

BNetzA

20. AUG. 2021

GI BK4-21-056 BK4

STADTWERKE  
WARENDÖRF

Sehr geehrte Damen und Herren,

gerne nehmen wir die am 14. Juli 2021 zur Konsultation gestellten Festlegungsentwürfe zu den Eigenkapitalzinssätzen für Strom- und Gasnetze für die vierte Regulierungsperiode der Anreizregulierung zum Anlass für unsere nachfolgende Stellungnahme. Wir bitten die Beschlusskammer, die in der Stellungnahme vorgebrachten Aspekte bei der endgültigen Festlegung zu berücksichtigen.

### 1. Vorbemerkung

Die Beschlusskammer beabsichtigt in ihren Festlegungsentwürfen „Mindestzinssätze“ für Neuanlagen in Höhe von 4,59 % und in Höhe von 3,03 % für Altanlagen nach Körperschaftsteuer für die vierte Regulierungsperiode Strom/Gas festzulegen.

Der vorliegenden Festlegungsentwürfe bieten im Ergebnis Anlass zur Kritik, weil eine weitere Reduzierung der Eigenkapitalzinssätze nicht nur die Investitionsfähigkeit der Netzwirtschaft, sondern auch das Gelingen der Energiewende in Frage stellt. Eine entsprechende Festlegung halten wir, insbesondere im Lichte des § 21 Abs. 2 EnWG, nicht für rechtskonform. Die Bestimmung des Basiszinssatzes und des Wagniszuschlages sind kritisch zu beurteilen. Die Beschlusskammer sollte – ungeachtet der BGH-Beschlüsse vom 9. Juli 2019, Az. EnVR 52/18 und vom 3. März 2020, u.a. Az. EnVR 26/18, EnVR 27/18 – ihre Verwaltungspraxis anpassen, gerade auch, weil sich das gesamte Verwaltungsverfahren der Vorperiode erheblicher verfahrens-, materiell-rechtlicher sowie ökonomischer Kritik ausgesetzt sah, auch seitens des OLG Düsseldorf. An der Verwaltungspraxis der dritten Regulierungsperiode darf nicht festgehalten werden, zumal auch nach der BGH-Rechtsprechung keineswegs alle Rechts- und Tatsachenfragen zur Festlegung der dritten Regulierungsperiode abschließend beantwortet sind.

Der BGH hat mit seinen Beschlüssen vom 9. Juli 2019 und 3. März 2020 zwar die Festlegungen zu den Eigenkapitalzinssätzen der dritten Regulierungsperiode für rechtmäßig befunden, insbesondere, weil er den Beurteilungsspielraum der Beschlusskammer in einer verfassungsrechtlich bedenklichen Weise erheblich ausgeweitet hat. Reichweite und Umfang der Letztentscheidungsbefugnis aus § 7 Abs. 4 Satz 1, Abs. 5 i.V.m. Abs. 6 NEV sind aber noch nicht abschließend geklärt. Die Beschwerdeführer der vorbezeichneten Rechtsbeschwerdeverfahren haben gegen den jeweiligen Beschluss des BGH Verfassungsbeschwerden vor dem Bundesverfassungsgericht erhoben. Die Verfahren werden unter den Aktenzeichen 1 BvR 1588/20 u. 1 BvR 1776/20 geführt.

Solange diese Verfahren noch nicht vom Bundesverfassungsgericht beschieden worden sind, werden die Kritikpunkte zum Festlegungsverfahren aus der dritten Regulierungsperiode weiter aufrechterhalten. Die Verfassungsbeschwerde mag kein Bestandteil des Instanzenzuges sein. Allerdings ist das deutsche Rechtsschutzsystem auf den Schutz individueller subjektiver Rechte ausgerichtet. Die Verfassungsbeschwerde bildet den Schlusspunkt des individuellen Rechtsschutzes. Dies sollte auch die Beschlusskammer in ihre Überlegungen einbeziehen und daher entsprechend dem Vorsichtsprinzip handeln, auch um Rechtssicherheit für Netzbetreiber, Investoren und Netzkunden zu gewährleisten. Uns ist bewusst, dass das vorliegende Festlegungsverfahren mit schwierigen ökonomischen Entscheidungen und Bewertungen verbunden ist. Ohne Zweifel setzt die behördliche Konkretisierung der vorliegenden unbestimmten Rechtsbegriffe des hiesigen Festlegungserfahrens eine gewisse Interdisziplinarität (technische, ökonomische und naturwissenschaftliche Kenntnisse) voraus. Bei der Konkretisierung unbestimmter Rechtsbegriffe verbietet sich aber jegliche schematische Vorgehensweise. Ferner führt ein Beurteilungsspielraum nicht dazu, dass die Regulierungsbehörde von der Einhaltung der gültigen Verfahrensbestimmungen, der fehlerfreien Durchführung von Abwägungsvorgängen sowie von einer umfassenden Begründung befreit wird.

Dem Festlegungsprozess muss vielmehr eine **fundierte wissenschaftliche Praxis** zu Grunde liegen, denn die Festlegung ist kein Selbstzweck, sondern die Regulierungsentscheidung muss auch in der Netzwirtschaft Akzeptanz finden, weil andernfalls das Vertrauen in den Regulierungsrahmen erheblich beschädigt wird. Dies erfordert jedoch ein differenziertes Vorgehen, insoweit ist die Beschlusskammer zu einer pluralistischen Haltung und zur Auseinandersetzung mit verschiedenen wissenschaftlichen Ansätzen sowie zu einer kritischen Haltung hinsichtlich der gefundenen Ergebnisse und zu einer theoretischen, plausiblen, empirisch belegten und erschöpfenden Begründung verpflichtet. Es besteht eindeutig eine Rechenschaftspflicht gegenüber der Netzwirtschaft, insbesondere, weil die Beschlusskammer beabsichtigt, Zinssätze festzulegen, die im nationalen und internationalen Vergleich historisch niedrig sind. Diese Rechenschaftspflicht ist auch notwendig, sie schafft Transparenz und damit gleichzeitig Akzeptanz, die erforderlich ist, damit die Netzwirtschaft zusammen mit den Regulierungsbehörden die Herausforderungen der Energiewende meistern können. Nur durch dieses Verständnis wird die Letztentscheidungsbefugnis in verfassungskonformer Weise begrenzt und damit praktische Konkordanz zwischen den verschiedenen gegenläufigen Interessen hergestellt.

Auch möchten wir anmerken, dass die vorliegende Festlegung zu den Eigenkapitalzinssätzen einen erheblichen Einfluss auf die wirtschaftlichen Verhältnisse der Netzbetreiber im Rahmen der Netzentgeltregulierung hat. Nicht ohne Grund haben in letzten Regulierungsperiode ca. 1100 Netzbetreiber gegen die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze Beschwerde vor dem OLG Düsseldorf erhoben. Hiervon sind nach wie vor noch zahlreiche Beschwerden anhängig, deren Ausgang von der Entscheidung der Verfassungsbeschwerde abhängt. Vor dem Hintergrund der wirtschaftlichen Bedeutung der Eigenkapitalzinssätze bitten wir die Beschlusskammer, die nachfolgend aufgeführten Kritikpunkte aufzugreifen und umzusetzen, damit Netzbetreibern und Investoren in Deutschland eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals gewährt wird. Wird dieses Ziel verfehlt, werden nicht nur unzureichende Investitionsbedingungen für den Netzaus- und -umbau etabliert, sondern es steht nicht weniger als das Gelingen der Energiewende auf dem Spiel. Auch die Beschlusskammer kann kein Interesse daran haben, dass die Bundesrepublik Deutschland ihre Klimaziele für die Jahre 2030 bzw. 2045 verfehlt.

## **2. Umlaufrendite**

Die Beschlusskammer beabsichtigt, der Festlegung eine Umlaufrendite von nur noch **0,74 %** zu Grunde zu legen. Im Vergleich zu der letzten Festlegung von 2016 (2,49 %) bedeutet dies eine Kürzung der Umlaufrendite um 1,75 %-Punkte, d.h. eine Reduktion von **über 70 %** innerhalb von nur fünf Jahren. Diese drastische Kürzung der Umlaufrendite ist maßgeblich für die von der Beschlusskammer mit der Festlegung beabsichtigte Kürzung der Eigenkapitalzinssätze insgesamt. Dies ist unseres Erachtens nicht mehr vertretbar.

Die Beschlusskammer sieht sich bei der Ermittlung des risikolosen Basiszinssatzes an die Vorgaben der Netzentgeltverordnungen gebunden. Nach § 7 Abs. 4 Strom-/GasNEV (nachfolgend nur NEV) wird der risikolose Zinssatz aus dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten hergeleitet. Dabei sieht es die Beschlusskammer als angemessen an, auf eine Gesamtbetrachtung der Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten abzustellen. Durch die Durchschnittsbildung über 10 Jahre würden kurzfristige Effekte unabhängig vom Entscheidungszeitpunkt gedämpft weitergegeben. Weitere Überlegungen hierzu könnten aufgrund der insoweit eindeutigen Vorgaben der Netzentgeltverordnungen dahinstehen. Insofern bleibt die Beschlusskammer konsistent zu ihrem Vorgehen in ihren früheren Festlegungen. Dennoch stellt sich die Frage, weshalb die Beschlusskammer an dem bisherigen Vorgehen schematisch festhält, obwohl das Ergebnis offensichtlich nicht mehr mit

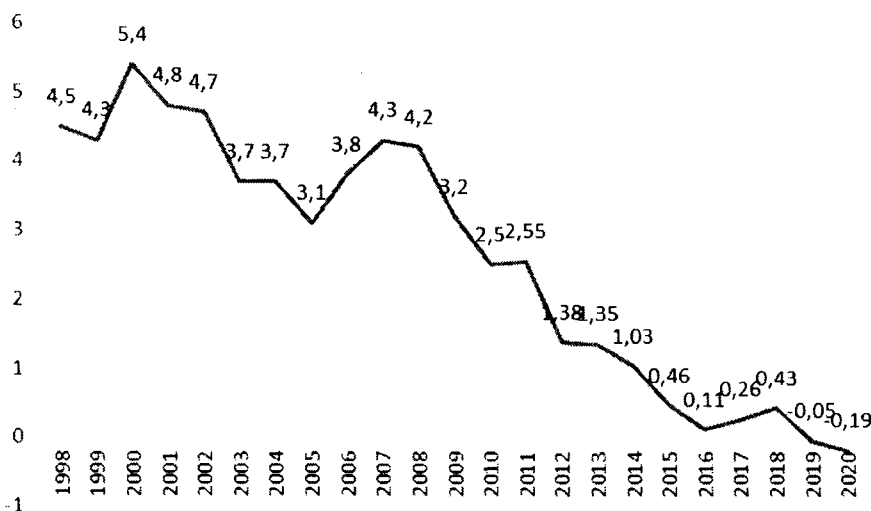
dem Sinn und Zweck von § 7 Abs. 4 NEV und der übergeordneten Vorgabe in § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG vereinbar ist. Bereits die auf Seite 6 der konsultierten Festlegung verwendete Tabelle verdeutlicht die Problematik anschaulich:

Tabelle 1: Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten

Jahr	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Umlaufrendite (in %)*	2,55	1,38	1,35	1,03	0,46	0,11	0,26	0,43	-0,05	-0,19
10 Jahres Mittel (in %)										0,74

\*Quelle: eigene gerundete Berechnungen basierend auf der Zeitreihe „Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Insgesamt / Monatswerte“ der Deutschen Bundesbank (Stand: 11.05.2021)

Allein innerhalb des von der Beschlusskammer betrachteten 10-Jahres-Zeitraums sank die Umlaufrendite von 2,55 % im Jahr 2011 auf nur noch -0,19 % im Jahr 2020. Hätten der Beschlusskammer bei dieser Darstellung nicht schon Bedenken kommen müssen, so wird das Absinken der Umlaufrendite noch deutlicher, wenn man den gesamten Zeitraum betrachtet, der von der Beschlusskammer in allen bisherigen Festlegungen berücksichtigt wurde:



„

Lag die Umlaufrendite in den Jahren 1998 bis 2009 noch in einem relativ stabilen Korridor zwischen 3,1 und 5,4 %, befindet sie sich seitdem in einem nie dagewesenen Sinkflug auf inzwischen -0,19 %.

## 2.1 Unangemessenheit der Umlaufrendite

Nach § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG müssen die Eigenkapitalzinssätze bei Strom- und Gasnetzbetreibern für eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung sorgen. Dies ist allerdings nicht möglich, wenn die durchschnittlichen Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere durch externe Einflüsse (u.a. Finanzkrise/Eurokrise sowie aktuell: Corona-Krise) und massive Eingriffe in die Finanz- und Kapitalmärkte durch die Europäische Zentralbank (etwa: Anleihekaufprogramme) unter Null gehen.

Die in § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG normierten Voraussetzungen für die Verzinsung des eingesetzten Kapitals erfordern eine Gesamtbetrachtung (BGH, Beschluss vom 27. Januar 2015, Az. EnVR 42/13, Rz. 26). In diese Gesamtbetrachtung müssen wertende Elemente einfließen, die nicht nur Gegebenheiten in der Vergangenheit, sondern auch den zukünftigen Anforderungen an den Betrieb von Netzen Rechnung zu tragen haben. Diese Bewertung, so der BGH, habe der Gesetzgeber den Regulierungsbehörden übertragen.

Dementsprechend muss sich die Beschlusskammer die Frage stellen, ob der Verordnungsgeber zur Umsetzung von § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG tatsächlich an eine Umlaufrendite anknüpfen wollte, deren Entwicklung durch nicht vorhersehbare und unkalkulierbare externe Einflüsse und Markteingriffe (insbesondere durch die EZB) geprägt ist. Hätte er – mit diesem Wissen – in dem Zeitpunkt, in dem er die Formel für die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes in § 7 NEV aufgenommen hat (2005), diese auch dann noch so formuliert. Wie bereits dargestellt, ist die durchschnittliche Rendite festverzinslicher Wertpapiere in Deutschland seit 2009 kontinuierlich gesunken. Im Jahre 2008 betrug die durchschnittliche Rendite noch 4,2 % – im Jahre 2009 sank sie bereits um 1 % auf 3,2 %. Im Jahr 2010 waren es nur noch 2,5 %. Im Jahre 2011 verbesserte sich die Lage leicht auf 2,6 % um in den Jahren 2012 und 2013 massiv auf 1,4 % abzusinken. Im Jahr 2014 war die Verzinsung gegenüber dem Jahr 2008 bereits um 75 % auf 1 % gesunken; im Jahr 2015 waren es nur noch 0,5 % und im Jahr 2016 sogar nur noch 0,1 %. In den Jahren 2017 und 2018 stieg der Zinssatz leicht auf 0,3 %, um im Jahr 2019 auf 0,2 % abzusinken. Im Ergebnis beträgt der Zinssatz des Jahres 2019 weniger als ein Zwanzigstel des Jahres 2008.

Die Ursache für dieses drastische Absinken der Durchschnittsrendite festverzinslicher Wertpapiere liegt in den geldpolitischen Eingriffen der EZB. Das Ankaufsprogramm der EZB hat die mengenmäßige Ausweitung des Geldangebotes (Quantitative Easing: QE) erreicht und damit die Zinsen für Staatsanleihen deutlich gesenkt. Als Folge der Markteingriffe der EZB wurde das Geldangebot in Deutschland und Europa stark ausgeweitet. Die Zinsen für Staats- und Unternehmensanleihen fielen in kurzer Zeit erheblich. Die Renditen für Unternehmensanleihen mittlerer Bonität sanken von Anfang 2016 von etwa 6 % auf 2,2 % im Juli 2017. Aus alledem folgt, dass die Ankaufprogramme der EZB, die bis heute fortgeführt und Ende 2019 ein Volumen von ca. 2,6 Billionen Euro aufwiesen, zum Niedrigzinsumfeld deutlich beigetragen haben.

Da die Umlaufrendite aber neben dem Risikozuschlag ein grundlegender Faktor für die Bemessung der Eigenkapitalverzinsung ist, wird die Vorgabe einer angemessenen, risikoangepassten und wettbewerbsfähigen Verzinsung des eingesetzten Kapitals durch § 7 Abs. 4 S. 1 NEV konterkariert. § 7 Abs. 4 S. 1 NEV entspricht daher nicht mehr den europarechtlichen Vorgaben und dem diese umsetzenden § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG und darf in der jetzigen Fassung nicht angewendet werden. Der Zweck von § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG, eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu gewährleisten, wird wegen des Zusammenbruchs der durchschnittlichen Umlaufrenditen bei festverzinslichen Wertpapieren inländischer Emittenten signifikant verfehlt.

Ausgangspunkt muss die Zinsentwicklung sein, die den Gesetzgeber bei der Schaffung des Regulierungsrahmens im Jahre 2005 (objektiv) veranlasst hat, an die Durchschnittsrenditen festverzinslicher Wertpapiere anzuknüpfen. Im Jahr 2005 war der Kapitalmarkt von einer Durchschnittsverzinsung für festverzinsliche Wertpapiere von 4,23 % p.a. geprägt. Diese Durchschnittsrendite, ergänzt um einen angemessenen Risikozuschlag, der ebenfalls dynamisch bestimmt wird, führte zu einer den Sinn und Zweck von § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG entsprechenden Eigenkapitalverzinsung. Der Verordnungsgeber knüpfte an eine in Ökonomie und Recht allgemein anerkannte Grundregel an, wonach davon auszugehen war, dass die durchschnittliche Verzinsung festverzinslicher Wertpapiere im langjährigen Mittel zwischen 3,5 - 4,5 % schwankte. Diesen Zinssatz konnte in den Jahrzehnten vor dem Jahre 2005 ein

risikoaverser Investor bei der Anlage in festverzinsliche Wertpapiere (Staatsanleihen/Unternehmensanleihen und Hypothekendarlehen) im Mittel erwarten. Hiervon ausgehend erwies sich, so die Annahme des Verordnungsgebers, eine Eigenkapitalverzinsung jedenfalls dann als angemessen, risikoangepasst und wettbewerbsfähig, wenn dieser durchschnittlichen Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere ein angemessener Risikozuschlag hinzugefügt wurde.

Dieses im Jahre 2005 implizit sachlogische Konzept diente der Konkretisierung der Tatbestandsmerkmale des § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG, ohne dass dies ausdrücklich hervorgehoben wurde. Zu jener Zeit konnte der Verordnungsgeber die Verwerfungen vor allem durch die Finanzkrise in Europa nicht voraussehen. Er konnte insbesondere nicht voraussehen, dass die durchschnittlichen Zinssätze für festverzinsliche Wertpapiere ab dem Jahr 2010 massiv zusammenbrechen und sich im Jahr 2020 auf -0,19 % reduzieren würden. Negative Nominalzinsen für Bundesanleihen hat Deutschland vor 2016 noch nie erlebt, überhaupt hat es eine solche Niedrigzinsphase für festverzinsliche Wertpapiere noch nie zuvor auf den Finanzmärkten gegeben.

Ein solcher Zusammenbruch war für den Verordnungsgeber im Jahr 2005 nicht vorhersehbar. Das bedeutet, dass die in § 7 Abs. 4 S. 1 NEV damals durchaus sachlogisch entwickelte Vorgabe zur Konkretisierung der angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Eigenkapitalverzinsung heute nicht mehr trägt. Die ursprünglich sachlogische Umsetzung der Parameter „angemessen“, „wettbewerbsfähig“ und „risikoangepasst“ erweist sich als Folge des Zusammenbruches der Märkte für festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten als funktionale Zweckverfehlung. Die Grundlage für die Anknüpfung an die durchschnittliche Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere ist als Folge der Entwicklungen auf dem internationalen und nationalen Kapitalmarkt weggefallen. Das bedeutet, heute, im Jahr 2021, erweist sich die Konkretisierung der Eigenkapitalverzinsung für Neu- und Altanlagen als nicht mehr angemessen, sondern stattdessen als diskriminierend und zweckverfehlend.

## 2.2 Anpassung der Marktrisikoprämie

Der Unangemessenheit der Umlaufrendite muss unabhängig von den Ausführungen unter Ziff. 2.1. schon deshalb durch eine Anpassung der Marktrisikoprämie Rechnung getragen werden, weil der **Bestimmung der Marktrisikoprämie** eine gänzlich anders ermittelte Anleiherendite zugrunde liegt, namentlich die durchschnittlichen jährlichen Renditen eines weltweiten Portfolios von Anleihepapieren über einen Betrachtungszeitraum von 120 Jahren.

Dies war bislang im Ergebnis nicht relevant, da die von der Beschlusskammer in den früheren Festlegungen ermittelten Umlaufrenditen nicht weit von den weltweiten Anleiherenditen aus der Studie „Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2021“ von Dimson, Marsh und Staunton („DMS“) über einen Betrachtungszeitraum von 120 Jahren abwichen. So lag die von der Beschlusskammer ermittelte Umlaufrendite in der letzten Festlegung noch bei 2,49 % wohingegen DMS für seine Anleiherenditen einen Zinssatz in Höhe von 2,4 % über einen Zeitraum von 115 Jahren ermittelte. Nunmehr ergeben sich jedoch zwischen der von der Beschlusskammer ermittelten Umlaufrendite und dem von DMS ermittelten und für die Bestimmung der Marktrisikoprämie verwendeten Anleiherendite erhebliche Differenzen.

Auch der von der Beschlusskammer beauftragte Gutachter (Frontier Economics (2021), Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge für unternehmerische Wagnisse von Strom- und Gasnetzbetreiber, S. 64, nachfolgend Frontier 2021) ist auf diese Inkonsistenz gestoßen und hat in seinem Gutachten daher die berechtigte Frage aufgeworfen, *„inwieweit zwischen den Charakteristika des verwendeten risikolosen Zinssatzes für die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes und jenem der DMS-Anleiherenditen, welche zur Bestimmung der MRP verwendet werden, Unterschiede bestehen.“*

### 2.1.1 Laufzeit/Kreditrisiko

Frontier stellt dazu zum einen fest, dass DMS für die Anleiheindizes langfristige Anleihen mit Laufzeiten von 10 Jahren oder mehr verwenden. Für Deutschland wird daher von DMS seit 1995 der FTSE Germany Government Bond 10+ Year Index verwendet. Für frühere Zeiträume wurden teils kürzere oder längere Laufzeiten herangezogen. Frontier hat dann die Renditen für deutsche Anleihen mit einer konstanten Duration von 10 Jahren mithilfe einer Zeitreihe für Nullkuponanleihen mit 10 Jahren Restlaufzeit ermittelt und mit der von der Beschlusskammer ermittelten Umlaufrendite verglichen und dabei eine Abweichung in Höhe von 0,10 % festgestellt. Diese Differenz erklärt sich Frontier dadurch, dass in die Berechnung der Umlaufrendite nicht nur 10-jährige Staatsanleihen eingehen, sondern generell Anleihen, deren Ursprungslaufzeit mehr als 4 Jahre und deren Restlaufzeit mehr als 3 Jahre beträgt. Emittenten können neben der öffentlichen Hand auch Banken und andere Unternehmen sein. Da Unternehmensanleihen i.d.R. einen Kreditaufschlag zu risikolosen Staatsanleihen aufweisen und die Zinskurve meist ansteigend ist, deutet der niedrigere Wert für die Umlaufrendite auf eine im Durchschnitt der untersuchten Periode niedrigere Duration als 10 Jahre hin (Frontier 2021, S. 65 f.). **Unklar bleibt allerdings, weshalb Frontier bei seinem Vergleich zum einen den Betrachtungszeitraum verkürzt, obwohl DMS Daten aus 120 Jahren bereithält, und zum anderen auch keinen Vergleich mit dem von DMS verwendeten Anleiheindex vornimmt. So bleibt der Vergleich wenig aussagekräftig.**

### 2.1.2 Convenience Yield

Zum anderen stellt Frontier fest, dass sich im Zuge der Euro-Krise gezeigt habe, dass selbst auf Euro lautende Staatsanleihen sehr guter Bonität abhängig vom emittierenden Land zum Teil deutlich unterschiedliche Renditen aufweisen können. Convenience Yields von Staatsanleihen sind für verschiedene Länder unterschiedlich stark ausgeprägt und schwanken beträchtlich über die Zeit. Die historische Marktrisikoprämie bei DMS enthält als Differenz aus Weltaktien- und Weltanleihen-Renditen bereits eine Convenience-Yield-Komponente, die dem langfristigen Durchschnitt über Länder und Zeit entspricht. Frontier hält daher eine Korrektur der geschätzten Marktrisikoprämie für sinnvoll, wenn die aktuell in den Renditen deutscher Bundesanleihen enthaltene Convenience Yield von diesem Durchschnitt abweicht. Frontier hält es für evident, dass deutsche Bundesanleihen derzeit eine stärker ausgeprägte Convenience Yield aufweisen als eine solche im langfristigen Durchschnitt des DMS-Weltanleiheindex enthalten ist. Frontier erachtet deshalb den Vergleich der Renditekurve deutscher Bundesanleihen mit der Renditekurve AAA der Eurozone für sinnvoll. Diese enthält neben deutschen Anleihen auch solche von Ländern, die zwar als risikolos anzusehen sind, aber eine moderatere Convenience Yield erhalten. Hierfür vergleicht Frontier die Rendite 10-jähriger deutscher Nullkuponanleihen mit der Rendite 10-jähriger Nullkuponanleihen von Ländern der Eurozone mit AAA-Rating und stellt bezogen auf die **Umlaufrendite der Beschlusskammer eine Abweichung in Höhe von 25 Basispunkten fest (Frontier 2021, S. 66 ff.). Diese Feststellungen sind zu begrüßen, greifen aber noch zu kurz, wie nachfolgend dargestellt wird.**

### 2.1.3 DMS-Anleiheportfolio ist strukturell nicht risikolos

Oxera stellt fest, dass die von DMS ermittelten Anleiherenditen im langjährigen Durchschnitt deutlich höher als der Durchschnitt inländischer Umlaufrenditen über 10 Jahre liegen. Die Diskrepanz der beiden Renditen führt im Ergebnis zu einem deutlich geringeren Eigenkapitalzinssatz, als bei korrekter Anwendung des CAPM zu erwarten wäre (Oxera, Bestimmung der Marktrisikoprämie auf Basis internationaler Daten, S. 28 f., nachfolgend nur Oxera). Oxera stellt dabei zum einen fest, dass das DMS-Portfolio nicht risikofrei ist. Das internationale Anleiheportfolio beinhaltet Anleihen von Ländern, für die ein Ausfallrisiko besteht, das von den Investoren auch als solches wahrgenommen wird. Ein Land wie

Südafrika wird von keinem Investor als besonders „ausfallsicher“ betrachtet. Die langfristige Zahlungsfähigkeit einiger europäischer Länder wie Spanien, Irland oder Italien (PIIG-Länder) wurde von den Finanzmarktakteuren im Zuge der Finanzkrise angezweifelt. Die Tatsache, dass die Märkte die Staatsanleihen unterschiedlicher Länder nicht als ausfallsicher betrachten, zeigt sich unter anderem in dem Rating der Kreditausfallagenturen der verschiedenen Länder sowie in der Höhe der Preise für Kreditausfallversicherungen (sog. „Credit Default Swaps“). Die Renditen dieser Anleihen sind also systematisch höher als der deutsche risikolose Zins, da die Investoren das Ausfallrisiko einpreisen.

Weiter gilt es zu berücksichtigen, dass die Renditen eines internationalen Anleiheportfolios auch dann nicht risikofrei sind, wenn sämtliche in dem Weltportfolio berücksichtigten Anleihen in ihrer jeweiligen Währung als „ausfallsicher“ gelten würden. Die in USD umgerechneten Anleiherenditen wären aus Sicht eines US-Investors nur dann risikolos, wenn er uneingeschränkt und zu jedem Zeitpunkt auf die „ungedechte Zinsparität“ vertrauen kann. Unter der „ungedeckten Zinsparität“ versteht man die Situation, bei der die Rendite einer fremden Anleihe umgerechnet in die eigene Währung der Rendite einer inländischen Anleihe entspricht. Die „ungedeckte Zinsparität“ kann in der Realität nicht bestätigt werden und ist insbesondere in den 70er und 80er Jahren stark anzuzweifeln, wie empirische Forschungsstudien belegen (Oxera, S. 29 m.w.N.). Die Tatsache, dass die Anleiherenditen der verschiedenen Länder sich selbst nach der Währungsumrechnung noch deutlich unterscheiden (insbesondere im geometrischen Mittel) belegt daher, dass der Portfolioansatz von DMS ungeeignet ist, um einen risikolosen Zinssatz abzubilden.

Der Rückgriff auf internationale Anleiherenditen ist schließlich nur dann zu rechtfertigen, wenn bspw. nationale Anleiherenditen in einem historischen Kontext durch „Sonderfaktoren“ beeinflusst waren. Beispiele im deutschen Kontext sind die beiden Weltkriege oder die Gründung der Bundesrepublik, welche von der Rechtsprechung als Sonderfaktoren angesehen wurden. Nur Anleiherenditen anderer Länder mit höchster Bonität und frei von „Sonderfaktoren“ können daher dazu verwendet werden, um einen historischen risikolosen Zinssatz für Deutschland im historischen Kontext zu approximieren (Oxera, S. 29 f.). Anleihen aus Ländern, die nicht von höchster Bonität sind und gleichermaßen von Sonderfaktoren betroffen waren, wie etwa Italien, können hingegen nicht hierzu verwendet werden.

#### **2.1.4 Realisierte Renditen langfristiger Anleihen sind nicht risikolos**

Oxera stellt ferner fest, dass die **realisierten Renditen langfristiger** Anleihen nicht risikofrei sind. Unabhängig von den verwendeten Ländern ist zu fragen, welche „Arten“ von Renditen herangezogen werden sollten. Die für die Ermittlung des Basiszinssatzes im Rahmen der Eigenkapitalzinsfestlegung der Beschlusskammer herangezogenen Umlaufrenditen unterstellen, dass der Investor **die Anleihe bis zum Fälligkeitsdatum hält**. In die Berechnung der Renditen werden die zukünftigen Couponzahlungen und der Nennwert der Anleihe ins Verhältnis zum aktuellen Kaufpreis gesetzt, um daraus eine jährliche Rendite zu ermitteln (Oxera, S. 30 f.). Die von DMS verwendeten realisierten Renditen von langfristigen Anleihen stellen die jährliche Entwicklung des Anlageerfolgs dar und unterstellen, dass ein Anleger die **Anleihe bereits nach einem Jahr** wieder veräußert, so dass in die Renditeberechnung neben den Zinserträgen vor allem die Kursentwicklung der Anleihen einfließt. Aufgrund von Kursunsicherheiten ist die realisierte Rendite einer langfristigen Anleihe daher nicht risikofrei.

Ein Problem stellt dabei die gegenläufige Entwicklung von realisierten Renditen und dem Marktzinsniveau dar. Reduziert sich das Zinsniveau auf den Kapitalmärkten, sind bereits emittierte Anleihen, die nach wie vor eine hohe Couponzahlung versprechen, relativ attraktiv. Daher steigt der Kurs dieser Anleihen auf den Sekundärmärkten. Dies bedeutet: Trotz sinkendem Zinsniveau steigen die realisierten Anleiherenditen. Dieser Effekt ist umso größer, je länger die Restlaufzeit einer Anlage zum jeweiligen Zeitpunkt ist. Dieses Problem ist in den

von DMS dargestellten langfristigen Anleiherenditen („Bonds“) besonders ausgeprägt, da diese Anleihen eine Restlaufzeit von 10 Jahren und mehr haben. Das Problem ist weniger stark ausgeprägt, wenn die Renditen kurzfristiger Anleihen („Bills“) berücksichtigt werden, da Bills nicht von Kursgewinnen geprägt sind. Im Ergebnis führt dies dazu, dass die historische Marktrisikoprämie basierend auf langfristigen Anleiherenditen nicht mit den Umlaufrenditen nach § 7 Abs. S. 1 NEV konsistent ist (Oxera, S. 31).

Frontier tritt dem damit entgegen, dass die Verwendung einer Marktrisikoprämie über kurzfristige Anleihen in Kombination mit einem langfristigen risikolosen Zinssatz inkonsistent sei und zu einer Überschätzung der Kapitalkosten führen würde. Die Laufzeitprämie in Höhe von 1,3 % p.a. zeige die Größenordnung für die mögliche Überschätzung (Frontier 2021, S. 94). Dass was Frontier als „Überschätzung“ bezeichnet, ist allerdings keine Inkonsistenz, sondern Ergebnis der Notwendigkeit der Anpassung der Marktrisikoprämie. Die Absenkung von Zinsen für risikolose Anleihen führt zwar sowohl zu höheren Aktienkursen als auch zu höheren Anleihekursen. In der reinen Systematik von DMS mag dies daher noch stimmig sein. Weil DMS allerdings durch hohes Risiko geprägte Anleiherenditen verwendet, führt dies zu einer im Ergebnis entsprechend niedrigeren Marktrisikoprämie. Die so von DMS bestimmte Marktrisikoprämie kombiniert die Beschlusskammer dann mit dem risikolosen Zinssatz nach den NEV. Dies ist der Systembruch, den Oxera festgestellt hat. Dies ist auch der Grund dafür, dass einer der Autoren von DMS empfiehlt, dass von den im Rahmen der DMS-Studie ermittelten Marktrisikoprämien **ohnehin nur die mit Bills ermittelte Marktrisikoprämie für das CAPM geeignet ist**, sodass die von Frontier für das CAPM verwendete mit Bonds ermittelte Marktrisikoprämie nicht der Empfehlung der Autoren der DMS-Studie entspricht (vgl. ValueTrust, Gutachtliche Stellungnahme zur kapitalmarktkonformen Ermittlung CAPM-basierter Eigenkapitalkosten im Rahmen der Erlösobergrenzenregulierung für die 4. Regulierungsperiode, S. 5 f. m.w.N.).

### 3. DMS-Daten

Das (alleinige) Abstellen auf die Daten von DMS begegnet bereits Bedenken, da sich die Ergebnisse von DMS weiterhin nicht replizieren lassen und daher – auch durch die Beschlusskammer – nicht überprüfbar sind. Zudem ist die durch DMS vorgenommene Gewichtung der Welt-Marktrisikoprämie nicht plausibel und führt zu dem nicht nachvollziehbaren Ergebnis, dass die Welt-Marktrisikoprämie im Ländervergleich am unteren Rand der Bandbreite liegt.

Die Gutachter der Beschlusskammer, Frontier Economics, gestehen insoweit ein, dass die Zeitreihen für die DMS-Gewichtungsfaktoren nicht zugänglich sind. Dies sei allerdings kein gewichtiger Einwand gegen die Verwendung der DMS-Daten, da es keinen besseren alternativen Datenanbieter gebe. Zudem sei es bei aggregierten statistischen Daten üblich, dass nicht alle Komponenten einzeln verfügbar seien. Letztlich erscheine eine Replikation der Quellenangaben zwar theoretisch möglich, sei aber mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden. Soweit die Gewichtung nicht plausibel sei und zu abweichenden Ergebnissen insbesondere im Vergleich zu den Daten der Weltbank führe, vermutet Frontier dahinter die „Free-Float“-Adjustierung. Soweit die Welt-Marktrisikoprämie nicht in der Mitte der Bandbreite liege, sei auch dies nicht unplausibel. Vielmehr wäre es unplausibel, wenn die Welt-Marktrisikoprämie tatsächlich in der Mitte der Bandbreite läge, da in dem Welt-Aktienportfolio mit China und Russland zwei Länder mit einem zwischenzeitlichen Totalausfall enthalten seien, die einen negativen Einfluss auf die Welt-Marktrisikoprämie hatten (Frontier 2021, S. 90 ff.).

Die Einwände von Frontier können die Bedenken an der Geeignetheit der DMS Daten als Datengrundlage für das CAPM nicht ausräumen. Der „blinde“ Rückgriff auf die Daten von DMS ohne eine weitergehende Plausibilisierung stößt bereits deshalb weiterhin auf Bedenken, weil



sich das Ergebnis von DMS auf Basis der erwerblichen bzw. veröffentlichten DMS-Daten nicht replizieren lässt, da die Gewichtungen der Länder von den insgesamt zugrunde liegenden 120 Jahren des Betrachtungszeitraums lediglich für das Start- und Endjahr bekannt sind.

Zur Ermittlung der Welt-Marktrisikoprämie bestimmen DMS die Renditen eines Welt-Aktien- und Anleiheportfolios als einen **gewichteten Mittelwert** aus länderspezifischen Renditen. Es ist nur logisch, dass die Höhe des gewichteten Mittelwertes und damit die Höhe der ermittelten Welt-Marktrisikoprämie von den zugrundeliegenden **Gewichtungen** maßgeblich abhängen. Nach den Angaben von DMS wird die historische Zeitreihe zur Marktkapitalisierung auf Basis von „Archivmaterial“ und „zahlreichen Länderquellen“ erstellt, konkrete Angaben hierzu werden aber nicht gemacht (so auch Oxera, S. 23 f.). Lediglich für die Jahre 1900 bzw. 2019 werden von DMS Daten zur relativen Marktkapitalisierung der betrachteten Länder veröffentlicht. Die fehlende Überprüfbarkeit der Gewichtung ist insbesondere vor dem Hintergrund bedenklich, dass bereits eine Untersuchung der überprüfbaren Zeitpunkte Abweichungen zu anderen Forschungsergebnissen aufweisen und nach der hier vertretenen Auffassung auch insgesamt zu nicht nachvollziehbaren Ergebnissen führen. Das Erfordernis der Replizierbarkeit der DMS-Daten nimmt für die beabsichtigte Festlegung nochmals zu. Wie sich auch aus dem Frontier-Gutachten ergibt, haben DMS den Datensatz um weitere 9 Länder mit durchschnittlich 50-jähriger Historie ergänzt. Dieser erweiterte Datensatz deckt laut DMS Ende 2020 knapp 99 % der weltweiten Aktienmarktkapitalisierung ab. Das fehlende Prozent seien weitgehend Emerging und Frontier Märkte und werden über 58 zusätzliche Märkte plausibilisiert. Während in der dritten Regulierungsperiode noch die Daten von 23 Ländern in den Datensatz eingeflossen sind, werden in der vierten Regulierungsperiode also insgesamt 90 Märkte berücksichtigt, wobei jedenfalls für die 58 weiteren Länder überhaupt keine Zeitreihen verfügbar sind. Eine Replizierbarkeit der Gewichtung wird hierdurch nochmals erschwert.

Die Bestimmung der Eigenkapitalzinssätze durch die Beschlusskammer basiert somit auf einer Datengrundlage, die empirisch selbst durch die Beschlusskammer nicht überprüft werden kann. Daher greifen die Überlegungen von Frontier, die die Beschlusskammer übernimmt, zu kurz. Vielmehr führt die Tatsache, dass die Beschlusskammer die Datengrundlage ihrer eigenen Festlegung nicht nachvollziehen kann und dennoch keine weitere Plausibilisierung ihres Ergebnisses vornimmt, zur Rechtswidrigkeit der Festlegung. Die Beschlusskammer legt die Eigenkapitalzinssätze der Strom- und Gasnetzbetreiber hoheitlich fest. Sie hat dabei sämtliche, der Festlegung zugrunde liegenden Sachverhalte vollständig zu ermitteln. Kann sie dies nicht und unterlässt sie dennoch eine weitere Plausibilisierung des Ergebnisses, führt dies zu einem Ermittlungsdefizit und damit zu einem Verstoß gegen ihre Amtsermittlungspflicht aus § 68 Abs. 1 EnWG, § 27 Abs. 1 Satz 1 ARegV, § 24 Abs. 1 Satz 1 VwVfG. Zudem hat die Beschlusskammer gemäß § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG sicherzustellen, dass die festgelegten Zinssätze angemessen sind. Kann die Beschlusskammer die Gewichtungen der Länder, die der Welt-Marktrisikoprämie zugrunde liegen, nicht überprüfen und unterlässt sie eine weitere Plausibilisierung ihres Ergebnisses, so kann sie die Angemessenheit ihrer Festlegung nicht sicherstellen und daher das ihr zustehende Ermessen nicht fehlerfrei ausüben. Zudem muss die Beschlusskammer vor dem Hintergrund eines effektiven Rechtsschutzes sicherstellen, dass die von ihr festgelegten Zinssätze durch die Netzbetreiber als Adressaten der Festlegung nachvollzogen werden können. Andernfalls sind die Zinssätze gerichtlich nicht vollständig überprüfbar. Die Beschlusskammer ist normativ nicht dazu verpflichtet, die Welt-Marktrisikoprämie nach DMS zur Ermittlung des Wagniszuschlages heranzuziehen. Sie kann vielmehr im Rahmen ihres Regulierungsermessens aus verschiedenen Methoden wählen. Wählt die Beschlusskammer trotz der vorstehenden Zweifel DMS als Grundlage ihrer Festlegung, so ist die Beschlusskammer zu weiteren Plausibilisierungen verpflichtet. Nur so kann sie die Angemessenheit der festgesetzten Zinssätze sicherstellen.

### **3.1 Unplausible Gewichtung**

Die Tatsache, dass DMS keine durchgängigen Gewichtungen veröffentlichen, wiegt umso schwerer, wenn sich bereits aus den wenigen zur Verfügung stehenden Gewichtungen für die Jahre 1900 und 2019 nicht erklärbare Unterschiede zu anderen Datenquellen ergeben.

Dass die Rendite des Welt-Aktienportfolios augenscheinlich zu gering ausfällt, verdeutlicht sich, wenn diese Rendite (9,6% arithmetischer Mittelwert und 8,2 % geometrischer Mittelwert) mit den Renditen des US-Marktes verglichen werden (11,5 % arithmetischer Mittelwert und 9,6% geometrischer Mittelwert). Die Renditen des Welt-Aktienportfolios liegen im arithmetischen Mittelwert 1,9 %-Punkte und 1,4 %-Punkte im geometrischen Mittelwert unter dem des US-Marktes. Da die USA jedoch den Leitmarkt darstellen und mit Abstand den höchsten Anteil am Welt-Aktienportfolio haben, wäre es plausibler, wenn sich die Rendite des Welt-Aktienportfolio stärker an die Renditen des US-Marktes annähern, sich aber wenigstens in der Mitte der weltweiten Bandbreite wiederfinden. Berücksichtigt man, dass für die Berechnung der europäischen bzw. weltweiten Marktrisikoprämie von DMS das Bruttoinlandsprodukt bzw. die Marktkapitalisierung der betrachteten Volkswirtschaften als Gewichtungsfaktor herangezogen werden, würde man erwarten, dass die Welt-Marktrisikoprämie sich in der Nähe der Marktrisikoprämien der großen, gewichtigen Länder wie USA, Großbritannien, Deutschland und Japan befindet. Dies ist aber nicht der Fall.

Bei Betrachtung der Gewichtungen der Aktienrenditen für die veröffentlichten Zeitpunkte (1900 und 2019) fallen zudem markante **Unterschiede zu anderen Datenquellen** auf. Zutreffend weisen die Gutachter von Oxera darauf hin, dass insbesondere der von DMS zugrunde gelegte relative Marktanteil der USA von anderen Veröffentlichungen stark abweicht (Oxera, S. 24). So gehen DMS für 1900 von einem relativen Marktanteil der USA in Höhe von 15% aus, während aktuelle Forschungsstudien für den gleichen Zeitpunkt von einem Marktanteil der USA in Höhe von 30% ausgehen (Kuvshinov D & Zimmermann K (2020), The Big Bang: Stock Market Capitalization in the Long Run, CEPR Discussion Paper No. DP14468). Für das Jahr 2019 liegt der von DMS ermittelte Marktanteil der USA bei 55%. Die Weltbank beziffert den Marktanteil der USA für das Jahr 2018 demgegenüber auf 44%.

### **3.2 Unplausible Welt-Marktrisikoprämie**

Nicht nachvollziehbar bleibt auch nach den Einlassungen von Frontier, dass die **Welt-Marktrisikoprämie in der Bandbreite der Länder-Marktrisikoprämien am unteren Rand liegt**. Wenn die Welt-Marktrisikoprämie anhand von **gewichteten Mittelwerten** der jeweiligen **Länder-Marktrisikoprämien** ermittelt wird, drängt sich auf, dass die so ermittelte Welt-Marktrisikoprämie in der **Mitte der Bandbreite** liegen muss. Lediglich die Marktrisikoprämien der Länder Irland, Belgien, Schweiz und Spanien liegen noch unter der Welt-Marktrisikoprämie. Der Grund hierfür dürfte auf die durch DMS ermittelten durchschnittlichen Aktienrenditen zurückzuführen sein. Auch in dem ermittelten Aktienportfolio nimmt das Welt-Aktienportfolio – unverständlicherweise – den unteren Rand der Bandbreite ein. Zwar gehen DMS bei der Berechnung des zugrunde liegenden Welt-Aktienportfolios von einem US-Investor aus, weshalb die in der jeweiligen Landeswährung erzielten Renditen in US-Dollar umgerechnet werden müssen. Allein diese Umrechnung erklärt jedoch nicht, weshalb das Welt-Aktienportfolio und dem folgend auch die Welt-Marktrisikoprämie am unteren Rand der Bandbreite liegen soll. Daher liegt die Vermutung nahe, dass die Gewichtung die Ursache dafür bildet (ähnlich Oxera, S. 21 ff. die ebenfalls keinen anderen Grund dafür erkennen, dass die Welt-Marktrisikoprämie am unteren Rand der Bandbreite liegt). Soweit Frontier argumentiert, dass die Welt-Marktrisikoprämie am unteren Rand der Bandbreite liegt, weil darin China und Russland enthalten sind, die zwischenzeitlich einen Totalausfall erlitten hatten und daher die Welt-Marktrisikoprämie negativ beeinflussen (Frontier 2021, S. 90 ff.), liefert

Frontier selbst den Beweis dafür, dass diese Länder zu unplausiblen Ergebnissen führen und daher aus dem Datensatz zu entfernen sind (siehe sogleich).

### **3.3 Russland und China**

Der DMS- Datensatz berücksichtigt seit dem Jahr 2016 unter anderem die **Kapitalmarktdaten Russlands und Chinas**. Die Kapitalmarktdaten Russlands und Chinas stießen bereits in der Vergangenheit auf Bedenken, da es aufgrund politischer Entwicklungen in diesen Ländern zu einem Totalverlust in diesen Märkten kam und in der Folge über Jahrzehnte hinweg kein Kapitalmarkt existierte. Zwar sind „Auf“ und „Abs“ integraler Bestandteil eines funktionierenden Kapitalmarkts. Die politischen Entwicklungen, die zu dem Totalverlust in China und Russland führten, waren indes nicht durch den Kapitalmarkt selbst provoziert und erlaubten den Investoren daher **keine marktübliche Reaktion**. Die Berücksichtigung Chinas und Russlands in dem DMS-Datensatz wurde in der dritten Regulierungsperiode folgerichtig durch das OLG Düsseldorf beanstandet:

*„Nach den Ausführungen in dem schriftlichen Gutachten und den einleuchtenden mündlichen Erläuterungen durch den Sachverständigen Prof. Dr. J. sprechen überwiegende Gründe gegen eine Einbeziehung von China, Russland und Österreich in den Datensatz. Prof. Dr. J. hat sich in seiner mündlichen Stellungnahme ausdrücklich dahingehend festgelegt, dass die Einbeziehung dieser Länder angesichts der historischen Brüche aus Weltkriegen und Revolutionen zu nicht sachgerechten Verzerrungen der Datengrundlage führen. **Die Einbeziehung dieser Länder prägenden Ereignisse lässt danach die Eignung der Datenreihe als Grundlage für eine Renditeprognose betreffend deutsche Netze entfallen.**“* (OLG Düsseldorf Beschluss vom 22. März 2018, Az.: VI-3 Kart 1062/16, BeckRS 2018, 45901 Rn. 108, Hervorhebung hinzugefügt). Diese überzeugenden Feststellungen des OLG Düsseldorf müssen in der vierten Regulierungsperiode umso mehr gelten, wenn Frontier selbst ausführt, dass ein Ausklammern dieser Länder aus dem Vergleich zu einer plausibleren – weil näher am Mittel orientierten – Positionierung der Welt-Marktrisikoprämie führt.

### **3.4 Beschränkung auf die Eurozone**

Oxera weist zurecht darauf hin, dass internationale Forschungsarbeiten zu dem Ergebnis kommen, dass Investoren in der Regel kein international vollständig diversifiziertes Portfolio halten. Vielmehr entscheiden sich die Investoren eher für **Investitionen in der eigenen Währung** („home bias“, vgl. z.B. Levy, L. & Levy, M. (1994), The home bias is here to stay, Journal of Banking & Finance, 47: 29–40; Coval, J & Moskowitz, T (1999), Home Bias at Home: Local Equity Preference in Domestic Portfolios, Journal of Finance, 54(6), 2045–2073; Mishra, A (2015), Measures of Equity Home Bias Puzzle, Journal of Empirical Finance, 34, 293–312; um nur einige der Forschungspapiere zu nennen). Wenn sich also ein internationaler Investor an einer Investition im Euroraum beteiligt, wird er seine Renditeerwartung nicht anhand eines vollständig international diversifizierten Portfolios, sondern vielmehr an der Renditeerwartung in ähnlichen Märkten bzw. Sektoren bemessen (Oxera, S. 28 f). Zu demselben Ergebnis kommt das OLG Düsseldorf in den Verfahren gegen die Festlegungen der Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode:

*„Bei einer Heranziehung der DMS-Daten im Rahmen einer erneuten Festsetzung würde die Bundesnetzagentur jedoch zu beachten haben, dass für die Renditeerwartungen zwar die Perspektive eines international tätigen Investors maßgeblich ist, es sich **bei einer Anlage in deutsche Netze aber um eine Anlage im Euroraum handelt und damit ausweislich der mündlichen Erläuterungen des Sachverständigen Prof. Dr. J. der „natürliche Focus auf europäischen Renditeerwartungen“** liegt.“* (OLG Düsseldorf, a.a.O., Rn. 120, Hervorhebung hinzugefügt).

Nach alledem wird sich die Beschlusskammer intensiv damit auseinandersetzen zu haben, welche Renditeerwartungen Investoren an regulierte Strom- und Gasnetzbetreiber im Euroraum stellen dürfen. Aufschluss darüber bietet der Vergleich unter Ziff. 5.

### **3.5 Gewichtung Deutschlands**

In den Verfahren gegen die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode hat das OLG Düsseldorf auch die Angemessenheit der Gewichtung Deutschlands moniert:

*„Allerdings wird die Bundesnetzagentur die inhaltliche Kritik der Sachverständigen betreffend die konkrete Verwendung dieses Datensatzes zu beachten und dahingehend umzusetzen haben, dass sie eine erweiterte Betrachtung vornimmt oder die Marktrisikoprämie auf eine Studie bzw. Datensammlung stützt, in der **Deutschland stärker repräsentiert** wird.“* (OLG Düsseldorf, a.a.O., Rn. 115, Hervorhebung hinzugefügt)

Diese Zweifel an der Geeignetheit einer Welt-Marktrisikoprämie verstärken sich insbesondere vor dem Hintergrund, dass in den nun zugrunde liegenden DMS-Daten der **Anteil Deutschlands Anfang 2021 nur noch bei lediglich bei 2,6 % liegt (3. Regulierungsperiode noch 3 %)**.

Studien belegen, dass neben der bereits aufgezeigten Präferenz auf die Eurozone auch Präferenzen für eine nationale Investitionsstrategie bestehen. So hat eine Studie aus dem Jahr 2007 ergeben, dass Investmentfonds in Deutschland, trotz der geringeren Bedeutung des deutschen Aktienmarktes (nicht-deutsche Aktien machten im Betrachtungszeitraum 95% des weltweiten Marktwerts für Aktien aus) lediglich 66% ihrer Anlagen in nicht-deutschen Wertpapieren hielten (Oehler, A; Rummer, M; Walker, T & Wendt, S (2007), Are Investors Home Biased? Evidence from German, Diversification and Portfolio Management of Mutual Funds, S. 57–77).

## **4. Wagniszuschlag**

Die Beschlusskammer beabsichtigt, der Festlegung mindestens einen Wagniszuschlag in Höhe von 3,00 % zu Grunde zu legen, d.h. der Wagniszuschlag wird im Vergleich zur Festlegung der dritten Regulierungsperiode voraussichtlich nochmal um **0,15 %-Punkte reduziert**. Wir halten diese Absenkung **nicht für sachgerecht**, da sich die Risiken für die Netzbetreiber gegenüber der Festlegung zur dritten Regulierungsperiode nicht reduziert, sondern erhöht haben.

### **4.1 Marktrisikoprämie**

Insgesamt fallen die Eigenkapitalzinssätze – auch im internationalen Vergleich (siehe Ziff. 5) – viel zu niedrig aus, weil der Wagniszuschlag auch durch eine viel zu niedrig bemessene Marktrisikoprämie determiniert wird, was auch ein vom BDEW eingeholtes Gutachten belegt (ValueTrust, Gutachtliche Stellungnahme zur kapitalmarktkonformen Ermittlung CAPM-basierter Eigenkapitalkosten im Rahmen der Erlösobergrenzenregulierung für die 4. Regulierungsperiode, 9. Juli 2021, dort S. 31 ff.)

Nach unserer Auffassung sollte sich die Beschlusskammer für die Festlegung der Marktrisikoprämie mindestens am oberen Ende der Bandbreite aus geometrischem und arithmetischem Mittel orientieren.

Zur Erinnerung: Bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie, d.h. bei der Methodenanwendung, ist in einem ersten Schritt zunächst sowohl das arithmetische Mittel (in diesem Fall: 4,30 %) als auch das geometrische Mittel (in diesem Fall: 3,10 %) über die jährlichen Vergangenheitswerte zu bilden. Im zweiten Schritt ist dann die Entscheidung zu treffen, den Mittelwert daraus anzusetzen (3,70 %, sog. Mittel aus dem Mittel), sich am oberen oder unteren Rand der Bandbreite zu orientieren oder unmittelbar auf das geometrische oder

arithmetische Mittel abzustellen ist. Diese Bandbreite resultiert aus der Methodenanwendung von CAPM und eröffnet der Beschlusskammer einen Abwägungsspielraum, was die eigenen Gutachter, insbesondere im Gutachten zur letzten Regulierungsperiode, aber auch im Gutachten für die vierte Regulierungsperiode hervorheben.

Die Bandbreite ermöglicht verbleibenden Unsicherheiten hinsichtlich der „tatsächlichen Investorenerwartungen“, d.h. mögliche weitere Faktoren, bei der Festlegung durch eine Positionierung innerhalb der Bandbreite berücksichtigen. Da bei der Festlegung der Marktrisikoprämie Annahmen für die Renditeprognose der deutschen Netzbetreiber getroffen werden müssen und auf Basis des Ansatzes historischer Durchschnitte ein gewisser Bereich der Unsicherheit verbleibt, bleibt somit letztlich ein Ermessens- bzw. Beurteilungsspielraum, der jeweils im nationalen regulierungspolitischen Kontext interpretiert werden muss. Dies wird von Frontier Economics in dem Gutachten für die dritte Regulierungsperiode ausdrücklich hervorgehoben und näher erläutert:

*„Andererseits ermöglicht die Bandbreite der verbleibenden Unsicherheit hinsichtlich der „tatsächlichen“ Investorenerwartungen, mögliche weitere Faktoren bei der Festlegung durch eine Positionierung innerhalb der Bandbreite mit zu berücksichtigen. Mögliche Erwägungsgründe könnten z.B. sein:*

- *Vermeidung größerer quantitativer Brüche: Falls sich im Vergleich zu vorherigen Festlegungen sprunghafte Unterschiede in den Werten ergeben, könnte der Spielraum genutzt werden, um im Sinne langfristig stabilerer Werte eine Angleichung herbeizuführen.*
- *Berücksichtigung weiterer Indikatoren: Wie in Abschnitt 3.1.2 beschrieben, ist davon auszugehen, dass die kurzfristig „erwartete“ Marktrisikoprämie von Investoren von aktuellen Marktumständen (insbesondere kurzfristige Einflüsse) beeinflusst wird und bei Verwendung von langen Zeitreihen zur Bestimmung der Marktrisikoprämie diese Einflüsse per Definition jedoch nicht abgebildet werden. Zusätzlich berücksichtigt werden könnten z.B. weitere Indikatoren für kurzfristige Einflüsse wie Marktvolatilität oder Kennzahlen für die Risikoaversion von Investoren.*
- *Priorisierung Methodenkonsistenz: Im Gegensatz zu den vorangehenden eher wertorientierten Erwägungen könnten auch methodische Erwägungen priorisiert werden, indem z.B. die Praxis in vorangegangenen regulatorischen Festlegungen weitergeführt wird.“*

vgl. Frontier Economics (2016), Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse für Strom - und Gasnetzbetreiber, insgesamt S. 21.

Warum im aktuellen Gutachten entsprechende Ausführungen nur stark verkürzt wiedergegeben werden, ist nicht nachvollziehbar. Dies ändert aber nichts an der Richtigkeit der vorbezeichneten Ausführungen von Frontier Economics aus der dritten Regulierungsperiode.

Das OLG Düsseldorf hatte zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die 3. Regulierungsperiode gefordert, dass sich die Beschlusskammer aufgrund der historischen Sondersituation auf den Finanzmärkten im Rahmen der Auswahlentscheidung aus der Bandbreite zwischen dem arithmetischen Mittel und dem geometrischen Mittel am oberen Ende, d.h. an dem arithmetischen Mittel, zu orientieren hat (Beschluss vom 28. März 2018, Az. VI-3 Kart 1062/16 [V]). Der BGH hat mit Beschlüssen vom 9. Juli 2019 (Az. EnVR 52/18) und vom 3. März 2020 (Az. EnVR 26/18) die Verwaltungspraxis der Beschlusskammer aus der dritten Regulierungsperiode (Mittel aus dem Mittel) zwar für rechtmäßig erklärt, aber nur,

weil das OLG Düsseldorf nicht festgestellt hat, dass ihr schematisches Vorgehen der historischen Sondersituation nicht gerecht wird.

Der Beschlusskammer ist bekannt, dass die Entscheidung des BGH durch das Bundesverfassungsgericht einer verfassungsgerichtlichen Prüfung unterzogen wird (Az. 1 BvR 1588/20 u. 1 BvR 1776/20). Damit ist nach wie vor offen, ob das Vorgehen aus der dritten Regulierungsperiode wirklich rechtskonform gewesen ist und sich nicht bereits am oberen Ende der Bandbreite orientiert werden muss, um der Sondersituation der Finanzmärkte Rechnung zu tragen.

#### **4.2 Betafaktor**

Die von der Beschlusskammer getroffene Abwägungsentscheidung muss auch den **zukünftigen Anforderungen an den Netzbetrieb** Rechnung tragen. Dieser Regulierungsentscheidung darf sich die Beschlusskammer nicht durch eine schematische Verwendung des Betafaktors entziehen, sondern sie muss im Lichte des § 21 Abs. 2 EnWG ihren Ausgestaltungsspielraum sachgerecht und umfassend ausfüllen. Daher sollte nach unserer Auffassung der Betafaktor dazu genutzt werden, um den Herausforderungen aus der Energiewende Rechnung zu tragen. An irgendeiner Stelle der Festlegung müssen die aktuellen dynamischen Entwicklungen der Energiewende jedenfalls berücksichtigt werden.

Dies würde jedoch erfordern, dass die Beschlusskammer die aus der Energiewende resultierenden spezifischen Herausforderungen **der Elektrizitäts- und Gasnetzbetreibern** anerkennt. Die Festlegungsentwürfe der Beschlusskammer enthalten aber bislang keinerlei Ausführungen zu den spezifischen Herausforderungen der Elektrizitäts- bzw. der Gasnetzbetreiber. Eine Differenzierung der unterschiedlichen Anforderungen an den zukünftigen Netzbetrieb findet nicht statt.

Weder die **Dekarbonisierung**, die entweder eine Umstellung der Gasnetze auf Wasserstoff oder gar eine vorzeitige Stilllegung der Gasnetze zur Folge haben könnte, noch eine mögliche **Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors** und die hierdurch deutlich steigenden benötigten Strommengen und erforderlichen Kapazitäten des Stromnetzes finden in den Entwürfen Erwähnung, obwohl hierdurch die Investitionen der Netzbetreiber in der nächsten Regulierungsperiode maßgeblich beeinflusst werden. Dies muss sich in den Eigenkapitalzinssätzen niederschlagen.

**Die Energiewende nimmt aber ab der vierten Regulierungsperiode im Vergleich zur dritten Regulierungsperiode deutlich schärfere Konturen an.** Dies stellt einen deutlichen Unterschied zum Festlegungsprozess der dritten Regulierungsperiode dar, dessen Sachverhalt mit den heutigen Entwicklungen in Europa, aber gerade auch in Deutschland, nicht mehr verglichen werden kann. Die dynamische Entwicklung der Energiewende muss sich im festgelegten Wagniszuschlag widerspiegeln:

Alle 27 EU-Mitgliedstaaten haben sich verpflichtet, die EU **bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent** zu machen. Die Mitgliedstaaten vereinbarten hierzu im Dezember 2020, die **Emissionen bis 2030 um mindestens 55 %** gegenüber dem Stand des Jahres 1990 zu senken (sog. **European Green Deal**). Das **Europäische Klimagesetz** soll den European Green Deal im Recht der Staatengemeinschaft verankern und macht damit die Ziele aus dem European Green Deal rechtsverbindlich. Am 14. Juli 2021 stellte die Europäische Kommission ferner unter der Bezeichnung „**Fit for 55**“ ein erstes Paket von reformierten und neuen EU-Richtlinien und -Verordnungen vor, mit denen die im European Green Deal verankerte Ziele erreicht werden sollen. Das Programm sieht eine Reihe von neuen und verschärften Regelungen vor, die zur Dekarbonisierung und Elektrifizierung Europas führen sollen.

Die Bundesrepublik Deutschland verfolgt auf dem nationalen Weg noch höhere Klimaschutzziele. Der Deutsche Bundestag hat am 24. Juni 2021 das **verschärfte nationale Klimaschutzgesetz** verabschiedet. Das Gesetz sieht vor, dass Deutschland **bis zum Jahr 2045 klimaneutral** wird, d.h. fünf Jahre früher als im Europäischen Klimagesetz für die Mitgliedstaaten verbindlich vorgesehen ist. Damit reagiert der Gesetzgeber auf den Beschluss des Bundesverfassungsgerichts (Beschluss vom 24. März 2021, u.a. Az. 1 BvR 2656/18), dass das nationale Klimaschutzgesetz des Jahres 2019 als teilweise unvereinbar mit dem Grundgesetz angesehen hat. Mit dem verschärften Klimaschutzgesetz wird das deutsche Treibhausgasemissionsziel für das Jahr **2030 auf minus 65 Prozent** gegenüber dem Jahr 1990 angehoben (10%-punkte mehr als die EU im europäischen Klimagesetz vorsieht!). Bis 2040 müssen die Treibhausgase um 88 Prozent gemindert und bis 2045 Treibhausgasneutralität verbindlich erreicht werden. Auch die Vorgaben zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in den einzelnen Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft und Abfall) wurden verschärft. Mit diesen Maßnahmen setzt Deutschland neben den Vorgaben des Bundesverfassungsgerichts als **erster EU-Staat** auch die neuen europäischen Klimaziele um.

Flankiert wird diese Entwicklung dadurch, dass die verschärften Klimaschutzziele in Europa die Energiekosten steigen lassen. So hat der deutsche Gesetzgeber als Maßnahme zu seinen Klimaschutzzielen für das Jahr 2030 eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung eingeführt. Unternehmen, die Heizöl, Erdgas, Benzin und Diesel in den Markt bringen, müssen ab dem Jahr 2021 einen **CO<sub>2</sub>-Preis** bezahlen. Sie werden verpflichtet, für den Treibhausgasausstoß, den diese Brennstoffe verursachen, Emissionsrechte zu erwerben. Das soll Anreize schaffen, um auf klimaschonende Technologien wie Wärmepumpen und Elektromobilität oder klimaneutralen Wasserstoff umzusteigen. Diese Entwicklungen werden Investoren bei ihren zukünftigen Entscheidungen einfließen lassen.

Mit Blick auf die europäischen und nationalen erlassenen Maßnahmen wird einmal mehr deutlich, dass es bei der Frage nach der Dekarbonisierung und Elektrifizierung nicht mehr um das „Ob“ und auch nicht mehr um das „Wann“ geht, weil die Umgestaltung der Infrastruktur der Energiewirtschaft in der vierten Regulierungsperiode erfolgen muss, **um die hohen abgesteckten nationalen Ziele bis zum Jahr 2030 zu erreichen**. Investitionen ab der vierten Regulierungsperiode werden durch die genannten europäischen und nationalen Zielsetzungen bedingt.

Der europäische wie auch der nationale Gesetzgeber weist der **Dekarbonisierung** eine große Bedeutung für das zukünftige (klimaneutrale) Energiesystem zu. Trotzdem hat der Gesetzgeber mit dem kürzlich verkündeten Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht noch nicht die Voraussetzungen für einen Umbau einer funktions- und leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur aus der bestehenden Gasinfrastruktur heraus geschaffen; vielmehr eine **getrennte Regulierung** in das EnWG verankert. Eine einheitliche Regulierung für Gas und Wasserstoffversorgungsnetze hätte Investitionssicherheit bringen können. Da sich der Gesetzgeber aber für eine getrennte Regulierung von Gas- und Wasserstoffnetzen entschieden hat, anstatt die Wasserstoffinfrastruktur in den Regulierungs- und Rechtsrahmen für die Gasnetzbetreiber zu implementieren, besteht ein hohes Risiko, dass dies eine künftige Nutzung vorhandener Gasinfrastruktur für den Einsatz von klimaneutralen Gasen verhindert oder jedenfalls deutlich erschwert. Investitionen in die Erneuerung und Erweiterung der Gasnetzinfrastuktur werden für Investoren und Anteilseigner aber nur attraktiv, wenn diese Investitions- und Planungssicherheit, insbesondere durch eine angemessene Eigenkapitalverzinsung, haben.

Nach der angestrebten Novelle des Klimaschutzgesetzes soll Deutschland bereits ab dem Jahr 2045 klimaneutral werden. Zudem sollen Treibhausgase zum Jahr 2030 deutlich

schneller reduziert werden, was aber nur durch einen zeitnahen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur gelingen kann. Dies könnte - in einer Worst-Case-Betrachtung - zur Folge haben, dass spätestens ab dem Jahr 2045 in der Bundesrepublik Deutschland kein fossiles Erdgas mehr verbrannt werden darf. Damit könnte - in einer Worst-Case-Betrachtung - die über Jahrzehnte hinweg aufgebaute Erdgasinfrastruktur bis zum Jahr 2045 in Teilen stillgelegt werden müssen. Durch den Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur könnte es zu einer kontinuierlichen abnehmenden Nachfrage nach fossilem Gas kommen.

**Dieses Szenario ist von der Bundesnetzagentur auch anerkannt:** „Mit fortschreitender Dekarbonisierung und steigender Energieeffizienz wird die Nachfrage nach klassischem Erdgas, sowohl industriell als auch privat, zurückgehen.“ (Bundesnetzagentur, Regulierung von Wasserstoffnetzen, Juli 2020, S. 74.)

**Das dadurch erhöhte Risiko der „Endlichkeit der Gasnetze“ muss sich in dem aktuellen Zinssatz niederschlagen.** Die französische Regulierungsbehörde CRE hat z.B. die Betafaktoren für Gasnetzbetreiber dementsprechend gegenüber denen der Stromnetzbetreiber und gegenüber früheren Festlegungen für Gasnetzbetreiber erhöht und die höheren Betafaktoren für Gasnetzbetreiber mit einem Asset-Stranding-Risiko aufgrund der voranschreitenden Dekarbonisierung und der damit verbundenen Nachfrageunsicherheit für Gasnetzbetreiber begründet (NERA Economic Consulting, Vergleich internationaler Eigenkapitalzinssätze, 10. Juni 2021, Seite 19, nachfolgend nur NERA 2021).

Gleiches gilt auch für die **Elektrifizierung des Industrie-, Wärme- und Verkehrssektors**. Die Elektrifizierung soll Schlüsseltechnologie für den Industrie-, Wärme- und Verkehrssektor werden. Strom soll zur Herstellung von Wasserstoff für die stoffliche Nutzung in der Industrie und zur Speicherung zur Rückverstromung genutzt werden, Strom soll im Wärmesektor in elektrischen Wärmepumpen zu Einsatz kommen, sowie im Verkehrssektor zur Elektrifizierung des Individualverkehrs. Diese Transformation erfordert auch im Elektrizitätsverteilnetz einen erheblichen Netzausbau- bzw. Netzbaubedarf, um Erneuerbare Energien aus Wind und PV anzuschließen und Lasten aus Wärmepumpen und Elektromobilität einzubinden. Die Klimaziele sind bis zum Jahr 2030 nur erreichbar, wenn konsequent elektrifiziert und digitalisiert wird, was aber erhebliche Investitionen erfordert. Aktuelle Studien – u.a. von dem Gutachter der Beschlusskammer, Frontier Economics – stellen die volkswirtschaftliche Bedeutung der Stromverteilnetze und die Notwendigkeit von Investitionen heraus. Die Studien kommen zu dem Schluss, dass die notwendigen Investitionen in die Stromverteilnetze vorgenommen werden müssen, andernfalls ein volkswirtschaftlicher Schaden droht und eine Unterfinanzierung der Stromnetze die Energiewende gefährdet:

*„Ein Ausbleiben von erforderlichen Netzinvestitionen (Ausbau und Erneuerung) verursacht Kosten für die Netznutzer und die Volkswirtschaft. Diese Systemkosten setzen sich zusammen aus:*

- *Kosten der Abregelung von EE-Anlagen, Einschränkungen beim Laden von Elektrofahrzeugen und der Nutzung von Wärmepumpen sowie bei nicht planbaren Versorgungsunterbrechungen; abzüglich*
- *der eingesparten Netzinvestitionen bei unterdimensionierten Stromverteilnetzen.*

(...)

*Inwieweit die notwendigen Netzinvestitionen für die Energiewende tatsächlich getätigt werden, hängt entscheidend von den gesetzlichen Vorgaben und den auf diesen beruhenden Regulierungsentscheidungen ab. Die Unsicherheit über künftige Entwicklungen bedingt, dass die Festlegung von Regulierungsparametern innerhalb eines gewissen Ermessensspielraums durch die Regulierungsbehörde stattfindet.“ (Frontier Economics & IAEW (Oktober 2020), Der*



volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze bei der Transformation der Energiewelt, Kurzfassung, S. 1 f.)

Auch der Ordnungsgeber hat in der jüngsten ARegV-Novelle die Risiken aus der Energiewende anerkannt und deswegen den Zinssatz für das überschießende Eigenkapital für die vierte Regulierungsperiode angepasst, **weil sich die Risiken für die Netzbetreiber geändert haben.**

*„Durch die Regulierungsfortschritte der vergangenen Jahre ist zum Ende der dritten Regulierungsperiode zu konstatieren, dass sich der betreffende Unterschied verringert. Hierfür sprechen auch äußere Umstände, die dazu führen, dass die Netzbetreiber offener für Innovationen und neue Technologien sein und sich in ihrem Investitionsverhalten wandeln müssen, um die Anforderungen zu erfüllen. Dies betrifft zum Beispiel die Integration der Erneuerbaren Energien, den Kohleausstieg, die Elektromobilität, den Ausbau der Rechenzentren in Deutschland oder den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft. Vor dem Hintergrund wird das unternehmerische Risiko des Netzbetriebs durch die derzeitige Mittelung der Reihe zu Unternehmensanleihen mit den bisherigen anderen beiden Reihen – in gleicher Gewichtung – nicht mehr angemessen abgebildet“ (BR-Drs. 405/21, Beschluss vom 25. Juni 2021, S. 8 f.)*

Die hier liegende Grundwertung muss spiegelbildlich bei der Bestimmung des Wagniszuschlages für den Zinssatz auf das betriebsnotwendige Eigenkapital Berücksichtigung finden. Der festzulegende Zinssatz muss den strukturellen Änderungen bei den Gas- und Stromnetzen Rechnung tragen, weil die heutigen Voraussetzungen und Erwartungen mit den damaligen Umständen des Festlegungsprozesses der dritten Regulierungsperiode ersichtlich nicht verglichen werden können.

## **5. Vergleich mit ausländischen Regulierungsentscheidungen**

Bei der Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse hat die Beschlusskammer neben den Verhältnissen auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Betreibern von Energieversorgungsnetzen auf diesen Märkten sowie den beobachtbaren und quantifizierbaren unternehmerischen Wagnissen nach § 7 Abs. 5 Nr. 2 NEV auch die durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Energieversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten zu berücksichtigen.

Die Beschlusskammer meint, diesen Anforderungen bereits mit dem CAPM gerecht worden zu sein, weil dort eine internationale Referenzgruppe von Netzbetreibern herangezogen wird und im Übrigen eine nur restriktive Vergleichbarkeit der Verzinsung möglich sei, insbesondere was den Zeitpunkt der jeweiligen Bestimmung angeht. Gleichwohl hat sie über ihren Gutachter (Frontier) einen internationalen Vergleich aus Regulierungsentscheidungen zur Eigenkapitalverzinsung in 14 europäischen Ländern und Australien ab dem Jahr 2019 erstellen lassen und hierbei die nominalen Eigenkapitalzinssätze nach Steuern verglichen. Danach ergibt sich insgesamt eine Bandbreite der Eigenkapitalzinssätze nach Steuern zwischen 3,22 % und 8,08 %, weshalb die durch die Beschlusskammer ermittelten 3,74 % (Mittel aus 3,22 % und 4,27 %) gerade noch in der Bandbreite lägen. Die obere Bandbreite wird durch Norwegen gebildet und durch den nominalen risikolosen Zinssatz von 3,7% getrieben. Die untere Bandbreite von 3,22 % bildet eigentlich Portugal, allerdings aufgrund einer spezifischen Länderrisikoprämie eigentlich doch nicht, sondern die Niederlande mit 3,33%. Beim unverschuldeten Beta ergibt sich insgesamt eine Bandbreite von 0,29 bis 0,54. Die untere Bandbreite wird durch Schweden bestimmt. Deutschland liegt mit 0,40 in etwa in der Mitte der Bandbreite. Bei der Marktrisikoprämie (inkl. Länderspezifika) liegt die Bandbreite

zwischen 4,5% und 8,1%. Die untere Bandbreite wird durch Belgien, die obere Bandbreite durch Großbritannien gebildet (dort aufgrund Methode „Total Market Return“). Die Bandbreite der Marktrisikoprämie für Deutschland liegt nach den aktuellen Vorstellungen der Beschlusskammer bei 3,1 und 4,3% (Mittel 3,7 %).

Der durch den BDEW beauftragte Gutachter NERA (NERA 2021, die Vorfassung aus Januar 2020 wurde bestätigt durch Warth & Klein GrantThornton, November 2020, Gutachterliche Stellungnahme im Auftrag des BDEW zum „Vergleich internationaler Eigenkapitalzinssätze für Energienetze“ von NERA Economic Consulting vom 15. Januar 2020) kommt bei dieser Betrachtung zu fast identischen Ergebnissen. NERA kommt aber in Übereinstimmung mit der Europäischen Zentralbank zu dem Schluss, dass neben verschiedenen Modellen auch ein Vergleich internationaler Zinssatzfestlegungen Erkenntnisse über die „richtige“ Höhe des Eigenkapitalzinssatzes liefern kann, da die unterschiedlichen Festlegungen die **verschiedenen Modelle** widerspiegeln und aus ökonomischer Sicht kein Grund existiere, diese Erkenntnisse unberücksichtigt zu lassen. Anders als die Beschlusskammer ermitteln internationale Regulierungsbehörden die Marktrisikoprämie nicht wie Deutschland schematisch als Durchschnitt historischer Renditen, sondern: Großbritannien: TMR; Schweden: Expertenumfragen; Frankreich, Historische Überrenditen und Expertenumfragen (unter Beteiligung von Frontier (!)): Österreich: vorherige Festlegung; Dänemark: historische Überrenditen, vorwärtsgewandte Modelle, Expertenumfragen). In 13 von 17 Vergleichsländern kommt die Methode „Historische Überrenditen“ bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie zum Einsatz. Die „deutsche“ Methode „Historische Renditen“ wird nur in vier Ländern verwendet, „Vorwärtsgewandte Modelle“ ebenfalls in vier Ländern und „Umfragen“ in sieben Ländern. 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 (Dänemark) bis zu einer Plausibilisierung (Niederlande). Falls die Marktrisikoprämie primär oder sogar ausschließlich anhand der Methode „Historische Überrenditen“ ermittelt wird, kommt es häufig zu ad-hoc Zuschlägen (Luxemburg) oder Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz (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 DMS ermittelt, wie es die Beschlusskammer vorschlägt.**

Nicht weniger wichtig ist folgender Ansatz der Gutachter NERA. Der Vergleich nimmt grundsätzlich keine Gewichtung zwischen den Ländern vor. Es bestehen zwischen den Ländern aber Unterschiede zu der Tragweite der Regulierungsentscheidungen (z.B. Anzahl und Größe der betroffenen Netzbetreiber). NERA plädiert dafür, Länder mit etablierten Regulierungssystemen, in denen Regulierungsentscheidungen eine große Tragweite haben, stärker zu gewichten (so auch OLG Düsseldorf, a.a.O.). Damit sind Großbritannien und Frankreich stärker zu gewichten (Bevölkerungszahlen, Stabilität und Vorhersehbarkeit der Regulierungssysteme). Großbritannien legte in 2020 für fünf Jahre Eigenkapitalzinssätze nach gerichtlicher Überprüfung von 4,73 % fest (real nach Steuern). In 2021 legte Großbritannien 4,30 % (real nach Steuern) ohne abschließende gerichtliche Überprüfung fest, wobei die MRP anhand „historischer Renditen“ bestimmt wurde (8,08 % statt bisher 5,25 %, Beta-Faktor nur anhand nationaler Unternehmen). Frankreich legte im Jahr 2020 bis 2024 für die Stromnetze einen nominalen und für Gasnetze realen WACC (vor Steuern) von 5,20% fest und erhöht die Marktrisikoprämie gegenüber vorherigen Festlegungen von 5,00 % (Untergrenze der Bandbreite war das Mittel der Mittel aus DMS). Die Expertenumfrage bildet die Obergrenze (NERA 2021). Die Renditen sind als deutlich günstiger als von der Beschlusskammer aktuell

vorgesehen. Insoweit kann festgehalten werden, dass mit dem Beschlussentwurf das Kapital nach Großbritannien und Frankreich abwandern wird, da die Länder keine weniger, sondern stärker etablierte Regulierungssysteme als Deutschland aufweisen.

Der BGH hat u.A. am 9. Juli 2019 zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze der dritten Regulierungsperiode entschieden, dass sich aus den Erwägungen des OLG Düsseldorf zur Berücksichtigung von Festlegungen ausländischer Regulierungsbehörden kein Rechtsfehler der angefochtenen Festlegung ergebe, da a) das Beschwerdegericht selbst eingeräumt habe, dass die damalige Festlegung gar nicht auf den Regulierungsentscheidungen im Ausland beruhe, da die Beschlusskammer der Auffassung war, dass die Verhältnisse auf ausländischen Märkten bereits durch Anwendung der CAPM in der nach § 7 Abs. 5 Nr. 2 NEV gebotenen Weise berücksichtigt wurden, so dass das OLG Düsseldorf unbeachtliche Hilferwägungen anstelle, die keiner Entscheidung durch den BGH zugeführt werden müssen. Die b) vom OLG Düsseldorf offen gelassene Frage, ob die Beschlusskammer eine vergleichende Betrachtung von Entscheidungen ausländischer Regulierungsbehörden zwingend durchführen muss, verneinte der BGH, da für den Auftrag aus § 7 Abs. 5 Nr. 2 NEV keine bestimmte Methode vorgegeben sei, mit der dies zu erfolgen habe. Insbesondere sei die Beschlusskammer nicht gehalten, anhand von Entscheidungen ausländischer Behörden einen Durchschnittswert zu bilden und sich an diesem zu orientieren. Vielmehr stehe ihr auch insoweit ein Spielraum zu. Der in Ausübung dieses Spielraums gewählte Ansatz, im Hinblick auf unterschiedliche Zeitpunkte, Rahmenbedingungen und Herangehensweisen von einer umfassenden Analyse abzusehen und lediglich zu überprüfen, ob der mit Hilfe von CAPM und DMS ermittelte Zinssatz innerhalb der Bandbreite europäischer Vergleichsländer liegt, sei aus Rechtsgründen nicht zu beanstanden.

Festzuhalten ist bei der Exegese des Sachverhalts und der Entscheidung des BGH (die nach wie vor beim BVerfG zur Überprüfung ansteht) Folgendes: Sollte die Beschlusskammer den konsultierten Eigenkapitalzinssatz wirklich festsetzen, wird Kapital ganz offensichtlich vor allem nach Großbritannien und Frankreich abwandern, da dort unstreitig noch etabliertere und aus Investorensicht sichere Regulierungssysteme herrschen, die deutlich höhere Renditeerwartungen versprechen. Das OLG Düsseldorf wird ganz sicher nicht mehr nur die Vergleichbarkeit der Regulierungsentscheidungen monieren (die bei den Gutachtern beider Seiten nunmehr auch weitgehend hergestellt zu sein scheint), sondern dass aus dem Vergleich keine Konsequenzen gezogen wurden. Dass sich die Beschlusskammer nur an der Bandbreite orientieren muss, widerspricht klar dem Wortlaut von § 7 Abs. 5 Nr. 2 NEV (**durchschnittliche** Verzinsung, im Beschlussentwurf fehlt das Wort „durchschnittlich“ wohl nicht ohne Grund). Damit hat sich der BGH bisher ersichtlich nicht auseinandergesetzt. Das OLG Düsseldorf wird auch nicht offenlassen, dass eine Vergleichsbetrachtung mit ausländischen Regulierungsentscheidungen notwendig ist, weil das OLG Düsseldorf - anders als die Beschlusskammer meint - davon ausgehen wird, dass die Entscheidungen gerade nicht im CAPM abgebildet sind, da ausländische Regulierungsbehörden – wie aufgezeigt – überhaupt nicht oder jedenfalls nicht ausschließlich nach dem CAPM vorgehen. Anders als die Beschlusskammer meint, trägt das CAPM auch allein den Regelungen aus § 7 Abs. 5 **Nr. 1** und **Nr. 3** NEV Rechnung. Insbesondere zitiert die Beschlusskammer fehlerhaft, dass nur die Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten zu beachten sind. Wenn man § 7 Abs. 5 **Nr. 1** NEV vollständig betrachtet, stellt man fest, dass es auch um die Bewertung von Betreibern von Energieversorgungsnetzen auf diesen Märkten geht. Dass ist es was das CAPM leisten kann. § 7 Abs. 5 **Nr. 2** NEV steht deswegen offenkundig daneben, damit auch die sehr unterschiedliche Methodenwahl der ausländischen Regulierungsbehörden berücksichtigt wird, um im Ergebnis zu vermeiden, dass Deutschland im europäischen bzw. weltweiten Investorenwettbewerb nicht das Nachsehen hat. Offensichtlich wird sich die Investorenerwartung nicht anhand historischer Renditen nach

CAPM/DMS messen lassen, wenn in 17 Ländern mit etablierten Regulierungssystemen andere Modelle verwendet werden und sich deutlich bessere Renditen ergeben.

## **6. Angemessenheit der Eigenkapitalzinssätze**

Wir sind entgegen der beabsichtigten Beschlussfassung der Beschlusskammer abschließend der Auffassung, dass die „*Mindestzinssätze*“ für Neuanlagen in Höhe von mindestens 4,59 % und in Höhe von 3,03 % für Altanlagen nach Körperschaftsteuer auch insgesamt **nicht angemessen** sind. Die von der Beschlusskammer geäußerte Einschätzung zur Angemessenheit der Zinssätze greift viel zu kurz.

Auffallend ist, dass die Beschlusskammer im Beschluss keine umfassende Angemessenheitsprüfung vornimmt. Dies würde nämlich voraussetzen, dass die Beschlusskammer alle Gesamtumstände und Zielsetzungen des § 1 EnWG gegeneinander abwägt und die Zinssätze sowohl im nationalen Regulierungskontext und im internationalen Vergleich zutreffend einordnet und mittels weiterer methodischer Ansätze plausibilisiert. Die Beschlusskammer scheint sich aber weder daran zu stören, dass der von ihr verwendeten Methodik immanent ist, dass sie zu einer konstanten Reduktion der Eigenkapitalzinssätze führt noch hält sie den Umstand für beachtenswert, dass der Wagniszuschlag im internationalen Vergleich das untere Ende der Bandbreite einnimmt.

Naheliegende Aspekte, wie die Herausforderungen aus der Energiewende (Dekarbonisierung und Elektrifizierung), werden von der Beschlusskammer auch in die Angemessenheitsprüfung nicht einbezogen, obwohl der eigene Beirat der Bundesnetzagentur einen „*Energiewende Zuschlag*“ gefordert hat. Wir haben insoweit schon ausgeführt, dass die Energiewende als Abwägungsbelang bei der Auswahlentscheidung berücksichtigt werden muss. Der Beschlusskammer sollte die ihr zur Verfügung stehenden Beurteilungsspielräume ausnutzen und prüfen, ob nicht weitere – als die von ihr bisher erwogenen – Anpassungen in Betracht kommen.

Nach der allgemeinen Vorgabe in § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG muss der festgelegte Zinssatz den Zielen einer **angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung** des eingesetzten Kapitals gerecht werden. Sinn und Zweck einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung ist es, dem Netzbetreiber, als Ausfluss der Berufsausübungsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 Satz 1 GG, eine **angemessene Rendite** seines eingesetzten Eigenkapitals zu gewährleisten. Der Wagniszuschlag bildet ein wesentliches Element, um dieser Vorgabe Rechnung zu tragen, insbesondere wenn die Umlaufrenditen nach der NEV einen vollkommen ungeeigneten Basiszinssatz liefern.

Nach der Rechtsprechung des BGH ist anerkannt, dass die Vorgabe einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung nicht allein durch die Ermittlung von Marktgegebenheiten oder sonstigen Tatsachen erfüllt werden kann. Daher erfordert die vorbezeichnete normative Vorgabe eine **Gesamtbetrachtung, in die wertende Elemente einzufließen haben** und die nicht nur den Gegebenheiten in der Vergangenheit, sondern auch den zukünftigen Anforderungen an den Betrieb von Netzen Rechnung zu tragen hat (vgl. BGH, Beschluss vom 27. Januar 2015, Az. EnVR 39/13, Rz. 20).

Die Beschlusskammer hat ihre Abwägungsentscheidung an einem Zielbündel von Grundzielen zu orientieren und diese umfassend zu begründen. Hierzu gehören die Regulierungsziele und Grundsätze des § 1 EnWG, die Zielsetzungen nach § 21 Abs. 1, Abs. 2 EnWG und die Abwägungskriterien aus § 7 Abs. 4 Satz 1, Abs. 5 GasNEV sowie die Grundrechte aus Art. 12 Abs. 1 Satz 1 und 2 GG und Art. 14 Abs. 1 GG und die Grundsätze des Vertrauensschutzes und der Rechtssicherheit.

Gerade mit Blick auf diesen umfangreichen Abwägungsprozess stellt die schematische Anwendung einer Methode einen den Zielen des § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG widersprechenden

Ansatz dar, insbesondere, wenn sie einen so wichtigen Bestandteil, wie die Eigenkapitalverzinsung, betrifft. Da die streitgegenständliche Festlegung eine zukunftsgerichtete prognostische Bewertung vergangenheitsbezogener Werte erfordert, muss die Beschlusskammer, um eine möglichst genaue Prognose treffen zu können, weitere geeignete Ansätze, Methoden und Empfehlungen heranziehen.

Abwägungsvorgänge sind ein zentrales Element im Rahmen der Anwendung von Ermessens- und Beurteilungsspielräumen, gerade im Regulierungsrecht. Dies gilt insbesondere für die vorliegende Festlegung, die zahlreiche Stellschrauben enthält, die genutzt werden könnten, um das Endergebnis empfindlich zu beeinflussen. So stellt die sich aus der Berechnung ergebende Bandbreite aus arithmetischem und geometrischem Mittel für die Positionierung der Marktrisikoprämie einen Unsicherheits- oder Schätzbereich für die reale Investorenerwartung und damit als Rechtskategorie einen Beurteilungsspielraum dar, der unter Würdigung der Besonderheiten des gegenwärtigen Marktumfeldes **auch mit Blick auf die Renditeprognose der Netzbetreiber** zu interpretieren ist, was auch die eigenen Gutachter selbst herausstellen, vgl. Frontier S. 63 f.

Die Bundesnetzagentur kann sowohl den errechneten Wagniszuschlag als auch die errechneten Eigenkapitalzinssätze einer Plausibilisierung unterziehen, um die Belastbarkeit und Robustheit der gefundenen Ergebnisse zu stützen. Auch an diesen Stellen ergeben sich für die Beschlusskammer Beurteilungsspielräume, um auf den Festlegungsprozess Einfluss zu nehmen.

**Die Beschlusskammer nutzt diese Spielräume bis dato noch nicht aus, um angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Zinssätze festzulegen, sondern beabsichtigt, als Konsequenz ihrer schematischen Methodik, die Marktrisikoprämie und in der Folge die festzulegenden Eigenkapitalzinssätze auch für die vierte Regulierungsperiode abzusenken, obwohl schon die Absenkung der Eigenkapitalzinssätze in der dritten Regulierungsperiode einen erheblichen Bruch im Regulierungsrahmen verursacht hat.**

Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund nicht nachvollziehbar, weil für die deutsche Netzwirtschaft – zur Umsetzung der nationalen gesellschaftspolitisch gewollten Energiewende – weiterhin ein hoher Investitions- und Refinanzierungsbedarf besteht. Das wird im Hinblick auf die Energiewende sogar von den eigenen Gutachtern Frontier Economics eingestanden:

*„Eigenkapitalverzinsung (§ 7 StromNEV): Bei der Festlegung der Eigenkapitalverzinsung ist die Regulierungsbehörde auf die Nutzung kalkulatorischer Verfahren angewiesen, da die zukünftig geforderte Verzinsung von Kapitalgebern prinzipiell nicht beobachtbar ist. Daher kommen theoretische Modelle wie das CAPM zur Anwendung, die zwar grundsätzlich geeignet sind entsprechende marktübliche Werte zu bestimmen, bei denen sich in der empirischen Anwendung stets auch verbleibende Schätzunsicherheiten für einzelne Parameter (z. B. Marktrisikoprämie, Beta) ergeben, die bei symmetrischer Fehlerstreuung den kalkulatorischen Wert um den (nicht beobachtbaren) „wahren“ Wert schwanken lassen.“,*

vgl. Frontier Economics & IAEW (Oktober 2020), Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze bei der Transformation der Energiewelt, Langfassung, S. 14.

**„Eine Möglichkeit innerhalb der bestehenden Regulierungssystematik, das Risiko der negativen Folgen einer „zu strengen“ Regulierung auf die Energiewende zu minimieren und somit implizit den volkswirtschaftlichen Wert der Stromverteilnetze zu reflektieren, könnte darin bestehen, den Ermessensspielraum bei künftigen Entscheidungen zu Regulierungsparameter tendenziell zugunsten der Energiewende (und als Folge zugunsten der Netzbetreiber) auszuüben“,**

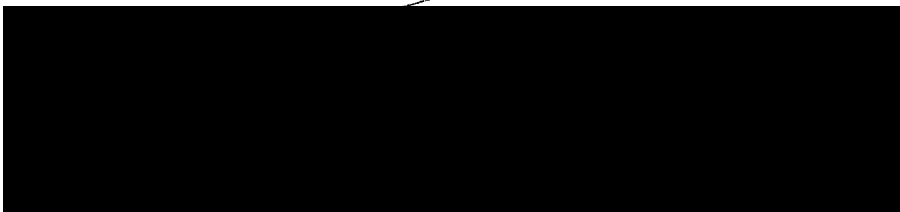
vgl. Frontier Economics & IAEW (Oktober 2020), Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze bei der Transformation der Energiewelt, Langfassung, S. 21 (Hervorhebung hinzugefügt).

Es ist daher dringend angezeigt, die Beurteilungs- und Abwägungsspielräume zu nutzen, um die nun konsultierten Zinssätze einer kritischen Prüfung zu unterziehen. Trotz der BGH-Entscheidungen vom 9. Juli 2019 (Az. EnVR 52/18) bzw. 3. März 2020 (Az. EnVR 26/18) darf es ein „Weiter so!“ nicht geben. Der BGH hat die Festlegung in der dritten Regulierungsperiode nur beanstandet, weil seiner Auffassung nach **in den Feststellungen des OLG Düsseldorf keine Anhaltspunkte** zu finden waren, dass die von der Beschlusskammer gewählte Methode nicht geeignet ist, den Besonderheiten auf den Finanzmärkten angemessen Rechnung zu tragen. Nur aus diesem Grund musste nach dem BGH eine zusätzliche Plausibilisierung nicht vorgenommen werden (BGH, Beschluss vom 9. Juli 2019, Az. EnVR 52/18, Rz. 48).

Die Gutachter der Beschlusskammer identifizieren im aktuellen Gutachten allerdings selbst mögliche **systematische Verzerrungen** und schlagen daher eine Anpassung des Wagniszuschlags vor. Diese Anpassung ist zwar zu begrüßen, aber keinesfalls ausreichend. Aus dem Vorschlag muss aber in jedem Fall der Rückschluss gezogen werden, dass in der vierten Regulierungsperiode die Ableitung der Marktrisikoprämie allein aus den historischen DMS-Daten nicht mehr ausreichend ist, um die gesetzlichen Anforderungen aus § 21 Abs. 2 EnWG nach einer **angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung** zu erfüllen; vielmehr weitere Ansätze und Möglichkeiten geprüft werden müssen, um die errechnete Marktrisikoprämie, den Beta-Faktor und in der Folge die festzulegenden Zinssätze zu validieren und zu rechtfertigen. Insoweit erlauben wir uns die Anmerkung, dass der BGH die Frage nach der Pflicht zur Plausibilisierung ausdrücklich für den Fall offengelassen hat, dass die herangezogenen Daten schon aufgrund ihrer Struktur oder der Art und Weise ihrer Berechnung nicht geeignet sind, bestimmte Entwicklungen angemessen abzubilden (BGH, Beschluss vom 9. Juli 2019, Az. EnVR 52/18, Rz. 50), worauf die Ausführungen der Gutachter allerdings hindeuten.

Die Abwägungsspielräume, die sich der Bundesnetzagentur eröffnen, sollten daher vollumfänglich ausgenutzt werden, um zu prüfen, ob höhere Zinssätze festzulegen sind, weil die „*Mindestzinssätze*“ in Höhe für Neuanlagen von mindestens 4,59 % und in Höhe von 3,03 % für Altanlagen vor Körperschaftsteuer keinesfalls angemessen sind.

Mit freundlichen Grüßen



WEX Warendorfer Energieversorgung GmbH  
Hellegraben 25  
48231 Warendorf