

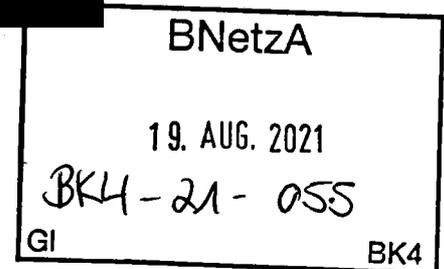
Thüga Energienetze GmbH, Postfach 13 53, 67101 Schifferstadt

Bahnhofstraße 104, 67105, Schifferstadt
Telefon 06235/3471-0
Telefax 06235/3471-4001
E-Mail info@thuega-netze.de
Internet www.thuega-energienetze.de

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Beschlusskammer 4
Stichwort „Zinssatz Strom“
Postfach 8001
53105 Bonn

Per E-Mail an: zinssatzstrom@bnetza.de

19.08.2021



**Stellungnahme zur Konsultation der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die vierte
Regulierungsperiode
Aktenzeichen: BK4-21-055**

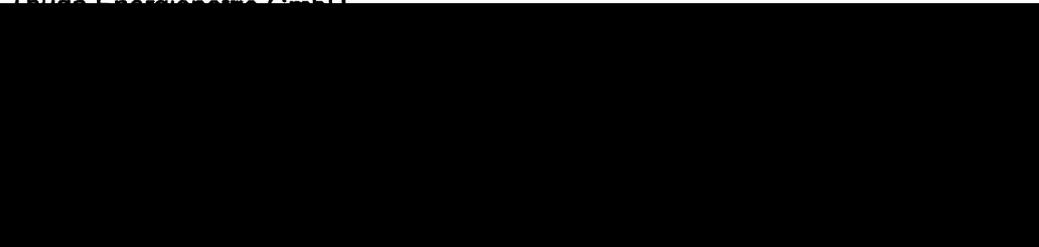
Sehr geehrte Damen und Herren,

anbei erhalten Sie unsere Stellungnahme in o. g. Angelegenheit.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Thüga Energienetze GmbH



Stellungnahme zur Konsultation der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes für die vierte Regulierungsperiode

Eine weitere Absenkung der Eigenkapitalverzinsung ist nicht gerechtfertigt

STELLUNGNAHME, THÜGA AG | 20. August 2021

Die im Konsultationsdokument vorgeschlagene Verringerung der Eigenkapitalverzinsung für die Strom- und Gasnetzbetreiber um mehr als ein Drittel ist sachlich nicht gerechtfertigt. Eine Plausibilisierung z. B. anhand der Veröffentlichungen der EZB zeigt, dass die Marktrisikoprämie im Festlegungsentwurf um ca. 2 Prozentpunkte zu niedrig ist. Ursache für den zu niedrigen Ausweis des Eigenkapitalzinssatzes sind methodische Inkonsistenzen bei der Anwendung des Capital Asset Pricing Model auf Basis einer Datenreihe historischer Überrenditen von Dimson, Marsh und Staunton. Zur Festlegung muss der Eigenkapitalzinssatz dringend angepasst werden – auch, um die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber zu erhalten und damit eine möglichst zügige Umsetzung der für die Energiewende notwendigen Maßnahmen in den Netzen zu gewährleisten.

Ein angemessener EK-Zins ist notwendige Voraussetzung zur Bewältigung der Herausforderungen der Energie- und Klimawende.

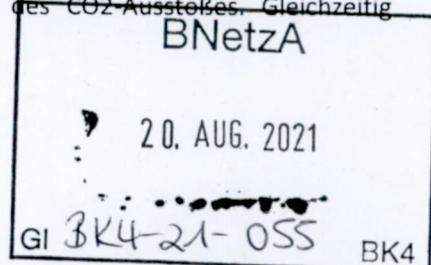
Die Stadtwerke der Thüga-Gruppe stellen sich den Herausforderungen der Energie- und Klimawende. Auch aufgrund ihrer kommunalen Verankerung ist es den Partnerunternehmen des Thüga-Netzwerks ein besonderes Anliegen, einen aktiven Beitrag zu den Zielen der Versorgungssicherheit, des Klimaschutzes und einer bezahlbaren Energieversorgung zu leisten. Die lokalen Verteilernetze vor Ort sind dabei das Fundament und ein wesentlicher Baustein für das Gelingen des anspruchsvollen Umbaus der Energieversorgung in unserem Land. Die Netze bringen die benötigte Energie zu den Kunden und nehmen dezentral erzeugte erneuerbare Energien vor Ort auf.

Die bevorstehenden Aufgaben zum Umbau der Netze sind vielfältig: Im Gasbereich gewährleistet das Thüga-Netzwerk derzeit auf Wunsch unserer Kunden in vielen Regionen den Umstieg auf klimafreundliche Gasbrennwertheizungen in großer Anzahl als ersten umfassenden und schnellen Schritt zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes. Gleichzeitig

bieten die Gasverteilernetze hervorragende Voraussetzungen, um künftig große Mengen klimafreundliches Gas, sei es Wasserstoff oder Bio-Methan, mit geringen Umbaukosten zum Endkunden zu bringen. Eine erfolgreiche Umwidmung der Gasnetze ist eine wichtige Voraussetzung für eine sozialverträgliche Ausgestaltung der Energie- und Wärmewende in unserem Land.

Die Stromnetze sind mehr denn je Abbild der in unserer Gesellschaft stattfindenden Veränderungen. Die Trends der Digitalisierung und Urbanisierung sorgen aktuell für einen Wandel bei der Verteilung des kommunalen Stromverbrauchs. Aufgrund des Wandels hin zu einer dezentralen Erzeugerstruktur müssen die Netze immer flexibler gestaltet werden. Die geplante Verkehrswende hin zur Elektromobilität und die steigende Zahl von Wärmepumpen führen zusätzlich dazu, dass künftig wesentlich größere Mengen an elektrischer Energie gleichermaßen in die Stadtzentren, die Industrie- und die Wohngebiete sowie im ländlichen Raum verteilt werden müssen, als dies heute der Fall ist.

Zur Umsetzung dieser Veränderungen ist es wesentliche Aufgabe der kommunalen Thüga-Partner, das notwendige Kapital entweder am Kapital-



markt zu generieren oder aus kommunalen Mitteln und damit aus Mitteln der Allgemeinheit bereitzustellen.

Im täglichen operativen Geschäft koordinieren die Netzbetreiber die dezentralen Einspeiser in immer größerem Ausmaß und organisieren deren Vergütung, indem sie immer komplexere regulatorische Vorgaben umsetzen. Darüber hinaus betreiben sie ihr angestammtes operatives Kerngeschäft: die Planung, den Betrieb und die Instandhaltung sowie den weiteren Ausbau der Netze. Dabei tragen sie die damit einhergehenden vielfältigen Risiken. Diese beinhalten den Umgang mit auftretenden Fehlern und den Ausgleich der in den letzten Jahren insbesondere im Bereich der Baudienstleistungen aufgetretenen exorbitanten Preissteigerungen in den Fünf-Jahres-Zeitspannen zwischen den Basisjahren. Die aktuelle Katastrophenlage nach den Überschwemmungen in Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz führt deutlich vor Augen, wie durch nicht vorhersehbare äußere Einflüsse große Teile der Leitungsnetze und damit des Vermögens der Netzbetreiber verloren gehen können und sehr schnell wieder ersetzt werden müssen.

Die regulierten Unternehmen unterliegen außerdem in besonderer Art und Weise Risiken, die sich aus einer Veränderung der Rechtslage und deren Auslegung durch die Regulierungsbehörden ergeben, da alle Einnahmen des Netzes im Detail durch Gesetze und Verordnungen geregelt sind. Mit jeder Gesetzes- und Ordnungsänderung besteht für Netzbetreiber ein erhebliches Planungs- und damit Einnahmerisiko. Durch die in letzter Zeit steigende Einflussnahme der EU auch in diesem Bereich werden die Unsicherheiten weiter verstärkt. Die Übertragung zusätzlicher Aufgaben führt weiterhin regelmäßig zu kurzfristigen Aufwandssteigerungen, da in diesem Zusammenhang Prozesse und eingesetzte Software überarbeitet werden müssen und neues qualifiziertes Personal benötigt wird (aktuelles Beispiel: durch den Redispatch 2.0 verursachte zusätzliche Betriebskosten in den Jahren 2022 und 2023 werden zum größten Teil nicht erstattet). Änderungen am Ordnungsrahmen können aber natürlich nicht ausgeschlossen werden, da dies eine Beschränkung des

Gesetzgebers in seiner Festlegungskompetenz zur Folge hätte.¹

Die einzige Vergütung, die Netzbetreiber sowohl für den Einsatz des notwendigen Kapitals als auch zum Ausgleich der Wagnisse und Risiken ihres operativen Geschäftes erhalten, ist die kalkulatorische Vergütung des eingesetzten Kapitals. Deren Höhe hängt maßgeblich vom von der Bundesnetzagentur (BNetzA) festgelegten Eigenkapitalzinssatz ab, der derzeit konsultiert wird. Es handelt sich also eine Entscheidung von großer Tragweite, die nicht nur die Weichen dafür stellt, wie die Netzbetreiber die bevorstehenden Herausforderungen angehen können. Sie hat auch weitreichende Auswirkungen auf die Konditionen der Netzbetreiber bei der Aufnahme von Fremdkapital, die sich negativ auf die Höhe der Netzentgelte auswirken werden, und im Falle der Stadtwerke auf die Finanzausstattung der deutschen Kommunen. Eine kurzfristige Entscheidung im vermeintlichen Verbraucherinteresse wäre - mittelfristig gesehen - mit nachteiligeren Auswirkungen für Verbraucher und Steuerzahler verbunden.

Der im Konsultationsdokument vorgeschlagene Rückgang der Vergütung des eingesetzten Eigenkapitals ist unbegründet.

Entsprechend der Vorgabe in § 7 Abs. 4 Strom-/GasNEV beruht der durch die BNetzA festgelegte Eigenkapital(EK)-Zinssatz auf dem „auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten zuzüglich eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse“. Dieser Zuschlag muss entsprechend der weiteren Konkretisierung in § 7 Abs. 5 Strom-/GasNEV insbesondere „die Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten“, die „durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapi-

¹ Für ein konkretes Beispiel vgl. Bundestagsdrucksache 18/7555 S. 99 zur Begründung des Messstellenbetriebsgesetzes

tals von Betreibern von Strom-/Gasversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten“ sowie „beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse“ berücksichtigen. Insgesamt soll auf diesem Wege der Ansatz einer „angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals“ gewährleistet werden. Ziel ist, dass die „notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist“ (§ 21 Abs. 2 EnWG).

Der vorliegende Konsultationsentwurf sieht eine Absenkung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes um mehr als ein Drittel von 6,91 % auf 4,59 % vor. Eine Reduzierung in diesem Ausmaß bedarf unseres Erachtens einer ausführlichen Begründung. Auslöser für eine solche Anpassung müssten entsprechend der gesetzlichen Vorgaben entweder

- eine wesentliche Reduzierung der Netzbetreiberrisiken oder
- wesentliche Veränderungen an den Finanzmärkten seit der letzten Festlegung der Zinssätze im Jahr 2016 sein.

Beides ist jedoch belegbar nicht der Fall. Bereits seit der Finanzkrise 2008 ist das Geschehen an den Finanzmärkten durch die expansive Geldpolitik der Notenbanken bestimmt. Dies hatte zur Folge, dass die Verzinsung risikoarmer Geldanlagen auf ein historisch niedriges Niveau gesunken ist. Wie in Abbildung 1 auf Seite 6 des Festlegungsentwurfs deutlich wird, war diese Entwicklung jedoch im Wesentlichen bereits zum Zeitpunkt der letzten Festlegung im Jahr 2016 eingetreten. Insofern kann die vorgeschlagene Absenkung der Vergütung des eingesetzten Eigenkapitals nicht durch das allgemein gesunkene Zinsniveau begründet werden.

Der Konsultationsentwurf enthält keinerlei Begründung, warum eine Reduzierung der Vergütung für das eingesetzte Eigenkapital in diesem Umfang angemessen sein sollte. Die Rahmenbedingungen und damit die Risiken für die Netzbetreiber haben sich seit der letzten Festlegung durch den fortschreitenden und beschleunigten

Umbau ihrer Netze für eine dekarbonisierte Energiewelt allenfalls zum Schlechteren verändert. Daher fordern wir für die Festlegung eine Anhebung des EK-Zinssatzes um mindestens 2 Prozentpunkte im Vergleich zum Wert im Konsultationsentwurf.

Die im Festlegungsentwurf zu Grunde gelegte Marktrisikoprämie ist deutlich zu niedrig.

Wie bereits in den vorherigen Festlegungen ziehen die Gutachter der BNetzA das Capital Asset Pricing Model (CAPM) zur Ermittlung der sachgerechten Höhe für die Eigenkapitalvergütung heran. Die Anwendung des CAPM wird im Festlegungsentwurf auf S. 8ff. beschrieben. Da die Anwendung des risikolosen Zinssatzes im Wesentlichen in der Strom-/GasNEV vorgegeben wird, bezieht sich der Ermessensspielraum der BNetzA im Wesentlichen auf die Ableitung des Zuschlags für die unternehmensspezifischen Wagnisse. Dieser Zuschlag besteht in der Logik des CAPM aus dem Risikofaktor und der Marktrisikoprämie. Der risikolose Zinssatz wurde im Festlegungsentwurf korrekt mit 0,74 % ermittelt. Den von Gutachtern der BNetzA ermittelten Risikofaktor von 0,81 halten wir in seiner Höhe für sachgerecht. Der ermittelte Wert für die Marktrisikoprämie in Höhe 3,7 % ist hingegen deutlich zu niedrig.

Addiert man die Marktrisikoprämie ohne Berücksichtigung des Risikofaktors, erhält man in der Logik des CAPM die angemessene Kapitalvergütung für das sogenannte Marktportfolio, also die durchschnittliche Renditeerwartung für den Aktienmarkt als Ganzes. In der Logik des Festlegungsentwurfs liegt diese bei $0,74 \% + 3,7 \% = 4,44 \%$. Dieser Wert liegt deutlich unter den Werten, die hierzu von der EZB veröffentlicht werden. Auch das zur Ableitung der Marktrisikoprämie herangezogene Welt-Aktienportfolio von *Dimson, Marsh und Staunton (DMS)* weist sowohl im langjährigen Mittel als auch für die letzten elf Jahre mit 9,0 %

bzw. 9,4 % jeweils deutlich höhere Renditen aus.²

Die im Gutachten von *Frontier/Randl/Zechner* gewählte Systematik zur Bewertung alternativer Modelle schließt die notwendige Plausibilisierung der mit dem CAPM abgeleiteten Marktrisikoprämie systematisch und in unangemessener Weise aus.

Die Tatsache, dass eine solche Plausibilisierung im Rahmen des Festlegungsentwurfs nicht durchgeführt wird, liegt nach unserer Auffassung in der Systematik des Gutachtens von *Frontier/Zechner/Randl* begründet. Die Gutachter führen eine Bewertung verschiedener Kapitalmarktmodelle zur Ableitung der Marktrisikoprämie durch³. Die Modelle werden dabei anhand der Kriterien „Konsistenz“, „Robustheit“, „Methodenrisiko“ und „Praktikabilität“ rein qualitativ und teilweise im Detail wenig nachvollziehbar bewertet. Im Ergebnis werden alle betrachteten Methoden mit Ausnahme des CAPM pauschal verworfen. Dies führt in der Logik des Gutachtens dazu, dass nur die im Gutachten selbst verwendete Methode als sachgerecht erscheint. Die auf diesem Wege ermittelten Ergebnisse können der angewandten Systematik entsprechend weder hinterfragt noch plausibilisiert werden, da die in Frage kommenden Plausibilisierungsansätze im Vorfeld bereits ausgeschlossen wurden. Weiterhin werden aus unserer Sicht wesentliche Schwachpunkte der Anwendung des CAPM auf Basis der *DMS* nicht betrachtet.

Bei der Prüfung der Anwendbarkeit alternativer Kapitalmarktmodelle wird insbesondere nicht geprüft, ob die Ausprägungen „Robustheit“ und

„Methodenrisiko“ des CAPM durch die Hinzuziehung weiterer Modelle noch gesteigert werden könnten. Dies wäre bereits dann der Fall, wenn eines oder mehrere der betrachteten Kapitalmarktmodelle dem CAPM zwar nicht überlegen sind, aber bei der Ableitung der Marktrisikoprämie weitere Informationen beisteuern, die deren Schätzung qualitativ verbessern. Die „Praktikabilität“ wäre hier zumindest für die Anwendung der Dividendenwachstums- oder Diskontmodelle, der Total-Market-Return-Ansätze und die Berücksichtigung von Expertenbefragungen gegeben. Für eine Plausibilisierung könnte dabei auf vorliegende Veröffentlichungen, beispielsweise der EZB, zurückgegriffen werden. Eine solche Prüfung der per CAPM abgeleiteten Ergebnisse erscheint aus folgenden Gründen notwendig und angemessen:

- seit geraumer Zeit anhaltende Niedrigzinsphase,
- Gelingen der bevorstehenden Transformationsaufgaben der deutschen Energieversorgung im Allgemeinen sowie
- enorme Bedeutung einer sachgerechten Eigenkapitalvergütung für die Netzbetreiber im Speziellen.

Das gewählte Vorgehen der pauschalen Kategorisierung von Kapitalmarktmodellen als geeignet oder ungeeignet steht dabei auch im Widerspruch zum wissenschaftlichen Konsens, der sich nach unserer Wahrnehmung seit der letzten EK-Zinsfestlegung eindeutig in Richtung eines Methodenpluralismus zur Schätzung der Marktrisikoprämie entwickelt hat⁴. Grundlage ist die Erkenntnis, dass jede der aktuell vorliegenden Methoden zur Schätzung der Marktrisikoprämie für sich genommen Schwächen aufweist. Deshalb sollte zu deren Ableitung zwingend ein Methodenmix Anwen-

² Vgl. E. Dimson, P. Marsh und Mike Staunton: Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2021 S. 201 / Tabelle 76 und S. 202 Tabelle 77

³ J. Zechner, O. Randl mit frontier economics: Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge für unternehmerische Wagnisse von Strom- und Gasnetzbetreibern S. 10 - 26

⁴ Als Beispiele seien hier genannt: Duarte F. und Rosa C.: The Equity Risk Premium: Review of Models in Eco-

nomic Policy Review, Issue 2/2015 S. 39 – 57, Download unter: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2886334

Damodaran A.: Equity Risk Premiums: Determinants, Estimation and Implications - The 2020 Edition, Download unter: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3550293

dung finden. Der Blick auf die Entscheidungen internationaler Regulierer zur Ermittlung einer angemessenen Kapitalkostenvergütung zeigt, dass auch die Regulierungsbehörden im Ausland in der Regel mehr als einen Ansatz zur Ableitung heranziehen.⁵

Naheliegende, alternative Kapitalmarktmodelle müssen zur Plausibilisierung der mit dem CAPM abgeleiteten Marktrisikoprämie herangezogen werden.

Um zu einer sachgerechten Schätzung zur Plausibilisierung der Marktrisikoprämie zu gelangen, sollte eine Verprobung der abgeleiteten Marktrisikoprämie erfolgen. Dies gilt besonders, da die Betrachtung einiger alternativer Kapitalmarktmodelle der Gutachten von *Frontier/Randl/Zechner* sowie *Stehle/Betzer* keinesfalls als vollumfänglich zu bewerten ist. Ein naheliegender Ansatz zur Plausibilisierung der abgeleiteten Marktrisikoprämie ist der oben bereits eingeführte Abgleich zwischen der beobachteten Rendite des als Vergleichsmaßstab herangezogenen Aktienportfolios (DMS) mit der auf Basis der CAPM ermittelten Rendite des Marktportfolios vor Anwendung des Risikofaktors.

Die Plausibilisierung der berechneten Marktrisikoprämie mit dem Total-Market-Return-Ansatz ist bereits aufgrund der Vorgaben der Strom-/Gas-NEV durchzuführen.

Kapitalmarktmodelle, die als Ausgangspunkt die beobachtete Gesamtrendite einzelner Aktien oder Aktienportfolios bis hin zur Betrachtung gesamter Märkte heranziehen, werden als Total-Market-Return (TMR)-Ansatz bezeichnet. Im Hinblick auf den

TMR-Ansatz wird im Gutachten von *Frontier/Randl/Zechner* der Eindruck erweckt, dass dieser nur unter der Voraussetzung sachgerechte Ergebnisse liefert, dass eine inverse Korrelation zwischen Marktrisikoprämie und risikolosem Basiszins besteht. Diese Aussage ist irreführend. Richtig ist, dass Schätzungen auf Basis des TMR-Ansatzes bereits dann robustere Schätzungen für eine angemessene Kapitalvergütung liefern, wenn die CAPM-Komponenten „risikoloser Zinssatz“ und „Marktrisikoprämie“ für sich genommen stärker schwanken als die Eigenkapitalvergütung im Marktportfolio als Ganzes. Insbesondere mit Blick auf den Zeitraum der letzten zehn Jahre liegt die Vermutung nahe, dass dies der Fall war. Darüber hinaus sieht § 7 Abs. 5 Nr. 2 Strom-/GasNEV explizit die Betrachtung der durchschnittlichen Verzinsung des Eigenkapitals von Netzbetreibern auf ausländischen Märkten vor. Soweit diese aus der Entwicklung von Aktienrenditen abgeleitet werden, entspricht dies dem TMR-Ansatz. Im vom BDEW beauftragten Gutachten hat Value Trust eine solche Betrachtung durchgeführt. In die Betrachtung eingeflossen sind hierbei diejenigen Netzbetreiber, die als Peer Group zur Ermittlung des Risikofaktors im CAPM herangezogen wurden. Value Trust kommt in diesem Zusammenhang auf historische Eigenkapitalkosten von 7,7 %⁶. Auch die Verwendung der Aktienrenditen von *Dimson, Marsh und Staunton (DMS)* in Höhe von 9,0 % bzw. 9,4 % als Vergleichsmaßstab (siehe oben) könnten als Anwendung des TMR-Ansatzes bezeichnet werden. Da es sich hierbei um Renditen des gesamten Weltportfolios handelt, erscheint es plausibel, dass hier um ca. 20 % höhere Renditen abgeleitet werden als bei Netzbetreibern, die entsprechend ihres Risikofaktors von 0,8 ein geringeres Risiko aufweisen. Wie in beiden BNetzA-Gutachten zur Zinssatzfestlegung dargestellt wird, verwendet die britische Regulierungsbehörde den TMR-Ansatz, um die Höhe der Eigenkapitalvergütung abzuleiten. Um bei Anwendung des TMR-Ansatzes eine Marktrisikoprämie zu bestimmen,

⁵ Vgl. NERA: Vergleich internationaler Eigenkapitalzinssätze, Gutachten im Auftrag des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft v. 10.06.2021, Kapitel 2.3, S. 11ff.

⁶ Vgl. ValueTrust: Gutachterliche Stellungnahme zur kapitalmarktkonformen Ermittlung CAPM-basierter Eigenkapitalkosten im Rahmen der Erlösbegrenzenregulierung der 4. Regulierungsperiode S. 107 ff.

zieht man von der ermittelten Eigenkapitalvergütung für das Marktportfolio den risikolosen Zinssatz ab. Bezogen auf die dargestellte Spanne von 7,7 % bis 9,4 % resultiert im vorliegenden Fall eine Marktrisikoprämie von 6,96 % bis 8,66 %.

Die von der EZB angewendeten Dividendenwachstumsmodelle lassen eine Absenkung der Eigenkapitalvergütung im Vergleich zur letzten Festlegung als ungerechtfertigt erscheinen.

Dividendenwachstumsmodelle werden sowohl von *Frontier/Randl/Zechner* als auch von *Stehle/Betzer* betrachtet. Da diese Modelle auch von der EZB verwendet werden, würdigen *Stehle/Betzer* diese Ansätze ausführlich in ihrem Gutachten. Gegenstand dieser Modelle ist die Abschätzung der Höhe zukünftiger Dividenden. Diese werden auf den Betrachtungszeitpunkt diskontiert und dann zum aktuellen Aktienpreis oder Indexstand ins Verhältnis gesetzt. Auf diese Weise lässt sich die von den Aktieninvestoren geforderte Vergütung auf das eingesetzte Kapital zukunftsorientiert ableiten. *Stehle/Betzer* führen aus, dass die Zentralbanken bei der Anwendung dieser Modelle eher an den Veränderungen interessiert sind als an der absoluten Höhe der Marktrisikoprämie⁷. Insbesondere eine zu optimistische Prognose zukünftiger Dividenden erfordere einen Abschlag auf die Marktrisikoprämie von 2 %.⁸

Es bleibt jedoch völlig offen, warum die Gutachter in diesem Zusammenhang nicht wenigstens vorschlagen, die Erkenntnisse über eine Veränderung der Marktrisikoprämie aus den Schätzungen der EZB mit einfließen zu lassen. Betrachtet man die Entwicklung der auf dieser Basis abgeleiteten Marktrisikoprämie, fällt auf, dass diese seit dem Jahr 2012 auf dem gleichen Niveau verharrt. Die

Untergrenze liegt hier bei ca. 8,0 %.⁹ Selbst bei Anwendung des von *Stehle/Betzer* vorgeschlagenen Abschlags resultiert hier noch eine Höhe von 6,0 %. Kombiniert mit dem Basiszins 0,74 % würde für das gesamte Marktportfolio eine Eigenkapitalvergütung von 8,74 % bzw. 6,74 % als angemessen erscheinen. Auf keinen Fall erscheint vor dem Hintergrund der von der EZB festgestellten Entwicklung eine Absenkung der Eigenkapitalvergütung im Vergleich zur BNetzA-Festlegung gerechtfertigt.

Expertenschätzungen können ergänzende Hinweise zur sachgerechten Festlegung des EK-Zinssatzes liefern.

Im Gutachten von *Frontier/Randl/Zechner* werden Experten- und Investorenbefragungen als wenig geeignet angesehen. Als Grund wird angegeben, dass es sich bei den Ergebnissen dieser Umfragen um subjektive Einschätzungen der befragten Personen handle und dass die Ergebnisse dieser Umfragen häufig kurzfristige Trends fortschrieben. Bei Betrachtung der auch im Gutachten genannten jährlich aktualisierten Veröffentlichung von *Fernandez et al.* erscheint diese Einschätzung zweifelhaft.¹⁰ Die Autoren versenden ihre Umfrage per E-Mail an mehr als 15.000 Empfänger. Hieraus haben sie für das Jahr 2021 1.624 Antworten erhalten. Die Autoren befragen die Teilnehmer explizit zur erforderlichen Marktrisikoprämie, also genau zu jener Größe, die auch der Gegenstand der hier konsultierten Festlegung sein sollte. Die erforderliche Marktrisikoprämie ist per definitionem nicht objektiv am Kapitalmarkt zu ermitteln und unterliegt einer gewissen subjektiven Einschätzung. Soweit eine ausreichend große Zahl an Teilnehmern befragt wird, kann allerdings davon ausgegangen werden, dass die auf dem Wege der Umfrage ermittelten Werte nicht verzerrt sind. Je größer die Zahl der befragten Personen ist, desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit, dass eine Teilgruppe mit einer homogenen Interessenlage in

⁷ Vgl. *Stehle/Betzer*: Wissenschaftliches Gutachten zur Analyse der Zentralbanken-Ansätze zur Determinierung von Marktrisikoprämien S. 18

⁸ Vgl. *Stehle/Betzer* S. 24

⁹ Vgl. z. B. EZB: Financial Stability Review, Mai 2020, S. 46

¹⁰ Vgl. Fernandez P., Banuls S. und Acin P. F.: Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 88 countries in 2021 Download unter https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3861152

der Lage ist, die Befragungsergebnisse zu beeinflussen.

Darüber hinaus sei darauf hingewiesen, dass die anstehenden Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber und ihrer Eigentümer im Rahmen einer modernen Unternehmensführung zwar weitgehend objektiviert erfolgen, dass aber die Festlegung der angemessenen Rendite einer Investition immer zu einem gewissen Teil auf einer subjektiven Einschätzung der Entscheider beruht. Die folgende Tabelle zeigt die Befragungsergebnisse der Studie von *Fernandez et al.* aus den Jahren 2015 und 2021 sowie die Anzahl der Teilnehmer des Jahres 2021 für die sieben Länder mit der höchsten Gewichtung im DMS-Aktienportfolio des Jahres 2020. Die dargestellten Länder kommen hier in Summe auf einen gemeinsamen Anteil von mehr als 90 %. Die Spalte „MRP“ zeigt dabei den Mittelwert der Rückmeldungen zur Marktrisikoprämie, die Spalte „RF“ den Mittelwert für die Rückmeldungen zur risikofreien Anlagealternative und die „KM“ die Summe aus beiden Werten. Diese Summe lässt sich wiederum als die geforderte Eigenkapitalvergütung vor Anwendung des Risikofaktors interpretieren.

Insgesamt fällt auf, dass sich die im Rahmen der Umfrage erhobenen Werte seit 2015 nur wenig verändert haben. Die geforderte Gesamtvergütung ist dabei leicht gesunken. Dies ist auf einen Rückgang der unterstellten risikofreien Verzinsung zurückzuführen. Die Marktrisikoprämie blieb hingegen weitgehend konstant. Dies spricht eher gegen eine Ausrichtung der Ergebnisse an kurzfristigen Trends.

Eine Verringerung der Eigenkapitalvergütung in dem Ausmaß, wie durch den vorliegenden Konsultationsentwurf vorgeschlagen, kann man anhand dieser Werte keinesfalls ableiten. Da für China und Japan die Anzahl der Teilnehmer im Verhältnis zur Größe der dortigen Kapitalmärkte als sehr gering erscheint, beziehen wir diese für eine Plausibilisierung der festzulegenden Marktrisikoprämie nicht mit ein. Somit liegt die Höhe der geforderten Eigenkapitalvergütung in den betrachteten Ländern aktuell zwischen 6,4 % (Wert für Deutschland) und 7,3 % (Wert für USA). Diese Spanne liegt bereits deutlich unter der von DMS aktuell ausgewiesenen Rendite des Welt-Aktienportfolios von 9,0 % bis 9,4 %. Somit dürften die in der Umfrage geforderten Renditen keinesfalls zu hoch bemessen sein.

Tabelle 1: Geforderte Eigenkapitalverzinsung 2015 und 2021 gemäß der Expertenbefragung von Fernandez et al.:

Land	Anzahl Teilnehmer	2021			2015		
		KM 2021	RF 2021	MRP 2021	KM 2015	RF 2015	MRP 2015
USA	1.756	7,3	1,8	5,5	7,9	2,4	5,5
Japan	29	5,7	0,5	5,2	6,6	0,7	5,8
China	30	9,0	2,8	6,2	10,4	3,9	6,5
Großbritannien	68	6,8	1,3	5,6	7,2	2,1	5,2
Deutschland	287	6,4	0,6	5,8	7,2	1,5	5,6
Frankreich	104	6,6	0,8	5,8	7,2	1,5	5,6
Italien	65	7,0	1,0	6,0	7,0	1,5	5,4

Zwischenfazit: Die vorgeschlagenen Prüfungen zur Plausibilisierung der Höhe der Marktrisikoprämie zeigen auf, dass der Vorschlag im Konsultationsentwurf um mindestens zwei Prozentpunkte zu niedrig ist.

In der folgenden Tabelle werden die Ergebnisse der bisherigen Plausibilisierung zur Marktrisikoprämie zusammengefasst. Vergleichsmaßstab sind die jeweils in den vorherigen Abschnitten abgeleitete Renditen des Marktportfolios sowie die Marktrisikoprämie im Sinne des CAPM.

Zusammenfassend bleibt aufgrund der hier dargestellten Plausibilisierungsansätze festzuhalten, dass die konsultierte Marktrisikoprämie um mindestens zwei Prozentpunkte zu niedrig angesetzt wurde. Aufgrund der EZB-Veröffentlichungen auf Basis des Dividendenwachstumsmodells sowie aus der zitierten Expertenbefragung lässt sich darüber hinaus auch ableiten, dass eine Absenkung des EK-Zinssatzes im dargestellten Umfang nicht durch einen Rückgang der erwarteten Eigenkapitalvergütung begründet werden kann. Im Falle des EZB-Dividendenwachstumsmodells lassen sich diese Schlussfolgerungen direkt aus dem von der BNetzA beauftragten Gutachten von *Stehle/Betzer* ableiten.

Tabelle 2: Ergebnis der Plausibilisierung zur Höhe der Marktrisikoprämie zum konsultierten Eigenkapital-Zinssatz

Methode	Rendite des Marktportfolios	Marktrisikoprämie
Konsultationsentwurf	4,44 %	3,70 %
TMR-Ansatz	7,70 % bis 9,40 %	6,96 % bis 8,66 %
Dividendenwachstumsmodell der EZB	6,74 % bis 8,74 %	6,00 % bis 8,00 %
Expertenbefragung (Fernandez P. et al.)	6,40 % bis 7,30 %	5,50 % bis 6,00 %

Der im Gutachten von *Frontier/Randl/Zechner* durchgeführte internationale Vergleich liefert keine Begründung für die konsultierte EK-Vergütung

Frontier/Randl/Zechner nehmen in Kapitel 4.3 ihres Gutachtens, wie von § 7 Abs. 5 Strom-/GasNEV gefordert, einen internationalen Vergleich des aktuell konsultierten Festlegungsentwurfs mit Festlegungen aus Europa und Australien vor. Entsprechend der im Gutachten gewählten Darstellung liegt in den Niederlanden und in Portugal die von den Regulierungsbehörden festgelegte Eigenkapitalvergütung niedriger als im aktuell konsultierten Festlegungsentwurf. Eine Einordnung, ob sich die BNetzA in ihrer Festlegung eher an Portugal und den Niederlanden orientieren sollte oder bspw. an den Ländern Frankreich und Großbritannien, unterbleibt. Aus unserer Sicht läge jedoch eher eine Orientierung an Frankreich und Großbritannien nahe, da diese Länder aufgrund ihrer Größe und

Einwohnerzahl ein sachgerechterer Vergleichsmaßstab sind.

Darüber hinaus wurde der Vergleich aus unserer Sicht verzerrt dargestellt. Portugal und die Niederlande gewähren in ihren jeweiligen Regulierungsregimen eine höhere EK-Quote als die für Deutschland in § 7 Abs. 1 Strom-/GasNEV definierte Obergrenze von 40 %. Dies führt in der Logik des CAPM dazu, dass der angemessene Risikofaktor und damit auch der festgelegte Zinssatz in diesen Ländern geringer sein kann als in Deutschland und dennoch höhere Erträge abwirft. Korrigiert man diesen Effekt, so ist der auf Basis des Konsultationsentwurfs für Deutschland ermittelte Zinssatz zur Berechnung der Eigenkapitalvergütung der niedrigste von allen angeführten Vergleichsländern.

Die Gutachter stellen darüber hinaus Elemente der Regulierungssysteme in den betrachteten Ländern gegenüber. Offensichtlich kommen sie aber nicht zu dem Schluss, dass das deutsche System

die Netzbetreiber im Vergleich zu anderen Ländern systematisch besserstellt.

Ein weiterer Indikator, der eine niedrigere festgelegte EK-Vergütung rechtfertigen könnte, wäre eine günstige Einstufung des deutschen Regulierungsregimes durch internationale Ratingagenturen. NERA hat einen solchen Vergleich in einem Gutachten dargestellt.¹¹ Hieraus geht hervor, dass das deutsche Regulierungsregime durch die Rating-Agentur Moody's eher als unterdurchschnittlich (z.B. auch gegenüber Frankreich und Großbritannien) eingestuft wird. Insgesamt zeigt der Vergleich der Festlegungen, dass die Höhe der konsultierten EK-Vergütung im internationalen Vergleich einmalig niedrig ist. Eine Festlegung in dieser Höhe würde somit die Vorgabe aus § 7 Abs. 5 Nr. 2 Strom-/GasNEV zur Berücksichtigung der durchschnittlichen Verzinsung des Eigenkapitals von ausländischen Netzbetreibern missachten. Es ist absolut nicht nachvollziehbar, wie mit einer einmalig niedrigen Eigenkapitalverzinsung auf internationalen Märkten Kapital für die anstehenden Investitionen in die deutschen Energienetze gewonnen werden soll.

Die direkte Ableitung der Marktrisikoprämie anhand der von Dimson, Marsh und Staunton ermittelten Überrenditen ist nicht sachgerecht.

Die Gutachter der BNetzA verwenden zur Herleitung der Marktrisikoprämie zum wiederholten Male den DMS-Datensatz. Umso mehr überrascht es, dass die damit einhergehenden Schwächen im Gutachten von Frontier/Randl/Zechner nicht bereinigt, ja noch nicht einmal diskutiert werden.

Die Daten von DMS gehören zu den längsten verfügbaren Zeitreihen zu Aktien- und Bondrenditen. Der Betrachtungszeitraum für die 23 relevantesten Kapitalmärkte startet hier im Jahr 1900. Die Konstruktion dieser Reihen ist zwangsläufig mit

¹¹ Vgl. NERA: Vergleich internationaler Eigenkapitalzinssätze, Gutachten im Auftrag des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft v. 10.06.2021, S. 5

Kompromissen verbunden, die nach unserer Meinung gewürdigt werden müssen.

Die Gutachter schätzen die Marktrisikoprämie auf Basis der historischen Überrenditen des von DMS entwickelten internationalen Aktienportfolios im Vergleich zu einem internationalen Bondportfolio. Dabei wurden vor der letzten Zinssatzfestlegung im Jahr 2016 die beiden Länder Russland und China mit aufgenommen, was insgesamt zu einer Verringerung der ermittelten Überrendite und somit zu einer Absenkung der Marktrisikoprämie führte. Begründet wurde dies damit, dass ohne die Hinzunahme der beiden Länder ein „Survivorship Bias“ zu hohe Aktienrenditen im Vergleich zu den Bondrenditen zur Folge hätte. Im Falle der Periode der Hyperinflation der Jahre 1922 und 1923 in Deutschland erfolgt diesbezüglich eine Ungleichbehandlung von Bonds und Aktien. In diesem Zeitraum kam es bei den Bonds beinahe zu einem Totalverlust. Dieser wird jedoch in der Bond-Zeitreihe nicht berücksichtigt, während die Aktienrenditen fortgeschrieben werden.¹² Somit wird bei Gesamtbetrachtung der deutschen Zeitreihe die Bondrendite zu hoch und die Überrendite zu niedrig ausgewiesen.

Ebenfalls kritisch zu bewerten ist aus unserer Sicht die unterschiedliche Gewichtung der einzelnen Länder im Aktien- und im Bondportfolio von DMS. Während im Aktienportfolio bzgl. der einzelnen Länder durchaus korrekt mit der free-float-adjustierten Marktkapitalisierung jeweils der Wert der auf den einzelnen Märkten frei handelbaren Aktien als Gewicht herangezogen wird, wird im Welt-Bondportfolio das Bruttoinlandsprodukt der einzelnen Länder verwendet.¹³ Dies führt z. B. dazu, dass China im Aktienportfolio derzeit mit einem Gewicht von 11 % einfließt, während die derzeit mit knapp unter 3 % rentierenden chinesischen Staatsanleihen zu 22 % in das Bondportfolio einfließen. Die vom Beratungshaus OXERA kritisierte mangelnde Überleitbarkeit von den Überrenditen einzelner Märkte auf das Gesamtportfolio dürfte

¹² Vgl. E. Dimson, P. Marsh und Mike Staunton: Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2021 S. 132

¹³ Vgl. E. Dimson, P. Marsh und Mike Staunton: Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2021 S. 10f.

zu einem wesentlichen Anteil auf diesem Sachverhalt beruhen.¹⁴ Insgesamt scheint diese unterschiedliche Gewichtung die unplausible Situation zu bewirken, dass die Überrendite des Weltportfolios geringer ausfällt als die Rendite aller einzelner größerer Kapitalmärkte der Welt. Es überrascht, dass *Frontier/Randl/Zechner* diese ungleiche Gewichtung im Anhang A ihres Gutachtens, in dem sie sich mit dem *OXERA*-Gutachten auseinandersetzen, nicht thematisieren.

Betrachtet man die Zusammensetzung und die Höhe der Verzinsung im Welt-Bondportfolio von *DMS*, so muss bezweifelt werden, dass die Ableitung einer Marktrisikoprämie auf Basis historischer Überrenditen im Vergleich hierzu ohne signifikante Korrekturen sachgerecht gelingen kann. Während gemäß den Vorgaben aus § 7 Abs. 4 Strom-/GasNEV von der BNetzA ein risikoloser Zinssatz von 0,74 % auf Basis des Durchschnitts der letzten 10 Jahre ermittelt wurde, lag die nominale Rendite des Welt-Bondportfolios von *DMS* im Zeitraum von 2010 bis 2021 bei durchschnittlich 6,0 % pro Jahr¹⁵.

Dieser Renditeunterschied lässt sich unseres Erachtens durch zwei Aspekte erklären, die ebenfalls im Gutachten von *Frontier/Randl/Zechner* nicht näher analysiert wurden.

Zum einen fließen zumindest für die letzten Jahre in den Bondindex Länderrisiken ein, die höher sind als das mit Top-Bonität AAA (nach Logik von Standard & Poor's) bewertete Deutschland. Das mit 33 % am stärksten gewichtete Land USA ist bereits eine Stufe schlechter mit AA+ bewertet, das am zweitstärksten gewichtete Land China hat derzeit ein um eine weitere Stufe schlechteres Rating von A+, die ebenfalls im Index enthaltenen Länder Mexiko, Russland, Indien und Thailand fallen einer Bewertung von BBB gerade noch in die Kategorie „Investment Grade“, während die ebenfalls enthaltenen Länder Brasilien und Südafrika sogar noch schlechter bewertet werden. Alles in allem kann dieses Portfolio aufgrund der enthaltenen Länderrisiken kaum noch als „risikofreies Portfolio“ bezeichnet werden.

¹⁴ Vgl. *OXERA*: Bestimmung der Marktrisikoprämie auf Basis internationaler Daten, Gutachten im Auftrag der Netze BW, Download unter <https://www.netze-bw.de/News/gutachten-bestimmung-der-marktrisikopraemie>

Der zweite Aspekt betrifft die durch *Frontier/Randl/Zechner* unzulässigerweise vorgenommene Berücksichtigung von Kursgewinnen. Bei der Betrachtung der deutschen Umlaufrenditen sind per definitionem keine Kursgewinne enthalten. Auch widerspricht zumindest bei regulären Kuponanleihen die Realisierung von Kursgewinnen in Verbindung mit einer auf einzelne Jahre bezogenen Betrachtung grundsätzlich dem Konzept einer risikofreien Verzinsung. Der Anteil der Kursgewinne lag in der Periode von 2010 bis 2021 bei 5,5 % pro Jahr und somit deutlich höher als die sich für diesen Zeitraum ergebende Überrendite von 3,4 % pro Jahr. Korrigiert man die nominale Bondrendite um die Kursgewinne für das Welt-Bondportfolio, verbleibt eine Umlaufrendite von 0,5 %. Diese liegt somit in etwa auf dem Niveau des von der BNetzA ermittelten risikofreien Basiszinssatzes. Im Vergleich der realen Welt-Bondrendite des *DMS*-Datensatzes mit den inflationsbereinigten zehnjährigen Durchschnittsrenditen der Inhaberschuldverschreibungen inländischer Emittenten gemäß § 7 Abs. 4 Strom-/GasNEV für die jeweiligen Zehnjahres-Zeitspannen ab dem Jahr 1980 fällt auf, dass die Welt-Bondrendite mutmaßlich aufgrund der seitdem durchgängig auftretenden Kursgewinne durchgängig höher ist als die zehnjährigen Durchschnitte der Umlaufrenditen. Entsprechend wäre dieser Sachverhalt mindestens für die letzten 40 Jahre zu korrigieren.

Die im Gutachten von *Frontier/Randl/Zechner* erwähnte mögliche Korrektur der Marktrisikoprämie erscheint vor diesem Hintergrund als notwendig, in der vorgeschlagenen Höhe von lediglich 0,25 Prozentpunkten allerdings als unangemessen niedrig.

¹⁵ Vgl. E. Dimson, P. Marsh und Mike Staunton: *Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2021* S. 202

Fazit:

Die im Konsultationsentwurf dargestellte Reduzierung der Eigenkapitalvergütung für die Netzbetreiber um mehr als ein Drittel ist nicht gerechtfertigt. Die in dieser Stellungnahme ausgeführten Ansätze zur Plausibilisierung zeigen, dass die Marktrisikoprämie im Festlegungsentwurf um ca. 2 Prozentpunkte zu niedrig ist. Es liegen auch keinerlei Gründe für eine so deutliche Reduzierung der Eigenkapitalvergütung im Vergleich zur letzten Festlegung vor.

Das Verfahren zur Ableitung der Marktrisikoprämie auf Basis der auf DMS-Reihen berechneten Überrenditen weist zudem erhebliche Schwächen auf. Diese führen dazu, dass die von Frontier/Randl/Zechner gewählte Methode eine zu niedrige Marktrisikoprämie ergibt. Auf Basis dieser Erkenntnisse erscheint der zur Konsultation gestellte EK-Zinssatz deutlich zu niedrig.

Ein so niedriger EK-Zinssatz droht die Bonität der Netzbetreiber zu verringern und damit die Fremdkapitalaufnahme zu verteuern. Die Energiewende darf nicht durch eine übertriebene Verringerung der Investitionsanreize ins Stocken gebracht werden. Investitionen in die Netze sind elementar zum Erreichen unserer klima- und energiepolitischen Zielsetzungen.

Bei der Festlegung des EK-Zinssatzes sollten die in dieser Stellungnahme aufgezeigten Erkenntnisse daher unbedingt Eingang finden.

