200 gegenüberstünde, womit die relative Größe der Variation wieder bei 10% läge.³ Hieraus folgt, dass das Argument von Brattle – sofern man es für zulässig erachtet – keine Erhöhung des Beta-Werts über die Bauphase hinaus rechtfertigen kann und somit die vier von NERA angeführten Argumente nicht unterstützt⁴.

- 13 Gegenüber der Argumentation von Brattle können jedoch konzeptuelle Kritikpunkte angeführt werden. So wie die Risikowirkung der zukünftigen Assets antizipiert werden kann, so kann auch deren Barwert antizipiert werden. Wenn die zusätzlichen Assets von gleicher Art sind wie die aktuellen Assets, ändert sich durch eine proportionale Vergrößerung der Asset Base grundsätzlich nicht das Verhältnis zwischen systematischer Wertschwankung und Barwert der Assets. In dem Beispiel von Brattle wird die zusätzliche Wertschwankung der zukünftigen Assets berücksichtigt, nicht aber deren Barwert in die relevante Bezugsgröße einbezogen. Dadurch wird die zukünftige Variation von 20 in Relation zum heutigen Wert von 100 gesetzt. Wird hingegen der Barwert der zusätzlichen Assets von 100 in der Asset Base berücksichtigt, steht die Variation von 20 einer Asset Base von 200 gegenüber. Das Asset Beta bleibt in diesem Fall unverändert.
- 14 Brattle behauptet, dass in die Bestimmung des Asset-Betas nur die Varianz der zusätzlichen Assets einginge, nicht aber der Wert der Assets selber, da die Investition in die Assets einen NPV von null habe. Das heißt, um die Asset-Betas zu analysieren, zieht Brattle vom Barwert der zukünftigen Assets den Barwert der erwarteten (Rück-)Zahlungen an die Investoren ab. Das ist jedoch konzeptuell problematisch, da bei einer Analyse von Asset-Betas grundsätzlich der Wert der Assets und nicht der Nettobarwert einer Investitionsmöglichkeit die relevante Bezugsgröße ist.⁵

³ "We note that the effect of investments on beta that we discuss above only lasts while the firm is constructing the new assets. Once the firm has completed the construction of the new assets, and assuming the new assets have the same systematic risk and operating leverage as the original assets, and no other changes have occurred, beta will return to its original value." – Rz 83, S.34, "Beta, ERP and Gearing for the Dutch Network Operators", Brattle, 2025

⁴ Brattle leitete das vereinfachte Beispiel zwar als „Operational Leverage“ ein, allerdings ist die Wirkweise des höheren „Operational Leverage“ und auch die Dauer der Wirkung deutlich unterschiedlich von dem Argument, welches NERA als „Operational Leverage“ anführt.

⁵ Selbst man diesen (konzeptuell unangemessenen) Ansatz wählen wollte, wäre die Analyse von Brattle aufgrund einer stark vereinfachenden, impliziten Annahme unpassend für den spezifischen Kontext von regulierten Netzen. In Brattles Beispiel wird dem Barwert der (Rück-)Zahlungen an die Investoren implizit ein Beta von null zugeschrieben. Diese Annahme ist nicht plausibel. Ganz allgemein hängen auch Investitionskosten von künftigen Marktentwicklungen ab und haben demnach ein Beta verschieden von null. Und gerade für regulierte Netze ist ein ähnliches Beta für den Barwert der (Rück-)Zahlungen an die Investoren zu erwarten wie man es für den Barwert der Assets, d.h. der späteren Erträge, erwartet. Denn bei regulierten Unternehmen hängen die späteren Cashflows aus der Investition typischerweise von den realisierten und regulatorisch anerkannten Kapitalkosten ab, da diese in die RAB eingehen und über zukünftige regulierte Erlöse vergütet werden. Je ähnlicher jedoch die Betas der (Rück-)Zahlungen an die Investoren und der Erträge sind, desto schwächer ist der von Brattle beschriebene Beta-erhöhende Effekt; bei identischen Betas verschwindet er sogar ganz.

Schlussfolgerung

- 15 Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass das Argument von Brattle – wenn überhaupt – nur für die Bauphase relevant ist und dort auch konzeptionelle Kritikpunkte bestehen. Für den Zeitraum nach Inbetriebnahme der Assets ist das Argument für einen expliziten Aufschlag auf den Beta-Wert, wie Brattle auch selbst feststellt, nicht mehr relevant.
- 16 Das Beispiel „TenneT Offshore Netz“ ist somit nicht als Begründung für einen expliziten Aufschlag auf den Beta-Wert/Eigenkapitalzinssatz für deutsche ÜNBs aufgrund eines hohen Investitionsvolumens geeignet.

2.2 UK-Heathrow Terminal 5

Frage 1: Welche Anpassung des WACC im Rahmen des Regulierungsregimes wurde von der zuständigen Behörde vorgenommen? Handelt es sich hierbei um einen expliziten „Aufschlag“?

- 17 Im Jahr 2003 hat die zuständige britische Regulierungsbehörde CAA (Civil Aviation Authority) die Obergrenzen für den WACC der Flughäfen Heathrow, Gatwick und Stansted festgelegt.⁶ In die Regulierungsperiode 2003-2008 fiel auch die erhebliche Investition in den Terminal 5 in Heathrow. Bei der Festlegung des WACC wurde deshalb explizit auf den Terminal 5 in Heathrow eingegangen.
- 18 Bei der WACC-Festlegung folgte die CAA einer Empfehlung der CC (Competition Commission). Diese hat eine Bandbreite für den WACC (real, pre-tax) für die Flughäfen Heathrow, Gatwick und Stansted von 5,67% bis 8,76% bestimmt.⁷ Die CC hat sich dafür ausgesprochen einen WACC über dem Mittelwert von 7,21% und tendenziell an der oberen Bandbreite in Höhe von 7,75% zu setzen.⁸ Genau dieser Empfehlung ist die CAA gefolgt, indem der WACC für die drei Flughäfen Heathrow, Gatwick und Stansted auf 7,75% (pre-tax, real) festgelegt wurde.
- 19 Im Ergebnis wurde also kein spezifischer Aufschlag angewandt, sondern die CAA wählte lediglich einen überdurchschnittlich hohen Wert innerhalb der von CC

⁶ “Economic Regulation of BAA London Airports (Heathrow, Gatwick and Stansted) 2003 – 2008”, CAA Decision (2003)

⁷ Diese Bandbreite wurde abgeleitet aus einer Bandbreite für den Beta-Wert von 0,8-1,0 (Competition Commission, “A Report on the economic regulation of the London airports companies”, Tabelle 4.13, S. 171).

⁸ CC schreibt in dem Zusammenhang zwar von einem Aufschlag von 0,25% in Bezug auf das Terminal 5, allerdings ist dies zu verstehen als eine Abweichung vom Mittelwert der WACC-Bandbreite und nicht als zusätzlicher Aufschlag, der auf die obere Bandbreite gewährt wird: „4.72 (...) In our view the factors in paragraph 4.71 can best be recognized by way of a further T5-related uplift to the WACC of some 0.25 per cent. Addition of this to the allowance of 0.25 per cent for smoothing of the movement in the ERP would increase BAA’s WACC from the mid-point of 7.21 per cent shown in Table 4.13 to some 7.75 per cent. We consider that a WACC of 7.75 per cent should be sufficient to enable BAA to raise the finance needed for T5, to compensate the company for the loss of its real option on the T5 project and to recognize the increased risk to the company as a whole.” (Competition Commission, “A Report on the economic regulation of the London airports companies”, Rz. 4.72, S. 179).

empfohlenen Bandbreite.⁹ Es ist auch hervorzuheben, dass der WACC nicht nur für den Flughafen Heathrow, der mit Terminal 5 eine erhebliches Investitionsprojekt in der Regulierungsperiode 2003-2008 hatte, sondern im gleichen Maße für die Flughäfen Gatwick und Stansted galt.

Frage 2: Wie wird die von der Regulierungsbehörde gewährte Anpassung des WACC im Rahmen des Regulierungsregimes begründet und decken sich diese mit den von NERA vorgebrachten Argumenten?

- 20 Als Gründe für einen WACC oberhalb des Mittelwertes der Bandbreite im Zusammenhang mit dem Bau des Terminal 5 von Heathrow führte die CAA u.a. folgende Gründe an:¹⁰
- (a) Risiken aufgrund eines möglichen, ungeplanten Anstiegs der Investitionskosten;
 - (b) Risiken von Pönalen aufgrund von Verzögerungen beim Bau des Terminal 5. CAA hatte „Trigger“ für den Baufortschritt definiert, deren Nichteinhaltung zu finanziellen Pönalen geführt hätten;
 - (c) Heathrow unterlag einem Nachfragerisiko hinsichtlich der Auslastung des Flughafens, d.h. eine geringere Auslastung hätte zu Erlösrückgängen führen können.
- 21 Diese von CAA/CC angeführten Gründe weisen keine relevante Schnittmenge mit den von NERA angeführten risikoerhöhenden Faktoren für deutsche ÜNBs auf. Die geplante Kosten-plus-Regulierung schränkt das Risiko zu geringer Erlöse durch das Überschreiten von Investitionskosten durch den jährlichen Plan-Ist-Abgleich der Kosten deutlich ein. Eine finanzielle Pönale für Verzögerungen in der Bauphase sieht das Regulierungssystem nicht vor. Durch die Erlösobergrenze wird zusätzlich auch das Nachfragerisiko der deutschen ÜNBs minimiert.
- 22 Es sollte darüber hinaus noch erwähnt werden, dass die CC in einer ex-post Analyse des WACC für Heathrow zum Ergebnis kamen, dass die Wahl eines überdurchschnittlichen WACC überschießend war. Es wurde festgestellt, dass die

⁹ “4.70 This results in a cost of equity figure above the mid-point of the range as determined by the Competition Commission. This therefore results in a pre-tax real cost of capital figure also above the mid-point of the range. 4.71 In the view of the CAA a point estimate of 7.75% pre-tax real for Heathrow’s cost of capital is appropriate and reasonable. This figure reflects the uncertainty surrounding the cost of equity, and especially the cost of new equity, and the importance of enabling BAA to finance Terminal 5 on a commercial basis given the risks involved. The other side of the coin is clearly that all risk, i.e. demand risk as well as cost risk, lies with BAA. This implies that whatever capital structure BAA and its financiers adopt, the risk associated with this structure lies entirely with BAA and its financiers.” (CAA Decision, 2003, S. 45)

¹⁰ “Economic Regulation of BAA London Airports (Heathrow, Gatwick and Stansted) 2003 – 2008”, CAA Decision (2003), Rz. 4.67

AUFSCHLAG AUF EIGENKAPITALZINSSATZ FÜR STROMÜBERTRAGUNGS-NETZBETREIBER

erwartete Steigerung des Beta-Wertes infolge des hohen Investitionsvolumens für Heathrow Terminal 5 nicht eingetreten ist.¹¹

Schlussfolgerung

- 23 Für das Beispiel „Heathrow Terminal 5“ kann festgestellt werden:
- (a) Die CAA hat keinen „expliziten“ Aufschlag bestimmt, sondern sich innerhalb einer WACC-Bandbreite den Wert aus der oberen Hälfte der Bandbreite gewählt.
 - (b) Aus dem Regulierungssystem für Heathrow und das Terminal 5 ergaben sich Risiken (Überschreitung der Investitionskosten, Pönalen bei Verzögerung, Nachfragerisiken), welche in der geplanten Kosten-Plus Regulierung für deutsche StromÜNBs so nicht gelten.
 - (c) Die CC hat in einer ex-post Betrachtung festgestellt, dass sich der erwartete Anstieg des Beta-Wertes von Heathrow infolge des hohen Investitionsvolumens für das Terminal 5 nicht materialisiert hat.
- 24 Das Beispiel „Heathrow Terminal 5“ ist somit nicht als Begründung für einen expliziten Aufschlag auf den Beta-Wert/Eigenkapitalzinssatz für deutsche StromÜNBs aufgrund eines hohen Investitionsvolumens geeignet.

2.3 UK RII01 - Stromübertragungsnetzbetreiber

Frage 1: Welche Anpassung des WACC im Rahmen des Regulierungsregimes wurde von der zuständigen Behörde vorgenommen? Handelt es sich hierbei um einen expliziten „Aufschlag“ zur Abdeckung von zusätzlichen Risiken?

- 25 Bei der erstmaligen Anwendung des neuen Regulierungsregimes RII01 in 2012 (RII01) hat die britische Regulierungsbehörde, Ofgem, für die schottischen ÜNB SPTL und SHETL die gleiche Eigenkapitalverzinsung bzw. das gleiche Equity-Beta

¹¹ “4.122 The Q4 WACC was estimated for all three regulated airports (Heathrow, Gatwick and Stansted). For the purposes of Q5, the CAA has proposed that the WACC is estimated separately for Heathrow and Gatwick. Our Q5 recommendations to the CAA reflect a number of changes in observable data since the CC produced its Q4 report. In particular: ... (c) contrary to our expectations, BAA plc’s equity beta remained well below the range that we had assumed in our Q4 report prior to the company’s takeover in 2006.

4.123 On this final point, the Q4 report deliberately and explicitly recommended an equity beta significantly above the market evidence that was available to the CC at the time of the inquiry. We expected BAA’s equity beta to increase during Q4 as a consequence of the 11 September 2001 terrorist attacks and the large CIP that BAA was about to undertake.

4.124 This increase did not, in fact, materialize. Instead, BAA’s asset beta appears to have fallen slightly. Our choice of lower asset betas for Q5 therefore reflects two distinct factors that suggest a somewhat lower cost of capital would be appropriate in Q5 relative to Q4, (...).”

(Competition Commission (2007), “A report on the economic regulation of the London airports companies (Heathrow Airport Ltd and Gatwick Airport Ltd)”, S. 52).

AUFSCHLAG AUF EIGENKAPITALZINSSATZ FÜR STROMÜBERTRAGUNGS-NETZBETREIBER

wie für den britischen ÜNB National Grid verwendet, jedoch mit einer geringeren Fremdkapitalquote. Dies bedeutete implizit, dass Ofgem ein höheres Asset-Beta für SPTL und SHETL als für National Grid verwendet hat.

- 26 Ofgem gewährte keinen expliziten Aufschlag für die Kapitalkosten von SPTL und SHETL, sondern legte für die drei ÜNB jeweils eine Kombination von Parametern fest, aus denen sich dann ein unterschiedlicher Eigenkapitalzinssatz ergab. In den folgenden Verfahren RIIO-2 und RIIO-3 hat Ofgem keine Unterscheidung mehr für die StromÜNB vorgenommen und jeweils einen einheitlichen Eigenkapitalzinssatz auf Basis einer einheitlichen Fremdkapitalquote verwendet. Das heißt, es wurden für die drei ÜNB (SPTL, SHETL, National Grid) die gleichen Asset-Betas herangezogen.

Frage 2: Wie wird die von der Regulierungsbehörde gewährte Anpassung des WACC im Rahmen des Regulierungsregimes begründet und decken sich diese mit den von NERA vorgebrachten Argumenten?

- 27 Ofgem (2012: S. 21)¹² begründete die unterschiedliche Behandlung der drei ÜNB in RIIO1 mit einem relativen Vergleich zwischen National Grid und SPTL/SHETL in Hinblick auf ein breites Spektrum an Risikofaktoren und deren Ausprägung (Tabelle 1).

Tabelle 1 Zusammenfassung des “Relative risk assessment” für National Grid im Vergleich zu SPTL und SHETL

National Grid Risk relative to:	SHETL	SPTL
Scale of investment	Lower	Similar
Totex variability	Lower	Lower
Complexity of Investment	Similar	Similar
Totex incentive rate	Lower	Lower
Totex approach	Similar	Similar
Focus on outputs	Similar	Similar
Uncertainty mechanism	Similar	Similar
Incentives	Similar	Similar

¹² Ofgem, RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas, 17. Dezember 2012, https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2012/12/4_riiot1_fp_finance_dec12.pdf

AUFSCHLAG AUF EIGENKAPITALZINSSATZ FÜR STROMÜBERTRAGUNGS-NETZBETREIBER

National Grid Risk relative to:	SHETL	SPTL
Pension costs	Similar	Similar
Cost of debt approach	Higher	Similar
Length of price control	Similar	Similar
Timing of revenue adjustment	Similar	Similar
Overall	Lower	Slightly lower

Quelle: Ofgem (2012, Table 3.3)

- 28 Der Faktor „Scale of investment“, d.h. Investitionsvolumen, wird von Ofgem als ein Risikofaktor gesehen. Der Faktor wird allerdings nicht als isoliert, sondern im Zusammenspiel von zwölf Faktoren betrachtet, welche die Grundlage für Ofgems Risikoanalyse bildet. Erwähnenswert in dem Zusammenhang ist, dass Ofgem für SPTL im Vergleich zu National Grid bei „Scale of investment“ zu der Beurteilung „similar“ kommt. Im Ergebnis bedeutete das, dass der erhöhte Asset-Beta-Wert für SPTL durch andere Risikofaktoren begründet war.
- 29 Wir verweisen außerdem darauf, dass bei den Ausführungen von Ofgem zum Risikofaktor „Scale of investment“ sowie auch für die anderen Risikofaktoren keines der vier in Absatz 4 angeführte Argumente angeführt wird (erweiterter Investorenkreis, Liquidität, Kapitalbindungsdauer, operative Risiken).

Schlussfolgerung

- 30 Für das Beispiel „RIIO-T1“ kann festgestellt werden:
- (a) Ofgem hat keinen „expliziten“ Aufschlag bestimmt, sondern legte für die drei ÜNB jeweils eine Kombination von Parametern fest, aus denen sich dann ein unterschiedlicher Eigenkapitalzinssatz ergab;
 - (b) Ofgem basierte seine Entscheidung auf Basis eines „Relative risk assessment“ mit insgesamt 12 unterschiedliche Risikofaktoren, wobei „Scale of investment“ lediglich ein Risikofaktor war;
 - (c) Ofgem hat bei RIIO2 und RIIO3 trotz unterschiedlich hoher Investitionsvolumina keine Unterscheidung zwischen den StromÜNBs vorgenommen.
- 31 Das Beispiel „RIIO1“ ist somit nicht als Begründung für einen expliziten Aufschlag auf den Beta-Wert/Eigenkapitalzinssatz für deutsche StromÜNBs aufgrund eines hohen Investitionsvolumens geeignet. Das Beispiel „RIIO1“ legt dar, dass eine isolierte Betrachtung nur eines Risikofaktors, z.B. Investitionsvolumen, ohne

Berücksichtigung des Zusammenwirkens mit anderen Risikofaktoren und dem Regulierungsregime zu kurz gegriffen ist.

2.4 UK-Regulierung von Wasserunternehmen – PR24 (2025-2030)

Frage 1: Welche Anpassung des WACC im Rahmen des Regulierungsregimes wurde von der zuständigen Behörde vorgenommen? Handelte es sich hierbei um einen expliziten „Aufschlag“ zur Abdeckung von zusätzlichen Risiken?

- 32 Für die Festlegung der zulässigen Erlöse für Wasserunternehmen in der Regulierungsperiode PR24 (2025-203) hat Ofwat basierend auf einer Analyse von Vergleichsunternehmen eine Bandbreite von 0,268 bis 0,295 als mögliche Werte für die Asset-Betas von regulierten Wassernetzen bestimmt und legte den Mittelwert 0,282 für die Bestimmung der Kapitalkosten der britischen Wassernetz an.¹³ Diese Entscheidung wurde von Wasserunternehmen bei der CMA (Competition and Market Authority) angefochten.
- 33 Die CMA hat die Ofwat Festlegung revidiert und hat eine eigene Abschätzung der CAPM-Parameter für die Wassernetze vorgenommen. Aufgrund der Berücksichtigung eines weiteren Vergleichsunternehmens aus dem UK-Wassersektor und aufgrund einer kürzeren Schätzperiode bestimmt die CMA eine Bandbreite von 0,276 bis 0,314 als mögliche Werte für die Asset-Betas. Die CMA leitet daraus eine Bandbreite für den Eigenkapitalzinssatz von 5,02-5,76% mit einem Mittelwert von 5,39% ab. In ihrer Festlegung verwendet die CMA nicht den Mittelwert, sondern wählte einen Wert für den Eigenkapitalzinssatz am oberen Ende der Bandbreite in Höhe von 5,70%.¹⁴ Gleichzeitig hat die CMA einen expliziten Aufschlag auf den Beta-Wert, welcher einen Eigenkapitalzinssatz außerhalb der Bandbreite von 5,02-5,76% bewirkt hätte, ausgeschlossen, da hierfür keine transparente Methode vorliegt.¹⁵

¹³ Ofwat (2025), „PR24 redeterminations: Risk and return – common issues“

¹⁴ CMA (2026), „Water PR24 References - Final Determinations Volume 4: Allowed return - chapter 7“

¹⁵ CMA erachtet das „aiming-up“ gegenüber dem Mittelwert als ausreichend, um den Investitionsbedarf für PR24 zu finanzieren und Unterinvestitionen zu verhindern: „7.799: In terms of other considerations, we also take account of the potential welfare implications of underinvestment. We conclude that in the unique circumstances of this AMP a modest degree of aiming up can overall benefit customers. This is because it might reduce the risk of the sector under-delivering on its large-scale capital programme needed to deliver improvements in service and resilience. A successful delivery of the capital programme is ultimately in customer interests.“ (CMA, 2026, S.176-177)

Frage 2: Wie wird die von der Regulierungsbehörde gewährte Anpassung des WACC im Rahmen des Regulierungsregimes begründet und decken sich diese mit den von NERA vorgebrachten Argumenten?

- 34 Den Festlegungen von Ofwat und der CMA ging eine Diskussion vorher, inwiefern die hohen anstehenden Investitionsbedarfe der britischen Wassernetzbetreiber in der Regulierungsperiode 2025-2030 im Vergleich zu den Vorperioden eine Erhöhung der Finanzierungskosten rechtfertigen würden. Die Netzbetreiber haben diese Forderung durch verschiedene Gutachten begründet.¹⁶ In diesen Gutachten wird als wesentliches Argument für einen Aufschlag angeführt, dass die großen Investitionsbedarfe die Fixkosten der Netzbetreiber erhöhten und damit zu einem Anstieg der Betas dieser Unternehmen führen würden, die in den historischen Daten der Vergleichsunternehmen nicht abgebildet seien. Der Beta-Wert, den die Regulierungsbehörden aus der Analyse der Vergleichsunternehmen herleiten würden, sollte daher mittels eines Aufschlags erhöht werden.
- 35 Die Argumente der Netzbetreiber verweisen zwar auch auf die hohen Investitionsbedarfe als Treiber gestiegener Risiken. Die in den Gutachten angeführten Wirkungskanäle der Investitionsbedarfe auf das Risiko haben jedoch keine bzw. nur eine sehr geringe Schnittmenge¹⁷ mit den Wirkungskanälen, die von NERA aufgelistet sind (erweiterter Investorenkreis, Liquidität, Kapitalbindungsdauer, operative Risiken).
- 36 In seiner Entscheidungsfindung hat Ofwat die Argumente der Wassernetzbetreiber und deren ökonomischen Berater evaluiert. Ofwat kam hierbei zu dem Ergebnis, dass die vorgebrachten Argumente nicht überzeugen und es keine ausreichende theoretische und empirische Evidenz für einen kausalen Zusammenhang zwischen erhöhten Investitionsbedarfen und höheren nicht-diversifizierbaren Risiken gäbe. Ein wesentlicher Kritikpunkt war, dass die vermeintliche empirische Evidenz der ökonomischen Gutachter für das Vorliegen eines solchen Zusammenhangs auf der Analyse nicht-regulierter Unternehmen basierte und es nicht berücksichtigt wurde, dass bei regulierten Wassernetzen die potentiellen zusätzlichen Risiken durch den Regulierungsrahmen abgemildert werden.¹⁸

¹⁶ KPMG (2024), "Estimating the Cost of Equity for PR24"; Kairos Economics (2025), "Setting the Allowed Return on Equity for PR24"

¹⁷ KPMG und Kairos Economics argumentieren stark mit dem "Operating leverage". Dies wird auch von NERA (2026: 12) im Zusammenhang mit "operativen Risiken" erwähnt, allerdings die Wirkung des „Operating leverage“ für ein reguliertes Unternehmen mit Kosten-Plus Regulierung eingeschränkt. NERA argumentiert hier dann mit "operativen Risiken", die mit einer Nichtanerkennung von Kosten verbunden sind.

¹⁸ Dazu stellen Mason/Robertson/Wright (2025: 11-12) als Gutachter für Ofwat fest: "2.16 Both Kairos and KPMG present econometric analysis arguing that there is a positive correlation between equity beta and measures of capital intensity. KPMG's analysis proposes an uplift in the unlevered beta, from 0.32 to 0.34-0.36. [...] 2.19. Of particular interest is the difference between the betas of the 6th and 7th deciles, which KPMG use in the second part of their analysis [...] 2.20. We note, however, that the betas on the 6th and 7th decile are close to or above 1—that is, well

- 37 Die CMA weicht nicht wesentlich von der Einschätzung von Ofwat ab. Die Entscheidung der CMA, sich an das obere Ende der Bandbreite für den Eigenkapitalzinssatz zu legen, ist daher auch nicht damit begründet, dass die hohen Investitionsbedarfe der Wassernetze zu einem erhöhten unternehmerischen Risiko führen. Stattdessen ist das „aiming-up“ an das obere Ende der Bandbreite damit begründet, dass die Schätzung der angemessenen Finanzierungskosten zwangsläufig mit gewisser Unsicherheit behaftet ist und dass die sozialen Kosten eines zu niedrigen Wertes größer seien als die sozialen Kosten eines zu hohen Wertes.¹⁹

Schlussfolgerung

- 38 Für das Beispiel „UK-Regulierung von Wasserunternehmen PR24“ kann festgestellt werden:
- (a) Die Netzbetreiber haben angeführt, dass historische Daten für die Bestimmung der Beta-Werte nicht geeignet sind, da diese die hohen Investitionsbedarfe für die Regulierungsperiode 2025-2030 nicht reflektieren.
 - (b) Ofwat und die CMA sind den Argumenten der Netzbetreiber für eine zusätzliche Anpassung der ermittelten Beta-Werte nicht gefolgt, da keine ausreichende Evidenz für einen kausalen Zusammenhang zwischen erhöhten Investitionsbedarfen und höheren Beta-Werten vorgelegt wurde;
 - (c) Die CMA hat einen Eigenkapitalzinssatz am oberen Ende der auf Basis historischen Daten ermittelten Bandbreite festgelegt. Diese Wahl eines überdurchschnittlichen Wertes wurde jedoch nicht unternehmensspezifischen Risiken begründet, sondern mit dem gesellschaftlichen Risiko was mit der Wahl eines zu niedrigeren Werts einhergehen könnte.
- 39 Das Beispiel „UK Water Regulation PR24“ ist ein aktuelles Beispiel, dass eine Regulierungsbehörde einen zusätzlichen Aufschlag auf die Finanzierungskosten aufgrund eines hohen Investitionsbedarfs im Vergleich zur Historie und den Beta-Vergleichsunternehmen nach einer eingehenden Analyse nicht gewährt hat. Dem hohen Investitionsbedarf wurde allerdings durch im Rahmen einer regulatorischen Abwägung von Vor-/Nachteilen einer Unter-/Überschätzung der

above the betas of the water companies. This points to the real difficulties of using not just non-water, but also non-regulated companies to make inferences about the betas of regulated water companies.” (Robin Mason, Donald Robertson and Stephen Wright, A report on allowed return issues in disputing companies' statements of case, 28. April 2025.)

¹⁹ Siehe *“There is significant uncertainty around the expected cost of capital, [...]”* in Rz. 7.4 und *“We select a point estimate for the cost of equity of 5.70%, 30bps above the mid-point of our CAPM range. This is primarily to reduce the risk of the sector under-delivering on its large-scale capital programme needed to improve services and resilience, given the potential welfare implications of underinvestment.”* in Rz. 7.13 (b) von CMA (2026), “Water PR24 References - Final Determinations Volume 4: Allowed return - chapter 7”

Finanzierungskosten Rechnung getragen, indem für das Beta ein Wert aus der oberen Hälfte der möglichen Bandbreite festgelegt wurde.

2.5 Belgien – Meshed Offshore Grid

Frage 1: Welche Anpassung des WACC im Rahmen des Regulierungsregimes wurde von der zuständigen Behörde vorgenommen? Handelte es sich hierbei um einen expliziten „Aufschlag“ zur Abdeckung von zusätzlichen Risiken?

- 40 In Ergänzung zum Eigenkapitalzinssatz, die die belgische Regulierungsbehörde (CREG) für das Onshore-Stromnetz von Elia gewährt, hat CREG für das „Meshed Offshore Grid“ (MOG) von Elia einen zusätzlichen Aufschlag von 1,4% auf die Eigenkapitalverzinsung angesetzt.²⁰
- 41 Bei dieser Anpassung des Eigenkapitalzinssatzes für MOG handelt es sich um einen expliziten Aufschlag, durch den zusätzliche Risiken des MOG im Vergleich zum Onshore Grid abgedeckt werden sollen.

Frage 2: Wie wird die von der Regulierungsbehörde gewährte Anpassung des WACC im Rahmen des Regulierungsregimes begründet und decken sich diese mit den von NERA vorgebrachten Argumenten?

- 42 CREG begründet den Aufschlag mit den spezifischen Risiken, welche Elia mit dem Ausbau des Offshore-Netzes entstehen. Das heißt, CREG sieht erhöhte Risiken von Elia nur beim Ausbau des Offshore-Netzes, nicht allgemein für alle Investitionen. Grundlage für die Identifikation der höheren Risiken für das MOL war ein Risikoevaluierungsprozess. Dabei hat Elia zunächst 6 spezifischen Risiken für die Entwicklungsphase²¹ sowie 11 spezifische Risiken für die Bauphase²² identifiziert. CREG hat diese Risiken evaluiert und alle von Elia angeführten Risiken für die Entwicklungsphase akzeptiert. Von den Risiken in der Bauphase hat CREG allerdings nur 8 akzeptiert. CREG hat bei der Evaluierung berücksichtigt, inwieweit die von Elia angeführten Risiken nicht ohnehin schon durch das Regulierungsregime abgedeckt werden. Beispielsweise hat CREG aus diesem Grund das Risiko einer Beschädigung von Offshore-Kabel durch

²⁰ Für die Regulierungsperiode 2024-2027 hat CREG den Aufschlag in Höhe von 1,4% sowohl dem MOG I (bestehende Offshore Netz in Betrieb seit 2020) als auch dem MOG II (Princess of Elisabeth Island, geplante Inbetriebnahme 2039) gewährt (vgl. CREG, Arrêté (Z)1109/12, 29. Februar 2024, <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Others/Z1109-12FR.pdf>).

²¹ CREG, Arrêté (Z)1109/12, para 26.

²² CREG, Arrêté (Z)1109/12, para 28.

AUFSCHLAG AUF EIGENKAPITALZINSSATZ FÜR STROMÜBERTRAGUNGS-NETZBETREIBER

Schifffahrt nicht als risikoe erhöhend angesehen, da die Kosten für die Behebung des Schadens im Regulierungsregime gedeckt werden²³.

- 43 Die Überführung der nicht durch das Regulierungssystem abgedeckten spezifischen Risiken des MOG in den Aufschlag i.H.v. 1,4% auf den Eigenkapitalzinssatz erfolgt wenig transparent und ist tendenziell als regulatorische Ermessensentscheidung von CREG zu interpretieren.
- 44 Eine analoge Diskussion zur Berücksichtigung von zusätzlichen Risiken eines Offshore Netzes wurde auch von ACM im Zusammenhang mit dem COBRA-Kabel (Interkonnektor zwischen Niederlande und Dänemark) geführt. TenneT NL hat hier ebenfalls projektspezifische Risiken, z.B. Bodenbeschaffenheit im Wattenmeer und Nordsee, komplexer Genehmigungsprozess (durch Beteiligung von den Niederlanden, Deutschland und Dänemark) und Technologieunsicherheit sowie Maßnahmen zur Adressierung dieser Risiken, z.B. umfangreiche Analysen der Bodenbeschaffenheiten, angeführt. Die verbleibenden Risiken hat ACM allerdings nicht durch einen Aufschlag auf den WACC, sondern durch Anpassungen bei der Berücksichtigung der Investitions- sowie Betriebskosten im Rahmen der Regulierung adressiert. Beispielsweise hat ACM höhere Investitionskosten aufgrund von exogenen Risiken bei der Beurteilung der Kosteneffizienz nicht berücksichtigt und für die Betriebskosten eine höhere Pauschale für das COBRA Kabel verwendet.
- 45 Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass die von CREG und ACM evaluierten Risiken, nicht mit den Wirkungskanälen, die in Absatz 4 aufgelistet sind (erweiterter Investorenkreis, Liquidität, Kapitalbindungsdauer, operative Risiken), zusammenfallen.

Schlussfolgerung

- 46 Für das Beispiel „Belgien – Meshed Offshore Grid“ kann festgestellt werden:
- (a) CREG hat für MOG einen expliziten Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz zur Abdeckung von spezifischen Risiken des MOG im Vergleich zum Onshore-Netz gewährt;
 - (b) das hohe Investitionsvolumen im Zusammenhang mit dem Bau des MOG wurde jedoch nicht als relevantes Risiko explizit angeführt;
 - (c) CREG hat eine Evaluierung der spezifischen Risiken für MOG durchgeführt und dabei auch beurteilt, inwieweit Risiken durch das Regulierungsregime schon abgedeckt sind. Nur jene Risiken, die nicht durch das Regulierungsregime abgedeckt sind, sind die Grundlage für den expliziten Aufschlag.

²³ CREG, Arrêté (Z)1109/12, para 29.

- 47 Das Beispiel „Belgien – Meshed Offshore Grid“ ist ein Beispiel für einen expliziten Aufschlag zur Abdeckung der Restmenge von spezifischen Risiken in der Entwicklungs- und Bauphase für ein Offshore Netz, die durch das Regulierungsregime nicht ausreichend berücksichtigt werden. Der Vergleich mit dem COBRA Kabel zeigt allerdings, dass ein expliziter Aufschlag nicht erforderlich ist, wenn das Regulierungsregime die spezifischen Risiken umfassend abdeckt.

2.6 Investitionsprämien für spezifische Investitionen – Griechenland und USA

- 48 Von NERA und in den Stellungnahmen der ÜNB wurden noch weitere internationalen Beispiele für Aufschläge auf den WACC angeführt. Die angeführten Beispiele stellen jedoch Fälle dar, in denen ein erhöhtes Risiko von Investitionen durch einen Aufschlag vergütet werden soll. Es handelt sich um Investitionsprämien, die von Regulierungsbehörden als zusätzlicher Anreiz für Netzbetreiber zur Durchführung von spezifischen Investitionen gewährt wird:

- (a) **Griechenland:** APG/GIC/Norges (2026, S.18)²⁴ führen Griechenland als Beispiel an, in dem der Regulator einen hohen Investitionsbedarf als Ursache für besondere Risiken sähe, die kompensiert werden sollten. Dieses Beispiel ist allerdings verfehlt. Die griechische Regulierungsbehörde (RAAEY) gewährt für einzelne „Projects of major interest“ (PMI) eine Investitionsprämie auf den WACC für einen bestimmten Zeitraum. RAAEY²⁵ definiert PMI als Projekte mit signifikanten sozioökonomischen Vorteilen im Verhältnis zu ihren Kosten, insbesondere zugunsten des Endverbrauchers. Ein Beispiel ist der „Great Sea Interconnector“, den der griechische ÜNB zwischen Griechenland und Zypern errichtet hat. Für dieses und andere PMI erhält der griechische ÜNB einen WACC-Aufschlag von 1%.²⁶ Der Aufschlag wird somit nicht durch den hohen Investitionsbedarf an sich begründet, sondern durch den besonderen Mehrwert des spezifischen Projekts.
- (b) **USA:** Swiss Life (2026, S.2) verweist auf die Return-on-Equity (ROE) Aufschläge, die in den USA von der FERC (Federal Energy Regulation Commission) für Investitionen in das Stromübertragungsnetz gewährt werden. Diese ROE-Aufschläge sind an unterschiedliche Kriterien gebunden (z.B. „RTO/ISO Participation Adder“, projektbezogene Aufschläge, strategische Aufschläge). Sie können bis zu 2 Prozentpunkte betragen und werden

²⁴ “The need to recognise such unmitigated capex risk has been recognised by regulators across Europe. A multitude of examples exist in the European energy sector that support the granting of implicit and explicit capex premiums to large and / or offshore heavy capex programmes like the one carried out by TenneT Germany.” (S. 17, APG, GIC, Norges, Stellungnahme zur NEST, 2026)

²⁵ RAE Decision 495/2021, https://www.raaey.gr/energeia/wp-content/uploads/2022/04/495_2021_EN.pdf

²⁶ ADMIE (IPTO) Holding - Financial Results 9M 2025, https://admieholding.gr/app/uploads/2025/12/9M-2025_-_ADMIE_Holding_Investor_Presentation-1.pdf

AUFSCHLAG AUF EIGENKAPITALZINSSATZ FÜR STROMÜBERTRAGUNGS-NETZBETREIBER

dauerhaft gewährt. Tendenziell sind diese ROE-Aufschläge als eine Investitionsprämie zusätzlich zu einem ökonomisch angemessenen ROE-Satz einzuordnen. Die daraus resultierenden ROE für Investitionen sind daher in der Regel auch deutlich höher als in Europa und liegen bei rd. 10-13% (pre-tax, nominal).

- 49 Die angeführten Beispiele für die Investitionsprämien sollen somit keine zusätzlichen Risiken abbilden, sondern positive externe Effekte von Netzinvestitionen (teilweise) für die Netzbetreiber internalisieren. Vor dem Hintergrund sind die Instrumente mit dem von der BNetzA geplanten „Beschleunigungsanreiz“ vergleichbar. Auch dabei sollen die ÜNB von der Reduktion der Redispatch-Mengen, die durch eine Investition verursacht wird, durch einen einmaligen Bonus profitieren.

3 Fragestellung 2: Stellungnahme zu NERA-Hinweis auf Frankreich

50 NERA verweist auf zwei Frontier-Gutachten (eins aus dem Jahr 2016 für CRE und ein anderes aus dem Jahr 2020 für RTE) und vermittelt den Eindruck, dass diese Gutachten als Evidenz für einen Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz aufgrund einer hohen Investitionstätigkeit herangezogen werden können. Diese Behauptung ist nicht zutreffend und teilweise aus dem Kontext gegriffen.

3.1 TURPE 5 – Verzinsung für vollständig abgeschriebene Anlagen und von Dritten finanzierte Anlagen

51 Im Zuge der Vorbereitung von TURPE 5 wurde von RTE eingebracht, dass RTE auch einem Risiko für Anlagen, die einerseits schon vollständig abgeschrieben sind oder durch Dritte finanziert wurden, unterliegt. RTE hat deshalb für diese Anlagen und das damit verbundene Risiko eine zusätzliche Vergütung gefordert. Das Risiko wurde hier in potentiellen höheren Betriebskosten bzw. -risiken gesehen, die in den zulässigen Betriebskosten nicht ausreichend abgebildet sind.

52 Frontier (2016, Kapitel 2.2.1, Kapitel 3.3) hat in diesem Zusammenhang, d.h. behauptetes höheres Betriebsrisiko aufgrund abgeschriebener/von Dritten finanzierten Anlagen, eine Analyse des Verhältnisses zwischen den Betriebskosten zum Anlagevermögen durchgeführt. Dabei wurde auch ein Vergleich dieses Verhältnisses mit anderen europäischen ÜNBs durchgeführt, um auf ein spezifisches Risikoprofil für Betriebsrisiken für RTE schließen zu können. Die Analyse kam zum Ergebnis, dass keine separate Vergütung eines Betriebsrisikos für schon abgeschriebene Anlagen und/oder durch Dritte finanzierte Anlagen erforderlich ist.

53 Wie von NERA (2026, S. 15) angeführt, wurde in Frontier (2016) kein „expliziter“ Aufschlag empfohlen, sondern eine regulatorische Abwägung von Gründen für die Positionierung innerhalb einer berechneten Beta-Bandbreite vorgeschlagen.

3.2 TURPE 6 – Abwägung von Risiken gegenüber TURPE 5 für Bestimmung der Beta-Bandbreite

54 Im Zuge der Vorbereitung von TURPE 6 wurde von Oxera (2026) ein Gutachten für CRE erstellt. In diesem Gutachten wurde auf ein Gutachten verwiesen, das Frontier 2020 für RTE erstellt hatte. Das Frontier-Gutachten wurde im TURPE 6

nicht veröffentlicht, sondern nur von Oxera (2020)²⁷ unzureichend referenziert. NERA liegt somit der Originaltext nicht vor, woraus sich deren unvollständige Wiedergabe und unzulässige Schlussfolgerung in Hinblick auf dieses Gutachten ergibt.

- 55 Oxera (2026, S.20) schreibt, dass Frontier auf Basis von unterschiedlichen Zusammenstellungen der Vergleichsgruppen sowie Betrachtungszeiträumen eine Bandbreite für den Beta-Faktor von 0,33 bis 0,41 ermittelt hätte, welche von der durch RTE vorgeschlagenen Bandbreite von 0,38 bis 0,45 abweichen würde.²⁸ NERA zieht daraus den Schluss, dass Frontier zunächst die Bandbreite von 0,33 bis 0,41 berechnet hat und danach einen Aufschlag zur Vergütung von Mehr Risiken bestimmt hätte. Dies ist nicht zutreffend.
- 56 In Frontier (2020) wurde das Spektrum von Beta-Werten für verschiedene Vergleichsgruppen und Betrachtungszeiträume analysiert und aus diesem Spektrum dann eine angemessene Bandbreite von 0,38 bis 0,45 abgeleitet (anstatt 0,33 bis 0,41). Diese Bandbreite war das Ergebnis einer umfassenden Analyse, welche auch einen Vergleich der regulatorischen Risiken im Rahmen von TURPE 5 und im Rahmen von TURPE 6 vornahm. Dabei wurden auch möglicherweise durch Investitionen induzierte Risiken analysiert. Dieser Aspekt war jedoch nur einer von mehreren.
- 57 Beispielsweise sah CRE in TURPE 6 im Vergleich zu TURPE 5 eine Ausweitung des Anreizinstrumentes für Investitionen vor, d.h. ein größerer Anteil der Investitionen sollte einem Bonus/Malus-Mechanismus unterliegen. Es bestand darüber hinaus das Risiko, dass CRE die erforderlichen Betriebskosten in Zusammenhang mit den steigenden Investitionen nicht ausreichend abbildet, was zu einer Kostenunterdeckung während der Regulierungsperiode führen könnte. Die Höhe der Investitionen *per se* wurde allerdings nicht als Mehrisiko herangezogen. Zusätzlich plante CRE in TURPE 6 eine Verschärfung von Regulierungsinstrumenten für andere Kostenpositionen (z.B. Engpassmanagement-Kosten). In Frontier (2020) wurde empfohlen diese risikoerhöhenden Faktoren in TURPE 6 im Vergleich zu TURPE 5 bei der Herleitung einer plausiblen Bandbreite für den Beta-Faktor zu berücksichtigen. Ein expliziter Aufschlag wurde allerdings nicht vorgeschlagen.

²⁷ Oxera, Audit de la demande de rémunération du capital de RTE pour le TURPE 6, Bericht für CRE, 20. Juli 2020, https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Consultations_publicques/import/201001_CP_2020-015_TURPE_6_HTB_Annexe_1.pdf

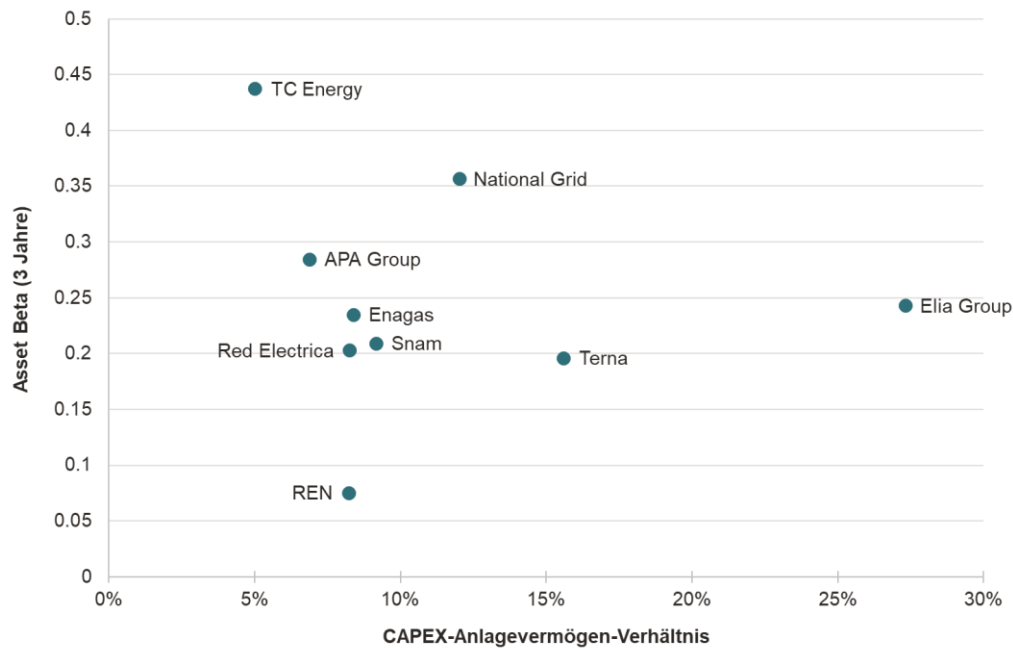
²⁸ "Le rapport de Frontier aboutit à des bêtas de l'actif moyens de 0,33 - 0,41 selon les périodes d'observation et la composition de l'échantillon retenu. Ces bêtas moyens estimés par Frontier sont distincts de la fourchette de 0,38 - 0,45 finalement demandée par l'opérateur." (Oxera, 2020, S.20)

4 Fragestellung 3: Stellungnahme zur kritischen Würdigung zum Betafaktor

- 58 Im CAPM-Ansatz ist das Maß des Risikos, das durch den EK-Zinssatz kompensiert werden soll, durch den Beta-Faktor gegeben. Für die deutschen ÜNB wird der Beta-Faktor aus den Beta-Faktoren einer Gruppe von Vergleichsunternehmen abgeleitet. In den bisherigen Bestimmungen bestand diese Gruppe ausschließlich aus börsennotierten, regulierten Energienetzbetreibern in anderen OECD-Staaten. NERA stellt die Behauptung auf, dass die Beta-Faktoren dieser Vergleichsunternehmen das Risiko der deutschen ÜNB nicht ausreichend reflektierten, da die deutschen ÜNB im Vergleich zur Vergleichsgruppe eine höhere Investitionsintensität aufweisen.
- 59 Zunächst ist festzustellen, dass sich der von NERA behauptete Zusammenhang zwischen Beta-Faktor und Investitionsintensität zumindest aus einer empirischen Auswertung der aktuellen Beta-Vergleichsunternehmen nicht ableiten lässt. Abbildung 1 stellt dazu die Asset-Betas börsennotierter Energienetze mit dem CAPEX-Volumen dieser Energienetze (relativ zu ihrem Anlagevermögen) gegenüber.²⁹ In Hinblick auf die Kapitalbindungsdauern stellt NERA selbst fest: „Für den Zusammenhang zwischen erwarteten Aktienrenditen (bzw. Aktienrisikoprämien) und Kapitalbindungsdauern zeigt sich in der Literatur kein eindeutiges Bild beziehungsweise scheint der Zusammenhang zeitvariabel zu sein.“ (NERA, Abschnitt 3.1., S. 8).

²⁹ Siehe auch die Analyse regulierter Flughäfen von TDB Advisory in "Review of Aspects of AIAL's Beta for the PSE3 Pricing Decision" (2018), insb. Figure 8 und Table 4.

Abbildung 1 Fehlender Zusammenhang zwischen Assets-Betas und CAPEX/Anlagevermögen für Energienetze (Stand 2025)



Quelle: Frontier Economics, basierend auf Daten von LSEG und NERA

Hinweis: Die betrachteten Unternehmen entsprechend der Vergleichsgruppe der Energienetze, die bei der letzten Teilaktualisierung der Kapitalkosten von Eisenbahninfrastrukturunternehmen berücksichtigt wurden.

60 Zu den von NERA (2026, Kapitel 3.1-3.4) angeführten vier Aspekten, die mit dem erhöhten Investitionsbedarf der deutschen ÜNB einhergingen und entweder direkt die Renditeforderungen von Investoren erhöhten oder das Risikoprofil der ÜNB so veränderten, dass Investoren erhöhte Renditen als Kompensation erwarten würden, nehmen wir nachfolgend kurz Stellung³⁰. Als **Gründe für einen direkten Anstieg der Renditeanforderungen** werden genannt:

- (a) die **Notwendigkeit eines größeren Kreises an Investoren** zu gewinnen, was nur mittels erhöhter Renditen möglich sei; und
- (b) eine **verringerte Liquidität** durch eine hohe Anzahl ähnlicher Infrastruktur-Assets im Markt, welche sich in erhöhte Renditeforderungen der Investoren übersetze.

61 Als **Gründe für ein erhöhtes Risiko**, welches wiederum durch höhere Rendite kompensiert werden müsste, werden genannt:

³⁰ Für eine detailliertere Auseinandersetzung der Argumente verweisen wir auf das Gutachten von Stehle, Betzer und Krüger.

AUFSCHLAG AUF EIGENKAPITALZINSSATZ FÜR STROMÜBERTRAGUNGS-NETZBETREIBER

- (a) eine **Erhöhung der Kapitalbindungsdauer**, welche größere Unsicherheit bezüglich der Entwicklung des regulatorischen Rahmens und der daraus resultierenden Erlösobergrenzen mit sich brächte; und
- (a) eine **Erhöhung operativer Risiken** durch den schnellen Ausbau der Netze, welche das Risiko mit sich brächten, dass die getätigten Investitionen in zukünftigen Prüfungen eventuell als ineffizient eingestuft und folglich nicht mehr kompensiert würden.

62 Wir werden im Folgenden darlegen, dass sich unserer Auffassung nach aus keinem der vier genannten Gründe ein Handlungsdruck zur Anpassung der Kapitalkostenbestimmung im Allgemeinen oder zur Einführung eines CAPEX-Aufschlags im Speziellen ergibt. Die Argumente zu (a) und (b) sind konzeptionell nicht überzeugend und es wird auch keine empirische Evidenz für sie vorgebracht. Die Punkte (c) und (d) basieren auf spekulativen Vermutungen, welche ebenfalls nicht durch empirische Evidenz gestützt werden.

63 Mit ihrer Darstellung von Punkt (a) suggeriert NERA, dass es eine eng abgegrenzte Menge an potentiellen Investoren in deutsche ÜNBs gäbe, sodass sich zusätzliche Investitionen von diesen Investoren nur durch eine signifikante Erhöhung der Renditen mittels eines CAPEX-Aufschlages anlocken ließen. Dieses Argument ist aus mehreren Gründen nicht überzeugend:

- (a) Der anstehende Investitionsbedarf der deutschen ÜNB ist zwar mit ca. 180-200 Mrd. € bis 2037 in absoluten Zahlen sehr groß.³¹ Er ist allerdings gering gegenüber den Investitionsvolumina allein von Pensionsfonds, für die regulierte Infrastruktur-Assets in Deutschland prinzipiell von Interesse sind. Diese umfassten Ende 2024 zusammengenommen über 70 Bil. \$.³²
- (b) NERA führt keinerlei empirische Evidenz an, dass der schon stattgefundene Anstieg der Investitionsvolumina der ÜNB zu einem Anstieg der Renditeerwartungen der potentiellen Investoren oder allgemein zu einem Anstieg des Zinsniveaus im Markt geführt hätte.³³
- (c) Insbesondere ist der Kapitalmarkt, in dem sich deutsche ÜNB finanzieren, auch nicht von dem Kapitalmarkt getrennt, in dem sich die Energienetze in anderen Ländern finanzieren. Das heißt, wenn die erhöhte Nachfrage der ÜNB nach Kapital tatsächlich zu einem Anstieg des Zinsniveaus im Kapitalmarkt führen würde, so wären die Unternehmen in der Vergleichsgruppe, aus deren Wertentwicklung der Beta-Wert für die

³¹ BNetzA, "Bundesnetzagentur update for investors on the new regulations for electricity TSOs", 2026, S.14/15, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/21_01/Webcast-20260121-BNetzA.pdf

³² Allein die Assets under Management von Pensionsfonds in den OECD-Staaten umfassten 70 Bil. € (OECD, <https://www.oecd.org/en/topics/pensions-and-insurance.html>)

³³ Die in einer anderen Stellungnahme angeführten vermeintlichen Schwierigkeiten von Amprion und TenneT, Eigenkapitalinvestoren zu finden, greifen wir in Abschnitt 5 auf.

deutschen ÜNB abgeleitet wird, in gleicher Weise betroffen. Allgemeiner noch wären nicht nur die börsennotierten, sondern alle Energienetze in Europa betroffen. Wie in Abschnitt 2 dargelegt haben, wurde bisher von keiner anderen Regulierungsbehörde eine Notwendigkeit gesehen aufgrund der unter Punkt (a) vorgebrachten Gründe eine Anpassung der regulierten Kapitalkosten vorzunehmen.

64 In der Darstellung von Punkt (b) vermischt NERA das unter (a) schon vorgebrachte Argument mit dem Konzept von Liquidität und suggeriert unzulässigerweise, dass die deutschen ÜNB in besonderem Maße von Liquiditätsproblemen betroffen seien:

- (a) NERA argumentiert, dass der potentielle Weiterverkauf von Anteilen an deutschen ÜNB durch die Investoren voraussichtlich in einen Zeitraum fallen würde, in dem weiterhin ein hoher Finanzierungsbedarf bestünde und die Verkäufer im Wettbewerb um Käufer, d.h. um neue Investoren, Preisabschläge akzeptieren müssten. Solche Preisabschläge sind gleichbedeutend mit dem Angebot von erhöhten Renditen und das hier vorgebrachte Argument ist dementsprechend äquivalent zu dem Punkt (a). Dieses erachten wir allerdings nicht als stichhaltig.
- (b) Es wird darüber hinaus im Abschnitt 3.3. des NERA-Gutachtens der Eindruck erweckt, dass ein „großes Angebot vergleichbarer Investitionsoportunitäten“ die Liquidität des Assets reduzieren würde. NERA liefert jedoch keinerlei Evidenz für diese Behauptung. Tatsächlich könnte der Zusammenhang auch umgekehrt sein und mit einem größeren Volumen an Assets regulierter Energienetze im Markt könnte die Liquidität dieser Assets zunehmen. Wenn nämlich ein Asset so häufig im Markt vertreten ist, dass es ein Standardprodukt in den Portfolios und Handelsstrategien der Marktakteure wird, ist es leichter einen Handelspartner zu finden und dieses Asset zu verkaufen.
- (c) Selbst wenn die Investoren in deutsche ÜNB bei einem potentiellen Wiederverkauf auf Liquiditätsprobleme stießen, wären diese Probleme nicht spezifisch für die deutschen ÜNB, sondern sie müssten Investoren in vergleichbare Assets der regulierten Infrastruktur ebenso treffen. Da es keinen segregierten Kapitalmarkt für deutsche ÜNB gibt, beträfe die hypothetische Illiquidität den Markt für regulierte Infrastruktur-Assets allgemein. Das heißt insbesondere, dass die Vergleichsunternehmen, aus deren Wertentwicklung der Beta-Wert für die deutschen ÜNB abgeleitet wird, in gleicher Weise betroffen wären. Allgemeiner noch wären nicht nur die börsennotierten, sondern alle Energienetze in Europa betroffen. Wie in Abschnitt 2.2 dargelegt, wurde bisher auch von anderen Regulierungsbehörden keine Notwendigkeit gesehen aufgrund einer hypothetischen Illiquidität im zukünftigen Kapitalmarkt eine Anpassung der regulierten Kapitalkosten vorzunehmen.

- 65 Obwohl die Punkte (c), d.h. die erhöhte Kapitalbindungsdauer, und (d), d.h. das erhöhte operative Risiko, von NERA separat aufgeführt werden, kann das daraus resultierende Risiko für ÜNB zusammengefasst werden: das Risiko für die deutschen ÜNB bestehe darin, dass ihre Kapitalkosten in zukünftigen Regulierungsperioden nicht vollständig erstattet werden könnten. Dieses Risiko wachse mit hohen Investitionsbedarfen, d.h. hohen kurzfristigen CAPEX, aus zwei Gründen: erstens erhöhen diese die durchschnittliche Kapitalbindungsdauer, d.h. den Zeitraum der Rückerstattung der Kapitalkosten, während die Unsicherheit über die Entwicklung des regulatorischen Regimes für längere Betrachtungszeiträume zunähme; zweitens geht mit hohen kurzfristigen CAPEX ein schneller Ausbau der Netze einher, der das Risiko „übereilter“ ineffizienter Investitionen erhöht, die möglicherweise ex-post vom Regulator nicht mehr anerkannt werden.
- 66 NERA erkennt zwar an, dass die aktuell geplante Regulierung das Risiko einer Nichtanerkennung von möglicherweise ineffizienten Investitionen beschränkt,³⁴ sieht aber ein Risiko darin, dass dies in zukünftigen Regulierungsrahmen nicht unbedingt der Fall sein könnte. Das heißt, die beiden Punkte (c) und (d) basieren auf der Vermutung, dass Investoren Zweifel an der zeitlichen Konsistenz und Zuverlässigkeit zukünftiger regulatorischer Regime für ÜNB haben. Es wird jedoch keine weitere Evidenz dafür geliefert, dass solche Zweifel vorlägen oder dass sie aufgrund der bisherigen Entwicklungen des regulatorischen Rahmens plausibel wären.
- 67 Wenn der hier suggerierte Zusammenhang zutreffen würde, müsste man im Kapitalmarkt für regulierte Netze eine positive Korrelation zwischen der Investitionsintensität (d.h. dem Level von CAPEX relativ zum bestehenden Anlagevermögen) und den Asset-Betas der regulierten Unternehmen beobachten. Wie schon in Absatz 59 und Abbildung 1 dargelegt, scheint die empirische Evidenz diese Hypothese nicht zu stützen.
- 68 Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass keiner der vier von NERA vorgebrachten Argumente (a)-(d) eine überzeugende Begründung dafür liefert, dass die deutschen ÜNB aufgrund ihrer hohen Investitionsvolumina in einem außergewöhnlichen Maße von erhöhten Renditeerwartungen betroffen seien. Dementsprechend lässt sich aus ihnen keine Begründung für einen Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrрисiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina ableiten.

³⁴ “Der von der BNetzA entworfene Regulierungsrahmen federt diese Risiken CAPEX-seitig weitgehend ab.” – NERA, Abschnitt 3.4., S. 11.

5 Fragestellung 4: Stellungnahme Sondersituation der ÜNB aufgrund des hohen Investitionsbedarfs bereits anderweitig abgebildet

- 69 Wie oben ausgeführt, sehen wir keine Begründung für einen Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken aufgrund außerordentlich hoher Investitionsvolumina *per se*. Durch die Anpassung des geplanten Regulierungssystems von einer Anreiz- zu einer Kosten-plus Regulierung ist zusätzlich nicht mit einem Anstieg des Risikos für ÜNBs auszugehen, die gegebenenfalls einen expliziten Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz rechtfertigen würde.
- 70 Die geplante Kosten-plus-Regulierung soll wie folgt ausgestaltet werden:
- (a) **Jährliche Bestimmung der Erlöse auf Basis von Plankosten.** Die Plankosten beziehen sich sowohl auf Betriebs- als auch Kapitalkosten. Durch die Inkludierung der Betriebskosten können auch Mehrkosten, die durch höhere Investitionen bedingt sind, bei den Betriebskosten erfasst werden. Dies ist in der aktuellen Anreizregulierung nicht der Fall, da hier die beeinflussbaren Betriebskosten einem Kostenpfad unterliegen, der einen Anstieg von Investitionen nicht berücksichtigt.
 - (b) **Jährlicher ex-post Plan-/Ist Abgleich der Kosten.** Bei Vorliegen der Ist-Kosten werden Differenzen zwischen Plan/Ist abgeglichen. Dadurch werden einerseits Über- als auch Unterschreitungen der geplanten Kosten berücksichtigt. Im Unterschied zur aktuellen Anreizregulierung profitieren die ÜNB nicht mehr von Unterschreitungen des Kostenpfades, gleichzeitig tragen sie allerdings auch keine Verluste bei einer Überschreitung.
 - (c) **Bonus/Malus-Mechanismen für Verlust- und Regelennergie werden beibehalten.** Der Bonus/Malus-Mechanismus für diese beiden Kostenpositionen soll auch in der geplanten Kosten-plus-Regulierung beibehalten werden.
 - (d) **Bonus/Malus Mechanismus für Redispatch wird zum reinen Bonus-Mechanismus („Beschleunigungsanreiz“).** In der aktuellen Anreizregulierung erfolgt der Anreiz zur Optimierung der Redispatch-Kosten durch einen Sharing-Mechanismus. Dabei erhalten die ÜNB bei einer Unterschreitung eines Referenzwerts einen Bonus und bei Überschreitung einen Malus. Für die Zukunft plant die BNetzA einen neuen Mechanismus einzuführen (den „Beschleunigungsanreiz“), der nur eine Bonus-Zahlung und keinen Malus mehr vorsieht. Den ÜNB soll ein einmaliger, substantieller Bonus gewährt werden, wenn die Gesamtmenge des Redispatch im System durch Investitionen nachweisbar sinkt.

- (e) **Effizienzanreize für Kosten.** Die BNetzA stellt fest, dass ein „zentraler europarechtlicher Grundsatz ist, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO).“ Dieser Maßstab findet sich auch im § 21 Abs. 2 EnWG. Dies bedeutet, dass auch in der Kosten-plus-Regulierung nur effiziente Kosten anerkannt werden sollten. Die BNetzA sieht hier unterschiedliche Instrumente vor. Die ÜNB werden mindestens einmal alle vier Jahre einer Kostenprüfung unterzogen, in der alle Geschäftsjahre seit der letzten Kostenprüfung einbezogen werden können. Die BNetzA sieht außerdem neue Benchmarking-Methoden vor, die sich vom Gesamtkosteneffizienzvergleich in der Anreizregulierung unterscheiden, z.B. Partialbenchmarks oder Prozesskostenrechnungen. Die genaue Ausgestaltung der Kostenprüfung und der neuen Benchmarking-Methoden wird noch genauer festgelegt.

71 Es lässt sich demnach feststellen, dass die Anpassungen der Regulierungsmethodik ein potentielles Verlustrisiko und Liquiditätsrisiko der ÜNB in Anbetracht der erhöhten Investitionsbedarfe reduziert. Beides wird auch von NERA im Gutachten für die ÜNB grundsätzlich anerkannt (siehe NERA, Anhang A, „These 2“, S.33). NERA verweist allerdings darauf, dass die fehlenden Details zur konkreten Ausgestaltung der Effizienzanreize für die Kosten inklusive der Kostenprüfung eine regulatorische Unsicherheit für *ex-post*-Eingriffe in Betriebs- und Kapitalkosten darstellen. Hierzu ist anzumerken:

- (a) **Keine ex-post-Eingriffe bei Investitionskosten der Bundesnetzagentur in der Vergangenheit.** Die BNetzA hat in der Vergangenheit bei Kostenprüfungen dem Grunde nach keine Anpassungen bei den Anschaffungs-/Herstellungskosten bei Investitionen vorgenommen. Dies gilt sowohl für das Onshore- als auch Offshore-Netz. Eine grundsätzliche *ex-post*-Nichtanerkennung von Investitionskosten, insb. im Rahmen eines behördlich bestätigten Netzentwicklungsplans, ist weder erwartbar noch einfach durchsetzbar.
- (b) **„Vorsichtige“ Anwendung des Effizienzvergleichs in der Vergangenheit.** Die BNetzA hat bei der Anwendung des Effizienzvergleichs bei den ÜNB für die 1. bis 4. Regulierungsperiode immer methodische Schwierigkeiten abgebildet und einen „vorsichtigen“ Ansatz mit dem Ergebnis verfolgt, dass die individuelle Effizienzvorgabe für die ÜNB keine Rolle gespielt hat. Eine weniger vorsichtige Anwendung der neuen Benchmarking-Methoden im Rahmen der Kosten-plus Regulierung ist weder erwartbar noch einfach durchsetzbar.
- (c) **Effizienzanreize in die Zukunft gerichtet.** Im Zusammenhang mit Partialbenchmarks schreibt die BNetzA, dass identifizierte Ineffizienzen für einzelne Kostenpositionen nicht sofort gekürzt, sondern über einen Zeitraum

von drei Jahren verteilt abzuschmelzen sind³⁵. Ähnliches gilt auch für die durch eine Prozesskostenbenchmark festgestellten ineffizienten Kosten.

- (d) **Ex-post-Kostenprüfung ist kein neues Regulierungsinstrument.** Schlussendlich muss festgestellt werden, dass eine ex-post-Kostenprüfung und mögliche damit verbundene Anpassungen bei den Netzkosten auch schon in der aktuellen Anreizregulierung verankert sind. Auch hier erfolgt zu Beginn der Regulierungsperiode eine umfassende Kostenprüfung der t-3 Kosten („Fotojahrkosten“). Im Rahmen dieser Kostenprüfung werden auch Jahre vor t-3 betrachtet, um Einmaleffekte im „Fotojahr“ identifizieren zu können. Die Prüfung bezieht sich dabei auch auf alle Netzkosten. Gleiches gilt für die sogar jährlich stattfindende Offshore-Kostenprüfung.

72 Grundsätzlich gehen wir davon aus, dass sich durch die geplante Kosten-plus-Regulierung das Risiko für ÜNB im Vergleich zur aktuellen Anreizregulierung nicht verschlechtert hat. Es gibt hinreichende Argumente, warum es in der Tat zu einer Reduktion der Risiken für die ÜNB kommen könnte. Zur Unterstützung von Letzterem sollte die BNetzA möglichst zeitnah Transparenz zum Vorgehen bei der Kostenprüfung sowie zur Anwendung der Effizienzreize für Kosten im Rahmen der Kosten-plus-Regulierung schaffen.

³⁵ GBK-25-01-1#2, Zif 13.1., S. 15.

6 Fragestellung 5: Aktuelle Marktbeispiele würden zeigen, dass marktübliche Eigenkapitallösungen unter bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen nicht attraktiv seien

- 73 Die Behauptung, dass aktuelle Marktbeispiele (TenneT, Amprion) belegen, dass marktübliche Eigenkapitallösungen unter den bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen nicht attraktiv sind, lässt sich nicht nachvollziehen. Sowohl TenneT als auch Amprion haben im Jahr 2025 im großen Umfang Eigenkapitalinvestoren gefunden, die in die Unternehmen investieren. Hier ist insbesondere zu beachten, dass die Transaktionsprozesse in einer Zeit stattfanden, in der der NEST-Prozess für ÜNB noch nicht abgeschlossen war, keine vollständige Sicherheit über die genaue Ausgestaltung der Kosten-Plus Regulierung bestand sowie von der BNetzA eine tendenziell ablehnende Haltung gegenüber einem Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz für ÜNB kommuniziert wurde.
- 74 Die Verzögerungen beim Transaktionsprozess des niederländischen Staates für TenneT Deutschland haben sich deshalb ergeben, da zuerst ein Verkauf an den deutschen Staat angedacht war. Aufgrund von Haushaltsproblemen auf Seiten des deutschen Staates gestaltete sich dies als nicht erfolgreich. Die sich daran anschließende Ausweitung des Transaktionsprozesses auf andere Investoren im Mai 2025 stieß auf ein reges Interesse von global agierenden Investmentfonds.³⁶ Im September 2025 wurde die Transaktion für TenneT Deutschland dann schon erfolgreich abgeschlossen durch einen Verkauf eines 46%-Anteils an TenneT Deutschland für 9,5 Mrd € an ein Konsortium aus drei Investmentfonds (APG, GIC und Norges Bank Investment Management).³⁷ Im Februar 2026 hat anschließend die KfW im Auftrag der deutschen Bundesregierung einen Anteil von 25,1% an der TenneT Deutschland von der niederländischen TenneT Holding erworben.³⁸
- 75 Die Suche von RWE nach Investoren für den 25,1%-Anteil von RWE an Amprion verlief ähnlich schnell. Im März 2025 startet RWE den Prozess.³⁹ Im September 2025 konnte die Suche dann erfolgreich abgeschlossen werden mit dem Einstieg

³⁶ www.reuters.com/business/energy/tennet-talks-with-funds-sell-up-13-billion-stake-german-unit-sources-say-2025-05-14/

³⁷ www.reuters.com/business/energy/dutch-government-sells-46-tennet-germany-investors-113-billion-2025-09-24/

³⁸ https://www.kfw.de/%C3%9Cber-die-KfW/Newsroom/Aktuelles/News-Details_879680.html
www.reuters.com/business/energy/dutch-government-sells-46-tennet-germany-investors-113-billion-2025-09-24/

³⁹ www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energie-rwe-startet-den-verkauf-seiner-stromnetze/100113093.html

von Apollo Global Management in ein Joint Venture mit RWE, in welches Apollo 3,2 Mrd. € für den Ausbau des Netzes einbringt.⁴⁰

- 76 Schon Ende des Jahres 2024 konnte Amprion anscheinend ohne Probleme eine Eigenkapitalerhöhung durchführen, bei der es zusätzliches Kapital in Höhe von 840 Mio. € von seinen privaten, institutionellen Investoren erhielt.⁴¹ Im März 2026 kam ein weiterer privater Investor bei Amprion hinzu: Allianz Global Investors stieg in die Beteiligungsgesellschaft M31 ein und stellt dafür 400 Mio. € bereit.⁴² Auch diese Beispiele zeigen, dass das Interesse von institutionellen Investoren an Amprion vorhanden ist und nicht durch die Festlegungen der BNetzA zur Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung beeinträchtigt zu sein scheint.
- 77 Der Vollständigkeit halber kann erwähnt werden, dass auch die beiden anderen deutschen ÜNB zusätzliches externes Eigenkapital für den Netzausbau aufgenommen haben. 50Hertz hat im Oktober 2025 (neben 120 Mio. € von der KfW) 480 Mio. € zusätzliches Kapital vom Hauptanteilseigner Elia Group erhalten.⁴³ Elia selbst konnte im Jahr 2025 sein Eigenkapital durch institutionelle Investoren um 2,2 Mrd. € erhöhen.⁴⁴ EnBW wiederum hat im Juli 2025 eine erfolgreiche Eigenkapitalerhöhung im Wert von 3,1 Mrd. € verkündet und von diesem Kapital soll ein Teil für den Ausbau der Netze der Tochter TransnetBW eingesetzt werden.⁴⁵

⁴⁰ www.rwe.com/en/press/rwe-ag/2025-09-08-rwe-and-apollo-global-management-form-partnership/

⁴¹ www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_83648.html

⁴² www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/amprion-allianz-investiert-rund-400-millionen-euro-in-stromnetzbetreiber/100212020.html

⁴³ www.eurogrid.com/

⁴⁴ www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-news/2025/elianews_march2025_en.pdf ;
investor.eliagroup.eu/-/media/project/elia/shared/documents/press-releases/2025/20250725_elia-group-q2-2025-press-release_en_v2.pdf

⁴⁵ www.enbw.com/media/investors/documents/capital-increase/20250715-pm-enbw-completion-capital-increase.pdf

7 Fragestellung 6: Auseinandersetzung mit vorgeschlagener Methodik

- 78 Selbst wenn man unterstellte, dass der erhöhte Investitionsbedarf der ÜNB grundsätzlich dazu führe, die Eigenkapitalkosten zu erhöhen, erweist sich die von NERA in Kapitel 4 ihres Gutachtens vorgeschlagene Methodik zur Quantifizierung eines entsprechenden CAPEX-induzierten Aufschlags auf den Eigenkapitalzins als ungeeignet. In der Folge sollen hier zentrale Schwachstellen der Methodik hervorgehoben werden.
- 79 Ersten enthält die Methodik gewisse Inkonsistenzen. Die Methodik greift selektiv auf die Moody's-Ratingmethodologie zurück, indem sie ausschließlich den Faktor „Scale and Complexity of Capital Program“ (Gewichtungsfaktor 10% am Kreditrating) variiert, während alle anderen Faktoren konstant gehalten werden. Ratings werden in der Praxis allerdings durch ein Zusammenspiel mehrerer Faktoren bestimmt und die isolierte Betrachtung eines einzelnen Faktors führt daher zu einer künstlichen und nicht realitätsgerechten Abbildung einer Änderung des Kreditratings. NERA (2026, S.18, Fn 44) gesteht dies auch ein und stellt fest, dass die in der Methodik angewandten „vereinfachten Ratings keinen Aufschluss über die tatsächlichen Bonitäten und FK-Aufschläge der 4ÜNB und der Beta-Vergleichsunternehmen“ geben. Dies ist allerdings inkonsistent, wenn die Intention von NERA die Abbildung der *tatsächlichen* Reaktion des Kapitalmarktes auf das Kreditrating, auf einen Fremdkapitalspread sowie einen darauf abgeleiteten Eigenkapitalspread ist. Wenn eine isolierte Betrachtung eines einzigen Risikofaktors⁴⁶ keinen Aufschluss auf eine *tatsächliche* Verschlechterung des Kreditratings ermöglicht, dann stellt dies keine sachgerechte Grundlage für die Abschätzung der *tatsächlichen* Auswirkung auf den Eigenkapitalzinssatz dar.
- 80 Zweitens besteht die Methodik aus einer Verkettung mehrerer komplexer Schritte, von denen jeder einzelne auf starken Annahmen beruht und mit Schätzfehlern versehen ist:

⁴⁶ In diesem Zusammenhang muss angeführt werden, dass Moody's selbst eine Einschränkung der risikoerhöhenden Wirkung von großen Investitionsprogrammen anführt. Moody's schreibt, dass der Faktor „Scale and Complexity of Capital Program“ „provide important indications of execution risk“. Ein großes Investitionsprogramm sollte somit tendenziell negativ mit dem „execution risk“ korrelieren. Allerdings stellt Moody's fest, dass dies nicht immer der Fall sein muss und ein hohes Investitionsprogramm auch keine Korrelation mit einem „execution risk“ aufweisen kann: „The size of a network's capital expenditure plans may, to some extent, be correlated with the complexity of the program, particularly for material capacity increases or technically challenging projects. We consider the annual amount of the capital expenditure plan as a percentage of the regulatory asset base or total fixed assets. However, this percentage may not directly correlate to risk in all scenarios. For example, a replacement program such as the laying of polyethylene gas pipe may be large in scope but present only limited execution risk. Here the technology is relatively simple and well established. Another example where the size of a capital program may not be correlated to risk is a large capital expenditure program comprising a significant number of individual projects where overall execution risk is reduced through diversification.“ (Moody's, 2025, S. 11)

AUFSCHLAG AUF EIGENKAPITALZINSSATZ FÜR STROMÜBERTRAGUNGS-NETZBETREIBER

- (a) Herleitung des Rating-Scores als geglättete Funktion des Verhältnisses von CAPEX zu den regulierten Vermögenswerten,
- (b) Herleitung des FK-Zinses als Funktion des Rating-Scores,
- (c) Kombination dieser beiden Funktionen um den FK-Zins als Funktion des relativen CAPEX-Levels abzuleiten,
- (d) Abschätzung der Position der vier ÜNB und der Unternehmen der Vergleichsgruppe auf dieser abgeleiteten Funktion, um ein Delta zwischen den FK-Zinsen dieser beiden Gruppen zu bestimmen,
- (e) Hochskalierung dieses Delta zu einem vermeintlichen Aufschlag auf den EK-Zins für die vier ÜNB.

- 81 Über diese Schritte hinweg summieren sich diese Schätzfehler auf (oder verstärken sich im ungünstigen Fall auch noch), während die Liste notwendigen Annahmen wächst. Die Methodik ist daher nicht robust.
- 82 Darüber hinaus muss ganz grundsätzlich festgehalten werden, dass der letzte Schritt in der Methodik, d.h. die Übertragung und Hochskalierung des Deltas bei den Fremdkapitalzinsen auf ein Delta bei dem Eigenkapitalzinssatz, konzeptuell unzulässig. Bei diesem Schritt nimmt NERA implizit an, dass es einen linearen Zusammenhang zwischen dem Risikoprofil von Fremd- und Eigenkapital gibt. Diese Annahme trifft jedoch in der Regel nicht zu, sondern die Risikoprofile von Fremd- und Eigenkapital sind asymmetrisch. So tragen Fremdkapital-Investoren nur einen (nachgelagerten) Teil der Verlustrisiken und partizipieren nicht an überdurchschnittlich positiven Entwicklungen. Eigenkapital-Investoren hingegen tragen vorrangig die Verlustrisiken, partizipieren dafür aber an positiven Entwicklungen (welche durch große Investitionsvolumina auch verstärkt werden können).
- 83 Zusammenfassend gilt, dass die von NERA vorgeschlagene Methodik Inkonsistenzen aufweist, das Risiko von kumulierten Schätzfehlern enthält, nicht robust aufgrund der Abhängigkeit von vielen Annahmen ist und auf einem unzulässigen linearen Zusammenhang zwischen Fremdkapital- und Eigenkapitalrisiken beruht. Die Methodik ist somit für eine sachgerechte Ableitung eines Aufschlags auf den Eigenkapitalzinssatz nicht geeignet.

8 Schlussfolgerung

- 84 Das vorliegende Kurzgutachten wurde im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellt und untersucht, ob ein Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz für deutsche Stromübertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aufgrund des außergewöhnlich hohen Investitionsbedarfs gerechtfertigt ist. Ausgangspunkt ist die Argumentation der ÜNB, gestützt auf ein Gutachten von NERA (2026), wonach hohe Investitionsvolumina zusätzliche Risiken erzeugen und daher eine höhere Verzinsung des Eigenkapitals erfordern.
- 85 Die detaillierte Analyse internationaler Präzedenzfälle zeigt, dass ausländische Regulierungsbehörden selbst in Situationen mit erheblichen Investitionsprogrammen nur sehr eingeschränkt Anpassungen der Kapitalkosten vorgenommen haben und keine systematische Praxis expliziter CAPEX-bedingter Aufschläge besteht.
- (a) In den Niederlanden wurde für das Offshore-Netz von TenneT zwar eine Erhöhung des Beta-Werts vorgenommen; diese basiert jedoch auf einer spezifischen, temporären Argumentation zur Investitionsphase und die Begründung ist nicht auf die Betriebsphase übertragbar. Und sie deckt sie sich nicht mit den von NERA angeführten Risikokanälen. Darüber hinaus ist die Begründung konzeptionell nicht überzeugend.
 - (b) Im Fall des Flughafens Heathrow (Terminal 5) wurde kein expliziter Aufschlag gewährt, sondern ein Wert innerhalb einer bestehenden WACC-Bandbreite – tendenziell am oberen Rand – gewählt. Die zugrunde liegenden Risiken (z. B. Nachfragerisiken, Bauverzögerungen und Pönalen) unterscheiden sich jedoch grundlegend von der Situation regulierter Stromnetze. Zudem zeigte eine ex-post Analyse, dass der erwartete Anstieg des Beta-Werts nicht eingetreten ist.
 - (c) Auch im britischen Regulierungsrahmen für Stromnetze (RIIO1) erfolgte keine isolierte Anpassung der Kapitalkosten aufgrund hoher Investitionen. Stattdessen basierte die Festlegung auf einer umfassenden relativen Risikobewertung über mehrere Dimensionen hinweg, wobei das Investitionsvolumen lediglich einen von vielen Faktoren darstellte. In späteren Regulierungsperioden (RIIO2 und RIIO3) wurde vollständig auf differenzierende Ansätze verzichtet, obwohl weiterhin unterschiedliche Investitionsprofile bestanden.
 - (d) Ein aktuelles Beispiel stellt die Regulierung des britischen Wassersektors (PR24) dar. Hier haben die Regulierungsbehörden (Ofwat und CMA) explizit geprüft, ob hohe Investitionsbedarfe einen Aufschlag auf die Kapitalkosten rechtfertigen. Beide Institutionen kamen nach eingehender Analyse zu dem Ergebnis, dass weder theoretische noch empirische Evidenz für einen solchen Zusammenhang besteht. Zwar wählte die CMA einen Eigenkapitalzinssatz am

AUFSCHLAG AUF EIGENKAPITALZINSSATZ FÜR STROMÜBERTRAGUNGS-NETZBETREIBER

oberen Rand der ermittelten Bandbreite („aiming up“), dies erfolgte jedoch aus Vorsichtsüberlegungen im Hinblick auf mögliche Unterinvestitionen und nicht aufgrund eines nachgewiesenen höheren unternehmensspezifischen Risikos.

(e) Explizite Aufschläge finden sich nur in eng abgegrenzten Fällen, etwa für Offshore-Projekte (z. B. Belgien) oder als Investitionsprämien (z. B. Griechenland, USA). Diese Aufschläge beruhen jedoch auf klar identifizierten, projektspezifischen Risiken oder politischen Zielsetzungen und nicht auf einem allgemeinen Zusammenhang zwischen Investitionsvolumina und Risiken.

- 86 Auch die von NERA angeführten theoretischen Gründe für erhöhte Renditeforderungen von Investoren in ÜNB (eine Erweiterung des Investorenkreises, Verringerung der Liquidität, längere Kapitalbindungsdauern sowie erhöhte operative Risiken) überzeugen weder konzeptionell noch empirisch. Insbesondere lässt sich kein systematischer Zusammenhang zwischen Investitionsintensität und Beta-Werten in den Daten vergleichbarer regulierter Unternehmen feststellen. Zudem würden einige der hypothetischen Effekten gleichermaßen auch die Vergleichsunternehmen betreffen und somit bereits implizit in den beobachtbaren Marktdaten enthalten sein.
- 87 Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass der geplante Wechsel zu einer Kosten-plus-Regulierung mit jährlichem Plan-Ist-Abgleich zentrale Risiken der ÜNB reduziert. Insbesondere werden Kostenunsicherheiten, Liquiditätsrisiken sowie Nachfragerisiken deutlich abgeschwächt. Vor diesem Hintergrund erscheint es nicht plausibel, dass sich das Risikoprofil der ÜNB durch die steigenden Investitionen signifikant verschlechtert.
- 88 Die Analyse aktueller Markttransaktionen (u. a. TenneT, Amprion) zeigt zudem, dass erhebliche private Investitionen in deutsche ÜNB unter den bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen realisiert wurden. Dies spricht gegen die These, dass die aktuellen Eigenkapitalrenditen für Investoren unzureichend sind.
- 89 Schließlich wird die von NERA vorgeschlagene Methodik zur Quantifizierung eines CAPEX-bedingten Aufschlags als ungeeignet bewertet. Sie weist konzeptionelle Inkonsistenzen auf, basiert auf zahlreichen nicht belastbaren Annahmen und beinhaltet eine unzulässige Übertragung von Fremdkapitalrisiken auf Eigenkapitalrenditen.
- 90 Insgesamt kommt das Gutachten zu dem Ergebnis, dass weder theoretische Überlegungen noch empirische Evidenz oder regulatorische Praxis die Einführung eines pauschalen Aufschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für ÜNB aufgrund hoher Investitionsvolumina rechtfertigen.

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.