

Ergebnisse der Kostenprüfungsverfahren Strom und Gas: Nützliche Erkenntnisse für Netzbetreiber

Micha Ries

Die Verfahren zu den Erlösbergrenzen Gas hätten bereits abgeschlossen und finalisiert sein müssen, wenn es hier nicht im Zuge der Novellierung der GasNEV (sowie auch der StromNEV) neue Anforderungen an die Bildung der Tagesneuwerte sowie an den sog. „EK II Zinssatz“ – also den Zinssatz für das 40 % überschneidende Eigenkapital – gegeben hätte. So aber waren die vorläufigen Bescheide im Gas noch einmal zu öffnen und nachzukalkulieren, was den Regulierungsbehörden neben der Mehrarbeit im Gasbereich auch einen zum Teil deutlichen Zeitverzug bei der Bearbeitung der Strombescheide bescherte. Sowohl im Strom als auch im Gas wurde nun in Bezug auf die Indexreihen und die Herleitung der EK II Zinssätze einheitlich vorgegangen. Ein Vergleich zwischen der ersten und der zweiten „Runde“ der beiden letzten Kostenprüfungsverfahren führt zu einer Reihe unterschiedlicher Erkenntnisse, die die Netzbetreiber interessieren dürften, um sich ein Bild von den künftig erlaubten Einnahmen aus Netzentgelten zu machen.

Zunächst unterschieden sich die Verfahren der ersten und der zweiten Runde bereits in ihrer Struktur. Wurden im Zuge der ersten Kostenprüfungen zum Basisjahr 2004 bzw. 2006 noch Kosten und auch Preisblätter genehmigt, so erstreckt sich die Kostengenehmigung zur 2. Regulierungsperiode einzig auf die Erlösbergrenze, welche die Basis der fünf Jahre der 2. Regulierungsperiode bildet. Zur Veranschaulichung dient nachfolgend eine Gegenüberstellung.

Vorgehensweise für die 1. Regulierungsperiode:

- Kostenerhebung/Kostenmeldung;
- Kostenträgerrechnung;
- Preisblatt;
- Bericht;
- Erhebungsbögen;
- Fristgerechte Abgabe.

Vorgehensweise für die 2. Regulierungsperiode:

- Kostenerhebung/Kostenmeldung;
- Bericht;
- Erhebungsbögen;
- Fristgerechte Abgabe;
- Kostenträgerrechnung und Preisblatt sind zum 15.10., gemäß § 4 Abs. 2 bis 5 ARegV sodann zum 1.1. zu rechnen und das Preisblatt zu veröffentlichen.

So waren die Netzbetreiber im Herbst 2013 angehalten, ihre Netzentgeltkalkulation für das Jahr 2014 zum Teil mit vielen unbekanntem Größen vorzunehmen, was mit einem nicht zu unterschätzenden Risiko verbunden war. Neben der letztendlichen Höhe der genehmigungsfähigen Kosten fehlten auch Er-



kenntnisse zu den Auflösungsbeträgen aus dem Regulierungskonto sowie Bescheide zu einem beantragten Erweiterungsfaktor oder Berichtigungsbeträge zu volatilen Kostenanteilen. Glücklicherweise wurde dieses Dilemma aber auch bei den Regulierungsbehörden erkannt und den Netzbetreibern noch rechtzeitig konkrete Vorgaben an die Hand gegeben, wie die Erlösbergrenze zu berechnen sei. Insbesondere sollten mögliche, sich hieraus ergebende Mindererlöse ausdrücklich nicht als sog. „gewollte Unterverprobung“ bzw. als freiwilliger Verzicht gewertet, sondern in das Regulierungskonto für die 2. Regulierungsperiode überführt werden.

Einheitliche Grundsatzpositionen

Inhaltlich kann zu den einzelnen Kostenprüfungsverfahren der zweiten Runde erneut festgestellt werden, dass die verschiedenen Regulierungsbehörden zum Teil sehr unterschiedlich geprüft haben, andererseits in Grundsatzpositionen aber weitestgehend einheitlich vorgehen. Lag der Fokus in der ersten Runde noch primär auf dem kalkulatorischen Sachanlagevermögen, so wurde an dieser Stelle neben der Weiterführung auf Basis der damaligen Kürzungen und Anpassungen nur wenig beanstandet. Im Be-

reich der aufwandgleichen Kosten hingegen mussten die Netzbetreiber teils empfindliche Kürzungen hinnehmen.

Erwartungsgemäß wurden die einzelnen Kostenpositionen in den Vergleich mit den Vorjahren gestellt: War im Basisjahr ein höherer Wert verbucht, wurde gekürzt. Die Kürzungen erfolgten teils auf Basis von Durchschnittswerten der letzten drei oder fünf Jahre, teils auch pauschal. Dem Netzbetreiber wurde nach einer ersten Indikation der Regulierungsbehörde sodann Gelegenheit gegeben, die strittigen Positionen nochmals konkret zu begründen und Nachweise über die Betriebsnotwendigkeit zu erbringen.

Streitfall „Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung“

Einer der größten Hebel zur Kürzung der Netzkosten in beiden Runden war und blieb jedoch die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung. Was der Netzwirtschaft im Vorfeld der Anreizregulierung noch als auskömmliche Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals suggeriert wurde, musste spätestens im Zuge der zweiten Kostenprüfungsrunde wie Schnee in der Sonne schmelzen:

Umlaufvermögen:

- Kürzung auf 1/12 bzw. 2/12 der relevanten Netzkosten;
- Kürzung der Forderungen gegen verbundene Unternehmen;

- Kürzung der Bankguthaben bzw. liquiden Mittel;
- Kürzung verzinslicher und unverzinslicher Wertpapiere.

Aber auch:

- Anerkennung der Bestände und Vorräte.

Bemerkenswert in diesem Zusammenhang ist die unterschiedliche Behandlung der Investitionen im Basisjahr durch die verschiedenen Regulierungsbehörden. Die auch seitens des Beratungsunternehmens BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH von Anfang an gerügte Methode, die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) zum Jahresanfang grundsätzlich mit Null anzusetzen, wurde am 11.9.2013 vor dem OLG Düsseldorf im Zuge des Beschwerdeverfahrens eines Übertragungsnetzbetreibers gegen die Festlegung zur Berechnung der Betriebs- und Kapitalkosten nach § 23 ARegV mit verhandelt.

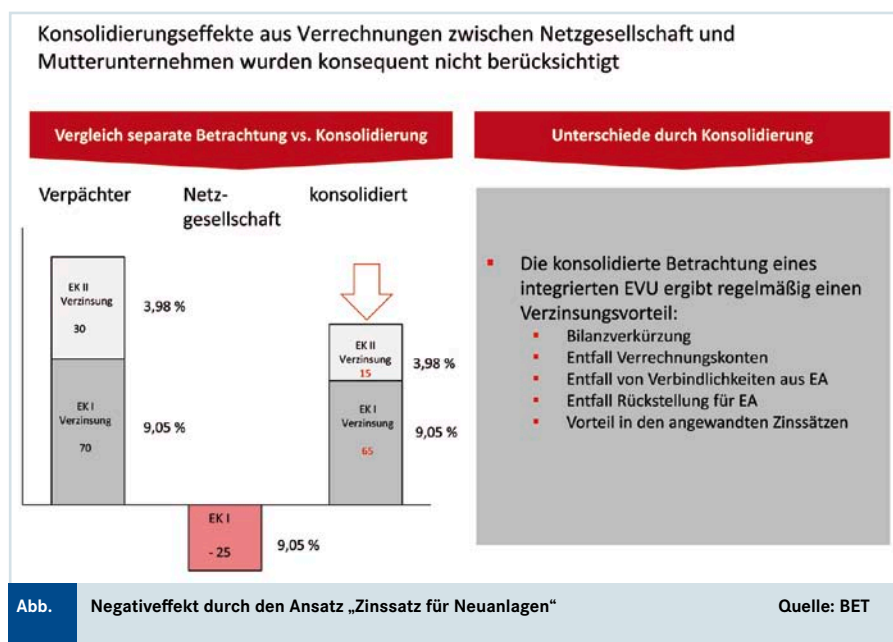
Zur Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens ist jeweils ein Zugang des Anlagengutes zum ersten Tag des Geschäftsjahres zugrunde zu legen, in dem die Anschaffung erfolgte. Dies muss selbstverständlich auch für das Basisjahr (hier also 2010 im Gas- bzw. 2011 im Strombereich) gelten. Den Kostenprüfungen war bis dato jedoch zu entnehmen, dass bei Neuanlagen, die im Basisjahr aktiviert wurden, keine Berücksichtigung des Jahresanfangs-

bestandes erfolgte. Trotz des nicht vorhandenen Anfangsbestandes berechneten die Regulierungsbehörden für das laufende Jahr eine vollständige, kalkulatorische Jahresabschreibung und sodann als Jahresendbestand die Anschaffungskosten abzüglich einer Abschreibung.

Dem Verständnis der Branche nach widersprachen die Regulierungsbehörden damit der Vorgabe des § 6 Abs. 5 ARegV, wonach ein Anlagenzugang zum Beginn des Jahres zu unterstellen ist. Im Ergebnis führte die Vorgehensweise der Behörden zumindest dazu, dass eine im Basisjahr zugegangene Anlage nur mit einem Restwert von weniger als der Hälfte ihrer Anschaffungs- und Herstellungskosten berücksichtigt wurde. Sie wurde damit de facto so behandelt, als sei sie erst in der zweiten Jahreshälfte zugegangen. Dieses Vorgehen der Behörden hatte deutliche Auswirkungen auf die Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals, welche nun nicht in der erwarteten Höhe erreicht werden konnte.

Auch das OLG Düsseldorf hat sich der Rechtsauffassung der Bundesnetzagentur zur Mittelwertbildung für die Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Neuanlagen ausdrücklich nicht angeschlossen: Im Beschluss vom 11.9.2013, Az. VI-3 Kart. 198/12 (V), wird ausgeführt, dass die Bundesnetzagentur zu Unrecht den Jahresanfangsbestand der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens für Neuanlagen im ersten Jahr ihrer Kostenwirksamkeit bzw. Aktivierung bei der Mittelwertbildung mit Blick auf die Schlussbilanz des vorhergehenden Geschäftsjahres mit Null ansetzt. Diese Vorgehensweise verstoße gegen die Vorgaben in § 7 Abs. 1 StromNEV und damit gleichzeitig gegen den Anspruch des Netzbetreibers nach § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG auf eine angemessene Verzinsung seines eingesetzten Kapitals.

Einige wenige Landesregulierungsbehörden haben diese Meinung inzwischen aufgegriffen und in den jeweiligen Bescheiden auch entsprechend umgesetzt. Die Mehrheit der Landesregulierungsbehörden hingegen verweigerte sowohl eine entsprechende Anpassung der Bewertung als auch eine Gleichbehandlungszusage.



Im Bereich der Verbindlichkeiten wurden geschlüsselte Bilanzposten vielfach gezielt hinterfragt und zu Ungunsten der Netzsparte neu aufgeteilt. Positionen, welche der Netzbetreiber zuvor als für die Netzentgelte irrelevant aus der Kalkulation bereinigt hatte, wurden wieder eingestellt. Im Strom wiederum konnte vielfach die Irrelevanz der Positionen aus EEG, KWKG, sowie auch im Gas Buchungen aus Konzessionsabgaben (KA), periodenübergreifender Saldierung (PÜS) und Mehrerlösabschöpfung (MEA) dargelegt werden, so dass das Abzugskapital zumindest um diese Summen gemindert wurde, wenn schon die starre Sichtweise auf das sog. betriebsnotwendige Vermögen nicht zu ändern war. Dennoch: Die Beachtung selbstverständlicher betriebswirtschaftlicher Grundsätze unterblieb in einigen Fällen, in denen das Ergebnis die durch den Ordnungsgeber gewollte Verzinsungszusage zu missachten scheint.

Kürzungen der zweiten Runde

Aufgrund der durch BET begleiteten Genehmigungen sowohl im vollständigen als auch im vereinfachten Verfahren der verschiedenen Bundesländer und der Bundesnetzagentur ergibt sich in der Zusammenfassung der Ergebnisse folgendes Bild: Im Bereich der Gasnetze wurde gegenüber den Anträgen ein durchschnittliches Kürzungsvolumen von 11,8 % registriert. Im Strombereich lagen die Kürzungen bei durchschnittlich 15,6 %, wobei es in Einzelfällen im Gas- wie im Strombereich auch deutlich niedrigere sowie höhere Kostenkürzungen gab.

Kürzungsansatz: Pacht- und Dienstleistungsverhältnisse

Weitere Kürzungsfälle von größerem Ausmaß mussten bspw. in Pacht- und Dienstleistungsverhältnissen hingenommen werden. Durch das Fehlen von eigenem Sachanlagevermögen, gepaart mit den oben beschriebenen Kürzungen im Umlaufvermögen und multipliziert mit dem Zinssatz für Neuanlagen, entsteht beim Pächter (Netzgesellschaft) rasch sogar eine negative Eigenkapitalverzinsung mit Effekten, die im Falle der Konsolidierung nicht oder nicht so stark ins Gewicht fallen würden (vgl. Abb.).

Insbesondere die dazugehörigen Verträge und die Frage der hier geregelten Verrechnungsmethode waren ins Visier der Behörde geraten. Während die Netzbetreiber einerseits Verrechnungen vorgenommen hatten, welche sich der Höhe nach über den Unbundling-Jahresabschluss des Dienstleisters oder Verpächters nicht ableiten ließen, gab es andererseits auch Fälle, in denen die nachträgliche Spitzabrechnung die echten Kosten auf Basis der Unbundling-Jahresabschlüsse wiedergegeben hätte. Beide Fälle konnten durch die betroffenen Werke jedoch nicht immer verwirklicht werden. Die Prüfungen orientierten sich stets an einer „Best-Abrechnung“ und nicht an den tatsächlichen Gegebenheiten. Grund hierfür war vielfach die Methode der Verrechnung sowie die Vorgabe der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), welche eine nachträgliche Spitzabrechnung als Plankostenansatz nicht anerkennt.

Trend Effizienzwertverbesserung

Von dem Ergebnis der Kostenprüfung sind nun im Zuge der 2. Regulierungsperiode die jeweiligen „Ineffizienzen“ zusätzlich abzubauen. Dabei wurde für alle Werke im vereinfachten Verfahren der pauschale Effizienzwert für die 2. Regulierungsperiode gegenüber der 1. Regulierungsperiode noch einmal verbessert. Die Bundesnetzagentur hatte insoweit im Gasbereich einen pauschalen Effizienzwert in Höhe von 89,97 % (gegenüber 87,5 % in der 1. RP) und im Strombereich 96,14 % (gegenüber 87,5 % in der 1. RP) festgelegt. Im vollständigen Verfahren gab es sowohl Gewinner als auch Verlierer in punkto individuelle Effizienzwerte für die 2. Regulierungsperiode. Dennoch lässt sich im Gesamtvergleich ein eher positiver Trend in Richtung Effizienzwertverbesserung auch im vollen Verfahren feststellen.

Wie geht es weiter?

Anders als noch in der 1. Regulierungsperiode sind die jeweiligen „Ineffizienzen“ nunmehr über die kommenden fünf Jahre abzubauen, was sich nochmals nachteilig auf die jährlichen Netzerlöse auswirkt. Für die Netzbetreiber stellt sich nun die Frage nach einer sinnvollen und nachhaltigen Positionierung gegenüber den Festlegungen zur 2. Regulierungsperiode:

- Welche Strategie ist die richtige?
- Welche Erwartungshaltung kann man aktuell in Richtung der 3. Regulierungsperiode aufbauen?
- Steht die Reintegration des Netzbetriebes an?
- Wie wird auf Dauer die jeweilige betriebliche Kosten- und Erlössituation miteinander harmonisieren?
- Was kann man ggf. im Nachhinein noch optimieren?
- Sollte man sein Investitionsverhalten anpassen?
- Muss man seine Pacht- und Dienstleistungsverträge auf den Prüfstand stellen?

Aufgaben für Netzbetreiber und Gesetzgeber

Die Bundesnetzagentur ist nach § 33 Abs. 1 ARegV verpflichtet, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie zum 31.12.2014 einen Bericht mit Vorschlägen zur Verbesserung und weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung vorzulegen. An diesem Bericht beteiligt sind die Länder und die betroffenen Wirtschaftskreise wie Netzbetreiber und Verbände. Zur Evaluierung werden zudem die tatsächlichen Investitionsbedingungen von Netzbetreiberunternehmen untersucht. Die Möglichkeit der erneuten Novellierung der ARegV sowie der Anhörung der Netzbetreiber und Verbände wird erwartungsgemäß bei den betroffenen Stakeholdern mit hoher Aufmerksamkeit verfolgt.

Der Monitoringbericht 2012 weist auf eine zurückgegangene Investitionstätigkeit der Verteilnetzbetreiber hin. Allerdings sind demgegenüber durch gestiegene vorgelagerte Netzkosten der Übertragungsnetzbetreiber, welche zum großen Teil die teure Anbindung im Bereich Onshore- und Offshore-Windanlagen widerspiegeln, die Erlösobergrenzen angestiegen und damit auch die Netzentgelte der Verteilnetze vor Ort. Auch die Investitionsunlust der Verteilnetzbetreiber aufgrund fehlender Anreize zur Refinanzierung der Netzinvestitionen wird zunehmend spürbar. Dort allerdings, wo es keinen Zeitverzug gibt, wird investiert – so die eindeutige Sprache der Zahlen.

Durch die Anreizregulierungsverordnung werden Kosten nur noch im Basisjahr und

dies alle fünf Jahre betrachtet. Eine Ausnahme bilden hier Erweiterungsinvestitionen, die mit einem t-2-Verzug über den Erweiterungsfaktor berücksichtigt werden. Dennoch fallen im täglichen Betrieb eines Netzbetreibers auch immer wieder zum Teil hohe Kosten an, welche über einen Erweiterungsfaktor nicht oder nur in Bruchteilen aufgefangen werden.

Aus der Praxis wird regelmäßig berichtet, dass der Netzbetreiber immer wieder mit einem unnötig hohen Zeitverzug (im schlimmsten Fall von sieben Jahren) zu kämpfen hat, bis die Investitionskosten erlöswirksam werden und damit die Refinanzierung einsetzt. Um diese Probleme nachhaltig zu lösen, gibt es inzwischen viele gute Ideen und Vorschläge. Nach intensiver Betrachtung kann bspw. der sog. „IKD“-Vorschlag (InvestitionskostenDifferenz) als erfolgversprechende Lösung vertreten werden. Wenn die Systematik des IKD (jährliche

Berücksichtigung von Investitionen) in die Verordnung integriert werden könnte, würden viele Netzbetreiber den dringend nötigen Netzinvestitionen und Ausbauplänen deutlich positiver gegenüberstehen.

Nach dem Basisjahr ist vor dem Basisjahr!

Nachdem die Netzbetreiber seit Beginn der Netzentgeltregulierung im Jahr 2005 zunehmend effizienter und kostenbewusster wurden, scheint nunmehr der Scheitelpunkt erreicht zu sein: Kostensenkungspotenziale wie Effizienzmaßnahmen sind weitestgehend ausgeschöpft. Auch vor dem Hintergrund der Entwicklung der erneuerbaren Energien bzw. der Ansprüche der Energiewende ist die Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens dringend geboten. Der Monitoringbericht 2012 macht zudem deutlich, wie die Netzbetreiber im Zuge der Energiewende dennoch, zum Teil zulasten

des eigenen Ergebnisses, große Summen in den Betrieb, den Erhalt und den Ausbau der Netzinfrastruktur investierten.

Bei der geltenden und praktizierten Netzentgeltssystematik sind also Anpassungen und Verbesserungen unausweichlich, Fehlanreize müssen von Anfang an vermieden werden. Hier ist nun die Politik am Zuge – und die Zeit drängt: Das laufende Jahr 2014 ist bereits wieder das kostenrelevante Vorjahr zum Basisjahr der 3. Regulierungsperiode Gas. Viel Zeit bleibt also nicht, um die Erkenntnisse der soeben zu Ende gegangenen Prüfungsverfahren zu reflektieren und eine konsequente Vorbereitung zum nächsten Basisjahr in die Wege zu leiten.

*M. Ries, Teamleiter Regulierung, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen
micha.ries@bet-aachen.de*