

Der zertifizierte Regulierungs- Experte in der Energiewirtschaft



Die Anreizregulierungsverordnung:
Anwendung und Auslegung durch die
Regulierungsbehörden sowie die Gerichte

Rechtsanwältin Dr. Cornelia Kermel
Rechtsanwältin Dr. Bianca Hofmann
Düsseldorf, 13. Oktober 2011

Einleitung

Zur Einführung der Anreizregulierung und der
Anreizregulierungsverordnung

Überblick über die Bestimmungen des EnWG und der ARegV

Ziel und Zweck der Anreizregulierung

Anreizregulierung (Incentive Regulation)

- Soll die Nachteile der „rein“ kostenorientierten Regulierungssysteme überwinden, d.h. vor allem Effizienz steigerndes Verhalten der Netzbetreiber fördern aber auch Informationsdefizite zwischen Unternehmen und Regulierungsbehörde abbauen
- Durch temporäre Abkopplung der Erlöse von der unternehmensspezifischen Kostensituation werden einerseits Netzbetreiber Anreize zur Ausschöpfung eigener Effizienzpotenziale gesetzt
- Andererseits profitieren Netzkunden, da Effizienzgewinne in Form kontinuierlich sinkender Netzentgelte weitergegeben werden

Ziel und Zweck der Anreizregulierung (2)

- Zielkonflikt: Während Netzkunden Interesse an sinkenden Durchleitungsgebühren und hoher Versorgungsqualität haben, gilt es das Interesse der Netzbetreiberseite an ihrer Finanzierungs- und Investitionsfähigkeit zu erhalten

Rechtliche Grundlagen im EnWG (1)

Es gilt weiterhin § 21 Abs. 2 EnWG

- Wettbewerbsanaloger Effizienzkostenmaßstab als zu erreichende Zielvorgabe
- Angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals
- Normen der Kostenartenrechnung in StromNEV und GasNEV zur Ermittlung des Ausgangsniveaus vor Beginn einer Regulierungsperiode

Rechtliche Grundlagen im EnWG (2)

Es gilt ferner § 21a EnWG

- Regulierung von Netzentgelten durch Vorgabe von Preis- oder Erlösobergrenzen (§ 21a Abs. 2 EnWG)
- Dauer der Regulierungsperiode zwischen 2 und 5 Jahren (§ 21a Abs. 3 EnWG)
- Unterscheidung zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen sowie Berücksichtigung des Inflationsausgleichs, § 21a Abs. 4 EnWG
- Effizienzvergleich, einschließlich Qualitätssicherung, § 21a Abs. 5 EnWG
- Ausgestaltung der Vorgaben im Rahmen der ARegV, § 21a Abs. 6 und 7 EnWG

Überblick

Anreizregulierungsverordnung

Die ARegV regelt die Bestimmung der Entgelte für den Zugang von Energieversorgungsnetzen im Wege der Anreizregulierung

- Anwendung auf Zugangsentgelte für Verteiler- und Übertragungsnetze
- Sonderregelungen für Betreiber von Übertragungsnetzen (§§ 22 f. ARegV) sowie kleine Netzbetreiber im Rahmen des vereinfachten Verfahrens (§ 24 ARegV)
- Keine Anwendung für geschlossene Verteilernetze (§ 110 Abs. 1 EnWG 2011) und Infrastrukturanlagen i.S. des § 28a EnWG 2011, sofern diese von der Regulierung ausgenommen sind
- Beginn der Anreizregulierung am 1. Januar 2009 (§ 3)
- Dauer der Regulierungsperioden nach § 3 Abs. 2 fünf Jahre, im Gasbereich lediglich vier Jahre für die erste Regulierungsperiode

Vereinfachtes Verfahren § 24 ARegV

- Stromnetzbetreiber mit bis zu 30.000 angeschlossenen Kunden
- Gasnetzbetreiber mit bis zu 15.000 angeschlossenen Kunden
- Nur bei rechtzeitiger Antragstellung bis zum 30. Juni des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres

Vereinfachtes Verfahren § 24 ARegV (2)

Folge:

- 1. Regulierungsperiode: Effizienzwert 87,5 %.
- Ab der 2. Regulierungsperiode: Ermittlung eines gemittelten Effizienzwertes aus den Effizienzwerten der Unternehmen im umfassenden Regulierungssystem
- Anteil der nicht beeinflussbaren Kosten an den Gesamtkosten wird mit 45 % festgesetzt.
- Die in § 24 Abs. 3 ARegV genannten Vorschriften finden im vereinfachten Verfahren keine Anwendung (u.a. §§ 15 Abs. 1 und 2, 23 Abs. 6, 25 ARegV).

Vorgabe von Erlösobergrenzen

Definition der Erlösobergrenzen, § 4 ARegV:

- Gemäß § 4 Abs. 1 ARegV werden die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse aus den Netzentgelten nach Maßgabe der §§ 5 bis 16, 19, 22, 24 und 25 unter Anwendung der Regulierungsformel (§ 7 ARegV i.V.m. Anlage 1) bestimmt.
- Die Erlösobergrenze ist für jedes Kalenderjahr der Regulierungsperiode zu bestimmen, § 4 Abs. 2 S. 1 ARegV.
- Eine Anpassung während der laufenden Regulierungsperiode erfolgt nur nach Maßgabe von § 4 Abs. 3 bis 5 ARegV.

Überblick Beschwerdepunkte

- Bestimmung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 2 ARegV
- Berücksichtigung des Pauschalisierten Investitionszuschlags
- Ansatz und Berechnung des sektoralen Produktivitätsfaktors
- Erweiterungsfaktor im 1. Jahr der Regulierungsperiode
- Einordnung der Verlustenergiekosten als beeinflussbare Kosten
- Härtefall wegen Verlustenergiekosten
- Rechtswidrigkeit der verwendeten Indexreihen
- Besonderheiten der Versorgungsaufgaben gemäß § 15 ARegV

Bestimmung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 2 ARegV

§ 6 Abs. 1 ARegV sieht grundsätzlich vor, dass die Regulierungsbehörde das Ausgangsniveau durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 der StromNEV bzw. GasNEV zu ermitteln hat.

Nach § 6 Abs. 2 ARegV ist als Ausgangsniveau für die erste Regulierungsperiode das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung heranzuziehen.

Bestimmung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 2 ARegV (2)

Streitig war, ob die zwischenzeitlich ergangene Rechtsprechung des BGH (Berücksichtigung von Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen in der Verzinsungsbasis; Risikozuschlag bei den Fremdkapitalzinsen; Anpassung der kalkulatorischen Gewerbesteuer an die geänderte EK-Verzinsung) zugunsten der Netzbetreiber i.R. des § 6 Abs. 2 ARegV zu berücksichtigen ist.

Bestimmung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 2 ARegV (3)

Auffassung der Regulierungsbehörden

Keine Berücksichtigung der ergangenen BGH-Rechtsprechung für die erste Regulierungsperiode (Wortlaut, VO-Begründung)

Auffassung der Oberlandesgerichte

Keine Berücksichtigung (§ 6 Abs. 2 ARegV soll angesichts des damit verbundenen Aufwands und der Kürze der Zeit eine erneute Kostenprüfung vermeiden)

a.A. OLG Schleswig-Holstein

Bestimmung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 2 ARegV (4)

Entscheidungen des BGH vom 28. Juni 2011 (EnVR 48/10 und EnVR 34/10)

„Die Berücksichtigung von Korrekturen, [...], ist im Hinblick auf das Erfordernis einer angemessenen Festlegung der Obergrenzen für die Anreizregulierung geboten. [...] Die regulatorische Kostenprüfung würde nicht mehr zu angemessenen Ergebnissen führen und den Netzbetreiber ohne sachlichen Grund benachteiligen, wenn die Regulierungsbehörden von Kalkulationsgrundlagen ausgehen dürfte, die auf der Grundlage der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs ersichtlich unzutreffend sind [...]. Die Berücksichtigung der Rechtsprechung des Senats führt lediglich zu wenigen Einzelkorrekturen.“

Berücksichtigung des Pauschalisierten Investitionszuschlags (PIZ)

Nach § 25 Abs. 2 ARegV darf der pauschalierte Investitionszuschlag pro Kalenderjahr 1 Prozent der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 in Verbindung mit Abs. 2 bestimmten Kapitalkosten nicht überschreiten.

Bewertungsmaßstäbe für einzelne Kostenpositionen enthält § 14 Abs. 2 ARegV.

Nach § 34 Abs. 4 ARegV ist § 25 nur bis zum 31. Dezember 2013 anzuwenden.

Berücksichtigung des Pauschalisierten Investitionszuschlags (2)

Auffassung der Regulierungsbehörden

- Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen für Sachanlagevermögen sind bei der Ermittlung des PIZ nicht zu berücksichtigen
- Kein Risikozuschlag bei der Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes
- Beschränkung des PIZ auf 1% der Kapitalkosten; keine Kumulation des Zuschlags in den jährlichen Erlösobergrenzen

Auffassung der Oberlandesgerichte

Bestätigung der Auffassung der Regulierungsbehörden

Berücksichtigung des Pauschalisierten Investitionszuschlags (3)

Entscheidungen des BGH vom 28. Juni 2011

- Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen sind in die Ermittlung des zu verzinsenden betriebsnotwendigen Eigenkapitals nach § 7 Abs. 1 Satz 2 Nr. 3 StromNEV einzubeziehen. Dies gilt auch bei der Ermittlung des PIZ, da § 25 Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 3 Halbs. 3 ARegV auf diese Vorschrift verweist.
- Kein Risikozuschlag für die Verzinsung des Fremdkapitals, da sich die Höhe der FK-Zinsen nicht nach § 5 Abs. 2 Halbs. 2 StromNEV, sondern nach der speziellen Regelung des § 14 Abs. 2 Satz 6 ARegV bestimmt. Danach ist kein Raum für einen Risikozuschlag.
- Keine Kumulation des Zuschlags in den jährlichen Erlösobergrenzen.

Ansatz und Berechnung des sektoralen Produktivitätsfaktors

Gemäß § 9 Abs. 1 ARegV wird der generelle sektorale Produktivitätsfaktor aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung gebildet. Für die ersten beiden Regulierungsperioden hat der Verordnungsgeber die Höhe des Produktivitätsfaktors festgelegt.

Auffassung der Regulierungsbehörden

§ 9 ARegV finde eine ausreichende EGL in § 21a Abs. 6 Satz 2 Nr. 5 und Satz 1 Nr. 2 EnWG.

Ansatz und Berechnung des sektoralen Produktivitätsfaktors (2)

Auffassung der Oberlandesgerichte

OLG Düsseldorf hielt § 21a Abs. 6 Satz 1 Nr. 2 EnWG für eine ausreichende EGL. Die Vorschrift ermächtigt den Verordnungsgeber, die nähere Ausgestaltung der Methode einer Anreizregulierung und ihrer Durchführung zu regeln. Hierbei sei dem Verordnungsgeber ein weiter Gestaltungsspielraum eingeräumt.

Das Brandenburgische OLG und das OLG Sachsen-Anhalt lehnten die Auffassung der Regulierungsbehörden ab.

Ansatz und Berechnung des sektoralen Produktivitätsfaktors (3)

Entscheidungen des BGH vom 28. Juni 2011

- Die Berücksichtigung des generellen netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts ist keine Regelung über den Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung.
- In der Berücksichtigung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts ist eine Effizienzvorgabe zu sehen. Nach § 21a Abs. 4 Satz 6 EnWG ist es untersagt, Effizienzvorgaben auf andere als beeinflussbare Kosten zu beziehen. Nach der Regulierungsformel wird der Produktivitätsfaktor jedoch auch auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten angewendet.

Ansatz und Berechnung des sektoralen Produktivitätsfaktors (4)

- Rechtsfolge: Die BNetzA hat im weiteren Verfahren – vorbehaltlich einer Änderung durch den Verordnungsgeber - die Abweichung der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung zu ermitteln und diesen Wert anstelle des Terms P Ft in der Regulierungsformel anzusetzen.
- Der Faktor könnte nach der Korrektur noch 0,15 % betragen.

Erweiterungsfaktor im 1. Jahr der Regulierungsperiode

Gemäß § 4 Abs. 4 ARegV können Netzbetreiber – ausgenommen sind Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber – einmal jährlich zum 30.06. des Kalenderjahres mit Wirkung ab dem 01.01. des Folgejahres die Anpassung der EO durch einen Erweiterungsfaktor beantragen.

Der Erweiterungsfaktor dient gemäß § 10 Abs.1 ARegV dazu, nachhaltige Änderungen der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers während der Regulierungsperiode zu berücksichtigen.

Erweiterungsfaktor im 1. Jahr der Regulierungsperiode

Zahlreiche Netzbetreiber beantragten bereits zum 30.06.2008 mit Wirkung ab dem 01.01.2009 die Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors mit Blick auf die in den Jahren zuvor getätigten Investitionen.

Auffassung der Regulierungsbehörden

Die Regulierungsbehörden lehnten die Anpassung bereits im ersten Jahr der Regulierungsbehörde ab. Der Wortlaut stelle auf Veränderungen während der Regulierungsperiode ab. Ferner setze die Anpassung der EO notwendig eine erstmalige Festsetzung voraus.

Erweiterungsfaktor im 1. Jahr der Regulierungsperiode (2)

Auffassung der Oberlandesgerichte

Die OLG bestätigten die Auffassung der Regulierungsbehörden und verwiesen auf die u.U. mögliche Anpassung der Erlösobergrenzen wegen unzumutbarer Härte gemäß § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV.

Entscheidungen des BGH vom 28. Juni 2011

Der BGH stellte fest, dass ein Erweiterungsfaktor in entsprechender Anwendung von § 10 ARegV bereits für das erste Jahr der Regulierungsperiode anzusetzen ist.

Erweiterungsfaktor im 1. Jahr der Regulierungsperiode (3)

„(1) Die Anreizregulierungsverordnung weist insoweit eine Regelungslücke auf. Das Zusammenspiel zwischen § 6 ARegV und § 10 ARegV führt dazu, dass Veränderungen in der Versorgungsaufgabe nur dann durch Anwendung eines Erweiterungsfaktors Rechnung getragen werden kann, wenn diese innerhalb der Regulierungsperiode auftreten, während Änderungen im Zeitraum zwischen dem Ende des Basisjahrs und dem Beginn der Regulierungsperiode – [...] nicht in derselben Weise Rechnung getragen werden kann.

(2) Diese Regelungslücke ist planwidrig. Sie steht in Widerspruch zum Regelungskonzept des § 10 ARegV und ist durch den Zweck des § 6 ARegV weder geboten noch nahegelegt.

Erweiterungsfaktor im 1. Jahr der Regulierungsperiode (4)

§ 10 ARegV beruht auf der Erwägung, dass nachhaltige Änderungen in der Versorgungsaufgabe zusätzliche Investitionen erfordern und deshalb zu zusätzlichen Kosten führen. Diese Erwägung greift unabhängig davon, ob entsprechende Kostensteigerungen vor oder nach Beginn der Regulierungsperiode eingetreten sind. Ein sachlicher Grund dafür, nachhaltige Änderungen in der Versorgungsaufgabe deshalb anders zu behandeln, weil sie in der Zeitspanne zwischen dem Ende des Basisjahrs und dem Beginn der Regulierungsperiode fallen, lässt sich den Materialien nicht entnehmen und ist auch sonst nicht ersichtlich.“

Einordnung der Verlustenergiekosten als beeinflussbare Kosten

Eines der zentralen ungelösten Probleme der Anreizregulierung stellt die Behandlung der Beschaffung von Verlustenergie dar.

Gemäß § 2 Nr. 12 StromNZV ist Verlustenergie diejenige Energiemenge, die physikalisch bedingt bei Umwandlung, Transport und Endverbrauch für die Nutzung verloren geht.

Nach § 10 Abs. 1 StromNZV sind die Netzbetreiber verpflichtet, Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. Im Zuge des letzten Netzentgeltgenehmigungsverfahrens hat die BNetzA für die Anerkennung von Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie einen Höchstpreis von EUR 44,00/MWh bestimmt. Problematisch ist, dass die tatsächlichen Kosten deutlich höher liegen.

Einordnung der Verlustenergiekosten als beeinflussbare Kosten (2)

Auffassung der Regulierungsbehörden

Bei den Verlustenergiekosten handelt es sich um beeinflussbare Kosten. Sie unterliegen den Effizienzvorgaben.

Die BNetzA lehnte es ab, weder ihre selbst erlassene sog. Festlegung „Beschaffungsrahmen“ vom 21.10.2008 – BK6-08-006 – noch die freiwillige Selbstverpflichtung der Netzbetreiber als wirksame Verfahrensregulierung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV zu qualifizieren.

Einordnung der Verlustenergiekosten als beeinflussbare Kosten (3)

Auffassung des OLG Düsseldorf, Beschluss vom 24. März 2010, VI-3 Kart 200/09 (V)

Es handelt sich bei den Kosten zur Beschaffung der Verlustenergie nicht um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten i.S.d. § 21a Abs. 4 EnWG, § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV.

Diese Kosten werden von dem Katalog des § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV nicht erfasst.

Es handelt sich um grundsätzlich objektiv vom Netzbetreiber beeinflussbare Kosten. Es verbleiben jedenfalls geringfügige Spielräume der Einflussnahme.

Einordnung der Verlustenergiekosten als beeinflussbare Kosten (4)

Eine Entscheidung des BGH liegt noch nicht vor.

Änderung der Anreizregulierungsverordnung durch volatile Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 5 ARegV neu

Gemäß dem zum 9. September 2010 in Kraft getretenen § 11 Abs. 5 ARegV gelten als volatile Kostenanteile Kosten für die Beschaffung von Treibenergie. 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 Abs. 1 Nr. 4a festgelegt hat.

Einordnung der Verlustenergiekosten als beeinflussbare Kosten (5)

Anpassung der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 3 ARegV

Danach erfolgt eine Anpassung der Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres bei einer Änderung von volatilen Kostenanteilen nach § 11 Abs. 5; abzustellen ist dabei auf das Kalenderjahr, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll.

Auf diese Weise sind die Verlustenergiekosten zwar keine dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, es kann aber eine vergleichbare Anpassung der Erlösobergrenze erfolgen, wenn diese Kosten als volatile Kostenanteile festgelegt sind.

Härtefall Verlustenergiekosten

Netzbetreiber haben wegen der erheblichen Kostenunterdeckung bei der Beschaffung der Verlustenergie hilfsweise einen Härtefallantrag gemäß § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV gestellt, um so zu einer Anpassung der Erlösobergrenze zu gelangen.

Auffassung der Regulierungsbehörden

Die BNetzA lehnte das Vorliegen der Voraussetzungen eines Härtefalls ab. Die Regelung sei als Ausnahmenvorschrift eng auszulegen.

Härtefall Verlustenergiekosten (2)

Auffassung der Oberlandesgerichte

Die überwiegende Zahl der Oberlandesgerichte sah in dem Anstieg der Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie kein unvorhersehbares Ereignis. Die Härtefallregelung sei als Ausnahmegvorschrift eng auszulegen.

Nach dem OLG Düsseldorf handelt es sich um eine allgemeine Auffangregelung. Über diese müsse eine Anpassung der Erlösobergrenze möglich sein, wenn die übrigen vom Verordnungsgeber vorgesehenen Anpassungsvorschriften nicht einschlägig oder ausreichend seien.

Härtefall Verlustenergiekosten (3)

Entscheidungen des BGH vom 28. Juni 2011

Im Ergebnis bestätigte der BGH das Vorliegen eines unvorhersehbaren Ereignisses. § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV sei allerdings als Ausnahmeregelung eng auszulegen.

„Als unvorhersehbares Ereignis i.S. des § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV kommt danach auch ein Umstand in Betracht, der im Genehmigungsverfahren [...] wegen des Zeitversatzes zu dem maßgeblichen Basisjahr nach den hierfür maßgeblichen Vorschriften nicht berücksichtigungsfähig war. [...] Um einen solchen Fall geht es hier.

Härtefall Verlustenergiekosten (4)

Der Eintritt eines unvorhersehbaren Ereignisses ist allerdings zu verneinen, wenn der betreffende Umstand durch speziellere Anpassungs- und Korrekturregelungen der Anreizregulierungsverordnung abschließend geregelt oder nach den einschlägigen gesetzlichen Regelungen und deren Wertungen dem Risikobereich des Netzbetreibers zugewiesen ist. Dies ist hier aber nicht der Fall [...].

Allerdings können gestiegene Beschaffungskosten nur dann als unvorhersehbares Ereignis angesehen werden, wenn es sich um außergewöhnliche Preissteigerungen handelt, die außerhalb des Risikobereichs des Netzbetreibers liegen.“

Rechtswidrigkeit der verwendeten Indexreihen

Netzbetreiber haben gerügt, dass die BNetzA die Tagesneuwerte der Altanlagen im Rahmen der Entgeltgenehmigung auf der Grundlage rechtsfehlerhafter Preisindizes ermittelt, indem sie ihre diesbezügliche Festlegung vom 17. Oktober 2007 anwendet, gegen die die Netzbetreiber Beschwerde eingelegt haben.

Auffassung der Regulierungsbehörden

Gemäß § 6 Abs. 2 ARegV ist den Regulierungsbehörden für die erste Regulierungsperiode verbindlich vorgegeben, dass sie das Ergebnis der – anlässlich einer Entgeltgenehmigung schon erfolgten – Kostenprüfung als Ausgangsniveau zugrundelegen haben. Eine nachträgliche Korrektur der Kostenbasis scheidet aus.

Rechtswidrigkeit der verwendeten Indexreihen (2)

Auffassung der Oberlandesgerichte

Die Auffassung der BNetzA wurde bestätigt. Etwaige systembedingte Nachteile dieser Regelung könnten nur über die in der Verordnung vorgesehenen Korrekturmöglichkeiten (§§ 4, 16 ARegV) ausgeglichen werden, wenn und soweit die Voraussetzungen vorliegen.

Eine Entscheidung des BGH liegt noch nicht vor.

Besonderheiten der Versorgungsaufgaben gemäß § 15 ARegV

Voraussetzungen:

- Bestehen von Besonderheiten der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 3 und 4 nicht hinreichend berücksichtigt wurden
- und dadurch Erhöhung der nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ermittelten Kosten um mindestens 3 %
- Nachweispflicht beim Netzbetreiber

Rechtsfolge: Regulierungsbehörde hat einen Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 oder 22 ermittelten Effizienzwert anzusetzen (bereinigter Effizienzwert).

Besonderheiten der Versorgungsaufgaben gemäß § 15 ARegV (2)

Beispiel Netzpuffer als Besonderheit der Versorgungsaufgabe

Auffassung der Regulierungsbehörden

Der Netzpuffer ist keine Besonderheit der Versorgungsaufgabe. Nach Auffassung der BNetzA liegen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe vor, wenn außergewöhnliche strukturelle Umstände vorliegen, die ein Alleinstellungsmerkmal des Netzbetreibers darstellen.

Besonderheiten der Versorgungsaufgaben gemäß § 15 ARegV (3)

Auffassung des OLG Düsseldorf

Nach Auffassung der BNetzA wäre der Anwendungsbereich der Vorschrift äußerst eng und auf absolute Ausnahmefälle beschränkt. Eine derartig restriktive Auslegung wird durch den Wortlaut „Besonderheit“ nicht gestützt.

Eine Besonderheit im Sinne des § 15 Abs. 1 ARegV muss jedenfalls über das durchschnittliche Maß üblicher Besonderheiten hinausgehen. Dies kommt bereits in der Aufgreifschwelle von 3% zum Ausdruck. Ohne eine genaue (anlagenbezogene) Kostenrechnung nach §§ 6, 7 GasNEV lässt sich das Übertreffen der Aufgreifschwelle nicht feststellen. Die Entscheidung des OLG Düsseldorf wird im Frühjahr 2012 erwartet.

Beispiel Tenor der Gerichtsentscheidungen

„Auf die Beschwerde der Betroffenen wird der Beschluss der Beschlusskammer 8 vom ... Az. ... in Ziffer 12 aufgehoben und die Beschwerdegegnerin verpflichtet, über den Härtefallantrag der Betroffenen unter Beachtung der Rechtsauffassung des Senats erneut zu entscheiden. Die weitergehende Beschwerde wird zurückgewiesen.“

Aktueller Stand

- Vorschläge der Bundesnetzagentur an die Netzbetreiber
- OLG Düsseldorf hofft auf Erledigung der Verfahren

Festlegung der Eigenkapital-Zinsen

Aktuell wird beim OLG Düsseldorf über die 1. Festlegung des EK-Zinssatzes durch die Bundesnetzagentur verhandelt (Beschluss der BNetzA vom 7. Juli 2008 zur Festlegung eines einheitlichen EK-Zinssatzes von 9,29% für Neuanlagen und 7,56% für Altanlagen).

Die 2. Festlegung wird vorbereitet und soll ab 2012 gelten. Die Höhe soll ca. 1% geringer sein im Vergleich zur 1. Festlegung.

Beschwerdeverfahren Indexreihen

- Gutachten liegen vor
- Großer Anhörungstermin beim OLG Düsseldorf in 2012

Investitionsbudgets gemäß § 23 ARegV

Erste Entscheidungen des OLG Düsseldorf

- Zu § 23 Abs. 6 ARegV zur Genehmigung von Investitionsbudgets für Betreiber von Verteilernetzen (VI-3 Kart 279/09 [V] und VI-3 Kart 280/09[V]).
- Kein Raum für eine Kürzung um einen „Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen“ i.R. der Ermittlung der Kapitalkosten (VI-3 Kart 237/09 [V]).
- Eine zeitliche Befristung der Genehmigung eines Investitionsbudgets ist zulässig (VI-3 Kart 276/09).
- Die Bestimmung des kapitalmarktüblichen Vergleichszinssatzes für tatsächlich aufgenommenes Fremdkapital erfolgt i.R. von Investitionsbudgets zukunftsorientiert (VI-3 Kart 233/09).

Qualitätsregulierung

- Start der Qualitätsregulierung der Stromverteilernetze zum 1. Januar 2012; bei Gasverteilernetzen zur oder im Laufe der 2. Regulierungsperiode.
- Hintergrund: Gefahr der Effizienzsteigerung zu Lasten der Versorgungsqualität. Gemäß §§ 18 ff. ARegV soll die Versorgungsqualität unter Erreichung der Effizienzvorgaben aufrechterhalten bleiben.
- Dimensionen der Versorgungsqualität
 - Sicherheit
 - Zuverlässigkeit
 - Produktqualität
 - Servicequalität

Qualitätsregulierung (2)

Qualitätsregulierung mit Kennzahlvorgaben

- durch Zu- und Abschläge auf die Erlösbergrenzen, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen (Qualitätselement).
- Die Kennzahlvorgaben sind nach Maßgabe des § 20 unter Heranziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet zu ermitteln und in Zu- und Abschläge umzusetzen. Dabei ist zwischen Gasverteilernetzen und Stromverteilernetzen zu unterscheiden.

Bestimmung des Qualitätselements

Zulässige Kennzahlen der Netzzuverlässigkeit

- Unterbrechungsdauer
- Unterbrechungshäufigkeit
- Menge der nicht gelieferten Energie
- Höhe der nicht gedeckten Last

Zulässige Kennzahlen der Netzleistungsfähigkeit

- Häufigkeit und Dauer von Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen
- Häufigkeit und Dauer des Einspeisemanagements nach EEG

Ausblick

Weitere Entwicklungen und Änderungen des Systems der Anreizregulierung bleiben abzuwarten

Evaluierung und Bericht der BNetzA gemäß § 33 ARegV u.a. mit Vorschlägen zu einem neuen oder weiterentwickelten Konzept für eine Anreizregulierung bis zum 1. Januar 2016

Yardstickregulierung ab der dritten Regulierungsperiode

Bericht zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber und zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen bis zum 30. Juni 2013

Ausblick (2)

Yardstickregulierung (Yardstick Competition) als Konzept des Vergleichswettbewerbs

- Dauerhafte Entkopplung der zukünftigen Preis- oder Erlösentwicklung von den individuellen Kosten.
- Das Konzept gibt den regulierten Unternehmen eine Preis- oder Erlösentwicklung vor, die sich an der Produktivitätsentwicklung der übrigen Unternehmen der Branche orientiert. Damit wird die Preis- bzw. Erlösentwicklung nicht mehr direkt von den eigenen Kosten des Unternehmens abgeleitet. Maßstab ist vielmehr die tatsächliche Kostenentwicklung der Branche. Diese wird rechnerisch auf Basis der Grundlage der tatsächlichen Kosten sämtlicher Unternehmen berechnet.
- Nur zweijährige Regulierungsperiode, um zulässige Kosten bzw. Erlöse in kurzen Abständen zu aktualisieren.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Rechtsanwältin Dr. Cornelia Kermel
Rechtsanwältin Dr. Bianca Hofmann

KERMEL | Kanzlei von Rechtsanwälten
Knesebeckstr. 3 · 10623 Berlin
Tel.: +49 (0)30.3199829-0 · Fax: +49 (0)30.3199829-77

E-Mail: kermel@kanzlei-kermel.de

www.kanzlei-kermel.de