



VKU • Invalidenstraße 91 • 10115 Berlin

An alle
VKU-Mitgliedsunternehmen
mit Stromversorgung und Gasversorgung
Vorstand/Geschäftsführer/Werkleitung

**Verband kommunaler
Unternehmen e.V.**

Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Fon+49 30 58580-0
Fax+49 30 58580-100

www.vku.de
info@vku.de

VKU-Forderungen zur Novelle der Netzentgeltregulierung – aktueller Kabinettsbeschluss zur Anpassung des § 23 ARegV 15.12.2011
VFr

Sehr geehrte Damen und Herren,

in Folge des Gesetzgebungsverfahrens zur Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) werden die nachgeordneten Verordnungen im Jahr 2012 novelliert. Hierzu zählen insbesondere die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und die Netzentgeltverordnungen (Gas- und StromNEV). Der VKU hat zur Vorbereitung auf die kommenden Diskussionen ein Forderungspapier erarbeitet. Darin sind die aus Sicht der Verteilnetzbetreiber wesentlichen Punkte formuliert, begründet und mit einem Änderungsvorschlag versehen.

Zentrale Forderung des VKU ist die Beseitigung des Zeitverzugs im Regulierungsregime. Der Zeitverzug in der Anreizregulierung schmälert die erzielbare Rendite für die Investitionen in die Netzinfrastruktur und vermindert somit die Investitionsfähigkeit der Verteilernetzbetreiber.

Zur Beseitigung des Zeitverzugs ist eine uneingeschränkte Anwendung der Investitionsbudgets gem. § 23 ARegV erforderlich. Dabei muss gleichzeitig die Beantragung und Genehmigung der Investitionsbudgets für Verteilnetzbetreiber vereinfacht und modifiziert werden. Es muss auch für Verteilnetzbetreiber ein Verfahren etabliert werden, das es ermöglicht, Investitionsprojekte, die die zulässige Erlösobergrenze übersteigen, zu bündeln und diese im Rahmen eines Investitionsbudgets (oder einer „Investitionsmaßnahme“) zeitnah in der Erlösobergrenze berücksichtigt zu bekommen.

Der gestern durch das Bundeskabinett verabschiedete Vorschlag für eine Novellierung des § 23 ARegV (neu: Investitionsmaßnahme) liefert dafür jedoch keine ausreichende Grundlage. Die vorgeschlagene Änderung der ARegV ist zwar ein kleiner Schritt in die richtige Richtung, aber **keinesfalls ausreichend**, um für Verteilnetzbetreiber das Instrument der Investitionsmaßnahme zugänglicher zu gestalten. Dies ist vor dem Hintergrund der aktuellen und zukünftigen Investitionserfordernisse gerade

Bankverbindung
Berliner Sparkasse
Bankleitzahl 100 500 00
Konto-Nr. 66 00 00 91 00
Ust.-IdNr.: DE 123065069

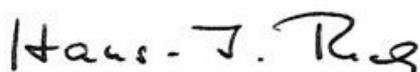
in den Verteilnetzen nicht sachgerecht und auch nicht mehr nachvollziehbar. Zu dem Vorschlag des BMWi hat der VKU daher entsprechend Stellung genommen. Die Stellungnahme des VKU zu den Änderungen des § 23 ARegV, der BMWi-Entwurf sowie die gesamten VKU-Forderungen zur Novelle der Netzentgeltregulierung sind als Anlagen beigefügt.

Bei der anstehenden ARegV-Novelle im Frühjahr 2012 besteht somit dringender Nachsteuerungsbedarf, um auch für Verteilnetzbetreiber zukünftig eine Beseitigung des Zeitverzuges zu gewährleisten und damit die Energiewende auf allen Ebenen zum Erfolg zu führen. Folgender Zeitplan ist für die Novellierung der Netzentgeltregulierung konkret vorgesehen: Anfang des Jahres 2012 plant das BMWi ein Eckpunktepapier zu Novelle der Netzentgeltregulierung vorzulegen, eine Referentenentwurf und die darauf folgende Ressortabstimmung sollen bis April 2012 erfolgen. Daraufhin wird die Beteiligung des Bundesrates erfolgen. Ziel ist es, das Veränderungsverfahren möglichst vor der Sommerpause 2012 abzuschließen.

Der VKU wird diese Novelle der Anreizregulierung eng begleiten und sich mit Nachdruck dafür einsetzen, dass der Paradigmenwechsel in der Energiewirtschaft hin zu einem investitionsorientierten Ansatz endlich auch für Verteilnetzbetreiber konsequent vollzogen wird.

Für Rückfragen stehen Ihnen aus dem Bereich Netzwirtschaft der Bereichsleiter, Herr Rainer Stock (Tel: 030/58 580-190; stock@vku.de) und Herr Victor Fröse (Tel.: 030/58 580-195; froese@vku.de) gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

A handwritten signature in black ink that reads 'Hans-J. Reck'.

Hans-Joachim Reck
Hauptgeschäftsführer

A handwritten signature in black ink that reads 'Michael Wübbels'.

Michael Wübbels
Stv. Hauptgeschäftsführer

Anlagen:

- VKU Stellungnahme vom 24.11.2011 zur Anpassung des § 23 ARegV
- BMWi-Entwurf vom 21.11.2011 zu einer VO zur Änderung der ARegV
- VKU-Forderungen zur Novelle der Netzentgeltregulierung

ENTWURF

Artikel 1

Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung Vom

Auf Grund des § 21a Absatz 6 Satz 1 Nummern 2 und 3 in Verbindung mit Satz 2 Nummern 4, 7, 8 und 10 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), der zuletzt durch Artikel 2 Nummer 5 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) geändert worden ist, verordnet die Bundesregierung:

Die Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007, die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In der Inhaltsübersicht wird die Angabe zu § 23 wie folgt gefasst:
„§ 23 Investitionsmaßnahmen“.
2. In § 4 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2, dritter Teilsatz werden nach den Wörtern „bei Kostenanteilen nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 4“ ein Komma und die Angabe 6 eingefügt.
3. In § 5 Absatz 1 Satz 2 werden die Wörter „Kosten nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 4“ durch die Wörter „Kosten nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 4, 6“ ersetzt.
4. § 11 Absatz 2 Satz 1 wird wie folgt geändert:
 - a. In Nummer 6 wird das Wort „Investitionsbudgets“ durch das Wort „Investitionsmaßnahmen“ ersetzt.
 - b. Nach Nummer 6 wird folgende Nummer 6a eingefügt:
„6a. der Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Absatz 2a,“
 - c. In Nummer 7 werden die Wörter „in Investitionsbudgets nach § 23 enthalten sind“ durch die Wörter „nach Nummer 6 berücksichtigt werden“ ersetzt.
5. § 23 wird wie folgt geändert:
 - a. Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„§23

Investitionsmaßnahmen“

b. Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Die Bundesnetzagentur genehmigt Investitionsmaßnahmen für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems, für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz oder für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 des Energiewirtschaftsgesetzes notwendig sind. Dies umfasst insbesondere Investitionen, die vorgesehen sind für

1. Netzausbaumaßnahmen, die dem Anschluss von Stromerzeugungsanlagen nach § 17 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes dienen,
2. die Integration von Anlagen, die dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz unterfallen,
3. den Ausbau von Verbindungskapazitäten nach Artikel 16 Absatz 6 Buchstabe b der Verordnung (EG) 714/2009,
4. den Ausbau von Gastransportkapazitäten zwischen Marktgebieten, soweit dauerhafte physikalische Engpässe vorliegen und diese nicht durch andere, wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen beseitigt werden können,
5. Leitungen zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen nach § 17 Absatz 2a und § 43 Satz 1 Nummer 3 des Energiewirtschaftsgesetzes,
6. Erweiterungsinvestitionen zur Errichtung von Hochspannungsleitungen auf neuen Trassen mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt als Erdkabel, soweit die Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb des Erdkabels die Gesamtkosten der technisch vergleichbaren Freileitung den Faktor 2,75 nicht überschreiten und noch kein Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren für die Errichtung einer Freileitung eingeleitet wurde, sowie Erdkabel nach § 43 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes und § 2 Absatz 1 des Energieleitungsausbaugesetzes,
7. grundlegende, mit erheblichen Kosten verbundene Umstrukturierungsmaßnahmen, die erforderlich sind, um die technischen Standards zur Gewährleistung der technischen Sicherheit des Netzes umzusetzen, die auf Grund einer behördlichen Anordnung nach § 49 Absatz 5 des Energiewirtschaftsgesetzes erforderlich werden oder deren Notwendigkeit von der nach Landesrecht zuständigen Behörde bestätigt wird,

8. den Einsatz des Leiterseil-Temperaturmonitorings und von Hochtemperatur-Leiterseilen oder
9. Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten und neue grenzüberschreitende Hochspannungsgleichstrom-Verbindungsleitungen jeweils als Pilotprojekte, die im Rahmen der Ausbauplanung für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind.

Als Kosten einer genehmigten Investitionsmaßnahme können Betriebs- und Kapitalkosten geltend gemacht werden. Als Betriebskosten können jährlich pauschal 0,8 Prozent der für die Investitionsmaßnahme tatsächlich angefallenen Anschaffungs- und Herstellungskosten geltend gemacht werden, soweit die Bundesnetzagentur nicht gemäß § 32 Absatz 1 Nummer 8a für bestimmte Anlagegüter etwas Abweichendes festgelegt hat.“

- c. Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Erlöse aus dem Engpassmanagement nach Artikel 16 der Verordnung (EG) 714/2009 oder nach § 15 der Stromnetzzugangsverordnung, soweit diese für Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen nach Artikel 16 Absatz 6 Buchstabe b der Verordnung (EG) Nummer 714/2009 oder § 15 Absatz 3 Satz 1 der Stromnetzzugangsverordnung verwendet werden, sind bei der Ermittlung der aus genehmigten Investitionsmaßnahmen resultierenden Kosten in Abzug zu bringen. Satz 1 gilt entsprechend für Erlöse aus dem Engpassmanagement nach Artikel 16 der Verordnung (EG) 715/2009 oder § 17 Absatz 4 der Gasnetzzugangsverordnung, soweit diese für Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen nach Artikel 16 der Verordnung (EG) 715/2009 oder § 17 Absatz 4 der Gasnetzzugangsverordnung verwendet werden.“

- d. Nach Absatz 2 wird folgender Absatz 2a eingefügt:

„(2a) Die in den letzten drei Jahren der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme entstandenen Betriebs- und Kapitalkosten, die aufgrund der Regelung nach § 4 Absatz 3 Nummer 2 sowohl im Rahmen der genehmigten Investitionsmaßnahme als auch in der Erlösobergrenze gemäß § 4 Absatz 1 der folgenden Regulierungsperiode berücksichtigt werden, sind als Abzugsbetrag nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 6a zu berücksichtigen. Zur Ermittlung des zu berücksichtigenden Abzugsbetrags sind die in den letzten drei Jahren der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme entstandenen Betriebs- und Kapitalkosten bis zum Ende der Genehmigungsdauer aufzuzinsen. Für die

Verzinsung gilt § 5 Absatz 2 Satz 3 entsprechend. Die Auflösung des nach den Sätzen 1 bis 3 ermittelten Abzugsbetrags erfolgt gleichmäßig über die der Ermittlung des Abzugsbetrags nachfolgenden 20 Jahre.“

- e. Absatz 3 Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Der Antrag auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen ist spätestens neun Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investition erstmalig ganz oder teilweise kostenwirksam werden soll, bei der Bundesnetzagentur zu stellen.“
 - f. In Absatz 4 werden die Wörter „einschließlich der Höhe der angesetzten Kosten“ gestrichen.
 - g. In Absatz 5 Satz 3 werden die Wörter „des genehmigten Investitionsbudgets“ durch die Wörter „der Kosten der genehmigten Investitionsmaßnahme“ ersetzt.
 - h. Absatz 6 wird wie folgt gefasst:

„(6) Betreibern von Verteilernetzen können Investitionsmaßnahmen durch die Regulierungsbehörde für solche Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen genehmigt werden, die durch die Integration von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, zur Durchführung von Maßnahmen im Sinne des Absatzes 1 Satz 2 Nummer 6 bis 8 sowie für Netzausbaumaßnahmen, die dem Anschluss von Stromerzeugungsanlagen nach § 17 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes dienen, notwendig werden und nicht durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 berücksichtigt werden. Investitionsmaßnahmen nach Satz 1 sind nur für solche Maßnahmen zu genehmigen, die mit erheblichen Kosten verbunden sind. Von erheblichen Kosten nach Satz 2 ist in der Regel auszugehen, wenn sich durch die Maßnahmen die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens 0,5 Prozent erhöhen. Absatz 1 Satz 3 sowie die Absätze 3 bis 5 gelten entsprechend.“
- 6. In § 27 Absatz 1 Satz 3 Nummer 5 wird das Wort „Investitionsbudgets“ durch „Investitionsmaßnahmen“ ersetzt.
 - 7. In § 28 Nummer 6 wird das Wort „Investitionsbudgets“ durch das Wort „Investitionsmaßnahmen“ ersetzt.
 - 8. § 32 Absatz 1 wird wie folgt geändert:
 - a. In Nummer 8 wird das Wort „Investitionsbudgets“ durch das Wort „Investitionsmaßnahmen“ ersetzt.

b. Nummer 8a wird wie folgt gefasst:

„8a. zur Berechnung der sich aus genehmigten Investitionsmaßnahmen ergebenden Kapital- und Betriebskosten sowie zu einer von § 23 Absatz 1 Satz 3 abweichenden Höhe der Betriebskostenpauschale für bestimmte Anlagegüter, soweit dies erforderlich ist, um strukturelle Besonderheiten von Investitionen, für die Investitionsmaßnahmen genehmigt werden können, angemessen zu berücksichtigen,“

9. In § 34 wird folgender Absatz 6 angefügt:

„(6) Bei einer Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 6, die auf Kosten und Erlöse zurückzuführen sind, die in den Jahren 2010 oder 2011 entstanden sind, erfolgt die Anpassung der Erlösobergrenze abweichend von § 4 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2, dritter Teilsatz unter Berücksichtigung eines barwertneutralen Ausgleichs zum 1. Januar des übernächsten Kalenderjahres nach der Entstehung der Kosten und Erlöse. Der Antrag auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen, die im Kalenderjahr 2012 erstmalig ganz oder teilweise kostenwirksam werden, ist abweichend von § 23 Absatz 3 Satz 1 bis spätestens [15. Dezember 2011] bei der Regulierungsbehörde zu stellen.“

Artikel 2

Inkrafttreten

Diese Verordnung tritt am Tage nach ihrer Verkündung in Kraft.

Der Bundesrat hat zugestimmt.

Begründung

I. Ziel und Gegenstand der Verordnung

Die Anreizregulierungsverordnung soll die Strom- und Gasnetzbetreiber dazu anhalten, ihren Netzbetrieb effizient zu organisieren. Dies dient unter anderem dem Ziel, eine sichere Versorgung der Bevölkerung mit Strom und Gas zu fairen Preisen zu gewährleisten. Um zu gewährleisten, dass notwendige Effizienzsteigerungen nicht zu Lasten von Investitionen gehen, sieht die Anreizregulierung u. a. das Instrument der Investitionsbudgets vor. Diese sollen gewährleisten, dass die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber ihren besonderen Aufgaben gerecht werden können. Die Kosten aus diesen Investitionsbudgets können jedoch nach bisheriger Rechtslage nur mit einem zeitlichen Verzug von zwei Jahren nach ihrer Entstehung in der Erlösobergrenze geltend gemacht werden. Dieser zeitliche Verzug kann - insbesondere angesichts des zu erwartenden Investitionsbedarfs in die Erweiterung der Netze - zu einer Liquiditätslücke bei den Netzbetreibern führen, die nicht ganz unerheblich sein kann.

Vor diesem Hintergrund bestand Handlungsbedarf, der durch die Beseitigung des Zeitverzugs bei der Erlöswirksamkeit von Kosten aus Investitionsbudgets adressiert wird. Kosten aus Investitionsmaßnahmen, bei denen es sich um sachlogisch um Plankosten handelt, werden zukünftig unmittelbar im Jahr ihrer Entstehung in der Erlösobergrenze des jeweiligen Netzbetreibers abgebildet. Der ebenfalls notwendige Plan-Ist-Abgleich und der Ausgleich eventuell zu hoch angesetzter Kosten erfolgt über das Regulierungskonto, das bereits in der Anreizregulierungsverordnung vorgesehen ist.

Durch die Verordnung und die mit ihr geänderten Vorschriften entstehen weder Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreibern noch den Verbrauchern neue oder zusätzliche Kosten. Die Verordnung trifft nur eine Aussage zum Zeitpunkt, zu dem die entsprechenden Kosten in den Erlösobergrenzen berücksichtigt werden können, aber nicht darüber ob und ggf. wann die Kosten entstehen und in welcher Höhe.

Der Verordnungsentwurf steht im Einklang mit den Leitgedanken der Bundesregierung zur nachhaltigen Entwicklung im Sinn der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie. Er beinhaltet Regelungen, die unter ökonomischen Gesichtspunkten ausgewogen sind und

etwaige Belastungen für die Wirtschaft auf ein unbedingt erforderliches Minimum reduzieren.

II. Zu den Vorschriften im Einzelnen

Zu Artikel 1 Nummer 1

Die Vorschrift ändert den Wortlaut der Inhaltsangabe entsprechend zur Änderung der Überschrift des § 23 der Anreizregulierungsverordnung.

Zu Artikel 1 Nummer 2

Die Vorschrift ändert die Regeln, nach denen die Erlösobergrenzen im Rahmen der Anreizregulierung angepasst werden kann. Sie bestimmt, dass bei Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen zukünftig nicht mehr auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten abzustellen ist, sondern auf die Kosten des Kalenderjahres, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Dies führt dazu, dass Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen nach § 23 der Anreizregulierungsverordnung ohne zeitlichen Verzug in der Erlösobergrenze Berücksichtigung finden.

Zu Artikel 1 Nummer 3

Die Vorschrift enthält eine Folgeänderung zur Beseitigung des zeitlichen Verzuges bei der Erlöswirksamkeit von Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen. Die sofortige Erlöswirksamkeit der Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen bedingt sachlogisch, dass in den Erlösobergrenzen des jeweiligen Kalenderjahres keine geprüften Ist-Kosten, sondern Plankosten angesetzt werden, da Ist-Kosten für die betrachtete Investitionsmaßnahme noch nicht vorliegen können. Daher ist vorgesehen, dass jährlich ein sog. Plan-Ist-Abgleich zwischen den angesetzten Plankosten und den tatsächlich in diesem Jahr entstandenen Ist-Kosten vorgenommen wird. Die Differenz wird auf dem Regulierungskonto verbucht und zeitlich gestreckt über die nächste Regulierungsperiode ausgeglichen. Dies gewährleistet, dass die Verbraucher nur effiziente Ist-Kosten zu tragen haben und setzt den Netzbetreibern den Anreiz, so genau wie möglich zu kalkulieren.

Zu Artikel 1 Nummer 4

Die Vorschrift enthält Folgeänderungen zum umgestalteten § 23 der Anreizregulierungsverordnung, in dem jetzt die Genehmigung von Investitionsmaßnahmen dem Grunde nach und nicht mehr die Genehmigung dem Grunde und der Höhe nach von konkreten Investitionsbudgets geregelt wird. Die Vorschrift bestimmt zudem in Buchstabe b, dass der Abzugsbetrag nach § 23a, mit dem gewährleistet wird, dass Investitionskosten beim Übergang der Investitionsmaßnahme ins Regelverfahren der Anreizregulierung nicht mehrfach in der Erlösobergrenze Berücksichtigung finden, als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil von den Effizienzvorgaben ausgenommen wird. Dies ist konsequent, da auch die Kosten aus Investitionsmaßnahmen nach § 23 für die Dauer der Genehmigung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten. Buchstabe c enthält ebenfalls eine Folgeänderung zur Änderung des § 23.

Zu Artikel 1 Nummer 5

Buchstabe a fasst die Überschrift des § 23 neu. Dies ist eine Folgeänderung zu den in § 23 vorgenommenen Anpassungen, die in Buchstaben b bis g geregelt werden.

Buchstabe b fasst Absatz 1 des § 23 neu und bestimmt, unter welchen

Voraussetzungen die Bundesnetzagentur Investitionsmaßnahmen genehmigen kann.

Die aufgeführten Regelbeispiele entsprechend den bisher in der

Anreizregulierungsverordnung enthaltenen Fallgruppen. In § 23 Absatz 1 wird durch die Regelung neu in Satz 3 klarstellend eingefügt, dass als Kosten einer genehmigten Investitionsmaßnahme Betriebs- und Kapitalkosten geltend gemacht werden können.

Buchstabe c fasst Absatz 2 neu und regelt, dass Kosten aus Investitionsmaßnahmen Erlöse, die sich aus dem Engpassmanagement im Strom- und Gasbereich nach den entsprechenden europäischen und nationalen Verordnungsregelungen ergeben, kostenmindernd gegenüber zu stellen sind. Dies gewährleistet, dass die Verpflichtung, Erlöse aus dem Engpassmanagement vorrangig für die Beseitigung von Engpässen, z. B. durch Netzausbau, zu verwenden, erfüllt werden dürfte.

Mit Buchstabe d wird der Absatz 2a in § 23 neu eingefügt. Dieser regelt die Berücksichtigung eines Abzugsbetrags bei der Ermittlung der Erlösobergrenze nach Ablauf der Genehmigungsdauer des Investitionsbudgets. Aufgrund des Wechsels auf die sofortige Kostenanerkennung muss vermieden werden, dass Teile der Investitionsmaßnahme von den Netznutzern mehrfach finanziert werden. Vor diesem Hintergrund ist eine Minderung der Erlösobergrenze nach Ablauf der Genehmigung der Investitionsmaßnahme gleichmäßig gestreckt über 20 Jahre sachgerecht. Hierfür

werden die in den letzten drei Jahren der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme entstandenen Betriebs- und Kapitalkosten, die im Rahmen der Investitionsmaßnahme anerkannt werden, bis zum Ende der Genehmigungsdauer aufgezinnt. Dies erfolgt symmetrisch, entsprechend der Regelung in § 5 der Anreizregulierungsverordnung. Buchstabe e enthält eine Folgeänderung, die sich aus der Abschaffung des zeitlichen Versatzes bei der Erlöswirksamkeit von Kosten aus Investitionsbudgets ergibt. Der Bearbeitungszeitraum verkürzt sich dadurch um zwei Jahre, denn die Genehmigung der Investitionsmaßnahme muss vor Anpassung der Erlösobergrenze vorliegen, damit der Netzbetreiber die Anpassung gemäß § 11 Absatz 2 Nummer 6 vornehmen darf. Die Genehmigung von Investitionsmaßnahmen soll auch weiterhin beibehalten werden, um den Netzbetreibern benötigte Planungssicherheit zu geben. Um eine rechtzeitige Genehmigung gewährleisten zu können, ist der Antragszeitpunkt für Investitionsmaßnahmen aber um drei Monate vorzuziehen. Im Ergebnis ist der Antrag bei der Bundesnetzagentur nunmehr neun Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investition erstmalig ganz oder teilweise kostenwirksam werden soll, zu stellen. Eine Kostenprüfung findet im Rahmen der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 nicht mehr statt. Dies folgt daraus, dass die Anpassung der Erlösobergrenze zukünftig auf der Basis von Planwerten erfolgt. Zur Gewährleistung der Sachgerechtigkeit und Vergleichbarkeit der Methode zur Ermittlung der Planwerte für Betriebs- und Kapitalkosten kann die Bundesnetzagentur im Wege einer Festlegung Vorgaben zur Ermittlung dieser Kosten treffen. Diese Festlegungsbefugnis für die Bundesnetzagentur wird in § 32 der Anreizregulierungsverordnung geregelt.

Buchstabe h enthält eine Änderung, die dem Umstand Rechnung trägt, dass ein Großteil zukünftiger Investitionen voraussichtlich nicht allein auf der Höchstspannungsebene erfolgen wird, sondern Investitionen dort auch Investitionen auf der Hochspannungsebene nach sich ziehen. Um daher im Sinne eines Gesamtkonzepts zur kurzfristigen Förderung der Investitionstätigkeit in den Netzen die gewünschte Anreizwirkung zu erzielen, ist es erforderlich die Voraussetzung für die Gewährung von Investitionsbudgets auf der Verteilernetzebene anzupassen. Insbesondere auf der Hochspannungsebene sind Investitionen häufig nicht mit einem Zuwachs der Parameter in § 10 der Verordnung verbunden, Investitionsbudgets aber gleichzeitig an sehr enge Voraussetzungen geknüpft, die sich gegebenenfalls auf erschwerend auswirken könnten. Vor diesem Hintergrund soll durch die Neufassung von Absatz 6 Satz 1 und der damit verbundenen Streichung der Worte „Im Einzelfall“

klargestellt werden, dass der Erweiterungsfaktor zwar grundsätzlich weiter Vorrang hat, Investitionsbudgets aber nicht auf extreme Ausnahmefälle beschränkt werden sollen.

Zu Artikel 1 Nummer 6

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Änderung des Wortlauts des § 23.

Zu Artikel 1 Nummer 7

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Änderung des Wortlauts des § 23.

Zu Artikel 1 Nummer 8

Die Vorschrift enthält eine Folgeänderung zur Änderung des Wortlauts des § 23. Zudem ergänzt sie die Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur nach § 32 der Anreizregulierungsverordnung. Die Ergänzung der Festlegungskompetenzen gewährleistet, dass die im Rahmen einer Investitionsmaßnahme zu berücksichtigenden Kapital- und Betriebskosten von den Netzbetreiber nach einheitlichen Methoden ermittelt werden.

Zu Artikel 1 Nummer 9

Die Vorschrift enthält eine Übergangsregelung, die gewährleistet, dass Jahres-Kostenscheiben, die in den Jahren 2012 und 2013 zu einer Anpassung der Erlösobergrenze (auf Basis von Kosten aus den Jahren 2010 und 2011) geführt haben, weiterhin angemessen berücksichtigt werden. Die Übergangsregelung stellt klar, dass diese Kosten wie bisher in den Jahren 2012 und 2013 berücksichtigt werden. Im Gasbereich gilt dies für die Jahresscheibe 2011 jedoch nur, wenn die Investitionsmaßnahme für mehr als eine Regulierungsperiode genehmigt wurde. Diese Unterscheidung ist notwendig, um Ungleichbehandlungen zu vermeiden, weil im Gasbereich die Regulierungsperiode im Jahr 2012 endet und nach der regulatorischen Praxis Investitionsbudgetgenehmigungen regelmäßig auf eine Regulierungsperiode befristet wurden. Für die Jahresscheiben 2010 und 2011 findet damit die Anpassung der Erlösobergrenze weiterhin mit zwei Jahren Zeitverzug statt. Die Übergangsregelung sieht vor, dass die Netzbetreiber hierfür einen barwertneutralen Ausgleich erhalten. Zudem wird ein von § 23 abweichender Zeitpunkt für die erstmalige Antragstellung vorgesehen. Die Verkürzung der Frist hat zur Folge, dass es für Investitionsmaßnahmen, die im Jahr 2012 erstmalig ganz oder teilweise kostenwirksam werden, möglich ist, eine Anpassung analog § 4 Absatz 3 Nummer 2 zum 1. Januar

2012 auch vorzunehmen, wenn die Investitionsmaßnahme noch nicht nach § 23 genehmigt ist. Die Differenz zwischen der auf dieser Grundlage vorgenommenen Anpassung der Erlösbergrenze und den für das Kalenderjahr nach der Entscheidung der Bundesnetzagentur tatsächlich entstehenden Kosten wird jährlich auf dem Regulierungskonto verbucht und verzinst.

Zu Artikel 2

Die Vorschrift regelt das Inkrafttreten dieser Verordnung

POSITION

VKU-Forderungen zur Novelle der Netzentgeltregulierung

Berlin, 24. November 2011

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
1. Einleitung	4
2. Zentrale Forderung	5
3. Forderungen und Umsetzungsvorschläge zur Anpassung des Regulierungsrahmens	6
1. Beseitigung des Zeitverzugs durch uneingeschränkte Anwendung des Mechanismus der Investitionsbudgets für Verteilnetzbetreiber	6
2. Ungeminderte und zeitnahe Übernahme der Kosten aus der Liberalisierung des Zähl- und Messwesens sowie für neue IKT-Technik	8
3. Anerkennung von Kostensteigerungen während einer Regulierungsperiode auf Grund von externen Vorgaben	9
4. Streichung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors	10
5. Regulatorische Anerkennung von Verlustenergiekosten.....	11
6. Keine Doppelberücksichtigung der Mehrerlöse im Regulierungskonto und bei der Anpassung der Erlösobergrenze.....	13
7. Vollständige Berücksichtigung bei der Mittelwertbildung der im Basisjahr aktivierten Anlagen im Jahresanfangsbestand	16
8. Festschreibung eindeutiger Regeln für das Zusammenfassen mehrerer Entnahmestellen bei der Netzentgeltabrechnung (Pooling)	17
9. Stabilität, Transparenz und Sachgerechtigkeit im Effizienzvergleich.	19
10. Berücksichtigung der strukturellen Besonderheiten im Effizienzvergleich	21
11. Keine Nachweispflichten des Netzbetreibers über die Kostenstruktur des Dienstleisters	22
12. Keine Partial-Benchmarks im Rahmen der Kostenprüfung	23
13. Beschränkung der Qualitätsregulierung Gas auf ein Qualitätsmonitoring.....	24
14. Gleichverteilung von Chancen und Risiken bei der Qualitätsregulierung Strom	25
15. Berücksichtigung der Besonderheiten des Basisjahres	26

16. Abschaffung der 40%-Deckelung bei der Ermittlung der kalkulatorischen EK-Verzinsung sowie den kalkulatorischen Abschreibungen	27
17. Anerkennung von Plankosten.....	28
18. Anerkennung der Personalzusatzkosten verbundener Unternehmen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten	29
19. Bürokratiekostenabbau durch Reduktion der Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten.....	30
4. Ansprechpartner	32

1. Einleitung

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) begrüßt ausdrücklich den von der Bundesregierung beschlossenen Umbau der deutschen Energiewirtschaft, der zu einer dezentralen und nachhaltigen Energieversorgung in naher Zukunft führen soll.

Die Energiewende ist eng verbunden mit dem Aus- und Umbau der Netzinfrastrukturen. Mittlerweile hat sich die Erkenntnis durchgesetzt, dass dabei nicht nur die Übertragungs- sondern auch die Verteilnetze kurz- und mittelfristig mit erheblichem finanziellen Aufwand modernisiert sowie aus- und umgebaut werden müssen. Dort sind bereits heute schon rund 82 Prozent der Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien angeschlossen¹.

Das derzeitige Regulierungsregime ist jedoch – historisch bedingt - weitestgehend auf die Effizienzsteigerung bestehender Netze und in seiner Tendenz dadurch auf eher sinkende Netzentgelte ausgerichtet, so dass generell keine ausreichenden Anreize für Investitionen vorhanden sind.

Die Netzentgelte sind in den vergangenen Jahren deutlich gesunken, auch der Anteil der Netzentgelte am Endkundenpreis ist stark zurückgegangen. Die Regulierung, insbesondere die seit 2009 geltende Anreizregulierung, die einen kosteneffizienten Netzbetrieb, verstärkten Wettbewerb und in der Folge niedrige Netzentgelte zum Ziel hatte, hat ihre Wirkung entfaltet.

Die Energiewende mit einer grundsätzlichen Neuorientierung der Politik hin zu dezentralen, erneuerbaren Strukturen der Energieerzeugung erfordert eine Nachjustierung des bestehenden Regulierungsregimes. Für das Gelingen der Energiewende bei gleichzeitigem Erhalt der für die Volkswirtschaft so bedeutsamen hohen Versorgungssicherheit in Deutschland ist ein Paradigmenwechsel in der Regulierung erforderlich. Nach Ansicht des VKU ist dies nur durch eine Anpassung des Regulierungsrahmens möglich, die mit einer Änderung des Handels der Regulierungsbehörden einhergehen muss.

Die aktuellen Herausforderungen für die Verteilnetzbetreiber in Deutschland lassen sich in zwei Bereiche einteilen. Erstens ist es evident, dass der massive Um- und Ausbau der Energienetze für die Integration Erneuerbarer Energien und für die Entwicklung von Smart Grids mit einer deutlichen Steigerung der Investitionen verbunden ist. Zweitens ist zusätzlich dazu aufgrund bestehender Altersstrukturen der Verteilnetze eine massive Ausweitung der Ersatzinvestitionen erforderlich.

Nicht zuletzt müssen die Netzbetreiber kontinuierlich Investitionen vornehmen, die der weiteren Umsetzung des Wettbewerbs auf dem Energiemarkt dienen sollen. Dies betrifft vor allem die fortwährende Implementierung neuer IT-Systeme zur Umsetzung der vorgegebenen marktbezogenen Geschäftsprozesse.

¹ Vgl. Monitoringbericht der BNetzA 2010

Es ist nicht zu verkennen, dass der derzeitige Regulierungsrahmen auch viele sachgerechte und bewährte Elemente enthält. Deshalb sollten die Regelungen beibehalten werden, soweit nicht in dieser Stellungnahme diesbezüglich Änderungen vorgeschlagen werden. Dies betrifft insbesondere das Grundmodell des Effizienzvergleiches unter den Netzbetreibern (z .B. Berücksichtigung nicht sinkender Skalenerträge, Bestwertermittlung aus vier Vergleichsvarianten) sowie die Ermittlung vermiedener Netzentgelte.

2. Zentrale Forderung

Das zentrale Problem des derzeitigen Regulierungsregimes ist der Zeitverzug zwischen dem Entstehen einer Investition und deren Berücksichtigung in der Erlösobergrenze und somit der Möglichkeit für die Netzbetreiber die Investitionen über die Netzentgelte zurückverdienen zu können. Dieser zeitlich verzögerte Erlösrückfluss führt dazu, dass die tatsächlichen Netzrenditen weit unter dem von der BNetzA festgelegten kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz und einer kapitalmarktorientierten Verzinsung liegen. Investitionen in die Netzinfrastruktur werden dadurch unattraktiv und schlichtweg unterlassen. Zusätzlich führt die Einstufung der Kapitalkosten der Unternehmen als „beeinflussbare Kosten“ zu einer weiteren Absenkung der tatsächlich im Netzgeschäft erzielbaren Renditen.

Unter der Bedingung eines effizienten Netzbetriebes muss es in der Anreizregulierung möglich sein, die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung als Bilanzgewinn auszuschütten. Diese Voraussetzung ist derzeit auch für 100 % effiziente Netzbetreiber nicht erfüllt. Ein rationaler Investor, der dem Risiko gegenübersteht, auf sein eingesetztes Kapital keine ausreichende Rendite zu erhalten, wird eine Investition unterlassen bzw. in anderen Bereichen tätigen. Für die Sicherung der Investitionsfähigkeit deutscher Verteilnetzbetreiber und somit zur Bewältigung der dargestellten Herausforderungen ist eine Änderung der Regulierungsrahmens zwingend erforderlich.

Die zentrale Forderung des VKU zur Anpassung des Regulierungsrahmens ist:

Beseitigung des Zeitverzugs bei der Anerkennung der Investitionen und ungeminderte Übernahme der Kapitalkosten in die Erlösobergrenze

Die uneingeschränkte Anwendung des Mechanismus der Investitionsbudgets für Verteilnetzbetreiber wäre eine praktikable Lösung, um diese Forderung umzusetzen. Dieser Ansatz wird vom VKU präferiert, da hiermit sowohl eine unmittelbare Anrechnung der Investitionen gewährleistet ist als auch die entsprechenden Kapitalkosten nach Prüfung durch die Regulierungsbehörde als nicht beeinflussbar klassifiziert werden.

Im folgenden Kapitel werden die Punkte für den Nachsteuerungsbedarf konkretisiert, begründet und ein Vorschlag für den entsprechenden Wortlaut für die Verordnung vorgestellt.

3. Forderungen und Umsetzungsvorschläge zur Anpassung des Regulierungsrahmens

1. Beseitigung des Zeitverzugs durch uneingeschränkte Anwendung des Mechanismus der Investitionsbudgets für Verteilnetzbetreiber

Begründung

Die Regulierungsbehörde hat gemäß § 23 Abs. 6 ARegV die Möglichkeit, Betreibern von Energieverteilnetzen lediglich in Einzelfällen Investitionsbudgets für bestimmte Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen zu genehmigen. Dazu gehören u.a. Investitionen zur Netzerweiterung, die durch die Integration von Anlagen nach dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz notwendig werden. Diese Ausnahmeregelung ist vor dem Hintergrund der aktuellen Investitionserfordernisse und der Problematik mit dem Zeitverzug nicht sachgerecht und müsste entsprechend korrigiert werden.

Genehmigte Investitionsbudgets zählen zu den sogenannten **dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten** (vgl. § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 6 ARegV). Dies bewirkt nach der Systematik der ARegV eine entsprechende Erhöhung der Obergrenze der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze), auch innerhalb einer Regulierungsperiode. Der hohe Zeitverzug bis zum Beginn der Refinanzierung von bis zu sieben Jahren entfällt. Folglich können Netzbetreiber die höheren Investitionskosten zeitnah kompensieren. Dabei sind Investitionsbudgets nur genehmigungsfähig, soweit sie nicht durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigungsfähig sind.

Für die Verteilnetzbetreiber ist eine vereinfachte Form des Investitionsbudgets erforderlich, da im Massengeschäft eines Verteilnetzbetriebs eine Vielzahl von Investitionsprojekten abgearbeitet werden müssen.

Ein zusätzliches Hemmnis besteht darin, dass die Investitionen für einen Antrag für ein Investitionsbudget mit erheblichen Kosten verbunden sein müssen, um genehmigt zu werden. Erheblich ist eine Erhöhung der Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten um 0,5 %. Dieser hohe Schwellenwert ist nach Ansicht des VKU nicht sachgerecht für das Massengeschäft der Verteilnetzbetreiber. Zudem besteht selbst bei Investitionsbudgets ein t-2 Zeitverzug.

Um den Mechanismus der Investitionsbudgets an die Bedingungen im Geschäft der Verteilnetzbetreiber anzupassen, schlägt der VKU vor, die Investitionsbudgets in der folgenden Form anzuwenden: Die Netzbetreiber, die ein Investitionsbudget beantragen wollen, melden ihre geplanten Anschaffungs- und Herstellungskosten an die Regulierungsbehörde. Die Regulierungsbehörde ermittelt daraus die geplanten Kapitalkosten. Wenn die geplanten Kapitalkosten höher sind als die Werte, die die BNetzA für das erste Jahr der Regulierungsperiode festgelegt hat, erhält er die Differenz zwischen den geplanten Kapitalkosten und den ursprünglich festgelegten Kapitalkosten als Investitionsbudget.

Umsetzungsvorschlag:

Die Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) wird wie folgt geändert:

§ 23 a (neu) „Investitionsbudgets für Verteilernetze“ wird wie folgt eingefügt:

- (1) Die Regulierungsbehörde genehmigt Investitionen in das Sachanlagevermögen der Verteilernetze gemäß den nachfolgenden Bestimmungen.*
- (2) Ein Netzbetreiber hat die Möglichkeit, ein Investitionsbudget zu beantragen. Der Netzbetreiber reicht hierzu im Rahmen seines Antrags gemäß Abs. 5 seine geplanten Anschaffungs- und Herstellungskosten für das jeweilige Jahr t bei der Regulierungsbehörde in einer für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbaren Darstellung ein. Die Regulierungsbehörde gleicht ab, ob die mit diesen Planwerten ermittelten Kapitalkosten über den Kapitalkosten im Basisjahr der letzten Erlösbergrenzenfestlegung liegen.*
- (3) Bei Inanspruchnahme von Investitionsbudgets für Verteilernetze gemäß Absatz 2 ist eine zusätzliche Berücksichtigung der Kapitalkosten über den Erweiterungsfaktor nach § 10 in der laufenden Regulierungsperiode nicht möglich. Die Ermittlung der Betriebskosten erfolgt analog zu § 10.*
- (4) Der Netzbetreiber hat bei geplanten Kapitalkosten, die über den Werten im Ausgangsniveau der Erlösbergrenze liegen, einen Anspruch auf Genehmigung der Investitionsbudgets im Sinne von Abs. 2 Satz 1. Die geplanten Kapitalkosten setzen sich zusammen aus den Kapitalkosten der geplanten Investitionen und den fortgeführten Kapitalkosten des letzten Basisjahres. Die Regulierungsbehörde prüft, ob die vom Netzbetreiber geplanten Kapitalkosten höher sind als die für das Basisjahr im Rahmen der Erlösbergrenzenfestlegung ursprünglich zu Grunde gelegten. Als Bilanzwerte des Umlaufvermögens und des Abzugskapitals, die zur Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung angesetzt werden, werden die Werte aus der letzten Festlegung zur Erlösbergrenze herangezogen. Hinzu tritt die kalkulatorische Gewerbesteuer. Der Eigenkapitalzinssatz bleibt während der Regulierungsperiode unverändert. Die Laufzeit der Genehmigung endet, vorbehaltlich einer auf einen verkürzten Zeitraum gerichteten Antragsstellung, zu dem Zeitpunkt, ab dem die Kosten in der Erlösbergrenze gemäß § 6 berücksichtigt werden.*
- (5) Der Antrag auf Genehmigung von Investitionsbudgets für Verteilernetze ist spätestens sechs Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investitionen erstmalig ganz oder teilweise kostenwirksam werden sollen, bei der Regulierungsbehörde zu stellen. Die Angaben im Antrag müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen das Vorliegen der Genehmigungsvoraussetzungen zu prüfen und eine Entscheidung treffen zu können.*

(6) *Genehmigte Investitionsbudgets werden im Rahmen der jährlichen Erlösbergrenzenanpassung erlöswirksam berücksichtigt. Die tatsächlichen Kosten werden, in Abweichung zum § 14, als relevante Kosten für den Effizienzvergleich verwendet.*

(7) *Jeweils zum 30. Juni des auf das Jahr t folgenden Kalenderjahres meldet der Netzbetreiber in einer für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbaren Darstellung die notwendigen Daten hinsichtlich seiner tatsächlich getätigten Investitionen an die Regulierungsbehörde. Bei Abweichungen der Ist-Investitionen von den Planinvestitionen wird die Differenz der Kapitalkosten auf dem Regulierungskonto nach § 5 verbucht.*

§ 4 Erlösbergrenzen

§ 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV wird wie folgt gefasst:

von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 bis 4, 6 bis 11, 13 und 14, Satz 2 und 3; abzustellen ist dabei auf die jeweils im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten; bei Kostenanteilen nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 4, 8 und 12 ist auf das Kalenderjahr abzustellen, auf das die Erlösbergrenze Anwendung finden soll,

§ 11 Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile

§ 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 12 ARegV wird wie folgt gefasst:

pauschalierten Investitionszuschlägen nach Maßgabe des § 25 und Investitionsbudgets für Verteilernetze nach Maßgabe des § 23a,

§ 23 wird umbenannt: „Investitionsbudgets für Übertragungsnetze“

§ 23 Abs. 6 wird gestrichen

2. Ungeminderte und zeitnahe Übernahme der Kosten aus der Liberalisierung des Zähl- und Messwesens sowie für neue IKT-Technik

Begründung

Kosten, die durch gesetzliche Verpflichtungen auf Grund der Liberalisierung des Zähl- und Messwesens entstehen und daher nicht vom Netzbetreiber beeinflusst werden können, müssen ungemindert und ohne Zeitverzug in die Erlösbergrenze übernommen werden.

Damit die Entwicklung für den zentralen Baustein der zukünftigen Smart Grids – die intelligenten Verteilernetze – in der notwendigen Geschwindigkeit und Umfang erfolgt, müssen die umfangreichen Investitionen in neue IKT-Technik auf der Ebene der Verteilernetze im regulatorischen Rahmen uneingeschränkt und ohne Zeitverzug in die Erlösbergrenzen einbezogen werden.

Die Erlösbergrenze kann jährlich um bestimmte Komponenten angepasst werden. Dies gilt bislang jedoch nicht für Mehrkosten, welche im Zusammenhang mit der

Liberalisierung des Zähl- und Messwesens oder der zukünftig notwendigen IKT-Infrastruktur entstehen.

Netzbetreiber müssen die Infrastruktur des gesamten Messstellenbetriebs bis zum letzten Zähler im dazugehörigen Verteilernetz aufrechterhalten, auch wenn der mehrheitliche Anteil der Zähler bzw. Messeinrichtungen bereits von fremden Messstellenbetreibern abgedeckt sein sollte. Darüber hinaus muss der Netzbetreiber nach § 21b Abs.1 EnWG weiterhin die Rückfallposition übernehmen, wenn sich fremde Messstellenbetreiber aus dem Geschäft zurückziehen, was nicht zuletzt bei säumigen Zahlern häufig der Fall sein kann.

Zusätzlich muss der Netzbetreiber von ihm nicht zu vertretende Mehrkosten im Rahmen seiner eichrechtlichen Verpflichtungen billigend in Kauf nehmen.

Derartige Entwicklungen führen zu deutlichen Mehrkosten und erfordern entsprechend höhere Messentgelte, welche jedoch in der bisherigen Anreizregulierungsverordnung nicht berücksichtigt werden. Es ist daher zwingend notwendig, dass im Rahmen der Anreizregulierung derartige Kosten ebenfalls jährlich zu Anpassungen der Erlösobergrenze führen können bzw. als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden.

Umsetzungsvorschlag:

Aufgrund der noch zu erwartenden Änderungen der MessZV im Rahmen der Konkretisierung der Anforderungen aus den jüngsten EnWG-Änderungen ist ein konkreter Umsetzungsvorschlag noch nicht möglich.

3. Anerkennung von Kostensteigerungen während einer Regulierungsperiode auf Grund von externen Vorgaben

Begründung

Kommt es auf Grund von externen Vorgaben zu wesentlichen Kostensteigerungen zwischen den Basisjahren - z. B. in Folge der Umsetzung von Gesetzes- und Verordnungsänderungen - sind diese Kostensteigerungen in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Saldierungen mit etwaigen Effizienzgewinnen sind dabei auszuschließen, da dies mit dem System der Anreizregulierung nicht vereinbar ist.

Umsetzungsvorschlag:

§ 11 Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kosten

§ 11 Abs.2 ARegV ist um einen Punkt 15 mit folgendem Inhalt zu ergänzen:

15. der Umsetzung gesetzlicher oder regulatorischer Vorgaben

4. Streichung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors

Begründung

Gemäß den Beschlüssen des Bundesgerichtshofs vom 28.06.2011 – Az. EnVR 34/10 und EnVR 48/10 – ist der generelle sektorale Produktivitätsfaktor, der die Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts von dem gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt berücksichtigt, von der Verordnungsermächtigung im EnWG nicht gedeckt. Neben dem Fehlen der gesetzlichen Grundlage erklärte der BGH auch die Ausgestaltung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors am Maßstab des § 21a Abs. 4 Satz 6 EnWG gemessen für unzulässig.

Es sollte auch keine gesetzliche Möglichkeit geschaffen werden, um eine Berücksichtigung des sektoralen Produktivitätsfortschritts zu legitimieren. Dies wäre unsachgerecht, denn es würde unterstellen, dass die deutsche Netzwirtschaft in der Lage ist, ihre Produktivität stärker zu steigern, als der Durchschnitt der deutschen Volkswirtschaft. Ob dies der Fall ist, wurde bislang nicht abschließend untersucht. Der z. Z. in der ARegV enthaltene Wert von 1,25 % für die erste Periode und 1,5 % für die zweite Periode ist das Resultat eines politischen Kompromisses ohne zu Grunde liegende volkswirtschaftliche Untersuchung. Die festgelegten Werte von 1,25 % bzw. 1,5 % lassen sich weder durch empirisch basierte Berechnung rechtfertigen, noch liegen hinreichend belastbare Informationen, insbesondere in Bezug auf den bevorstehenden Wandel in der Energiewirtschaft vor, die diese Zielvorgabe für die Produktivitätssteigerung in Relation zur Gesamtwirtschaft für diese belegen.

Ein über den gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt liegender netzwirtschaftlicher Produktivitätsfortschritt ist zudem im Hinblick auf den Netzbetreibern bevorstehenden Herausforderungen und zu bewältigenden Aufgaben mehr als fraglich. Die aktuellen Entwicklungen in der Energiewende und der dadurch bedingte Investitionsbedarf wirken sich negativ auf die Sektorproduktivität aus. Bei sachgerechter Berücksichtigung dieser aktuellen Entwicklung ist davon auszugehen, dass der sektorale Produktivitätsfortschritt geringer ist als die gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung.²

In dem Gesetzentwurf der Koalition von CDU/CSU und FDP zum EnWG und der ARegV vom 17.11.2011 würden die bisherigen Defizite nicht beseitigt, sondern zusätzlich neue fehlerhafte Regelungen geschaffen. Die in dem Gesetzentwurf enthaltene neue Definition des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors ist ökonomisch betrachtet falsch und führt im Ergebnis dazu, dass den Netzbetreibern zusätzlich zu dem im Netzbetrieb aufgrund technischen Fortschritts realisierbaren Produktivitätspotentialen auch noch die gesamtwirtschaftlichen Produktivitätssteigerungsraten vorgegeben werden.

² Brunekreeft, Gert; Anreizregulierung bei erhöhtem Investitionsbedarf in Stromverteilnetze, S. 15 f. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. (2011) Heft 10

Umsetzungsvorschlag

§ 9 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

§ 9 ARegV wird gestrichen

Streichung des PF_t aus der Regulierungsformel in der Anlage 1 zur ARegV.

Die Formel in Anlage 1 zur ARegV wird wie folgt gefasst:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_i) \cdot KA_{b,0}) \cdot (VPI_t / VPI_0) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

5. Regulatorische Anerkennung von Verlustenergiekosten

Begründung

Verlustenergiekosten sind wirtschaftlich bedeutsam und schwanken durch marktbedingte Ereignisse zugleich stark, was regelmäßig dazu führt, dass die genehmigten Kosten für Verlustenergie erheblich von den Ist-Beschaffungskosten der Netzbetreiber abweichen. Im Jahre 2009 beispielsweise lagen die tatsächlichen Beschaffungskosten für Verlustenergie um bis 100 % über den anerkannten Verlustenergiekosten.

Hinsichtlich der Verlustenergiebeschaffung ist der Netzbetreiber zudem an eine Vielzahl von Vorgaben gebunden. Nach § 23 EnWG sowie § 10 Abs. 1 StromNZV ist Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. Mit der Festlegung BK6-08-006 vom 21.10.2008 hat die Bundesnetzagentur darüber hinausgehende Anforderungen an das Ausschreibungsverfahren getroffen.

Eine Festschreibung für die Dauer der Regulierungsperiode ist folglich nicht sachgerecht, da der Netzbetreiber einerseits - je nach Verlauf der Großhandelspreise - in unsachgerechter Weise wirtschaftlich erheblich belastet wird, und andererseits - unter Einhaltung der genannten Vorgaben - die Höhe der entstehenden Kosten faktisch nicht beeinflussen kann.

Mit der freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) wurde ab dem Jahr 2011 ein erster Ansatz zur Berücksichtigung der Kosten zur Beschaffung der Verlustenergie geschaffen. Mit der Anerkennung eines Referenzpreises können marktabhängige Preisschwankungen an der Börse nicht abgefangen werden. Die Kosten der Netzbetreiber werden jedoch auch durch den vorgegebenen Referenzpreis nicht gedeckt. Der Referenzpreis für das Jahr 2012 zeigt, dass unvorhersehbare Ereignisse (z. B. Fukushima) nur ungenügend Berücksichtigung finden. Die FSV ist zudem auf den Zeitraum der ersten Regulierungsperiode begrenzt und nicht für Teilnehmer des vereinfachten Verfahrens anwendbar. Weiterhin ist die FSV mit einer entsprechenden Festlegung der Regulierungsbehörde nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV

verbunden und wurde in der Praxis von der Bundesnetzagentur mit sachlich nicht gerechtfertigten Rechtsmittelverzichten verknüpft.

Mit der Einführung der volatilen Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV hat der Gesetzgeber mittlerweile die Möglichkeit der Abbildung von in ihrer Höhe erheblich schwankenden Kostenpositionen in der Anreizregulierungsformel – sowohl für Teilnehmer des regulären als auch des vereinfachten Verfahrens - geschaffen. Die Verlustenergiekosten sind bereits explizit als mögliche volatile Kostenanteile erwähnt, jedoch ist die Einstufung erneut an eine Festlegung der Regulierungsbehörde nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV geknüpft. Von dieser Möglichkeit hat die Bundesnetzagentur bislang keinen Gebrauch gemacht.

Um eine Anerkennung der – in ihrer Höhe unumstritten erheblich schwankenden – Verlustenergiekosten zu gewährleisten und somit die wirtschaftlichen Nachteile der Netzbetreiber auszugleichen sowie langfristig Planungssicherheit zu schaffen, ist es erforderlich, die Verlustenergiekosten bereits gesetzlich als volatile Kostenanteile zu definieren.

Auch bei einer entsprechenden Änderung der ARegV bestünde keine Gefahr, dass Netzbetreiber Verlustenergie frei von Vorgaben beschaffen würden. Vielmehr wären sie nach wie vor verpflichtet, diese in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen (vgl. § 10 Abs. 1 Satz 1 StromNZV). Für größere Netzbetreiber gelten zudem die Vorgaben der Festlegung der Bundesnetzagentur zum Ausschreibungsverfahren für Verlustenergie und zur Bestimmung der Netzverluste vom 21. Oktober 2008 (BK6-08-006).

Umsetzungsvorschlag:

§ 11 Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kosten

§ 11 Abs. 5 Satz 1 und 2 ARegV werden wie folgt geändert:

Als volatile Kostenanteile gelten Kosten für die Beschaffung von Treibenergie **und Verlustenergie**. Andere beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, ~~insbesondere Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie~~, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, gelten als volatile Kostenanteile, soweit die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Absatz 1 Nummer 4a festgelegt hat.

6. Keine Doppelberücksichtigung der Mehrerlöse im Regulierungskonto und bei der Anpassung der Erlösobergrenze

Begründung:

Aufgrund eines Formulierungsfehlers im § 5 ARegV ist eine Regelungslücke in Bezug auf die Mehrerlöse oberhalb der 5 % - Grenze entstanden. Der Wortlaut des § 5 Abs. 3 (Anpassung Entgelte bei Überschreitung Grenzwert) und des § 5 Abs. 4 (Saldierung Regulierungskonto) passen systematisch nicht zusammen.

Übersteigen die tatsächlichen erzielten Erlöse eines Kalenderjahres die zulässigen Erlöse um mehr als 5 %, so ist der Netzbetreiber nach § 5 Abs. 3 verpflichtet, seine Netzentgelte bei der nächsten Kalkulation (t + 2) anzupassen. Liegen die tatsächlich erzielten Erlöse um mehr als 5 % unter den zulässigen Erlösen, so ist der Netzbetreiber berechtigt, seine Netzentgelte anzupassen.

Mit den Vorgaben des § 5 Abs. 4 regelt der Verordnungsgeber die Saldierung des Regulierungskontos. So ermitteln die Regulierungsbehörden im letzten Jahr der Regulierungsperiode den bis dahin aufgelaufenen Saldo auf diesem Konto. Der Ausgleich dieses Saldos auf dem Regulierungskonto erfolgt durch Zu- und Abschläge in der darauffolgenden Regulierungsperiode.

Die vom Verordnungsgeber gewollte kurzfristige Rückzahlung der Mehrerlöse oder Mindererlöse bei Über- bzw. Unterschreitung der 5 % -Grenze gemäß § 5 Abs. 3 führt dazu, dass nicht die Erlösobergrenze, sondern lediglich die Netzentgelte des jeweiligen Jahres (t + 2) angepasst werden. Es erfolgt somit eine bewusste Unter- bzw. Überschreitung der Erlösobergrenze im Jahr t + 2 und die Bildung eines entsprechenden gegenläufigen Minder- bzw. Mehrerlöses.

Somit befindet sich der nach § 5 (3) ARegV anzupassende Betrag der Jahre 2010 und 2011 zum Zeitpunkt der Saldierung des Regulierungskontos für die erste Regulierungsperiode am 31.12.2011 noch auf dem Regulierungskonto und wird bei der Berechnung des annuitätischen Kürzungsbetrages inklusive der darauf entfallenden Zinsen für die folgende Regulierungsperiode berücksichtigt.

Der Netzbetreiber müsste also Mehrerlöse des Jahres 2010 sowohl 2012 als auch verteilt über die zweite Regulierungsperiode erlösmindernd ansetzen. Die doppelte Erlösminderung würde erst über die Auflösung des Regulierungskontos der zweiten Periode in den Jahren der dritten Regulierungsperiode zurückerstattet.

Folgt man strikt diesen durch den Gesetzgeber vorgegebenen Regularien (Anwendung § 5 Abs. 3 und Abs. 4 ARegV), kann im Fall einer Überschreitung der zulässigen Erlöse (> 5 %) ein Liquiditätsrisiko entstehen, welches insbesondere bei temperaturbedingt auftretenden Mengenschwankungen und damit erzielten

Mehrerlösen im Gasnetz (z.B. im Jahr 2010) ein großes Konfliktpotential für die Netzbetreiber in sich birgt.

Diese Regelungslücke ist der Bundesnetzagentur bekannt, eine sachgerechte Korrektur der Feststellung des Regulierungskontos wird jedoch mit Verweis auf die gültige Verordnung abgelehnt.

Dieses systemimmanente Problem wäre durch eine gesetzliche Klarstellung zu beheben, die darauf abzielt, dass nicht die Netzentgelte, sondern die Erlösobergrenze anzupassen ist. In dem gleichen Zusammenhang sollte auch eine ergänzende Interpretation der 5 %-Grenze erfolgen.

Umsetzungsvorschlag:

§ 5 Regulierungskonto

§ 5 Abs. 3 ARegV wird wie folgt geändert:

*(3) Übersteigt die **Summe der nach Abs. 1 verbuchten Differenzen des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres** tatsächlich erzielten Erlöse die nach § 4 zulässigen Erlöse des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres um mehr als 5 Prozent, so ist der Netzbetreiber verpflichtet, **die Summe der nach Abs. 1 verbuchten Differenzen des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres vorzeitig aufzulösen** ~~seine Netzentgelte nach Maßgabe des § 17 anzupassen~~. **Bleiben die Summe der nach Abs. 1 verbuchten Differenzen des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres tatsächlich erzielten Erlöse um mehr als 5 Prozent hinter den nach § 4 zulässigen Erlösen des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres zurück, so ist der Netzbetreiber dazu berechtigt, die Summe der nach Abs. 1 verbuchten Differenzen des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres vorzeitig aufzulösen.** ~~Netzentgelte nach Maßgabe des § 17 anzupassen.~~ **Die vorzeitige Auflösung erfolgt durch Anpassung der Erlösobergrenze um den gegenläufigen Wert der Summe der nach Abs. 1 verbuchten Differenzen des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zuzüglich Verzinsung in dem der Mitteilung nach § 28 Abs. 2 nachfolgenden Kalenderjahr.***

§5 Abs. 4 ARegV wird wie folgt geändert:

*(4) Die Regulierungsbehörde ermittelt den Saldo des Regulierungskontos **unter Berücksichtigung bereits gem. Abs. 3 erfolgter Auflösungsbeträge** im letzten Jahr der Regulierungsperiode für die vorangegangenen fünf Jahre. (...)*

Grundsätzlich führt die Regelung der sofortigen Anpassung der Netzentgelte bei größeren Erlösdifferenzen (Überschreitung Grenzwert) dazu, dass die Netzentgelte im System der Anreizregulierung relativ hohen Schwankungen unterliegen. Dieser Sachverhalt sollte mit der Implementierung des Regulierungskontos im System der Anreizregulierung gerade vermieden werden.

Eine Möglichkeit diese jährlichen Schwankungen bei der Höhe der Netzentgelte zu verhindern, wäre es, den Auflösungszeitraum im Fall des § 5 Abs. 3 ARegV auf bis zu drei Jahren erstrecken zu können. Demnach wäre § 5 Abs. 3 Satz 3 noch wie folgt zu modifizieren:

§ 5 Regulierungskonto

§ 5 Abs. 3 Satz 3 und 4 ARegV neu

Die vorzeitige Auflösung erfolgt durch Anpassung der Erlösobergrenze um den gegenläufigen Wert der Summe der nach Abs. 1 verbuchten Differenzen des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zuzüglich Verzinsung erstmalig in dem der Mitteilung nach § 28 Abs. 2 nachfolgenden Kalenderjahr. Der Betrag kann nach Wahl des Netzbetreibers über einen Zeitraum von bis zu drei Jahren aufgelöst werden.

Eine weitere Alternative, die jährlichen Schwankungen bei der Höhe der Netzentgelte zu verhindern wäre es, die Grenzwerte für die Erfordernis zur Anpassung der Netzentgelte gemäß § 5 Abs. 3 ARegV für das Strom- und Gasnetz von 5 % auf den Wert von 10 % anzuheben. Gleichzeitig könnte den Unternehmen ein Wahlrecht zur Anpassung der Netzentgelte bei Überschreiten der zurzeit gültigen Grenzwerte von 5% eingeräumt werden. Der § 5 Abs. 3 Satz 3 wäre dann wie folgt zu modifizieren:

§ 5 Regulierungskonto

§ 5 Abs. 3 Satz 1 und 2 ARegV neu

*Übersteigen die tatsächlich erzielten Erlöse die nach § 4 zulässigen Erlöse des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres um mehr als **10%**, so ist der Netzbetreiber verpflichtet, seine Netzentgelte nach der Maßgabe des §17 anzupassen.*

Übersteigen die tatsächlich erzielten Erlöse die nach § 4 zulässigen Erlöse um mehr als 5% oder bleiben die tatsächlich erzielten Erlöse um mehr als 5% hinter den nach §4 zulässigen Erlösen des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres zurück, so ist der Netzbetreiber dazu berechtigt, seine Netzentgelte nach der Maßgabe des §17 anzupassen.

Schließlich wäre auch ein grundsätzlicher Systemwechsel in Form der Rückkehr zu den Regelungen der periodenübergreifenden Saldierung gemäß § 11 StromNEV bzw. § 10 GasNEV denkbar. Bei der periodenübergreifenden Saldierung werden die Erlösdifferenzen (Mehr- und Mindererlöse) generell über einen Zeitraum von 3 Jahren ausgeglichen. Mit dieser Regelung können die extremen Schwankungen bei den Netzentgelten, wie sie derzeit im System der Anreizregulierung sehr gehäuft auftreten, in Zukunft vermieden werden.

7. Vollständige Berücksichtigung bei der Mittelwertbildung der im Basisjahr aktivierten Anlagen im Jahresanfangsbestand

Begründung

Mit der Abschaffung der pro-rata-Abschreibung wird im § 6 „Kalkulatorische Abschreibungen“ in der StromNEV und GasNEV festgelegt, dass für alle innerhalb eines Jahres aktivierten Anlagengüter die Abschreibungen jahresbezogen zu ermitteln sind. Es gilt gemäß § 6 Abs. 5: „Die kalkulatorischen Abschreibungen sind jahresbezogen zu ermitteln. Dabei ist der Zugang des Anlagengutes zum 1. Januar des Anschaffungsjahres zugrunde zu legen.“

Mit dieser Regelung wird bereits im Aktivierungsjahr eine vollständige Jahresscheibe der linearen Abschreibung berücksichtigt.

Für die Berechnung der Eigenkapitalverzinsung werden gemäß § 7 der StromNEV und GasNEV die Mittelwerte aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand angesetzt. Im aktuellen Verfahren der Kostenprüfung wird deutlich, dass die Regulierungsbehörden den 01.01. eines Jahres nicht als Jahresanfang ansehen. Für Wirtschaftsgüter, die im Jahr einer Kostenprüfung aktiviert werden, wird der Jahresanfangsbestand mit Null angesetzt. Als Jahresendstand wird der Aktivierungsbetrag um eine Jahresscheibe Abschreibung gekürzt.

Die Regulierungsbehörden sehen nicht den 01.01. eines Jahres als Jahresanfangsstand an, sondern den Endstand des Vorjahres.

Mit dieser unzulässigen Interpretation der Netzentgeltverordnungen wird die Eigenkapitalverzinsung durch die Regulierungsbehörden ohne Rechtsgrundlage gekürzt. Die Regulierungsbehörden missachten damit den § 21 EnWG, der eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals vorsieht.

Folgt man der Vorgehensweise der Regulierungsbehörden, so wird im System der Realkapitalerhaltung gerade der höchste Wert gekürzt. Diese Kürzung wird jedoch nicht wie bei der pro-rata-Berechnung als Verzinsungsbasis nach dem letzten Jahr der Nutzungsdauer nachgeholt. Nach Ablauf der Nutzungsdauer ist der Restwert (korrekterweise) Null.

Wie gravierend der Eingriff der Regulierungsbehörden ist, zeigt folgendes Beispiel:

Anlagengüter mit einer Nutzungsdauer von 5 Jahren (z.B. Software)

Das folgende Rechenbeispiel unterstellt, dass entsprechend dem Werteverzehr einer Anlagengruppe kontinuierlich reinvestiert wird. Der Tabelle liegt die Annahme zugrunde, dass jährlich 1.000 T€ in Anlagen mit einer Nutzungsdauer von 5 Jahren

investiert wird, so dass im Jahr der Kostenprüfung jeweils der kalkulatorische Restbuchwert einer Jahresscheibe berücksichtigt wird.

jährliche Investition:	1.000.000 €
Nutzungsdauer:	5 Jahre
Abschreibungen:	200.000 €/a
EK-Zinssatz (Neuanlagen):	9,05%

	Jahr der Kostenprüfung	
	mit 01.01.	ohne 01.01.
Eigenkapitalverzinsung I=KP	32.580	14.480
Eigenkapitalverzinsung I=KP-1	25.340	25.340
Eigenkapitalverzinsung I=KP-2	18.100	18.100
Eigenkapitalverzinsung I=KP-3	10.860	10.860
Eigenkapitalverzinsung I=KP-4	3.620	3.620
Summe EK-Verzinsung	90.500	72.400
Differenz:		-18.100
Kürzung in %		-20,00%
Effektiver Eigenkapitalzinssatz:		7,24%

Wird der 01.01. nicht als Startwert für die Berechnung der Eigenkapitalverzinsung anerkannt, so wird der Eigenkapitalzinssatz für Anlagen mit einer 5-jährigen Nutzungsdauer um 20% gekürzt, so dass allein schon aufgrund dieser Systematik effektiv nur ein geminderter Zinssatz von 6,56% für Neuanlagen gewährt wird.

Umsetzungsvorschlag:

§ 6 Kalkulatorische Abschreibungen (Strom- und GasNEV)

§ 6 Abs. 5 StromNEV und GasNEV wird wie folgt ergänzt:

Dabei ist jeweils ein Zugang des Anlagengutes zum 01. Januar des Anschaffungsjahres (Jahresanfangsbestand) zugrunde zu legen

8. Festschreibung eindeutiger Regeln für das Zusammenfassen mehrerer Entnahmestellen bei der Netzentgeltabrechnung (Pooling)

Begründung:

Gemäß § 17 StromNEV ist bei der Abrechnung der Netznutzung das Netzentgelt für Leistung und Arbeit pro Entnahmestelle zu bilden. Es war gleichzeitig üblich, mehrere Entnahmestellen in einer virtuellen Entnahmestelle zusammenzufassen und daraus

die zeitgleiche Abrechnung der Jahreshöchstlast vorzunehmen (Pooling). Hierbei wurden insbesondere die Übergabestellen zu einem vorgelagerten Netz oder redundante Entnahmestellen eines Großverbrauchers, die zur Schaffung einer lückenlosen Versorgungssicherheit eingerichtet wurden, zusammengefasst.

Das Verständnis des § 17 StromNEV der Bundesnetzagentur geht von einem grundsätzlichen Poolingverbot aus. Es wurde eine Festlegung getroffen, die Kriterien beschreibt, wonach das Pooling auf eng umschriebene Ausnahmefälle beschränkt wird. Die darin beschriebenen Regelungen sind jedoch weder praktikabel noch vereinbar mit einer effizienten Versorgungspraxis, da sie unzulässig das homogene Gesamtgefüge der StromNEV beeinflussen und dem Ziel eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Netzbetriebs gem. § 11 EnWG widersprechen.

Die BNetzA vernachlässigt dabei zudem in unzulässiger Weise, dass in § 21 (1) des höherrangigen EnWG festgelegt ist, dass Netzbetreiber keine Entgelte für den Netzzugang erheben dürfen, die ungünstiger sind, als sie innerhalb des eigenen Unternehmens angewendet werden.

Im Zuge der Kostenwälzung nach § 14 StromNEV müssen durch den vorgelagerten Netzbetreiber die innerhalb des Unternehmens angesiedelten nachgelagerten Netzebenen gepoolt behandelt werden. Somit ist auch für die diskriminierungsfreie Behandlung von Kunden oder nachgelagerten Netzen anderer Netzbetreiber eine gepoolte Abrechnung verpflichtend notwendig.

Zusätzlich ergibt sich durch die geplante Festlegung ein deutliches Diskriminierungspotential zwischen den Netzbetreibern aufgrund von Eigentumsübergängen zwischen den Netzebenen. Ferner besteht auch erhebliches Missbrauchspotential zwischen den Netzbetreibern der vorgelagerten und Netzbetreibern nachgelagerter Netzebenen: bislang standen zwei gegensätzliche Ziele (Kosteneffizienz der überlagerten und Redundanzanfordernisse für die Versorgungssicherheit in der unterlagerten Ebene) in einem ausgewogenen Wettbewerb, der mit der geplanten Systematik ausgehebelt werden würde. Durch Schalthandlungen könnte der vorgelagerte Netzbetreiber die Netzkosten des nachgelagerten Netzbetreibers in die Höhe treiben, um die Endkunden in seinem Netz zu entlasten. Gleichzeitig müsste der nachgelagerte Netzbetreiber durch Schaltverbote die Investitions- und Instandhaltungstätigkeit des vorgelagerten Netzbetreibers so beeinflussen, dass keine zusätzlichen Leistungsspitzen auf redundanten Leitungen entstehen, um das Ziel der Preisgünstigkeit gemäß § 1 EnWG zu verteidigen.

Die Festlegung der BNetzA widersprechen letztlich den Zielen des § 21 EnWG, wonach eigene nachgelagerte Ebenen und fremde nachgelagerte Netzbetreiber gleich zu behandeln sind sowie den Zielen des § 1 EnWG unter anderem sicherer, preisgünstiger und effizienter Versorgung.

Eine Abschaffung einer bewährten und effizienten energiewirtschaftlichen Praxis kann vom Verordnungsgeber nicht gewollt sein. Vielmehr ist aus der Regel das Bestreben nach einem transparenten, diskriminierungsfreien und nachvollziehbaren

Verfahren bei Netzentgeltabrechnung zu entnehmen. Die Festlegung zu den Pooling Regeln läuft dem Sinn einer Vereinfachung entgegen und wird unweigerlich zu zahlreichen Beschwerden sowohl von Seiten der Netznutzer als auch von Seiten der Netzbetreiber führen.

Eine klarstellende Formulierung im § 17 StromNEV, die das sachgerechte Pooling entsprechend der heutigen Praxis zulässt sowie gleichzeitig eine verursachungsgerechte Kostenallokation ermöglicht und Missbrauch verhindert, stellt eine sachgerechte Lösung der Problematik dar.

Umsetzungsvorschlag:

Die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) wird wie folgt ergänzt:

§ 17 Ermittlung der Netzentgelte

§ 17 Abs. 2 Satz 1 StromNEV wird wie folgt geändert

Das Netzentgelt pro Entnahmestelle besteht aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde.

§ 17 Abs. 2a neu

Bei der Ermittlung und Abrechnung des Netzentgelts pro Entnahmestelle gem. Abs. 2 S. 1 sind mehrere physische Entnahmestellen zu einer virtuellen Entnahmestelle zusammen zu fassen, wenn die Entnahmestellen sich in derselben Netz- oder Umspannebene befinden, demselben Anschlussnutzer zuzuordnen sind und kundenseitig die Möglichkeit eine galvanischen Verbindung per Schalthandlung besteht.

9. Stabilität, Transparenz und Sachgerechtigkeit im Effizienzvergleich

Begründung

Der bundesweite Effizienzvergleich für die Ermittlung der Erlösbergrenze wird nach den Vorgaben der ARegV (§ 12 (1) i.V.m. Anlage 3) mit den statistischen Methoden der SFA (Stochastic Frontier Analysis) und DEA (Data Envelopment Analysis) durchgeführt. Die Regeln zur Vermeidung von Verwerfungen im Effizienzvergleich in § 12 ARegV und Anlage 3 der ARegV (Best of Four, Ausreißerbereinigung) müssen auch weiterhin gelten, damit der Effizienzvergleich robust ist. Denn bei der Anwendung der beiden Methoden wird zwangsläufig mit zahlreichen statistischen Annahmen gearbeitet, so dass die Effizienzwerte je nach Annahme und Methode erheblich variieren. Darüber hinaus sind die genannten Sicherheitsmaßnahmen notwendig zur Garantie der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzwerte, da der Effizienzvergleich zusätzlich durch die Unterschiede in der Abschreibungspraxis der Unternehmen und durch Datenfehler beeinträchtigt wird.

Der VKU hält es für erforderlich, dass der Effizienzvergleich möglichst transparent durchgeführt wird. Einer Veröffentlichung der verwendeten Daten steht der VKU aber kritisch gegenüber, da es sich zum Teil um wesentliche Geschäftsgeheimnisse der Netzbetreiber handelt. Aus diesem Grund schlägt der VKU vor, dass die von der BNetzA für den bundesweiten Effizienzvergleich verwendeten Daten an einen unabhängigen Dritten übergeben werden, der den Effizienzvergleich nachrechnet.

Im Effizienzvergleich müssen möglichst sachgerecht die wesentlichen Kostentreiber der Netzbetreiber abgebildet sein. Dies war im letzten Effizienzvergleich im Jahr 2008 nach Einschätzung des VKU nicht der Fall, da die Zählpunkte, die ein wesentlicher Kostentreiber bei städtischen Netzbetreibern sind, nicht als Vergleichsparameter verwendet wurden. Der Ansatz der Zählpunkte im Effizienzvergleich ist auch deshalb notwendig, weil sie ein wesentlicher Kostentreiber bei den für die Energiewende wichtigen Investitionen in Smart Meter sind, die die Netzbetreiber aufgrund gesetzlicher Vorgaben bereits begonnen haben.

Umsetzungsvorschlag:

§ 13 Parameter im Effizienzvergleich

§ 13 Abs. 3 Satz 4 Nr. 1 ARegV wird wie folgt gefasst:

die Anzahl der ~~Anschlusspunkte~~ Zählpunkte für Entnahme in Stromversorgungsnetzen und der Zählpunkte ~~Ausspeisepunkte~~ für Ausspeisung in Gasversorgungsnetzen

§ 13 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 wird wie folgt gefasst

Anzahl der ~~Anschlusspunkte~~ Zählpunkte für Entnahme in Stromversorgungsnetzen und der Zählpunkte ~~Ausspeisepunkte~~ für Ausspeisung in Gasversorgungsnetzen

§ 33 Evaluierung und Berichte der Bundesnetzagentur

§ 33 Abs. 5 wird wie folgt ergänzt:

Das Bundeswirtschaftsministerium lässt den von der Bundesnetzagentur nach § 12 ARegV durchgeführten Effizienzvergleich durch einen unabhängigen sachverständigen Dritten überprüfen. Die BNetzA übergibt hierzu die zum Zweck des Effizienzvergleichs vom Netzbetreiber erhobenen Daten an einen unabhängigen sachverständigen Dritten. Der unabhängige sachverständige Dritte muss die Wahrung der Vertraulichkeit gewährleisten.

10. Berücksichtigung der strukturellen Besonderheiten im Effizienzvergleich

Begründung

Die Regulierungspraxis im Zusammenhang mit der Berücksichtigung von Besonderheiten der Versorgungsaufgabe zeigt Klarstellungsbedarf in der ARegV. Obwohl vielfältige kostenrelevante, vom Netzbetreiber unbeeinflussbare Strukturmerkmale nicht im Effizienzvergleich berücksichtigt werden konnten, führt die enge Auslegung der Regulierungsbehörden dazu, dass nahezu alle Anträge der Netzbetreiber auf hierauf begründete Anpassung des Effizienzwerts gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV abgelehnt wurden. Die im vorangegangenen Effizienzvergleich durch die Regulierungsbehörde angewandte Praxis, dass strukturelle Besonderheiten nur dann zu einer Bereinigung des Effizienzwertes führen, wenn ein Netzbetreiber allein von der strukturellen Besonderheit betroffen ist, darf für zukünftige Effizienzvergleiche nicht mehr gelten.

Insoweit ist eine Präzisierung der Anforderungen an die Besonderheiten der Versorgungsaufgabe im Sinne der o.g. Regelung erforderlich. Außerdem ist angemessen zu berücksichtigen, dass allein die Regulierungsbehörde den umfassenden Überblick über die Daten aller Netzbetreiber und die Parametrierung des Effizienzvergleichs hat. Die durch die Netzbetreiber begründeten Anträge auf Bereinigungen des Effizienzwertes aufgrund struktureller Besonderheiten im zurückliegenden Effizienzvergleich, wurden im Regelfall mit der Begründung des fehlenden Alleinstellungsmerkmals abgelehnt. In Fällen, in denen der Netzbetreiber strukturelle Besonderheiten begründet, muss die zuständige Regulierungsbehörde einen entsprechenden Nachweis erbringen, dass diese Besonderheiten gerade nicht zu signifikanten Kostenerhöhungen beim Netzbetreiber führen.

Die Behörde hat den Handlungsspielraum bezüglich der Ausgestaltung des Effizienzvergleichs. Der Netzbetreiber kennt hingegen nur seine eigenen Daten und Netzbedingungen. Der Nachweis einer Abweichung seiner Versorgungsaufgabe vor der der anderen Netzbetreiber ist ihm nicht zumutbar. Soll die an sich sachgerechte Regelung des § 15 Abs. 1 S. 1 nicht ins Leere laufen, so sind entsprechende Detailanpassungen unumgänglich.

Umsetzungsvorschlag:

§ 15 Ermittlung der Ineffizienzen

§ 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV ist durch folgende Sätze zu ersetzen. Satz 2 wird zum Satz 4.

Auf Antrag des Netzbetreibers hat die Regulierungsbehörde einen Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 oder 22 ermittelten Effizienzwert anzusetzen (bereinigter Effizienzwert), wenn Besonderheiten der Versorgungsaufgabe bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 nicht

hinreichend berücksichtigt wurden, und dies in Summe die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ermittelten Kosten um mindestens 3 Prozent erhöht.

Von einer Besonderheit der Versorgungsaufgabe im Sinne des Satzes 1 ist insbesondere auszugehen, wenn im betreffenden Netz ein netzkostenrelevantes strukturelles Merkmal vorliegt. Sofern die Regulierungsbehörde den Antrag ablehnt, weist sie nach, dass die Bedingungen gem. Satz 1 nicht vorliegen.

11. Keine Nachweispflichten des Netzbetreibers über die Kostenstruktur des Dienstleisters

Begründung

Im neu eingefügten § 4 Abs. 5a Strom- und GasNEV wird gefordert, dass Netzbetreiber Kosten, die auf Grund von Dienstleistungen durch Dritte anfallen, maximal nur in der Höhe ansetzen dürfen als wenn sie anfielen, wenn der Netzbetreiber diese Leistung selbst erbringen würde. Hieraus hat die Bundesnetzagentur bei der Kostenprüfung Gas die Anforderung abgeleitet, dass die Netzbetreiber die Kostenstruktur der Dienstleister in einem separaten Erhebungsbogen anzugeben haben. Im Ergebnis bedeutet dies, dass Dienstleister ihr Kosten nach der gleichen Systematik aufbereiten sollen wie Netzbetreiber nach der Maßgabe der Netzentgeltverordnungen.

Dies ist mit sehr hohem Aufwand verbunden, denn die vom Netzbetreiber nachzuweisenden Kosten- und Erlösarten liegen den Dienstleistern ganz überwiegend nicht vor. Auch kann ein Netzbetreiber diese Angaben mit einem vertretbaren Aufwand nicht leisten. Voraussetzung wäre ohnehin, dass der Netzbetreiber auf diese dienstleister-internen Daten und Informationen Zugriff hat. Aus Sicht der Dienstleister handelt es sich hier jedoch vielfach um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse.

Die Vorgabe, regulatorische Mechanismen auch auf Dienstleister anzuwenden, widerspricht letztlich auch dem Sinn und Zweck der Entflechtungsvorgaben. Aus der Verpflichtung, Wettbewerbsbereiche und den Netzbetrieb voneinander zu trennen, sind auch neue Strukturen für die Netzbetreiber und deren Dienstleister entstanden. Diese Dienstleister müssen sich den Marktbedingungen stellen. Damit ist auch ihre Preisbildung den Marktbedingungen unterworfen und nicht einer regulierten Erhebungssystematik.

Umsetzungsvorschlag:

Die Strom- und Gasnetzentgeltverordnungen werden wie folgt geändert:

§ 4 Grundsätze der Netzkostenermittlung

§ 4 Abs. 5 a Strom- und GasNEV werden gestrichen

12. Keine Partial-Benchmarks im Rahmen der Kostenprüfung

Begründung

Grundprinzip der Anreizregulierung ist es, dass ineffiziente Netzbetreiber über einen vorgegebenen Zeitraum ihre Kosten auf ein definiertes effizientes Maß zu senken haben. Unterbieten sie in ihrer Kostenentwicklung diesen vorgegebenen Pfad, so werden sie durch Zwischengewinne „belohnt“. Diese Kostensenkungsbemühungen kommen dann ab der folgenden Regulierungsperiode allen Netznutzern zugute.

Diesem Grundprinzip steht die derzeitige Auslegung des § 21 Abs. 2 EnWG fundamental entgegen, wonach Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung gebildet werden müssen, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers zu entsprechen hat.

In der Praxis der Regulierungsbehörden führt dies zu einer Aberkennung vermeintlich ineffizienter Kostenanteile bereits im Vorfeld der Effizienzmessung. Folge: Bezüglich dieser Kostenanteile werden die korrespondierenden Erlöse sofort aberkannt, und der Netzbetreiber erhält keine Übergangsfrist zur Anpassung seiner Kosten. Außerdem werden die Netzbetreiber damit systemwidrig einem mehrfach gestaffelten Effizienzvergleich unterzogen. Im Ergebnis geht damit der o.g. Anreiz verloren. Zudem ist es dem Netzbetreiber nicht mehr möglich, die Effizienzziele zu erreichen oder zu übertreffen sowie die gesetzlich vorgesehene Eigenkapitalverzinsung erzielen zu können.

Die Bundesnetzagentur hat bei der Kostenprüfung vor Beginn der ersten Regulierungsperiode mehrere Partial-Benchmarkings durchgeführt. Auf Basis eines solchen Partial-Benchmarkings wurde beispielsweise der Beschaffungspreis Verlustenergie Strom auf 44,00 €/MWh begrenzt. Durch weitere Partial-Benchmarkings wurden verschiedene Bilanzposten zum Teil drastisch gekürzt (z.B. Finanzanlagen, Forderungen, liquide Mittel) sowie die anerkennungsfähigen operativen Kosten (OPEX) beschränkt. Die aktuellen Überlegungen der Bundesnetzagentur zielen darüber hinaus darauf ab, die Kosten wesentlicher Geschäftsprozesse des Netzbetriebes zu erfassen und zu vergleichen.

Auf Grund der unterschiedlichen Prozess- und Kostenstrukturen in den jeweiligen Unternehmen können solch isolierte Betrachtungen grundsätzlich zu keinen sachgerechten Ergebnissen führen.

Der bundesweite Effizienzvergleich hat nach § 12 ARegV zu erfolgen. Vorgeschaltete und damit mehrfache Benchmarkings widersprechen dem System der Anreizregulierung und sollten damit explizit ausgeschlossen werden.

Der Gesetzgeber sollte klarstellen, dass der Maßstab des § 21 Abs. 2 S. 1 sich auf das Effizienzziel bezieht und nicht die Feststellung der regulatorischen Kostenbasis als Ausgangspunkt für den Effizienzvergleich.

Umsetzungsvorschlag:

§ 21a Abs. 5 EnWG

In § 21a Abs. 5 EnWG ist zwischen Satz 1 und 2 folgender Satz zu ergänzen:

Effizienzvorgaben hinsichtlich einzelner Kosten- und Erlösarten oder Prozesse sind sowohl im Rahmen der Kostenermittlung, als auch des darauf aufsetzenden Effizienzvergleiches unzulässig.

§ 4 Abs. 1 Strom- und GasNEV

§ 4 Abs. 1 Strom- und GasNEV sind mit Satz 2 wie folgt zu ergänzen:

Entsprechende Effizienzvorgaben werden auf Basis der Anreizregulierungsverordnung ermittelt.

13. Beschränkung der Qualitätsregulierung Gas auf ein Qualitätsmonitoring

Begründung

§ 19 Abs. 2 ARegV fordert, dass das Qualitätselement für Gasversorgungsnetze dann eingeführt werden sollte, soweit hinreichend belastbare Daten für die Ermittlung des Qualitätselementes vorliegen. Dies ist bislang offensichtlich nicht der Fall. Die Datengrundlage im Gas reicht nicht aus, um zuverlässig ein Qualitätselement mit Boni und Mali zu ermitteln. Zudem ist in der Regulierungspraxis auch international immer noch umstritten, mit welchen Kennzahlen die Versorgungsqualität Gas sinnvoll abzubilden wäre. Einiges spricht dafür, dass die im Strombereich verwendete Nichtverfügbarkeit für Gasnetze ungeeignet ist.

Im Gas sind so gut wie keine Versorgungsunterbrechungen vorhanden, andere Qualitätskennzahlen lassen sich kaum in einem Modell mit Boni und Mali implementieren. Aus diesem Grund schlägt der VKU vor, das Qualitätselement Gas auf ein „Qualitätsmonitoring“ zu beschränken. Insbesondere die DVGW Richtlinien sind eine geeignete Grundlage, um die hohe Qualität der Gasversorgung zu sichern und um daraus ein Qualitätsmonitoring zu entwickeln.

Umsetzungsvorschlag:

§ 19 ARegV

§ 19 Abs. 2 ARegV wird wie folgt gefasst:

*(1) Auf die Erlösobergrenzen können Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn **Strom**netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen (Qualitätselement). Die Kennzahlvorgaben sind nach Maßgabe des § 20 unter Heranziehung der Daten von **Strom**netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet zu ermitteln und in Zu- und Abschläge umzusetzen. Dabei*

ist zwischen Gasverteilernetzen und Stromverteilernetzen zu unterscheiden.

*(2) Über den Beginn der Anwendung des Qualitätselements, der bei Stromversorgungsnetzen zur zweiten Regulierungsperiode zu erfolgen hat, entscheidet die Regulierungsbehörde. Er soll bereits zur oder im Laufe der ersten Regulierungsperiode erfolgen, soweit der Regulierungsbehörde hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen. Abweichend von Satz 1 ~~soll der Beginn der Anwendung des Qualitätselements bei~~ **erfolgt bei** Gasversorgungsnetzen zur oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode erfolgen, soweit der Regulierungsbehörde hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen **keine Anwendung eines Qualitätselements, sondern ein Qualitätsmonitoring[...].***

*(3) Die Netzzuverlässigkeit beschreibt die Fähigkeit des **Energieversorgungsnetzes Stromversorgungsnetzes**, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren. Die Netzleistungsfähigkeit beschreibt die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen.*

14. Gleichverteilung von Chancen und Risiken bei der Qualitätsregulierung Strom

Begründung

Grundsätzlich sieht die Ausgestaltung des Qualitätselements durch die Bundesnetzagentur eine Kappung der Auswirkungen des Qualitätselements Strom vor. Faktisch besteht eine weitere einseitige Kappung dadurch, dass die Netzverfügbarkeit naturgemäß 100 % nicht übersteigen kann. Der Wert 100 % beschreibt den theoretischen Idealfall, dass im Betrachtungszeitraum keine einzige Versorgungsunterbrechung auftritt.

Die Bemessung der Netzqualität erfolgt über den sogenannten SAIDI. Dieser gibt an, wie viele Minuten jeder Kunde durchschnittlich von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist. Im theoretischen Idealfall von 100% Netzverfügbarkeit, würde der SAIDI null Minuten pro Kunde und Jahr betragen. Diese maximale Versorgungsqualität gilt für alle Netzbetreiber.

Netzbetreiber können damit die geforderte Netzqualität (Referenzwert) unbegrenzt überschreiten, Unterschreitungen sind jedoch nur begrenzt bis zu 100 % Netzverfügbarkeit möglich. Somit existiert ein Ungleichgewicht zwischen Risiken und Chancen.

Hinzu kommt, dass nicht an alle Netzbetreiber die gleiche Anforderung gestellt wird. Stattdessen ist die geforderte Netzzuverlässigkeit abhängig von der Lastdichte des jeweiligen Netzes. Dies führt dazu, dass das Chancen-Risiken-Verhältnis für Netzbetreiber desto günstiger ist, je höher der geforderte Referenzwert ist.

Um dies zu vermeiden, müsste die Kappungsgrenze abhängig vom jeweiligen Referenzwert gebildet werden. Die gleiche Wirkung kann dadurch erzielt werden, wenn, wie vorgeschlagen, die zur Bestimmung des Bonus/Malus herangezogene

Kennzahl zur Netzzuverlässigkeit eines Netzbetreibers maximal das Doppelte des für den Netzbetreiber relevanten Referenzwertes betragen darf.

Umsetzungsvorschlag:

§ 20 Bestimmung des Qualitätselements

§ 20 Abs. 2 ARegV wird am Ende folgender Satz 4 eingefügt:

(2) .. Sofern im Fall der Netzzuverlässigkeit Kennzahlenwerte für Qualitätsdefizite des Netzbetreibers das Doppelte der für ihn relevanten Kennzahlvorgaben übersteigen, sind die Kennzahlenwerte vor Bewertung der Abweichungen in Geld auf diesen Wert zu begrenzen

15. Berücksichtigung der Besonderheiten des Basisjahres

Begründung

Die derzeitige Regelung ist einseitig zu Lasten des Netzbetreibers gestaltet. Es ist zu beachten, dass in jedem Geschäftsjahr Besonderheiten auftreten. Eine Bereinigung der regulatorischen Kostenbasis um diese Besonderheiten ist deshalb nicht sachgerecht, die Erlösobergrenze wäre dann in jedem Jahr zu niedrig, mit entsprechenden Auswirkungen auf die tatsächliche Eigenkapitalverzinsung und die Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben.

Ein Netzbetreiber ist berechtigt, eine Erstattung der bei effizienter Netzführung entstehenden Kosten von Netzkunden zu erhalten. Die generelle Aussage von § 6 Abs. 3 ARegV, wonach Kosten, die auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus nicht zu berücksichtigen sind, widerspricht dem Grundsatz der Erstattung effizienter Kosten, da implizit unterstellt wird, dass „besondere Kosten“ stets ineffizient und somit nicht anerkennungsfähig sind. Auch im Rahmen eines vollständig effizienten Netzbetriebes können Besonderheiten auftreten, die entsprechende Kosten nach sich ziehen. Diese Kosten müssen grundsätzlich erstattungsfähig sein.

§ 6 Abs. 3 ARegV sollte in der Weise modifiziert werden, dass der Anteil der Kosten, der dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruht, zu einem Fünftel bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus berücksichtigt wird, womit sichergestellt wäre, dass eine Erstattung der Kosten erfolgen kann, ohne den Netznutzer zu benachteiligen.

Umsetzungsvorschlag:

§ 6 Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze

§ 6 Abs. 3 Satz 1 wird wie folgt geändert:

Soweit Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, werden diese Kosten bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus auf die jeweiligen Jahre der folgenden Regulierungsperiode gleichmäßig verteilt.

16. Abschaffung der 40 %-Deckelung bei der Ermittlung der kalkulatorischen EK-Verzinsung sowie den kalkulatorischen Abschreibungen

Begründung

Die in den §§ 6 und 7 StromNEV und GasNEV vorgesehene 40%-Deckelung ist nicht mit den anerkannten Kalkulationsprinzipien Nettosubstanzerhaltung und Realkapitalerhaltung vereinbar.

Darüber hinaus ist diese Begrenzung weder zeitgemäß, noch trägt sie den aktuellen wirtschaftlichen Entwicklungen in ausreichendem Maße Rechnung. Nachdem deutsche Unternehmen mit einer 40 prozentiger Eigenkapitalquote in der Vergangenheit noch ein Bonitätsrating der Note „A“ erhielten, bekommen sie heute, nach Verschärfung der Ratingkriterien infolge der Finanz- und Wirtschaftskrise, max. noch ein Rating der Note „A/BBB“. Unternehmen mit einem solchen Rating zahlen derzeit einen Risikozuschlag in Höhe von mindestens 1,4 % bei der Aufnahme von Fremdkapital. Die Aufnahme zusätzlichen Fremdkapitals wird damit deutlich erschwert.

Die in den §§ 6 und 7 der Strom- bzw. GasNEV fixierte 40-Prozent-Grenze ist außerdem als maximal vertretbare kalk. Eigenkapitalquote zu verstehen. Eine kalk. Eigenkapitalquote jenseits dieser Grenze unterstellt die Strom- bzw. GasNEV damit als ineffizient. Berücksichtigt man weiter, dass die Eigenkapitalquoten einer Vielzahl mittelständischer Unternehmen normalverteilt sind, wobei die minimal mögliche Eigenkapitalquote null Prozent beträgt, impliziert die Strom- bzw. GasNEV eine optimale kalk. Eigenkapitalquote deutscher Netzbetreiber, die sich um den Mittelwert in Höhe von 20 % bewegt. Entspräche die kalkulatorische Eigenkapitalquote, wie von der Strom- bzw. GasNEV implizit unterstellt, tatsächlich nur 20 %, wäre aufgrund der sachenlagenintensiven Bilanzstruktur eines Verteilnetzbetreibers davon auszugehen, dass die Schulden das handelsbilanzielle Vermögen übersteigen. Eine Überschuldung des entsprechenden Unternehmens wäre also wahrscheinlich. Somit ist davon auszugehen, dass diese unsachgemäße 40-Prozent-Deckelung langfristig die wirtschaftliche Existenz der Verteilnetzbetreiber gefährdet.

Alternativ müsste eine Kappung der Eigenkapitalquote und die hieraus resultierende Erhöhung des Verschuldungsrisikos mit einem angemessenen Risikozuschlag vergütet werden. Eine Kappung der Eigenkapitalquote drückt die Erwartungshaltung an den Netzbetreiber aus, Eigen- durch Fremdkapital zu substituieren. Infolge der hieraus resultierenden Verschlechterung des Unternehmensratings werden Fremdkapitalgeber nicht bloß für das zusätzliche Fremdkapital, sondern auch für das bereits vorhandene Fremdkapital zukünftig einen höheren Risikozuschlag einfordern. Die Kapitalstruktur hat auf die Finanzierungskosten insgesamt demnach überhaupt keine Auswirkung, da eine Reduzierung von Eigenkapitalkosten vollständig durch eine Erhöhung der Fremdkapitalkosten kompensiert wird. Lediglich die Empfänger

der Kapitalrendite unterscheiden sich voneinander. An dieser Stelle sollte es jedoch im Sinne des Netznutzers sein, dass eine Kapitalrendite dem Netzbetreiber und somit dem Netz zu Gute kommt. Auf diesem Wege verbleibt das von Netznutzer gezahlte Entgelt im Unternehmen und wird nicht an Fremdkapitalgeber ausgeschüttet.

Umsetzungsvorschlag:

§§ 6 und 7 Strom- und GasNEV

Die 40-Prozent-Dekelung der §§ 6 und 7 Strom- bzw. GasNEV ist zu streichen.

17. Anerkennung von Plankosten

Begründung

Mit § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV wird die Möglichkeit eines Plankostenansatzes im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze entsprechend § 3 Abs.1 StromNEV bzw. GasNEV explizit ausgeschlossen. Planansätze sind jedoch erforderlich, um die tatsächliche Kostenlage eines Netzbetreibers möglichst realistisch abzubilden. Gestützt wird diese Auffassung nicht zuletzt durch den BGH-Beschluss vom 14.08.2008 (Az: KVR 36/07) zum Thema Verlustenergie. Hier heißt es bspw. eine Entgeltkontrolle würde nicht mehr zu angemessenen Ergebnissen führen und den Netzbetreiber ohne sachlichen Grund benachteiligen, wenn die Regulierungsbehörde von Kalkulationsgründen auszugehen hätte, die ersichtlich unzutreffend sind, obwohl gesicherte Erkenntnis für das Planjahr vorliegen.

Es ist nicht sachgerecht, gut absehbare Kostenänderungen unberücksichtigt zu lassen. Auch das führt zu Mindererlösen, die die Eigenkapitalverzinsung beschränken und bewirken, dass Effizienzvorgaben nicht erreichbar oder gar übertreffbar sind.

Umsetzungsvorschlag:

§ 6 Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze

§ 6 Abs. 3 Satz 2 ARegV wird gestrichen.

18. Anerkennung der Personalzusatzkosten verbundener Unternehmen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

Personalzusatzkosten von Mitarbeitern für den Netzbetrieb müssen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten klassifiziert werden, unabhängig davon, ob der Mitarbeiter unmittelbar beim Netzbetreiber oder bei einem Unternehmen mit einem Beteiligungsverhältnis einen Arbeitsvertrag hat.

Begründung:

Den Äußerungen der BNetzA zufolge plant diese, die Regelungen nach § 11 Abs. 2 Nr. 9 – 11 ARegV in der zweiten Regulierungsperiode dahingehend auszulegen, dass nur noch jene Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbar eingestuft werden, die direkt in der Netzgesellschaft angefallen sind.

Durch diese Auslegung entstehen für sogenannte „schlanke“ Netzgesellschaften, die aufgrund strategischer Überlegungen nur wenige Mitarbeiter in der „Kern-Netzgesellschaft“ beschäftigen, Nachteile im Effizienzvergleich gegenüber Netzgesellschaften, die mit einem höheren Personalbestand die Aufgaben des Netzbetriebs bewerkstelligen.

Diese Diskriminierung einzelner Netzbetreibermodelle ist so nicht hinzunehmen. Auf die Personalzusatzkosten der für den Netzbetreiber tätigen Mitarbeiter kann der Netzbetreiber keinen Einfluss nehmen, unabhängig davon, ob diejenigen Mitarbeiter unmittelbar beim Netzbetreiber oder bei einem Unternehmen mit einem Beteiligungsverhältnis zum Netzbetreiber angestellt sind.

Für die Unternehmen besteht somit der Zwang zu einer weitreichenden Überführung von Mitarbeitern aus dem Mutterunternehmen oder von konzernfremden Mitarbeitern in die Netzgesellschaft. Dies greift jedoch tief in die strategische Gestaltungsfreiheit der Unternehmen ein. Die Auslagerung bestimmter Leistungen war i.d.R. das Ergebnis betriebswirtschaftlicher Erfordernisse und diente dazu, Effizienzen im Netzbetrieb aus spartenübergreifenden Synergien und Kooperationen zu heben. Diese Effizienzen müssen erhalten bleiben. Das ist nur gewährleistet, wenn der Gesetzgeber diese Effizienzen bei der Ermittlung der Erlösobergrenzen honoriert.

Umsetzungsvorschlag:

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) wird wie folgt ergänzt:

§ 11 Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kosten

§ 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 9 ARegV wie folgt ergänzt:

*9. betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen worden sind, für **unmittelbar beim Netzbetreiber angestellte Mitarbeiter, sowie für Mitarbeiter von Unternehmen mit einem***

Beteiligungsverhältnis, die Tätigkeiten für den jeweiligen Netzbetreiber durchführen. Der Netzbetreiber hat darzulegen, in welchem Umfang Mitarbeiter von Unternehmen mit einem Beteiligungsverhältnis für das Netzgeschäft tätig sind und die entsprechenden Kostenanteile auszuweisen.

19. Bürokratiekostenabbau durch Reduktion der Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

Begründung

In den vergangenen Jahren sind zahlreiche Veröffentlichungs- und Berichtspflichten für die Netzbetreiber festgelegt worden. Der VKU begrüßt die Transparenz, die damit für die Netznutzer am Markt herrscht. Das Regelwerk hat sich für die Netzbetreiber in den letzten Jahren aber rasant weiterentwickelt. Die Kostenregulierung wurde von der Anreizregulierung abgelöst. Zur Schaffung von Transparenz und Effizienz ist es deshalb erforderlich zu prüfen, inwieweit die entsprechenden Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten in den jeweiligen Verordnungen bzw. in der Verwaltungspraxis der Regulierungsbehörden doppelt normiert sind oder sich durch den Wandel von der Kosten- zur Anreizregulierung überholt haben. Ein unstrukturiertes Übermaß an Information hilft dem Netznutzer nicht weiter, sondern generiert nur ineffiziente Kosten. Der VKU folgt mit seinen Vorschlägen der Initiative Bürokratiekostenabbau der Bundesregierung.

Umsetzungsvorschlag:

Die StromNEV und GasNEV werden wie folgt angepasst:

Veröffentlichungs-/Informationspflicht	Regelung in GasNEV/StromNEV	Streichung	Kommentar
Höhe der Durchschnittsverluste je Netz- und Umspannebene	§ 10 Abs. 2 StromNEV	x	Kann über die Veröffentlichungspflichten nach § 17 StromNZV abgeschätzt werden.
Durchschnittliche Beschaffungskosten der Verlustenergie im Vorjahr in Cent pro Kilowattstunde	§ 10 Abs. 2 StromNEV	x	Teilweise Abbildung über die Festlegung BK6-08-006 der BNetzA: Ausschreibungsergebnisse sind zu veröffentlichen und drei Jahre verfügbar zu halten. In den Erlösbergrenzen sind die ansatzfähigen Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie teilweise über Freiwillige Selbstverpflichtungen bzw.

			volatile Kostenanteile bestimmt. Bundeseinheitliche Lösung für Verlustenergie angestrebt (siehe Punkt 5.)
Änderung der Netzentgelte	§ 21 StromNEV	X	In der Anreizregulierung kann der Paragraph entfallen, da die Regulierungsbehörde die Erlösobergrenzen von Amts wegen festlegt.
Vergleichsverfahren über Netzentgelte, Kosten und Erlöse	§ 21 Abs. 1 und 2 sowie § 22 GasNEV, § 22 Abs. 1 und 2 sowie § 23 StromNEV	x	Streichung, da BNetzA gemäß § 12 ARegV ein Benchmark über sämtliche relevanten Kenngrößen durchführt.
Übermittlung technischer und wirtschaftlicher Daten an die Regulierungsbehörde	§ 23 Abs. 4 Nr. 1 und 2 GasNEV und § 24 Abs. 4 Nr. 1-2 StromNEV	x	Im Zuge der Anreizregulierung nicht mehr notwendig bzw. teilweise durch Meldung zum Regulierungskonto bereits erfolgt.
Übermittlung technischer und wirtschaftlicher Daten an die Regulierungsbehörde	§ 23 Abs. 4 Nr. 3-4 GasNEV und § 24 Abs. 4 Nr. 3-4 StromNEV	x	Übermittlung an die Regulierungsbehörden erfolgt bereits im Zuge des Monitorings (§ 35 EnWG).
Übermittlung technischer und wirtschaftlicher Daten an die Regulierungsbehörde	§ 23 Abs. 4 Nr. 5 – 6 GasNEV und § 24 Abs. 4 Nr. 5-6 StromNEV	x	Veröffentlichung erfolgt teilweise auf VNB-Homepage (gem. § 17 StromNZV), teilweise werden die Daten bei der Meldung zum Regulierungskonto bzw. PüS angegeben (ohne Zeitbezug).
Mitteilungspflichten im Rahmen des Vergleichsverfahrens	§ 25 Abs. 1 Nr. 1 – 3 GasNEV und § 26 Abs. 1 Nr. 1 – 3 StromNEV	x	Im Zuge der Anreizregulierung nicht mehr notwendig.
Veröffentlichungspflicht	§ 27 Abs. 2 StromNEV		Änderung der Frist auf den 01. Oktober, da die statistischen Daten erst zur Jahresmitte von der zuständigen Behörde ermittelt sind.
Übergangsregelung	§ 32 Abs. 1 GasNEV bzw. § 32 Abs. 1 StromNEV	X	Streichung, da Übergangsregelung zum 01.11.2005 bereits überholt.

4. Ansprechpartner

Name	Rainer Stock	Victor Fröse	Viktor Milovanovic
Funktion	Bereichsleiter Netzwirtschaft	Referent Anreizregulierung	Fachgebietsleiter Energierегulierungsrecht
E-Mail	stock@vku.de	froese@vku.de	milovanovic@vku.de
Telefon	030-58580-190	030-58580-195	030-58580-135

STELLUNGNAHME

Zum Entwurf der Anpassung der Anreizregulierungsverordnung in Bezug auf Investitionsbudgets gem. § 23 ARegV

Berlin, 23. November 2011

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser und Abfallwirtschaft. Mit über 240.000 Beschäftigten wurden 2009 Umsatzerlöse von rund 92 Milliarden Euro erwirtschaftet und etwa 8,8 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 54,2 Prozent in der Strom-, 51,4 Prozent in der Erdgas-, 77,5 Prozent in der Trinkwasser-, 53,6 Prozent in der Wärmeversorgung und 11,8 Prozent in der Abwasserentsorgung.

I. Hintergrund

Der VKU fordert bereits seit Beginn der Anreizregulierung, dass das zentrale Problem des aktuellen Regulierungsregimes – der Zeitverzug bei der Berücksichtigung der Investitionen in der Erlösobergrenze – beseitigt wird. Aufgrund dieses Systemfehlers wird die Investitionsfähigkeit der Verteilnetzbetreiber deutlich eingeschränkt, so dass unter rationalen Gesichtspunkten ein ausreichender Anreiz fehlt, in die Netzinfrastruktur zu investieren.

Daher ist es im Wesentlichen erforderlich, dass das Instrument der Investitionsbudgets gem. § 23 ARegV auch von den Verteilnetzbetreibern uneingeschränkt angewendet werden kann. Zusätzlich ist es erforderlich, das Verfahren zur Beantragung und Genehmigung der Investitionsbudgets zu modifizieren, da hohe bürokratische Hürden bestehen und bei Verteilnetzbetreibern nach wie vor ein Zeitverzug von bis zu sieben Jahren existiert. Auch muss es für Verteilnetzbetreiber möglich sein, mehrere kleinere Investitionsmaßnahmen zu einem Antrag für Investitionsbudget zusammen zu fassen.

Das BMWi hat am 21.11. einen Entwurf zu einer Änderung der ARegV vorgelegt und um eine Stellung bis 24.11. gebeten. Der VKU nimmt zu dem Entwurf wie folgt Stellung.

II. Zusammenfassende Bewertung des BMWi-Entwurfes

Die vorgeschlagene Änderung der ARegV ist zwar ein kleiner Schritt in die richtige Richtung, aber **keinesfalls ausreichend**, um für Verteilnetzbetreiber das Instrument der Investitionsmaßnahme zugänglicher zu gestalten. Dies ist vor dem Hintergrund der aktuellen und absehbaren Investitionserfordernisse und der Problematik des Zeitverzugs nicht sachgerecht. Der VKU erkennt an, dass das BMWi in § 23 Abs. 6 ARegV, in dem die Bestimmungen zu Investitionsbudgets für VNB geregelt werden, die Worte „im Einzelfall“ gestrichen hat. Somit wird klargestellt, dass Investitionsbudgets für VNB nicht auf besondere Ausnahmefälle beschränkt werden. De facto änderte sich jedoch nichts, da die entscheidenden Restriktionen für die Verteilnetzbetreiber im § 23, Abs. 6 nicht angepackt wurden.

Dies betrifft insbesondere die folgenden Punkte:

- Die Investitionsmaßnahmen für einen Antrag müssen auch künftig gemäß § 23, Abs. 6 (neu) **für Verteilnetzbetreiber mit erheblichen Kosten** verbunden sein, um genehmigt zu werden. Erheblich ist eine Erhöhung der Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten um 0,5 %. Dieser hohe Schwellenwert wurde vom BMWi im Rahmen des Entwurfs nicht angepasst und ist nicht sachgerecht für das Massengeschäft der Verteilnetzbetreiber.
- **Über die Streichung des Zusatzes „im Einzelfall“ hinaus sind keine substantiellen Anpassungen zugunsten der VNB erfolgt**, so dass das Problem des Zeitverzugs in Zusammenhang mit Investitionsmaßnahmen für VNB nach wie vor besteht. Auch in der Verordnungsbegründung wird klargestellt, dass die Änderungen des § 23 Abs. 6 ARegV vornehmlich für Investitionen in der Hochspannungsebene gelten. Es ist nicht nachvollziehbar, warum in der Begründung und bei der Umsetzung in dem Verordnungstext nur die Hochspannungsebene adressiert wurde. Der Umbau der Netze vollzieht sich in

nächster Zukunft in allen Spannungsebenen und darf nicht ausschließlich auf die Hochspannungsebene beschränkt werden.

III. Weitere Punkte des Entwurfs

- Die Anpassung des § 4 ARegV, wonach der **zeitlichen Verzug bei der Erlöswirksamkeit der Kosten** von zukünftigen Investitionsmaßnahmen gem. § 23 (neu) in der Erlösobergrenze weitestgehend beseitigt wird, ist im Grundsatz zu begrüßen. Diese Neuregelung läuft aber auf Grund der bereits dargestellten Restriktionen für Verteilnetzbetreiber ins Leere.
- Gleiches gilt für den **Antrag von Investitionsmaßnahmen** – dieser soll zukünftig neun Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investition kostenwirksam wird, gestellt werden.
- Nicht nachvollziehbar ist, warum keine **pauschalen Betriebskosten** gem. Absatz 1 Satz 4 geltend gemacht werden können.

Zwar sollen die entsprechenden Regelungen der ARegV (§§ 4 und 11) geändert werden. Allerdings setzt die zeitnahe Übernahme von Investitionskosten in die Erlösobergrenze voraus, dass Investitionsmaßnahmen für Verteilnetzbetreiber auch genehmigt werden. Die Beantragung von Investitionsmaßnahmen ist angesichts der Tatsache, dass der vorliegende Gesetzesentwurf **keine Vereinfachung des Genehmigungsverfahrens für Verteilnetzbetreiber** vorsieht, für diese mit einem derart hohen Aufwand verbunden, dass dadurch faktisch die Anwendbarkeit kaum gegeben ist.

Für die Verteilnetzbetreiber ist eine **vereinfachte Form des Investitionsbudgets** erforderlich, da im Massengeschäft eines Verteilnetzbetriebs eine Vielzahl von Investitionsprojekten abgearbeitet werden müssen. Da der vorliegende Entwurf des BMWi diesen Anforderungen in keiner Weise gerecht wird, wird im nachstehenden Kapitel – als Vorgriff auf die VKU-Position zur Novelle der Netzentgeltregulierung – eine sachgerechte Formulierung eines neugefassten **§ 23 a Investitionsmaßnahmen für Verteilnetzbetreiber** vorgeschlagen.

IV. VKU-Vorschlag für Investitionsbudgets für Verteilnetzbetreiber

Die Regulierungsbehörde hat gemäß § 23 Abs. 6 ARegV die Möglichkeit, Betreibern von Energieverteilnetzen Investitionsbudgets für bestimmte Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen zu genehmigen. Dazu gehören u.a. Investitionen zur Netzerweiterung, die durch die Integration von Anlagen nach dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz notwendig werden. Diese Ausnahmeregelung ist vor dem Hintergrund der Investitionserfordernisse und der Problematik mit dem Zeitverzug nicht sachgerecht und müsste entsprechend korrigiert werden.

Genehmigte Investitionsbudgets zählen zu den sogenannten **dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten** (vgl. § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 6 ARegV). Dies bewirkt nach der Systematik der ARegV

eine entsprechende Erhöhung der Obergrenze der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösbergrenze). auch innerhalb einer Regulierungsperiode. Der hohe Zeitverzug bis zum Beginn der Refinanzierung von bis zu sieben Jahren entfällt. Folglich können Netzbetreiber die höheren Investitionskosten zeitnah kompensieren. Dabei sind Investitionsbudgets nur genehmigungsfähig, soweit sie nicht durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigungsfähig sind.

Für die Verteilnetzbetreiber ist eine vereinfachte Form des Investitionsbudgets erforderlich, da im Massengeschäft eines Verteilnetzbetriebs eine Vielzahl von Investitionsprojekten abgearbeitet werden müssen.

Um den Mechanismus der Investitionsbudgets an die Bedingungen im Geschäft der Verteilnetzbetreiber anzupassen, schlägt der VKU vor, die **Investitionsbudgets in der folgenden Form anzuwenden:**

1. Die Netzbetreiber, die ein Investitionsbudget beantragen wollen, melden ihre geplanten **Anschaffungs- und Herstellungskosten** an die Regulierungsbehörde.
2. Die Regulierungsbehörde ermittelt daraus die **geplanten Kapitalkosten**.
3. Wenn die geplanten Kapitalkosten höher sind als die Werte, die die BNetzA für das erste Jahr der Regulierungsperiode festgelegt hat, erhält der VNB die **Differenz zwischen den geplanten Kapitalkosten und den ursprünglich festgelegten Kapitalkosten** als Investitionsbudget.

Umsetzungsvorschlag:

Die Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) wird wie folgt geändert:

§ 23 a (neu) „Investitionsmaßnahmen für Verteilernetze“ wird wie folgt eingefügt:

(1) Die Regulierungsbehörde genehmigt Investitionen in das Sachanlagevermögen der Verteilernetze gemäß den nachfolgenden Bestimmungen.

(2) Ein Netzbetreiber hat die Möglichkeit, ein Investitionsbudget zu beantragen. Der Netzbetreiber reicht hierzu im Rahmen seines Antrags gemäß Abs. 5 seine geplanten Anschaffungs- und Herstellungskosten für das jeweilige Jahr t bei der Regulierungsbehörde in einer für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbaren Darstellung ein. Die Regulierungsbehörde gleicht ab, ob die mit diesen Planwerten ermittelten Kapitalkosten über den Kapitalkosten im Basisjahr der letzten Erlösbergrenzenfestlegung liegen.

(3) Bei Inanspruchnahme von Investitionsbudgets für Verteilernetze gemäß Absatz 2 ist eine zusätzliche Berücksichtigung der Kapitalkosten über den Erweiterungsfaktor nach § 10 in der laufenden Regulierungsperiode nicht möglich. Die Ermittlung der Betriebskosten erfolgt analog zu § 10.

(4) Der Netzbetreiber hat bei geplanten Kapitalkosten, die über den Werten im Ausgangsniveau der Erlösbergrenze liegen, einen Anspruch auf Genehmigung der Investitionsbudgets im Sinne von Abs. 2 Satz 1. Die geplanten Kapitalkosten setzen sich zusammen aus den Kapitalkosten der geplanten Investitionen und den fortgeführten Kapitalkosten des letzten Basisjahres. Die Regulierungsbehörde prüft, ob die vom Netzbetreiber geplanten Kapitalkosten höher sind als die für das

Basisjahr im Rahmen der Erlösobergrenzenfestlegung ursprünglich zu Grunde gelegten. Als Bilanzwerte des Umlaufvermögens und des Abzugskapitals, die zur Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung angesetzt werden, werden die Werte aus der letzten Festlegung zur Erlösobergrenze herangezogen. Hinzu tritt die kalkulatorische Gewerbesteuer. Der Eigenkapitalzinssatz bleibt während der Regulierungsperiode unverändert. Die Laufzeit der Genehmigung endet, vorbehaltlich einer auf einen verkürzten Zeitraum gerichteten Antragsstellung, zu dem Zeitpunkt, ab dem die Kosten in der Erlösobergrenze gemäß § 6 berücksichtigt werden.

(5) Der Antrag auf Genehmigung von Investitionsbudgets für Verteilernetze ist spätestens sechs Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investitionen erstmalig ganz oder teilweise kostenwirksam werden sollen, bei der Regulierungsbehörde zu stellen. Die Angaben im Antrag müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen das Vorliegen der Genehmigungsvoraussetzungen zu prüfen und eine Entscheidung treffen zu können.

(6) Genehmigte Investitionsbudgets werden im Rahmen der jährlichen Erlösobergrenzenanpassung erlöswirksam berücksichtigt. Die tatsächlichen Kosten werden, in Abweichung zum § 14, als relevante Kosten für den Effizienzvergleich verwendet.

(7) Jeweils zum 30. Juni des auf das Jahr t folgenden Kalenderjahres meldet der Netzbetreiber in einer für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbaren Darstellung die notwendigen Daten hinsichtlich seiner tatsächlich getätigten Investitionen an die Regulierungsbehörde. Bei Abweichungen der Ist-Investitionen von den Planinvestitionen wird die Differenz der Kapitalkosten auf dem Regulierungskonto nach § 5 verbucht.

§ 4 Erlösobergrenzen

§ 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV wird wie folgt gefasst:

von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 bis 4, 6 bis 11, 13 und 14, Satz 2 und 3; abzustellen ist dabei auf die jeweils im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten; bei Kostenanteilen nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 4, 8 und 12 ist auf das Kalenderjahr abzustellen, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll,

§ 11 Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile

§ 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 12 ARegV wird wie folgt gefasst:

pauschalierten Investitionszuschlägen nach Maßgabe des § 25 und Investitionsbudgets für Verteilernetze nach Maßgabe des § 23a,

§ 23 wird umbenannt: „Investitionsmaßnahmen für Übertragungsnetze“

§ 23 Abs. 6 wird gestrichen