

B E T

Energie. Weiter denken

NEWSLETTER

für Netzbetreiber Nr. 04-2016

Aktuelle Informationen aus der Energiewirtschaft

Sehr geehrte Damen und Herren,
wir haben für Sie wieder neue Netz-Themen zusammengestellt und mit unserer Erfahrung und unserem Wissen kommentiert:

[Festlegung der EK-Zinssätze durch die Bundesnetzagentur – Klagen oder Ertragen?](#)

[§ 19\(2\) Satz 2 StromNEV - Berücksichtigung vorgelagerter Netzkosten und vermiedener Netzentgelte](#)

[Anhebung der notwendigen erheblichen Abweichung vom Höchstlastbeitrag für das Sonderentgelt nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV](#)

[Vorbereitung zur Kostenprüfung Strom, Basisjahr 2016](#)

Rufen Sie uns an!

Wir stehen Ihnen für Ihre Fragen und Anregungen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



i. V. **Micha Ries** | Teamleiter Regulierung, Netzentgelte, Netzzugang

T +49 241 47062 - 446 | **M** +49 173 539 29 52

E micha.ries@bet-aachen.de

B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Alfonsstraße 44 | 52070 Aachen

T +49 241 47062-0 | **F** +49 241 47062-600

Festlegung der EK-Zinssätze durch die BNetzA – Klagen oder Ertragen?

Die Bundesnetzagentur hat mit der Veröffentlichung des Beschlussentwurfs am 6.07.2016 das Verfahren eingeleitet, zur Festlegung der im Verlauf der dritten Regulierungsperiode geltenden Eigenkapitalzinssätze nach §§ 7 Abs. 4 StromNEV/GasNEV in Verbindung mit § 21 Abs. 2 EnWG. Die Branche sieht sich mit den in Aussicht gestellten Zinssätzen in Höhe von **6,91% für Neu- und 5,12% für Altanlagen** und mit einer Absenkung der bisher gültigen Zinssätze in Höhe von jeweils über 2% konfrontiert.

Am 5. Oktober 2016 hat die BNetzA dann die entsprechenden Festlegungen genau dieser, unveränderten Zinssätze für die 3. Regulierungsperiode erlassen und eine Woche später im Internet sowie im Amtsblatt veröffentlicht.

Trotz der deutlichen Kritik der Verbände und Netzbetreiber an der Ermittlungsmethode der Marktrisikoprämien, der unzureichenden bzw. fehlenden Berücksichtigung der besonderen Herausforderung durch die Energiewende oder die negative Korrelation von Basiszinssatz und Marktrisikoprämie (MRP) sollen die ursprünglich zur Konsultation gestellten Zinssätze nun für Gas- und Stromnetzbetreiber gleichermaßen für die 3. Regulierungsperiode zum Einsatz kommen.

Was ist bei einer Beschwerde zu beachten?

Wir haben uns nun Gedanken gemacht, wie wir betroffene Netzbetreiber bei ihrer Entscheidung unterstützen können, entweder diese bittere Pille zu schlucken oder in die **Beschwerde** zu gehen. Auch wenn eine leichte Tendenz für den Beschwerdeweg vorhanden ist, so muss dies keinesfalls automatisch auch am Ende der richtige Weg sein. Es geht vielmehr darum, in einem ersten Schritt die Chancen und Risiken abzuwägen: Beispielsweise können auf Basis des Kostenantrages 2015 (Gas) bzw. der letzten Genehmigung Basis 2011 (Strom) oder einer fiktiven Kalkulation mit hochgerechneten Werten zum 31.12.2016 die Höhe der Chance auf Verbesserung der Situation und mithin auch der Streitwert für die Kosten einer Beschwerde ermittelt werden.

Wichtig ist auch zu wissen, dass für diejenigen, die sich für das „Schlucken der bitteren Pille entscheiden“ die Gefahr besteht, später keinen Anspruch auf Teilhabe geltend machen können sollte durch höchstrichterlichen Beschluss ein verbesserter Zinssatz beschlossen werden. Nur wer jetzt Beschwerde einlegt, kann davon ausgehen auch später von möglichen, höheren Zinssätzen zu profitieren. Dann muss der Netzbetreiber jedoch auch noch gegen einen Bescheid zur EOG für die 3. Regulierungsperiode vorgehen, wenn dieser noch vor Beendigung des Verfahrens um die Zinssätze erlassen wird. Also weitere Prozesskosten, die sich an der möglichen EOG-Verbesserung orientieren. Auch die Höhe dieser Kosten sollte abgeschätzt und mit in die weiteren Überlegungen einbezogen werden.

Die Teilnahme an einer Prozesskostengemeinschaft („Sammelklage“) ist dabei eine Option, sie ist aber nicht unbedingt nötig. Der Netzbetreiber kann stattdessen auch seine individuelle Beschwerde führen und dabei nach seinen eigenen Zielen vorgehen.

Unsere Bewertung zur Berechnungsmethode

Die Berechnung der **Marktrisikoprämie durch die BNetzA** beruht auf den historischen Zeitreihen der Studie „Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2016“ von Dimson, Marsh und Staunton. Die verwendete Mittelwertbildung zur Bestimmung der Marktrisikoprämie mit einer jeweils hälftigen Berücksichtigung von geometrischen und arithmetischen Mittel, sehen wir kritisch. Denn die Verwendung von Stehles „Mittel der Mittel“ zur Darstellung der uneinheitlichen wissenschaftlichen Sichtweise bei der Berechnung der Marktrisikoprämie berücksichtigt die Bedeutung und Auswirkungen auf Investitionen der Netzbetreiber nur unzureichend.

Mit einer **stärkeren Gewichtung des arithmetischen Mittels**, wie es z. B. bei Bewertungen üblich ist, kommen wir zu folgenden Zinssätzen:

	BNetzA	BET
Risikoloser Basiszinssatz	2,49%	2,49%
Marktrisikoprämie (MRP)	3,80%	4,30%
Beta-Faktor	0,83	0,83
Risikozuschlag	3,15%	3,57%
Steuermultiplikator	1,225	1,225
Neu-Anlagen	6,91%	7,42%
Alt-Anlagen	5,12%	5,63%

Wir möchten allerdings darauf hinweisen, dass die Höhe des von der BNetzA angesetzten verschuldeten Beta-Faktors bereits eine obere Bandbreite der bei der Bewertung üblichen Größe (0,66 – 0,83) darstellt (insbesondere im Vergleich zu den Festlegungen von anderen Regulierungsbehörden). D. h. je nach Auswahl der verwendeten Vergleichsunternehmen, besteht das Risiko einer Verschiebung nach unten. Durch die Berechnungsmethodik (Eigenkapitalzinssatz = [Risikoloser Basiszinssatz + Marktrisikoprämie * Beta-Faktor] * Steuermultiplikator) würde sich somit sogar eine Verschlechterung der Zinssätze einstellen.

Eine Verschlechterung würde sich auch dann ergeben, wenn zeitlich spätere Zinsreihen zur Bestimmung der Umlaufrendite herangezogen werden sollten. Dies folgt aus dem weiteren Absinken der Umlaufrendite. Die BNetzA stellt in ihren Beschlüssen immerhin noch auf die Jahre 2006 bis 2015 ab, und zwar einheitlich für die EK-Zinssätze für Gas (mit Wirkung für 2018 bis 2022) und für Strom (mit Wirkung für 2019 bis 2023).

Vor dem Hintergrund der absoluten Höhe der festzulegenden Zinssätze ist also zwischen der Chance auf eine Verbesserung einerseits und dem Risiko einer möglichen Verschlechterung andererseits sehr gewissenhaft abzuwägen.

Wenn Sie weitere Fragen zu Ihrem individuellen Verfahren oder zur eigenen Bewertung der Chancen und Risiken haben, **sprechen Sie uns rechtzeitig an**.

Die an die Amtsblattveröffentlichung anknüpfende Frist läuft nach strengster Einschätzung bereits am 24. November ab!

Ihre Ansprechpartner

Micha Ries | E micha.ries@bet-aachen.de | T 0241 - 470 62 - 446

Bastiaan Milatz | E bastiaan.milatz@bet-aachen.de | T 0241 - 470 62 - 492

RA Dr. Konrad Hummel | E hummel@bhw-energie.de | T 030 – 2009 547 - 13

§ 19(2) Satz 2 StromNEV - Berücksichtigung vorgel. Netzkosten und vermiedener Netzentgelte

Die Beschlusskammer 4 hat in der Entscheidung BK4-16-001 vom 11.07.2016 im Rahmen eines besonderen Missbrauchserfahrens nach § 31 Abs. 1 EnWG entschieden, dass es richtig ist, die Kostenpositionen ‚**Kosten für vorgelagerte Netzebenen** (vNK)‘ und ‚**Kosten für vermiedene Netzentgelte** (vNE)‘ in die Berechnung der Kosten des physikalischen Pfads für die Ermittlung eines individuellen Netzentgelts nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV einzubeziehen. Sie fordert in einer E- Mail vom 4.10.2016 zudem alle

Netzbetreiber auf, zukünftig (für die Endrechnung 2016, ab 2017 oder ab der nächsten Regulierungsperiode?) diese Kostenpositionen in ihren Pfadberechnungen zu berücksichtigen.

Vor dem Hintergrund der gültigen Verordnung können wir den Beschluss jedoch nicht nachvollziehen und auch die „Begründung“ überzeugt uns nicht. Hier die Rahmendaten des zugrunde liegenden Falls:

Beschlussinhalt

Gemäß der BNetzA waren die Pfadkosten in dem von Saint-Gobain Isover G+H aufgegriffenen Missbrauchsfall gegen die Rheinische Netzgesellschaft deutlich erhöht. Die Beschlusskammer sieht aber kein missbräuchliches Verhalten. Denn die Einbeziehung der Kostenpositionen „Kosten für vorgelagerte Netzebenen“ und „Kosten für vermiedene Netzentgelte“ in die Berechnung der Kosten des physikalischen Pfades stimme mit den gesetzlichen Vorgaben sowie den Vorgaben aus der Festlegung BK4-13-739 überein.

Die Kosten der Netz- oder Umspannebene seien einschließlich des Mechanismus der Kostenwälzung nach § 14 Abs. 1 StromNEV zu bestimmen, einschließlich der gewälzten vorgelagerten Netzkosten und vermiedenen Netzentgelte. Es seien nicht nur solche Kosten zu allokieren, die im Sinne von Einzelkosten den Betriebsmitteln direkt zuzuordnen sind.

Bewertung des Beschlusses

Die annuitätischen Kosten eines Pfades zu einem Netzknoten oder zu einem Kraftwerk dürfen nur die direkten Kosten der Ebene betreffen. Bei einem Pfad zum nächsten Netzknotenpunkt werden gemäß dem Beschluss BK4-13-739 die Kosten der Inanspruchnahme der vorgelagerten Ebene in einer zusätzlichen Kostenposition berücksichtigt.

Bei einem Pfad zu einem Kraftwerk ersetzt das Kraftwerk einschließlich der anzusetzenden Reservekosten das vorgelagerte Netz. Bei dem häufigen Fall eines Pfades zu einem Höchstspannungskraftwerk sind die Kosten aller Ebenen bereits ohne die Einbeziehung vorgelagerter Netzkosten in den Pfadkosten enthalten.

Aus unserer Sicht wird hier die über eine sachliche Schlüsselung den Betriebsmitteln zuordenbaren Betriebskosten überinterpretiert. Statt sich nur auf Overheadkosten zu beziehen, werden auch ebenenfremde Kosten zugeordnet. Dies bedingt bei einem ebenenübergreifenden Pfad, und insbesondere bei einem netzbetreiberübergreifenden Pfad, die Mehrfachberücksichtigung vorgelagerter Kosten.

Annuitätische Kosten eines Betriebsmittels

Im Beschluss der BNetzA BK4-13-739 zum §19 Abs. 2 StromNEV heißt es unter 3. c) v.: „Die Kosten des physikalischen Pfades errechnen sich aus den Annuitäten der Betriebsmittel, ggf. den Kosten für die Erbringung von Netzreserveleistungen im Fall des Ausfalles der Erzeugungsanlagen, ggf. Kosten für Systemdienstleistungen, den Kosten für Verlustenergie und im Falle der Bildung des physikalischen Pfades bis zum nächstgelegenen Netzknoten aus den Netzentgelten der vorgelagerten Netzebene“. Die vorgelagerten Netzkosten werden also in dem Pfad zum Netzknoten nicht einbezogen, sondern später additiv berücksichtigt.

Dies erschließt sich auch durch die Beschreibung der Kosten des Pfades nach allgemeiner betriebswirtschaftlicher Lehre direkt. Die annuitätischen Kosten eines

Betriebsmittels können nur direkt von diesem Betriebsmittel verursacht werden. Es handelt sich stets um die Kapitalkosten aus der Investition und die Betriebskosten für Betrieb, Wartung und Instandhaltung. Kosten der umliegenden Betriebsmittel bzw. des vorgelagerten Netzes sind von der Bedeutung des Kostenbegriffes hier nicht einzubeziehen.

Da die Pfadkosten nicht abhängig sind von dem Pfadziel (Netzverknüpfungspunkt oder geeignete Erzeugungsanlage) erschließt sich unmittelbar, dass bei einem Pfad zu einer Erzeugungsanlage die Kosten des vorgelagerten Netzes ebenfalls nicht anzusetzen sind. Dies ist auch sachgerecht, da das Kraftwerk das vorgelagerte Netz ersetzt.

Auswirkungen der Einbeziehung der vNK und vNE in die Pfadkosten

Die Kosten einer Netz- oder Umspannebene bestehen im Allgemeinen rund zur Hälfte aus den direkten Kosten der Betriebsmittel der Ebene und zur anderen Hälfte aus den gewälzten Kosten vorgelagerter Ebenen, vorgelagerten Netzkosten und vermiedenen Netzentgelten. Werden diese vorgelagerten Kosten nun in die annuitätischen Kosten der Betriebsmittel einbezogen, so können sich die Pfadkosten verdoppeln.

Diese Verteuerung zeigte sich auch bei den auffällig hohen angegriffenen Pfadkosten des o. g. Verfahrens und war Ursache des Missbrauchsverfahrens.

Unser Fazit

Nach unserer festen Auffassung ist die Einbeziehung der vorgelagerten Kosten nicht mit dem Kalkulationsmodell von individuellen Netzentgelten nach §19 Abs. 2 Satz 2 bis 4 StromNEV vereinbar.

Sie entspricht nach den betriebswirtschaftlichen Grundsätzen zudem nicht den Vorgaben in dem Beschluss BK4-13-739 zum §19 Abs. 2 StromNEV.

Die Umsetzung der Kalkulationsvorgabe der BNetzA durch die Netzbetreiber wird unweigerlich zu weiteren Missbrauchsverfahren führen.

Haben Sie **Fragen zum Thema**? Oder möchten Sie sich mit uns austauschen? Gerne stehen wir Ihnen zu Verfügung.

Ihre Ansprechpartner

Dr. Elfried Evers | E elfried.evers@bet-hamm.de | T 02381 – 45 00 56

Simon Kutzner | E simon.kutzner@bet-aachen.de | T 0241 - 470 62 - 405

Anhebung der notwendigen erheblichen Abweichung vom Höchstlastbeitrag für das Sonderentgelt nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV

Die Bundesnetzagentur plant die im Beschluss BK4-13-739 genannten Kriterien für atypische Netznutzung weiter zu Lasten der Nieder- sowie Mittelspannungskunden einzuschränken. Die sogenannte **Erheblichkeitsschwelle** soll angehoben werden:

Änderung Kriterien für die Erheblichkeit der Leistungsabweichung

Kriterien	gemäß Beschluss BK4-13-739	beabsichtigte Anhebung der Erheblichkeitsschwelle ab 1.1.2017
Reduktion der Leistung		
Hös	5%	50%
Umspg. HöS/HS und HS	10%	
Umspg. HS/MS und MS	20%	
Umspg. MS/NS und NS	30%	
Mindestleistung	100 kW	1.000 kW
Bagatellgrenze	500 €	nicht mehr relevant

Die Folge dieser Änderung ist, dass sich der Kreis der Anspruchsberechtigten vermutlich um über 90% reduzieren wird. Im Bereich der Niederspannung wurde der Kreis bereits 2014 durch die Neueinführung des Kriteriums „Mindestleistung“ eingeschränkt. Dieser Weg wird nun weiterverfolgt. Denn nach der Anhebung der Mindestleistung werden faktisch auch die Mittelspannungskunden aus dem Berechtigtenkreis fallen und wegen der prozentualen Leistungsreduktion auch der Großteil der Netzkunden in höheren Ebenen.

Wie sieht Ihre Position aus? Gerne bewerten wir, wie sich die neue Regelung auf Ihre Situation auswirkt. Sprechen Sie uns an!

Ihre Ansprechpartner

Dr. Elfried Evers | E elfried.evers@bet-hamm.de | T 02381 – 45 00 56

Simon Kutzner | E simon.kutzner@bet-aachen.de | T 0241 - 470 62 - 405

Vorbereitung zur Kostenprüfung Strom, Basisjahr 2016

Nach der Vorstellung der Anreizregulierungsverordnung sollen sogenannte Fotojahre die typische, regelmäßige Kostenstruktur eines Netzbetreibers abbilden. Ein solches Jahr geht für die Betreiber eines Stromnetzes nun bald zu Ende. Und für Sie wird es Zeit, noch einmal die vorläufigen Quartalsabschlüsse zu prüfen und insbesondere die Bilanzkonten in den Fokus zu rücken. Damit stellen Sie sicher, dass Ihre kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, auch vor dem Hintergrund der immer höher werdenden Anforderungen an die Nachweispflicht, noch auskömmlich beantragt und genehmigt werden kann.

Worum geht es? Mit der Erstellung der Jahresabschlüsse geht es für die Netzbetreiber aus regulatorischer Sicht darum, die Grundlage für einen **optimal aufgestellten Kostenantrag** zu schaffen, die bereits **entwickelten Strategien** vollständig umzusetzen und möglicherweise noch **letzte Optimierungsmaßnahmen** auf den Weg zu bringen. So lassen sich regelmäßig an unterschiedlichen Stellen kleinere Verbesserungen erzielen, die in Summe eine deutliche wirtschaftliche Auswirkung nach sich ziehen können.

Wir haben im Vorfeld der Basisjahre 2015 Gas und 2016 Strom bereits Antworten auf die zentralen Fragen gegeben:

- ✓ Wie kann ich aktiv die Höhe der Verzinsung meines kalkulatorischen Eigenkapitals z. B. durch bilanzielle Maßnahmen verbessern?

- ✓ Welche Kostenpositionen drohen mir wegzubrechen, welche kann ich halten und umsetzen?
- ✓ Gelten meine ursprünglichen Kostenschlüssel noch und wie haben sich die Relationen seit der letzten Kostenprüfung verändert?
- ✓ Wie wirken sich die Veränderungen im Ordnungsrahmen ARegV auf meine Kosten aus – und wann...?

Damit Sie als Netzbetreiber nicht vor der Situation stehen, zu Beginn der 3. Regulierungsperiode unfreiwillig am Absenkungspfad der 2. Regulierungsperiode anzuknüpfen, unterstützen wir Sie auch weiterhin gerne beratend bei der Optimierung, z. B. mit Diskussionen auf Basis unserer Erfahrung und praxiserprobten Werkzeugen. Gerne prüfen wir Ihren Unbundling-Jahresabschluss 2015 und erstellen Ihnen einen vorläufigen Jahresabschluss 2016 (Stand 30.09. oder 31.10.), der **analog zur Perspektive der Regulierungsbehörde** geprüft ist und so bereits im Vorfeld des Kostenantrags Ihr mögliches **Optimierungspotenzial** aufgezeigt. Sprechen Sie uns an!

Ihr Ansprechpartner

Micha Ries | **E** micha.ries@bet-aachen.de | **T** 0241 - 470 62 - 446

Verantwortlicher Herausgeber

B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Geschäftsführer: **Dr. Wolfgang Zander** und **Dr. Michael Ritzau**
Alfonsstraße 44 | 52070 Aachen

T +49 241 47062 - 0 | **F** +49 241 47062 – 600

W www.bet-aachen.de | **E** info@bet-aachen.de

USt-ID-Nr. DE161524830 | Reg.-Ger. Aachen • HRB 5731

Redaktion

Simone Lehmann | **T** +49 241 47062 - 422 | **E** simone.lehmann@bet-aachen.de

Wenn Sie künftig keinen Newsletter mehr von uns erhalten wollen, antworten Sie einfach auf diese E-Mail mit dem Hinweis "löschen". Alternativ können Sie uns telefonisch unter +49 241 47062 - 422 oder auf dem Postweg erreichen. Für Ihre Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.