

**Ergebnisse der Plenarsitzung der Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“
am 22. November 2011
im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in Berlin**

Die Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ hat folgende Empfehlungen beschlossen:

I. Zur Beschleunigung des Netzausbaus:

1. Die Plattform begrüßt die Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein. Die zwischen den beteiligten Kreisen, den Netzbetreibern und der Landesregierung getroffene Vereinbarung zur Beschleunigung des Netzausbaus ist beispielhaft dafür, wie sich bereits im Vorfeld der formellen Genehmigungsverfahren eine gemeinsame Verständigung über den notwendigen Stromleitungsbau erzielen lässt.

Die Plattform bittet die Vertreter der anderen Bundesländer, zu prüfen, inwiefern ein solcher Ansatz auch in ihren Ländern zur Beschleunigung des Netzausbaus beitragen könnte.

2. Die Plattform bittet dena und DUH, die vorbereitenden Arbeiten zur Informations- und Dialogoffensive zügig abzuschließen, damit das Projekt in Kürze starten kann.
3. Die Plattform appelliert an alle Beteiligten, darauf hinzuwirken, dass die laufenden Planungs- und Genehmigungsverfahren für die besonders vordringlichen EnLAG-Projekte Görries-Krümmel, Osterath-Weißenthurm und Thüringer Strombrücke zügig abgeschlossen werden können. Die Plattform wird den Fortgang der vordringlichen EnLAG-Projekte weiter verfolgen.
4. Die Plattform begrüßt die Initiative von Amprion und der Universität Freiburg, die genauen Auswirkungen von Höchstspannungs-Erdkabeln auf die Bodennutzung zu ermitteln. Über die Ergebnisse bittet die Plattform zeitnah unterrichtet zu werden.

II. Zur Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen für Netzbetreiber:

1. Behebung des „Zeitverzugs“ bei Investitionsbudgets

Die Plattform empfiehlt, im Rahmen von Investitionsbudgets Kosten für genehmigte

Investitionsmaßnahmen ohne Zeitverzug in den Erlösobergrenzen für die Netzentgelte anzuerkennen (t-0).

Mögliche Eckpunkte für eine Umsetzung der Handlungsempfehlung können sein:

- Die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt bereits im Jahr der Aktivierung der Anlagegüter (t-0) auf der Grundlage von Planwerten. Etwaige Abweichungen zwischen den Planwerten und den Istwerten der Investitionskosten werden auf dem Regulierungskonto verzinslich gebucht. Die Verzinsung erfolgt symmetrisch.
- Der Antrag auf Genehmigung eines Investitionsbudgets hat bis zum 31. März des Jahres vor erster Kostenwirksamkeit der Investitionsmaßnahmen in den Erlösobergrenzen zu erfolgen.
- Eine Genehmigung der Investitionsbudgets erfolgt nur dem Grunde nach und enthält eine Projektbeschreibung, die verschiedenen Kostenarten sowie die Art und Weise der Kostenermittlung. Die BNetzA trifft – anders als bisher – keine Aussage zur zulässigen Höhe der Anschaffungs- und Herstellungskosten. Eine Kostenkontrolle aus Effizienzgesichtspunkten erfolgt nach Auslaufen der Befristung der Investitionsbudgets über den Effizienzvergleich.
- Nach Auslaufen der Investitionsbudgets erfolgt eine Minderung der Erlösobergrenze um die letzten drei Jahresscheiben vor Ende der Genehmigungsdauer gestreckt über 20 Jahre. Dazu werden diese drei Jahresscheiben bis zum ersten Jahr des Übergangs in die beeinflussbaren Kosten aufgezinnt. Hierfür gilt der allgemeine Zinssatz des Regulierungskontos.
- Probleme aus dem Übergang vom zweijährigen Zeitverzug (t-2) zur sofortigen Kostenanerkennung (t-0) werden für bereits genehmigte Investitionsbudgets kostenneutral gelöst.
- Zur Vereinheitlichung der Berechnung der Kapitalkosten im Rahmen von Investitionsbudgets erhält die Bundesnetzagentur eine entsprechende Festlegungskompetenz.

2. Verbesserte Bilanzierungsregeln von Offshore-Anbindungskosten

Die Plattform empfiehlt, die rechtlichen Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass Netzbetreiber mit dem Entstehen der Kosten für die Anbindung von Offshore-Windparks oder mit dem Entstehen der Zahlungsverpflichtung aus der bundesweiten

Kostenwälzung die entsprechenden Forderungen bilanzieren können.

Die Plattform ist der Auffassung, dass eine Änderung in § 17 Absatz 2 a EnWG (Verweis allgemein auf § 9 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G) statt bisheriger Verweis auf § 9 Absatz 3 KWK-G) das Bilanzierungsproblem lösen könnte.

3. Präzisierung von Verzinsungsregeln für Netzbetreiber

a Verzinsung von Fremdkapital (FK-Verzinsung)

Die Plattform empfiehlt, dass zukünftig die tatsächlich angefallenen Fremdkapitalkosten regulatorisch anerkannt werden, soweit sie sich in einem marktüblichen Rahmen bewegen. Dabei sollten neben dem Zeitpunkt der Kapitalaufnahme und der Laufzeit des Kredits auch die individuellen Verhältnisse des Netzbetreibers¹ ins Blickfeld genommen werden.

b Verzinsung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals eines Netzbetreibers, das die regulatorisch vorgegebene Quote von 40 % übersteigt (EK-II-Verzinsung)

Die Plattform empfiehlt, die Vorgaben der Stromnetzentgeltverordnung zur Verzinsung des überschießenden Eigenkapitals (EK-II) zu präzisieren, um mehr Kalkulationssicherheit zu schaffen. Der Verordnungsgeber sollte dabei erwägen, die Elemente „risikoloser Basiszins“ sowie „fremdkapitalspezifischer Risikozuschlag“ in der Stromnetzentgeltverordnung zu regeln.

Zur Ausgestaltung der Regelungen kann das Positionspapier des BDEW und der BNetzA vom 30. September 2011 als Grundlage dienen (siehe Anlage).

III. Zum System der vermiedenen Netzentgelte:

1. Die Plattform empfiehlt, das System der vermiedenen Netzentgelte zu reformieren. Der Kreis der berechtigten Anlagen sollte auf nicht-volatil einspeisende flexible und lastnahe Stromerzeugung begrenzt werden, da aktuell nur von diesen Anlagen netzentlastende Wirkungen zu erwarten sind.²

¹ bne und vzbv: Vorbehalt zur Berücksichtigung der individuellen Verhältnisse des Netzbetreibers.

² ZVEI: Enthaltung zum Gesamttext. Nordrhein-Westfalen: Vorbehalt zum ersten Absatz.

2. Die Plattform bittet die AG Regulierung, zu prüfen, ob die Anbindungskosten für Offshore-Windparks und die Kosten für Erdverkabelung auf 380kV-Ebene bei der Berechnung der vermiedenen Netzentgelte unberücksichtigt bleiben sollten.³
3. Die Plattform bittet die AG Regulierung, darüber hinaus zu prüfen, ob ggfs. weitere Kostenpositionen, die über die Netzgebiete mehrerer Netzbetreiber gewälzt werden, aus dem System der vermiedenen Netzentgelte herausgenommen werden sollten.⁴
4. Die Plattform empfiehlt, mit der Reform des Systems der vermiedenen Netzentgelte den erhöhten Anforderungen an die Netzstabilität und möglichen Allokationssignalen für Kraftwerke hinreichend Rechnung zu tragen.⁵

IV. Zum Investitionsbedarf in Verteilernetzen:

1. Die Plattform ist der Auffassung, dass insbesondere der Ausbau der erneuerbaren Energien zum Teil erhebliche Investitionen auf Verteilnetzebene erforderlich macht.⁶
2. Die Plattform beauftragt die Arbeitsgruppen Regulierung und Intelligente Netze und Zähler, zu prüfen, ob und inwieweit eine Verbesserung der Investitionsbedingungen für Verteilnetzbetreiber erforderlich ist, und ggfs. dafür entsprechende Vorschläge auszuarbeiten.⁷
3. Die Plattform begrüßt, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, aufbauend auf Fragestellungen aus der Arbeitsgemeinschaft „Intelligente Netze und Zähler“, eine Potenzialanalyse zu intelligenten Netzen in Auftrag geben will.

³ Niedersachsen: Vorbehalt.

⁴ BDEW, VKU, Niedersachsen: Vorbehalt.

⁵ BDEW: Vorbehalt. BEE mahnt eine zusätzliche, fundiert begründete und zeitnahe Weiterentwicklung des Systems an, mit der Anreize für eine lastnahe und systemverträgliche Erzeugung gesetzt werden.

⁶ vzbv, bne: Vorbehalt. vzbv und bne weisen darauf hin, dass es zum zukünftigen Investitionsmehrbedarf in Verteilnetzen bisher keine konsentrierte Datengrundlage gibt.

⁷ vzbv, bne: Vorbehalt.

V. Zur Prüfung eines Mechanismus zum Ausgleich der Belastungen durch die Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen nach dem EEG und die Einspeisung durch diese Anlagen:

1. Die Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ regt an, den Ausbau der erneuerbaren Energien zwischen den Ländern auch im Hinblick auf den dadurch bedingten Netzausbau stärker zu koordinieren.⁸
2. Die Plattform weist darauf hin, dass eine Reform des Systems der vermiedenen Netzentgelte (Begrenzung des Systems auf nicht-volatil einspeisende flexible und lastnahe Anlagen) bereits zu einer Entlastung bei regionalen Netzentgelten führen würde.

VI. Zu Forschung und Entwicklung

1. Die Plattform begrüßt die in der AG „Neue Technologien“ erstellte Liste zu Forschungsschwerpunkten und Akteuren im Themenbereich Stromnetze als Hilfestellung für die Arbeit anderer Arbeitsgruppen (insbesondere der AG Regulierung und der AG Intelligente Netze und Zähler) und als Basis für zukünftige Förderaktivitäten wie z.B. die im 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung angekündigte ressortübergreifende Förderinitiative zu Netzen.
2. Die Plattform richtet ihren Appell an Wissenschaft, Industrie und Netzbetreiber, sich zu gemeinsamen Forschungsprojekten zusammen zu finden und die Fördermöglichkeiten des neuen Energieforschungsprogramms zu nutzen.
3. Die Plattform bittet die Arbeitsgruppen Regulierung und Neue Technologien, gemeinsam zu prüfen, ob mit Blick auf gewünschte Forschungsaktivitäten von Netzbetreibern und unter Berücksichtigung bestehender Forschungsförderungsinstrumente Anpassungsbedarf beim Regulierungsrahmen besteht, und ggfs. Vorschläge zu entwickeln.

VII. Zu Intelligenen Netzen und Zählern:

1. Die Plattform begrüßt die Absicht der AG Intelligente Netze und Zähler, eine Handlungsmatrix für den Um- und Ausbau der Verteilnetze zu erarbeiten.

⁸ Schleswig-Holstein: Vorbehalt.

2. Die Plattform bittet die AG Intelligente Netze und Zähler, die Ergebnisse der Handlungsmatrix gemeinsam mit der AG Regulierung zu erörtern und auf dieser Basis Handlungsempfehlungen für die Regulierung abzuleiten.
3. Darüber hinaus bittet die Plattform die AG Intelligente Netze und Zähler, die Ergebnisse der im Energiewirtschaftsgesetz vorgesehenen Kosten-Nutzen-Analyse zur Einführung von Smart-Metern in der AG zu diskutieren.

VIII. Zur Systemsicherheit:

1. Aktualisierung technischer Anforderungen an Kleinanlagen zur Stromerzeugung

- a Die Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ empfiehlt die schnelle Erarbeitung einer Rechtsverordnung zur Behebung des Problems der großflächigen automatischen Abschaltungen von dezentralen Erzeugungsanlagen bei Über- und Unterfrequenz.
- b In einem ersten Schritt empfiehlt die Plattform die Nachrüstung von Photovoltaikanlagen mit einer Leistung > 10 kWp, die ab dem 01. September 2005 in Betrieb genommen wurden. Die Umrüstungsanforderungen sollen auf Basis der Studie "Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung" (Autoren: Ecofys, Universität Stuttgart; Auftraggeber: EnBW TNG, BSW, VDE|FNN)) definiert werden.⁹
- c In einem zweiten Schritt sollen Empfehlungen für die Umrüstung der anderen dezentralen Erzeugungsanlagen (Wind, Biogas, KWK, kleine Wasserkraft), bei denen eine Anpassungen des Frequenzschutzwertes notwendig ist, erarbeitet werden.

2. Verminderung von Frequenzschwankungen zum Stundenwechsel

- a Die Plattform begrüßt die kurzfristige Einführung von 15-Minuten-Produkten an der EPEX Spot.
- b Die Plattform wird die Einführung des Produktes im Markt und die Wirkungen der Umstellung auf die Netzsituation beobachten.

⁹ In der AG Systemsicherheit wurde über die Frage der Kostentragung nicht diskutiert.

- c Sollten sich die Frequenzschwankungen zum Stundenwechsel durch die 15-Minuten-Produkte spürbar minimieren lassen, so sollte die Bundesregierung in der EU für die flächendeckende Einführung dieser Börsenprodukte werben.

IX. Zur Anbindung von Offshore-Windparks:

1. Die Plattform begrüßt, dass die BNetzA im Rahmen ihrer Festlegungskompetenz nach §17 Abs 2a Kriterien für die Errichtung von Netzanbindungen erarbeitet, die es ermöglichen, sich der im Positionspapier genannten Frist, soweit es mit den der BNetzA zur Verfügung stehenden Instrumenten möglich ist, anzunähern. Die Plattform bittet die BNetzA darum, die entsprechenden Regelungsvorschläge zügig vorzustellen und breit zu konsultieren.¹⁰
2. Die Plattform sieht eine erhebliche Notwendigkeit, das BSH mit Personal entsprechend seiner besonderen Bedeutung für die Entwicklung der Offshore-Windenergie auszustatten. Dies gilt insbesondere für die notwendigen zusätzlichen Stellen zur Erfüllung der gesetzlichen Aufgaben nach § 17 Abs. 2a EnWG.
3. Die Plattform spricht sich für die Entwicklung von Standards im Bereich der Clusteranschlüsse aus, da hierdurch signifikante Kostensenkungen sowie eine Beschleunigung bei der Genehmigung, Vergabe und dem Bau der Anschlüsse erwartet werden.
4. Die Plattform empfiehlt der Bundesregierung bzw. der BNetzA, die Frage der Systemauslegung und ggf. notwendiger bzw. sinnvoller Redundanzen (n-x) unter Kostenaspekten und Aspekten der Versorgungssicherheit zu prüfen und perspektivisch entsprechende Vorschläge im Kreis der Betroffenen zu konsultieren.

¹⁰ TenneT TSO GmbH: Vorbehalt. Nach Auffassung von TenneT ist für eine kosten- und ressourcenoptimierte Anbindung von Offshore-Windparks eine langfristige Ausbauplanung und damit eine Anpassung des § 17 Abs. 2a EnWG notwendig.

5. Angesichts der Diskussion der letzten Wochen bittet die Plattform die AG Offshore-Anbindung, schnellstmöglich die Frage der Haftung bei Kabelschäden bzw. bei der Kabelanbindung infolge leichter und grober Fahrlässigkeit zu diskutieren. Dabei sollte auch die Frage einer Haftungsbegrenzung intensiv geprüft werden. Die jetzige rechtliche Situation ist nach übereinstimmender Auffassung aller Beteiligten nicht haltbar, da sie für die Netzbetreiber zu nicht versicherbaren und ggfs. existenzbedrohenden Risiken führen kann.¹¹

X. Zu weiteren Themen der Netzplattform:

1. Die Plattform bittet die AG Neue Technologien, die Überlegungen des VDE zur langfristigen Schaffung eines Systems von HGÜ-Endloskabeln zu erörtern.
2. Die Plattform bittet die AG Planungs- und Genehmigungsverfahren, zu prüfen, ob sich Wasserstraßen in Deutschland für die Verlegung von Höchstspannungsleitungen eignen und ob diese Verlegungsart zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren beitragen könnte. Dabei sind insbesondere Umweltwirkungen, Sicherheits- und betriebliche Belange zu berücksichtigen.
3. Die Plattform regt an, in der AG Regulierung zu prüfen, inwieweit für Vertriebe und Händler mehr Planungssicherheit hinsichtlich der Entwicklung der Stromnetzentgelte geschaffen werden kann.¹²

¹¹ 50Hertz Transmission GmbH weist darauf hin, dass bei der Anbindung von Offshore-Windparks bewusst auf eine n-1-Sicherheit verzichtet worden sei, um die Kosten für die Netzkunden möglichst zu optimieren.

¹² vzbv und bne plädieren u.a. für eine Veröffentlichung der jährlichen Erlösobergrenzen der Netzbetreiber.

AG-EK II Zinssatz			30.09.2011
Betreff EK II – Zinssatz hier: Risikoaufschlag			

1. Hintergrund

Gegenstand der hier thematisierten Diskussion ist die Frage der Bestimmung einer angemessenen Verzinsung des die regulatorisch vorgegebene Quote von 40 Prozent übersteigenden betriebsnotwendigen Eigenkapitals – sogenanntes BNEK>40%.

Zwischen der Bundesnetzagentur (BNetzA) und den Netzbetreibern besteht Einigkeit darin, dass es zur Schaffung größerer Sicherheit einer grundsätzlichen Regelung für alle Netzbetreiber bedarf, in der die Elemente risikoloser Basiszins sowie fremdkapitalspezifischer Risikozuschlag geregelt werden¹.

Über die Frage, wie das BNEK>40% nach den Vorgaben der Strom- und Gasnetzentgeltverordnung (NEV) zu interpretieren und zu behandeln ist und welche Ansätze zur zukünftigen Bestimmung des Zinssatzes heranzuziehen sind, bestehen auch nach dem Arbeitstreffen vom 20. September 2011 unterschiedliche Auffassungen zwischen der BNetzA und den Netzbetreibern.

1. Nach Netzbetreiber- Auffassung setzt sich der Fremdkapitalzins zusammen aus dem Basiszins in Höhe von 4,12 % und dem Risikozuschlag in Höhe von 1,6 %. Das ergibt einen Zins in Höhe von 5,72 %,
2. Die Bundesnetzagentur ist der Auffassung, dass der Fremdkapitalzins überhöht ist. Die Gründe: a) Die von NERA Economic Consulting vorgeschlagene Bundesbankreihe ist wegen der Länge der Laufzeiten ungeeignet. b) Die zur Ermittlung des Risikoaufschlags verwendeten Ratingstufen sind ungeeignet.

Entsprechend des im Anschluss gemeinsam vereinbarten Vorgehens werden deshalb in diesem Arbeitspapier die wesentlichen Unterschiede in den jeweiligen Ansätzen der BNetzA und der Netzbetreiber sowie deren Gründe dargelegt.

2. Vorgaben zur Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes

a) Regelungen in den Netzentgeltverordnungen:

Hierzu heißt es in § 7 Abs. 1 Satz 5 StromNEV/GasNEV:

„Soweit das nach Satz 2 ermittelte betriebsnotwendige Eigenkapital einen Anteil von 40 Prozent des ... betriebsnotwendigen Vermögens übersteigt, ist der übersteigende Anteil dieses Eigenkapitals nominal wie Fremdkapital zu verzinsen.“

Bislang genehmigte die Regulierungsbehörde den Ansatz des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.

¹ Siehe Arbeitsbericht zur AG Regulierung vom 16.09. zum letzten Arbeitstreffen der Expertenrunde vom 29.08.2011.

b) BGH-Entscheidung

Am 14. August 2008 entschied der Bundesgerichtshof (BGH), dass bei der Ermittlung des Zinssatzes für das BNEK > 40% grundsätzlich ein angemessener Risikozuschlag nach folgender Maßgabe zu berücksichtigen ist.²

„Für die Risikobewertung kommt es aus der Sicht eines fiktiven Kreditgebers auf die Art der Emission und die Einschätzung der Bonität des Emittenten an. Der fiktive Kreditgeber wird dabei von dem im Anlagezeitpunkt erzielbaren Zinssatz für eine langfristige, insolvenzfeste Anleihe, wie sie die öffentliche Hand bietet, ausgehen und im Falle der Geldanlage bei einem anderen Emissionsschuldner für die Inkaufnahme des Ausfallrisikos einen bestimmten Risikozuschlag verlangen.“³

3. Grundannahmen und methodischer Ansatz des BDEW

a) Sachgerechte Auslegung des § 7 Abs. 1 Satz 5 NEV und Behandlung des Eigenkapitals > 40%:

Da innerhalb der Netzkosten Eigenkapital höher als Fremdkapital verzinst wird, hat die Begrenzung des aktuell mit 7,82% (= 9,29% vor Körperschaftsteuer) verzinsten Eigenkapitalanteils auf 40% des gesamten Vermögens das Ziel, die über die Netzkosten verrechneten Kapitalkosten zu begrenzen.

Der Verordnungsgeber gibt dem Netzbetreiber jedoch keine Finanzierungsstruktur vor sondern überlässt es explizit dem Netzbetreiber, über die Finanzierungsstruktur zu entscheiden. Sofern der Netzbetreiber am Kapitalmarkt tatsächliches Fremdkapital aufnimmt, wird dieses nach den Vorgaben von § 5 Abs. 2 NEV aufwandsgleich verzinst. Entscheidet sich der Netzbetreiber z.B. für eine 100%-ige Eigenfinanzierung, wird das die 40%-Limitierung übersteigende Eigenkapital gemäß § 7 Abs. 1 Satz 5 NEV nur wie Fremdkapital verzinst.

+ Mit dieser Deckelung der Zinskosten auf das Niveau einer marktüblichen Finanzierungsstruktur wird dem Verbraucherschutz hinreichend Rechnung getragen. Durch die Regelung des § 7 NEV ist es aus Sicht des Verbrauchers irrelevant, über welche Organisationsform sich der Netzbetreiber finanziert, da die verrechenbaren Netzkosten grundsätzlich nicht höher sein können, als bei direkter Aufnahme von 60% Fremdkapital durch den Netzbetreiber.

+ Gleichzeitig schützt der Verordnungsgeber die elementare unternehmerische Freiheit bzgl. der Wahl einer Finanzstruktur sowie einer Organisationsform, da sie diese den Unternehmen explizit nicht vorschreibt, sondern ausschließlich die verrechenbaren Zinskosten begrenzt.

Eine 100% EK-Finanzierung auf Ebene einer Tochtergesellschaft findet sich zum Beispiel praxisüblich in Konzernen, in denen allein die Muttergesellschaft am Kapitalmarkt Eigen- und

² Grundlage u.a. VR 36/07 - „Trier“; OLG Koblenz, Beschluss vom 4. Mai 2007 – W 595/06 und KVR 42/07 - „Rhein Hessische Energie“; OLG Koblenz, Beschluss vom 31. Mai 2007 – W. 594/06 Kart),. Die Feststellung der Höhe des Risikozuschlags hat der BGH zunächst wieder an das Oberlandesgericht (OLG) Koblenz zurückgewiesen. Eine Entscheidung hierzu steht noch aus. In diesem Zusammenhang ist allerdings zu berücksichtigen, dass in den Verfahren beim OLG Koblenz nur die Höhe eines Fremdkapital-Risikozuschlags im Rahmen der ersten Kostenprüfung, d.h. betreffend das Jahr 2006 mit einem Ermittlungszeitraum für den risikolosen Zinssatz von 1995-2004, behandelt wurde bzw. wird. Gegenstand dieser Verfahren, ist nicht die Frage, wie hoch der fremdkapitalspezifische Risikozuschlag heute bzw. mit Blick auf das Kostenniveau in der 2. Anreizregulierungsperiode zu bemessen ist.

³ Bundesgerichtshof: Beschluss KVR 42/07, .Rn. 56.

Fremdkapital einwirbt und die einzelnen Töchter mit Eigenkapital ausstattet, das sich wiederum aus einer Mischung von Eigen- und Fremdkapital zusammensetzt. Mit jedem investierten Euro in das Netz entsteht bei dieser Finanzierungsform im Ausmaß von 60% zusätzliches Eigenkapital > 40%, das nach § 7 Abs. 1 Satz 5 NEV mindestens kapitalmarktüblich wie reales Fremdkapital zu verzinsen ist.

Jegliche von 40% Eigenkapital / 60% Fremdkapital abweichende Finanzierungsform und -struktur ist daher keine Fehl- sondern nur eine Andersfinanzierung. Die Entscheidung hierzu liegt nach der Intention des Verordnungsgebers beim Unternehmen.

b) Kernelemente zur Bestimmung des EKII-Zinssatzes

In den mit dem BDEW geführten Gesprächen zur Berücksichtigung eines sachgerechten Risikoaufschlages bei der Festlegung des EK II-Zinssatzes hat der BDEW die gutachterlichen Ergebnisse einer Untersuchung von NERA eingebracht.

NERA ermittelt den Fremdkapitalzinssatz aus dem Basiszins und dem fremdkapitalspezifischen Risikozuschlag. Dabei enthält der NERA-Ansatz folgende Kernelemente, die der Vorschlag der BNetzA nicht hinreichend berücksichtigt:

- | |
|--|
| 1 Wahl von Anleihen mit Laufzeiten, die der Langlebigkeit der Netzassets Rechnung tragen. |
| 2 Der Einschätzung des Marktes entsprechende Rating-Einstufung der Netzbetreiber zur Ermittlung des Risikozuschlags. |

c) Ermittlung des risikolosen Zinssatzes

Ein vom BDEW bei NERA Economic Consulting in Auftrag gegebenes Gutachten ermittelt unter aktuellen Kapitalmarktbedingungen für langfristige Investitionen einen risikolosen Zinssatz i.H.v. 4,1% und einen Risikoaufschlag i.H.v. 1,6%.

Der risikolose Zinssatz sollte künftig vom 10-Jahres-Durchschnitt der Umlaufrenditen von Anleihen der öffentlichen Hand mit einer mittleren Restlaufzeit von über 7 Jahren (Bundesbankreihe WU 0918) abgeleitet werden. Die Verwendung dieser Reihe bildet den risikolosen Zinssatz allein auf Basis quasi-risikofreier deutscher Staatsanleihen ab und weist im Sinne einer fristenkongruenten Finanzierung hinreichend lange Restlaufzeiten aus⁴: Die Wahl dieser Reihe trägt der Tatsache Rechnung, dass die Betreiber von Strom- und Gasnetzen im Vergleich zur Gesamtwirtschaft über extrem langlebige Anlagegüter verfügen und die in Praxis von Netzbetreibern emittierten Anleihen durchschnittlich über deutlich längere Laufzeiten verfügen als der Durchschnitt der Gesamtwirtschaft.

10-Jahres-Durchschnitt der Umlaufrenditen von Anleihen der öffentlichen Hand / Mittlere Restlaufzeit von über 7 Jahren (WU 0918) für den Beobachtungszeitraum 2001-2010	4,12%
---	--------------

⁴ Vgl. Kurzgutachten NERA Economic Consulting „Der Risikozuschlag für das Fremdkapital für deutsche Netzbetreiber, 9. Juni 2011

d) Ermittlung des Risikozuschlags

NERA Economic Consulting hat im Rahmen eines Gutachtens im Auftrag des BDEW aktuell für die 2. Regulierungsperiode unter Berücksichtigung der Bewertung der Bonität der deutschen regulierten Strom- und Gasnetzbetreiber einen Fremdkapitalrisikozuschlag in Höhe von 1,6% ermittelt, der sich aus den folgenden Komponenten zusammensetzt:

Risikozuschlag für das Fremdkapital deutscher Netzbetreiber (%)

	A	BBB	A/BBB
Risikozuschlag	1,1	1,8	1,4
Transaktionskosten	0,1-0,3	0,1-0,3	0,1-0,3
Risikozuschlag (inkl. Transaktionskosten)	1,2 - 1,4	1,9 - 2,1	1,5 - 1,7
Mittelwert			1,6

Quelle: NERA-Analyse

Der von NERA ermittelte Risikozuschlag wurde aus der Differenz der Rendite von Anleihen orientiert an der Bonität bzw. Ratingeinstufung und der Rendite risikofreier deutscher Bundesanleihen mit analoger Restlaufzeit ermittelt.

Das Niveau des empfohlenen FK-Risikozuschlags lässt sich dabei über den Ermittlungszeitraum 2001-2010 sowohl anhand von Anleihenindizes professioneller Finanzdienstleister (hier IBoxx, welcher u.a. im Rahmen der RückAbzinsV Verwendung findet) als auch unter Verwendung von Anleihenrenditen vergleichbarer Versorger bzw. Netzbetreiber ermitteln bzw. nachweisen.

Aus Sicht des BDEW ist es demnach sachgerecht, den Zinssatz für das nach § 7 Abs. 1 Satz 5 StromNEV/GasNEV wie Fremdkapital zu verzinsende BNEKII > 40% ab der 2. Regulierungsperiode Strom/Gas insgesamt in Höhe von **5,72%** anzusetzen⁵.

Ein Vergleich mit der aktuellen Regulierungspraxis der BNetzA im Telekommunikationsbereich bestätigt die Vorgehensweise und Ergebnisse des NERA-Gutachtens: Im Entgeltbeschluss der Beschlusskammer (BK) 3 aus dem Jahr 2011 bezüglich der Überlassung der Teilnehmeranschlussleitung wird

- der risikolose Basiszins aufgrund von Bundesanleihen mit einer **Restlaufzeit zwischen 9 und 10 Jahren mit 4,07%** festgelegt
- wird bei vergleichbar hohem Betafaktor (0,78) ein analoger Fremdkapitalrisikozuschlag mit **1,70%** festgelegt.

4. Sichtweise der BNetzA

Die Bundesnetzagentur hat diese Ergebnisse aus folgenden Gründen kritisch bewertet:

- Die von NERA vorgeschlagene Bundesbankreihe WU 0918 ist zur Ermittlung des risikofreien Zinssatzes offenkundig ungeeignet: dies belegt schon der Durchschnittszins, der sich ergibt, wenn man die Zeitreihe WZ 9820 heranzieht, in der ausschließlich Bundesanleihen mit siebenjähriger Restlaufzeit enthalten sind. In diesem Fall ergibt sich nämlich lediglich ein Durchschnittszins von 3,74% (und nicht 4,12%, der sich ergibt, wenn auch andere Gebietskörperschaften einbezogen werden). Auch die von NERA zu Grunde gelegte Laufzeit entspricht nicht dem

⁵ Kurzgutachten NERA Economic Consulting „Der Risikozuschlag für das Fremdkapital für deutsche Netzbetreiber, 9. Juni 2011

empirischen Befund: Die umlaufenden Unternehmensanleihen haben im langjährigen Durchschnitt eine durchschnittliche Restlaufzeit zwischen 5 und 6 Jahren. Hinzu kommt, dass der Ordnungsgeber grundsätzlich eine Eigenfinanzierung über 40% als betriebswirtschaftlich nicht effizient eingestuft hat. Es ist deshalb nach Auffassung der Bundesnetzagentur verfehlt, solche Finanzierungsstrukturen durch siebenjährige Langfristzinssätze zu honorieren. Wenn auch solche Finanzierungen nicht diskriminiert werden sollen, läge es gleichwohl nahe, als Bezugsbasis die Renditen von Bundesanleihen mit einjähriger Restlaufzeit heranzuziehen. Damit erhielten die Unternehmen einen zusätzlichen Anreiz, ihre tatsächliche Finanzierungsstruktur der vom Ordnungsgeber als sachgerecht bewerteten Struktur anzugleichen. Zu bedenken ist dabei außerdem, dass der von der Bundesnetzagentur festzulegende Eigenkapitalzinssatz eine 60%ige Fremdfinanzierung voraussetzt; bei einer geringeren Fremdfinanzierungsquote wären deshalb beim Eigenkapitalzins geringere Risikoaufschläge vorzusehen.

- Die von NERA ermittelten Risikoaufschläge beziehen sich auf Unternehmen sowohl mit einem Single A-Rating (A) als auch mit einem Triple B-Rating (BBB). Beide Ratings werden zwar als „Investment Grad“ bezeichnet; sie bilden allerdings *nicht* die Bandbreite der vorzufindenden Ratingeinstufungen von Netzbetreibern aktuell und während der letzten Jahre in Deutschland sachgerecht ab. Die vom BDEW hierzu vorgelegten Ratingeinstufungen für deutsche Unternehmen beziehen sich regelmäßig auf Energieversorgungsunternehmen insgesamt oder auch auf Holdingunternehmen, bei denen die Beteiligungsbuchwerte zum Teil mit Fremdkapital finanziert sind. Es liegt auf der Hand, dass solche mit Fremdkapital gehebelten Finanzierungen mit einem höheren Risiko behaftet sind. Während bei Unternehmen, die mit Single A eingestuft werden, das Ausfallrisiko als sehr gering bewertet wird, sind von den Bewertungsagenturen in die Stufe BBB Unternehmen eingeordnet, bei den eine Verschlechterung der gesamtwirtschaftlichen Lage zu Kreditausfällen führen kann. Solche Ausfälle sind aber bei Netzbetreibern in Deutschland aufgrund des bestehenden Ordnungsrahmens (kein Absatzrisiko!) nahezu ausgeschlossen. Die Bundesnetzagentur hat – um sich ein Bild zu verschaffen – die von NERA herangezogenen IBoxx-Indizes per Stichtag 12. Mai 2011 analysiert (A und BBB-Anleihen zusammengenommen). Die betrachteten Anleihen wiesen an diesem Stichtag – je nach Restlaufzeit folgende minimale, maximale und mittlere Risikoaufschläge auf:

Tabelle 1: Risikoaufschläge am 12.05.2011 in Abhängigkeit von der Restlaufzeit

Restlaufzeit in Jahren	Aufschlag Minimum	Aufschlag Maximum	Aufschlag Mittelwert
1	13,4	157,8	85,6
2	18,3	466,8	242,55
3	13,7	448,3	231
4	-0,9	280,1	139,6
5	23,0	395,8	209,4
6	27,2	307,3	167,25
7	40,1	468,3	254,2
8	32,3	361,6	196,95
9	38,4	250,4	144,4
10	35,6	241,6	138,6

Bei der Interpretation der Tabelle ist Folgendes zu beachten:

- Bei den zitierten IBoxx-Werten handelt es sich um eine Stichtagsbetrachtung zum 12. Mai 2011. Im Zeitverlauf unterliegen Zinssätze und Risikoaufschläge signifikanten Schwankungen.
- NERA Economic Consulting hat im aktuellen Gutachten „Der Risikozuschlag für das Fremdkapital deutscher Netzbetreiber“ deshalb konform mit den Vorgaben der Gas/StromNEV zur Ermittlung des risikolosen Basiszinssatzes den FK-Risikozuschlag mithilfe der IBoxx-Daten als durchschnittlichen Wert über einen Zehnjahreszeitraum (2001-2010) ermittelt. Damit ist sichergestellt, dass kurzfristige Extremwerte über einen entsprechend langen Ermittlungszeitraum geglättet werden. Allerdings zeigen die Beobachtungen am aktuellen Rand (August/September 2011) sehr deutlich, dass die empirisch belegbaren großen Spreizungen der Zinsaufschläge in Krisenphasen sich noch erheblich ausweiten und grundsätzlich (wenn auch mit Schwankungen hinsichtlich des Umfangs der Spreizungen) im gesamten Zehnjahreszeitraum bestanden.
- Ferner ist zu beachten, dass es sich bei den zitierten IBoxx-Daten in der obigen Tabelle um den sogenannten „SWAP-Spread“ handelt. Der SWAP-Spread ermittelt sich als Differenz der Rendite von Unternehmensanleihen (A/BBB) mit dem SWAP-Zinssatz, der die Konditionen abbildet, zu denen sich Banken untereinander mit zu analogen Laufzeiten Geld leihen. Der SWAP-Zinssatz liegt regelmäßig deutlich oberhalb der Rendite von risikofreien Staatsanleihen. Mithin kann der zitierte SWAP-Spread für den Zweck der Ermittlung eines fremdkapitalspezifischen Risikozuschlags nicht unreflektiert übernommen werden. Sofern NERA zur Ermittlung der Zinsaufschläge auf Bundesanleihen zurückgegriffen hat, würden die in Tabelle 1 sich ergebenden minimalen und maximalen Zinsaufschläge lediglich parallel etwas nach oben verschoben. Es bleibt die enorme Diskrepanz zwischen minimalen und maximalen Aufschlägen der einbezogenen Anleihen.

Es ist erkennbar, dass die Abhängigkeit der unternehmensspezifischen Risikoaufschläge von der Laufzeit – wenn überhaupt – eher schwach ausgeprägt ist. Außerdem sind ganz erhebliche Spreizungen festzustellen. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur ist es nicht akzeptabel, bei der Ermittlung eines sachgerechten Risikoaufschlages für Netzbetreiber auch Unternehmensanleihen einzubeziehen, deren Risikoaufschläge ein vielfaches im Vergleich zu den Unternehmensanleihen ausmachen, die die geringsten Aufschläge ausweisen.

- Bei der Bestimmung des Zinssatzes für das die regulatorisch vorgegebene Quote von 40 % übersteigende Eigenkapital ist außerdem folgendes zu berücksichtigen: Diese hohen Eigenkapitalquoten entstehen in der Regel durch die Anpassung der Bilanzwerte in der kalkulatorischen Rechnung auf Wiederbeschaffungswerte. Folgerichtig ist es deshalb, den EK II-Zinssatz nominal lediglich auf eigenfinanzierte Neuanlagen anzuwenden; hinsichtlich der Altanlagen (Anlagen, die vor 2006 angeschafft wurden) sollte dagegen ein Abzug von dem ermittelten EK II-Zinssatz in Höhe der Inflationsrate vorgenommen werden. Nur so kann eine Doppelverzinsung (nämlich durch im Rahmen der regelmäßigen Neubewertung von Altanlagen sich

ergebende Ertragsanteile in Verbindung mit dem Ansatz eines Nominalzinses) vermieden werden.

- Der vom BDEW vorgenommene Vergleich hinsichtlich des Vorgehens der Bundesnetzagentur im Telekommunikationsbereich ist aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht zulässig. Dabei wird übersehen, dass sich im Telekommunikationsbereich die Ermittlungen auf die gesamte Kapitalbasis der TK-Unternehmen beziehen, während es hier lediglich um eine bestimmte Teilkomponente geht, nämlich der über 40% der kalkulatorisch zu berücksichtigenden Bilanzsumme hinaus gehende Eigenkapitalanteil. Hinzu kommt, dass TK-Unternehmen in einem wirtschaftlich völlig anderen wirtschaftlichen Umfeld tätig sind als die hier im Focus stehenden Strom- und Gasnetzbetreiber: Bei TK-Unternehmen ist in erheblichen Teilen des Anlagevermögens ein Preisverfall zu beobachten, der nach den Regelungen des TKG kalkulatorisch voll in der Assetbasis zu berücksichtigen ist.
 - Im Übrigen hat die Bundesnetzagentur darauf hingewiesen, dass Voraussetzung für eine abschließende Bewertung des NERA-Gutachtens die Übermittlung des vollständigen Gutachtens nebst der vollständigen Dokumentation ist (einschließlich des vollständigen ausgewerteten Datensatzes).
2. Die Bundesnetzagentur hat zur besseren Fundierung die eigenen Berechnungen zum Risikoaufschlag vertieft. Zu diesem Zweck hat sie von der Bundesbank auf Anfrage ergänzende Informationen zur durchschnittlichen Laufzeit erhalten, die zu der von der Bundesbank ausgewiesenen Renditereihe für Unternehmensanleihen verfügbar sind. Diese Information zur durchschnittlichen Laufzeit der Unternehmensanleihen reichen bis Januar 1977 zurück. Die Bundesnetzagentur hat zu den für Unternehmensanleihen jeweils ausgewiesenen Restlaufzeiten jeweils die zugehörigen Renditen von Bundesanleihen in den jeweiligen Zeitpunkten ermittelt und diese Werte den Durchschnittsrenditen von Unternehmensanleihen im Beobachtungszeitpunkt gegenüber gestellt. Es ergab sich über den gesamten Analysezeitraum (Januar 1977 bis Mai 2011) im Durchschnitt ein Renditeaufschlag von 0,77%. In den regulatorisch bisher relevanten Zeiträumen von 1995 bis 2004 und 1977 bis 2006 ergab sich jeweils ein durchschnittlicher Aufschlag in Höhe von 0,91% und im Zehnjahresdurchschnitt 2001 bis 2010 betrug der Aufschlag sogar 1,47%. Auch bei dieser Betrachtung ist zu berücksichtigen, dass Anleihen von Unternehmen jeglicher Bonität in die Betrachtung einbezogen wurden. Die Restlaufzeit der Unternehmensanleihen betrug dabei im Mittel rund 5,5 Jahre.

Vergleicht man die fünfjährigen Bundesanleihen mit der von der Bundesnetzagentur verwendeten Renditereihe der umlaufenden festverzinslichen Wertpapiere insgesamt, so ergibt sich auf den Zeitraum 1995 bis 2004 bezogen ein Aufschlag von 0,26 % bzw. im Zeitraum 2001 bis 2010 von 0,37 %, die der Berechnungsweise der Bundesnetzagentur de facto zu Grunde lagen.

3. Bewertung

- Bedenkt man, dass die für alle Unternehmensanleihen ermittelten Aufschläge ähnliche Spreizungen aufweisen dürften, wie sie in Tabelle 1 ausgewiesen werden, so erscheinen der Bundesnetzagentur die in ihrer bisherigen Entscheidungspraxis verwendeten Risikoaufschläge angemessen. Es sollten im Übrigen keine Anreize für

ineffiziente Finanzierungsstrukturen geschaffen werden und insbesondere Doppelverzinsungen bei Altanlagen vermieden werden.

- Die Netzbetreiber halten es demgegenüber für erforderlich, vor dem Hintergrund der extremen Langlebigkeit der Netzassets von Renditereihen von Bundesanleihen mit deutlich längeren Restlaufzeiten auszugehen. Ferner ist aus Sicht der Netzbetreiber analog zu den gutachterlichen Empfehlungen von NERA ein erheblich höherer Risikoaufschlag vorzusehen, da die Netzbetreiber nachweislich nur mit Rating-Einstufungen von A/BBB bewertet werden und de facto entsprechend hohe Risikoaufschläge in ihren Fremdkapitalzinsen vergüten müssen.
 - Einvernehmen bestand zwischen beiden Seiten, dass insoweit eine Festlegung durch den Verordnungsgeber wünschenswert wäre, um allen Beteiligten eine klare Kalkulationsbasis zu ermöglichen.
-