



LEITUNGSPARTNER
Lebensadern Deiner Stadt.

Leitungspartner GmbH, Postfach 10 12 06, 52312 Düren

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 4
Stichwort: Zinssatz Gas
Postfach 8001
53105 Bonn

Geschäftsführung

Ihr Zeichen
Ihre Nachricht



25. August 2021

„Konsultation Zinssatz Gas“

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Energiewende ist in ihre heiße Phase eingetreten. Der massive Ausbau der erneuerbaren Energien, die Elektrifizierung des Verkehrs und der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft müssen parallel und mit Nachdruck vorangetrieben werden. Gleichzeitig brauchen wir digitale Technologien, um in der dezentralen Energiewelt die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die Einzelteile harmonisch für die Verbraucher zusammenzufügen. Dies kann nur das Stromnetz leisten. **Ohne Netz keine Energiewende!**

Der **Investitionsbedarf** für die Netzbetreiber ist dabei immens. Schätzungen gehen von **150 - 250 Mrd. Euro bis 2050** aus¹. Das in diesem Jahr verschärfte Bundes-Klimaschutzgesetz ist dabei noch nicht einmal berücksichtigt. Wir als Leitungspartner GmbH sind daher auf eine **stabile, wettbewerbsfähige und risikoadäquate Verzinsung** unseres Kapitals angewiesen.

Der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) konsultierte Vorschlag für den Eigenkapitalzinssatz I von **4,59 % vor Körperschaftssteuer** ist dabei ein Schlag ins Kontor und vermittelt nicht den Eindruck, dass die handelnde

LEITUNGSPARTNER GMBH

Postfach 10 12 06
52312 Düren

Arnoldsweilerstraße 60
52351 Düren

T (024 21) 48 65 - 0
F (024 21) 48 65 - 108
E info@leitungspartner.de
I www.leitungspartner.de

GESCHÄFTSFÜHRER
Dipl.-Ing. Cord Meyer

SITZ DER GESELLSCHAFT Düren
Handelsregister Düren
HRB-NR. 6355

BANKVERBINDUNG
Sparkasse Düren
KONTO 1 359 007 000
BLZ 395 501 10

IBAN DE63 3955 0110 1359 0070 00
BIC SDUEDE33XXX

STEUER-NR. 207/5722/0687

Ein Unternehmen der
Stadtwerke Düren GmbH

¹ Vgl. dena-Leitstudie (2018)



Beschlusskammer die Herausforderungen der Verteilnetzbetreiber berücksichtigt hat oder sich deren Herausforderungen auch nur bewusst ist.

Zunächst verweisen wir auf die umfassende und detaillierte Stellungnahme des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) vom 25.08.2021, die wir vollumfänglich unterstützen, allerdings folgende Punkte besonders deutlich machen:

Nach Steuern und unter Berücksichtigung von üblichen Fremdkapitalkosten für 60 % der Investitionssumme, entspricht dies einer effektiven **Gesamtverzinsung von nur rund 2,2 % (WACC)**. Solche Werte machen es uns schwer, Investitionen in die Stromnetze gegenüber unseren auch kommunalen Anteilseignern zu rechtfertigen. Deren Haushaltsmittel sind knapp und werden an verschiedenen Stellen der Daseinsvorsorge dringend gebraucht. Wir werden unter diesen Bedingungen daher genau prüfen, wieviel Geld wir in den kommenden Jahren in die Netze investieren können. Auch die BDEW Investorenumfrage spiegelt dies deutlich wider. Dort gehen beispielsweise 92 % der Kommunen davon aus, dass die **Absenkung der EK-Verzinsung negative Auswirkungen auf ihre Investitionsentscheidungen haben wird.**²

Aber nicht nur Zukunftsinvestitionen sind betroffen. Auch unser bereits **gebundenes Kapital, d.h. unser Bestandsnetz als Rückgrat wird nicht mehr wettbewerbsfähig und risikoadäquat verzinst**. So haben wir in der Vergangenheit Investitionsentscheidungen auf Basis einer EK I Zinssatzes von 9,29 % getroffen. Dieser wird mit dem Vorschlag der BNetzA innerhalb weniger Jahre mehr als halbiert. **Das zerstört nicht nur unser Vertrauen in einen verlässlichen Regulierungsrahmen, sondern entwertet unser Kapital und hindert uns, neues Kapital für Zukunftsinvestitionen zu erhalten. Und ein Ende des Verfalls ist nicht erkennbar: In der 5. Regulierungsperiode geht es bei Beibehaltung der Methodik weiter rasant bergab mit der Verzinsung – und auch diese Senkung trifft unsere Bestandsanlagen.**

² Vgl. „Die Bedeutung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung für deutsche Strom- und Gasnetzbetreiber – eine Umfrage“, Seite 22, Prof. Dr. Bernhard Schwetzler (HHL Leipzig) im Auftrag des BDEW (2020)



Die BNetzA **nimmt uns** mit diesem Vorschlag **jeden operativen Handlungsspielraum und sorgt** unnötig, mitten in der Energiewende, für einen **Investitionsstau im Netz**. Die ins Feld geführten Gründe sind dabei eher schwach. Der oftmals gezogene Vergleich mit Einlagezinsen auf Sparbücher sowie Fremdkapitalzinsen für risikofreie oder quasi-risikofreie Kredite ärgert uns aber besonders.

Netzbetreiber sind systemrelevant, leisten einen durch nichts zu ersetzenden Beitrag zur Daseinsvorsorge und bilden damit die Grundlage des Wachstums in anderen Sektoren der Volkswirtschaft. Investitionen von Eigenkapital in Strom- und Gasnetze sind im Gegensatz zu festverzinslichen Anlagen dabei mit **erheblichen Risiken verbunden**, die in den letzten Jahren gestiegen als gesunken sind. So haben beispielsweise die Extremwetterereignisse in Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen erst kürzlich sehr plastisch gezeigt, welche Risiken im Netzgeschäft stecken. Aus der Umsetzung des Klimaschutzgesetzes und des damit verbundenen Transformationsprozesses der Netze resultieren erhebliche Herausforderungen und Unsicherheiten in den kommenden Jahren. Dazu kommen erhebliche Regulierungs- und Mengenrisiken. Für die Kompensation dieser Risiken verlangen wir Netzbetreiber eine **wettbewerbsfähige Vergütung unseres eingesetzten Kapitals mit verlässlichen Rahmenbedingungen – und das ist auch in der Regulierung ihr gutes Recht**.

Die politischen Rahmenbedingungen, die wir heute und in der nahen Zukunft setzen, werden wesentlich über Erfolg oder Misserfolg der Energiewende entscheiden. Auch **der BNetzA kommt dabei eine wesentliche Verantwortung für das Gelingen der Energiewende zu**. Durch ihre erheblichen Entscheidungsspielräume wird diese Verantwortung auch noch weiterwachsen. **Es wird Zeit, dass sie diese Verantwortung annimmt!** Wir fordern die BNetzA daher dazu auf, den Beschlussentwurf zu korrigieren und die Stellhebel zur Festlegung eines angemessenen wettbewerbsfähigen EK-Zinssatzes zu nutzen.

Vor diesem Hintergrund fordern wir die Bundesnetzagentur dazu auf, ihren Ermittlungsansatz zur Bestimmung der Eigenkapitalkosten grundlegend zu überdenken, und neu sowie letzten wissenschaftlichen Kriterien entsprechend

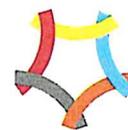


aufzusetzen. Nur so wird es möglich sein, zu einer deutlichen Verbesserung der bisher auf Grundlage der eingeholten Gutachten kommunizierten Werte zu gelangen. Wir erachten es in diesem Zusammenhang als vorteilhaft, dass die Gutachter Frontier/Randl/Zechner bereits zu erkennen gegeben haben, dass auch sie Korrekturbedarf in Bezug auf das Ergebnis eines reinen Vorgehens nach Schema F sehen. Wir sind aber der Ansicht, dass die Inkonsistenzen und Unplausibilitäten eines Vorgehens, dass die Marktrisikoprämie allein auf Basis der sog. weltweiten Überrendite von Aktien vs. Bonds nach Dimson, Marsh und Staunton (DMS) bestimmt, mannigfaltig sind und zu einer entsprechend großen Unterschätzung der Marktrisikoprämie führen (vgl. die BDEW Stellungnahme zum Festlegungsverfahren und bspw. das Oxera Gutachten für Netze BW). Diesem Umstand können weder die Gutachter noch die handelnde Beschlusskammer allein dadurch begegnen, dass sie für die sog. Convenience Yield einen Zuschlag von 0,25% ins Spiel bringen.

Wir Verteilnetzbetreiber sind daher der Ansicht, dass es erforderlich und sachgerecht ist,

1. Den Blick zu weiten und neben dem Ermittlungsansatz der „historischen Überrenditen“ auch weitere (implizite) Verfahren heranzuziehen. Ein solches Vorgehen entspricht dem Stand der Wissenschaft und den Empfehlungen von Zentralbanken – es nutzt (und dies ist aus unserer Sicht besonders bedeutend), alle zur Verfügung stehenden Informationen um zu einer validierten Entscheidung zu gelangen.³ Ein solches methodenoffenes Vorgehen entspricht auch der regulatorischen Praxis in der überwältigenden Mehrheit unserer europäischen Nachbarstaaten.
2. Die Ergebnisse der Gutachten der BNetzA selbst stärker in den Blick zu nehmen. Nach unserem Verständnis bestreiten die Gutachter Stehle/Betzer einen durch die Finanzmarktkrisen in den 2000er Jahren bedingten Anstieg der Marktrisikoprämie nicht. Stehle/Betzer sehen darüber hinaus keine Anzeichen dafür, dass die Marktrisikoprämie aktuell

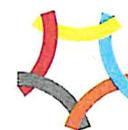
³ vgl. das Gutachten der Value Trust für BDEW



wieder im Sinken befindlich sein könnte. Diesen Umstand muss die Beschlusskammer in ihrer Festlegung geeignet würdigen.

3. Eine Festlegung zu treffen, die den Anschluss an das europäische und weltweite Niveau nicht völlig und endgültig verliert, was rechtlich höchst fragwürdig ist. Aktuell zeigen die seitens der Gutachter Frontier/Randl/Zechner für die Bundesnetzagentur durchgeführten Vergleiche⁴ eindeutig, dass Eigenkapitalkosten von 3,74% n. St. einen der letzten Plätze in Europa bedeuten; bezüglich der angesetzten MRP von nur 3,7% sogar den absoluten letzten Platz. Dieses Ergebnis kann nicht der Anspruch der Beschlusskammer an das Ergebnis ihrer Arbeit sein und es ist sicherlich nicht mit dem Verständnis von uns Verteilnetzbetreibern und deren kommunalen Anteilseignern der zur Rolle Deutschlands in Europa und der Welt vereinbar. Um zu erkennen, dass Deutschland Letzter oder im besten Fall noch vorvorletzter ist, muss man nur die genannten Werte als Linie in die abgebildeten Grafiken einzeichnen. Wir sind in diesem Zusammenhang verwundert, dass die Gutachter ihre Empfehlungen nicht selbst in ihren eigenen Grafiken abgetragen haben. Eine Festlegung, die jeden Anschluss an das internationale Niveau verliert, verletzt die gesetzliche Vorgabe, angemessene und wettbewerbsfähige Eigenkapitalkosten festzulegen; sie verletzt auch die Vorgabe der Netzentgeltverordnungen, bei der Ermittlung des Wagniszuschlags „die durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten“ zu berücksichtigen. Aus unserer Sicht ergeben sich die für die Festlegung relevanten Durchschnitte auf Basis der Angaben von Frontier/Randl/Zechner mit ca. 5,5% n. St. für die Eigenkapitalkosten nach Steuern und mit rund 5% für die MRP. Kommt die Bundesnetzagentur diesbezüglich zu anderen Ergebnissen?
4. In Bezug auf den DMS-Datensatz anzuerkennen, dass jedenfalls die weltweite Überrendite von Aktien vs. Bonds ungeeignet ist als (bester) Schätzer für die Marktrisikoprämie zu dienen. Dafür gibt es zahlreiche Gründe. Um nur die Wichtigsten zu nennen:

⁴ vgl. Frontier/Randl/Zechner (2021) Abbildung 11 und Abbildung 14



- Die DMS Bondrendite enthält Kursgewinne, die ihr Pendant – um nicht zu sagen Zwilling – in der CAPM Formel, nämlich der zehnjährige Durchschnitt der Umlaufrendite, nicht enthält. Sie ist daher nach unserer Ansicht und auch der Ansicht vieler Beobachter KEINE Marktrisikoprämie im Sinne des CAPM.
- Die DMS Bondrendite wird aus Anleihen gebildet, die eine deutliche längere Restlaufzeit haben, als die Anleihen, die seitens der Bundesbank bei der Ermittlung der Umlaufrendite herangezogen werden, was die Rendite der DMS Anleihen c.p. erhöht.
- Die DMS Bondrendite wird auch durch Anleihen bestimmt, die nicht das deutsche AAA-Rating erreichen, sondern sich durch ein deutlich höheres Ausfallrisiko auszeichnen, was die Rendite ebenfalls strukturell erhöht.

Daneben ist es sicherlich richtig, dass auch innerhalb der AAA Anleihen bestimmte Strukturen vorherrschen, die dazu führen, dass deutsche Anleihen besonders begehrt sind, was deren Rendite zusätzlich senkt – allein diesen Faktor analysieren aber bisher die Gutachter der BNetzA.

5. Die Warnungen, die bereits jetzt aus dem Kapitalmarkt gesendet werden, ernst zu nehmen und entsprechend in der Festlegung zu verarbeiten. Der Moody's Sector Comment vom 19.07.2021 zeigt eindeutig, dass sich aus Sicht der Rating-Agenturen mit dem sehr niedrigen Niveau der Eigenkapitalkosten, das sich aus den Gutachten ergibt, massive Risiken für die Fremdkapitalfinanzierungsfähigkeit der Unternehmen ergeben werden. Dabei wird ein negatives Rating-Ereignis – etwa der Verlust des Investment-Grade durch einen reinen Netzbetreiber – ausreichen, um aus Sicht der Banken auch mit Blick auf die Kommunalwirtschaft grundsätzliche Zweifel an der Solidität des Sektors und eine merkliche Verschärfung der Fremdfinanzierungskosten in Form von Risikozuschlägen hervorzurufen.
6. Wahrzunehmen, dass das Vorgehen in massivem Konflikt zu den letzten Hinweisen des BGH steht. Der BGH hatte 2019 nochmals festgestellt, dass das Vorgehen der Behörde nur dann rechtsfehlerfrei sei, wenn sie



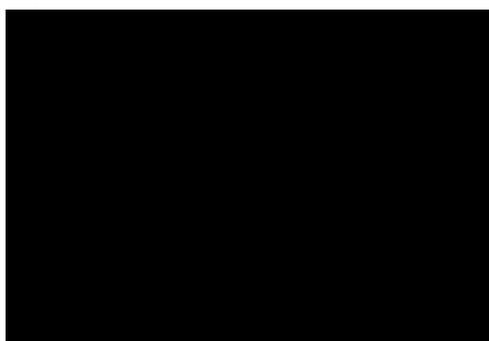
sich anerkannter Methoden bedient und diese im Einklang mit den gesetzlichen und verordnungsrechtlichen Vorgaben anwendet, um zu einer angemessenen, risikoadäquaten und wettbewerbsfähigen Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu gelangen. Wie in den vorherigen Punkten dargestellt, wird dieses Ziel mit Blick auf die vierte Regulierungsperiode absehbar verfehlt. Dieses Ergebnis ergibt sich bereits mit Blick auf die „nackten“ Zahlen. Der Schluss, dass das Vorgehen zur Auffassung des BGH konträr sein dürfte, gilt aber auch und gerade mit Blick auf die Randziffer 52 des Beschlusses des BGH⁵, in der angedeutet wird, Fehler bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie und „Fehler“, die sich aus dem 10-jährigen Durchschnitt der Umlaufrendite ergeben, hätten sich ausgeglichen. Ein solcher Ausgleich ist bei einem Niveau des risikolosen Zinses von 0,74%, wie er sich aktuell aus der Umlaufrendite ableitet, nicht mehr gegeben. Die Einschätzung, dass die sich aus den Gutachten ergebenden Werte (auch inklusive eines möglichen Zuschlags) nicht sachgerecht sind, verstärkt sich, wenn bedacht wird, dass der Gesetzgeber § 21 EnWG jüngst in Anlehnung an die EU Regelungen um die Vorgabe ergänzt hat, dass die „ (...) notwendigen Investitionen in die Netze (...) so vorgenommen werden können (müssen), dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist. Mit Blick auf die eingangs dargestellten zahlreichen Herausforderungen denen sich die Energienetze in den kommenden 10 Jahren und mit Blick auf das Jahr 2030 gegenübersehen, genügt die Festlegung auch ihrem notwendigerweise prognostischen Anspruch nicht. Beschlusskammer und Gutachter blenden die Frage der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (Anzeichen von Inflation etc.) sowie das anstehende Investitionsprogramm quasi vollständig aus.

Um es zusammenfassend klar zu sagen: Aus unserer Sicht wäre eine Abkehr von DMS als alleiniger Datenquelle dringend geboten und sachgerecht. Dabei gilt es auch die Vorgaben des BGH zu beachten: Was in der dritten Regulierungsperiode richtig gewesen sein mag, ist mit Blick auf die vierte

⁵ EnVR 41/18



Regulierungsperiode und die dortigen Herausforderungen völlig neu zu bewerten. Schließlich: Sollte sich die Beschlusskammer trotz der überdeutlichen Hinweise, dass sie sich mit ihrer sehr speziellen Interpretation des CAPM in eine Sackgasse manövriert hat, die die Energiewende auch in Zukunft belasten wird, bei ihrem grundsätzlichen Angang bleiben, so sind 1) alle Fehler und Unplausibilitäten belastbar zu korrigieren und 2) dabei der weite Ermessensspielraum sinnvoll zu nutzen. Im Ergebnis des Festlegungsverfahrens ist 3) auf welchem Weg auch immer der Anschluss der Eigenkapitalkosten wenigstens an das europäische Mittelmaß belastbar zu halten. Auswirkungen auf die Finanzierbarkeit der Netze, wie sie sich bei Moody's andeuten sind zu verhindern. Andernfalls wird die Beschlusskammer aber auch die Bundesnetzagentur insgesamt ihrem Auftrag nicht gerecht.





LEITUNGSPARTNER
Lebensadern Deiner Stadt.

Leitungspartner GmbH, Postfach 10 12 06, 52312 Düren

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 4
Stichwort: Zinssatz Strom
Postfach 8001
53105 Bonn

Geschäftsführung

Ihr Zeichen
Ihre Nachricht
Unser Zeichen
Name Cord Meyer
Telefon 02421 / 4865-120
Telefax 02421 / 4865-343
E-Mail cord.meyer
@leitungspartner.de

24. August 2021

„Konsultation Zinssatz Strom“

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Energiewende ist in ihre heiße Phase eingetreten. Der massive Ausbau der erneuerbaren Energien, die Elektrifizierung des Verkehrs und der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft müssen parallel und mit Nachdruck vorangetrieben werden. Gleichzeitig brauchen wir digitale Technologien, um in der dezentralen Energiewelt die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die Einzelteile harmonisch für die Verbraucher zusammenzufügen. Dies kann nur das Stromnetz leisten. **Ohne Netz keine Energiewende!**

Der **Investitionsbedarf** für die Netzbetreiber ist dabei immens. Schätzungen gehen von **150 - 250 Mrd. Euro bis 2050** aus¹. Das in diesem Jahr verschärfte Bundes-Klimaschutzgesetz ist dabei noch nicht einmal berücksichtigt. Wir als Leitungspartner GmbH sind daher auf eine **stabile, wettbewerbsfähige und risikoadäquate Verzinsung** unseres Kapitals angewiesen.

Der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) konsultierte Vorschlag für den Eigenkapitalzinssatz I von **4,59 % vor Körperschaftssteuer** ist dabei ein Schlag ins Kontor und vermittelt nicht den Eindruck, dass die handelnde

LEITUNGSPARTNER GMBH

Postfach 10 12 06
52312 Düren

Arnoldsweilerstraße 60
52351 Düren

T (02421) 48 65 - 0
F (02421) 48 65 - 108
E info@leitungspartner.de
I www.leitungspartner.de

GESCHÄFTSFÜHRER
Dipl.-Ing. Cord Meyer

SITZ DER GESELLSCHAFT Düren
Handelsregister Düren
HRB-NR. 6355

BANKVERBINDUNG
Sparkasse Düren
KONTO 1 359 007 000
BLZ 395 501 10

IBAN DE63 3955 0110 1359 0070 00
BIC SDUEDE33XXX

STEUER-NR. 207/5722/0687

Ein Unternehmen der
Stadtwerke Düren GmbH

¹ Vgl. dena-Leitstudie (2018)