NERA

Eigenkapitalzinssatz

Internationaler Vergleich im Auftrag des BDEW

7. August 2025

© NERA

ECONOMICS. EXPERTS. EXPERIENCE.

Inhaltsverzeichnis

1	Aktualisierung	Folie 4
2	Deep Dive	Folie 8
3	Geographische Erweiterung	Folie 15

Einleitung

- Die Bundesnetzagentur (“BNetzA”) hat im Januar 2024 mit der Veröffentlichung eines Eckpunktepapiers einen Prozess zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens für Strom- und Erdgasnetze angestoßen. Dieser Prozess umfasst Änderungen der Ermittlungsmethodik für die regulatorische Kapitalverzinsung.
- In diesem Kontext wurde NERA („wir“) vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft („BDEW“) beauftragt, unseren Vergleich ausländischer EK-Zinssatz-Entscheidungen zu aktualisieren. Die vorliegende Präsentation fasst unsere Ergebnisse zusammen.

1 Aktualisierung

Neue Entscheidungen in Frankreich, Großbritannien und der Schweiz

- Seit Ende 2024 (letzte Version des NERA-Vergleichs im Auftrag des BDEW) haben Regulierungsbehörden in Frankreich, Großbritannien und der Schweiz neue Entscheidungen veröffentlicht.[1]
  - In Frankreich hat die Regulierungsbehörde CRE am 13. März 2025 ihre Entscheidung für den Übertragungsnetzbetreiber (TURPE 7 HTB) und für den Stromverteilnetzbetreiber (TURPE 7 HTA-BT) veröffentlicht. Die Entscheidungen gelten ab dem 1. August 2025 für 4 Jahre.
  - Die britische Regulierungsbehörde Ofgem hat am 1. Juli 2025 einen Beschlussentwurf für die anstehende Regulierungsperiode für Gasnetze und das Stromübertragungsnetz (1. April 2026 bis 31. März 2031) veröffentlicht. Die Konsultation läuft bis zum 26. August 2025.
  - In der Schweiz wurde die für die Kapitalkostenfestlegung relevante Stromversorgungsverordnung während des Jahres 2024 überarbeitet. Die neue Version ist seit dem 1. Januar 2025 in Kraft.

1) In Italien wurde planmäßig der risikofreie Zinssatz und das Forward Premium aktualisiert.

HÜ werden mehrheitlich nicht mehr zur Ermittlung der Marktrisikoprämie verwendet, ausschließliche Verwendung abgesehen von AT präzedenzlos

Übersicht der im Ausland verwendeten Methoden zur Ermittlung der Marktrisikoprämie

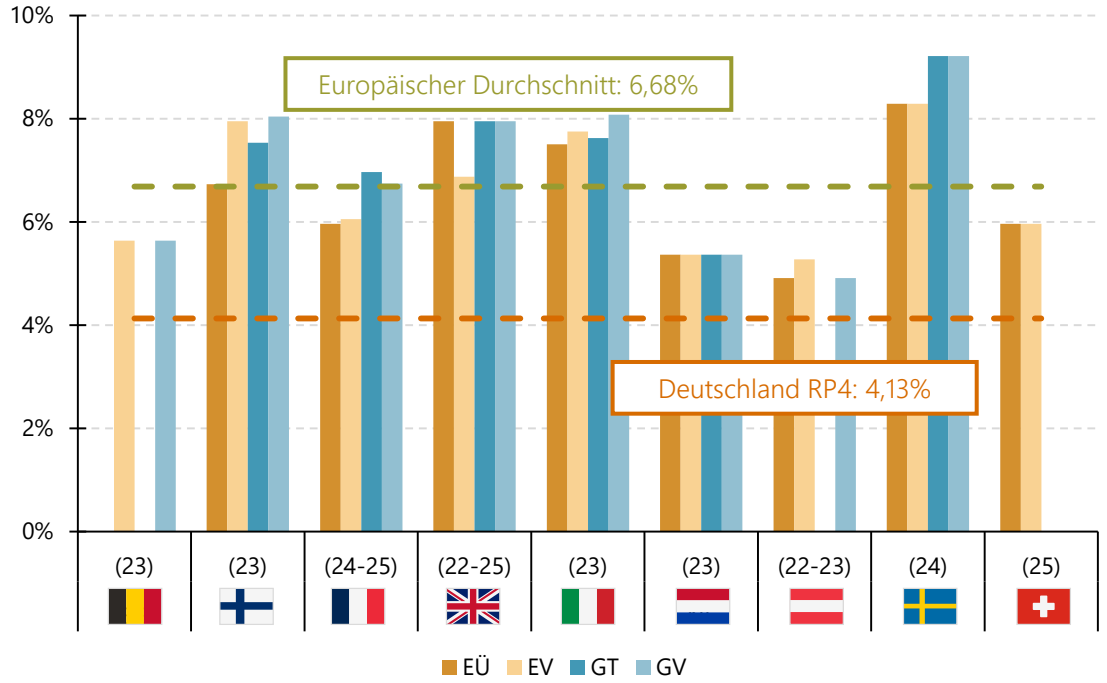
	Methode				Länderauswahl	Datenquelle	Mittelwertbildung	Anmerkung
	HÜ	HR	U	VM				
	☑		☑	☑	National	DMS	AM	-
				☑	National	Damodaran	-	-
	☑	☑			National	DMS	Nicht explizit	-
		☑		☑	National	DMS	AM	-
		☑			DE & BE & NL & FR (konstante Gewichte)	DMS	Mindestens 80% AM	-
	☑			☑	Eurozone (konstante Gewichte)	DMS	50% AM, 50% GM	-
	☑				Weltportfolio	DMS	AM	Ad-hoc Zuschlag
			☑		National	PwC-Studie	-	-
		☑			National	Bank Pictet	50% AM, 50% GM	

Anmerkung: „konstante Gewichte" bezieht sich auf Zeit, Gewichtung zwischen den Ländern nach Marktkapitalisierung in NL und gleichgewichtet in IT. Abkürzungen: HÜ = Historische Überrenditen, HR = Historische Renditen, U = Umfragen, VM = Vorwärtsgewandte Modelle, AM = Arithmetisches Mittel, GM = Geometrisches Mittel. Färbung: grüner Haken = primäre Methode, gelber Haken = ergänzende oder plausibilisierende Methode. Quelle: NERA-Analyse int. Regulierungsentscheidungen.

Europäischer Durchschnitt liegt inzwischen mehr als 2,50 %-Punkte über deutscher RP4-Festlegung

- Der Durchschnitt europäischer Regulierungsentscheidungen gibt Aufschluss über die im Ausland erlaubten regulatorischen Kapitalkosten.
- Der europäische Vergleich kann sich auf den EK-Zinssatz oder auf den WACC beziehen (Abbildung rechts: EK-Zinssatz).
- Beim Vergleich von EK-Zinssätzen ist eine Harmonisierung der zugrundeliegenden EK-Quoten erforderlich. Bei einem WACC-Vergleich ist dies nicht erforderlich.
- In unserer letzten Aktualisierung in Dezember 2024 für den BDEW lag der europäische Durchschnitt bei 6,65%.
- Stand Juli 2025 hat sich der Durchschnitt leicht erhöht und liegt inzwischen bei 6,68%.
- Der Durchschnitt der neuen Entscheidungen und Entscheidungsentwürfe aus Frankreich, Großbritannien und der Schweiz liegt bei 6,83%.

EK-Zinssätze (nominal, nach Steuern) im Vergleich



Anmerkung: Zahlen entsprechen dem Jahr der Regulierungsentscheidungen. Vergleichsbasis: nominal, nach Steuern, Eigenkapitalquote von 40%. Nominale Eigenkapitalzinssätze für GB und IT basieren auf einer Inflationsannahme von 2% Für GB zur Vergleichbarkeit, Anwendung der Modigliani-Miller Formel ohne Fremdkapitalbeta und der Steuerrate aus dem Jahr der Festlegung. Länderauswahl entsprechend der NERA-Präsentation beim Expertenaustausch der Bundesnetzagentur vom 21.10.2024 Verwendete Abkürzungen: EÜ: Elektrizitätsübertragungsnetz, EV: Elektrizitätsverteilnetz, GT: Gastransportnetz, GV: Gasverteilnetz. Quelle: NERA-Analyse internationaler Regulierungsentscheidungen.

2 Deep Dive

NERA

ECONOMICS. EXPERTS. EXPERIENCE.

Deep Dive: Großbritannien – Methodik & Werte

- Die britische Regulierungsbehörde Ofgem hat am 1. Juli 2025 einen Beschlussentwurf über die Kapitalkosten für die kommende Regulierungsperiode (2026 bis 2031) für Gasnetze und das Stromübertragungsnetz veröffentlicht (RIIO-3).[1]
- Vorgeschlagene Methodik:
  - Basiszinssatz: 1-Monatsdurchschnitt über RPI-inflationsbereinigten britischen Staatsanleihen mit 20 Jahren Laufzeit, welcher jährlich im Oktober aktualisiert und auf den CPIH-Inflationsindex angepasst wird.
  - Beta: 10-Jahres-Betawerte basierend auf Vergleichsgruppe aus regulierten europäischen Unternehmen. Annahme eines Fremdkapitalbetas von 0,075 und Umwandlung in verschuldete Betawerte anhand der Harris-Pringle Formel (ohne Berücksichtigung von Steuern).
  - MRP & Marktrendite: Methode „Historische Renditen" (TMR-Ansatz), Plausibilisierung mit vorwärtsgewandten Ansätzen.

Parameterwerte

%, außer Beta	2021 bis 2026	2026 bis 2031 (Entwurf)
Basiszinssatz	0,39	4,05
Unverschuldetes Beta	0,31	0,38
MRP	8,08	4,89
Marktrendite	8,47	8,94
EK-Zinssatz*	5,95	7,95

*Vergleichsbasis: nominal, nach Steuern, Eigenkapitalquote von 40%. Nominale Werte basierend auf einer Inflationsannahme von 2% und Anwendung der Modigliani-Miller-Formel unter Annahme eines FK-Betas von 0 und dem Steuersatz aus dem Jahr der Festlegung.

11) Ofgem (2025): RIIO-3 Draft Determinations - Finance Annex

Deep Dive: Großbritannien – Implikationen für die Methodenfestlegung

- Ablehnung HÜ: Ofgem identifiziert die Frage, ob entweder die Marktrisikoprämie oder die Marktrendite im Zeitverlauf stabiler ist (zutreffenderweise) als zentral bei der Abwägung zwischen den Ansätzen HR und HÜ. Auf Basis einer wissenschaftlichen Studie entscheidet sich Ofgem für die Methode HR und lehnt die Methode HÜ ab.[1] Eine entsprechende Untersuchung haben bisher weder die BNetzA noch die BNetzA-Gutachter im Rahmen des NEST-Prozesses durchgeführt.
- Methodenpluralismus: Ofgem berücksichtigt bei der Ermittlung der Marktrenditen neben der Methode HR auch historische ex-ante Analysen.[2] Im Gegensatz dazu will sich die BNetzA auf eine einzige Methode festlegen und alle weiteren Methoden ausblenden.
- CAPM-Parametrisierung als einer von drei Schritten: Die Ermittlung der CAPM-Parameter ist im Ofgem-Beschlussentwurf lediglich der erste von drei Schritten. Anschließend erfolgen Cross-Checks und eine Gesamtbetrachtung der erwarteten Profitabilität unter Berücksichtigung anderer Elemente des Regulierungsrahmens. Der BNetzA-Entwurf sieht den zweiten und dritten Schritt nicht vor.
  - Cross-Checks: Ofgem will eine Reihe an Cross-Checks des EK-Zinssatzes gemäß CAPM durchführen. Dazu zählen Analysen von Book-Market-Verhältnissen, implizite EK-Zinssätze aus Auktionsdaten für Offshore-Anbindungsleitungen, Marktrendite-Prognosen und Renditen von Infrastrukturfonds.[3] Der BNetzA-Entwurf für die Methodenfestlegung sieht keine expliziten Cross-Checks vor.
  - Explizite Auseinandersetzung mit Outperformance & Underperformance: Ofgem setzt sich mit den Auswirkungen verschiedener regulatorischer Parameter auf die Profitabilität transparent auseinander, um die Ausgewogenheit des Regulierungsrahmens zu gewährleisten.[5] Eine solche Auseinandersetzung erfolgt in Deutschland jedenfalls nicht transparent.
- Financeability-Tests: Neben diesen Cross-Checks will Ofgem einen Financeability-Test durchführen.[4] Die Durchführung eines Financeability-Tests wurde der BNetzA vorgeschlagen, im Entwurf der Methodenfestlegung allerdings nicht aufgegriffen.
- Konträre Positionen BNetzA-Gutachter: Der BNetzA-Gutachter vertritt in Großbritannien Positionen, die konträr zu seinen Empfehlungen an die BNetzA in Deutschland sind. Dazu zählt die Erkenntnis, dass die Marktrendite „*stable but not fixed*" ist, sowie die Forderung nach umfassenden Plausibilisierungen, unter anderem mit Umfragen, Dividendenwachstumsmodellen und Hybridanleihen.[6]

1 Ofgem (2024): RIIO-3 Sector Specific Methodology Decision – Finance Annex, Seite 64. 2) Ofgem (2025): RIIO-3 Draft Determinations - Finance Annex, Seite 51. 3) Ofgem (2025): RIIO-3 Draft Determinations - Finance Annex, Seite 59f. 4) Ofgem (2025): RIIO-3 Draft Determinations - Finance Annex, Seite 81ff. 5) Ofgem (2025): RIIO-3 Draft Determinations - Finance Annex, Seite 74ff. 6) Frontier Economics (2024): UPDATED COST OF EQUITY CROSS-CHECK EVIDENCE.

Deep Dive: Schweiz – Methodik & Werte

- In der Schweiz wurde die WACC-Methodik zum Tarifjahr 2026 umgestellt. Bisher wurde die MRP auf Basis der Methode HÜ unter Verwendung eines unteren Grenzwerts für den Basiszinssatz ermittelt. Zukünftig kommt die Methode HR zur Anwendung.[1]
  - Durch die Umstellung wird auch der Basiszinssatz nicht mehr mit einer Untergrenze von 2,50% bestimmt, sondern basiert auf dem gerundeten 1-Jahresdurchschnitt von Schweizer Bundesobligation. Diese weisen eine signifikant niedrigere Rendite als deutsche Staatanleihen auf.[2]
- Die Marktrendite für das Tarifjahr 2026 beträgt 7,50 %. Die MRP beträgt 7,00 %.
- Der Umstellung auf den Ansatz HR liegen mehrere ökonomische Gutachten im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE) zu Grunde.
  - Insbesondere untersucht der BFE-Gutachter die Frage, ob die MRP im Zeitverlauf stabil oder konstant ist – mit folgendem Fazit: *„Unsere Analyse qualitativer, empirischer und theoretischer Publikationen zeigt somit auf, dass der ERP-Ansatz [entspricht Methode „Historische Überrenditen" …] und der StromVV-Ansatz die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten nicht adäquat abzubilden vermögen, da ein* ***inverser Zusammenhang zwischen RFR und ERP*** *existiert."*[3]
  - Die BFE-Gutachter untersuchen zudem regulatorische Präzedenzfälle und zeigen, dass die wichtigsten Regulierungsbehörden (Italien, Frankreich, Großbritannien) den Ansatz HR verwenden. Sie verweisen auf *„einige wenige Regulatoren, wie die deutsche Bundesnetzagentur, die österreichische E-Control oder der Australian Energy Regulator"*, die sich in der Vergangenheit gegen den Ansatz HR entschieden haben.
  - Die Analysen von Prof. Randl und Prof. Zechner, die in Österreich die Ablehnung des Ansatzes HR begründen sollen, hält der BFE-Gutachter insgesamt für *„keine belastbare Evidenz gegen die Wahl eines TMR-Ansatzes"*.[4]

Parameterwerte

%, außer Beta	Tarifjahr 2025	Tarifjahr 2026
Basiszinssatz	2,50	0,50
Unverschuldetes Beta	0,40	0,35
MRP	5,00	7,00
Marktrendite	7,50	7,50
EK-Zinssatz*	6,96	5,96

*Vergleichsbasis: nominal, nach Steuern, Eigenkapitalquote von 40%.

1) Bundesamt für Energie BFE (2025): Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2026.
2) Während der Durchschnitt in 2024 für 10-Jahre Schweizer Bundesobligation bei 0,57% lag, lag er in Deutschland für 10-Jahre Bundesanleihen bei 2,35% (Quelle: Datastream)
3) Swiss Economics (2021): Gutachten zur Prüfung der StromVV-Methodik für die Bestimmung des WACC für Netzbetreiber, Seite 31.
4) Swiss Economics (2024): Anpassungsbedarf WACC Netz und Förderinstrumente Erneuerbare, Seite 24.

Deep Dive: Schweiz – Implikationen für Methodenfestlegung

- Die jüngsten Entwicklungen in der Schweiz stehen der ausschließlichen Festlegung auf die Methode HÜ – wie im aktuellen Konsultationsentwurf der BNetzA vorgesehen – entgegen.
- Weder die BNetzA noch ihre Gutachter haben sich im Rahmen des NEST-Prozesses mit der Validität der zentralen Annahme hinter dem Ansatz HÜ – nämlich der Stabilität der Marktrisikoprämie im Zeitverlauf – auseinandergesetzt. In der Schweiz wurde diese Frage dezidiert untersucht. Im Ergebnis stand die Ablehnung der Methode HÜ und die Entscheidung für den Ansatz HR.
- Der Verweis der BNetzA auf die Präzedenzfälle aus Österreich, Luxemburg, den Niederlanden und Belgien, die den Ansatz HÜ angeblich stützen würden,[1] erscheint angesichts der Entwicklungen in der Schweiz fragwürdig. Bei einem Blick auf Deutschland von außen ergibt sich vielmehr das Bild, dass es sich bei den Behörden in Deutschland und Österreich (gemeinsam mit der australischen Behörde) um Ausnahmen handelt, die sich gegen den Ansatz HR entschieden haben. Zu ergänzen ist:
  - Die Regulierungsbehörden in Österreich und Luxemburg werden ebenfalls von den BNetzA-Gutachtern beraten. Deren Empfehlungen zur Marktrisikoprämie wurden dort nicht in die Festlegungen übernommen, sondern mit erheblichen Aufschlägen versehen.[2] Die letztlich festgelegten Marktrisikoprämien liegen in beiden Ländern bei 5,00 %.
  - Die Regulierungsbehörden in Belgien und Niederlanden betrachten neben dem Ansatz HÜ weitere Ansätze zur Plausibilisierung.[3]

1) Bundesnetzagentur (2025): Beschlussentwurf GBK-25-02-3#1. 2) In Luxemburg hat der BNetzA-Gutachter zuletzt eine Bandbreite für die Marktrisikoprämie von 3,3 % bis 4,4 % empfohlen. Die Festlegung der Behörde beläuft sich auf 5,00 %. Siehe Frontier Economics (2024): Weiterentwicklungsoptionen der Tarifmethodik für Netzbetreiber der vierten Regulierungsperiode (2025-2028) – Mission B, Seite 23; ILR (2024): Règlement ILR/E24/18 du 28 juin 2024 arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2025 à 2028 - Détermination des coûts à transposer en tarifs - Secteur électricité. In Österreich hat der BNetzA-Gutachter zuletzt eine Bandbreite für die Marktrisikoprämie von 3,20 % bis 4,40 % empfohlen. Die Festlegung der Regulierungsbehörde E-Control liegt mit 5,00 % höher. Siehe Randl & Zechner (2022): Aktualisierung zum Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Gasverteilernetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027, Seite 6; E-Control (2022): Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber 1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2027, Seite 64. 3) Siehe Folie 5.

Deep Dive: Spanien – Methodik & Werte

- Die spanische Regulierungsbehörde CNMC hat am 4. Juli 2025 eine Konsultation zu den Kapitalkosten für die kommende Regulierungsperiode für Strom- und Gasnetze von 2026 bis 2031 gestartet (CIR/DE/002/24).[1]
- Vorgeschlagene Methodik:
  - Basiszinssatz: 6-Jahresdurchschnitt über spanische Staatsanleihen mit 10 Jahren Laufzeit zuzüglich einer Anpassung für Anleihekaufprogramme der EZB (in Höhe von 183 bps).
  - Beta: 6-Jahres-Betawerte basierend auf Vergleichsgruppe aus regulierten europäischen Unternehmen.
  - MRP: „Mittel der Mittel" aus historischen Überrenditen der DMS-Datenbank, wobei die einzelnen europäischen Länder anhand ihrer Marktkapitalisierung (im Zeitverlauf konstant) gewichtet werden.

Parameterwerte

%, außer Beta	2020 bis 2025	2026 bis 2031 (Entwurf)
Basiszinssatz	2,97	3,25
Unverschuldetes Beta	0,41	0,46
MRP	4,75	4,98
Marktrendite	7,72	8,23
EK-Zinssatz*	7,11	8,12

*Vergleichsbasis: nominal, nach Steuern, Eigenkapitalquote von 40%. Werte für den Stromsektor. Werte unter Anwendung der Steuerrate von 25%.

1) CNMC (2025): Entwurf – MEMORIA EXPLICATIVA DE LA CIRCULAR (CIR/DE/002/24).

Deep Dive: Spanien – Implikationen für Methodenfestlegung

- Der Entwurf der spanischen Regulierungsbehörde weist insgesamt nur geringe methodische Veränderungen auf. Spanien ist nicht Bestandteil der Länder-Vergleichsgruppe.
- Zu erwähnen ist die große Vergleichsgruppe zur Ermittlung des Betafaktors (insgesamt 26 Unternehmen), die zu einem unverschuldeten Beta in Höhe von 0,46 führt.
- Die spanische Regulierungsbehörde erlaubt einen Aufschlag für Anleihekaufprogramme der EZB (in Höhe von 183 bps) auf den risikolosen Zinssatz.
  - Die Behörde begründet die Anwendung damit, dass die Durchschnittsperiode des risikolosen Zinssatzes (2018 bis 2023) noch Zeiten mit Anleihekaufprogrammen enthält.
  - Die Regulierungsbehörde quantifiziert den Aufschlag anhand einer Studie der spanischen Zentralbank, welche den Effekt der Anleihekaufprogramme auf die Renditen spanischer Staatsanleihen ermittelt.
- Die Verwendung im Zeitverlauf konstanter Gewichte bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie aus historischen Überrenditen löst die unrealistische Annahme von jährlichem Portfolio-Rebalancing seit 1900, die der Welt-Datenreihe von DMS zu Grunde liegt. Dies führt zu einem höheren Schätzwert für die Marktrisikoprämie auf HÜ-Basis.

Beta-Vergleichsgruppe

Cuadro 22. Listado de las betas apalancadas y desapalancadas de los comparadores seleccionados y cálculo de la beta promedio desapalancada

Nombre	País	Beta apalancada β_L	Ratio D/FP	Tasa estatutaria total T	Beta desapalancada β_U	Diferencial medio de compraventa 2018-2023
E.ON	Alemania	0,71	98%	29,95%	0,42	0,04%
EnBW	Alemania	0,38	40%	29,95%	0,30	3,05%
Gelsenwasser	Alemania	0,12	35%	29,95%	0,09	n.d.
Lechwerke	Alemania	0,12	0%	29,95%	0,12	2,84%
Mainova	Alemania	0,29	52%	29,95%	0,21	n.d.
EVN	Austria	0,68	35%	24,00%	0,53	0,41%
Verbund	Austria	0,66	11%	24,00%	0,61	0,18%
Elia Group	Bélgica	0,52	80%	25,00%	0,33	0,20%
Fluxys Belgium	Bélgica	0,16	54%	25,00%	0,12	1,26%
Enagas	España	0,58	80%	25,00%	0,36	0,07%
Endesa	España	0,69	45%	25,00%	0,51	0,07%
Iberdrola	España	0,66	76%	25,00%	0,42	0,05%
Naturgy Energy Group	España	0,68	60%	25,00%	0,47	0,08%
Redeia Corporación	España	0,47	67%	25,00%	0,31	0,07%
EDF - Electricité de France	Francia	0,91	173%	25,83%	0,40	0,07%
Electricité de Strasbourg	Francia	0,25	-14%	25,83%	0,27	1,18%
Engie	Francia	1,02	82%	25,83%	0,63	0,04%
Public Power Corporation SA	Grecia	1,34	194%	22,00%	0,53	0,24%
Holding CO ADMIE	Grecia	0,75	-2%	22,00%	0,77	0,40%
A2A	Italia	0,82	80%	27,81%	0,52	0,08%
Acea	Italia	0,67	119%	27,81%	0,36	0,20%
Acinque	Italia	0,38	38%	27,81%	0,29	2,05%
Ascopiave	Italia	0,71	41%	27,81%	0,55	0,40%
Enel	Italia	0,89	99%	27,81%	0,52	0,04%
Gas Plus	Italia	0,48	59%	27,81%	0,34	1,69%
Hera	Italia	0,67	75%	27,81%	0,43	0,11%
Iren	Italia	0,81	119%	27,81%	0,44	0,17%
Italgas	Italia	0,58	114%	27,81%	0,32	0,11%
SNAM	Italia	0,63	84%	27,81%	0,39	0,05%
Terna	Italia	0,54	72%	27,81%	0,36	0,06%
EDP	Portugal	0,90	102%	31,50%	0,53	0,06%
REN	Portugal	0,58	149%	31,50%	0,29	0,24%
National Grid	Reino Unido	0,61	104%	25,00%	0,34	0,04%
SSE	Reino Unido	0,89	59%	25,00%	0,62	0,06%
Beta desapalancada promedio					**0,46**	

Quelle: Entwurf – MEMORIA EXPLICATIVA DE LA CIRCULAR (CIR/DE/002/24). Grau hinterlegte Firmen werden auf Grund der geringen Liquidität nicht in die Berechnung einbezogen.

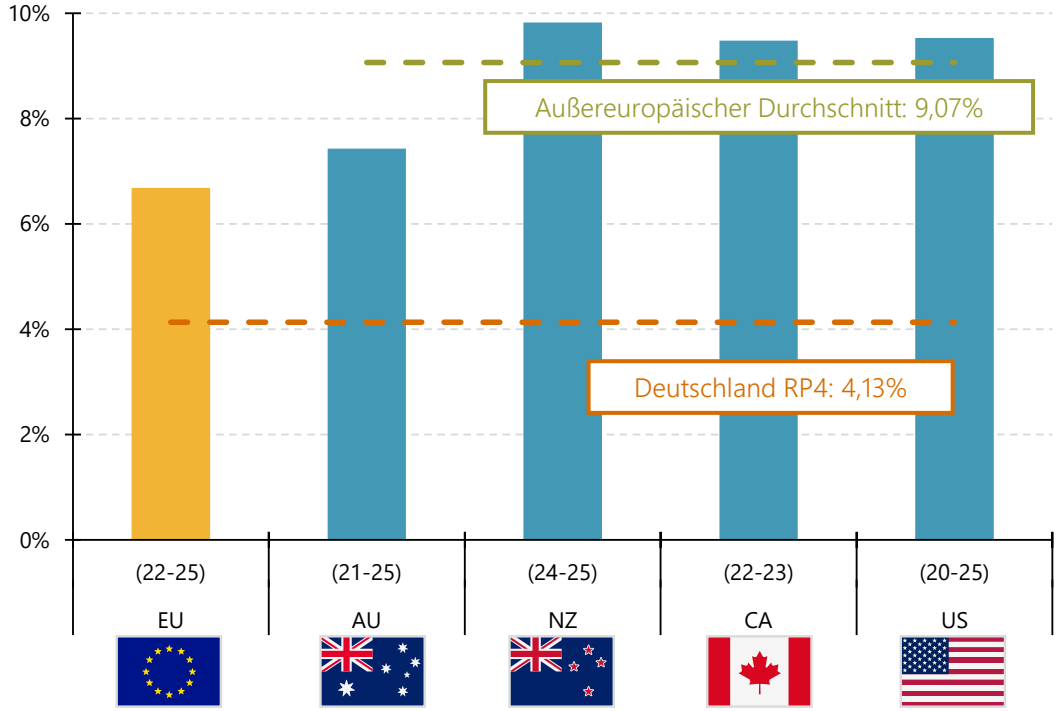
3 Geographische Erweiterung

Geographische Erweiterung: Im außereuropäischen Ausland ist die regulatorische EK-Verzinsung signifikant höher als in Deutschland

- Die geplanten Netzausbauvolumina führen zu hohem Kapitalbedarf. Um diesen zu erfüllen, sollte der Regulierungsrahmen auch für international agierende Investoren attraktiv sind. Solche Investoren haben häufig einen globalen Blick und vergleichen den deutschen Regulierungsrahmen auch mit Ländern in Übersee, beispielsweise in Nordamerika oder Australien & Neuseeland.
- In diesen Ländern liegt die regulatorische EK-Verzinsung signifikant höher. Im Durchschnitt liegen die Vergleichswerte aus den betrachteten Festlegungen bei 9,07%. Damit sind sie mehr als doppelt so hoch wie die RP4-Festlegung in Deutschland und 2,39 %-Punkte über dem europäischen Durchschnitt, der bei 6,68% liegt.
- Auch methodisch unterscheiden sich die Präzedenzfälle aus Übersee von Deutschland:
  - In den USA und Kanada werden neben bzw. anstatt dem CAPM häufig andere Modelle betrachtet (insb. vorwärtsgewandte DCF- oder DGM-Ansätze).
  - Die Regulierungsbehörde in der bevölkerungsreichsten Provinz Kanadas (Ontario) spricht sich für Methodenpluralismus aus: *„OEB staff stated that there is **no single correct answer** to the question of what ROE is needed […], and **no magic formula for deriving it**."*[1] *(Hervorhebung durch NERA)*

1) Ontario Energy Board (27.03.2025): EB-2024-0063, Seite 31.

EK-Zinssätze (nominal, nach Steuern) im Vergleich



Zahlen entsprechen dem Jahr der Regulierungsentscheidungen. Vergleichsbasis: nominal, nach Steuern, Eigenkapitalquote von 40%. EU entspricht dem Durchschnitt der europäischen Vergleichsgruppe von Folie 7. US und CA-Werte aggregiert für die einzelnen Entscheidungen. US-Daten von S&P Capital IQ für „Distribution" und „Transmission" Fälle. Die durchschnittliche EK-Quote der US-Unternehmen beträgt 51%. Daten für Kanada von Concentric Energy Advisors (Stand Februar 2024) für „Network" Fälle. Die durchschnittliche EK-Quote der kanadischen Unternehmen beträgt 42%. Quelle: NERA-Analyse internationaler Regulierungsentscheidungen. AER (2025): Energex Electricity Distribution Determination 2025 to 2030, AER (2025): Directlink Electricity Transmission Determination 2025 to 2030, AER (2025): Jemena Gas Networks (NSW) access arrangement 2025 to 2030, AER (2021): Amadeus Gas Pipeline Access Arrangement 2021 to 2026, NZCC (2025): Cost of capital determination for disclosure year 2026 - For electricity distribution businesses and Wellington International Airport, NZCC (2024): Cost of capital determination for electricity distribution businesses' default price-quality path commencing 2025 and Transpower New Zealand Limited's 2025-2030 individual price-quality path, NZCC (2024): For First Gas' gas pipeline businesses and Powerco's gas distribution business.

Contact Us

Tomas Haug, CFA
Senior Managing Director
Berlin: +49 30 700 1506 10
Tomas.Haug@nera.com

Lorenz Wieshammer, CFA
Director
Berlin: +49 30 700 1506 32
Lorenz.Wieshammer@nera.com

Daniel Neuhold
Economic Analyst
Berlin: +49 30 700 1506 34
Daniel.Neuhold@nera.com

VERTRAULICHKEIT

Die Branchen unserer Kunden sind durch sehr starken Wettbewerb gezeichnet und die Wahrung der Vertraulichkeit im Hinblick auf Pläne und Daten unserer Kunden ist entscheidend. NERA wendet daher konsequent interne Maßnahmen zur Geheimhaltung an, um die Vertraulichkeit aller Informationen des Kunden zu schützen.

Unsere Branche ist gleichfalls sehr wettbewerbsintensiv. Wir sehen unsere Herangehensweisen und Einblicke als unser geistiges Eigentum und verlassen uns auf unsere Kunden, unsere Interessen an unseren Vorschlägen, Präsentationen, Methodologien und analytischen Techniken zu schützen. Unter keinen Umständen darf dieses Material ohne die vorherige schriftliche Zustimmung von NERA mit irgendeiner dritten Partei geteilt werden.

© NERA

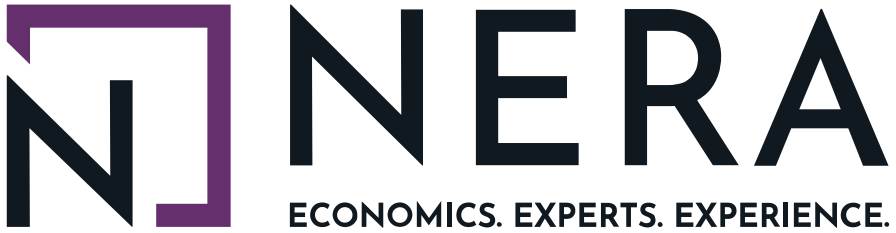
QUALIFIZIERUNG, ANNAHMEN UND VORBEHALTE

Dieser Bericht dient ausschließlich der Verwendung durch den in dem Bericht genannten Kunden von NERA. Dieser Bericht ist nicht zur Veröffentlichung oder allgemeinen Verbreitung bestimmt. Er darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung von NERA zu keinem Zweck vervielfältigt, zitiert oder verteilt werden. Dieser Bericht wird nicht zu Gunsten irgendwelcher Dritter erstellt. NERA übernimmt keine Haftung gegenüber Dritten.

Dieser Bericht basiert ganz oder teilweise auf Informationen, die von Dritten beigebracht wurden. Wir sind davon ausgegangen, dass diese Informationen verlässlich sind. Soweit nicht ausdrücklich in dem Bericht vermerkt, haben wir solche Informationen nicht überprüft. Öffentlich verfügbare Informationen sowie Branchendaten und statistische Daten stammen aus Quellen, die wir für verlässlich halten. Gleichwohl übernehmen wir keine Gewähr und keine Garantie für die Richtigkeit oder Vollständigkeit solcher Informationen. Die in dem Bericht enthaltenen Erkenntnisse können Prognosen enthalten, die auf derzeitigen Daten und historischen Entwicklungen basieren. Derartige Prognosen sind mit den ihnen innewohnenden Risiken und Unsicherheiten behaftet. NERA übernimmt keine Haftung für tatsächliche Entwicklungen oder zukünftige Ereignisse.

Die in diesem Bericht geäußerten Meinungen gelten nur für den hierin genannten Zweck und nur zu dem Datum des Berichts. NERA ist nicht verpflichtet, den Bericht zu überarbeiten im Hinblick auf Veränderungen, Ereignisse oder Gegebenheiten, die nach dem angegebenen Datum eintreten.

Sämtliche Entscheidungen im Zusammenhang mit der Umsetzung oder der Verwendung von Ratschlägen oder Empfehlungen, die in diesem Bericht enthalten sind, stehen in der alleinigen Verantwortung des Kunden. Dieser Bericht stellt keine Anlage- oder Vermögensberatung dar. Der Bericht enthält zudem keine Beurteilung darüber, ob das Geschäft oder das Vorhaben für irgendeine Partei fair oder sinnvoll ist. Darüber hinaus stellt dieser Bericht keine rechtliche, medizinische, buchhalterische, sicherheitstechnische oder andere fachliche Beratung dar. Für diesbezügliche Beratungsleistungen empfiehlt NERA, einen qualifizierten Experten zu kontaktieren.


NERA
ECONOMICS. EXPERTS. EXPERIENCE.