



Vergleich internationaler Eigenkapitalzinssätze

Gutachten im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

10. Juni 2021

Autoren

Tomas Haug

Lorenz Wieshammer

Niko Czaplicki

Philipp Hiemann

Jakob Lutz

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 Economic Consulting 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 Economic Consulting mit irgendeiner dritten Partei geteilt werden.

© NERA Economic Consulting

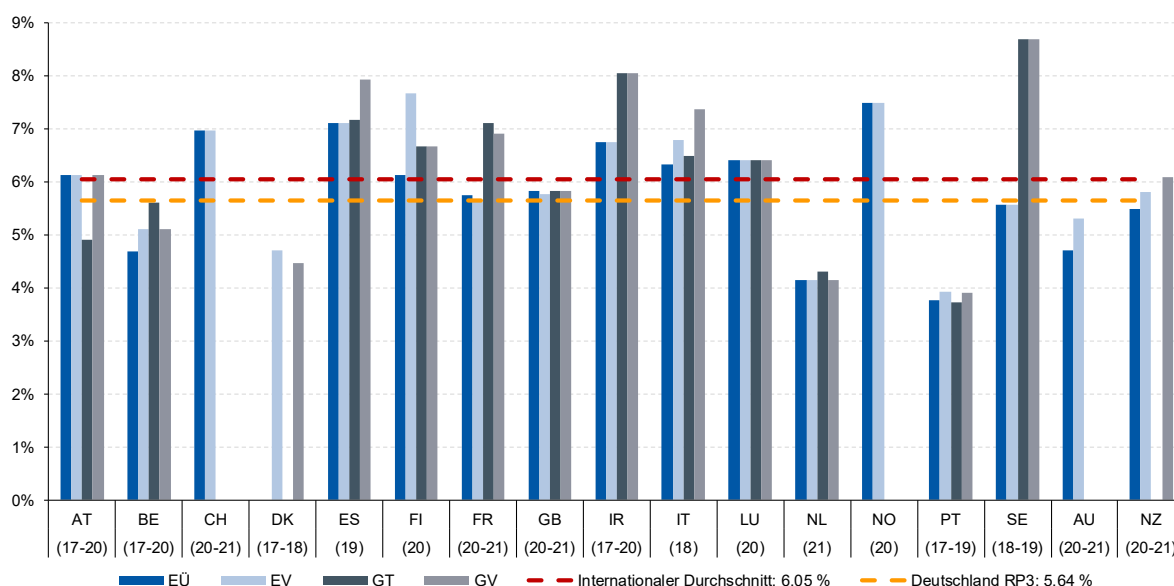
Inhalt

KURZFASSUNG.....	I
1. EINLEITUNG	1
2. REGULIERUNGSENTSCHEIDUNGEN	2
2.1. Auswahl und Vergleichbarkeit der Entscheidungen.....	2
2.1.1. Risiko der Geschäftstätigkeit.....	3
2.1.2. Finanzielles Risiko.....	6
2.1.3. Weitere Unterschiede.....	7
2.2. Höhe der Vergleichsentscheidungen	9
2.3. Methodik der Vergleichsentscheidungen	11
2.4. Fallstudien	16
2.4.1. Großbritannien	16
2.4.2. Frankreich	19
3. ANALYSTENEINSCHÄTZUNGEN.....	21
3.1. Auswahl und Vergleichbarkeit der Analystenberichte.....	21
3.2. Höhe der Vergleichswerte	22
4. FAZIT.....	24
ANHANG A. INTERNATIONALE REGULIERUNGSSYSTEME	26
ANHANG B. VERGLEICHSENTSCHEIDUNGEN.....	27
B.1. Parameterwerte (Abbildungen)	27
B.2. Parameterwerte (Tabellen).....	29
B.3. Quellen	32
ANHANG C. ANALYSTENEINSCHÄTZUNGEN.....	36
C.1. Parameterwerte (Tabellen).....	36
C.2. Quellen	40

Kurzfassung

Die Bundesnetzagentur („BNetzA“) steht vor der Herausforderung, den regulatorischen Eigenkapitalzinssatz für die vierte Regulierungsperiode der Strom- und Gasnetzbetreiber in Deutschland zu ermitteln. Der deutsche Regulierungsrahmen (§ 7 Abs. 5 Nr. 2 StromNEV und GasNEV) trägt der BNetzA auf, dabei die durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Gasversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten zu berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund hat der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (kurz: „BDEW“) die NERA Economic Consulting GmbH (kurz: „NERA“, „uns“) beauftragt, einen Vergleich internationaler Kapitalkostenfestlegungen aus der Energienetzregulierung vorzunehmen. Außerdem hat uns der BDEW beauftragt, die Einschätzungen von Aktienanalysten zur angemessenen Höhe des regulatorischen Eigenkapitalzinssatzes auszuwerten.

Internationaler Vergleich – Eigenkapitalzinssatz (nominal, nach Steuern)



EÜ: Elektrizitätsübertragungsnetz, EV: Elektrizitätsverteilnetz, GT: Gastransportnetz, GV: Gasverteilnetz. Zahlen entsprechen dem Jahr der Regulierungsentscheidungen. Vergleichsbasis: nominal, nach Steuern, Eigenkapitalquote von 40,00 %. Internationaler Durchschnitt gebildet aus den durchschnittlichen Festlegungen der einzelnen Vergleichsländer. Quelle: NERA-Analyse nationaler Regulierungsentscheidungen.

Über die angemessene Höhe des regulatorischen Eigenkapitalzinssatzes besteht Unsicherheit. Der Eigenkapitalzinssatz muss anhand von finanzökonomischen Methoden und Modellen geschätzt werden. Aufgrund der Unsicherheit über die angemessene Höhe des Eigenkapitalzinssatzes können Präzedenzfälle aufschlussreich sein. Die Eigenkapitalzinssatzfestlegungen ausländischer Regulierungsbehörden sind als Präzedenzfälle für das Festlegungsverfahren in Deutschland dann aufschlussreich, wenn die Risiken, für die die ausländischen Festlegungen Investoren kompensieren sollen, mit denjenigen in Deutschland vergleichbar sind. Um dies zu

gewährleisten, beziehen wir nur Entscheidungen für Netzbetreiber mit ähnlicher Regulierung aus Westeuropa, Australien und Neuseeland in unseren Vergleich ein. Darüber hinaus harmonisieren wir die regulatorischen Eigenkapitalquoten. Eine Analyse der Ratingagentur Moody's bestätigt unsere Einschätzung, wonach die Risiken des deutschen Regulierungsrahmens nicht systematisch geringer als in den meisten Vergleichsländern sind.

Die Vergleichswerte aus der Regulierungspraxis für den Eigenkapitalzinssatz betragen im internationalen Durchschnitt 6,05 % (nach Steuern) und im europäischen Durchschnitt (ohne Australien und Neuseeland) 6,13 % (nach Steuern). Damit liegt der internationale Durchschnitt über der BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode in Höhe von 5,64 % (nach Steuern). Dabei ist zu beachten, dass alle Vergleichswerte aus dem Zeitraum nach der BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode (2016) stammen. Eine Reduktion des regulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für die vierte Regulierungsperiode durch die BNetzA würde die Diskrepanz zwischen dem in Deutschland erlaubten Eigenkapitalzinssatz und dem internationalen Durchschnitt verstärken.

Ursächlich für die Differenz zwischen dem internationalen Durchschnitt und der BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode ist die Marktrisikoprämie. Die Marktrisikoprämie der BNetzA aus der dritten Regulierungsperiode in Höhe von 3,80 % liegt mehr als 1,50 %-Punkte unter dem internationalen Durchschnitt. Diese Diskrepanz kommt zu Stande, da die BNetzA ausschließlich einen weltweiten Durchschnitt historischer Überrenditen zur Ermittlung der Marktrisikoprämie betrachtet, was international unüblich ist. Die meisten Regulierungsbehörden betrachten historische Überrenditen nur als eine unter mehreren Methoden oder verwerfen diese Methode explizit. Falls ausländische Regulierungsbehörden ausschließlich historische Überrenditen zur Ermittlung der Marktrisikoprämie heranziehen, tragen sie der daraus resultierenden Unterschätzung der Marktrisikoprämie in der Regel durch ad-hoc Aufschläge Rechnung.

Der vorgenommene Vergleich internationaler Regulierungsentscheidungen nimmt grundsätzlich keine Gewichtung zwischen den Vergleichsländern vor. Allerdings haben die jüngsten Regulierungsentscheidungen aus Großbritannien und Frankreich eine erhöhte Bedeutung. Dies ist nicht zuletzt aufgrund der Größe dieser Länder und der Stabilität der dortigen Regulierungssysteme der Fall. In beiden Ländern wurden jüngst Eigenkapitalzinssätze festgelegt, die die BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode übersteigen. Britische Regulierungsbehörden haben den Ansatz der BNetzA zur Ermittlung der Marktrisikoprämie explizit verworfen. Die französische Regulierungsbehörde zieht alternative Methoden ergänzend heran. In beiden Ländern wurde die Marktrisikoprämie relativ zu den vorherigen Festlegungen erhöht.

Neben den Kapitalkostenfestlegungen ausländischer Regulierungsbehörden werten wir die Einschätzungen von Finanzanalysten aus. Finanzanalysten treffen bei der Erstellung von Kauf-

oder Verkaufsempfehlungen für die Aktien börsennotierter Netzbetreiber Einschätzungen zu den Kapitalkosten dieser Netzbetreiber. Unsere Auswertung zeigt, dass Finanzanalysten im Durchschnitt einen Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 6,44 % (nach Steuern) für angemessen halten. Dieser Wert liegt 0,80 %-Punkte über der BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode in Höhe von 5,64 % (nach Steuern).

1. Einleitung

Der deutsche Regulierungsrahmen (§ 7 Abs. 5 Nr. 2 StromNEV und GasNEV) trägt der Bundesnetzagentur („BNetzA“) auf, bei der Ermittlung der regulatorischen Eigenkapitalzinssätze die durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Gasversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten zu berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund hat der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (kurz: „BDEW“) die NERA Economic Consulting GmbH (kurz: „NERA“, „uns“) beauftragt, einen Vergleich aktueller, internationaler Kapitalkostenfestlegungen aus der Energienetzregulierung vorzunehmen. Außerdem hat uns der BDEW beauftragt, die Einschätzungen von Aktienanalysten zur angemessenen Höhe des regulatorischen Eigenkapitalzinssatzes auszuwerten.

Das vorliegende Gutachten enthält die genannten Analysen zu den internationalen Regulierungsentscheidungen und den Einschätzungen von Aktienanalysten. Es gliedert sich folgendermaßen:

- Kapitel 2 vergleicht internationale Regulierungsentscheidungen über die erlaubten Eigenkapitalzinssätze von Strom- und Gasnetzbetreibern.
- Kapitel 3 wertet die Einschätzungen von Aktienanalysten über die Eigenkapitalkosten von Strom- und Gasnetzbetreibern aus.
- Kapitel 4 enthält das Fazit.

2. Regulierungsentscheidungen

Das vorliegende Kapitel wertet internationale Regulierungsentscheidungen über die erlaubten Kapitalkosten von Strom- und Gasnetzbetreibern aus. Es gliedert sich folgendermaßen:

- Kapitel 2.1 diskutiert die Auswahl und Vergleichbarkeit der herangezogenen Regulierungsentscheidungen.
- Kapitel 2.2 zeigt die im Ausland durchschnittlich erlaubten Eigenkapitalzinssätze.
- Kapitel 2.3 wertet das methodische Vorgehen internationaler Regulierungsbehörden bei der Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes aus.
- Kapitel 2.4 betrachtet die Regulierungsentscheidungen aus Großbritannien und Frankreich als Fallstudien.
- Kapitel 2.5 fasst die wesentlichen Erkenntnisse zusammen.

2.1. Auswahl und Vergleichbarkeit der Entscheidungen

Investoren fordern für die Bereitstellung von Kapital eine Kompensation. Die geforderte Kompensation bei einer Investition hängt vom Risiko dieser Investition ab: Je höher das Risiko einer Investition ist, desto höher ist die geforderte Kompensation und damit der geforderte Eigenkapitalzinssatz. Bei der Eigenkapitalzinssatzfestlegung muss die BNetzA die angemessene Kompensation für Investitionen in regulierte Strom- und Gasnetze in Deutschland ermitteln.

Über die Höhe der angemessenen Kompensation besteht Unsicherheit. Die Kapitalkosten müssen geschätzt werden. Daher liegt die Betrachtung von Präzedenzfällen nahe. Präzedenzfälle zeigen, zu welchen Ergebnissen und Einschätzungen Dritte in vergleichbaren Situationen gekommen sind. Der vorliegende Vergleich zeigt, welche Eigenkapitalzinssätze ausländische Regulierungsbehörden im Energienetzbereich für angemessen halten. Allerdings sind die Festlegungen ausländischer Regulierungsbehörden nur dann aufschlussreich für die Kapitalkostenermittlung in Deutschland, wenn die zugrundeliegenden Risiken im Ausland mit denjenigen in Deutschland vergleichbar sind. Um dies zu gewährleisten, nehmen wir eine Aufschlüsselung der Risiken vor.

Das Risiko bei einer Investition lässt sich (bei Investitionen in Energienetze und jeder anderen Investition) in das Risiko der Geschäftstätigkeit und das finanzielle Risiko aufschlüsseln. Das Risiko der Geschäftstätigkeit hängt vom Marktumfeld sowie der Nachfrage- und Kostenstruktur ab. Netzbetreiber unterliegen auch einem regulatorischen Risiko, welches beispielsweise im Zusammenhang mit der Vorhersehbarkeit von Regulierungsentscheidungen und der zukünftigen Ausgestaltung des Regulierungsrahmens existiert. Das finanzielle Risiko hängt von der gewählten Finanzierungsform ab. Das finanzielle Risiko vervielfacht das Risiko der Geschäftstätigkeit und ist umso höher, je mehr Schulden ein Unternehmen hat. Im Capital Asset

Pricing Modell („CAPM“), das sowohl in Deutschland als auch im Ausland zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes herangezogen wird, gibt der *unverschuldete Betafaktor* Aufschluss über das Risiko der Geschäftstätigkeit.¹ Der *verschuldete Betafaktor* gibt Aufschluss über das aggregierte geschäftliche und finanzielle Risiko. Dieser Aufschlüsselung entsprechend gliedert sich das vorliegende Kapitel wie folgt:

- Unterkapitel 2.1.1 identifiziert Vergleichsländer, in denen das Risiko der Geschäftstätigkeit regulierter Netzbetreiber vergleichbar mit demjenigen in Deutschland ist.
- Unterkapitel 2.1.2 erläutert eine erforderliche Anpassung, um Vergleichbarkeit beim finanziellen Risiko zu gewährleisten.
- Unterkapitel 2.1.3 diskutiert, ob weitere Unterschiede zwischen Deutschland und dem Ausland bestehen, die beim internationalen Vergleich berücksichtigt werden sollten.

2.1.1. Risiko der Geschäftstätigkeit

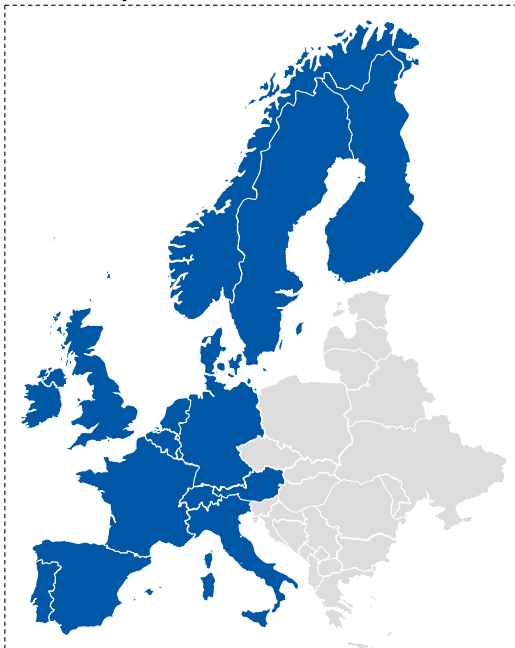
Maßgeblich für das Risiko der Geschäftstätigkeit eines regulierten Netzbetreibers sind Ausgestaltung und Stabilität des Regulierungsrahmens sowie das Marktumfeld. Damit nur Entscheidungen in den internationalen Vergleich einfließen, die diesbezüglich mit Deutschland vergleichbar sind, beschränken wir den Vergleich auf Westeuropa, Australien und Neuseeland. Abbildung 2.1 fasst die Länderauswahl zusammen.²

In allen Vergleichsländern existieren stabile und gewachsene Rechtssysteme. Energienetzbetreiber werden in allen Ländern durch staatliche Behörden reguliert, sodass Vergleichsentscheidungen vorliegen. Für die Länder des Europäischen Wirtschaftsraums gelten die Regulierungsvorgaben der Europäischen Union. Die Vergleichsländer befinden sich auf einem ähnlichen technologischen Entwicklungsstand, sodass sich auch in der Struktur der Energieversorgung Parallelen zeigen. In allen Vergleichsländern befinden sich die Energieversorgungssysteme in Folge des Klimawandels im Umbau. Die Einschätzung, dass Marktumfeld und Regulierungsrahmen in den identifizierten Ländern mit Deutschland vergleichbar sind, liegt auch der BNetzA-Entscheidung über den Eigenkapitalzinssatz für die dritte Regulierungsperiode zu Grunde. Dort hat die BNetzA Vergleichsunternehmen aus diesen Ländern bei der Ermittlung des Betafaktors, der Aufschluss über das Risiko der Geschäftstätigkeit gibt, herangezogen.³

¹ Gemäß dem CAPM ergibt sich der Eigenkapitalzinssatz als Summe aus dem risikolosen Zinssatz und einer Risikoprämie. Diese Risikoprämie ergibt sich als Produkt aus dem verschuldeten Betafaktor und der Marktrisiko-
prämie entspricht der Differenz zwischen der Marktrendite und dem risikolosen Zinssatz.

² In früheren Gutachten haben wir zudem Vergleichswerte aus den Vereinigten Staaten berücksichtigt. Auch unter den Vergleichsunternehmen zur Ermittlung des unverschuldeten Betafaktors der BNetzA waren in der Vergangenheit Unternehmen aus den Vereinigten Staaten. Das vorliegende Gutachten lässt die Vereinigten Staaten aufgrund der Existenz zahlreicher Einzelfallentscheidungen (anstelle übergreifender nationaler Festlegungen) unberücksichtigt.

³ Neben europäischen Unternehmen hat die BNetzA Unternehmen aus Australien, Neuseeland und den Vereinigten Staaten für die Ermittlung des unverschuldeten Betafaktors herangezogen.

Abbildung 2.1: Länderauswahl**Westeuropa****Australien****Neuseeland**

AT	Österreich
BE	Belgien
CH	Schweiz
DE	Deutschland
DK	Dänemark
ES	Spanien
FI	Finnland
FR	Frankreich
IR	Irland
IT	Italien
LU	Luxemburg
NL	Niederlande
NO	Norwegen
UK	Vereinigtes Königreich
PT	Portugal
SE	Schweden
AU	Australien
NZ	Neuseeland

Quelle: NERA-Darstellung

Trotz einheitlicher Regulierungsvorgaben im Europäischen Wirtschaftsraum können sich die Regulierungssysteme zwischen verschiedenen Netzen (Stromverteilnetzen, Stromübertragungsnetzen, Gasverteilnetzen, Gasfernleitungsnetzen) innerhalb eines Landes oder zwischen verschiedenen Ländern unterscheiden. Diese Unterschiede können das Risiko der Geschäftstätigkeit beeinflussen. Aus Investorensicht ist hier insbesondere Volumenrisiko zu nennen. Volumenrisiko bedeutet, dass Netzbetreiber das Risiko von Mengenschwankungen tragen. Ihre Profitabilität hängt dann direkt davon ab, ob während der Tarifperiode mehr oder weniger Strom oder Gas durch ihre Netze fließt als bei der Tarifiermittlung erwartet. Zu Volumenrisiko kommt es zum Beispiel bei einer Preisobergrenzenregulierung (ohne Regulierungskonto). Bei einer Erläsobergrenzenregulierung (mit Regulierungskonto) wie in Deutschland tragen die Netzbetreiber kein unmittelbares Mengenrisiko.⁴ Die Existenz eines Regulierungskontos (oder anderer Mechanismen zum Ausgleich von Mengenschwankungen) sorgt dafür, dass Netzbetreiber einerseits nicht von unerwarteten Mengenanstiegen profitieren, aber andererseits auch nicht das Risiko unerwarteter Mengenrückgänge tragen. In unseren Vergleich internationaler Kapitalkostenfestlegungen fließen nur Entscheidungen aus Regulierungssystemen ein, in denen ähnlich wie in Deutschland kein substantielles Volumenrisiko vorliegt. Die österreichischen Gasfernleitungsnetze sind zwar Volumenrisiko ausgesetzt. Dieses Volumenrisiko wird aber mit einem Zuschlag von 3,50 %-Punkten auf den Eigenkapitalzinssatz, der für

⁴ Das Regulierungskonto schafft einen Ausgleich zwischen tatsächlichen Erlösen und erlaubten Erlösen, indem Erlösabweichungen aus der Vergangenheit bei der Ermittlung der in der Zukunft erlaubten Erlöse berücksichtigt werden. Längerfristig kann die Menge der Gas- oder Strommenge auch die Profitabilität von Netzbetreibern beeinflussen, die durch ein Regulierungskonto vor unmittelbarem Volumenrisiko geschützt sind.

Netzbetreiber ohne Volumenrisiko nicht zur Anwendung kommt, kompensiert. Diesen Zuschlag berücksichtigen wir in unserem Vergleich nicht. Regulierungssysteme mit Preisobergrenzen ohne Ausgleich der Erlösabweichungen wie in Neuseeland (Gasverteilnetze) und Australien (Gasverteilnetze und Gasfernleitungsnetze) nehmen wir nicht in den Vergleich auf. Anhang A enthält nähere Informationen zur Existenz oder Abwesenheit von Volumenrisiko in den Vergleichsländern.

Neben der Frage nach Volumenrisiko hängt das Risiko der Geschäftstätigkeit bei regulierten Netzbetreibern vor allem von der Stabilität und Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens ab. In dieser Kategorie befindet sich der deutsche Regulierungsrahmen im unteren europäischen Mittelfeld, wie ein aktueller Bericht der Ratingagentur Moody's (mit Bezug auf den niederländisch-deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT) zeigt (siehe Tabelle 2.1). Nur der britische Regulierungsrahmen erhält dort die höchste Bonitätsstufe. Dem deutschen Regulierungsrahmen wie auch den estnischen, portugiesischen und flämischen Regulierungssystemen teilt Moody's die Bonitätsstufe A zu. Gegenüber dem niederländischen Regulierungsrahmen, den Moody's mit der höheren Stufe Aa benotet, bewertet Moody's im deutschen Regulierungsrahmen die geringere Reife, die geringere Transparenz und die teilweise verzögerte Entscheidungspraxis als nachteilig.⁵

Tabelle 2.1: Stabilität und Vorhersehbarkeit Regulierungssysteme

Aaa	Aa	A	Baa
Großbritannien	Tschechien	Belgien (Flandern)	Belgien (Wallonien)
	Finnland	Estland	Polen
	Frankreich	Deutschland	Slowakei
	Irland	Portugal	Spanien
	Italien		
	Niederlande		
	Norwegen		

Quelle: Moody's. Der Bericht von Moody's enthält nicht für alle Länder, die im vorliegenden Gutachten betrachtet werden, Angaben.

Einige Regulierungsbehörden erhöhen die regulatorischen Kapitalkosten um länder- oder netzbetreiberspezifische Zusatzelemente. Dies gilt (wie oben erläutert) zum Beispiel für die österreichischen Gasfernleitungsnetzbetreiber, denen die zuständige Regulierungsbehörde E-Control einen Zuschlag in Höhe von 3,50 %-Punkten auf den Eigenkapitalzinssatz (zur Kompensation des Volumenrisikos) erlaubt. In den Niederlanden plant der Regulierer einen Zuschlag auf das unverschuldete Beta für die Investitionen in das Offshore-Stromnetz zur Anbindung der Windkraftwerke auf See. Dadurch steigt der Eigenkapitalzinssatz um 0,75 %-Punkte (nach

⁵ Moody's (2020): TenneT Holding B.V. - Update following 2019 results.

Steuern). Die Zuschläge für landesspezifische Risiken von 1,40 %-Punkten in Italien und von 2,16 bis 3,40 %-Punkten in Portugal sind weitere Beispiele. Diese Zuschläge bilden Risiken ab, die in Deutschland nicht in vergleichbarer Form vorliegen. Daher bleiben sie in unserem Vergleich unberücksichtigt. Anhang B.1 enthält Details zum Umgang mit länderspezifischen Zusatzelementen.

2.1.2. Finanzielles Risiko

Der Eigenkapitalzinssatz steigt mit dem Verschuldungsgrad.⁶ Bei zwei ansonsten identischen Unternehmen ist der Eigenkapitalzinssatz des Unternehmens mit dem höheren Verschuldungsgrad höher als der Eigenkapitalzinssatz des anderen Unternehmens. Dieser Zusammenhang, der Teil des sogenannten Modigliani-Miller-Theorems ist,⁷ ist in Wissenschaft und Finanzwirtschaft unbestritten. Daher berücksichtigen Regulierungsbehörden den im Regulierungsrahmen unterstellten Verschuldungsgrad explizit, wenn sie den Eigenkapitalzinssatz festlegen. Beispielsweise hat die BNetzA für die dritte Regulierungsperiode zunächst einen unverschuldeten Betafaktor, der Aufschluss über das Risiko der Geschäftstätigkeit gibt, in Höhe von 0,40 ermittelt und diesen anschließend unter Berücksichtigung des regulatorischen Verschuldungsgrades von 60,00 % in den verschuldeten Betafaktor in Höhe von 0,83 umgerechnet. Der verschuldete Betafaktor, der neben dem Risiko der Geschäftstätigkeit auch das finanzielle Risiko abbildet, ist in den Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 5,64 % (nach Steuern) eingeflossen.

In ausländischen Regulierungssystemen beträgt der regulatorische Verschuldungsgrad nicht immer 60,00 %. Eigenkapitalzinssätze aus Regulierungssystemen mit abweichenden regulatorischen Verschuldungsgraden sind daher nicht direkt mit dem deutschen Eigenkapitalzinssatz vergleichbar. Dies ist der Fall, da die Regulierungsbehörden in diesen Ländern einen anderen Eigenkapitalzinssatz festgelegt hätten, wenn der dortige regulatorische Verschuldungsgrad ebenfalls 60,00 % betragen würde. Umgekehrt hätte die BNetzA einen anderen verschuldeten Betafaktor ermittelt und damit einen anderen Eigenkapitalzinssatz festgelegt, wenn der regulatorische Verschuldungsgrad in Deutschland nicht 60,00 % betragen würde. Um Vergleichbarkeit zwischen den internationalen Entscheidungen herzustellen, harmonisieren wir die internationalen Eigenkapitalzinssätze daher auf einen regulatorischen Verschuldungsgrad von 60,00 %. Die harmonisierten Vergleichswerte reflektieren sowohl das Risiko der Geschäftstätigkeit als auch das finanzielle Risiko des deutschen Regulierungsrahmens.

⁶ Die Begriffe „Verschuldungsgrad“ und „Eigenkapitalquote“ bezeichnen im vorliegenden Gutachten die Anteile des Eigen- und Fremdkapitals am Gesamtkapital. Sie addieren sich per Definition zu 100,00 %.

⁷ Modigliani, Miller (1958): The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment. The American Economic Review, 48(3), 261-297.

2.1.3. Weitere Unterschiede

Die realisierte Eigenkapitalverzinsung eines regulierten Netzbetreibers weicht in der Regel vom regulatorisch erlaubten Eigenkapitalzinssatz ab. Abweichungen können zum Beispiel durch Effizienzgewinne oder eine verspätete Abbildung von bestimmten Kosten (z.B. Betriebskosten von Neuinvestitionen) in den erlaubten Erlösen entstehen. In Anreizregulierungssystemen sind Abweichungen zwischen der realisierten und der regulatorisch erlaubten Eigenkapitalverzinsung gewünscht, um Anreize für Effizienzsteigerungen zu setzen, die mittelfristig auch den Netznutzern zugutekommen. Neben dem regulatorischen Eigenkapitalzinssatz existieren in vielen Regulierungssystemen weitere Elemente, die einen Einfluss auf die realisierbare Eigenkapitalverzinsung haben können. In Deutschland wird in diesem Zusammenhang häufig der Umgang mit der Gewerbesteuer und die Inflationierung der Erlösobergrenze genannt.⁸ Auch die Berücksichtigung von Umlaufvermögen und Anlagen im Bau⁹ in der Verzinsungsbasis oder Effizienzvorgaben können die realisierbare Eigenkapitalverzinsung beeinflussen.

Den Einfluss solcher Elemente, die die im Ausland realisierbare Eigenkapitalverzinsung neben dem regulatorischen Eigenkapitalzinssatz beeinflussen können, berücksichtigen wir im internationalen Vergleich nicht. Dies würde (wie im Folgenden beschrieben) seine Aussagekraft schmälern. Der vorliegende Vergleich soll die Frage beantworten, welchen Eigenkapitalzinssatz und welche CAPM-Parameter ausländische Regulierungsbehörden für Netzbetreiber, die vergleichbaren geschäftlichen und finanziellen Risiken wie in Deutschland ausgesetzt sind, für angemessen halten. Alle in den Vergleich einbezogenen ausländischen Regulierungsbehörden (sowie die oftmals hinzugezogenen finanzwirtschaftlichen oder ökonomischen Sachverständigen) ermitteln den von ihnen als angemessenen angesehenen Eigenkapitalzinssatz kapitalmarktorientiert anhand von finanzökonomischen Modellen (insbesondere CAPM) und legen den erlaubten Eigenkapitalzinssatz (mit Ausnahme Großbritanniens, siehe unten) in dieser Höhe fest. Die Diskussionen bei der Ermittlung des angemessenen Eigenkapitalzinssatzes betreffen häufig die Eignung potenzieller Vergleichsunternehmen für den Betafaktor, die Vor- und Nachteile verschiedener Methoden für die Ermittlung der Marktrisikoprämie oder die Höhe des risikolosen Zinssatzes vor dem Hintergrund der expansiven Geldpolitik der Zentralbanken. Elemente des Regulierungsrahmens neben dem Eigenkapitalzinssatz, die einen Einfluss auf die realisierbare Eigenkapitalverzinsung haben können, wie zum Beispiel die Inflationierung der Erlösobergrenze oder der Umgang mit Anlagen im Bau, spielen in den ausländischen Festlegungsverfahren keine Rolle. Dementsprechend geben die ausländischen Kapitalkostenfestlegungen Aufschluss über die von ihnen als angemessenen erachteten CAPM-Parameter und

⁸ Siehe BNetzA (2021): Monitoringbericht 2020, Seite 129.

⁹ Umlaufvermögen ist betriebswirtschaftlich notwendig und auch Anlagen im Bau binden Kapital. Die Berücksichtigung dieser Elemente in der Kapitalbasis ist daher sachgerecht und verhindert eine systematische Unterdeckung der Kapitalkosten von Netzbetreibern. In der europäischen Regulierungspraxis werden diese Elemente nicht einheitlich behandelt, siehe CEER (2020): Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks, Kapitel 5 und Annex 3.

Eigenkapitalzinssätze. Diese Einschätzungen der ausländischen Regulierungsbehörden sind eine relevante Indikation für das Festlegungsverfahren in Deutschland, in dem die BNetzA eine kapitalmarktorientierte Einschätzung zum angemessenen Eigenkapitalzinssatz beziehungsweise zu den CAPM-Modellparametern treffen muss.

Dabei ist es nicht erheblich, ob im deutschen Regulierungsrahmen Elemente (Inflationierung, Steuern, Umlaufvermögen, Anlagen im Bau, Effizienzvorgaben, Zeitverzug, Kostenkürzungen, ...) existieren, die in Summe zu systematischen Abweichungen zwischen der realisierbaren Eigenkapitalverzinsung und dem erlaubten Eigenkapitalzinssatz führen. Falls solche Elemente existieren und falls ihr Einfluss eliminiert oder reduziert werden soll, läge grundsätzlich eine direkte Anpassung dieser Elemente nahe.¹⁰ Allerdings gleicht sich der Einfluss solcher Elemente im deutschen Regulierungsrahmen weitgehend aus, sodass die realisierbare Eigenkapitalverzinsung bei Neuinvestitionen nicht systematisch vom erlaubten Eigenkapitalzinssatz abweicht.¹¹

Aber selbst wenn dies nicht der Fall wäre (d.h. wenn die realisierbare Eigenkapitalverzinsung bei Neuinvestitionen systematisch vom erlaubten Eigenkapitalzinssatz abweichen würde) und wenn der Eigenkapitalzinssatz außerdem zum Ausgleich dieser Abweichungen als „atmendes Element“ festgelegt werden sollte, bleibt die Ermittlung des angemessenen Eigenkapitalzinssatzes erforderlich, wie das Beispiel Großbritanniens zeigt.¹² In Großbritannien hat die Regulierungsbehörde Ofgem den regulatorischen Eigenkapitalzinssatz jüngst in Höhe des angemessenen Eigenkapitalzinssatzes abzüglich eines sogenannten „Outperformance Adjustment“ festgelegt (siehe Unterkapitel 2.4.1). Das „Outperformance Adjustment“ soll gewährleisten, dass die insgesamt realisierbare Eigenkapitalverzinsung dem angemessenen Eigenkapitalzinssatz entspricht. Auch bei diesem Vorgehen, das in Großbritannien kontrovers diskutiert wird, muss im ersten Schritt der angemessene Eigenkapitalzinssatz ermittelt werden, um ein etwaiges „Outperformance Adjustment“ anschließend davon in Abzug zu bringen. Dies war in

¹⁰ In einer Anreizregulierung ist eine Reduktion oder Eliminierung von Abweichungen zwischen dem regulatorisch erlaubten Eigenkapitalzinssatz und der realisierbaren Eigenkapitalverzinsung nicht zwingend wünschenswert. Beim Effizienzbonus im deutschen Regulierungsrahmen handelt es sich zum Beispiel um ein Element, das explizit eingeführt wurde, um eine solche Abweichung herbeizuführen.

¹¹ Eine Analyse von Frontier Economics, Gutachter der BNetzA zum Eigenkapitalzinssatz, zeigt, dass eine beispielhafte Investition (selbst bei einem unterstellten Effizienzwert von 100,00 %) auf Basis der Regulierungsparameter der dritten Regulierungsperiode einen negativen Nettobarwert hat. Ein negativer Nettobarwert ist äquivalent mit einer realisierbaren Eigenkapitalverzinsung unterhalb des regulatorischen Eigenkapitalzinssatzes. Frontier Economics stellt fest, dass Variationen des unternehmensindividuellen Effizienzwertes und des Produktivitätsfaktors zu Schwankungen im Nettobarwert der Investition führen. Frontier Economics & IAEW (2020): Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze bei der Transformation der Energiewelt, S. 15.

¹² Die Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes als „atmendes Element“, die verschiedene Verzerrungen im Regulierungsrahmen ausgleichen soll, reduziert die Transparenz und Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens und kann zu Fehlanreizen führen. Daher halten wir sie für problematisch. Da die BNetzA andere Einflussfaktoren auf die realisierbare Eigenkapitalverzinsung (Effizienzwerte, Produktivitätsfaktor, ...) zum Festlegungszeitpunkt des Eigenkapitalzinssatzes für die vierte Regulierungsperiode noch nicht bestimmt haben wird, wäre eine Anpassung für solche Elemente auch rein praktisch nicht möglich. Eine detaillierte Diskussion dieses Sachverhalts ist nicht Gegenstand des vorliegenden Gutachtens.

Großbritannien auch der Fall (siehe Unterkapitel 2.4.1) und muss aus ökonomischer Sicht bei jeder Eigenkapitalzinssatzfestlegung der Fall sein. Dabei kann der internationale Vergleich in der vorliegenden Form einen Beitrag leisten.

2.2. Höhe der Vergleichsentscheidungen

Alle betrachteten Regulierungsbehörden ermitteln den Eigenkapitalzinssatz gemäß dem CAPM. Die CAPM-Parameter „Risikoloser Zinssatz“, „Marktrisikoprämie“ und „Unverschuldeter Betafaktor“ können den ausländischen Regulierungsentscheidungen in der Regel direkt entnommen werden. Zwischen den Regulierungssystemen bestehen Unterschiede beim Umgang mit Steuern, bei der Ermittlung des regulatorischen Anlagevermögens (insbesondere Inflationierung) und bei der regulatorischen Eigenkapitalquote beziehungsweise dem regulatorischen Verschuldungsgrad. Objektive Vergleichswerte für den Eigenkapitalzinssatz lassen sich trotz dieser Unterschiede ermitteln. Dies ist aus folgenden Gründen der Fall:

- **Steuern:** Die Steuersysteme der betrachteten Vergleichsländer unterscheiden sich und selbst innerhalb der Vergleichsländer unterscheidet sich die Besteuerung verschiedener Investoren. Alle ausländischen Regulierungsbehörden berücksichtigen die Besteuerung der Netzbetreiber – allerdings auf unterschiedliche Weise. In einigen Ländern wird der Eigenkapitalzinssatz um die erwartete Steuerlast eines typischen Investors erhöht. In anderen Ländern werden die fälligen Steuern aufwandsgleich berücksichtigt. In Deutschland variiert die regulatorische Behandlung je nach Art der Steuer (Gewerbsteuer und Körperschaftsteuer). Alle Regulierungsbehörden ermitteln jedoch im ersten Schritt einen kapitalmarktorientierten Eigenkapitalzinssatz gemäß der CAPM-Formel und alle Regulierungsbehörden interpretieren diesen Wert als erforderliche Kompensation nach Unternehmenssteuern. Diese Werte sind die relevante Information für den vorliegenden Vergleich. Wie sich der anschließende Umgang mit Steuern in den verschiedenen Regulierungssystemen auf die realisierbare Eigenkapitalverzinsung verschiedener Investoren auswirkt, ist nicht relevant.
- **Verschuldungsgrad:** Wie in Kapitel 2.1.2 diskutiert unterscheiden sich die regulatorischen Eigenkapitalquoten beziehungsweise Verschuldungsgrade zwischen den ausgewerteten Regulierungsentscheidungen. Allerdings berücksichtigen alle Regulierungsbehörden den Zusammenhang (nach Modigliani-Miller) zwischen dem regulatorischen Verschuldungsgrad und der Höhe des Eigenkapitalzinssatzes explizit. Dementsprechend müssen zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit die internationalen Eigenkapitalzinssatzfestlegungen auf die in Deutschland vorgegebene regulatorische Eigenkapitalquote von 40,00 % angepasst werden. Die so ermittelten Vergleichswerte geben Aufschluss darüber, welchen Eigenkapitalzinssatz die ausländischen Regulierungsbehörden gesetzt das finanzielle Risiko des deutschen Regulierungsrahmens für angemessen halten.

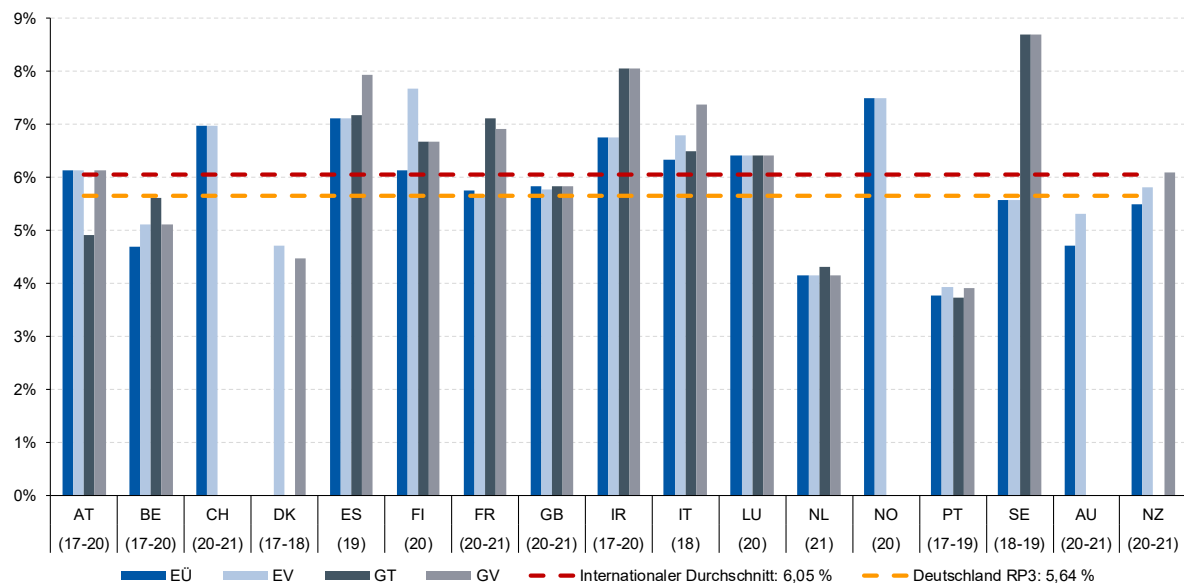
- **Inflationsbereinigte Festlegungen:** Die Ermittlung des regulatorischen Anlagevermögens unterscheidet sich zwischen den Vergleichsentscheidungen. Teilweise wird das Anlagevermögen auf Basis historischer Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt. In anderen Regulierungssystemen erfolgt eine Inflationierung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten, sodass der Wert des regulatorischen Anlagevermögens Wiederbeschaffungswerten (oder Tagesneuwerten) entspricht. In Deutschland fließen vor 2006 angeschaffte Vermögensgegenstände anteilig zu Tagesneuwerten in das regulatorische Anlagevermögen ein. Die übrigen Vermögensgegenstände fließen zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten in das regulatorische Anlagevermögen ein. Zwischen den Regulierungsbehörden herrscht Konsens, dass wiederbewertete Anlagen mit einem realen (d.h. inflationsbereinigten) Eigenkapitalzinssatz verzinst werden sollten und dass Anlagen zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten mit einem nominalen (d.h. nicht-inflationsbereinigten) Eigenkapitalzinssatz verzinst werden sollten. Regulierungsbehörden, die einen realen Eigenkapitalzinssatz festlegen, ermitteln in der Regel im ersten Schritt nominale Zinssätze und bereinigen diese um eine Inflationsrate. Dementsprechend liegen auch von Regulierungsbehörden, die letztlich einen realen Eigenkapitalzinssatz festlegen, Einschätzungen zum nominalen Eigenkapitalzinssatz vor.

Aus diesen Gründen vergleichen wir nominale Eigenkapitalzinssätze (nach Steuern) mit einer harmonisierten Eigenkapitalquote von 40,00 %. Abbildung 2.2 zeigt diesen Vergleich. Der Durchschnitt der erlaubten Eigenkapitalzinssätze über die 17 Vergleichsländer liegt bei 6,05 % (nach Steuern).¹³ Der Durchschnitt über die europäischen Vergleichsländer liegt bei 6,13 % (nach Steuern). Die Bandbreite reicht von 3,74 % (nach Steuern) in Portugal bis 8,70 % (nach Steuern) in Schweden. Die aktuellsten Entscheidungen aus den Jahren 2020 und 2021 führen zu einer Bandbreite von 4,30 % (nach Steuern) in den Niederlanden (Beschlusssentwurf) bis 7,50 % (nach Steuern) in Norwegen. Anhang B enthält Details zu den internationalen Eigenkapitalzinssätzen und den zugrundeliegenden CAPM-Parametern.

Die in Abbildung 2.2 gezeigten Vergleichsentscheidungen wurden allesamt nach der BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode aus dem Jahr 2016 getroffen. Damals hat die BNetzA den Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 5,64 % (nach Steuern) festgelegt. Demnach erweist sich die Eigenkapitalzinssatzfestlegung der BNetzA für die dritte Regulierungsperiode rückblickend als unterdurchschnittlich. Angesichts der aktuellen Kapitalmarktverhältnisse halten ausländische Regulierungsbehörden im Durchschnitt einen höheren Eigenkapitalzinssatz als die BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode für angemessen.

¹³ Wir berechnen zunächst einen Durchschnittswert pro Land, um Ländern mit einer Vielzahl von Entscheidungen oder lokalen Regulierungsbehörden (wie Belgien) kein unverhältnismäßig hohes Gewicht zu verleihen. Anschließend berechnen wir den Durchschnitt über alle Vergleichsländer.

Abbildung 2.2: Internationaler Vergleich – Eigenkapitalzinssatz (nominal, nach Steuern)



EÜ: Elektrizitätsübertragungsnetz, EV: Elektrizitätsverteilnetz, GT: Gastransportnetz, GV: Gasverteilnetz. Zahlen entsprechen dem Jahr der Regulierungsentscheidungen. Vergleichsbasis: nominal, nach Steuern, Eigenkapitalquote von 40,00 %. Internationaler Durchschnitt gebildet aus den durchschnittlichen Festlegungen der einzelnen Vergleichsländer. Quelle: NERA-Analyse nationaler Regulierungsentscheidungen.

2.3. Methodik der Vergleichsentscheidungen

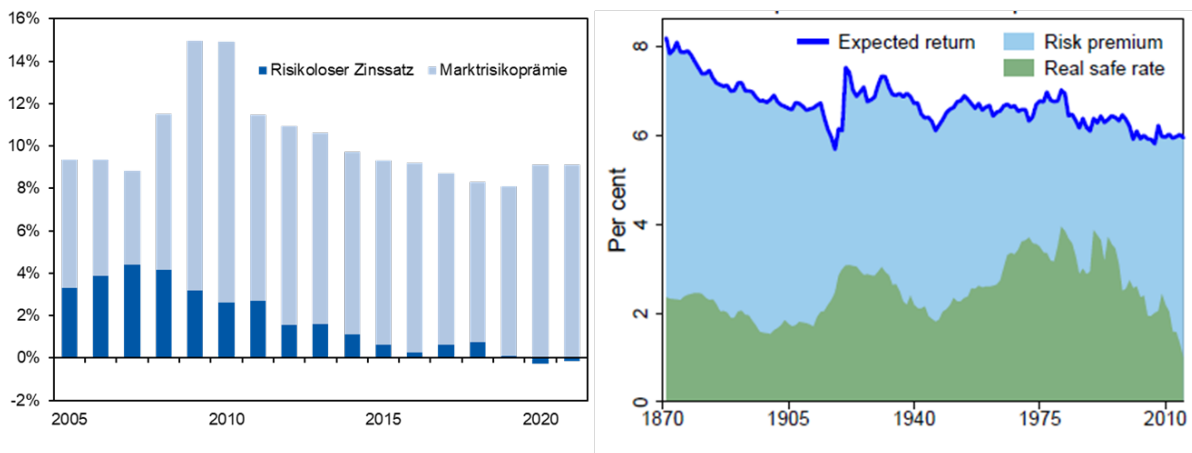
Für die Ermittlung des regulatorischen Eigenkapitalzinssatzes ziehen alle betrachteten Regulierungsbehörden das CAPM heran. Gemäß CAPM ergibt sich der Eigenkapitalzinssatz als Summe aus einem risikolosen Zinssatz und einer Risikoprämie, die als Produkt aus dem verschuldeten Betafaktor und der Marktrisikoprämie berechnet wird. Für die Ermittlung der CAPM-Parameter kommen verschiedene Methoden in Betracht und es herrscht kein Konsens über eine „beste“ Methode. Die Methodendiskussion ist besonders bei der Marktrisikoprämie kontrovers.

Die Marktrisikoprämie und das risikolose Zinsniveau sind nicht unabhängig voneinander. In der Historie war die erwartete Markttrendite, also die Summe aus dem risikolosen Zinssatz und der Marktrisikoprämie, konstanter als die Marktrisikoprämie. Dies bedeutet, dass sich Schwankungen im risikolosen Zinssatz und der Marktrisikoprämie häufig ausgeglichen haben (siehe Kuvshinov & Zimmermann (2020)¹⁴, linkes Panel in Abbildung 2.3). In den letzten beiden Jahrzehnten und spätestens seit der globalen Finanzkrise im Jahr 2008 ist dieser Zusammenhang besonders ausgeprägt, wie aktuelle Analysen von Mitarbeitern der Europäischen

¹⁴ Kuvshinov, Zimmermann (2020): The Expected Return on Risky Assets: International Long-run Evidence. Available at SSRN 3546005.

Zentralbank zeigen (siehe Geis et al. (2018)¹⁵ & Ampudia et al. (2020)¹⁶, rechtes Panel in Abbildung 2.3). Der Anstieg der Marktrisikoprämie seit der globalen Finanzkrise wird in der akademischen Literatur ausführlich diskutiert und wurde zum Ausgangspunkt eines neuen Literaturfeldes.¹⁷

Abbildung 2.3: Zusammenhang zwischen risikolosem Zinsniveau und Marktrisikoprämie



Quelle: NERA-Analyse, Kuvshinov und Zimmermann (2020), Ampudia et al. (2020), Geis et al. (2018).

Für die Ermittlung der Marktrisikoprämie kommen im Regulierungskontext vier grobe Ansätze zur Anwendung:

1. **Historische Renditen:** Bei diesem Ansatz wird die erwartete Markttrendite im ersten Schritt als möglichst langfristiger Durchschnitt historisch realisierter Aktienrenditen berechnet. Die Marktrisikoprämie ergibt sich im zweiten Schritt als Differenz zwischen der so ermittelten Markttrendite und einem relativ kurzfristigen Durchschnitt (zum Beispiel über zehn Jahre) des risikolosen Zinssatzes. Diese Methode wird auch als „Wright-Ansatz“ oder „TMR-Ansatz“ bezeichnet.
2. **Historische Überrenditen:** Bei diesem Ansatz wird die erwartete Marktrisikoprämie als möglichst langfristiger Durchschnitt historischer Überrenditen, also Differenzen zwischen Aktien- und Anleiherenditen, geschätzt. Die BNeta hat die Marktrisikoprämie in der dritten Regulierungsperiode nach diesem Ansatz ermittelt.

¹⁵ Geis et al. (2018): Messung und Interpretation der Eigenfinanzierungskosten im Euro-Währungsgebiet, EZB-Wirtschaftsbericht, Ausgabe 4/2018, Seite 104.

¹⁶ Ampudia et al. (2020): Aktienmärkte im Euro-Währungsgebiet und die sich wandelnden Erwartungen in Bezug auf die Konjunkturerholung, EZB-Wirtschaftsbericht, Ausgabe 5/2020, Seite 52ff.

¹⁷ Siehe zum Beispiel Caballero, Farhi, Gourinchas (2017): Rents, technical change, and risk premia accounting for secular trends in interest rates, returns on capital, earning yields, and factor shares. American Economic Review, 107(5), 614-20.

3. Vorwärtsgewandte Modelle: Bei diesem Ansatz wird die Marktrisikoprämie als Residualgröße ermittelt, die Aktienpreise und erwartete Rückflüsse der Aktien (in Form von Dividenden oder Cash Flows) ins Gleichgewicht bringt.
4. Umfragen: Bei diesem Ansatz werden Marktteilnehmer nach ihren Einschätzungen zur Höhe der Marktrisikoprämie befragt.

Die Methoden „Vorwärtsgewandte Modelle“ und „Umfragen“ erfordern keine Annahmen zum Zusammenhang zwischen dem risikolosen Zinssatz und der Marktrisikoprämie. Sie berücksichtigen ihn endogen. „Vorwärtsgewandte Modelle“ und „Umfragen“ sind demnach mit Blick auf die Berücksichtigung des in Abbildung 2.3 gezeigten Zusammenhangs zwischen dem risikolosen Zinsniveau und der Marktrisikoprämie unproblematisch. Die Methode „Historische Renditen“ basiert auf der Annahme einer im Zeitverlauf konstanten Markttrendite und damit auf der Annahme, dass sich Schwankungen des risikolosen Zinssatzes und der Marktrisikoprämie ausgleichen. Abbildung 2.3 und die darüber hinausgehenden Analysen in Kuvshinov & Zimmermann (2020) stützen diese Annahme empirisch. Die Methode „Historische Überrenditen“ basiert hingegen auf der Annahme, dass die Marktrisikoprämie im Zeitverlauf konstant und unabhängig vom risikolosen Zinsniveau ist. Die in Abbildung 2.3 gezeigten Analysen stehen dieser Annahme entgegen.

Im Folgenden untersuchen wir neben der Höhe der Marktrisikoprämie, ob Regulierungsbehörden im Ausland den Zusammenhang zwischen dem risikolosen Zinssatz und der Marktrisikoprämie beziehungsweise den Anstieg der Marktrisikoprämie berücksichtigt haben. Wie dargestellt wäre dies nur beim ausschließen Rückgriff auf die Methode „Historische Überrenditen“ nicht der Fall. Tabelle 2.2 enthält die diesbezügliche Auswertung.

Tabelle 2.2: Höhe und Methoden zur Bestimmung der Marktrisikoprämie

Land	Methode				Referenzmarkt	Wert (%)	Anmerkung
	ÜR	HR	U	VM			
AT					Welt	4,50 - 5,00	Zuschlag auf ÜR aufgrund regulatorischer Präzedenzfälle bzw. ad-hoc Zuschlag auf Beraterempfehlung
BE					BE & Eurozone	3,50 - 4,81	Zusätzliche „Bonuszahlungen“ zur Kompensation des niedrigen risikolosen Zinsniveaus (nationale Netze)
CH					CH	5,00	Untergrenze des risikolosen Zinssatzes von 2,50 % führt zu stabiler Markttrendite
DK					DK	5,50	
ES					Westeuropa	4,64 - 4,75	Zuschlag (0,80 %-Punkte) auf den risikolosen Zinssatz wegen expansiver Geldpolitik der EZB (Gassektor)
FI						5,00	
FR					FR	5,20	
GB					GB	8,08	VM als Sekundärmethode betrachtet
IR					GB & Eurozone	4,75 - 7,33	
IT					Eurozone	5,50	
LU					Welt	5,52	Ad-hoc Festlegung deutlich über der Beraterempfehlung
NL					Eurozone	5,00	Plausibilisierung mit VM und Regulierungsentscheidungen
NO					NO	5,00	Methodenentscheidung von 2012, Überprüfung mit HR 2018
PT					USA	4,26 - 4,36	Zuschlag auf ÜR aufgrund regulatorischer Präzedenzfälle
SE					SE	5,00 - 6,68	Festlegung „langfristige Werte“ im Gassektor (risikoloser Zins: 4,00 %, Marktrisikoprämie: 5,00 %)
AU					AU	6,10	Plausibilisierung mit U & VM
NZ						7,00	

Quelle: NERA-Analyse internationaler Regulierungsentscheidungen. Abkürzungen: ÜR: Überrenditen, HR: Historische Renditen, VM: Vorwärtsgewandte Modelle, U: Umfragen. Blaue Färbung = Methode wird primär zur Ermittlung der Marktrisikoprämie betrachtet. Orange Färbung: Methode wird zur Plausibilisierung betrachtet.

Die Bandbreite der festgelegten Marktrisikoprämien reicht von 3,50 % (in Belgien) bis 8,08 % (in Großbritannien). Der Durchschnitt liegt bei 5,44 %. Damit liegen die im Ausland festgelegten Marktrisikoprämien im Durchschnitt um mehr als 1,50 %-Punkte über der Festlegung der BNetzA für die dritte Regulierungsperiode in Höhe von 3,80 %.

In 13 von 17 Vergleichsländern kommt die Methode „Historische Überrenditen“ bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie zum Einsatz. Die Methode „Historische Renditen“ wird in vier Ländern verwendet, „Vorwärtsgewandte Modelle“ ebenfalls in vier Ländern und „Umfragen“ in sieben Ländern.¹⁸ Bei Verwendung der Methode „Historische Überrenditen“ zur Bestimmung der Marktrisikoprämie ist die ergänzende Betrachtung weiterer Methoden üblich. Dies reicht von einer gleichwertigen Betrachtung verschiedener Methoden (beispielsweise Dänemark) bis zu einer Plausibilisierung (beispielsweise Niederlande). Falls die Marktrisikoprämie primär oder sogar ausschließlich anhand der Methode „Historische Überrenditen“ ermittelt wird, kommt es häufig zu ad-hoc Zuschlägen (beispielsweise Luxemburg) oder Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz (beispielsweise Schweiz). Dies reflektiert den Umstand, dass Regulierungsbehörden die Unterschätzung der Marktrisikoprämie durch die Methode „Historische Überrenditen“ in der Regel zumindest implizit anerkennen. In einigen Ländern wird die Niedrigzinsphase seit der Finanzkrise von den Regulierungsbehörden explizit berücksichtigt, beispielsweise in Spanien durch einen Zuschlag auf die Marktrisikoprämie oder in Belgien durch explizite Renditeelemente neben den erlaubten Kapitalkosten. Keine der betrachteten Regulierungsbehörden hat die Marktrisikoprämie ausschließlich auf Basis des Weltportfolios von Dimson, Marsh und Staunton („DMS“) ermittelt, wie es bei der BNetzA für die dritte Regulierungsperiode der Fall war. Dies erscheint angesichts der wenig plausiblen Gewichtung und der unzureichenden Transparenz der DMS-Welt-Daten folgerichtig.¹⁹

Zusammenfassend lassen sich mit Blick auf das methodische Vorgehen ausländischer Regulierungsbehörden bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie zwei Punkte festhalten. Erstens berücksichtigt die Mehrheit der Regulierungsbehörden den Zusammenhang zwischen dem risikolosen Zinssatz und der Marktrisikoprämie beziehungsweise den Anstieg der Marktrisikoprämie entweder explizit (durch die zusätzliche Berücksichtigung alternativer Methoden) oder implizit (durch ad-hoc Aufschläge). Zweitens ist das methodische Vorgehen der BNetzA aus der dritten Regulierungsperiode, bei dem die Marktrisikoprämie ausschließlich anhand der historischen Überrenditen des Weltportfolios von DMS bestimmt wird, im internationalen Vergleich die Ausnahme.

¹⁸ Vorwärtsgewandte Modelle werden überdies in den Vereinigten Staaten standardmäßig verwendet.

¹⁹ Wieshammer, Haug, Waidelich, Lutz (2021): Regulatorische Kapitalkosten – Neue Daten zur Beantwortung alter Fragen. Zeitschrift für Energiewirtschaft, Seite 3f.

2.4. Fallstudien

Der vorgenommene Vergleich nimmt grundsätzlich keine Gewichtung zwischen den berücksichtigten Ländern vor. Nichtsdestotrotz bestehen zwischen den verschiedenen Ländern Unterschiede bezüglich der Etablierung des Regulierungsrahmens, der Ausstattung der Regulierungsbehörden sowie der Tragweite der Regulierungsentscheidungen. Die Tragweite einer Entscheidung steigt unter anderem mit der Anzahl und Größe der betroffenen Netzbetreiber. Im Falle einer Gewichtung sollten Länder mit etablierten Regulierungssystemen, in denen Regulierungsentscheidungen eine große Tragweite haben, in den Fokus rücken. Bei Großbritannien und Frankreich handelt es sich um solche Länder. Großbritannien und Frankreich sind nach Deutschland die bevölkerungsreichsten Länder Westeuropas und die Ratingagentur Moody's bewertet die Stabilität und Vorhersehbarkeit der Regulierungssysteme in beiden Ländern besser als in Deutschland. Aus diesen Gründen gehen wir im Detail auf die aktuelle Regulierungspraxis in Großbritannien und Frankreich ein. Das Kapitel ist folgendermaßen gegliedert:

- Unterkapitel 2.4.1 beschreibt aktuelle Kapitalkostenfestlegungen in Großbritannien.
- Unterkapitel 2.4.2 beschreibt aktuelle Kapitalkostenfestlegungen in Frankreich.

2.4.1. Großbritannien

Die Energieregulierungsbehörde Ofgem hat im Dezember 2020 eine Regulierungsentscheidung über die regulatorischen Kapitalkosten verschiedener Energienetze erlassen (RIIO-2). Darüber hinaus hat die Wettbewerbsbehörde CMA im März 2021 in einem Beschwerdeverfahren über die regulatorischen Kapitalkosten der Wasserversorgungsunternehmen, die ursprünglich von der Wasserregulierungsbehörde Ofwat festgelegt wurden, entschieden (PR19). Da Energienetze und Wasserversorgungsunternehmen in Großbritannien ähnlich reguliert werden und die zuständigen Behörden die Risiken für vergleichbar halten, gehen wir im Folgenden auf beide Festlegungsverfahren ein.

Die Wasserregulierungsbehörde Ofwat hat den Eigenkapitalzinssatz der Wasserversorgungsunternehmen für die fünfjährige Regulierungsperiode, die im April 2020 begonnen hat, mit 4,19 % (real, nach Steuern) festgelegt. Die Wettbewerbsbehörde CMA hat diese Festlegung nach einer umfangreichen Überprüfung aller Parameter auf 4,73 % (real, nach Steuern) erhöht.²⁰ Ofgem hat den Eigenkapitalzinssatz für Gasnetze und den Übertragungsnetzbetreiber für die fünfjährige Regulierungsperiode, die am 1. April 2021 begonnen hat, mit 4,30 % (real, nach Steuern) festgelegt.²¹ Die Ofgem-Festlegung ist die historisch niedrigste Festlegung für

²⁰ Dies entspricht einem nominalen Wert von 6,82 % (nach Steuern). Den Vergleichswerten aus dem Wasserbereich liegt eine Eigenkapitalquote von 40,00 % zu Grunde, sodass die Werte in dieser Hinsicht mit Festlegungen aus Deutschland vergleichbar sind.

²¹ Dies entspricht einem nominalen Wert von 5,83 % (nach Steuern). Dem Vergleichswert für die Energienetze liegt eine Eigenkapitalquote von 40,00 % zu Grunde, sodass der Wert in dieser Hinsicht mit Festlegungen aus Deutschland vergleichbar ist.

regulierte Energie- oder Wassernetze in Großbritannien. Zahlreiche betroffene Unternehmen haben Beschwerde gegen die Ofgem-Festlegung bei der Wettbewerbsbehörde CMA eingebracht.

Britische Regulierungsbehörden legen den Eigenkapitalzinssatz aufgrund der Inflationierung des Anlagevermögens als realen (d.h. inflationsbereinigten) Wert fest. Die britischen Festlegungen sind daher nicht mit dem nominalen Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern) für Neuanlagen aus dem deutschen Regulierungsrahmen vergleichbar, der für die dritte Regulierungsperiode 5,64 % (nach Steuern) beträgt. Sie sind jedoch mit dem realen Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern) für Altanlagen aus dem deutschen Regulierungsrahmen vergleichbar, da die Altanlagen im deutschen Regulierungsrahmen ebenfalls inflationiert werden. Der reale Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen (in Deutschland) beträgt für die dritte Regulierungsperiode 4,18 % (nach Steuern). Dementsprechend liegen die britischen Festlegungen aus den Jahren 2020 und 2021 knapp über den Festlegungen der BNetzA für die dritte Regulierungsperiode.

Tabelle 2.3 zeigt Vergleichswerte aus der britischen Regulierungspraxis. Die dargestellten Eigenkapitalzinssätze sind auf nominaler Basis für eine harmonisierte Eigenkapitalquote von 40,00 % berechnet. Die Werte in Tabelle 2.3 sind direkt mit dem Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen (nach Steuern) aus dem deutschen Regulierungsrahmen vergleichbar, den die BNetzA für die dritte Regulierungsperiode mit 5,64 % (nach Steuern) festgelegt hat.

Tabelle 2.3: Vergleichswerte Großbritannien

<i>%, außer Beta</i>	Energienetze	Wasserversorger	BNetzA RP3
EK-Zinssatz (nominal, nach Steuern)	5,83	6,82	5,64
Risikoloser Zinssatz (nominal)	0,26	0,63	2,49
Marktrisikoprämie	8,08	8,31	3,80
Markttrendite (nominal)	8,36	8,94	6,29
Unverschuldetes Beta	0,31	0,29	0,40

Quelle: NERA-Analyse, Ofgem, Ofwat, CMA. Die reale Eigenkapitalfestlegung für Energienetze (EÜ, GT, GV) wurde mit dem Durchschnitt der prognostizierten Inflationsraten 2020-24 von 1,87 % und der Fisher-Formel in nominale Werte umgerechnet.²²

Wie in Kapitel 2.3 dargestellt verwenden die britischen Regulierungsbehörden vorwiegend die Methode „Historische Renditen“ zur Ermittlung der Marktrisikoprämie. Die unter diesem Ansatz ermittelten Marktrisikoprämien in Höhen von 8,08 % (Energienetze) und 8,31 % (Wasserversorger) liegen deutlich über den Werten aus vorherigen Festlegungen. Beispielsweise hat die Wasserregulierungsbehörde Ofwat die Marktrisikoprämie für die vorherige

²² Die angenommenen Inflationsrate unterscheidet sich zwischen den Sektoren: Die Entscheidung für Energienetze wurde mit der darin zitierten Inflationsprognose der nächsten Jahre inflationiert, die CMA nutzt das langfristige Inflationsziel der Bank of England (2,00 %) zur Berechnung der nominalen Zinssätze.

Regulierungsperiode (PR14) auf 5,50 % festgelegt. Ofgem hat die Marktrisikoprämie im Jahr 2011 mit 5,25 % festgelegt.

Zur Ermittlung des Betafaktors haben sowohl die CMA als auch Ofgem ausschließlich britische regulierte Wasserversorger (CMA und Ofgem) und Netzbetreiber (Ofgem) als Vergleichsunternehmen herangezogen. Damit stellen die britischen Regulierungsbehörden bei der Marktrisikoprämie und dem Betafaktor auf einen einheitlichen (heimischen) Referenzmarkt ab.

Im Zusammenhang mit den Kapitalkostenfestlegungsverfahren für Energienetze und Wasserversorger herrscht in Großbritannien eine intensive Diskussion über mögliche Anpassungen der gemäß CAPM ermittelten Eigenkapitalzinssätze. Insbesondere stehen Korrekturen für Elemente, die neben dem regulatorischen Eigenkapitalzinssatz Einfluss auf die realisierbare Eigenkapitalverzinsung haben können, („Outperformance Adjustment“) und Anpassungen für asymmetrische Risiken („Aiming Up“) im Raum. Die Energieregulierungsbehörde Ofgem hat den nach CAPM ermittelten Eigenkapitalzinssatz letztlich um ein „Outperformance Adjustment“ in Höhe von 0,25 %-Punkten reduziert. Hintergrund dieser Anpassung ist Ofgems Erwartung, dass die regulierten Netzbetreiber durchschnittlich eine Eigenkapitalrendite in Höhe von 0,25 % erzielen können, indem sie ihre tatsächlichen Kosten unter die regulatorisch erlaubten Kosten drücken. Die ex-ante Reduktion des Eigenkapitalzinssatzes um diese 0,25 %-Punkte soll gewährleisten, dass Netzbetreiber insgesamt den ursprünglich für angemessen gehalten Eigenkapitalzinssatz und keine höheren Renditen erzielen. Es handelt sich beim Outperformance-Adjustment nicht um einen ex-post Ausgleich von Unterschieden zwischen der tatsächlich realisierten Eigenkapitalverzinsung und dem regulatorischen Eigenkapitalzinssatz. Das „Outperformance Adjustment“ wurde im Konsultationsprozess mit Verweis auf Schwierigkeiten bei der Quantifizierung, eine unklare empirische Basis und problematische Anreizeffekte kritisiert.²³ Das „Outperformance Adjustment“ dürfte ein zentraler Streitpunkt im Beschwerdeverfahrens zur Ofgem-Entscheidung bei der Wettbewerbsbehörde CMA werden.

In der Vergangenheit haben britische Regulierungsbehörden die Kapitalkosten häufig am oberen Ende der ermittelten Bandbreite festgelegt, um asymmetrischen Risiken im Zusammenhang mit der Festlegung Rechnung zu tragen („Aiming Up“). Asymmetrischen Risiken können bestehen, wenn eine zu geringe Festlegung der regulatorischen Kapitalkosten zu höheren Wohlfahrtsverlusten führt als eine zu hohe Festlegung.²⁴ Die Wettbewerbsbehörde CMA hat die finalen Kapitalkosten für die britischen Wasserversorger aus diesem Grund 0,25 %-Punkte über dem Mittelwert der im ersten Schritt ermittelten Bandbreite festgelegt.

²³ Siehe Frontier Economics (2019): Adjusting Baseline Returns for Anticipated Outperformance.

²⁴ Siehe Dobbs (2011): Modeling welfare loss asymmetries arising from uncertainty in the regulatory cost of finance. Journal of Regulatory economics, 39(1), 1-28.

2.4.2. Frankreich

Die französische Energieregulierungsbehörde CRE hat im Jahr 2020 vier separate Kapitalkostenentscheidungen für Fernleitungsnetzbetreiber, den Gasverteilnetzbetreiber, den Stromverteilnetzbetreiber und den Stromübertragungsnetzbetreiber getroffen. Den Entscheidungen im Gassektor liegt das selbe Sachverständigengutachten aus dem Juli 2019 zu Grunde.²⁵ Den Entscheidungen im Stromsektor liegen zwei Sachverständigengutachten aus Juli 2020 zu Grunde.²⁶ Die Entscheidungen für die Gasnetzbetreiber gelten für die Jahre 2020 bis 2023. Die Entscheidungen für die Stromnetzbetreiber gelten für die Jahre 2021 bis 2024.

Für Fernleitungsnetzbetreiber und den Stromübertragungsnetzbetreiber legt die CRE einen nominalen WACC (vor Steuern) fest. Für den Gasverteilnetzbetreiber legt die CRE aufgrund der Inflationierung der Anlagenbasis einen realen WACC (vor Steuern) fest. Für den Stromverteilnetzbetreiber legt die CRE aufgrund von Besonderheiten in der Finanzierungsstruktur des Anlagevermögens eine Kapitalmarge fest. Die vier Festlegungen sind mit Blick auf den risikolosen Zinssatz und die Marktrisikoprämie konsistent. Bei den Betawerten hat die CRE aufgrund unterschiedlicher Risikoeinschätzungen zwischen den Netzarten differenziert. Aus allen Festlegungen lassen sich konsistente Vergleichswerte für den nominalen Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern) ermitteln. Tabelle 2.4 zeigt diese Vergleichswerte.

Tabelle 2.4: Vergleichswerte Frankreich

<i>%, außer Beta</i>	EV	EÜ	GV	GT	BNetzA RP3
EK-Zinssatz (nominal, nach Steuer)	5,64	5,75	6,92	7,11	5,64
Risikoloser Zinssatz	1,70	1,70	1,70	1,70	2,49
Marktrisikoprämie	5,20	5,20	5,20	5,20	3,80
Markttrendite	6,90	6,90	6,90	6,90	6,29
Unverschuldetes Beta	0,36	0,37	0,48	0,50	0,40

Quelle: NERA-Analyse, CRE. Die Vergleichswerte sind auf eine Eigenkapitalquote von 40,00 % angepasst.

Die Betafaktoren für Gasnetzbetreiber sind höher als diejenigen für Stromnetzbetreiber und auch höher als frühere Festlegungen für Gasnetzbetreiber (0,45 für Fernleitungsnetzbetreiber, 0,40 für den Gasverteilnetzbetreiber). Die CRE hat die höheren Betafaktoren für Gasnetzbetreiber mit einem Asset-Stranding-Risiko aufgrund der voranschreitenden Dekarbonisierung und der damit verbundenen Nachfrageunsicherheit für Gasnetzbetreiber begründet.

Die CRE hat auch die Marktrisikoprämie gegenüber vorherigen Festlegungen erhöht – von 5,00 % auf 5,20 %. Die Sachverständigengutachten empfehlen einen Wertebereich von 4,15 % bis 5,32 % für die Marktrisikoprämie. Die Untergrenze dieses Wertebereichs entspricht dem

²⁵ Compass Lexecon (2019): Estimation du CMPC des activités régulées de transport de gaz pour la période 2020-2023.

²⁶ Oxera (2020): Audit de la demande de rémunération du capital d'Enedis pour le TURPE 6. Sowie Oxera (2020): Audit de la demande de rémunération du capital de RTE pour le TURPE 6.

„Mittel der Mittelwerte“ der historischen Überrenditen aus der DMS-Datenbank. Die umfragebasierte Erhebung von Prof. Fernandez bildet die Obergrenze. Mit ihrer finalen Festlegung in Höhe von 5,20 % hat sich die CRE im oberen Bereich der empfohlenen Bandbreite positioniert.

3. Analysteneinschätzungen

Neben der internationalen Regulierungspraxis können auch die Analysen von Investmentbanken Erkenntnisse zur angemessenen Höhe der Kapitalkosten liefern. Investmentbanken beschäftigen Finanzanalysten, die sich intensiv mit Aktien oder Anleihen eines bestimmten Unternehmens oder mehrerer Unternehmen eines bestimmten Sektors befassen. Die Finanzanalysten veröffentlichen regelmäßig Berichte, in denen sie über aktuelle Entwicklungen informieren und in denen sie Kauf- oder Verkaufsempfehlungen der betrachteten Aktien abgeben. Für die Erstellung dieser Empfehlungen ermitteln die Analysten den Wert einer Aktie als Summe der diskontierten erwarteten Rückflüsse (in Form von Dividenden oder Cash Flows). So überprüfen sie, ob die Aktienkurse von Unternehmen ihren erwarteten zukünftigen Gewinnen (in Form von Dividenden oder Cash Flows) entsprechen. Liegt der aktuelle Aktienkurs unterhalb des so ermittelten „fairen“ Wertes, sprechen Analysten eine Kaufempfehlung aus. Liegt der aktuelle Aktienkurs oberhalb des ermittelten „fairen“ Wertes, sprechen die Analysten eine Verkaufsempfehlung aus. Üblicherweise verwenden Finanzanalysten zur Diskontierung der erwarteten zukünftigen Rückflüsse einen WACC. Dieser spiegelt die Einschätzung der Analysten über das Investitionsrisiko in das jeweilige Unternehmen wider.

Auch für börsennotierte Netzbetreiber verfassen Investmentbanken regelmäßig Analystenberichte. Die dort unterstellten Kapitalkosten geben Aufschluss über die von Investoren geforderte Verzinsung. Der Vergleich regulatorischer Festlegungen mit den Analystenberichten kann Aufschluss darüber geben, ob die Sichtweise der Regulierungsbehörde konsistent mit Markteinschätzungen ist. Das Kapitel ist folgendermaßen gegliedert:

- Kapitel 3.1 erläutert die Auswahl der ausgewerteten Analystenberichte.
- Kapitel 3.2 zeigt die Höhe der darin verwendeten Zinssätze.

3.1. Auswahl und Vergleichbarkeit der Analystenberichte

Unsere Auswertung umfasst Analystenberichte von insgesamt 22 verschiedenen Investmentbanken (wie J.P. Morgan oder Credit Suisse) für eine Gruppe europäischer Netzbetreiber aus den Jahren 2018 bis 2021. Die betrachteten Netzbetreiber werden regelmäßig als Vergleichsunternehmen in Regulierungsverfahren herangezogen, so auch in Deutschland. Die betrachteten europäischen Netzbetreiber sind E.ON (Deutschland), Elia System Operator (Belgien), Enagas (Spanien), National Grid (Vereinigtes Königreich), Red Electrica (Spanien), Redes Energeticas Nacionais (Portugal), Snam (Italien) und Terna (Italien).²⁷

²⁷ Mit Ausnahme von E.ON hat die BNetzA alle betrachteten Netzbetreiber in ihren Festlegungen für die dritte Regulierungsperiode zur Ermittlung des Betafaktors herangezogen. Zum Zeitpunkt dieser Festlegungen hatte E.ON noch andere Geschäftsschwerpunkte. Da die Bedeutung des regulierten Netzgeschäftes für E.ON jedoch im Rahmen der strategischen Neuausrichtung mit der Ausgliederung Unipers und der innogy-Transaktion zugenommen hat, beziehen wir E.ON ebenfalls in unsere Analyse ein.

Analystenberichte sind in der Regel nicht öffentlich verfügbar, sondern müssen gekauft werden. Im Vorhinein lässt sich in der Regel nicht feststellen, wie detailliert die enthaltenen Angaben sind. Manche Analysten zeigen transparent, aus welchen Parametern sich der von ihnen verwendete WACC zusammensetzt, während andere lediglich den verwendeten WACC angeben. In seltenen Fällen enthalten die Berichte sogar überhaupt keine Angaben zum WACC oder anderen Parametern. Wir haben die Grundgesamtheit der verfügbaren Berichte daher danach gefiltert, ob sie die Begriffe „WACC“ und „Beta“ enthalten, wobei der Begriff „Beta“ ein Indikator dafür ist, ob neben dem WACC auch die Parameter, aus denen sich der WACC zusammensetzt, enthalten sind.²⁸ Bei der Auswahl der Berichte haben wir außerdem darauf geachtet, möglichst viele verschiedene Investmentbanken (und somit Finanzanalysten) in die Analyse einzubeziehen. Ein weiteres Augenmerk lag auf der zeitlichen Variation der Berichte und der Seitenanzahl, die ein Indikator für den Detailgrad der Beschreibung der Bewertung durch die Analysten sein kann.²⁹

3.2. Höhe der Vergleichswerte

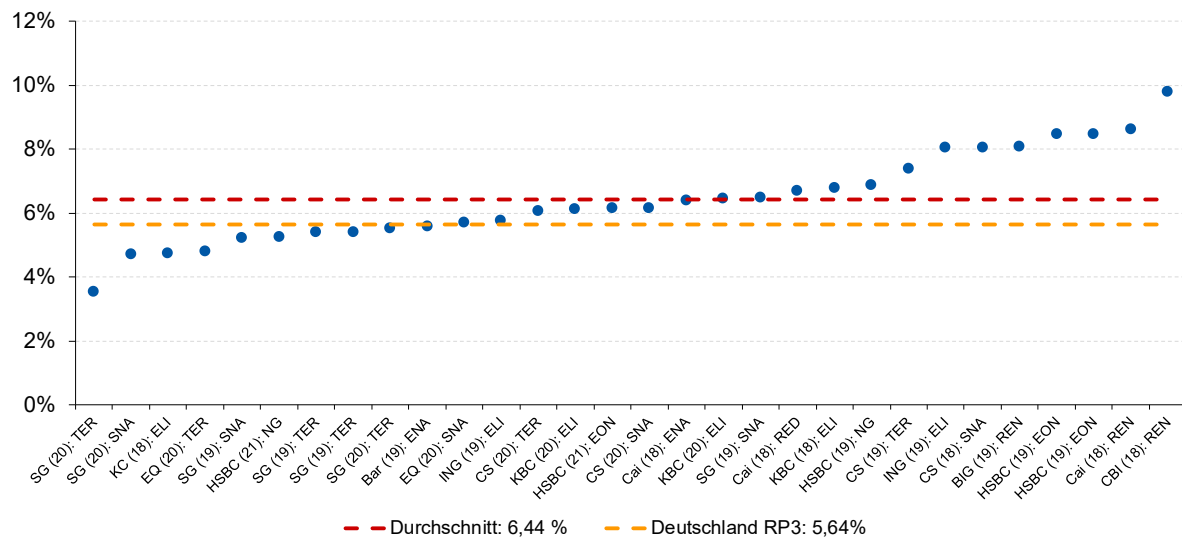
Wie oben angesprochen enthalten nicht alle betrachteten Analystenberichte alle WACC-Parameter. Die Betrachtung im vorliegenden Abschnitt beschränkt sich auf diejenigen Berichte, die die notwendigen Parameter veröffentlichen, um einen Vergleichswert für den Eigenkapitalzinssatz zu ermitteln. Dazu unterstellen wir eine harmonisierte Eigenkapitalquote von 40,00 % (siehe Kapitel 2.1.2). Abbildung 3.1 zeigt die Eigenkapitalzinssätze (nominal, nach Steuern) aus den betrachteten Analystenberichten. Anhang C enthält eine detaillierte Auswertung der Analystenberichte.

Der Durchschnitt der in Abbildung 3.1 gezeigten Vergleichswerte beträgt 6,44 % (nach Steuern). Dieser Durchschnitt liegt oberhalb der BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode in Höhe von 5,64 % (nach Steuern). In einem Großteil der Analystenberichte werden Eigenkapitalzinssätze oberhalb von 6,00 % (nach Steuern) verwendet und in acht Fällen liegen die Eigenkapitalzinssätze um mehr als 2,00 %-Punkte über der BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode. Nur in zehn von dreißig Fällen verwenden Finanzanalysten einen niedrigeren Eigenkapitalzinssatz als den von der BNetzA für die dritte Regulierungsperiode festgelegten Eigenkapitalzinssatz. Insbesondere fällt auf, dass in allen betrachteten Analystenberichten für das deutsche Unternehmen E.ON der verwendete Eigenkapitalzinssatz höher als die BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode ist.

²⁸ Allerdings lässt sich auch so nicht verhindern, dass einige der Berichte keine Angaben zum verwendeten WACC enthalten. Da es sich bei den betrachteten Unternehmen um regulierte Netzbetreiber handelt, enthalten die Berichte häufig auch Angaben zu den regulatorisch vorgegebenen WACCs und WACC-Parametern, die sich im Vorhinein nicht von Angaben zu den von den Analysten verwendeten WACCs und Parametern unterscheiden lassen.

²⁹ Während dieses Vorgehen eine möglichst objektive Auswahl der Berichte ermöglicht, kann es dennoch sein, dass manche Banken bzw. Finanzanalysten in der finalen Betrachtung leicht überproportional vertreten sind, da ihre Berichte über einen höheren Detailgrad und mehr Angaben zu den einzelnen WACC-Parametern verfügen als die Berichte anderer Analysten.

Abbildung 3.1: Analystenberichte – Eigenkapitalzinssatz (nominal, nach Steuern)



Quelle: NERA-Analyse von Analystenberichten. Die Abkürzungen nach der Klammer stehen für die folgenden Unternehmen: E.ON (EON), Elia System Operator (ELI), Enagas (ENA), National Grid (NG), Red Electrica (RED), Redes Energeticas Nacionais (REN), Snam (SNA), Terna (TER). Die Abkürzungen vor der Klammer beziehen sich auf die Investmentbanken: Banco de Investimento Global (BIG), Barclays (Bar), Caixa Bank BPI (Cai), Caixa BI Investment Bank (CBI), Credit Suisse (CS), Equita (EQ), HSBC (HSBC), ING (ING), KBC Securities (KBC), Kepler Cheuvreux (KC), Societe Generale (SG).

4. Fazit

Die BNetzA steht vor der Herausforderung, den regulatorischen Eigenkapitalzinssatz für die vierte Regulierungsperiode der Strom- und Gasnetzbetreiber in Deutschland zu ermitteln. Über die angemessene Höhe des Eigenkapitalzinssatzes besteht Unsicherheit. Er muss anhand von finanzökonomischen Methoden und Modellen geschätzt werden. Aufgrund der Unsicherheit über die wahre Höhe können Präzedenzfällen aufschlussreich sein. Die Eigenkapitalzinssatzfestlegungen ausländischer Regulierungsbehörden sind als Präzedenzfälle für das Festlegungsverfahren in Deutschland aber nur dann aufschlussreich, wenn die Risiken, für die die ausländischen Festlegungen Investoren kompensieren sollen, mit denjenigen in Deutschland vergleichbar sind. Um dies zu gewährleisten, beziehen wir nur Entscheidungen für Netzbetreiber mit ähnlicher Regulierung aus Westeuropa, Australien und Neuseeland in unseren Vergleich ein. Darüber hinaus harmonisieren wir die regulatorischen Eigenkapitalquoten. Eine Analyse der Ratingagentur Moody's bestätigt unsere Einschätzung, wonach die Risiken des deutschen Regulierungsrahmens nicht systematisch geringer sind als die Risiken in den Vergleichsländern.

Die Vergleichswerte aus der Regulierungspraxis für den Eigenkapitalzinssatz betragen im internationalen Durchschnitt 6,05 % (nach Steuern). Der Durchschnitt über die europäischen Vergleichsländer beträgt 6,13 % (nach Steuern). Damit liegt der internationale Durchschnitt über der BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode in Höhe von 5,64 % (nach Steuern). Dabei ist zu beachten, dass alle Vergleichswerte aus dem Zeitraum nach der BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode (2016) stammen. Eine Reduktion des regulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für die vierte Regulierungsperiode durch die BNetzA würde die Diskrepanz zwischen dem in Deutschland erlaubten Eigenkapitalzinssatz und dem internationalen Durchschnitt verstärken.

Ursächlich für die Differenz zwischen dem internationalen Durchschnitt und der BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode ist die Marktrisikoprämie. Die Marktrisikoprämie der BNetzA aus der dritten Regulierungsperiode in Höhe von 3,80 % liegt mehr als 1,50 %-Punkte unter dem internationalen Durchschnitt. Diese Diskrepanz kommt zu Stande, da die BNetzA ausschließlich historische Überrenditen des Weltportfolios von DMS zur Ermittlung der Marktrisikoprämie betrachtet, was international unüblich ist. Die meisten Regulierungsbehörden betrachten historische Überrenditen nur als eine unter mehreren Methoden oder verwerfen diesen Methode explizit. Falls ausländische Regulierungsbehörden ausschließlich historische Überrenditen zur Ermittlung der Marktrisikoprämie heranziehen, tragen sie der daraus resultierenden Unterschätzung der Marktrisikoprämie in der Regel durch ad-hoc Aufschläge Rechnung.

Der vorgenommene Vergleich internationaler Regulierungsentscheidungen nimmt grundsätzlich keine Gewichtung zwischen den Vergleichsländern vor. Allerdings haben die jüngsten Regulierungsentscheidungen aus Großbritannien und Frankreich eine erhöhte Bedeutung. Dies ist nicht zuletzt aufgrund der Größe dieser Länder und der Stabilität der dortigen Regulierungssysteme der Fall. In beiden Ländern wurden jüngst Eigenkapitalzinssätze festgelegt, die die BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode übersteigen. Britische Regulierungsbehörden haben den Ansatz der BNetzA zur Ermittlung der Marktrisikoprämie explizit verworfen. Die französische Regulierungsbehörde zieht alternative Methoden ergänzend heran. In beiden Ländern wurde die Marktrisikoprämie relativ zu den vorherigen Festlegungen erhöht.

Neben den Kapitalkostenfestlegungen ausländischer Regulierungsbehörden werten wir die Einschätzungen von Finanzanalysten aus. Finanzanalysten treffen bei der Erstellung von Kauf- oder Verkaufsempfehlungen für die Aktien börsennotierter Netzbetreiber Einschätzungen zu den Kapitalkosten dieser Netzbetreiber. Unsere Auswertung zeigt, dass Finanzanalysten im Durchschnitt einen Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 6,44 % (nach Steuern) für angemessen halten. Dieser Wert liegt 0,80 %-Punkte über der BNetzA-Festlegung für die dritte Regulierungsperiode in Höhe von 5,64 % (nach Steuern).

Anhang A. Internationale Regulierungssysteme

Tabelle A.1 zeigt eine Übersicht der Regulierungssysteme in den Vergleichsländern gemäß einer Studie des Council of European Energy Regulators („CEER“).

Tabelle A.1: Regulierungssysteme in den Vergleichsländern

Land	Strom ÜNB	Strom VNB	Gas FNB	Gas VNB
AT	RoR	POG	POG	POG
BE	EOG	EOG / RoR	EOG	EOG / RoR
CH	RoR	RoR	RoR	RoR
DK		EOG		EOG
ES	RoR	RoR	RoR	EOG
FI	EOG	EOG	EOG	EOG
FR	EOG	EOG	EOG	EOG
GB	EOG	EOG	EOG	EOG
IE	EOG	EOG	EOG	EOG
IT	RoR / POG	RoR / POG	RoR / POG	RoR / POG
LU	EOG	EOG	EOG	EOG
NL	EOG	POG	EOG	POG
NO	EOG	EOG	EOG	-
PT	RoR / POG	RoR / POG	RoR / POG	RoR / POG
SE	EOG	EOG	EOG	EOG
AU	EOG	EOG	POG	POG
NZ	EOG	EOG	POG	EOG

Quelle: Council of European Regulators, NERA-Analyse nationaler Regulierungsentscheidungen.³⁰ EOG=Erlös-obergrenze, POG=Preisobergrenze, RoR=Rate of Return.

Wie in Deutschland wird in den meisten Ländern eine Erlösobergrenze festgelegt. Nur in Österreich, Italien, den Niederlanden, Portugal, Neuseeland und Australien werden Preisobergrenzen festgelegt. Jedoch wird auch hier das Volumenrisiko begrenzt: In Österreich haben Verteilnetzbetreiber ein Regulierungskonto (die Gasfernleitungsbetreiber bekommen einen Zuschlag auf die Eigenkapitalverzinsung), in Italien und Portugal werden Abweichungen von den vorgesehenen Erlösen in den Folgejahren größtenteils ausgeglichen.³¹ In den Niederlanden sieht der Regulierer aufgrund existierender Ausgleichsmechanismen keine unterschiedliche Risiken zwischen den verschiedenen Netzarten. Dies zeigt sich an den einheitlichen Betafaktoren (mit Ausnahme des Offshore-Stromnetzes). Die Entscheidungen für das Gasverteilnetz in Neuseeland und die Gasnetze in Australien schließen wir aus dem internationalen Vergleich aus.

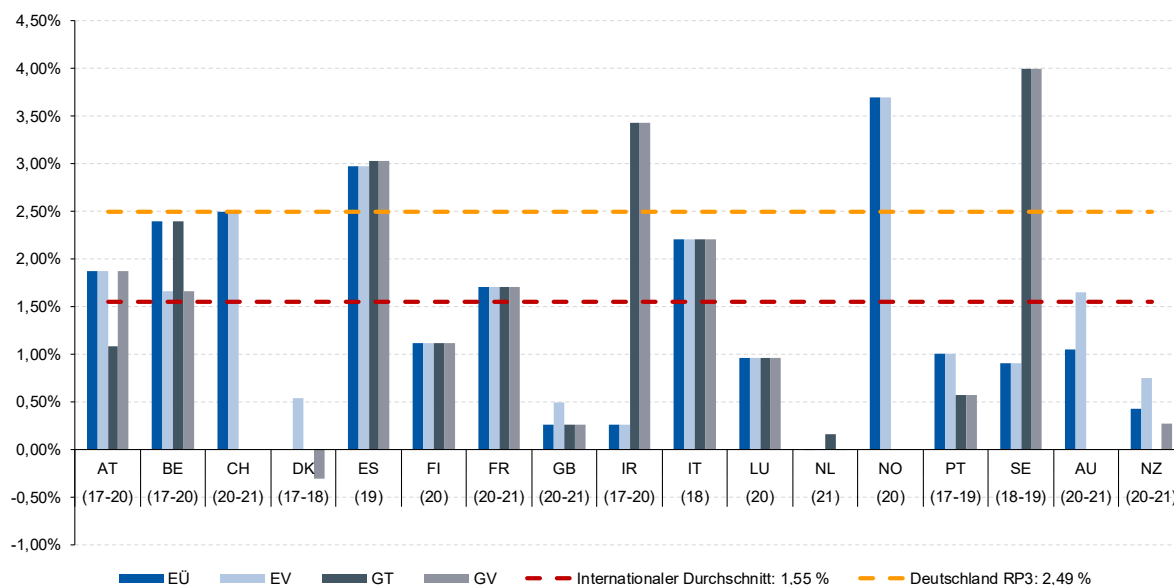
³⁰ CEER (2020): Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks, Kapitel 2 und Annex 3.

³¹ In Italien trägt lediglich der Stromübertragungsnetzbetreiber Terna S.p.A. ein Volumenrisiko, welches auf 0,5 % der Umsätze begrenzt ist. Siehe: ARERA (2015): Delibera 23 dicembre 2015 654/2015/R/eel Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023, Abschnitt 4:20, S. 61-63.

Anhang B. Vergleichsentscheidungen

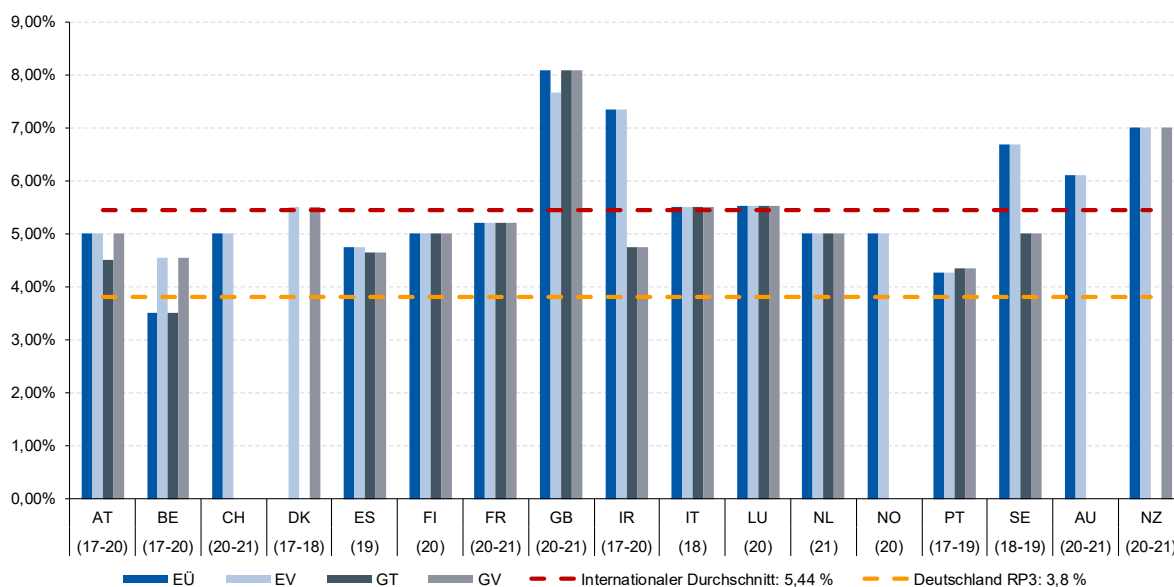
B.1. Parameterwerte (Abbildungen)

Abbildung B.1: Internationaler Vergleich – risikoloser Zinssatz

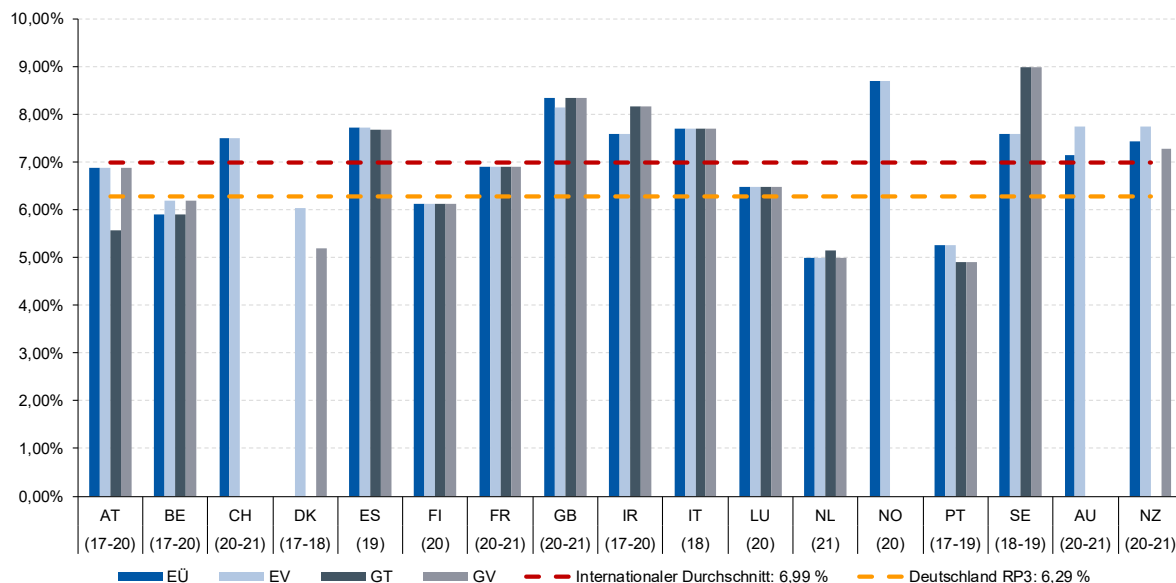


EÜ: Elektrizitätsübertragungsnetz, EV: Elektrizitätsverteilnetz, GT: Gastransportnetz, GV: Gasverteilnetz. Reale Festlegungen wurden mittels angegebener Inflationserwartungen in nominale Festlegungen umgerechnet.
Quelle: NERA-Analyse nationaler Regulierungsentscheidungen.

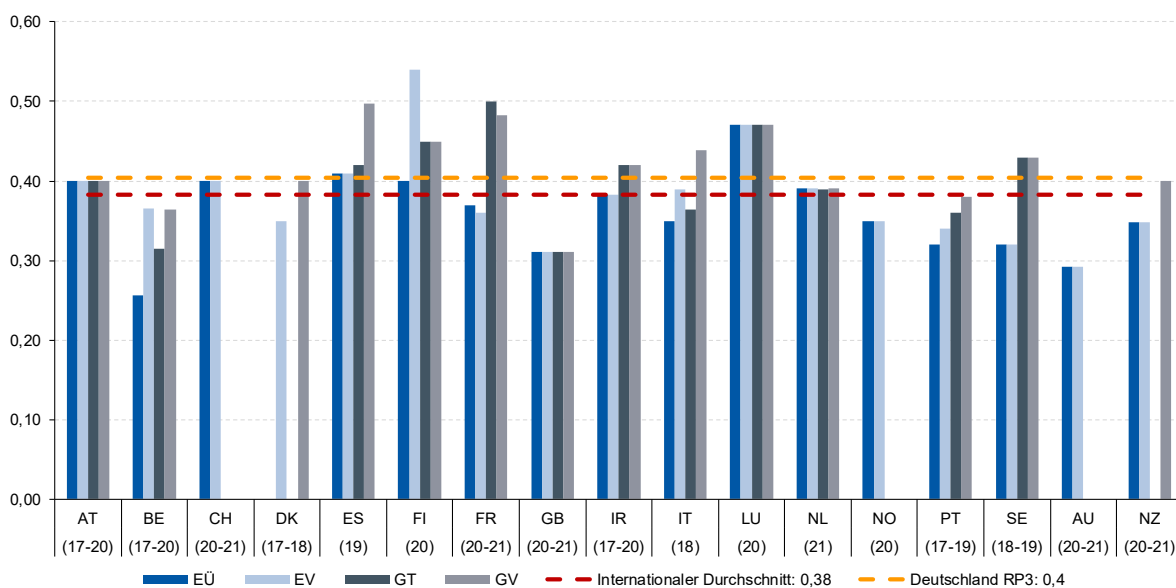
Abbildung B.2: Internationaler Vergleich – Marktrisikoprämie



EÜ: Elektrizitätsübertragungsnetz, EV: Elektrizitätsverteilnetz, GT: Gastransportnetz, GV: Gasverteilnetz.
Quelle: NERA-Analyse nationaler Regulierungsentscheidungen.

Abbildung B.3: Internationaler Vergleich – Markttrendite

EÜ: Elektrizitätsübertragungsnetz, EV: Elektrizitätsverteilnetz, GT: Gastransportnetz, GV: Gasverteilnetz. Markttrendite = risikofreier Zinssatz + Marktrisikoprämie. Quelle: NERA-Analyse nationaler Regulierungsentscheidungen.

Abbildung B.4: Internationaler Vergleich – unverschuldeter Betafaktor

EÜ: Elektrizitätsübertragungsnetz, EV: Elektrizitätsverteilnetz, GT: Gastransportnetz, GV: Gasverteilnetz. Quelle: NERA-Analyse nationaler Regulierungsentscheidungen.

B.2. Parameterwerte (Tabellen)

Tabelle B.2: Parameterwerte Eigenkapitalzinssatz

Land	Sektor	Jahr	Basiszinssatz	Beta (unverschuldet)	Steuersatz	Markttriskoprämie	EK-Zinssatz (n. St.)
Österreich	EÜ	2018	1,87%	0,40	25,00%	5,00%	6,12%
Österreich	EV	2018	1,87%	0,40	25,00%	5,00%	6,12%
Österreich ³²	GT	2020	1,08%	0,40	25,00%	4,50%	4,91%
Österreich	GV	2017	1,87%	0,40	25,00%	5,00%	6,12%
Belgien ³³	EÜ	2018	2,40%	0,26	29,00%	3,50%	4,68%
Brüssel	EV	2019	2,20%	0,34	29,00%	4,50%	5,35%
Flandern	EV	2020	0,09%	0,39	25,00%	4,81%	4,08%
Wallonien	EV	2017	2,71%	0,37	29,00%	4,30%	5,96%
Belgien ³⁴	GT	2018	2,40%	0,31	29,00%	3,50%	5,61%
Brüssel	GV	2019	2,20%	0,34	29,00%	4,50%	5,35%
Flandern	GV	2020	0,09%	0,39	25,00%	4,81%	4,08%
Wallonien	GV	2017	2,71%	0,36	29,00%	4,30%	5,93%
Schweiz	EÜ	2021	2,50%	0,40	18,00%	5,00%	6,96%
Schweiz	EV	2021	2,50%	0,40	18,00%	5,00%	6,96%
Deutschland	EÜ	2016	2,49%	0,40	29,72%	3,80%	5,64%
Deutschland	EV	2016	2,49%	0,40	29,72%	3,80%	5,64%
Deutschland	GT	2016	2,49%	0,40	29,72%	3,80%	5,64%
Deutschland	GV	2016	2,49%	0,40	29,72%	3,80%	5,64%
Dänemark	EV	2018	0,54%	0,35	22,00%	5,50%	4,72%
Dänemark	GV	2017	-0,31%	0,40	22,00%	5,50%	4,46%
Spanien	EÜ	2019	2,97%	0,41	25,00%	4,75%	7,11%
Spanien	EV	2019	2,97%	0,41	25,00%	4,75%	7,11%
Spanien	GT	2019	3,03%	0,42	25,00%	4,64%	7,17%
Spanien	GV	2019	3,03%	0,50	25,00%	4,64%	7,93%
Finnland ³⁵	EÜ	2020	1,12%	0,40	20,00%	5,00%	6,12%
Finnland	EV	2020	1,12%	0,54	20,00%	5,00%	7,66%
Finnland ³⁶	GT	2020	1,12%	0,45	20,00%	5,00%	6,67%
Finnland	GV	2020	1,12%	0,45	20,00%	5,00%	6,67%
Frankreich	EÜ	2021	1,70%	0,37	26,47%	5,20%	5,75%

³² Die Risikoprämie für Gasfernleitungsnetzbetreiber ist nicht berücksichtigt, da sie in Deutschland nicht vergleichbar vorliegende Risiken abbildet.

³³ Der Vergleichswert für den Eigenkapitalzinssatz berücksichtigt den Zuschlag für das Illiquiditätsrisiko (10 % des Basiszinssatzes und der Marktrisikoprämie).

³⁴ Der Vergleichswert für den Eigenkapitalzinssatz berücksichtigt den Zuschlag für das Illiquiditätsrisiko (20 % des Basiszinssatzes und der Marktrisikoprämie).

³⁵ Der Vergleichswert für den Eigenkapitalzinssatz berücksichtigt den Zuschlag für das Illiquiditätsrisiko (0,60 %-Punkte).

³⁶ Der Vergleichswert für den Eigenkapitalzinssatz berücksichtigt den Zuschlag für Illiquiditätsrisiko (0,60 %-Punkte). Die Risikoprämie im Gassektor ist nicht berücksichtigt, da sie in Deutschland nicht vergleichbar vorliegende Risiken abbildet.

Land	Sektor	Jahr	Basiszinssatz	Beta (unverschuldet)	Steuersatz	Marktrisikoprämie	EK-Zinssatz (n. St.)
Frankreich	EV	2021	1,70%	0,36	26,47%	5,20%	5,64%
Frankreich	GT	2020	1,70%	0,50	28,02%	5,20%	7,11%
Frankreich	GV	2020	1,70%	0,48	28,02%	5,20%	6,92%
Großbritannien	EÜ	2020	0,26%	0,31	19,00%	8,08%	5,83%
Großbritannien ³⁷	EV	2021	0,49%	0,31	19,00%	7,66%	5,77%
Großbritannien	GT	2020	0,26%	0,31	19,00%	8,08%	5,83%
Großbritannien	GV	2020	0,26%	0,31	19,00%	8,08%	5,83%
Irland	EÜ	2020	0,26%	0,38	12,50%	7,33%	6,76%
Irland	EV	2020	0,26%	0,38	12,50%	7,33%	6,76%
Irland	GT	2017	3,43%	0,42	12,50%	4,75%	8,04%
Irland	GV	2017	3,43%	0,42	12,50%	4,75%	8,04%
Italien ³⁸	EÜ	2018	2,21%	0,35	24,00%	5,50%	6,33%
Italien	EV	2018	2,21%	0,39	24,00%	5,50%	6,80%
Italien	GT	2018	2,21%	0,36	24,00%	5,50%	6,50%
Italien	GV	2018	2,21%	0,44	24,00%	5,50%	7,38%
Luxemburg ³⁹	EÜ	2020	0,96%	0,47	26,66%	5,52%	6,41%
Luxemburg	EV	2020	0,96%	0,47	26,66%	5,52%	6,41%
Luxemburg	GT	2020	0,96%	0,47	26,66%	5,52%	6,41%
Luxemburg	GV	2020	0,96%	0,47	26,66%	5,52%	6,41%
Niederlande ⁴⁰	EÜ	2021	-0,01%	0,39	25,00%	5,00%	4,14%
Niederlande	EV	2021	-0,01%	0,39	25,00%	5,00%	4,14%
Niederlande	GT	2021	0,16%	0,39	25,00%	5,00%	4,30%
Niederlande	GV	2021	-0,01%	0,39	25,00%	5,00%	4,14%
Norwegen	EÜ	2020	3,70%	0,35	22,00%	5,00%	7,50%
Norwegen	EV	2020	3,70%	0,35	22,00%	5,00%	7,50%
Portugal ⁴¹	EÜ	2017	1,00%	0,32	31,50%	4,26%	3,76%
Portugal	EV	2017	1,00%	0,34	31,50%	4,26%	3,94%
Portugal	GT	2019	0,57%	0,36	31,50%	4,34%	3,74%
Portugal	GV	2019	0,57%	0,38	31,50%	4,34%	3,91%
Schweden	EÜ	2019	0,90%	0,32	20,80%	6,68%	5,58%
Schweden	EV	2019	0,90%	0,32	20,80%	6,68%	5,58%

³⁷ Es handelt sich um einen Beschlussentwurf.

³⁸ Wir berücksichtigen die Untergrenze für den risikolosen Zinssatz. Die Länderrisikoprämie ist nicht berücksichtigt, da sie in Deutschland nicht vergleichbar vorliegende Risiken abbildet.

³⁹ Die Vergleichswerte stammen teilweise aus Konsultationsdokumenten, da die Entscheidung mit Blick auf die einzelnen Parameterwerte intransparent ist.

⁴⁰ Es handelt sich um einen Beschlussentwurf.

⁴¹ Die Länderrisikoprämie ist nicht berücksichtigt, da sie in Deutschland nicht vergleichbar vorliegende Risiken abbildet.

Land	Sektor	Jahr	Basis- zinssatz	Beta (unver- schuldet)	Steuer- satz	Marktrisi- kopprämie	EK-Zins- satz (n. St.)
Schweden ⁴²	GT	2018	4,00%	0,43	21,00%	5,00%	8,70%
Schweden	GV	2018	4,00%	0,43	21,00%	5,00%	8,70%
Australien	EÜ	2020	1,05%	0,29	30,00%	6,10%	4,71%
Australien	EV	2021	1,65%	0,29	30,00%	6,10%	5,31%
Neuseeland	EÜ	2020	0,43%	0,35	28,00%	7,00%	5,50%
Neuseeland	EV	2021	0,75%	0,35	28,00%	7,00%	5,82%
Neuseeland	GV	2020	0,27%	0,40	28,00%	7,00%	6,10%

Quelle: NERA-Analyse internationaler Regulierungsentscheidungen.

⁴² Die schwedischen Risikozuschläge für den Gasbereich bleiben unberücksichtigt, da sie nicht-vergleichbare Risiken abbilden.

B.3. Quellen

Australien:

- EÜ: AER (2020): FINAL DECISION Directlink Transmission Determination 2020 to 2025 Overview.
- EV: AER (2021): FINAL DECISION Jemena Distribution Determination 2021 to 2026 Overview.

Belgien:

- EÜ: CREG (2018): Arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période réglementaire 2020-2023.
- GT: CREG (2018): Arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la période réglementaire 2020-2023.
- EV (Brüssel): BRUGEL (2019): Méthodologie 2020 – 2024 Partie 4 Méthodologie – Electricité.
- GV (Brüssel): BRUGEL (2019): Méthodologie 2020 – 2024 Partie 4 Méthodologie – Gaz
- EV, GV (Flandern): VREG (2020): Tariefmethodologie reguleringsperiode 2021-2024 Bijlage 2 Rapport kapitaalkostenvergoeding.
- EV, GV (Wallonien): CWaPE (2017): DECISION CD-17g17-CWaPE-0107 relative à 'la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période réglementaire 2019-2023'.

Dänemark:

- EV: DERA (2018): Bekendtgørelse om forrentningssats for netvirksomheders fremadrettede forrentningsgrundlag.
- GV: Energitilsynet (2017): INDTÆGTSRAMMER FOR NATURGASDISTRIBUTIONSELSKABERNE 2018-2021.

Deutschland:

- EÜ, EV: BNetzA (2016): BK4-16-160.
- GT, GV: BNetzA (2016): BK4-16-161.

Finnland:

- EÜ, EV, GT, GV: EMVI (2020): Finnish WACC-parametrit-2021.xlsx.

Frankreich:

- EÜ: CRE (2021): DÉLIBÉRATION N°2021-12 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB).
- EV: CRE (2021): DÉLIBÉRATION N°2021-13 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT).
- GT: CRE (2020): DELIBERATION NO 2020-012 Deliberation by the French Energy Regulatory Commission of 23 January 2020 deciding on the tariffs for the use of GRTgaz's and Teréga's natural gas transmission networks.
- GV: CRE (2020): DELIBERATION NO 2020-010 Deliberation by the French Energy Regulation Commission of 23 January 2020 deciding on the equalised tariff for the use of GRDF's public natural gas distribution networks.

Großbritannien:

- EÜ, GT, GV: Ofgem (2020): RIIO-2 Final Determinations – Finance Annex (REVISED)
- EV: Ofgem (2021): RIIO-ED2 Sector Specific Methodology Decision: Annex 3.

Irland:

- EÜ: CRU (2020): Price Review Five (PR5) TSO and TAO Transmission Revenue for 2021 – 2025.
- EV: CRU (2020): Price Preview 5 (PR5) - 2021-2025 Distribution System Operator (DSO) Revenue for 2021-2025.
- GT: CER (2017): Decision on October 2017 to September 2022 Transmission Revenue for Gas Networks Ireland.
- GV: CER (2017): Decision on October 2017 to September 2022 Distribution Revenue for Gas Networks Ireland.

Italien:

- EÜ, EV, GT, GV: ARERA (2018): AGGIORNAMENTO DEL TASSO DI REMUNERAZIONE DEL CAPITALE INVESTITO PER I SERVIZI INFRASTRUTTURALI DEI SETTORI ELETTRICO E GAS, PER GLI ANNI 2019-2022.

Luxemburg:

- EÜ, EV: ILR (2020): Institut Luxembourgeois de Régulation - Règlement ILR/G20/21 du 26 mai 2020 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de

transport, de distribution et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2021 à 2024 - Secteur électricité.

- GT, GV: ILR (2020): Institut Luxembourgeois de Régulation - Règlement ILR/G20/21 du 26 mai 2020 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2021 à 2024 - Secteur gaz naturel.

Neuseeland:

- EÜ: NZCC (2020): NZCC 15 Cost of capital determination for disclosure year 2021 For Transpower, gas pipeline businesses and suppliers of specified airport services (with a June year-end).
- EV: NZCC (2021): NZCC 4 Cost of capital determination for disclosure year 2022 for information disclosure regulation Electricity distribution businesses and Wellington International Airport.
- GV: NZCC (2020): NZCC 22 Cost of capital determination for disclosure year 2021 First Gas and Powerco gas pipeline businesses.

Niederlande:

- EÜ, EV, GV: ACM (2021): Bijlage 3 bij het methodebesluit regionale netbeheerders gas 2022-2026.
- GT: ACM (2021): Bijlage 3 bij het Methodebesluit GTS 2022-2026 Uitwerking van de methode van het redelijk rendement (WACC).

Norwegen:

- EÜ, EV: NVE (2020): Referanserenten *abrufbar unter: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/referanserenten/> (abgerufen am 11. Mai 2021).*

Österreich:

- EÜ: E-Control (2018): Regulierungssystematik für die Strom-Übertragungsnetzbetreiber 2019.
- EV: E-Control (2018): Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 - 31. Dezember 2023.
- GT: E-Control (2020): METHODE GEM § 82 GWG 2011 DER 4. PERIODE FÜR DIE FERNLEITUNGEN DER XXX GMBH.
- GV: E-Control (2017): Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2018 - 31. Dezember 2022.

Portugal:

- EÜ, EV: ERSE (2017): PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2018 A 2020.
- GT, GV: ERSE (2019): PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO DE 2020 A 2023.

Schweden:

- EÜ, EV: EI (2019): Kalkylränta för elnätsföretag För tillsynsperioden 2020–2023.
- GT, GV: EI (2018): Kalkylränta för tillsynsperioden 2019–2022.

Schweiz:

- EÜ, EV: BFE (2021): Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Art. 13 Abs. 3 Bst. b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2022.

Spanien:

- EÜ, EV, GT, GV: CNMC (2019): Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

Anhang C. Analysteneinschätzungen

C.1. Parameterwerte (Tabellen)

Die folgende Tabelle listet alle ausgewerteten Analystenberichte auf, die Angaben zum WACC und/oder zu Parametern des WACCs enthalten. Weitere ausgewertete Berichte, die keinerlei Angaben enthalten, sind in dieser Tabelle nicht aufgelistet, finden sich aber in der Auflistung in Anhang C.2.

Tabelle C.3: Kapitalkosten (nominal) und Parameterwerte aus Analystenberichten

Bericht	Bank	WACC (n. St.)	EK-Zinssatz (n. St.)	Basis- zinssatz	Beta (unver- schuldert)*	Marktrisi- kopprämie	FK- Quote	EK-Zinssatz (n. St.) bei 60% FK-Quote
E.ON	Macquarie Research (2018)	5,90%		1,20%		5,00%		
E.ON	HSBC (2019b)	5,60%	8,00%	3,00%	0,49	5,50%	53,10%	8,50%
E.ON	HSBC (2019c)	5,60%	8,00%	3,00%	0,49	5,50%	53,10%	8,50%
E.ON	Deutsche Bank (2019) ⁴³	3,81%	7,00%		0,50		58,00%	
E.ON	Santander (2019)	4,00%						
E.ON	Exane BNP Paribas (2019b)	6,00%						
E.ON	Credit Suisse (2020a)	5,40%		3,00%		4,80%		
E.ON	Credit Suisse (2020d)	5,40%		3,00%		4,80%		
E.ON	Deutsche Bank (2020)		6,80%		0,50			
E.ON	Exane BNP Paribas (2021a)	4,30%						
E.ON	Credit Suisse (2021b)	5,40%		3,00%		4,80%		
E.ON	Exane BNP Paribas (2021b)	4,60%						
E.ON	HSBC (2021b)	4,60%	6,20%	1,20%	0,44	5,50%	57,80%	6,16%
E.ON	Credit Suisse (2021c)	5,40%		3,00%		4,80%		
Elia	Exane BNP Paribas (2018)	3,30%						
Elia	KBC Securities (2018) ⁴⁴	4,13%	6,85%	2,75%	0,30	6,50%	60,00%	6,82%

⁴³ Der hier angegebene WACC (nach Steuern) wurde aufgrund fehlender Angaben anhand der anderen Angaben im Bericht berechnet.

⁴⁴ Der hier angegebene WACC (nach Steuern) wurde als Durchschnitt der zwei angegebenen WACCs zum deutschen und belgischen Geschäft von Elia berechnet.

Bericht	Bank	WACC (n. St.)	EK-Zinssatz (n. St.)	Basis- zinssatz	Beta (unver- schuldert)*	Marktrisi- kopprämie	FK- Quote	EK-Zinssatz (n. St.) bei 60% FK-Quote
Elia	Kepler Cheuvreux (2018)	4,11%	4,75%	2,10%	0,16	7,90%	59,60%	4,76%
Elia	ING (2019)	3,48%	5,50%	1,50%	0,32	6,50%	47,42%	5,78%
Elia	ING (2019)	4,61%	5,50%	1,50%	0,49	6,50%	19,47%	8,06%
Elia	ING (2020)	3,70%		1,38%			50,31%	
Elia	KBC Securities (2020)	3,44%	6,35%	0,50%	0,42	6,50%	60,00%	6,16%
Elia	KBC Securities (2020)	3,36%	6,35%	0,50%	0,45	6,50%	60,00%	6,47%
Elia	Exane BNP Paribas (2020)	3,30%						
Enagas	JP Morgan (2018)	4,06%						
Enagas	Caixa Bank (2018c)	4,10%	6,60%	3,25%	0,23	6,75%	50,00%	6,42%
Enagas	JP Morgan (2019a)	4,19%						
Enagas	Barclays (2019b)	3,40%	4,40%	1,00%	0,45	5,00%	43,00%	5,59%
Enagas	Santander (2020b)	3,90%	6,00%					
Enagas	Bank Sabadell (2020)	4,86%						
Enagas	Exane BNP Paribas (2020)	3,50%						
National Grid	Barclays (2019a)		7,00%					
National Grid	HSBC (2019a)	4,80%		3,00%	0,40	4,80%	50,00%	6,90%
National Grid	JP Morgan (2019c)	5,00%	6,70%					
National Grid	JP Morgan (2019e)	5,00%	6,70%					
National Grid	Societe Generale (2019e)	3,94%						
National Grid	RBC Capital Markets (2020)	4,10%						
National Grid	Investec Bank plc (2020)	4,60%						
National Grid	JP Morgan (2020)	5,30%	7,60%					
National Grid	Exane BNP Paribas (2020)	3,20%						
National Grid	Credit Suisse (2021a)	4,50%	7,10%					
National Grid	HSBC (2021a)	3,70%		2,08%	0,39	4,00%	51,00%	5,27%
Red Electrica	Caixa Bank (2018a)	4,60%	6,30%	3,25%	0,25	6,75%	40,00%	6,72%
Red Electrica	Bank Sabadell (2019)	5,43%						
Red Electrica	Exane BNP Paribas (2019a)	3,90%						
Red Electrica	JP Morgan (2019d)	3,89%						

Bericht	Bank	WACC (n. St.)	EK-Zinssatz (n. St.)	Basis- zinssatz	Beta (unver- schuldert)*	Marktrisi- kopprämie	FK- Quote	EK-Zinssatz (n. St.) bei 60% FK-Quote
Red Electrica	Societe Generale (2019g)	3,30%						
Red Electrica	Exane BNP Paribas (2020)	3,40%						
Red Electrica	Santander (2020b)	3,90%	6,20%					
Red Electrica	Morgan Stanley (2021)	4,40%						
REN	Caixa Bank (2018b)	5,30%	8,40%	3,25%	0,35	7,50%	50,00%	8,62%
REN	Caixa BI Investment Bank (2018)	5,26%	9,90%	3,50%	0,61	5,00%	60,00%	9,80%
REN	Banco de Investimento Global (2019)	4,40%	8,00%	2,00%	0,37	8,00%	62,00%	8,09%
REN	Societe Generale (2019b)	3,70%						
REN	Societe Generale (2019c)	3,50%						
REN	JP Morgan (2019b)	3,60%	6,98%	0,50%			60,00%	
REN	Santander (2020b)	4,20%	7,00%					
Snam	Credit Suisse (2018)	4,30%	7,20%	3,40%	0,35	6,50%	48,10%	8,07%
Snam	Societe Generale (2019a)	3,65%		2,84%	0,49	3,60%		6,50%
Snam	Societe Generale (2019f)	2,74%		1,50%	0,50	3,60%		5,23%
Snam	Equita (2019b)	3,00%		1,50%				
Snam	Credit Suisse (2020c)	3,20%	5,30%	1,50%	0,35	6,50%	47,30%	6,17%
Snam	Societe Generale (2020c)	2,35%		1,00%	0,50	3,60%		4,72%
Snam	Exane BNP Paribas (2020)	3,40%						
Snam	Equita (2020b)	3,00%	5,80%	1,30%	0,48	4,50%	59,00%	5,72%
Snam	Kepler Cheuvreux (2021a)	4,00%						
Terna	Equita (2019a)			2,70%				
Terna	Credit Suisse (2019)	3,90%	6,40%	2,70%	0,35	6,50%	46,40%	7,40%
Terna	Societe Generale (2019d)	2,80%		1,60%	0,52	3,60%		5,42%
Terna	Societe Generale (2019f)	2,80%		1,60%	0,52	3,60%		5,42%
Terna	Credit Suisse (2020b)	3,20%	4,90%	1,40%	0,35	6,50%	43,40%	6,07%
Terna	Societe Generale (2020a)	2,90%		1,80%	0,50	3,60%		5,53%
Terna	Exane BNP Paribas (2020)	3,40%						
Terna	Kepler Cheuvreux (2020)	4,00%						
Terna	Equita (2020a)	2,90%	5,30%	1,30%	0,38	4,50%	61,00%	4,81%

Bericht	Bank	WACC (n. St.)	EK-Zinssatz (n. St.)	Basis- zinssatz	Beta (unver- schuldet)*	Marktrisi- koprämie	FK- Quote	EK-Zinssatz (n. St.) bei 60% FK-Quote
Terna	Societe Generale (2020d)	1,80%		0,60%	0,40	3,60%		3,55%

** Die in der Spalte „Beta“ gezeigten Werte werden in den meisten Berichten nicht explizit genannt; falls nicht, so haben wir sie basierend auf den anderen angegebenen Parametern selbst berechnet.*

C.2. Quellen

- Banco de Investimento Global (2019): BiG Company Update – REN, Analyst: Diana Oliveira, 02. April 2019.
- Bank Sabadell (2019): Red Electrica – Less Growth and a Lower Dividend, Analyst: Javier Esteban, 21. Februar 2019.
- Bank Sabadell (2020): Enagas – Resilience and Underperformance vs. REE, Analyst: Javier Esteban, 06. April 2020.
- Barclays (2019a): UK Regulated Utilities – We are making a new world, Analyst: Dominic Nash, 29. Januar 2019.
- Barclays (2019b): Enagas – Increasing reinvestment risk, Analyst: Jose Ruiz, 18. Dezember 2019.
- Caixa Bank (2018a): Red Electrica – Fairly priced in current outlook, Analyst: Gonzalo Sanchez-Bordona, 06. Februar 2018.
- Caixa Bank (2018b): REN – No growth, but superior dividend and value, Analyst: Gonzalo Sanchez-Bordona, 13. Juni 2018.
- Caixa Bank (2018c): Enagas – Limited opportunities for international growth, Analyst: Gonzalo Sanchez-Bordona, 13. Juni 2018.
- Caixa BI Investment Bank (2018): REN – Stability and a shining dividend, Analyst: Helena Barbosa, 17. Juli 2018.
- Credit Suisse (2018): Snam – Enhanced defensive profile, Analyst: Stefano Bezzato, 16. November 2018.
- Credit Suisse (2019): Terna – limited growth, demanding valuation, Analyst: Stefano Bezzato, 10. Mai 2019.
- Credit Suisse (2020a): UK Utilities – Supplier recovery of c£250m costs only set to start in Q4 2020, Analyst: Mark Freshney, 03. Februar 2020.
- Credit Suisse (2020b): Terna – Improving outlook for EPS growth, Analyst: Stefano Bezzato, 13. März 2020.
- Credit Suisse (2020c): Snam – Safer dividend in turbulent times, Analyst: Stefano Bezzato, 23. März 2020.

- Credit Suisse (2020d): E.ON – Still set to benefit from the energy transition, Analyst: Wanda Serwinowska, 02. Juni 2020.
- Credit Suisse (2021a): National Grid – Dividend sustainability, Analyst: Mark Freshney, 12. Januar 2021.
- Credit Suisse (2021b): E.ON – First message from the new CEO. Positive, Analyst: Wanda Serwinowska, 24. März 2021.
- Credit Suisse (2021c): E.ON – Play on the increasing capex needs in grid, Analyst: Wanda Serwinowska, 13. April 2021.
- Deutsche Bank (2019): E.ON – Initiate with Hold: Four key issues, Analyst: James Brand, 08. Oktober 2019.
- Deutsche Bank (2020): E.ON – Upgrade to Buy, Analyst: James Brand, 14. August 2020.
- Equita SIM (2019a): Terna – Acceleration in Capex for Grid Development, Analyst: Stefano Gamberini, 25. März 2019.
- Equita SIM (2019b): Snam – Higher Capex and Dividend Policy Confirmed, Analyst: Stefano Gamberini, 22. November 2019.
- Equita SIM (2020a): Terna – Increase in Investments & Generous Dividends, Analyst: Stefano Gamberini, 23. November 2020.
- Equita SIM (2020b): Snam – Opportunities from Energy Transition & Hydrogen, Analyst: Stefano Gamberini, 27. November 2020.
- Exane BNP Paribas (2018): Elia – Powering the heart of Europe, Analyst: Olivier van Doosselaere, 24. Mai 2018.
- Exane BNP Paribas (2019a): Red Electrica – uphill battle against sliding earnings, Analyst: Olivier van Doosselaere, 06. November 2019.
- Exane BNP Paribas (2019b): E.ON – Q3 to bring visibility to key items, Analyst: Sofia Savvantidou, 20. November 2019.
- Exane BNP Paribas (2020): Regulated Utilities – A forest obscured by trees, Analyst: Olivier van Doosselaere, 16. November 2020.⁴⁵

⁴⁵ Dieser Bericht enthält Informationen zu insgesamt sechs der hier betrachteten Unternehmen. Somit taucht er auch mehrfach in Tabelle C.3 auf und mehrere auf diesem Bericht basierende Werte werden in den jeweiligen Abbildungen gezeigt.

- Exane BNP Paribas (2021a): E.ON – Defensive growth at <11x PE, Analyst: Sofia Savvantidou, 02. März 2021.
- Exane BNP Paribas (2021b): E.ON – Good position & delivery not priced in, Analyst: Sofia Savvantidou, 24. März 2021.
- HSBC (2019a): National Grid – Buy: Growth with diversified risks, Analyst: Verity Mitchell, 21. Juni 2019.
- HSBC (2019b): E.ON – Buy: Multiple short-term distractions, Analyst: Adam Dickens, 12. August 2019.
- HSBC (2019c): E.ON – Buy: Regulated status confirmed; debt not a concern, Analyst: Adam Dickens, 26. September 2019.
- HSBC (2021a): National Grid – Upgrade to Buy: Premium-priced growth, Analyst: Verity Mitchell, 19. März 2021.
- HSBC (2021b): E.ON – Buy: Obstacles to re-rating are falling fast, Analyst: Adam Dickens, 30. März 2021.
- ING (2019): Elia – Growth continues but priced in, Analyst: Quirijn Mulder, 31. Januar 2019.⁴⁶
- ING (2020): Elia – Solid story but demanding price, Analyst: Quirijn Mulder, 24. Juli 2020.
- Investec Bank plc (2020): National Grid – Switch onto National Grid, Analyst: Martin Young, 24. September 2020.
- Jefferies (2020): National Grid – Turning the Corner; Upgrade to Buy, Analyst: Ahmed Farman, 27. Juli 2020.
- JP Morgan (2018): Enagas – Model Update. Stay Neutral – PT €24.5, Analyst: Javier Garrido, 03. Mai 2018.
- JP Morgan (2019a): Enagas – Model Update: Stay UW, Analyst: Javier Garrido, 13. Mai 2019.
- JP Morgan (2019b): REN – Model update – we remain Neutral, Analyst: Javier Garrido, 30. Juli 2019.

⁴⁶ Dieser Bericht enthält Informationen zu zwei TSOs: Elia (Belgien) und 50Hertz (Deutschland). Daher taucht dieser Bericht zwei Mal in Tabelle C.3 auf und teilweise werden somit zwei auf diesem Bericht basierende Werte in den jeweiligen Abbildungen gezeigt.

- JP Morgan (2019c): National Grid – Ofgem backs down, Analyst: Christopher Laybutt, 15. Oktober 2019.
- JP Morgan (2019d): Red Electrica – Final CNMC proposal: When you get benefits that do not put you in a better position..., Analyst: Javier Garrido, 31. Oktober 2019.
- JP Morgan (2019e): National Grid – FY20 Interim Result – New York, New York, Analyst: Christopher Laybutt, 14. November 2019.
- JP Morgan (2020): National Grid – Interim Preview and Model Update: all eyes on Ofgem Final Determination in December, 03. November 2020.
- KBC Securities (2018): Elia Group – A defensive powerhouse on continued rapid RAB growth, Analyst: Bart Cuypers, 19. September 2018.
- KBC Securities (2020): Elia Group – Quality with some value left on the table again, Analyst: Bart Cuypers, 24. September 2020.⁴⁷
- Kepler Cheuvreux (2018): Elia – Two-for-one network exposure, Analyst: Juan Rodriguez, 05. November 2018.
- Kepler Cheuvreux (2020): Terna – New plan: acceleration of capex, Analyst: Claudia Introvigne, 20. November 2020.
- Kepler Cheuvreux (2021a): Snam – Raising 2021 net profit guidance, Analyst: Claudia Introvigne, 19. März 2021.
- Kepler Cheuvreux (2021b): E.ON – Next – What’s it all about?, Analyst: Ingo Becker, 31. März 2021.
- Macquarie Research (2018): E.ON – They’ve beat again – 2Q18 above consensus, Analyst: Peter Crampton, 08. August 2018.
- Morgan Stanley (2021): Red Electrica Corporacion SA – What Now? Stay Underweight With No Catalyst in Sight, Analyst: Lillian Starke, 26. Februar 2021.
- RBC Capital Markets (2020): National Grid PLC – Model Update post FY results, Analyst: John Musk, 23. Juni 2020.
- Santander (2019): E.ON – Focused on Leverage and Valuation, Analyst: Oscar Nájjar Ríos, 22. Oktober 2019.

⁴⁷ Dieser Bericht enthält Informationen zu zwei TSOs: Elia (Belgien) und 50Hertz (Deutschland). Daher taucht dieser Bericht zwei Mal in Tabelle C.3 auf und teilweise werden somit zwei auf diesem Bericht basierende Werte in den jeweiligen Abbildungen gezeigt.

- Santander (2020a): E.ON – Ahead of the New E.ON’s First CMD, Analyst: Oscar Nájjar Ríos, 17. März 2020.
- Santander (2020b): Iberian Networks – The Place to Be, Analyst: Bosco Muguiro, 17. März 2020.⁴⁸
- Societe Generale (2019a): Snam – Fairly valued, but still a preferred name among Italian regulated utilities, Analyst: Bartlomiej Kubicki, 20. Februar 2019.
- Societe Generale (2019b): Redes Energeticas Nacionais – Approaching a turning point in capex; upgrade to Hold, Analyst: Jorge Alonso Suils, 29. März 2019.
- Societe Generale (2019c): Redes Energeticas Nacionais – Facing lower returns, but there are upside risks: Hold, new TP €2.6, Analyst: Jorge Alonso Suils, 29. Juli 2019.
- Societe Generale (2019d): Terna – Low financing costs could last longer, Analyst: Bartlomiej Kubicki, 31. Juli 2019.
- Societe Generale (2019e): National Grid – US rerating helps, UK asset growth is attractive, Analyst: Bartlomiej Kubicki, 12. September 2019.
- Societe Generale (2019f): Italian Regulated Utilities – 9M19 preview – Ongoing growth, Analyst: Bartlomiej Kubicki, 28. Oktober 2019.⁴⁹
- Societe Generale (2019g): Red Electrica – CNMC’s new draft regulation improves O&M revenues but raises new doubts, Analyst: Jorge Alonso Suils, 01. November 2019.
- Societe Generale (2020a): Terna – Growth + Defensiveness = Value, Analyst: Bartlomiej Kubicki, 16. März 2020.
- Societe Generale (2020b): Regulated Utilities – Seek protection in regulated utilities, Analyst: Bartlomiej Kubicki, 25. März 2020.
- Societe Generale (2020c): Snam – One of the best yield and growth combos among regulated names, Analyst: Bartlomiej Kubicki, 31. Juli 2020.
- Societe Generale (2020d): Terna – A high-growth network company, Analyst: Bartlomiej Kubicki, 08. Dezember 2020.

⁴⁸ Dieser Bericht enthält Informationen zu drei der hier betrachteten Unternehmen. Somit taucht er auch mehrfach in Tabelle C.3 auf und mehrere auf diesem Bericht basierende Werte werden in den jeweiligen Abbildungen gezeigt.

⁴⁹ Dieser Bericht enthält Informationen zu zwei der hier betrachteten Unternehmen. Somit taucht er auch mehrfach in Tabelle C.3 auf und mehrere auf diesem Bericht basierende Werte werden in den jeweiligen Abbildungen gezeigt.

- UBS (2020): E.ON – 2019 results and Capital Markets Day – what we learned, Analyst: Sam Arie, 25. März 2020.
- UBS (2021): E.ON – Meeting with Marc Spieker (CFO)- what we learned, Analyst: Sam Arie, 25. März 2021.

Qualifizierung, Annahmen und Vorbehalte

Dieser Bericht dient ausschließlich der Verwendung durch den in dem Bericht genannten Kunden von NERA Economic Consulting. Dieser Bericht ist nicht zur Veröffentlichung oder allgemeinen Verbreitung bestimmt. Er darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung von NERA Economic Consulting zu keinem Zweck vervielfältigt, zitiert oder verteilt werden. Dieser Bericht wird nicht zu Gunsten irgendwelcher Dritter erstellt. NERA Economic Consulting 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 Economic Consulting 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 Economic Consulting 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 Economic Consulting, einen qualifizierten Experten zu kontaktieren.

NERA

ECONOMIC CONSULTING

NERA Economic Consulting
Unter den Linden 14
10117 Berlin, Deutschland
www.nera.com