Große Beschlusskammer Energie

Aktenzeichen: GBK-25-01-2#1

BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 EnWG in Verbindung mit §§ 21, 21a EnWG

wegen des **Verfahrens zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas)**

hat die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden	Klaus Müller,
die Beisitzerin	Barbie Kornelia Haller,
die Beisitzerin	Dr. Daniela Brönstrup,
den Beisitzer	Achim Zerres
den Beisitzer	Karsten Bourwieg
und den Beisitzer	Dr. Christian Schütte

Entwurf

unter Beiladung von

[redacted], vertreten durch [redacted]

Beigeladene zu 1) –

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen zu 1): [redacted]

[redacted], vertreten durch [redacted],

Beigeladene zu 2) –

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen zu 2): [redacted]

am [redacted] beschlossen:

Entwurf

1. Adressaten

[1]Diese Festlegung findet auf die Betreiber von Energieversorgungsnetzen Anwendung, sofern und soweit diese Gasverteilernetze oder Fernleitungsnetze betreiben (Netzbetreiber im Sinne dieser Festlegung). [2]Dies gilt nicht für Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen nach § 110 EnWG.

2. Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode

2.1 [1]Die Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang der Netzbetreiber erfolgt im Wege einer Anreizregulierung, die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt. [2]Im Rahmen der Anreizregulierung werden kalenderjährliche Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten gebildet (Erlösobergrenzen). [3]Die Erlösobergrenzen und die darin enthaltenen Effizienzvorgaben beziehen sich auf den jeweiligen Netzbetreiber.

2.2 Die Anreizregulierung beginnt nach Maßgabe dieser und weiterer Festlegungen nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG mit der fünften Regulierungsperiode (Beginn 01.01.2028) mit dem Basisjahr 2025.

2.3 [1]Eine Regulierungsperiode dauert drei Jahre. [2]Das Bezugsjahr zur Bestimmung des Ausgangsniveaus und der Effizienzvorgaben der jeweiligen Regulierungsperiode ist das drittletzte Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode (Basisjahr).

2.4 [1]Netzbetreiber, für die noch keine Erlösobergrenzen bestimmt werden können, unterliegen vorübergehend bis zum Ende einer laufenden Regulierungsperiode den Regelungen nach §§ 23a, 21 EnWG zu einer kostenorientierten Entgeltbildung. [2]Der Übergangszeitraum endet mit Beginn der Regulierungsperiode, für deren Basisjahr ein vollständiges abgeschlossenes Geschäftsjahr des jeweiligen Netzbetreibers vorliegt.

3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode

3.1 Abweichend von Ziffer 2.3 dauert die fünfte Regulierungsperiode fünf Jahre.

3.2 Bis zum 31. Dezember 2030 evaluiert die Bundesnetzagentur vor dem Übergang in die Phase der dreijährigen Regulierungsperioden, ob die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen Bestandteilen des Regulierungskonzepts vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen ausreichend für den Umstieg auf die dreijährige Regulierungsperiode sind.

Entwurf

4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze

4.1 [1]Die Erlösobergrenze ist für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode von der zuständigen Regulierungsbehörde vorbehaltlich der Anpassungen nach Ziffer 4.2 festzulegen. [2]Das Verfahren zur Festlegung von Erlösobergrenzen wird von Amts wegen eingeleitet.

4.2 [1]Anpassungen von festgelegten Erlösobergrenzen während einer laufenden Regulierungsperiode erfolgen jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres der Regulierungsperiode nach Maßgabe dieser Festlegung durch die zuständige Regulierungsbehörde oder den Netzbetreiber. [2]Anpassungen durch den Netzbetreiber bedürfen keiner erneuten Festlegung der Erlösobergrenze durch die zuständige Regulierungsbehörde und unterliegen der abschließenden Prüfung durch die zuständige Regulierungsbehörde im Regulierungskonto gemäß Ziffer 14. [3]Die Netzbetreiber teilen der zuständigen Regulierungsbehörde, soweit nicht für einzelne Elemente der Regulierungsformel ein früherer Zeitpunkt festgelegt wird, jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf alle anpassbaren Bestandteile mit. [4]Die Regelungen zu den Anzeigeverfahren nach Ziffer 9.7 zum Kapitalkostenabzug und Ziffer 11.8 zum Kapitalkostenaufschlag, zu den Antragsverfahren nach Ziffer 13 S. 5 zum Härtefall und Ziffer 14.6 zum Regulierungskonto, die Regelungen zu den Anzeige- und Antragsverfahren zu Netzübergängen nach den Ziffern 15.6, 15.7 sowie 15.8 S. 4 sowie das Antragsverfahren nach Ziffer 17.3 zu Forschung und Entwicklung bleiben hiervon unberührt.

4.3 Die Festlegung und Anpassung der Erlösobergrenzen erfolgt nach der folgenden Regulierungsformel:

$$EOG_t = KA_{nEu,t} + OPEX_0 \times (1 - X_{ind,t}) \times \prod_{i=1}^{t} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - X_{gen} \right)$$

$$+ \left(CAPEX_0 - \mathrm{KK_{Ab,t}} \right) \times \left(1 - \mathrm{X_{ind,t}} \right) + KK_{Auf,t} + B_t + Q_t + VK_t - VK_0$$

$$+ S_t + F\&E_t - VK_0 \times (1 - X_{ind,t}) \times \left(\prod_{i=1}^{t} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - X_{gen} \right) - 1 \right)$$

4.4 Dabei ist:

EOG_t: Die Erlösobergrenze, die im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode nach Maßgabe dieser und weiterer Festlegungen nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S.1 EnWG anzuwenden ist.

Entwurf

$KA_{nEu,t}$: Kostenanteil, der nicht dem Effizienzvergleich unterliegt, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode gemäß Ziffer 7 anzuwenden ist.

$OPEX_0$: Die operativen Kosten (OPEX) im Ausgangsniveau gemäß Ziffer 5 abzüglich des entsprechenden Kostenanteils, der nicht dem Effizienzvergleich unterliegt gemäß Ziffer 7 im Ausgangsniveau ($KA_{nEu,0}$) sowie abzüglich der Kosten, Erlöse und Erträge aus Anlagenabgängen gemäß Tenorziffer 7. S. 5 der Festlegung GasNEF im Ausgangsniveau nach Ziffer 5 (Buchverluste- und Gewinne, BVG_0).

$X_{ind,t}$: Die individuelle Effizienzvorgabe für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode. Für sie gilt:

$$X_{ind,t} = V_t \times (1 - EW)$$

Dabei ist:

V_t: Der Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen, der im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode gemäß Ziffer 10.3 anzuwenden ist.

EW: Der nach Ziffer 10.1 bzw. 10.2 ermittelte und ggf. nach Ziffer 10.5 bereinigte Effizienzwert.

VPI_i: Der Verbraucherpreisgesamtindex gemäß Ziffer 6.1 Sätze 2 und 3. Die Notation mit „i“ ist aufgrund des Produktoperators erforderlich.

X_{gen}: Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor gemäß Ziffer 6.2.

$CAPEX_0$: Die Kapitalkosten (CAPEX) im Ausgangsniveau nach Ziffer 5 abzüglich des entsprechenden Kostenanteils, der nicht dem Effizienzvergleich unterliegt, gemäß Ziffer 7 im Ausgangsniveau ($KA_{nEu,0}$).

$KK_{Ab,t}$: Der Kapitalkostenabzug gemäß Ziffer 9, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden ist.

$KK_{Auf,t}$: Der Kapitalkostenaufschlag gemäß Ziffer 11, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden ist.

B_t: Der etwaige Effizienzbonus gemäß Ziffer 10.4, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden ist.

Entwurf

Q_t: Etwaige Zu- oder Abschläge aufgrund des Qualitätselements gemäß Ziffer 12, die für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden sind.

VK_t: Der volatile Kostenanteil, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode gemäß Ziffer 8 anzuwenden ist.

VK_0: Der volatile Kostenanteil gemäß Ziffer 8 im Ausgangsniveau nach Ziffer 5.

S_t: Die Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze des jeweiligen Jahres t der Regulierungsperiode aufgrund der Vorgaben zum Regulierungskonto gemäß Ziffer 14.

$F\&E_t$ Der Zuschlag für Kosten aus Forschung und Entwicklung nach Ziffer 17, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden ist.

5. Ausgangsniveau

5.1 [1]Die Bestimmung des Ausgangsniveaus für eine Regulierungsperiode erfolgt durch die zuständige Regulierungsbehörde. [2]Das Ausgangsniveau beschränkt sich hierbei auf die betriebsnotwendigen Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers und berücksichtigt eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals. [3]Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen hierbei nicht berücksichtigt werden. [4]Die Kosten dürfen keine damit nicht zusammenhängenden Bestandteile zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen.[1]

5.2 [1]Das Ausgangsniveau enthält abgrenzbare Betriebskosten (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX) einschließlich einer kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung. [2]Die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung ergibt sich aus der Verzinsungsbasis multipliziert mit dem gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz (WACC).

5.3 [1]Nähere Bestimmungen zur Ermittlung des Ausgangsniveaus, der Verzinsungsbasis sowie des WACC regeln Festlegungen nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 2 und § 21 Abs. 3 S. 4

[1] Vgl. Wortlaut von Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 2 Verordnung (EU) 2019/943 (Strom-VO): „Die Entgelte dürfen keine damit nicht zusammenhängenden Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen."

Entwurf

Nr. 1 EnWG. [2]Hierbei können auch Anreizmechanismen zur Einwerbung von kostenmindernden Zuwendungen und Zuschüssen vorgesehen werden.

5.4 [1]Soweit Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Basisjahres beruhen, bleiben sie bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt. [2]Soweit Erlöse oder Erträge dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Basisjahres beruhen und dadurch bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus ein Abzug von den Netzkosten erfolgen würde, der nicht den Erlösen oder Erträgen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen würde, ist ein insoweit angemessener Wert über den Wert der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnungen des Basisjahres nach § 6b Abs. 3 EnWG hinaus anzusetzen.

6. Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

6.1 [1]Die Betriebskosten werden mit dem Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) jährlich an die allgemeine Inflation unter Einbeziehung der Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschritts in der Netzwirtschaft angepasst. [2]Der Wert VPI_i ist der Wert des durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex des vorletzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i der Regulierungsperiode. [3]Die entsprechende Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt durch den Netzbetreiber.

6.2 [1]Die Einbeziehung der Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschritts in der Netzwirtschaft erfolgen durch einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für eine gesamte Regulierungsperiode (getrennt für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber einerseits und Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber andererseits) unter Einbeziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet (Xgen). [2]Die Bundesnetzagentur ermittelt den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor vor Beginn der Regulierungsperiode. [3]Die Bundesnetzagentur kann bei der Ermittlung auf die Verwendung der Daten von Netzbetreibern verzichten, die die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach Tenorziffer 16 gewählt haben. [4]Näheres regelt eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG.

7. Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen

7.1 Die Bestimmung der Kostenanteile, die aufgrund einer ökonomischen Betrachtung nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEu}), erfolgt in Abgrenzung zu beeinflussbaren Kostenanteilen anhand der Exogenität, Gleichartigkeit und Volatilität der Kostenanteile.

Entwurf

7.2 [1]Die Exogenität eines Kostenanteils liegt in der Regel nur dann vor, wenn der Netzbetreiber selbst keinen eigenen Beitrag zur Entstehung der Kosten oder zur Höhe der entstehenden oder entstandenen Kosten leisten kann oder leisten konnte. [2]Die Exogenität kann auch anhand der Volatilität der Kostenanteile bewertet werden.

7.3 [1]Die Gleichartigkeit eines Kostenanteils liegt in der Regel vor, wenn der Kostenanteil in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise bei einer Vielzahl von Netzbetreibern gegeben ist. [2]Die Gleichartigkeit eines Kostenanteils indiziert, dass eine Einbeziehung der Kosten in den Effizienzvergleich nach Tenorziffer 10 möglich ist.

7.4 [1]Die Bewertung der Volatilität kann auf Grundlage der Eigenart des Kostenanteils oder anhand eines Faktors des Kostenanteils (Mengen- oder Preiskomponente) erfolgen. [2]Sofern ein entsprechender Kostenanteil nicht als KA_{nEu} festgelegt wird, kann der Kostenanteil als volatiler Kostenanteil nach Ziffer 8 festgelegt werden.

7.5 Als KA_{nEu} werden die Kosten oder Erlöse aus

1. der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen und
2. betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen, sofern diese Kosten und Erlöse unmittelbar beim Netzbetreiber für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal anfallen

festgelegt.

7.6 [1]Weitere Kostenanteile, insbesondere Kosten für Rückstellungen für die Stilllegung und unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation, können durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG unter Beachtung der Grundsätze in den Ziffer 7.2 bis 7.4 als KA_{nEu} festgelegt werden, einschließlich ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode. [2]Hierbei können solche Kostenanteile außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen.

7.7 [1]Aus dem Ausgangsniveau nach Ziffer 5 sind durch die zuständige Regulierungsbehörde die Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, im Basisjahr überzuleiten ($KA_{nEu,0}$). [2]Die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf den Wert $KA_{nEu,t}$ erfolgt durch den Netzbetreiber. [3]Bei den Kostenanteilen nach der Ziffer 7.5 Nr. 2 ist auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten und Erlöse abzustellen (Ist-Werte des Jahres t-2). [4]Bei den Kostenanteilen nach der Ziffer 7.5 Nr. 1 ist auf das Kalenderjahr t abzustellen (Planwerte mit Ist-Abgleich im Regulierungskonto nach Ziffer 14).

Entwurf

8. Volatile Kostenanteile

8.1 [1]Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, können als volatile Kostenanteile festgelegt werden. [2]Die Bewertung der Volatilität erfolgt entsprechend den Vorgaben in Ziffer 7.4 S. 1, wonach die Bewertung der Volatilität auf Grundlage der Eigenart des Kostenanteils oder anhand eines Faktors des Kostenanteils (Mengen- oder Preiskomponente) erfolgen kann.

8.2 [1]Als volatile Kostenanteile werden die Kosten und Erlöse für die bzw. aus der Beschaffung von

1. Treibenergie und

2. Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung (Vorwärmkosten)

festgelegt. [2]Durch Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG können ergänzende Regelungen getroffen werden, die gewährleisten, dass Kosten dabei nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

8.3 [1]Weitere Kostenanteile können durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG unter Beachtung der Grundsätze in der Ziffer 8.1 als volatile Kostenanteile festgelegt werden, einschließlich ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode sowie Regelungen zu Anreizen, die gewährleisten, dass Kosten dabei nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. [2]Hierbei können solche Kostenanteile außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen.

8.4 [1]Aus dem Ausgangsniveau nach Ziffer 5 sind durch die zuständige Regulierungsbehörde die volatilen Kostenanteile im Basisjahr überzuleiten (VK_0). [2]Die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf den Wert VK_t erfolgt durch den Netzbetreiber. [3]Bei den Kostenanteilen nach der Ziffer 8.2 ist auf das Kalenderjahr t abzustellen (Planwerte mit Ist-Abgleich im Regulierungskonto nach Ziffer 14).

9. Kapitalkostenabzug

9.1 [1]Der Kapitalkostenabzug ergibt sich aus den im Ausgangsniveau enthaltenen Kapitalkosten abzüglich der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode ($KK_{Ab,t}$). [2]Bei der Bestimmung des Kapitalkostenabzugs werden Kapitalkosten aus Investitionen nach dem Basisjahr nicht berücksichtigt.

9.2 Die fortgeführten Kapitalkosten werden

Entwurf

a) unter Berücksichtigung der im Zeitablauf sinkenden kalkulatorischen Restwerte des betriebsnotwendigen Sachanlagevermögens und der betriebsnotwendigen immateriellen Vermögensgegenstände des Ausgangsniveaus gemäß Tenorziffer 10 S. 4 a) und c) i.V.m. Tenorziffern 8 und 9 der Festlegung GasNEF

b) sowie der im Zeitablauf sinkenden Bestände der Netzanschlusskostenbeiträge, Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse gemäß Tenorziffer 10 S. 3 i.V.m. Tenorziffer 13 S. 1 b), c) und d), S. 3 bis S. 5 der Festlegung GasNEF

c) anhand der fortgeführten kalkulatorischen Abschreibungen der betriebsnotwendigen Anlagengüter inklusive der betriebsnotwendigen immateriellen Vermögensgegenstände nach Tenorziffern 8 und 9 der Festlegung GasNEF,

d) der fortgeführten kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung nach Tenorziffer 10 der Festlegung GasNEF unter Anwendung des WACC aus dem Ausgangsniveau gemäß Tenorziffer 10 S. 1 und S. 2 der Festlegung GasNEF,

e) der fortgeführten kalkulatorischen Gewerbesteuer nach Tenorziffer 12 der Festlegung GasNEF und

f) der fortgeführten kostenmindernden Erträge aus Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen gemäß Tenorziffer 13 S. 1 b), c) und d), S. 3 bis S. 5 der Festlegung GasNEF

ermittelt.

9.3 Bei der Bestimmung der fortgeführten kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung bleibt das betriebsnotwendige Vermögen im Hinblick auf die Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Vorräte nach Tenorziffer 10 S. 4 d) der Festlegung GasNEF sowie die kalkulatorischen Werte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens nach Tenorziffer 10 S. 4 e) der Festlegung GasNEF unverändert.

9.4 [1]Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau werden bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalverzinsung nicht berücksichtigt. [2]Der Anfangs- und Endbestand für geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau beträgt bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten stets null.

9.5 [1]Eine nach Tenorziffer 9 der Festlegung GasNEF regulatorisch zulässige Anpassung von Abschreibungsmodalitäten nach dem Basisjahr ist bei der Ermittlung des Kapitalkostenabzugs zu berücksichtigen. [2]Gleiches gilt für eine entsprechende regulatorisch zulässige Anpassung der Auflösung von Baukostenzuschüssen,

Entwurf

Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen nach Tenorziffer 13 der Festlegung GasNEF. [3]Eine rückwirkende Anpassung der Abschreibungsmodalitäten ist ausgeschlossen.

9.6 [1]Ergänzend zu den Regelungen in den Ziffern 9.2 bis 9.5 sind beim Kapitalkostenabzug bei der Fortschreibung der Restbuchwerte der betriebsnotwendigen Anlagegüter sowie der Netzanschlusskostenbeiträge, Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse sowohl Teilnetzübergänge (Teilnetzzugänge und Teilnetzabgänge) im Sinne von Ziffer 15 als auch Kosten, Erlöse und Erträge aus Anlagenabgängen gemäß Tenorziffer 7. S. 5 der Festlegung GasNEF nach dem Basisjahr zu berücksichtigen. [2]Dabei ist bis einschließlich des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres auf tatsächliche Teilnetzzugänge, Teilnetzabgänge und Anlagenabgänge abzustellen. [3]Im Übrigen ist bis einschließlich des Kalenderjahres, für das die Ermittlung des Kapitalkostenabzugs erfolgt, auf erwartete Teilnetzzugänge, Teilnetzabgänge und Anlagenabgänge abzustellen (Planwerte mit Ist-Abgleich im Regulierungskonto nach Ziffer 14).

9.7 [1]Die Festlegung der Erlösobergrenzen nach Ziffer 4.1 durch die zuständige Regulierungsbehörde erfolgt zunächst ohne die Festlegung des Kapitalkostenabzugs. [2]Der Kapitalkostenabzug des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode ist durch den Netzbetreiber auf Grundlage des nach Ziffer 5 bestimmten Ausgangsniveaus und der darin enthaltenen Kapitalkosten unter Beachtung der Vorgaben in den Ziffern 9.1 bis 9.6 zu ermitteln und bis zum 30. Juni des jeweils vorherigen Kalenderjahres der zuständigen Regulierungsbehörde anzuzeigen. [3]Bei der Anzeige nach Satz 2 gilt die Regelung zu SAV-IDs in Tenorziffer 9.4 der Festlegung GasNEF entsprechend.

10. Effizienzvergleich

10.1 [1]Zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte der Gasverteilernetzbetreiber (EW) führt die Bundesnetzagentur vor Beginn der Regulierungsperiode, soweit möglich, einen bundesweiten Effizienzvergleich durch. [2]Nähere Regelungen erfolgen durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG.

10.2 [1]Bei der Ermittlung der individuellen Effizienzwerte (EW) der Fernleitungsnetzbetreiber kann der letzte Effizienzvergleich nach Art. 19 Abs. 2 Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-VO) unter Berücksichtigung der nationalen Gegebenheiten berücksichtigt werden. [2]Alternativ kann die Bundesnetzagentur einen nationalen Effizienzvergleich durchführen. [3]Nähere Regelungen erfolgen durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG.

Entwurf

10.3 Die Vorgabe zum rechnerischen Abbau der ermittelten Ineffizienzen durch den jeweiligen jährlichen Verteilungsfaktor (V_t) wird durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG geregelt.

10.4 Die etwaige Festlegung und nähere Bestimmung eines Effizienzbonus (B_t) regelt eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG.

10.5 [1]Besonderheiten der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers sollen durch eine Bereinigung des Effizienzwerts abgebildet werden. [2]Nähere Regelungen zu den Voraussetzungen des Anspruchs erfolgen durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG. [3]Die Prüfung erfolgt auf Antrag des Netzbetreibers. [4]Nähere Regelungen zu formeller Gestaltung, Inhalt und Struktur des Antrags erfolgen ebenfalls durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG.

11. Kapitalkostenaufschlag

11.1 [1]Der Kapitalkostenaufschlag auf die Erlösobergrenze ist nach Maßgabe der Ziffern 11.2 bis 11.7 jährlich für Kapitalkosten zu ermitteln, die aufgrund von nach dem Basisjahr getätigten Investitionen in den Bestand betriebsnotwendiger Anlagegüter entstehen. [2]Kapitalkosten im Sinne des Kapitalkostenaufschlags nach Satz 1 sind die kalkulatorischen Abschreibungen, die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung sowie die kalkulatorische Gewerbesteuer, abzüglich der kostenmindernden Erträge aus Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen.

11.2 [1]Bei der Berechnung des Kapitalkostenaufschlags werden die betriebsnotwendigen Anlagegüter sowie die Bestände an Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen berücksichtigt, deren Aktivierung bzw. deren Erhalt

1. ab dem 1. Januar des Jahres, das auf das Basisjahr der anzupassenden Erlösobergrenze folgt, stattgefunden hat oder
2. bis zum 31. Dezember des Jahres, für das der Kapitalkostenaufschlag ermittelt wird, zu erwarten ist.

[2]Dabei ist bis einschließlich des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres auf den tatsächlichen Bestand an betriebsnotwendigen Anlagegütern sowie an Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen abzustellen; im Übrigen ist bis einschließlich des Kalenderjahres, für das die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt, auf den zu erwartenden Bestand an betriebsnotwendigen Anlagegütern sowie an Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen abzustellen. [3]Der zu erwartende Bestand an betriebsnotwendigen Anlagegütern ist durch eine unternehmensinterne

Entwurf

Investitionsplanung oder vergleichbare Nachweise auf Anfrage der zuständigen Regulierungsbehörde zu belegen.

11.3 Der Kapitalkostenaufschlag ist die Summe der auf der Grundlage der Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter nach Ziffer 11.2 ermittelten kalkulatorischen Abschreibungen nach Tenorziffer 9 der Festlegung GasNEF, der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung nach Maßgabe der Ziffern 11.4 und 11.5 sowie der kalkulatorischen Gewerbesteuer nach Maßgabe der Ziffer 11.6, abzüglich kostenmindernder Erträge auf Grundlage der nach Ziffer 11.2 ermittelten Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen nach Tenorziffer 13 der Festlegung GasNEF.

11.4 [1]Die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung bestimmt sich als Produkt der nach Ziffer 11.5 bestimmten Verzinsungsbasis und einem gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz. [2]Nähere Regelungen zur Methodik und Berechnung des für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Gesamtkapitalkostensatzes erfolgen durch eine Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG.

11.5 [1]Die Verzinsungsbasis bestimmt sich auf Grundlage der Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Ziffer 11.2 und den sich hieraus ergebenden kalkulatorischen Restwerten bewertet nach Tenorziffer 9 der Festlegung GasNEF, von denen die Bestände an Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen nach Ziffer 11.2 in Abzug gebracht werden, sowie nach den Grundsätzen der Verzinsungsbasis nach Tenorziffer 10 der Festlegung GasNEF. [2]Unberücksichtigt bleiben betriebsnotwendige Vorräte sowie Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens. [3]Abweichend zu der Berücksichtigung fertiggestellter betriebsnotwendiger Anlagegüter nach Ziffer 11.2 sind geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau, soweit jeweils betriebsnotwendig, mit ihrem jährlichen, handelsrechtlichen Buchwert zu berücksichtigen, wobei bei der Ermittlung des Jahresanfangsbestands vorgenommene Umbuchungen in das fertiggestellte Sachanlagevermögen zu berücksichtigen und entsprechend im Jahresanfangsbestand abzuziehen sind.

11.6 [1]Die kalkulatorische Gewerbesteuer bestimmt sich als Produkt der in der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung nach Maßgabe der Ziffern 11.4 und 11.5 enthaltenen Eigenkapitalverzinsung und dem Gewerbesteuersatz. [2]Der Gewerbesteuersatz ergibt sich als Produkt aus der Gewerbesteuermesszahl und dem Gewerbesteuerhebesatz im Basisjahr.

11.7 [1]Netzbetreiber sind verpflichtet, sofern sie einen Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11.1 in einer Erlösobergrenze eines Kalenderjahres ansetzen, diesen bis zum 30. Juni

Entwurf

des jeweils vorherigen Kalenderjahres der zuständigen Regulierungsbehörde anzuzeigen. [2]Bei der Anzeige nach Satz 1 gilt die Regelung zu SAV-IDs in Tenorziffer 9 der Festlegung GasNEF entsprechend. [3]Eine rückwirkende Anpassung der Abschreibungsmodalitäten ist ausgeschlossen.

12. Qualitätsregulierung

12.1 [1]Die Qualitätsregulierung dient der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. [2]Ferner soll sie eine umweltverträgliche, preisgünstige und treibhausgasneutrale Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, fördern. [3]Die Einführung der Qualitätsregulierung bei Gasverteilernetzbetreibern oder Fernleitungsnetzbetreibern bleibt einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG vorbehalten.

12.2 [1]Zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität können Kennzahlen hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit oder der Netzservicequalität festlegt werden. [2]Die Energiewendekompetenz der Netzbetreiber ist Teil der Netzleistungsfähigkeit.

12.3 [1]Die Kennzahlen sind unter Heranziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet zu ermitteln. [2]Im Anschluss an die Erhebung geeigneter Daten erfolgt die Ableitung und Veröffentlichung der sich aus den Kennzahlen ergebenden netzbetreiberindividuellen Kennzahlenwerte. [3]Die Veröffentlichung kann auch die erhobenen Daten umfassen.

12.4 [1]Aus den nach Ziffern 12.2 und 12.3 ermittelten Kennzahlen und Kennzahlenwerten können Kennzahlenvorgaben entwickelt werden. [2]Diese sind zu veröffentlichen. [3]Sofern Kennzahlenvorgaben nach Satz 1 entwickelt werden, sind bei Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Kennzahlenvorgaben insbesondere Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen vorzunehmen, sofern hinreichend belastbare Daten vorliegen (Qualitätselement).

12.5 Bei der Ermittlung und näheren Ausgestaltung der Netzzuverlässigkeit und der Netzleistungsfähigkeit sind objektive strukturelle Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber zu berücksichtigen, sofern diese für die Ableitung von Kennzahlen sowie Entwicklung von Kennzahlenvorgaben von Relevanz sind.

12.6 Nähere Regelungen zur Ausgestaltung der Qualitätsregulierung einschließlich des Adressatenkreises der Qualitätsregulierung erfolgen durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG.

Entwurf

12.7 Erfolgt eine Bestimmung eines Qualitätselements nach Maßgabe der Ziffer 12.4, so hat der Netzbetreiber die Erlösobergrenze entsprechend anzupassen.

13. Härtefall

[1]Eine Anpassung der Erlösobergrenze kann erfolgen, wenn aufgrund des Eintritts eines Ereignisses nach den Sätzen 3 und 4 im Falle der Beibehaltung der Erlösobergrenze eine nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber entstehen würde. [2]Zur Beurteilung der Frage, ob durch den Eintritt des Ereignisses für den Netzbetreiber eine nicht zumutbare Härte entstanden ist, ist eine Gesamtbetrachtung seiner Kosten- und Vermögenssituation durchzuführen. [3]Ein Ereignis im Sinne dieser Ziffer kann nur ein Umstand sein, der aufgrund des Zeitversatzes zum maßgeblichem Basisjahr im Ausgangsniveau nicht abgebildet werden konnte und der weder durch speziellere Anpassungs- und Korrekturregelungen abschließend geregelt ist noch in den Risikobereich des Netzbetreibers fällt. [4]In den Risikobereich des Netzbetreibers fällt ein Umstand insbesondere, soweit der Netzbetreiber diesen hätte vorhersehen können und in der Folge den Eintritt selbst hätte verhindern oder dessen Auswirkungen auf die Kosten- und Vermögenssituation hätte erheblich abmildern können. [5]Eine Anpassung der Erlösobergrenze nach Satz 1 erfolgt nur auf Antrag des Netzbetreibers.

14. Regulierungskonto

14.1 [1]Die Differenz zwischen den nach Ziffer 4 zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen wird jährlich vom Netzbetreiber ermittelt und auf einem Regulierungskonto verbucht. [2]Gleiches gilt für die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kostenanteilen nach Ziffer 7.5 Nr. 1 und nach Ziffer 8.2 sowie für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kostenanteilen, soweit in einer Festlegung nach Ziffer 7.6 oder Ziffer 8.3 der Ansatz von Planwerten mit Ist-Abgleich vorgesehen ist, und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen.

14.2 [1]Der Netzbetreiber ermittelt bis zum 31. Dezember des Jahres, das dem Kalenderjahr folgt, für das der Kapitalkostenabzug nach Ziffer 9.1 und der Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11.1 ermittelt wurden, die jeweiligen Differenzen aus dem nach Ziffer 9.1 ermittelten Kapitalkostenabzug und dem nach Ziffer 11.1 ermittelten Kapitalkostenaufschlag und dem Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag, wie er sich jeweils bei der Berücksichtigung der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten ergibt. [2]Die Differenzen sind auf dem Regulierungskonto des Jahres, für

Entwurf

das der Kapitalkostenabzug nach Ziffer 9.1 und der Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11.1 ermittelt wurden, zu verbuchen.

14.3 Durch Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 6 EnWG kann bestimmt werden, dass in Bezug auf weitere Positionen die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr diesbezüglich entstehenden Kosten und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen in das Regulierungskonto einbezogen wird.

14.4 [1]Die nach den Ziffern 14.1 bis 14.3 verbuchten Differenzen sind in Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags zu verzinsen. [2]Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. [3]Die Verzinsung nach Satz 1 richtet sich nach dem kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz des für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Gesamtkapitalkostensatzes nach Ziffer 11.4 des Jahres, für das der Saldo nach den Ziffern 14.1 bis 14.4 ermittelt wurde.

14.5 [1]Der nach den Ziffern 14.1 bis 14.3 ermittelte und nach Ziffer 14.4 verzinste Saldo des Regulierungskontos wird annuitätisch über drei Kalenderjahre durch Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze verteilt. [2]Die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt jeweils zum 1. Januar des dritten Jahres nach dem Jahr, für das der Saldo nach Ziffer 14.1 bis 14.4 ermittelt wurde, sowie der zwei darauffolgenden Jahre. [3]Die Annuitäten werden gemäß Ziffer 14.4 verzinst.

14.6 [1]Die zuständige Regulierungsbehörde genehmigt auf Antrag den nach den Ziffern 14.1 bis 14.4 durch den Netzbetreiber ermittelten Saldo sowie dessen Verteilung nach Maßgabe der Ziffer 14.5 S. 1. [2]Der Antrag nach Satz 1 auf Anpassung der Erlösobergrenze muss bezüglich des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres einmal jährlich zum 31. Dezember im folgenden Kalenderjahr gestellt werden. [3]Der Antrag nach Satz 1 muss neben dem ermittelten Saldo die der Anpassung zugrunde liegenden Daten, insbesondere die nach Ziffer 4 zulässigen und die tatsächlich erzielten Erlöse des abgelaufenen Kalenderjahres enthalten.

15. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen

15.1 [1]Wird ein Gasversorgungsnetz oder werden mehrere Gasversorgungsnetze, für das oder die jeweils eine oder mehrere Erlösobergrenzen nach Ziffer 4 festgelegt sind, vollständig von einem Netzbetreiber auf einen anderen Netzbetreiber übertragen, so geht die Erlösobergrenze oder gehen die Erlösobergrenzen insgesamt auf den übernehmenden Netzbetreiber über. [2]Satz 1 gilt entsprechend bei Zusammenschlüssen von mehreren Gasversorgungsnetzen.

Entwurf

15.2 [1]Bei einem teilweisen Übergang eines Gasversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber werden die Kapitalkosten des übergehenden Netzteils ausschließlich im Wege des jährlichen Kapitalkostenabzugs nach Ziffer 9 sowie des jährlichen Kapitalkostenaufschlags nach Ziffer 11 berücksichtigt. [2]Für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils soll von den beteiligten Netzbetreibern ein Pauschalbetrag durch eine sachgerechte Vereinbarung bestimmt werden. [3]Die ursprünglich festgelegte Erlösobergrenze des abgebenden Netzbetreibers vermindert sich um den Pauschalbetrag für den übergehenden Netzteil. [4]Die ursprünglich festgelegte Erlösobergrenze des übernehmenden Netzbetreibers erhöht sich um den Pauschalbetrag für den übergehenden Netzteil. [5]Einer erneuten Festlegung der Erlösobergrenzen des abgebenden und des aufnehmenden Netzbetreibers innerhalb der Regulierungsperiode bedarf es nicht. [6]Der aufnehmende Netzbetreiber ist berechtigt, bis zu einer Festlegung des Anteils der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil vorübergehend angemessene Netzentgelte zu erheben.

15.3 [1]Erfolgt keine Vereinbarung nach Ziffer 15.2 S. 2, ist ein Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils nach Ziffer 15.4 zu bestimmen. [2]Ziffer 15.2 Sätze 3 bis 5 gelten entsprechend. [3]Den beteiligten Netzbetreibern bleibt es unbenommen, im Laufe der Regulierungsperiode für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode eine Vereinbarung nach Ziffer 15.2 zu treffen; diese tritt an die Stelle der Bestimmung nach Satz 1.

15.4 [1]Die Ermittlung des Pauschalbetrags für die übrigen Kosten nach Ziffer 15.3 S. 1 erfolgt anhand der folgenden Formel:

$$PB_{\text{ÜN},t} = \frac{KK_{v\text{ÜN},j\text{ÜN}} - KK_{n\text{ÜN},j\text{ÜN}}}{KK_{v\text{ÜN},j\text{ÜN}}} \times (OPEX_0 \times (1 - X_{ind,t}) \times \prod_{i=1}^{t}\left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - Xgen\right) + VersK_t)$$

[2]Dabei ist:

$PB_{\text{ÜN},t}$: Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils nach Ziffer 15.3 im jeweiligen Jahr t der Regulierungsperiode,

$KK_{v\text{ÜN},j\text{ÜN}}$: Fortgeführte Kapitalkosten des abgebenden Netzbetreibers im Jahr des Teilnetzübergangs vor Berücksichtigung des Teilnetzübergangs nach Ziffer 9.6.

$KK_{n\text{ÜN},j\text{ÜN}}$: Fortgeführte Kapitalkosten des abgebenden Netzbetreibers im Jahr des Teilnetzübergangs nach Berücksichtigung des Teilnetzübergangs nach Ziffer 9.6.

Entwurf

$VersK_t$: Die in der ursprünglich für den abgebenden Netzbetreiber festgelegten Erlösobergrenze nach Ziffer 4 des Jahres t der Regulierungsperiode enthaltenen Kosten und Erlöse aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen nach Ziffer 7.5 Nr. 2.

[3]Im Übrigen gelten die Definitionen gemäß Ziffer 4.4.

15.5 Die Netzbetreiber teilen der Regulierungsbehörde den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen mit, insbesondere den Übergang von Erlösobergrenzen nach Ziffer 15.1; die Netzbetreiber haben darüber hinaus unverzüglich den Übergang des Netzbetriebs mitzuteilen, soweit sich ein Wechsel des zuständigen Netzbetreibers ergeben hat.

15.6 [1]Die Vereinbarung nach Ziffer 15.2 S. 2 ist der zuständigen Regulierungsbehörde durch übereinstimmenden Antrag der beteiligten Netzbetreiber vorzulegen. [2]Diese legt den Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils entsprechend der Vereinbarung nach Ziffer 15.2 S. 2 fest.

15.7 [1]Die zuständige Regulierungsbehörde legt den Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils nach Maßgabe der Ziffern 15.3 und 15.4 fest, wenn ihr nicht innerhalb von sechs Monaten nach Aufnahme des Netzbetriebs eine Vereinbarung nach Ziffer 15.2 S. 2 durch übereinstimmenden Antrag vorgelegt wird. [2]Machen der aufnehmende oder der abgebende Netzbetreiber besondere Gründe geltend, kann die Regulierungsbehörde den Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils auf Antrag eines beteiligten Netzbetreibers oder von Amts wegen vor Ablauf der Frist und der Entscheidung nach Satz 1 vorläufig festlegen. [3]Die Regulierungsbehörde legt den nach Satz 1 bestimmten Pauschalbetrag für die übrigen Kosten im Laufe einer Regulierungsperiode für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode erneut fest, wenn ihr die beteiligten Netzbetreiber eine Vereinbarung nach Ziffer 15.2 S. 2 durch übereinstimmenden Antrag vorlegen.

15.8 [1]Ab dem Zeitpunkt, in dem Anlagen in einem Wasserstoffnetz betrieben werden oder werden sollen und nicht mehr dem Gasversorgungsnetzbetrieb dienen, sind die ursprünglich festgelegten Erlösobergrenzen des Betreibers von Gasversorgungsnetzen um den Anteil zu vermindern, der auf diese Anlagen entfällt. [2]Der Betreiber von Gasversorgungsnetzen bestimmt den zu vermindernden Anteil nach Maßgabe der Ziffer 15.2 S. 1 sowie der Ziffer 15.4. [3]Er kann bei der Bestimmung des zu vermindernden Anteils von den Vorgaben des Satzes 2 abweichen, wenn er diese Abweichung nachvollziehbar begründet. [4]Er übermittelt den zu vermindernden Anteil unverzüglich nach dem Zeitpunkt nach Satz 1 an die zuständige

Entwurf

Regulierungsbehörde; im Falle einer Abweichung von den Vorgaben des Satzes 2 einschließlich der nachvollziehbaren Begründung nach Satz 3.

16. Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung

16.1 [1]Kleine Verteilernetzbetreiber können statt des Effizienzvergleichs zur Ermittlung von Effizienzwerten nach Ziffer 10 die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach den Maßgaben der Ziffern 16.2 bis 16.6 wählen. [2]Bei einer Teilnahme am vereinfachten Verfahren erfolgt keine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund von Forschung und Entwicklung nach Ziffer 17.

16.2 [1]Für die Bestimmung, ob ein Verteilernetzbetreiber als klein im Sinne von Ziffer 16.1 gilt, kommt ein wirtschaftlicher Schwellenwert zur Anwendung. [2]Dieser wird durch die Bundesnetzagentur in der ersten vollständigen Kalenderwoche des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres bestimmt und veröffentlicht. [3]Die Bundesnetzagentur übermittelt den Landesregulierungsbehörden den von ihr nach Satz 2 ermittelten Wert spätestens zum 30.11. des Jahres vor dem Zeitpunkt aus Satz 2.

16.3 [1]Als Schwellenwert nach Ziffer 16.2 wird ein Betrag in EUR angesetzt, der sich bei der Einbeziehung aller Verteilernetzbetreiber bis zum Erreichen von 82 % aller Ausgangsniveaus ohne vorgelagerte Netzkosten (bereinigtes Ausgangsniveau) in das Regelverfahren ergibt (Marktabdeckung). [2]Bleibt ein Netzbetreiber mit seinem bereinigten Ausgangsniveau der zum Zeitpunkt der Bestimmung des Schwellenwertes laufenden Regulierungsperiode unterhalb dieses Schwellenwerts, steht ihm als kleinem Netzbetreiber im Sinne von Ziffer 16.1 die Teilnahme am vereinfachten Verfahren für die folgende Regulierungsperiode offen. [3]Bei der Bestimmung der Marktabdeckung stellt die Bundesnetzagentur auf die zum Zeitpunkt der Bestimmung bundesweit veröffentlichen Ausgangsniveaus gemäß § 23b EnWG ab.

16.4 [1]Für die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren bildet die Bundesnetzagentur den Effizienzwert als gewichtetes arithmetisches Mittel aller im bundesweiten Effizienzvergleich nach Ziffer 10 für die vorangegangene Regulierungsperiode ermittelten und nach Ziffer 10.5 bereinigten Effizienzwerte (pauschaler Effizienzwert). [2]Der pauschale Effizienzwert unterliegt keinen nachträglichen Anpassungen. [3]Bei der Gewichtung wird den Effizienzwerten der kleineren Netzbetreiber im Regelverfahren besonders Rechnung getragen. [4]Soweit ein Effizienzvergleich für Gasverteilernetzbetreiber im Regelverfahren nach Tenorziffer 10.1 nicht möglich ist, kann durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG eine

Entwurf

abweichende Regelung zu Effizienzanreizen im vereinfachten Verfahren getroffen werden.

16.5 [1]Die Regulierungsbehörde veröffentlicht den von ihr nach Ziffer 16.4 ermittelten pauschalen Effizienzwert in der ersten vollständigen Kalenderwoche des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres. [2]Die Bundesnetzagentur übermittelt den Landesregulierungsbehörden den von ihr nach Ziffer 16.4 ermittelten pauschalten Effizienzwert spätestens zum 30.11. des Jahres vor dem Zeitpunkt aus Satz 1.

16.6 [1]Verteilernetzbetreiber, die an dem vereinfachten Verfahren teilnehmen wollen, haben dies bei der Regulierungsbehörde jeweils bis zum 31. März des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres zu beantragen. [2]Die Regulierungsbehörde genehmigt die Teilnahme am vereinfachten Verfahren innerhalb von vier Wochen nach Eingang des vollständigen Antrags, wenn die Voraussetzungen vorliegen. [3]Der Netzbetreiber ist an das gewählte Verfahren für die Dauer einer Regulierungsperiode gebunden. [4]Die Landesregulierungsbehörden übermitteln der Bundesnetzagentur spätestens zum 31. Mai des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Jahres eine Liste der Netzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen werden.

16.7 [1]Kleinstnetzbetreiber mit einem bereinigten Ausgangsniveau von bis zu 500.000 EUR können von der Anwendung der Anreizregulierung nach Ziffer 2.1 und den Vorgaben nach Ziffer 2.4 ausgenommen werden, sofern die zuständige Regulierungsbehörde diese Kleinstnetzbetreiberregelung für ihren Zuständigkeitsbereich einführt. [2]Die Verpflichtungen gemäß § 6b EnWG bleiben unberührt.

16.8. [1]Für die fünfte Regulierungsperiode bestimmt sich das bereinigte Ausgangniveau als Voraussetzung für die Kleinstnetzbetreiberregelung nach Ziffer 16.7 S. 1 anhand des nach § 23b EnWG veröffentlichten und nach Maßgabe von Ziffer 16.3 S. 1 bereinigten Ausgangsniveaus für die vierte Regulierungsperiode. [2]Innerhalb der fünften Regulierungsperiode sind die Salden des Regulierungskontos nach § 5 ARegV bei der Bestimmung des bereinigten Ausgangsniveaus für die Kalkulation der Entgelte zu berücksichtigen. [3]Ab der sechsten Regulierungsperiode hat ein Netzbetreiber, für den in der vorherigen Regulierungsperiode die Kleinstnetzbetreiberregelung galt oder für den noch kein Ausgangsniveau ermittelt wurde, nebst dem Antrag auf Zugang zur Kleinstnetzbetreiberregelung aus seinem Tätigkeitsabschluss gemäß § 6b EnWG ein kalkuliertes Ausgangsniveau nach Ziffer 5 vorzulegen, um nachzuweisen, dass der Netzbetreiber weiterhin unter dem Schwellenwert gem. Ziffer 16.7 liegt. [4]Auch hier ist eine Bereinigung um vorgelagerte Netzkosten vorzunehmen.

Entwurf

16.9. [1]Ziffer 16.6 S. 1 und 2 gelten entsprechend für die Kleinstnetzbetreiberregelung. [2]Der Netzbetreiber ist an das gewählte Verfahren für die Dauer einer Regulierungsperiode gebunden. [3]Die Landesregulierungsbehörden übermitteln der Bundesnetzagentur spätestens zum 31. Mai des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Jahres eine Liste der Netzbetreiber, die von der Kleinstnetzbetreiberregelung Gebrauch machen werden.

16.10 [1]Jeder Netznutzer und Letztverbraucher eines Kleinstnetzes kann eine Überprüfung der Entgelte durch die zuständige Regulierungsbehörde verlangen. [2]Es wird vermutet, dass die Bestimmung der Netznutzungsentgelte den rechtlichen Vorgaben entspricht, wenn der Betreiber des Kleinstnetzes kein höheres Entgelt fordert als der Betreiber des vorgelagerten Energieversorgungsnetzes für die Nutzung des an das Kleinstnetz angrenzenden Energieversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung auf gleicher Netz- oder Umspannebene; grenzen mehrere Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung auf gleicher Netz- oder Umspannebene an, ist das niedrigste Entgelt maßgeblich.

17. Forschung und Entwicklung

17.1 [1]In die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr ist von der Regulierungsbehörde ein Zuschlag für Kosten aus Forschung und Entwicklung einzubeziehen ($F\&E_t$). [2]Der einzubeziehende Zuschlag beträgt 50 Prozent der nach Ziffer 17.2 berücksichtigungsfähigen Kosten des nicht öffentlich geförderten Anteils der Gesamtkosten des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens, wie er sich aufgrund entsprechender Kostennachweise des Netzbetreibers ergibt.

17.2 [1]Berücksichtigungsfähig sind ausschließlich Kosten aufgrund eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung, das durch eine zuständige Behörde bewilligt wurde und fachlich betreut wird. [2]Abzustellen ist dabei auf die jeweils im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Mehrkosten gegenüber den Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Basisjahr des Kalenderjahres, für das der Zuschlag gewährt wird. [3]Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, die bereits als Teil des Kapitalkostenaufschlags nach Ziffer 11 oder sonst durch Anpassung der Erlösobergrenze nach Ziffer 4 berücksichtigt wurden, sind nicht berücksichtigungsfähig.

17.3 [1]Die Einbeziehung nach Ziffer 17.1 erfolgt nur auf Antrag des Netzbetreibers. [2]Der Antrag nach Satz 1 ist zum 30. Juni des Vorjahres, für das die Aufwendungen für das jeweilige Forschungs- und Entwicklungsvorhaben in der Erlösobergrenze in Ansatz gebracht werden sollen, bei der Regulierungsbehörde zu stellen. [3]Die Angaben im

Entwurf

Antrag müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen das Vorliegen der Genehmigungsvoraussetzungen zu prüfen und eine Entscheidung treffen zu können. [4]Näheres zu formeller Gestaltung, Inhalt und Struktur des Antrags kann die Regulierungsbehörde durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG treffen.

17.4 [1]Die Genehmigung ist zu befristen. [2]Die Genehmigung ist mit einem Widerrufsvorbehalt für den Fall zu versehen, dass die nach Ziffer 17.1 in der Erlösobergrenze berücksichtigten Kosten nicht entsprechend den Vorgaben des Bewilligungsbescheides verwendet wurden, in ihrer Höhe von den im Bescheid über die Prüfung des Verwendungsnachweises oder im Bescheid über die Preisprüfung festgestellten, tatsächlich verwendeten, Forschungsmitteln abweichen oder nachweisbar nicht im Zusammenhang mit dem Forschungs- und Entwicklungsvorhaben stehen. [3]Die Genehmigung kann mit weiteren Nebenbestimmungen versehen werden.

17.5 Nach Abschluss des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens hat der Netzbetreiber den Bescheid über die Prüfung des Verwendungsnachweises und, sofern eine Preisprüfung erfolgt, den dazu von der für die fachliche und administrative Prüfung des Projekts zuständigen Behörde ausgestellten Bescheid bei der Regulierungsbehörde vorzulegen.

18. Aufhebung von Festlegungen

Die Festlegung BK9-14/606 vom 15.05.2014 (KOLA), die Festlegungen BK9-20/606-1, BK9-20/606-2, BK9-20/606-3, BK9-20/606-4, BK9-20/606-5 vom 18.09.2020 (KOKOS), die Festlegungen BK9-22/606-1, BK9-22/606-2, BK9-22/606-3, BK9-22/606-4, BK9-22/606-5 vom 08.11.2022 (VOLKER) sowie die Festlegungen BK9-22/606-1, BK9-22/606-2, BK9-22/606-3, BK9-22/606-4, BK9-22/606-5 vom 08.11.2022 (Teilverlängerung VOLKER), die Tenorziffern 2, 3. S. 2 und Tenorziffer 4 der Festlegung BK9-22/614 vom 08.11.2022 (KANU 1.0) sowie die Festlegung BK9-23/606 vom 08.05.2024 (KOMBI 2.0) werden zum 31.12.2027 aufgehoben.

19. Verfahrensvorschriften

Die Verfahrensvorschriften in den Ziffern 4.1 S. 2, 4.2 S. 2 und S. 4, 6.1 S. 3, 7.7 S. 2, 8.4 S. 2, 9.7, 10.5 S. 3 und S. 4, 11.2 S. 3, 11.7 S. 1 und S. 2, 13 S. 5, 14.6, 15.6, 15.7 und 15.8 S. 4 sowie 16.6 S. 1 und 2, 16.9 S. 1 und 17.3 berühren nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden und gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern

Entwurf

im Sinne der Ziffer 1, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

20. Kostenentscheidung

Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

Entwurf

Inhaltsverzeichnis

1. Adressaten ... 3
2. Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode ... 3
3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode ... 3
4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze ... 4
5. Ausgangsniveau ... 6
6. Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor ... 7
7. Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen ... 7
8. Volatile Kostenanteile ... 9
9. Kapitalkostenabzug ... 9
10. Effizienzvergleich ... 11
11. Kapitalkostenaufschlag ... 12
12. Qualitätsregulierung ... 14
13. Härtefall ... 15
14. Regulierungskonto ... 15
15. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen ... 16
16. Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung ... 19
17. Forschung und Entwicklung ... 21
18. Aufhebung von Festlegungen ... 22
19. Verfahrensvorschriften ... 22
20. Kostenentscheidung ... 23

GRÜNDE ... 29

I. ... 29

1. ECKPUNKTEPAPIER „NETZE. EFFIZIENT. SICHER. TRANSFORMIERT." ... 29

1.1 Inhalt des Eckpunktepapiers NEST ... 29
1.2 Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST ... 35

2. VERFAHRENSEINLEITUNG ... 48

3. WEITERE ÖFFENTLICHKEITSBETEILIGUNG ... 48

3.1 Expertenaustausch zum Eckpunktepapier NEST ... 48
3.2 Expertenaustausche zum Modellansatz für einen Betriebskosten-Aufschlag ... 49
3.3 Austausch zum Thema "dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile" ... 49

4. SACHSTANDPAPIER TENOR UND ERWÄGUNGEN ... 50

4.1 Inhalte des Sachstandpapiers ... 50
4.2 Stellungnahmen zum Sachstandpapier ... 50

5. AUFTRENNUNG IN ZWEI SEPARATE VERFAHREN STROM/ GAS ... 132

Entwurf

6. WEITERE ÖFFENTLICHKEITSBETEILIGUNG ... 132

6.1 EXPERTENAUSTAUSCH ZUM VEREINFACHTEN VERFAHREN ... 132

6.2 AUSTAUSCH ZU DEN WIRTSCHAFTLICHEN AUSWIRKUNGEN ... 133

7. ANHÖRUNG DES FESTLEGUNGSENTWURFS ... 133

8. WEITERER VERFAHRENSABLAUF ... 133

II. ... 134

1. ZUSTÄNDIGKEIT ... 134

2. ERMÄCHTIGUNGSGRUNDLAGE ... 134

3. FORMELLE RECHTMÄßIGKEIT ... 134

4. RECHTLICHER RAHMEN ... 135

4.1 EUROPÄISCHER RECHTSRAHMEN ... 135

4.2 NATIONALER RECHTSRAHMEN ... 139

5. ADRESSATEN (TENORZIFFER 1) ... 142

6. FORTFÜHRUNG DER ANREIZREGULIERUNG (TENORZIFFER 2) ... 145

6.1 FORTFÜHRUNG DER ANREIZREGULIERUNG ... 145

6.2 ANREIZREGULIERUNG UNTER VORGABEN VON INDIVIDUELLEN OBERGRENZEN FÜR ERLÖSE ... 154

6.3 INDIVIDUELLER BEZUG DER EFFIZIENZVORGABEN ... 156

7. DAUER DER REGULIERUNGSPERIODE UND SONDERREGELUNG FÜR DIE FÜNFTE REGULIERUNGSPERIODE; BASISJAHR (TENORZIFFER 2 UND 3) ... 156

7.1 DAUER DER REGULIERUNGSPERIODE ... 156

7.2 SONDERREGELUNGEN FÜR DIE FÜNFTE REGULIERUNGSPERIODE ... 169

7.3 BASISJAHR ... 173

7.4 ZEITLICHER ANWENDUNGSBEREICH ... 174

7.5 ÜBERGANGSZEIT NACH TENORZIFFER 2.4 ... 174

8. REGULIERUNGSFORMEL UND ANPASSUNGEN DER ERLÖSOBERGRENZE (TENORZIFFER 4) ... 175

8.1 BESTIMMUNG DER ERLÖSOBERGRENZEN (TENORZIFFER 4.1) ... 175

8.2 ANPASSUNG DER ERLÖSOBERGRENZEN (TENORZIFFER 4.2) ... 176

8.3 REGULIERUNGSFORMEL (TENORZIFFERN 4.3) ... 177

8.4 DEFINITIONEN DER ELEMENTE DER REGULIERUNGSFORMEL (TENORZIFFER 4.4) ... 181

8.5 KORREKTUR VON ANLAGENABGÄNGEN ... 182

9. AUSGANGSNIVEAU (TENORZIFFER 5) ... 182

9.1 FESTLEGUNG UND GRUNDSÄTZE DES AUSGANGSNIVEAUS (TENORZIFFER 5.1) ... 183

9.2 OPEX UND CAPEX IM AUSGANGSNIVEAU EINSCHLIEßLICH WACC-ANSATZ (TENORZIFFER 5.2) ... 186

Entwurf

9.3 Verweis auf Methodenfestlegungen (Tenorziffer 5.3) 189
9.4 Besonderheiten des Geschäftsjahres (Tenorziffer 5.4) 189

10. PREIS- UND PRODUKTIVITÄTSANPASSUNG DER OPERATIVEN KOSTEN (VERBRAUCHERPREISGESAMTINDEX UND GENERELLER SEKTORALER PRODUKTIVITÄTSFAKTOR NACH TENORZIFFER 6) 192

10.1 Notwendigkeit eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors 192
10.2 Wert des Verbraucherpreisgesamtindexes 196
10.3 Keine Anpassung des Ausgangsniveaus bei bereits erfolgenden Anpassungen 200
10.4 Prognosegüte des Xgen 201
10.5 Daten zur Ermittlung des Xgen 202
10.6 Methodik zur Ermittlung des Xgen 203
10.7 Sektorspezifische Ermittlung des Xgen 203
10.8 Ermittlung des Xgen für eine Regulierungsperiode 204
10.9 Anwendung des VPI auf die operativen Kosten 205
10.10 Weitere Vorschläge zur Ermittlung des Xgen 205
10.11 Anmerkungen zum Verfahren 206
10.12 Verfahrensregelungen (Tenorziffer 6.1 S. 3) 207

11. KOSTENANTEILE, DIE NICHT DEM EFFIZIENZVERGLEICH UNTERLIEGEN (TENORZIFFER 7) 207

11.1 Kriterien für KA_{NEU} (Tenorziffer 7.1) 209
11.2 Exogenität (Tenorziffer 7.2) 211
11.3 Gleichartigkeit (Tenorziffer 7.3) 212
11.4 Volatilität (Tenorziffer 7.4) 213
11.5 Werthaltigkeit 213
11.6 Anerkennung von KA_{NEU} (Tenorziffer 7.5) 214
11.7 Ablehnung von KA_{NEU} 223
11.8 Verweis auf Methodenfestlegung (Tenorziffer 7.6) 230
11.9 Kosten für Rückstellungen für die Stilllegung und unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation als Regelbeispiel für KA_{NEU} (Tenorziffer 7.6) 230
11.10 Ermittlung und Anpassung der KA_{NEU} und Verfahrensfragen (Tenorziffer 7.7) 233

12. VOLATILE KOSTENANTEILE (TENORZIFFER 8) 234

12.1 Kriterien für volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8.1) 235
12.2 Anerkennung von volatilen Kostenanteilen (Tenorziffern 8.2 und 8.3) 236
12.3 Bestimmung und Anpassung der volatilen Kostenanteile (Tenorziffer 8.4) 240

13. KAPITALKOSTENABZUG (TENORZIFFER 9) 241

13.1 Festlegung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.1) 242

Entwurf

13.2 Berechnung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.2) ... 243
13.3 Besonderheiten bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten (Tenorziffer 9.3 und 9.4) ... 244
13.4 Abbildung der Anpassung von Abschreibungsmodalitäten (Tenorziffer 9.5) ... 245
13.5 Ergänzende Abbildung von Teilnetzübergängen und vorzeitigen Anlagenabgängen (Tenorziffer 9.6) 246
13.6 Verfahrensregelungen (Tenorziffer 9.7) ... 248

14. Effizienzvergleich (Tenorziffer 10) ... 249

14.1 Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs für Gasverteilernetzbetreiber (Tenorziffer 10.1) 249
14.2 Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber (Tenorziffer 10.2) ... 253
14.3 Verteilungsfaktor (Tenorziffer 10.3) ... 256
14.4 (Etwaiger) Effizienzbonus (Tenorziffer 10.4) ... 257
14.5 Besonderheit der Versorgungsaufgabe (Tenorziffer 10.5) ... 258

15. Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11) ... 258

15.1 Allgemeines ... 259
15.2 Zusammensetzung des Kapitalkostenaufschlags ... 259
15.3 Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung ... 260
15.4 Verzinsungsbasis ... 261
15.5 Anzeigeverfahren ... 262

16. Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12) ... 264

16.1 Allgemeines ... 264
16.2 Zielbestimmung und Anwendung ... 264
16.3 Festlegung von Kennzahlen ... 265
16.4 Maßgaben für die Umsetzung der Qualitätsregulierung ... 267
16.5 Weitere Bestimmungen ... 269

17. Härtefall (Tenorziffer 13) ... 270

17.1 Ereignis nach Satz 3 und 4 ... 270
17.2 Nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber ... 272
17.3 Verfahrensregelung ... 274

18. Regulierungskonto (Tenorziffer 14) ... 274

19. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen (Tenorziffer 15) ... 279

19.1 Vollnetzübergang ... 280
19.2 Teilnetzübergang ... 280
19.3 Anlagenübergang in ein Wasserstoffnetz ... 287
19.4 Wechsel des zuständigen Netzbetreibers ... 288

20. Vereinfachtes Verfahren (Tenorziffer 16) ... 288

Entwurf

21. FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG (TENORZIFFER 17) 294

22. AUFHEBUNG VON FESTLEGUNGEN (TENORZIFFER 18) 297

23. VERFAHRENSVORSCHRIFTEN (TENORZIFFER 19) 298

24. KOSTEN (§ 91 ENWG) 299

III. ÖFFENTLICHE BEKANNTMACHUNG (§ 73 ABS. 1A S. 1 ENWG) 300

RECHTSBEHELFSBELEHRUNG 301

Entwurf

Gründe

I.

1. Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“

1.1 Inhalt des Eckpunktepapiers NEST

1 Die Bundesnetzagentur hat am 18.01.2024 ein Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“ (Eckpunktepapier NEST) zu Nachfolgeregelungen für ARegV, StromNEV und GasNEV veröffentlicht. In diesem hat die Bundesnetzagentur ihre ersten Überlegungen zu möglichen Anpassungen an der Regulierung zusammengefasst, unter anderem auch betreffend den Regulierungsrahmen, der Gegenstand dieser Festlegung ist.

2 Im Eckpunktepapier hat die Bundesnetzagentur festgehalten:

1.1.1 Hintergründe

3 Das Urteil des Europäischen Gerichtshofes (EuGH) vom 2.9.2021 (C-718/18) bedeute einen grundlegenden Wandel für die Struktur der deutschen Energieregulierung. Der Gerichtshof habe festgehalten, dass eine durch den nationalen Gesetz- und Verordnungsgeber im Einzelnen vorstrukturierte, sog. „normative“ Regulierung insbesondere im Bereich der Netzentgeltregulierung gegen die in den einschlägigen EU-Richtlinien vorgesehene ausschließliche Zuständigkeit und Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur sowie der Landesregulierungsbehörden verstoße.

4 Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. I Nr. 405) werde künftig die Bundesnetzagentur in eigener Zuständigkeit die Bedingungen und Methoden für den Zugang zu den Strom- und Gasversorgungsnetzen bundesweit festlegen. Dies bedeute – nach Einführung der Entgeltregulierung im Jahr 2005 – eine neue Zäsur für die deutsche Energieregulierung.

5 Diese Zäsur gebe auch die Gelegenheit, angesichts der großen Herausforderungen der Energiewende das bestehende Regulierungssystem einer inhaltlichen Überprüfung zu unterziehen.

Entwurf

6 Der wesentliche Auftrag der Regulierung sei, im natürlichen Monopol des Netzbetriebs effizientes Verhalten durch Wettbewerbsanreize zu fordern und zu fördern. Dieser Auftrag erhalte durch die Anforderungen der Energiewende und den erkennbaren Kostenentwicklungen des Energiesystems in der Transformation eine gestärkte Bedeutung.

1.1.2 Regulierung von Netzen 2005 bis heute

7 Seit Einführung der sektorspezifischen Regulierung in Deutschland im Jahr 2005 sei viel erreicht worden. Politik, Netzbetreiber, Händler, Regulierungsbehörden und auch die Gerichte hätten gemeinsam ein effektives Regulierungssystem entwickelt, das den diskriminierungsfreien Zugang aller neuer Akteure in der Energiewende abgesichert habe. Dabei habe die Einführung der Entgeltregulierung im Jahre 2005 einen Wendepunkt bedeutet. Eine im engeren Sinne erfolgende regulatorische Kontrolle von Netzentgelten habe vorher nicht stattgefunden. Die sog. Beschleunigungsrichtlinien (Richtlinie 2003/54/EG sowie Richtlinie 2003/55/EG) habe dann erstmalig eine Ex-ante-Regulierung der Bedingungen einschließlich der Tarife für den Netzzugang vorgeschrieben. Der Gesetzgeber habe in der Folge Bestimmungen zur Entgeltregulierung erlassen (§§ 21, 21a und 23a EnWG) und diese durch weitreichende Verordnungsermächtigungen (§§ 24, § 21a Abs. 6 EnWG) flankiert, von denen der Verordnungsgeber insbesondere in den Regelwerken der StromNEV, GasNEV und der ARegV intensiven Gebrauch gemacht habe.

8 Die Regulierung habe in der Anfangsphase den Fokus gehabt, die Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes umzusetzen, also Wettbewerb im Erzeugungs- und Handelsmarkt zu ermöglichen bzw. Monopolrenditen bei Netzbetreibern zu verhindern sowie bestehende Ineffizienzen aus der Vergangenheit zu identifizieren und abzuschöpfen. In einer ersten Regulierungsphase sollten wettbewerbliche Bedingungen der Netznutzung über eine kostenorientierte Entgeltregulierung erreicht werden. Aufgrund einer individuellen Kostenprüfung seien jedem einzelnen Netzbetreiber bis Ende 2008 Höchstpreise genehmigt worden. Ab 2009 sei die kostenorientierte Entgeltregulierung durch die Anreizregulierung abgelöst worden. Dem Netzbetreiber würden nach Effizienzkriterien lediglich die Obergrenzen der Erlöse behördlich vorgegeben. Gerade angesichts stark anwachsender Kosten sowie der fortbestehenden Monopolstruktur von Energieinfrastrukturen bleibe der Bedarf einer regulatorischen Aufsicht und Anreizsetzung bestehen.

Entwurf

9 Dabei habe sich das System durchaus als anpassungsfähig für neue Entwicklungen erwiesen. So sei mit der Energiewende insbesondere im Strombereich verstärkt auch die Begleitung des Netzausbaus in den Fokus gerückt.

1.1.3 Geänderte Anforderungen an die Regulierung

10 Das energiewirtschaftliche Umfeld habe sich für die Netzbetreiber innerhalb der letzten Jahre verändert. Damit einher gingen Herausforderungen, denen auch die Regulierung begegnen müsse.

11 Das Erfordernis einer Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft sei gesetzlich verankert. Nach dem Klimaschutzgesetz seien bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen so weit zu mindern, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werde.

12 Im Strombereich bedeute dies eine deutliche Ausweitung der erneuerbaren Stromerzeugung und eine Ausweitung des Strom- statt Gas-, Kohle- oder fossilen Kraftstoffverbrauchs in vielen Sektoren. Die Folge für den Netzbereich seien ein nochmal deutlich zu beschleunigender Netzausbau.

13 Auf Ebene der Stromverteilernetzbetreiber gewinne besonders der beschleunigte Anschluss von EE-Erzeugungsanlagen und Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladesäulen an Bedeutung, der nur durch eine stärkere Digitalisierung und Standardisierung der Prozesse bewältigt werden könne. Diese neuen Anforderungen erforderten ein hohes Maß an „Energiewendekompetenz“. Energiewendekompetenz zeigt sich u.a. in der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Verteilernetze, der weiteren Beschleunigung der Netzanschlussverfahren und des Netzausbaus sowie der flächendeckenden Digitalisierung der Marktprozesse.

14 Im Gasbereich setze eine gegensätzliche Entwicklung ein: Im Gegenzug zur Elektrifizierung werde die Bedeutung von Erdgas in vielen Sektoren abnehmen, dies insbesondere im Bereich der Hauswärmeerzeugung, aber auch in der gasbasierten Stromerzeugung sowie der Industrie. Teile des Erdgasnetzes auf der Fernleitungsnetzebene und vereinzelt auch auf der Verteilernetzebene würden perspektivisch für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Der deutlich überwiegende Teil des Erdgasnetzes werde in der Perspektive über das Jahr 2045 hinaus nicht mehr genutzt und stillgelegt werden.

Entwurf

1.1.4 Beibehaltung der Grundkonzeption der Anreizregulierung

15 Die Grundkonzeption der Anreizregulierung mit einer Kostenprüfung und der darauf aufsetzenden Festlegung von Erlösobergrenzen für eine Regulierungsperiode habe sich im Strom- und im Gasbereich gleichermaßen bewährt. Sie solle daher auch unter den geänderten Rahmenbedingungen für die fünfte Regulierungsperiode sowohl für Stromnetzbetreiber auf der Verteilernetzebene und Gasnetzbetreiber auf der Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiberebene angewendet werden.

16 Der Budgetansatz der Anreizregulierung mit seiner Entkopplung von Kosten und Erlösen sowie der Effizienzvergleich seien die zentrale Triebfeder dafür, dass die Netzbetreiber wie Unternehmen im Wettbewerb stetig nach Optimierungspotenzialen suchen; sei es bei der operativen Betriebsführung, sei es bei strukturellen Entscheidungen zum Netzausbau oder bei der Umsetzung von Digitalisierungsprozessen. Zugleich fänden die tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber bei der Bestimmung der Erlöse vergleichsweise starken Eingang, womit die individuelle Situation der Netzbetreiber berücksichtigt werde.

17 Denkbare Alternativen zu diesem Modell seien die Verschiebung hin zu einem System mit noch stärkerer Kostenorientierung oder aber im Gegenteil eine stärkere Entkopplung von den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers (Cost-plus vs. Yardstick-Ansatz). Beide Varianten erschienen aufgrund insgesamt guter Erfahrungen mit dem derzeitigen Modell und des Anspruchs an eine gewisse Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens jedenfalls derzeit nicht angezeigt.

18 Drei Viertel der Verteilernetzbetreiber entschieden sich für das sog. vereinfachte Verfahren, das eine Kostenprüfung, allerdings u.a. keine Teilnahme am Effizienzvergleichsverfahren beinhalte. Das vereinfachte Verfahren mit seinen Prozessvereinfachungen für kleinere Netzbetreiber solle es grundsätzlich weiterhin geben. Anpassungen, um Effizienzsteigerungen zu erreichen, seien im Detail zu prüfen.

1.1.5 Dauer der Regulierungsperiode

19 Um den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, starke Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in die Bestimmung der Erlösobergrenze einbringen zu können, solle die Regulierungsperiode deutlich verkürzt werden. Die im derzeitigen System vorgesehene fünfjährige Regulierungsperiode führe dazu, dass die beeinflussbaren Kosten eines

Entwurf

Netzbetreibers grundsätzlich einmal alle fünf Jahre erfasst und zur Grundlage der Erlösobergrenzenfestlegung gemacht würden.

20 Veränderungen bei den CAPEX könnten über den Kapitalkostenabgleich nachgefahren werden. Dies solle grundsätzlich weitergeführt werden.

21 Veränderungen (egal ob Aufwüchse oder Absenkungen) bei den individuellen OPEX würden in der vorab vorgegebenen Erlösobergrenze mit Zeitverzug angepasst. Dies biete die Möglichkeit für die Netzbetreiber, aus Effizienzsteigerungen Gewinne zu generieren. Zwischenzeitliche Kostenzuwächse oder -absenkungen innerhalb einer Regulierungsperiode fänden dabei allerdings möglicherweise nur eine verzögerte oder keine Berücksichtigung.

22 In dem zunehmend dynamischen Umfeld der Stromnetzbetreiber werden Konstellationen geltend gemacht, in denen regelmäßigere Anpassungen der OPEX erforderlich und angemessen seien werden. Dann nämlich, wenn zusätzlich aufwachsende OPEX, insb. bei Personal oder Software, die nicht aktiviert werden könnten, trotz realisierter Effizienzsteigerungen nicht durch die Erlösobergrenze finanziert werden könnten.

23 Im Gasbereich seien infolge der Dekarbonisierung ebenfalls dynamische Kostenentwicklungen zu erwarten; denkbar seien hier je nach individueller Konstellation Kostenrückgänge oder Kostenzuwächse.

24 Unter bestimmten Bedingungen der Verfahrensvereinfachung, sei eine Dauer von drei anstatt fünf Jahren für eine Regulierungsperiode denkbar. Damit sei ein Zeitversatz bei der direkten Anerkennung von Kosten (im Sinne der Anerkennung oder Nicht-Anerkennung von Kosten) zwar nicht vollständig aufgehoben. Aus Sicht der Bundesnetzagentur bilde eine dreijährige Regulierungsperiode aber einen geeigneten Kompromiss aus einer regelmäßigeren Anpassung der Kosten an die Ausbaudynamik einerseits und Anreizen zur Effizienzsteigerung andererseits ab.

25 Die Verkürzung der Regulierungsperiode setze allerdings eine Beschleunigung des Prüfzyklus voraus, die wiederum deutliche Vereinfachungen bei der Kostenbestimmung voraussetze.

26 Ein Mittel zur Vereinfachung und Beschleunigung sei eine kurze Regulierungsperiode selbst. Durch kurze Prüfzyklen sinke der Anreiz der Netzbetreiber zur Ausnutzung des „Basisjahreffektes“. Die Überprüfung etwaiger „Besonderheiten des Geschäftsjahres“ könnte insofern dosierter erfolgen, in der Prüfpraxis könnte grundsätzlich eher von einer

Entwurf

Durchschnittsbildung ausgegangen und verstärkt auf handelsrechtliche Werte abgestellt werden.

27 Anpassungen innerhalb der Regulierungsperiode würden aber auch bei dreijährigen Prüfzyklen erforderlich bleiben. Diese sollten auch weiterhin über dauerhaft nicht beeinflussbare bzw. volatile Kostenkategorien abgebildet werden. Auch sollten die Veränderungen der Kapitalkosten weiterhin über das Modell eines Kapitalkostenaufschlags abgebildet werden können.

1.1.6 Kriterien für Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile

28 Die ARegV sehe in § 11 Abs. 2 einen umfangreichen Katalog an Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile (dnbK) vor, die als solche nicht den Effizienzvorgaben unterlägen und jährlich angepasst werden könnten. Daneben sehe die Anreizregulierung die Kategorie der volatilen Kosten (vK) vor, die wie dnbK zwar jährlich angepasst werden könnten, aber dem Effizienzvergleich unterlägen.

29 Aktuell gehe die Bundesnetzagentur davon aus, dass es auch in einer zukünftigen Regulierung Kostenpositionen geben werde, die, abweichend vom Budgetansatz, als dnbK oder vK jährlich anpassbar sind und möglicherweise nicht dem Effizienzvergleich unterliegen. Allerdings sei der Katalog der dnbK historisch gewachsen, führe zu bürokratischen Datenmeldungs- und Anpassungsverfahren und setze Fehlanreize. Diese seien zu überprüfen und abzubauen.

30 Im Rahmen einer Festlegung müsse die Bundesnetzagentur die Kategorie der dauerhaft nicht beeinflussbaren und volatilen Kosten klar definieren, um sie von anderen (beeinflussbaren) Kosten abzugrenzen und zu begründen.

31 Für die Ableitung eines sachlich begründbaren Katalogs sehe die Bundesnetzagentur 1) die Werthaltigkeit einer Kostenkategorie (finanzielle Bedeutung der Position „der Höhe nach“) sowie 2) deren Exogenität als zentrale Kriterien für geeignet an.

32 Eine sichere Aussage über die Exogenität einer Kostenposition sehe die Bundesnetzagentur nach dem aktuellen Stand der Überlegungen bei den vorgelagerten Netzkosten sowie den vermiedenen Netzentgelten als gegeben an.

Entwurf

33 Wo die Exogenität einer Kostenposition als solche nicht klar fassbar sei, könnten die Gleichartigkeit, mit der die Kosten bei den verschiedenen Netzbetreibern anfallen, sowie die Volatilität der Kostenentwicklung als Hilfskriterien verwendet werden.

34 Ein reduzierter Katalog der dnbK würde bei einer verkürzten Regulierungsperiode nicht so erheblich wirken wie dies bei der bisherigen fünfjährigen Regulierungsperiode der Fall wäre, da Kostenänderungen ohnehin im System kurzfristiger nachgefahren werden könnten.

1.2 Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST

35 Die berührten Wirtschaftskreise und interessierte Dritte hatten bis zum 29.02.2024 Gelegenheit zur Stellungnahme. Es sind insgesamt 196 Stellungnahmen zum Eckpunktepapier eingegangen. Es haben 127 Netzbetreiber, acht Verbände der Energiewirtschaft, neun Landesregulierungsbehörden, zehn Energieversorger und Industriekundenvertreter sowie 42 weitere berührte Wirtschaftskreise und interessierte Dritte Stellung genommen

36 Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen werden nachfolgend thematisch zusammengefasst. Die Zusammenfassung gibt in komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder. Die Stellungnahmen sind veröffentlicht unter:

37 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Eckpunkte/start.html

1.2.1 Beibehaltung der Grundkonzeption der Anreizregulierung

38 In vielen Stellungnahmen wurde das bisherige Regulierungssystem als weitgehend oder grundsätzlich bewährt angesehen. Teilweise wurde diese Bewertung nur für die Vergangenheit getroffen und für die Zukunft partieller oder auch umfassender Reformbedarf geltend gemacht. Es fand sich jedoch auch die Aussage, dass es in der bisherigen Umsetzung kaum echte (funktionierende) Anreizelemente gebe, weil Kostensenkungen kurzfristig abgeschöpft würden.

39 In einem Teil der Stellungnahmen fiel die Bewertung zwischen den Sektoren Strom und Gas unterschiedlich aus und heterogene oder sektorspezifisch unterschiedliche bis hin zu diametralen Entwicklungen wurden betont. Die Regulierung der Strom- und Gasverteilnetze werde sich zunehmend unterschiedlich ausgestalten müssen. Teilweise wurde eine Fortschreibung der heutigen Anreizregulierung für die Erdgasverteilernetze als volkswirtschaftlich kaum vertretbar bewertet, da weiterhin Anreize für die

Entwurf

Verteilernetzbetreiber beständen, in neue Anlagen zu investieren. In Teilen wurde auf immer stärker wirkende exogene Einflüsse, etwa bezüglich der Gasnetze durch kommunale Wärmeplanung oder Rückbauverpflichtungen, verwiesen.

40 In anderen Stellungnahmen wurde in der Bewertung hingegen nicht zwischen den Sektoren unterschieden und/oder es wurde explizit eine einheitliche Grundsystematik für Strom und Gas gefordert. In diesem Zusammenhang wurde auch ausgeführt, dass eine unterschiedliche prozessuale Ausgestaltung zusätzliche Verwaltungskosten bei Mehrsparten-Netzbetreibern verursache und damit den Effizienzzielen entgegenstehe.

41 Es wurde auch explizit auf alternative Regulierungsansätze zur Prüfung verwiesen. Bezüglich der Gasnetze wurde teilweise die Prüfung einer Cost-Plus Regulierung bzw. eine stärkere Kostenorientierung angeregt. Ein Effizienzvergleich sei im Gasbereich bei einem unverschuldet kleiner werdenden Netz nicht mehr sachgerecht, etwa mit Blick auf massive Auswirkungen auf die Vergleichsparameter im Rahmen der Dekarbonisierung, Wasserstofftransformation und kommunalen Wärmeplanung. Auf der anderen Seite wurde auch vorgebracht, dass Kosteneffizienz weiter im Blick gehalten werden solle und es daher zentral bliebe, diese Netze zu regulieren und einem Effizienzvergleich zu unterziehen. Es fanden sich auch die Aussagen, dass eine Cost-Plus Regulierung aufgrund der Vielzahl an Netzbetreibern von vornherein am Verwaltungsaufwand scheitern dürfte oder, dass eine stärkere Kostenorientierung im Sinne eines Cost-plus-Ansatzes neben einem hohem administrativen Prüfaufwand auch die Gefahr einer Verringerung der Effizienzanreize berge. Allgemeiner wurde eine stärkere Ist-Kosten-Orientierung bezüglich des Strom- und des Gassektors innerhalb einer Anreizregulierung angeregt. Eine Yardstick-Regulierung wurde teilweise explizit abgelehnt, jedoch in anderen Rückmeldungen auch explizit zur Prüfung empfohlen. In einer Stellungnahme wurde ein Baukastensystem thematisiert, bei dem Anpassungen an die Bedürfnisse jedes Sektors bzw. eines jeden individuellen Netzbetreibers abhängig von seinem aktuellen Entwicklungspfad in Richtung Dekarbonisierung erfolgten, um auf die zunehmende Heterogenität in den Versorgungsaufgaben zu reagieren. Eine Stellungnahme regte an, zumindest für das vereinfachte Verfahren das System der Regulierungsperiode durch ein rollierendes System unter Abstellung auf Tätigkeitsabschlüsse zu ersetzen. Eine Price-Cap Regulierung wurde in zwei Stellungnahmen mit Verweis auf das anstehende Investitionsvolumen als eher kontraproduktiv bewertet.

Entwurf

42 Es wurde darauf hingewiesen, dass internationale Vergleiche mit Regulierungssystemen in anderen Ländern nur dort vorgenommen werden sollten, wo mit Blick auf den Ausbaubedarf der Netze (inkl. Ersatzinvestitionen) und die erforderliche Transformationsgeschwindigkeit tatsächlich vergleichbare Rahmenbedingungen vorlägen.

43 In einer Stellungnahme wurde vorgeschlagen, das Regulierungssystem für die Gasnetze vor der sechsten Regulierungsperiode einer erneuten Prüfung zu unterziehen und die Rahmenfestlegung entsprechend zu befristen.

44 Allgemeiner wurde auf eine hohe Dynamik in beiden Sektoren verwiesen, aufgrund derer der Budgetansatz für Strom- und Gasverteilernetzbetreiber an erkennbare Grenzen stoße. Es wurde gefordert, dass die Regulierung vorrausschauend sein müsse. Beispielhaft wurden hierfür die Regulierungsmodelle aus Großbritannien, den Niederlanden (vorrausschauende OPEX) und Österreich genannt. Auch wurde ein Zielkonflikt zwischen vorrausschauenden Netzausbau und damit einhergehenden betriebswirtschaftlichen Problemen geltend gemacht.

45 Es wurde angeregt, dass das Regulierungssystem nicht nur kurzfristige, sondern auch langfristige Anreize setzen müsse, um eine möglichst schnelle Transformation der Strom- und Gasnetze zu ermöglichen („periodenübergreifende Anreizsetzung“). In einer Stellungnahme wurde in diesem Zusammenhang ein "Efficiency-Carry-Over-Mechanismus" vorgeschlagen. Eine Stellungnahme regte an, dass das Regulierungssystem auch sektorübergreifende Synergien fördern und eine integrierte Betrachtung der Energieversorgung ermöglichen solle. Andere Stellungnahmen regten zumindest die integrierte Betrachtung von Gas und Wasserstoff an.

46 Es wurde eingefordert, dass alle Anpassungen auf ihre Wirkung auf Kapitalgeber geprüft werden. Netzbetreiber mit hohen Investitionen müssten in der Lage sein, Kapitalgebern einen Business-Case mit angemessener Ertragskraft zu präsentieren. Ein Beitrag forderte, dass es durch unterschiedliche Regulierungssysteme nicht zu Nachteilen bei der Beschaffung von Kapital kommen dürfe. Das System dürfe keine Anreize zur Verschiebung von Investitionen geben. Die Investitionsbedarfe seien bei allen Energienetzen – einschließlich Wasserstoff – sehr hoch.

47 In Bezug auf das Verhältnis von OPEX und CAPEX wurde auch ausgeführt, dass Investitionen, die getätigt werden, um Netzausbau zu vermeiden oder kosteneffizienter zu gestalten, belohnt werden müssten. Eine Stellungnahme riss an, dass eine fokussierte CAPEX-Verzinsung hier möglicherweise nicht ausreichende Anreize setze. Insbesondere für den Stromsektor solle

Entwurf

eine TOTEX-Regulierung erwogen werden. Wenn die aktuelle Differenzierung nach OPEX und CAPEX (inklusive Verzinsungen) entfalle, zahle dies auf die operative Umsetzung einer verkürzten Regulierungsperiode ein.

48 Zudem wurde darauf hingewiesen, dass ein grundsätzlicher Paradigmenwechsel zu vermeiden sei. Seit Beginn der Anreizregulierung hätten sich in der Praxis zahlreiche Systeme und Prozesse etabliert, die sich auf den bestehenden Regulierungsrahmen beziehen. Zudem seien in den letzten 15 Jahren zahlreiche strittige Aspekte des Regulierungsrahmens von Gerichten entschieden worden. Die zur Realisierung der Energiewende notwendigen Investoren würden eine zuverlässige und im gewissen Rahmen planbare Regulierung erwarten.

49 Gasspezifisch wurde einerseits die einheitliche Behandlung von Gas- und Wasserstoffnetze angeregt, um eine geordnete Transformation regulatorisch nicht zu verkomplizieren. Andererseits wurde auch die Belohnung für eine schnelle Überführen von Gasanschlüssen in andere Sektoren angeregt, etwa durch einen Stilllegungsbonus. Ebenso wurde ein Anreizmechanismus als Option erwähnt, der die Optimierung des Verhältnisses von Absatzmenge und Netzkilometern belohne. Bei Umstellungen auf Wasserstoff müsse ein System zur Verteilung der Anlaufkosten für den Zeitraum des Hochlaufs etabliert werden. Genannt wurde zudem die Erwartung eines Aufwachsens von OPEX, wenn Investitionen in Teile eines Gasnetzes, die absehbar nicht mehr benötigt werden, weitgehend reduziert und die technische Nutzungsdauer durch entsprechende Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen möglichst verlängert werden. Dann wäre ein OPEX-Ausgleichsmechanismus auch im Gasbereich zu beraten, wobei auf die Diskussionen im Strombereich zur Anerkennung von Betriebskosten aufgebaut werden könnte. Angeregt wurde auch, nur solche Kosten anzuerkennen, die im Einklang mit den von der jeweiligen Kommune verabschiedeten kommunalen Wärmeplanungen stehen. Es sei unbedingt zu vermeiden, dass Gasverteilernetzbetreiber durch die Eigenkapitalverzinsung finanzielle Anreize für vermeidbare Investitionen erhalten und dann mit einer verkürzten Abschreibungsdauer schadlos gestellt würden. Es fand sich jedoch auch der Hinweis, dass Gas noch lange eine Rolle an Industriebstandorten spielen werde. Insofern werde in industriell geprägten Gasverteilernetzgebieten die Transformation eher nachgelagert erfolgen. Ebenso wurde darauf hingewiesen, dass neben Wasserstoff, auch Biomethan und synthetisches Erdgas einen wichtigen Beitrag zur Wärmewende leisten würden. Im Umstrukturierungsprozess würden gasförmige Energieträger einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des

Entwurf

Energiesystems leisten. Teilweise wurde angeführt, dass die Überführung der Erlösobergrenzen in die Netzentgelte an Grenzen stoßen werde und zum Schutz verbliebener Kunden vor zu hohen Netzentgelten eine Teilfinanzierung der Netzkosten durch andere Instrumente – etwa Fonds oder staatliche Zuschüsse – ergänzt werden müsse. Eine Stellungnahme hob die Bedeutung der Fernleitungsnetzbetreiber hervor. Diesen komme vor dem Hintergrund der Transformation der Gasnetze grundsätzlich eine gesonderte und zentrale Rolle zu, da sie nicht nur maßgeblich am Aufbau der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur beteiligt seien, sondern auch in einem sich immer schneller verändernden Erdgasmarkt eine zentrale Funktion zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bis zum finalen Erreichen der Klimaneutralität einnähmen. Diese besondere und exponierte Stellung des Fernleitungsnetzes solle die zukünftige Regulierung konkret berücksichtigen. An anderer Stelle wurde ausgeführt, dass neue Prozesse notwendig seien, die gewährleisten, dass das Fernleitungsnetz nicht überdimensioniert erhalten oder gar ausgebaut werde.

50 Im Hinblick auf die Verfahrensgestaltung wurde eine Komplexitätssteigerung, etwa beim Umfang abgefragter Daten, bemängelt. Ähnlich wurde angeregt, Bürokratie abzubauen, wobei jedoch die Einzelfallgerechtigkeit nicht eingeschränkt werden solle.

51 Für die Diskussion des Regulierungsrahmens wurde angeregt, dass die Bundesnetzagentur aktiv Akteure beispielsweise aus der Zivilgesellschaft und aus der Wissenschaft hinzuziehen solle, um eine Diskussion zu ermöglichen, die über die Eigeninteressen der Netzbetreiber hinausgehe und die zudem neue Perspektiven eröffne. Zudem solle die Rahmenfestlegung bereits sehr konkret werden, etwa bezüglich Entschädigungsregelungen bei einer Umstellung des Kapitalerhaltungskonzepts. Die ökonomische Beurteilung der angedachten Änderungen müsse gesamthaft erfolgen und erfolgen können.

1.2.2 Vereinfachtes Verfahren

52 Seitens der Netzbetreiber wurde überwiegend kein Bedarf für eine Modifizierung der Regeln für das vereinfachte Verfahren gesehen und sich für eine Beibehaltung ausgesprochen. Kleine Unternehmen seien weiterhin von der Teilnahme an komplexen regulatorischen Verfahren auszunehmen, die einen hohen Aufwand der Datenerhebung und intensive Auseinandersetzungen mit komplexen regulatorischen Modellen erfordern. Zugleich dürften durch weitere Pauschalierungen keine zusätzlichen Benachteiligungen für kleinere Netzbetreiber entstehen. Neue Regelungen müssten sicherstellen, dass auch für

Entwurf

Unternehmen im vereinfachten Verfahren eine Transformation hin zu dekarbonisierten Gasen möglich wird. Teilweise wurde betont, dass die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren gleichermaßen Effizienzanforderungen unterlägen wie im regulären Verfahren und ein Zusammenhang zwischen Effizienz und Unternehmensgröße nicht belegt sei. Dezentrale Strukturen seien ein Garant für Netzqualität und hohen Kundennutzen. Darüber hinaus wurde hervorgehoben, dass das vereinfachte Verfahren für kleine Netzbetreiber attraktiv bleiben müsse, um zu vermeiden, dass durch eine vermehrte Teilnahme kleiner Netzbetreiber am Regelverfahren durch die steigende Heterogenität und geringere Vergleichbarkeit das Benchmarking verzerrt werde und dies zu nicht sachgerechten oder nicht erreichbaren / nicht übertreffbaren Effizienzvorgaben führt.

53 In einem Teil der Stellungnahmen wurden Anpassungen des vereinfachten Verfahrens vorgeschlagen: Dies betraf etwa die Anzahl der zu erhebenden Daten im Rahmen von Erhebungsbögen, die Berichtspflichten im Rahmen der Kostenprüfung sowie eine Genehmigungsfiktion um den Rückstand bei der Überprüfung der Kosten zu reduzieren. Vereinzelt wurden Stichprobenverfahren beim Monitoring und Xgen vorgeschlagen. Auch eine Anhebung der pauschalierten Höhe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (dnbK) von derzeit 5 % wurde genannt, da sich die entsprechenden Kostenbestandteile in der Zwischenzeit deutlich erhöht hätten. Zum Teil wurde Optimierungspotential bei der Berücksichtigung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen im Gasnetz gesehen, da im rückläufigen Gasmarkt die im Ausgangsniveau enthaltenen kostenmindernden Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen für die künftigen Jahre systematisch zu hoch angesetzt würden.

54 Verschiedene Stellungnahmen schlugen eine Veränderung der Schwellenwerte für das vereinfachte Verfahren vor. Für Gas wurde eine Überprüfung der Schwelle mit Blick auf eine kontinuierliche Reduktion der Anschlussnutzer vorgeschlagen. In einer Stellungnahme wurde Bedarf für eine Erhöhung der bestehenden Grenzwerte sowohl für Strom als auch für Gas gesehen. Zudem wurde zur Reduzierung des Verfahrensaufwands vorgeschlagen, dass Netzbetreiber unterhalb der Schwellenwerte automatisch am vereinfachten Verfahren teilnehmen und nur die Teilnahme am regulären Verfahren angezeigt werden muss.

55 In Stellungnahmen von Netznutzern sowie interessierten Dritten wurde eine Absenkung der Schwellenwerte für das vereinfachte Verfahren angeregt, beispielsweise auf ein Drittel. Teilweise wurde eine Abschaffung des vereinfachten Verfahrens vorgeschlagen, insbesondere

Entwurf

um alle Netzbetreiber den Effizienzvorgaben zu unterwerfen. Es bestünde ein erhebliches Potential zur Hebung von Effizienzsteigerungen, die sich wiederum netzentgeltreduzierend auswirkten. Aufgrund der geplanten Vereinfachungen im künftigen Regulierungssystem gebe es keinen Grund mehr, daran festzuhalten. Dies würde auch der Kleinteiligkeit der Netze entgegenwirken. Eine Stellungnahme hielt es bei den Stromverteilnetzen für wichtig, das vereinfachte Verfahren einer Kosten-Nutzen-Analyse zu unterziehen. In diesem Zusammenhang wurde als Alternative ein Yard-Stick-Ansatz vorgeschlagen. Durch die stärkere Abstraktion von den individuellen Netzkosten werde der Aufwand begrenzt. Anknüpfend an Potentiale zur Effizienzsteigerung betonte eine Stellungnahme, dass bei gleichbleibender Anwendungsquote des vereinfachten Verfahrens, sicherzustellen sei, dass aufgrund lokaler Entscheidungen bedingte Ineffizienzen auch lokal getragen werden.

1.2.3 Dauer der Regulierungsperiode

56 Überwiegend wurde die These, die Regulierungsperiode deutlich zu verkürzen, um starke Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in die Bestimmung der Erlösobergrenze einbringen zu können, abgelehnt. Die Ablehnung bezieht sich dabei zwar teilweise auch auf die Verkürzung der Regulierungsperiode selbst, aber vor allem auf die Eignung der Verkürzung Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in der Erlösobergrenze abzubilden. Soweit teilweise eine Verkürzung der Regulierungsperiode zur kurzfristigeren OPEX-Abbildung befürwortet wurde, war dies in der Regel mit dem Hinweis auf die Notwendigkeit erheblicher Vereinfachungen verbunden. Teilweise wurde bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode mit Blick auf das Erdgasverteilnetz eine schnellere Minderung von Netzentgelten aufgrund zurückgehender Betriebskosten herausgestellt.

57 Die Verkürzung der Regulierungsperiode selbst wurde überwiegend, insbesondere seitens der Netzbetreiber, kritisch gesehen. Hintergrund waren überwiegend Zweifel an der Umsetzung notwendiger Vereinfachungen. Ausdrücklich abgelehnt wurde eine Verkürzung jedoch nur vereinzelt. Überwiegend sahen die Stellungnahmen eine erhebliche Vergrößerung des Abwicklungsaufwand und damit verbunden eine Vergrößerung von Bearbeitungsrückständen und Rückabwicklungsproblematiken bei Gerichtsverfahren und in der Folge von Unsicherheiten für die Netzbetreiber. Viele Stellungnahmen hielten einerseits eine Umsetzung von Effizienzvorgaben in dem kürzeren Zeitraum für nicht oder kaum möglich und sahen andererseits eine Verringerung des Anreizes zu Effizienzsteigerung bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode, da die Netzbetreiber von den erzielten Effizienzgewinnen nur bis zum

Entwurf

Ende der Regulierungsperiode profitierten. In dem Zusammenhang wurde vereinzelt befürchtet, dass der Abbau von Ineffizienzen innerhalb der verkürzten Periode zur Verringerung von Unternehmensgewinnen und damit Investitionsanreizen führe und ein Auseinanderfallen der tatsächlichen und den über die Erlösobergrenze erlösbaren Kosten verschärft würde. Viele Netzbetreiber sahen die Gefahr von Vereinfachungen und Pauschalierungen zu ihren Lasten. Auf der anderen Seite wurde aber auch die Gefahr von Vereinfachungen und Pauschalierungen zulasten der Netznutzer gesehen. Teilweise wurde in einer Verkürzung der Regulierungsperiode eine Verringerung von Planungssicherheit und Stabilität gesehen.

58 Vereinfachung wurden überwiegend unabhängig von einer Verkürzung der Regulierungsperiode befürwortet. Vereinzelt wurde in Frage gestellt, inwiefern pauschalierende Vereinfachungen den heterogenen Herausforderungen der Netzbetreiber und auch zwischen Strom- und Gasnetzen gerecht werden können. Die Vorschläge zur Vereinfachung bezogen sich sowohl auf die Ausgestaltung der Verfahren im Allgemeinen, konkret auf die Kostenprüfung, aber auch auf Datenerhebung und Berichtsstruktur.

1.2.4 Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile

1.2.4.1 Allgemeines

59 Im Hinblick auf den derzeit gültigen Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (im Folgenden: dnbK) gemäß § 11 Abs. 2 ARegV sah die Mehrheit der Stellungnahmen keinen akuten Handlungsbedarf. Der Katalog enthalte die wesentlichen, durch die Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Kostenkategorien und verursache weder auf Seiten der Netzbetreiber noch der Regulierungsbehörden einen übermäßigen Abwicklungsaufwand. Auch die Datenerhebung und -meldung funktioniere unproblematisch. Es bestünden eher Bedarfe, den Katalog zu erweitern. Einige Stellungnahmen sahen demgegenüber durchaus einen Reformbedarf des derzeitigen Systems. Als Gründe wurden etwa Aufwand und Bürokratie oder die erheblichen Umfänge, die die dnbK an den Gesamtkosten mittlerweile ausmachten, genannt. Vor diesem Hintergrund sei die Überprüfung des dnbK-Katalogs auf Fehlanreize und Vereinfachungen sehr zu begrüßen.

60 Während ein angestrebter Komplexitätsabbau und Bürokratieabbau zwar von der Mehrheit begrüßt wurde, betonten viele Unternehmen jedoch, dass der Abbau keine generelle Schlechterstellung der Netzbetreiber zur Folge haben dürfe. In diesem Zusammenhang wies

Entwurf

die Branche daraufhin, dass Arbeitsbedingungen und soziale Standards bei der Realisierung von Kostensenkungen und Vereinfachungen nicht leiden dürften. Zudem könne eine Reduzierung des dnbK-Katalogs die Umsetzung der Energiewende erschweren. Auch Vertrauensschutzgesichtspunkte dürften schließlich nicht außer Acht bleiben. Eine Herausforderung eines neuen dnbK-Systems sei ferner die Erfassung sowohl unregelmäßig schwankender Kosten als auch nicht bei allen Netzbetreibern gleichermaßen auftretender Kosten. Nur so könnten unsachgerechte Verzerrungen beim Effizienzvergleich vermieden werden. Mit Blick auf mögliche Vereinfachungen des derzeitigen Systems, sei eine geeignete Pauschalierung bei weniger bedeutsamen Positionen denkbar. Außerdem könne eine Vereinfachung der Prüfung durch eine Verpflichtung im Rahmen einer Festlegung nach § 6b EnWG, dnbK jährlich auszuweisen, erreicht werden. Aufwändige Nachweise für nicht eindeutig den dnbK zuzuordnenden Positionen sollten vermieden werden (Stichwort: Bürokratieabbau). Vereinzelt wurde schließlich angezweifelt, inwieweit die Streichung einzelner Positionen überhaupt prozessverschlankende Effekte habe.

1.2.4.2 Kriterien für die Herleitung als dnbK

61 Die zentralen Kriterien zur Herleitung eines dnbK-Katalogs – Exogenität und Werthaltigkeit – wurden von der Mehrheit der Unternehmen und Verbände als geeignet angesehen. Dies gilt auch für die vorgeschlagenen Hilfskriterien, Gleichartigkeit und Volatilität der Kosten. Überwiegend wurde aber der Bedarf gesehen, weitere Kriterien zu ergänzen. Außerdem sei neben den als grundsätzlich sachgerecht erachteten Kriterien ein abschließender Katalog erforderlich, um eine sichere Verwaltungspraxis zu gewährleisten.

62 Überwiegend bestätigten die Stellungnahmen die Exogenität als zentrales Kriterium zur dnbK-Katalogisierung. Teils wurde die Exogenität indes auch nur als bedingt geeignet erachtet, da die Nichtbeeinflussbarkeit einer Kostenposition auch auf nicht-exogenen Faktoren beruhen könne.

63 Hinsichtlich des Kriteriums der Werthaltigkeit zeigte sich in den Stellungnahmen ein heterogenes Bild. Auf der einen Seite wurde argumentiert, dass die finanzielle Bedeutung einer Kostenart oder die Höhe einer Kostenposition kein geeignetes Kriterium für die Bestimmung bzw. Kategorisierung von dnbK sein könne. Sofern man die Höhe einer Kostenposition dennoch heranziehen wolle, sei dies allenfalls in relativer Hinsicht in Bezug auf die Erlösobergrenze eines bestimmten Netzbetreibers zulässig. Andernfalls käme es zu einer Benachteiligung kleiner Netzbetreiber. Ein weiteres Problem dieses Kriteriums sei, dass die

Entwurf

Werthaltigkeit bei schwankenden Kosten oder sich ändernden Parametern nur begrenze Aussagekraft haben könne. Demgegenüber erachteten andere Stellungnahmen das Kriterium der Werthaltigkeit durchaus als sachgerecht zur Bestimmung eines dnbK-Katalogs. So seien zum Beispiel kleine Kostenpositionen wie Steuern vernachlässigbar.

64 Das Kriterium der Volatilität einer Kostenkategorie fand überwiegend Zustimmung in den Stellungnahmen. Vereinzelt wurde angemerkt, dass die Hilfskriterien insgesamt nicht erforderlich seien. Denn eine Entschlackung des derzeitigen Katalogs könne nur gelingen, wenn eine Position, die nicht eindeutig exogen ist, nicht als dnbK eingeordnet werde.

65 Mit Blick auf das Kriterium der Gleichartigkeit war für einige Konsultationsteilnehmer unklar, ob die Gleichartigkeit von Kosten für das Vorliegen von dnbK oder dagegen spreche. Insofern wurde um eine Präzisierung bzw. Klarstellung gebeten. Ungeachtet dessen bewerteten viele Stellungnahmen das Kriterium der Gleichartigkeit als geeignet für die Einordnung einer Position als dnbK.

66 Darüber hinaus wurde zur Bestimmung eines dnbK-Katalogs der Bedarf verschiedener weiterer Kriterien gesehen. Dazu gehörte insbesondere das bisherige Einordnungskriterium der Notwendigkeit der Berücksichtigung einer Position im Effizienzvergleich bzw. mit anderen Worten die Frage, ob die Position einem Effizienzdruck unterliegen soll. Mehrfach wurde ferner vorgetragen, dass bei der Kategorisierung auch zwingend die Heterogenität der Netzbetreiberlandschaft in Deutschland berücksichtigt werden müsse, da es andernfalls zu Verzerrungen im Effizienzvergleich komme. Schließlich forderten einige Stellungnahmen bei der Kategorisierung Kosten mit einzubeziehen, die sich unmittelbar aus gesetzlichen Pflichten – wie beispielsweise betrieblicher Mitbestimmung – ergeben. Dieser Aspekt wurde teilweise als zusätzliches Kategorisierungskriterium, aber überwiegend als eigene dnbK-Kategorie vorgebracht. Teilweise wurde darüber hinaus gefordert, auch Änderungen von gesetzlichen und behördlichen Vorgaben sowie Verzögerungen durch behördliche, öffentliche, ökologische, zivilrechtliche und marktliche Engpässe bei der Kategorisierung einzubeziehen.

1.2.4.3 DnbK-Positionen: Vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte

67 Eine Einstufung der vorgelagerten Netzkosten als exogen wurde von der Branche weit überwiegend geteilt. Einzelne Stellungnahmen zweifelten die generelle Nichtbeeinflussbarkeit der vorgelagerten Netzkosten an. So könne man diese durch

Entwurf

gemeinsame Planung und Nutzung von wettbewerblich beschafften Flexibilitäten langfristig beeinflussen. Zudem könne zunehmend Einfluss auf die Netzspitzenlast genommen werden, beispielsweise durch atypische Netznutzung oder zeitvariable Netzentgelte. Wenn durch sog. Peakshaving ein dauerhaft positiver Effekt generiert werde, sollten demnach Teile der oder die gesamten vorgelagerten Kosten beinflussbare Kosten sein.

68 Im Zusammenhang mit vermiedenen Netzentgelten wurde für den Gasbereich gefordert, Lastflusszusagen als dnbK anzuerkennen, ähnlich wie vermiedene Netzentgelte im Strom als dnbK eingestuft werden.

1.2.4.4 DnbK-Position: Personalzusatzkosten

69 Der weit überwiegende Teil der Stellungnahmen forderte, die Einordnung der Personalzusatzkosten als dnbK beizubehalten. Der Begriff Personalzusatzkosten bezog sich dabei neben Kosten im Sinne des § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV häufig auch auf Kosten im Sinne der Nr. 10 und 11. Die Nichtberücksichtigung solcher Kosten als dnbK begegne erheblichen Bedenken. Die insoweit maßgeblichen Kriterien Exogenität, Werthaltigkeit und Volatilität seien erfüllt. Angesichts der Herausforderungen der Energiewende bestünden höhere Personalbedarfe, deren Deckung sich aufgrund des wachsenden Fachkräftemangels zunehmend schwierig gestalte. Dies gelte umso mehr, da man im Personalbereich mit sämtlichen im freien Wettbewerb agierenden Unternehmen der vor- und nachgelagerten Märkte konkurriere. Vor diesem Hintergrund hänge die Deckung des erheblichen Mehrbedarfs an hochqualifiziertem Personal ganz wesentlich von nachhaltig konkurrenzfähigen Vergütungsangeboten sowie Aus- und Weiterbildungen ab. Die Exogenität und Volatilität der Kosten zeige sich zudem in besonderem Maße bei den Altersversorgungsaufwendungen als Teil der Personalzusatzkosten. Der Kostenverlauf werde hier weitgehend durch exogene Faktoren wie insbesondere Sterbetafeln, Rententrends, Kapitalisierungszinssätzen und Tarifabschlüssen vorgegeben. Ferner würden die Zuführungen zu Pensionsrückstellungen durch die Entwicklungen an den Finanzmärkten beeinflusst, was die Exogenität der Kosten unterstreiche. Zinsschwankungen am Finanzmarkt hätten zudem in den letzten Jahren zu erheblichen Schwankungen der Altersversorgungsaufwendungen geführt. Schließlich sprächen auch historische Gründe für die Beibehaltung als dnbK, da es bestandskräftige Versorgungszusagen gebe, die eingehalten werden müssen und auf die Effizienzmaßnahmen faktisch ausgeschlossen seien. In diesem Zusammenhang forderten viele Konsultationsteilnehmer die Abschaffung der derzeitigen Stichtagsregelung in § 11 Abs. 2 Nr.

Entwurf

9 ARegV. Diese führe zu Hemmnissen bei der Weiterentwicklung und Modernisierung betrieblicher und tariflicher Vereinbarungen und erschwere dadurch die Schaffung konkurrenzfähiger Vergütungsstrukturen. Als Alternative zur Streichung der Stichtagsregelung wurde vorgeschlagen, die Lohn- und Gehaltskosten als volatile Kostenanteile zu berücksichtigen. So könnten künftige Tarifabschlüsse und/oder Personalkostensteigerungen zeitnahen Eingang in die Erlösobergrenze finden. Eine ähnliche Zielrichtung hatte der Vorschlag, Mehrkosten durch Tariferhöhungen oder Neueinstellungen als dnbK einzustufen. Während die wirtschaftlich hohe Bedeutung bzw. Werthaltigkeit der Personalzusatzkosten praktische einstimmig anerkannt wurde, gaben einige Konsultationsteilnehmer an, dass Personalzusatzkosten grundsätzlich beeinflussbar seien und daher auch keine dnbK darstellen könnten. Mit Blick auf mögliche Vereinfachungen im Bereich der Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV sei laut verschiedener Stellungnahmen denkbar, eine Personalzusatzkostenpauschale pro Mitarbeiter einzuführen. Aufwendige Abgrenzungsfragen entfielen.

70 Darüberhinausgehend wurde teilweise auch vorgeschlagen, Personalkosten insgesamt als dnbK anzuerkennen. Denn diese seien insbesondere wegen der Tarifautonomie fremdbestimmt und damit durch die Netzbetreiber nicht beeinflussbar. Außerdem spare man sich hierdurch aufwendige Abgrenzungsfragen zwischen Personal- und Personalzusatzkosten, was in der Folge zu einer Vereinfachung des dnbK-Systems führe.

71 Soweit Kostenpositionen nach § 11 Abs. 2 Nr. 10 und 11 ARegV nicht bereits mit den zuvor dargestellten Beiträgen adressiert wurden, wurde in den Stellungnahmen insbesondere auf die folgenden Aspekte hingewiesen: Betriebsratskosten seien vollständig exogen, da sie durch das Betriebsverfassungsgesetz vorgegeben seien. Ferner sollte es keinen Unterschied machen, ob Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 10 und 11 ARegV beim Netzbetreiber oder verbundenen Unternehmen anfielen, um sie als dnbK zu qualifizieren. Kosten für Aus- und Weiterbildung seien im Hinblick auf die Digitalisierung und weiter steigenden gesetzlichen Anforderungen dringend notwendig und sollten vor diesem Hintergrund nicht einem unnötigen Effizienzdruck unterliegen. Dies stünde einer Beschleunigung der Energiewende entgegen. Die Regulierungsbehörden sollten bei Aus- und Weiterbildungskosten den Netzbetreibern vertrauen, da diese selbst am besten wüssten, welche Kapazitäten sie wann in welchen Fakultäten benötigen. Ein Effizienzdruck wäre hier kontraproduktiv. Schließlich wurde darauf hingewiesen, dass bei Aus- und Weiterbildung häufig keine Gleichartigkeit unter den

Entwurf

Netzbetreibern gegeben sei. Netzbetreiber die ihrer politischen Verantwortung durch hohe Ausbildungsquoten gerecht werden, würden durch eine Nichtanerkennung als dnbK schlechter gestellt, als vergleichbare Unternehmen ohne Ausbildungsprogramme.

1.2.4.5 DnbK-Position: Kosten aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgaben

72 Eine Vielzahl an Stellungnahmen adressierte zudem Kosten aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgaben. Demnach sollten gemäß § 21 Abs. 2 S. 5 EnWG Kosten neuer gesetzlicher oder behördlich angeordneter Aufgaben der Netzbetreiber über dnbK berücksichtigt werden, solange keine angemessene Abbildung in der Ausgangsbasis erfolge. Dazu wurden eine Reihe an Kosten-Beispielen genannt, die unter diese Kategorie fallen würden, unter anderem Kosten der EU-Methanemissionsverordnung oder Investitionen nach dem KRITIS-Dachgesetz. Einzelne Konsultationsteilnehmer forderten zudem entsprechende Umsetzungen bereits für die vierte Regulierungsperiode.

1.2.4.6 DnbK-Position: Gasnetztransformation

73 Eine häufige Forderung in den Stellungnahmen zur Erweiterung des dnbK-Katalog bezog sich auf (Gasnetz-)Transformationskosten. So sei vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung und anstehenden Rück- und Umbaus des Gasnetzes mit erheblichen, transformationsbedingten Kostenanstiegen zu rechnen. Da diese Anstiege regional unterschiedlich auftreten könnten, sei eine Einordnung als dnbK unerlässlich. Als Beispiel wurden Rückstellungszuführungen für Stilllegung/Rückbau genannt. Vereinzelt wurde gefordert, alle Kosten – sowohl im Strom- als auch Gasbereich – als dnbK aufzunehmen, wenn Kostenpositionen aufgrund der Transformation der Netze starken Anstiegen unterliegen.

1.2.4.7 Weitere dnbK-Positionen

74 Darüber hinaus wurde die Beibehaltung oder Schaffung der folgenden dnbK-Positionen gefordert: exogene Steuerpositionen (Energiesteuer, Grundsteuer), Konzessionsabgaben, Gebühren der Regulierungsbehörden, Kosten aus der Mehr-/Mindermengenabrechnung, Kosten marktbasierter Instrumente (nur Fernleitungsnetzbetreiber) sowie Kosten infolge grenzüberschreitender Kostenaufteilungsentscheidungen nach Unionsrecht.

Entwurf

1.2.5 Positionen volatiler Kostenanteile

75 Die Kategorie „volatile Kosten“ sollte aus Sicht der Branche wie bisher beibehalten werden. Als wesentliche Anwendungsbeispiele wurden die Verlustenergie im Strombereich und die Treibenergie im Gasbereich genannt.

76 Für den Gasbereich wurde kritisiert, dass auf Treibenergiekosten die von der Bundesnetzagentur aufgestellten Kriterien zur dnbK-Katalogisierung zuträfen, die Kosten aber gleichwohl lediglich als volatile Kosten und nicht als dnbK eingestuft werden und somit dem Effizienzvergleich unterlägen.

2. Verfahrenseinleitung

77 Die Große Beschlusskammer Energie (Beschlusskammer) hat am 07.05.2024 von Amts wegen ein Verfahren zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN) unter dem Aktenzeichen GBK-24-01-3#3 eingeleitet.

78 Die Einleitung des Verfahrens wurde am 07.05.2024 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gemacht. Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.

3. Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung

3.1 Expertenaustausch zum Eckpunktepapier NEST

79 Die Beschlusskammer hat am 27. und 28.05.2024 einen offenen Expertenaustausch mit Stakeholdern, Wissenschaftlern und interessierten Akteuren zu verschiedenen Themen durchgeführt, die in den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST häufig adressiert wurden. Dazu zählte unter anderem das Thema „Ansätze zur OPEX-Anpassung“.

80 In dem Termin hat der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) einen sog. „Wachstumsausgleich“ zur innerperiodischen OPEX-Anpassung vorgestellt, ein Modell angelehnt an den österreichischen Betriebskostenfaktor. Hierbei handelt es sich um einen jährlichen Aufschlag auf die Erlösobergrenze in Höhe der Differenz der Zuwächse eines Parameters (Betrachtungsjahr minus Basisjahr) multipliziert mit einem einheitlichen Standardkostensatz je Parameter. Als Parameter sind die Zuwächse neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie die Zuwächse neuer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a

Entwurf

EnWG vorgeschlagen worden, wobei darauf hingewiesen worden ist, dass das Modell modular um weitere Parameter erweiterbar sei. Für Erneuerbare-Energien-Anlagen sind beispielhafte Quantifizierungen für einen Standardkostensatz ohne Differenzierung nach Anlagengröße gezeigt worden. Im Hinblick auf Standardkostensätze für den Anschluss steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG ist darauf hingewiesen worden, dass es insoweit noch an auswertenbaren Daten fehle.

81 Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) hat in dem Termin eine innerperiodische OPEX-Anpassung über einen prozentualen Aufschlag auf die netto hinzukommenden Anschaffungs- und Herstellungskosten und Trendkorrekturen in den Raum gestellt sowie auf noch laufende Überlegungen hingewiesen.

82 Die Organisation Regulatory Assistance Project (RAP) hat eine Yard-Stick-Regulierung als alternativen methodischen Ansatz vorgestellt.

3.2 Expertenaustausche zum Modellansatz für einen Betriebskosten-Aufschlag

83 Im Nachgang zum Expertenaustausch vom 27. und 28.05.2024 hat der VKU der Bundesnetzagentur am 16.07.2024 sowie 20.08.2024 einen Modellansatz für einen Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs vorgestellt (sog. BASE-Ansatz). Bei diesem Modell werden die Koeffizienten der SFA als effiziente Kosten je Vergleichsparameter interpretiert. Multipliziert mit dem Wert der absoluten Veränderung des jeweiligen Vergleichsparameters ergeben sich die jährlichen (Gesamt-)Mehrkosten je Vergleichsparameter. Mit Bestimmung des OPEX-Anteils an diesen Mehrkosten lasse sich der OPEX-Aufschlag je Vergleichsparameter ableiten. Die Summe der ermittelten OPEX-Aufschläge über alle Vergleichsparameter des Effizienzvergleichs bilde die gestiegenen Betriebskosten der geänderten Versorgungsaufgabe ab. Am 10.09.2024 hat der VKU den Vorschlag im Rahmen einer öffentlichen Expertenanhörung vorgestellt.

3.3 Austausch zum Thema "dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile"

84 Am 08.10.2024 hat ein Austausch zum Thema "dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile" im Rahmen der zukünftigen Regulierung mit Vertreterinnen und Vertretern der Gewerkschaften sowie der Betriebsräte von Verteilernetzbetreibern, Fernleitungsnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern stattgefunden. In diesem

Entwurf

Termin hat die Bundesnetzagentur den aktuellen Diskussionsstand der Überlegungen zur Perspektive der "dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten" vorgestellt. Die vorgetragenen Inhalte seitens der Bundesnetzagentur sind veröffentlicht worden.

4. Sachstandpapier Tenor und Erwägungen

4.1 Inhalte des Sachstandpapiers

85 Die Beschlusskammer hat am 16.01.2025 ein Sachstandspapier zu Tenor und Erwägungen veröffentlicht. In diesem hat die Beschlusskammer den aktuellen Arbeitsstand zu zentralen Regelungsinhalten der geplanten Festlegung wiedergegeben, unter anderem die Beschreibung des künftigen Anreizregulierungssystems, die Bestimmung der Dauer der Regulierungsperiode, die Einführung der wesentlichen regulatorischen Instrumente, die Vorgabe einer pauschalisierten Bestimmung der Kapitalkosten sowie die Definition eines Katalogs besonderer Kostenkategorien.

4.2 Stellungnahmen zum Sachstandpapier

86 Es wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zum Sachstandspapier bis zum 28.02.2025 gegeben. Es sind insgesamt 138 Stellungnahmen zum Sachstandspapier eingegangen. Es haben 115 Netzbetreiber, fünf Verbände der Energiewirtschaft, fünf Landesregulierungsbehörden sowie 13 weitere berührte Wirtschaftskreise und interessierte Dritte Stellung genommen.

87 Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen werden nachfolgend thematisch zusammengefasst. Die Zusammenfassung orientiert sich an den Tenorziffern und gibt in komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder.

88 *[Die Stellungnahmen werden in Kürze auf der Homepage der Bundesnetzagentur unter Beschlusskammern → Große Beschlusskammer Energie veröffentlicht]*

4.2.1 Stellungnahmen zu: Adressaten (Tenorziffer 1)

89 Eine Stellungnahme stellte in Frage, die Regelungen nicht auch auf Betreiber von Übertragungsnetzen anzuwenden.

90 Teilweise wurde gefordert, den Besonderheiten der Fernleitungsnetzbetreiber – wie bei Übertragungsnetzbetreibern – durch eine abweichende Regulierungssystematik Rechnung zu tragen. Dies betreffe zum Beispiel den Effizienzvergleich und den Umgang mit Kosten im Erdgassystem, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Wasserstofftransportnetzes

Entwurf

aus der Erdgasinfrastruktur heraus entstehen. In der bisherigen Regulierungspraxis werde auf die Vergleichbarkeit von Übertragungsnetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern abgestellt. Es bestünden klare Unterschiede in Versorgungsaufgabe, Transformationsverantwortung und Systemaufgabe zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, aber auch Gasverteilernetzbetreibern. Etwa seien Fernleitungsnetzbetreiber von zentraler Bedeutung für die europäische Versorgungssicherheit und müssten aufgrund der nationalen und internationalen Transport- und Transitaufgaben diverse Kapazitäts- und Flusssituationen abbilden und Kapazitäten vorhalten. Neben den besonderen gesetzlichen und regulatorischen Aufgaben zeige die Netzstruktur der Fernleitungsebene auch ein vielfach höheres Investitionsvolumen im Vergleich zu den Gasverteilernetzbetreibern. Von 2013 bis 2022 habe die durchschnittliche Investition der Verteilernetzbetreiber 2.515 EUR/km betragen, während die der Fernleitungsnetzbetreiber mit 23.178 EUR/km etwa neun Mal so hoch waren. Die Transformation der Energiewirtschaft verstärke die Sonderrolle der Fernleitungsnetzbetreiber weiter. Es bestehe die neue Aufgabe, eine Wasserstoff-Transportinfrastruktur aus dem Fernleitungsnetz heraus zu entwickeln, insbesondere das Wasserstoff-Kernnetz aufzubauen, bei gleichzeitiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Erdgas bzw. im Biomethan. Daher seien allein bis 2027 erdgasverstärkende Maßnahmen in Höhe von 300 Mio. EUR erforderlich, mit denen ermöglicht werden solle, dass das – nach Umstellungen – verbleibende Erdgasnetz für die im Szenariorahmen zugrunde gelegten Kapazitäten ausreiche. Eine derartige Investitionsverpflichtung trotz perspektivisch abnehmender Gasnachfrage treffe allein die Fernleitungsnetzbetreiber, nicht aber die Gasverteilernetzbetreiber. Die Fernleitungsnetzbetreiber konkurrierten zudem mit den Übertragungsnetzbetreibern um die gleiche Art von Investoren und Kapitalgebern. Die Transformationsaufgaben seien zudem durch exogene Faktoren bestimmt, etwa Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff sowie andere Marktakteuren (z.B. Großkunden, Verteilernetze, Transitbedarf) und deren Transformation. Hinzu komme, dass Kapazitäten für Gaskraftwerke vorzuhalten seien, auch wenn diese nur an wenigen Tagen oder für wenige Stunden genutzt würden.

91 In einer Stellungnahme wurde die Frage aufgeworfen, ob die Festlegung auch auf Wasserstoffnetzbetreiber Anwendung finde.

Entwurf

4.2.2 Stellungnahmen zu: Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode (Tenorziffer 2)

4.2.2.1 Fortführung der Anreizregulierung

92 Die Fortführung der Anreizregulierung im Gasbereich sei grundsätzlich zu begrüßen. Sie müsse um geeignete Instrumente ergänzt werden, die die Dynamik des Energiesystems und exogene Einflüsse angemessen abbilden. Entscheidend sei dabei, dass Netzbetreiber in der Lage seien und befähigt würden, die klimapolitischen Ziele zu erfüllen.

93 Im Gasbereich stelle sich angesichts der Dekarbonisierung und der damit verbundenen Transformation der Gasnetze die Frage, ob die bestehende Grundkonzeption langfristig tragfähig sei. Trotz KANU 2.0 bilde der aktuelle Regulierungsrahmen noch keine echte „Transformationsregulierung", sondern orientiere sich weitgehend am Status quo.

94 Eine effiziente Leistungserbringung hänge maßgeblich davon ab, dass die Regulierung diesen Wandel berücksichtige. Der Regulierungsrahmen müsse daher angepasst werden, um eine sachgerechte und nachhaltige Finanzierung der Netze sicherzustellen.

4.2.2.2 Kostenanstiege und Änderungen in der Versorgungsaufgabe

95 Netzbetreiber sähen sich seit mehreren Jahren mit der großen Herausforderung schneller Kostenanstiege konfrontiert. Es wurde begrüßt, dass die Bundesnetzagentur erkenne, dass Netzbetreibern eine Möglichkeit gegeben werden müsse, mit diesem Kostendruck auch kurzfristig umzugehen.

4.2.2.3 Dauer der Regulierungsperiode

96 Diesbezüglich wurde teilweise auf bereits im Konsultationsprozess zum Eckpunktepapier NEST geäußerte Bedenken verwiesen. Siehe hierfür auch die Darstellung in Abschnitt 1.2.3.

97 Viele Stellungnahmen sprachen sich für die Beibehaltung der fünfjährigen Regulierungsperiode aus und/oder kritisierten die beabsichtige Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre bzw. brachten ihre diesbezügliche Ablehnung zum Ausdruck.

98 An anderer Stelle hieß es, eine Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode könne nur erfolgreich umgesetzt werden, wenn umfangreiche Maßnahmen zur Beschleunigung der Verfahren umgesetzt werden könnten.

Entwurf

99 Es wurde zudem ausgeführt, dass eine solche Verkürzung nicht geeignet sei, das adressierte Problem sachgerecht zu lösen. Ein durchschnittlicher Zeitverzug von fünf Jahren im bisherigen System werde lediglich auf vier Jahre verkürzt, was nur eine geringfügige Verbesserung darstelle und das Problem der verzögerten Anpassung nicht im Ansatz lösen würde.

100 In ähnlicher Weise wurde vorgetragen, dass wenn im Jahr nach dem Basisjahr ein größerer OPEX-Aufwuchs stattfinden sollte, es bis zur Refinanzierung immer noch fünf Jahre dauern (heute bis zu sieben Jahre) würde. Dies sei im Rahmen der Energiewende kein tragbarer Zustand.

101 An anderer Stelle wurde darauf hingewiesen, dass ein System ohne innerperiodische Kostenanpassung vorrangig in einer nahezu stabilen Versorgungsaufgabe funktioniere, d.h. im eingeschwungenen Zustand. In einem dynamischen Umfeld seien vor dem Hintergrund der Zielerreichung Abwägungen zwischen der Anreizsetzung über ein Budgetprinzip und der kurzfristigen Anerkennung der Mehrkosten vorzunehmen. Die angestrebte Verkürzung sei insoweit unzureichend und stelle zugleich einen größtmöglichen Systembruch dar – den die Bundesnetzagentur eigentlich vermeiden wolle. Sie höhle den Kern der Anreizregulierung aus. Zudem wirke sie sich auf alle anderen relevanten Parameter (Effizienzvergleich, Xgen, EK-Zinssatz, Fremdkapitalkosten) im Regulierungssystem aus, die in aufwendigen Verfahren alle drei statt alle fünf Jahre festgelegt werden müssten und damit auch häufigere gerichtliche Einspruchsverfahren bedeuten würden, deren Ausgang zu Beginn der neuen Regulierungsperiode ungewiss sei. Aus Sicht von Investoren seien Systembrüche zu vermeiden, da sie die Planungssicherheit einschränkten und Unsicherheit verursachten.

102 Es wurde auch vorgebracht, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode seitens der Bundesnetzagentur bereits im Rahmen der Evaluierung der ARegV Anfang 2015 bzw. bei der Novellierung der ARegV im Jahr 2016 thematisiert worden sei. Ebenso sei seinerzeit bereits eine Verkürzung des Zeitraumes für den Abbau von Ineffizienzen innerhalb von drei Jahren als bislang innerhalb von fünf Jahren vorgeschlagen worden. Die Pro- und Contra-Argumente hätten sich seitdem nicht grundsätzlich verändert, sodass, wie damals, der Vorschlag nicht weiter zu verfolgen sei. Auch ein Vergleich mit der europäischen Regulierungspraxis zeige im Mittel fünfjährige Regulierungsperioden.

103 In vielen Stellungnahmen wurde vorgebracht, dass die Verkürzung der Regulierungsperioden das Ende der Anreizregulierung sei, bzw. diese abgeschafft würde. Den betroffenen Netzbetreibern sollten Anreize gesetzt werden, ihre Kosten zeitnah abzusenken, um den

Entwurf

vorgesehen Erlöspfad unterschreiten zu können. Es sei jedoch erkennbar, dass dies in der verkürzten Zeit nicht möglich sei. In längeren Regulierungsperioden profitierten Netzbetreiber länger von ihren Effizienzsteigerungen. Entsprechende Anreize gingen bei der Verkürzung verloren. In diesem Zusammenhang hieß es auch, dass Tenorziffer 2.3. in einem erheblichen Widerspruch zu Tenorziffer 2.1 stehe.

104 Auch wurde vorgetragen, dass die Bundesnetzagentur argumentiere, dass bei fünfjähriger Regulierungsperiode ein erhöhter Anreiz zur Verschiebung von Kosten in die Basisjahre bestünde. Sollten diese Anreize tatsächlich bestehen, läge eine Begrenzung dieser Anreize jedoch nicht in der Verkürzung der Regulierungsperioden. Vielmehr würde hierdurch der grundsätzliche Mechanismus der Anreizregulierung aus der Entkoppelung von Kosten und Erlösen in Frage gestellt werden. Der Grundgedanke der Anreizregulierung würde konterkariert, wenn Anreizgewinne auf einen möglichst geringen Zeitraum begrenzt würden. Die gesetzlich vorgegebene Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 1 EnWG) sei nicht mehr sichergestellt. Vielmehr müsse es Aufgabe der Bundesnetzagentur sein, die Methodik zur Feststellung des Ausgangsniveaus so auszugestalten, dass nur betriebsnotwendige und auf die Zukunft orientierte, nachhaltige Kosten anerkannt würden. Dabei wurde auch darauf hingewiesen, dass auch in diesem Verfahrensschritt eine angemessene Prüfung notwendig sei, um ein angemessenes Verhältnis aus Anreizwirkung und betriebsnotwendiger Kostenanerkennung beizubehalten. Eine vereinfachte Durchschnittsbetrachtung genüge dem nicht.

105 Es wurde zudem vorgetragen, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode von fünf Jahren auf drei Jahre aus regulatorischer Sicht abzulehnen sei. Diese konterkariere zum einen den angestrebten Bürokratieabbau in Deutschland. Die Netzbetreiber seien bereits ohnehin einem hohen administrativen Aufwand im Regulierungsregime ausgesetzt, der sich durch eine häufigere vollumfängliche Aufbereitung der Kostenprüfungsdaten zusätzlich erhöhen würde. Auch die von der Bundesnetzagentur dabei angestrebten Vereinfachungen überwögen nicht den zusätzlich entstehenden enormen Aufwand einer verkürzten Regulierungsperiode. Zum anderen würden durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode Anreize zur Kostensenkung beim Netzbetreiber reduziert. Dies widerspräche den Zielen der Anreizregulierung. Vielmehr steige aufgrund eines entsprechend der Regulierungsperiode kürzeren Abbaupfades der Effizienzdruck auf die Netzbetreiber. Es bestehe die Gefahr einer Strukturpolitik durch die Hintertür.

Entwurf

106 In ähnlicher Weise wurde vorgetragen, dass es absehbar sei, dass der deutlich engere Zeitrahmen den Aufbau zusätzlicher Personalkapazitäten bei den Regulierungsbehörden erfordern würde. Mit der zunehmenden zeitlichen Verdichtung werde es wesentlich schwieriger, die Vielzahl an Prüfungen mit der gebotenen Sorgfalt rechtssicher durchzuführen. In diesem Zusammenhang wurde auch darauf verwiesen, dass Kostenprüfungen für Gas und Strom bei den Landesregulierungsbehörden organisatorisch nicht durch separate Beschlusskammern durchgeführt würden, sondern es sich hier um zeitlich sich überschneidende Aufgaben handele.

107 Bei allen mit RAMEN verbundenen Fristen und Terminsetzungen solle berücksichtigt werden, dass die Verfahren und Prüfvorgänge im Laufe der Zeit tendenziell an Komplexität zunehmen würden.

108 Zusammenfassend wurde auch auf mögliche Gefahren im Rahmen der praktischen Umsetzung (zeitliche Komprimierung zulasten der Netzbetreiber und Regulierungsbehörden, Schwächung des Effizienzanreizes, rechtliche und wirtschaftliche Unsicherheiten durch zeitliche Verzögerungen aufgrund potenzieller Beschwerdeverfahren zu zentralen regulativen Rahmenbedingungen, mögliche Auswirkungen auf den Kapitalmarkt insbesondere in punkto Verzinsung und damit einhergehender Vertrauensverlust und Verunsicherung bei Kapitalgebern) hingewiesen.

109 Darüber hinaus wurde hinsichtlich der beabsichtigten Festlegung der Dauer der Regulierungsperiode unter rechtlichen Gesichtspunkten ein möglicher Verstoß gegen den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz gesehen.

110 In ähnlicher wurde ausgeführt, dass eine Verkürzung der Regulierungsperioden unmittelbar zu einer Ausweitung der Bürokratie führen würde. Viele Netzbetreiber und die Regulierungsbehörden würden sich gezwungen sehen, zusätzliches Personal einzustellen bzw. zu binden, um die neuen Anforderungen durch häufigere Kostenprüfungen umzusetzen. Obwohl der Zeitverzug sich bei einer Verkürzung durchschnittlich nur von fünf auf vier Jahre reduziere, werde die Häufigkeit der Kostenprüfungen erheblich und zwar um 67 % gesteigert.

111 Ausgehend von den bisherigen Erfahrungen seinen Kostenprüfungen „in Dauerschleife“ zu befürchten. Bereits in der Stellungnahme zum NEST-Eckpunktepapier sei diese Ablehnung ausführlich begründet worden. In der Stellungnahme zum NEST-Eckpunktepapier habe seien zudem Vorschläge zur Verfahrensvereinfachungen vorgelegt worden, inkl. des Vorschlags für ein „zweistufiges Prüfungsverfahren", auf die die Bundesnetzagentur bislang nicht

Entwurf

eingegangen sei. Auch müssten erhebliche Verfahrensvereinfachungen auch unabhängig von der Frage nach der Dauer der Regulierungsperiode implementiert werden. Auch bei einer erheblichen Vereinfachung der Prüfungspraxis würde die Verkürzung der Regulierungsperioden ebenfalls zu höherem administrativem Aufwand führen.

112 Der von der Bundesnetzagentur postulierte Anreiz zur kurzfristigen Erreichung von Kostensenkungen sei nicht überzeugend, da allein der zeitliche Versatz zwischen Ermittlung der Kostenbasis und Ermittlung der Effizienzwerte durch weitere Entwicklungen in der Energiewende überholt sei und trotz Erreichung effizienter Kosten die zugestandene Erlösobergrenze nicht ausreiche, um die Vorgaben zu erfüllen. Zusätzlich entfalle auch der Anreiz, kurzfristig ineffiziente Kosten abzubauen, da auch die Zeit, in der ein Netzbetreiber von einer Kostensenkung profitieren könne, erheblich verkürzt werde. Grundsätzlich müsse beachtet werden, dass die Realisierung einer Kosteneinsparung viel Zeit koste, da sie vorbereitet und umgesetzt werden müsse.

113 Es wird auch kritisiert, dass bei den angedachten Mechanismen insgesamt bisher keine Vereinfachung erkennbar sei; vielmehr sähen die von der Bundesnetzagentur angedachten Neuregelungen in mehrfacher Hinsicht sogar noch eine zusätzliche Verkomplizierung des ohnehin bereits komplexen Systems der Netzentgeltregulierung vor. Zu bezweifeln sei daher weiterhin, dass die von der Bundesnetzagentur aufgezählten Vereinfachungen tatsächlich auch zu einer Verkürzung des Prüfzyklus geeignet seien.

114 Eine Stellungnahme regte zudem an, die Dauer der Regulierungsperiode auf drei bis fünf Jahre festzulegen. Für die fünfte Regulierungsperiode solle eine Dauer von 5 Jahren festgelegt werden und ab der sechsten Regulierungsperiode die Dauer der Regulierungsperiode rechtzeitig vor Beginn der Regulierungsperiode.

115 Es wurde zudem bemängelt, dass die aufgeführten Verfahrensvereinfachungen nicht ausreichten, um den Aufwand gegenüber dem Status Quo von fünfjährigen Regulierungsperioden zu kompensieren. Beispielsweise trügen vermeintliche Vereinfachungen durch die Anwendung von Anzeige- statt Antragsverfahren nicht signifikant zur Reduktion des Arbeitsaufwandes bei, wenn die Begründungs- und Nachweispflicht nicht gleichermaßen reduziert werde. Diesbezüglich wurde beispielhaft auf das geplante Vorgehen zum Kapitalkostenaufschlag verwiesen. Bei gleichbleibender Prüfungstiefe würden die Netzbetreiber und Regulierungsbehörden zusätzliche Ressourcen benötigen, um die häufigeren Kostenprüfung bewerkstelligen zu können.

Entwurf

116 Zusammenfassend wurde auch kritisiert, dass eine dreijährige Regulierungsperiode den Anforderungen an ein verlässliches, stabiles Regulierungssystem in Gänze nicht gerecht zu werden scheine.

4.2.2.4 Forderung nach alternativen Anpassungsmechanismen für Kostenanstiege

117 An Stelle der Verkürzung der Regulierungsperiode wurde eine andere Form der Anerkennung von steigenden Kosten angeregt.

118 Die bereits von der Branche vorgeschlagenen Ansätze zur Berücksichtigung von dynamischen Kostenveränderungen müssten weiter in Betracht gezogen werden. Für stark volatile Kostenkategorien biete bereits das heute vorhandene System mit der Kategorie der volatilen Kosten die Möglichkeit einer Berücksichtigung ebensolcher Positionen außerhalb des Budgetprinzips, an, sofern die Kriterien Volatilität und Werthaltigkeit erfüllt seien. Für diese Positionen sei ein Budgetprinzip unabhängig von der Länge der Regulierungsperiode ohnehin nicht sinnvoll.

119 Der Rückgriff von volatilen Kostenanteilen wird an anderer Stelle auch noch stärker eingefordert. Bei Erfüllung der Kriterien, müssten stark volatile Kostenkategorien auch über das vorhandene System der volatilen Kosten berücksichtigt werden.

120 Es wurde auch anregt, dass die Bundesnetzagentur den Vorschlag des OPEX-Xgen gleichberechtigt zu den anderen regulatorischen Instrumenten anhand der von ihr aus dem Europarecht hergeleiteten Kriterien zur Beurteilung der Instrumente untersuchen solle. Aktuell werde der Vorschlag ohne Begründung und rein tautologisch allein aufgrund einer definitorischen, ohne Bezug zum Sachverhalt stehenden Setzung seitens der Bundesnetzagentur verworfen.

4.2.2.5 Basisjahr

121 Viele Stellungnahmen bemängelten, dass bei Verkürzung der Regulierungsperiode das Basisjahr auf das erste Jahre einer Regulierungsperiode falle. Den Netzbetreibern würde so die Möglichkeit genommen, Optimierungspotentiale umzusetzen. In der Folge könnten Effizienzsteigerungen auch nicht in der Folgeperiode an die Netzkunden weitergegeben werden.

Entwurf

4.2.2.6 Effizienzvorgaben

122 In vielen Stellungnahmen wurde ausgeführt, dass offensichtlich werde, dass es der Bundenetzagentur bei der Verkürzung der Regulierungsperiode im Kern darum gehe Effizienzvorgaben erheblich zu verschärfen. Dies jedoch mutmaßlich nicht zu Ende gedacht und nicht abgewogen worden sei gegenüber den mutmaßlichen Nachteilen.

123 In vielen Stellungnahmen wurde kritisiert, dass, selbst wenn Effizienzvorgaben im ersten Jahr der Regulierungsperiode vorlägen (zu Verzögerungen bei der Bescheidung siehe auch die Zusammenfassung unten), nur noch zwei Jahre verblieben, um Effizienzmaßnahmen zu identifizieren und so umzusetzen, dass sie bereits griffen. Dies erscheine unmöglich. Um diese noch übertreffen zu können, müssten Prozesse sogar noch früher eingeleitet werden. Etwaigen Ineffizienzen lägen regelmäßig Prozesse zugrunde, die zunächst optimiert werden müssten, um dann entsprechend Personal freisetzen oder auf andere Weise Kosten absenken zu können. Vorlaufzeiten würden benötigt.

124 In diesem Zusammenhang würde auch angeregt, dass sich die Bundesnetzagentur als Kontrollüberlegung selbstkritisch hinterfragen sollte, welche Maßnahmen sie in welcher Zeit einleiten und umsetzen könnte, sofern – als rein theoretische Kontrollüberlegung – ihr in einem internationalen Ranking mit anderen Regulierungsbehörden eine Effizienz von bspw. 95 % bescheinigt würde. Eine derart kurzfristige Absenkung von Kosten ist nicht möglich.

125 Allgemein wurde auch ein deutlich steilerer Abbaupfad bemängelt, der die Effizienzvorgaben erheblich verschärfe. Der Verteilfaktor steige von bisher 0,2 auf 0,3333.

126 Eine dreijährige Regulierungsperiode führe in Verbindung mit einer angedachten Verkürzung des Abbaupfades für Ineffizienzen auf drei Jahre zu weiteren sachlich nicht gerechtfertigten Erlöseinbußen. In einer dreijährigen Regulierungsperiode bedeute ein dreijähriger Abbaupfad, dass die Erlösobergrenze zu 66 % auf effizienten Kosten und zu 33 % auf Ist-kosten des Netzbetreibers beruhe. Eine Verkürzung des Abbaupfades für Ineffizienzen impliziere daher eine stärkere Gewichtung der Benchmarkergebnisse in der Erlösobergrenze.

127 In diesem Zusammenhang wurde zudem kritisiert, dass sich aus praktischer Sicht der Abbau der Ineffizienzen nahezu alleinig auf die OPEX fokussiere, da Investitionen in den Netzausbau Strom unumgänglich seien. Folglich dürfe der Effizienzabbau in der EOG-Formel auch nicht auf die CAPEX wirken.

Entwurf

128 Anstelle einer Verkürzung des Abbaupfades wurde eine Verlängerung befürwortet. Bei Verkürzung der Regulierungsperiode sei eine Anpassung des Verteilungsfaktors z.B. analog zur ersten Regulierungsperiode zwingend geboten.

129 In ähnlicher Weise wurde auch, angesichts der wachsenden Heterogenität der Versorgungsaufgaben, eine Verlängerung auf 7,5 Jahre als angebracht bezeichnet. Diesbezüglich wurde auf eine Entscheidung der österreichischen Regulierungsbehörde für die fünfte Regulierungsperiode verwiesen.

4.2.2.7 Administrative Umsetzbarkeit der Verkürzung

130 Viele Stellungnahmen forderten ein, dass die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben sicherzustellen sei. Anderenfalls bestünde die Gefahr, den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gefährden.

131 Auch wird vorgebracht, dass es nach den gegenwärtigen Erfahrungen mit Kostenprüfung, Effizienzvergleich und Festlegungen der Bundesnetzagentur zu EK-Zinssatz und Xgen zu befürchten sei, dass die Unternehmen im ersten Jahr noch ohne festgelegte Erlösobergrenze agieren müssten. Die gesetzliche Maxime der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit stünde infrage, wenn noch keine Regulierungsvorgabe bestehe. Aus Gründen der Rechtssicherheit solle diese Thematik nicht unterschätzt werden.

132 Viele Stellungnahmen wiesen in diesem Zusammenhang darauf hin, dass etwa die individuellen Effizienzvorgaben bzw. Erlösobergrenzen in der Vergangenheit nicht zum Beginn der Regulierungsperiode vorgelegen hätten. So wird etwa beispielhaft vorgetragen, dass derzeit die Erlösobergrenzen eher im zweiten oder sogar dritten Jahr der laufenden Regulierungsperiode festgelegt würden. Zu diesem Zeitpunkt müssten die Effizienzmaßnahmen nach der angedachten Systematik aber bereits vollständig umgesetzt sein. Solche Kritik fand sich dabei bezüglich des Strom- und des Gasbereichs.

133 Es wurde zudem vorgetragen, dass die Länder ebenfalls signalisiert hätten, dass sie kaum in der Lage wären, derart kurzfristig – also bei Verkürzung der Regulierungsperiode - zu agieren. Eine sich immer weiter aufstauende Verzögerung der einzelnen Verfahren wäre die Folge. Diesbezüglich wurde angeregt, dass Verfahrensvereinfachungen genutzt würden, um wenigstens die Fristen innerhalb fünfjähriger Regulierungsperioden einzuhalten. Genannt wurde hier etwa Bescheide der Erlösobergrenzen und zu Regulierungskontosalden. Ein

Entwurf

vollständiges „Regulierungschaos“[2] wurde befürchtet, wenn bestehende Verzögerungen durch Verkürzung der Regulierungsperioden verschärft würden. Daneben würden neben vereinzelten Vereinfachungen auch Ausweitungen des Regulierungsaufwands in Aussicht gestellt. Insgesamt sei zu bezweifeln, dass die Vereinfachungen zu der Verkürzung des Prüfzyklus geeignet sind.

134 Weiter wurde vorgetragen, dass Verwaltungsverfahren für Netzbetreiber zum Dauerzustand würden, der Ressourcen binde und Effizienzsteigerungen geradezu verhindere.

135 In diesem Zusammenhang wurde eine Genehmigungsfiktion angeregt, etwa bei Rückständen in der Prüfung von Regulierungskonten.

136 Es wurde zudem bemängelt, dass schon in der bisherigen Regulierungspraxis zahlreiche Verfahren mit sehr knappen Fristen in Bezug auf die eingeräumten Reaktionszeiträume für die Netzbetreiber abgewickelt würden. Es sei daher zu befürchten, dass die zusätzliche zeitliche Knappheit zu Lasten der Netzbetreiber umgesetzt werde.

4.2.2.8 Sach- und Einzelfallgerechtigkeit sowie Pauschalisierungen

137 Es wurde vielfach vorgebracht, dass Pauschalierungen und Zeitdruck zu Lasten der Sach- und Einzelfallgerechtigkeit gingen. Es dürfe nicht unbeachtet bleiben, dass es sich Eingriffsverwaltung handele. Die Netzentgelte bildeten die Gegenleistung für den grundrechtlichen Eingriff des allgemeinen Netzzugangs.

138 Es wurde zudem befürchtet, dass verstärkte Standardisierung im Wachstum dazu beitragen könne zu einem nicht-sachgerechtem Ausgangsniveau zu gelangen. Dies schade dann der Energietransformation.

139 An anderer Stelle wurde begrüßt, dass die Bundesnetzagentur weiterhin anstrebe, Verfahrensvereinfachungen im Regulierungssystem umzusetzen und diese im weiteren Verlauf zu evaluieren. Gleichzeitig müsse beachtet werden, dass Vereinfachungen und Pauschalierungen keinen Selbstzweck darstellten. Die Netzbetreiber hätten den Anspruch, die Möglichkeit zu haben, mit einem angemessenen Prüfungsaufwand sachgerechte Regulierungsvorgaben zu erhalten, in dem sie individuelle Sachverhalte darlegen könnten und die Bundesnetzagentur auf diese eingeht.

[2] Anführungszeichen aus Stellungnahme übernommen.

Entwurf

140 In ähnlicher Weise wurde vorgetragen, dass zulasten der Berücksichtigung der individuellen Situation des jeweiligen Netzbetreibers keine gesamtheitliche Pauschalierung in den Fokus rücken dürfe.

141 Erfahrungsgemäß führe zudem der Gesamtkontext zu einer noch geringen Planungssicherheit infolge häufigerer gerichtlicher Einspruchsverfahren, deren Ausgang zu Beginn der neuen Regulierungsperiode ungewiss sei.

142 Stellungnahmen richteten sich auch gegen Durchschnittsbildung. Beispielhaft wurde etwa vorgetragen, dass eine Durchschnittsbildung keine Option für eine Verfahrensvereinfachung sei.

4.2.2.9 Kapitalgeber

143 In vielen Stellungnahmen wurde vorgebracht, dass auch Kapitalgeber durch entstehende Unsicherheiten und absehbare Pauschalierung verunsichert würden. Kapitalgeber legten Wert auf stabile wirtschaftliche Rahmenbedingungen, die bei einer Verkürzung der Regulierungsperioden erheblich gefährdet wären. Dies bleibe bei der Bewertung außer Betracht.

144 Auch wurde vorgebracht, dass Unterdeckungen der OPEX-Budgets die theoretisch zugestandene Verzinsung bereits massiv schmälern würde. Dabei sei das Vertrauen auf auskömmliche Rahmenbedingungen gerade in der jetzigen Marktsituation elementar, um langfristig stabile Investitionen auch aus eigener Kraft zu sichern, da der Bankenfinanzierung mehr und mehr Grenzen gesetzt seien.

145 Auch wurde vorgebracht, dass eine permanente, bereits in der Vergangenheit feststellbare restriktive Genehmigungspraxis der Bundesnetzagentur gegenüber dem Kostenniveau der Antragsstellung in einer auf drei Jahren verkürzten Taktung nicht hinnehmbar sei und eine gewisse Abwärtsspirale der dringend erforderlichen Kostdeckung nach sich ziehen würde. Letztlich hätte dies einen maßgeblich negativen Einfluss auf die Beurteilung des regulatorischen Risikos durch den Kapitalmarkt mit der Folge von sinkenden Ratings und demzufolge steigenden Finanzierungskosten der Netzbetreiber. In Anbetracht der zu erwartenden hohen Investitionstätigkeit der Fernleitungsnetzbetreiber und damit einhergehend hohem Finanzierungsbedarf mittels Eigen- als auch Fremdkapital wäre diese Entwicklung außerordentlich kontraproduktiv.

Entwurf

4.2.2.10 Prüfpraxis und Nachweis- und Berichtspflichten

146 Viele Stellungnahmen kritisierten zudem den Umfang der Berichtspflichten bzw. erhoffen sich hier eine Verschlankung. Diese seien teils auf umfangreiche Datenvorratshaltung ausgelegt. In ähnlicher Weise wird vorgetragen, dass ohne radikale Verschlankung der aktuellen Kostenprüfungssystematik die dreijährige Regulierungsperiode zu bewältigen sei.

147 Es wurde zudem vorgetragen, dass die Motivation der teilweise inkonsistenten und oftmals nicht objektivierten Herangehensweise in der vergangenen Prüfungspraxis nicht nachvollzogen werden könne und viel Zeit und Mühe in teils erfolglose Begründungen und Nachweise gesteckt werden müsse. Situativ sei die Mittelwertbildungssystematik je nach Ausprägung der zu prüfenden Kostenartenentwicklung unterschiedlich angepasst worden. Die selektive Vorgehensweise habe sich fast immer zum Nachteil des Netzbetreibers ausgewirkt. Es werde künftig an klare und faire Vorgehensweisen appelliert. Kostensteigerungen seien nicht immer linear oder gleichmäßig. Die Vergangenheit zeige möglicherweise stabile oder nur geringe Steigerungen, während in der Zukunft plötzliche, unvorhersehbare Veränderungen auftreten könnten. Auch könnten strukturelle Änderungen die Vergleichbarkeit der Jahre massiv beeinträchtigen. Eine objektive und zukunftsgerichtete Prüfungssystematik werde als die vorzugswürdigere Herangehensweise erachtet, wenn es darum gehe den Basisjahreffekt zu schmälern und den Zeitverzug der OPEX-Steigerungen abzufedern. In diesem Zusammenhang wird auch die Berücksichtigung von Plankosten angeregt.

148 Auch wurde vorgebracht, dass die Ausführungen hinsichtlich der weiteren Prüfungspraxis äußert vage gehalten seien und selektive und kleinteilige Vorgehensweisen kritisiert. Kürzungsansätze werden als teils nicht nachvollziehbar bezeichnet. In diesem Zusammenhang wird auch darauf hingewiesen, dass Durchschnittsbildung eine vergangenheitsbezogene Herangehensweise darstelle, die zukünftige Kostensteigerungen nicht adäquat widerspiegele. Betont wurden hierbei Änderungen der Kostenstruktur, neue Kostenfaktoren oder strukturelle Veränderungen. Aus der Durchschnittbildung ergebe sich faktisch ein weiterer Zeitverzug. Diese Vorgehensweise reize den Basisjahreffekt geradezu an.

149 Es wurde zudem eine deutliche Verringerung der Kostennachweispflicht bzw. hinsichtlich aufwandsgleicher Kosten und kostenmindernder Erlöse/Erträge eine Anerkennung auf Basis des handelsrechtlichen Jahresabschlusses, welcher bereits der Prüfung und Testierung eines Wirtschaftsprüfers unterlag, befürwortet. Die diesbezüglichen Berichtspflichten sollten auf ein minimales Maß beschränkt werden bzw. sich nur auf denjenigen Teil der Kosten/Erlöse

Entwurf

beziehen, der vom Jahresabschluss abweiche, also die Hinzurechnungen und Kürzungen inklusive Plankosten.

4.2.2.11 Ausnahmeregelung nach Tenorziffer 2.4

150 Eine Stellungnahme erachtete es in Bezug auf Tenorziffer 2.4 für sinnvoll, die bisherigen Regelungen des § 1 Abs. 2 ARegV zu übernehmen, da in der Regelung auf eine hinreichend gesicherte Datengrundlage beim Netzbetreiber abgestellt werde.

4.2.2.12 Zuständigkeit der Bundesnetzagentur

151 Bezogen auf eine bundesweit einheitliche Festlegung der Dauer der Regulierungsperiode würden erhebliche Probleme aufgrund der Regelung in § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG gesehen.

152 Eine Stellungnahme führte konkreter aus, dass die Bundesnetzagentur weder für die Festlegung der Dauer der Regulierungsperiode noch für diesbezügliche Abänderungen sachlich zuständig sei, wie sie in Tenorziffer 2.3 S. 1 und Tenorziffer 3.1 vorgesehen seien. Gemäß § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG sei die Bundesnetzagentur zwar grundsätzlich u.a. zuständig für die bundesweit einheitliche Festlegung der Bedingungen und Methoden für den Netzzugang, der Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a EnWG sowie nach den §§ 24 bis 24b EnWG. Wegen § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG dürften aber die Vorgaben bundesweit einheitlicher Festlegungen nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden berühren. Die (Festlegung der) Dauer der Regulierungsperiode berühre in diesem Sinne aber das Verwaltungsverfahren der Länder. Dies begründe sich, wie folgt: Die Regelung in § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG sei zwingend im Lichte der verfassungsrechtlichen Vorgaben in Art. 30 GG und Art. 84 Abs. 1 S. 1 und 2 GG sowie in Art. 84 Abs. 1 S. 5 und 6 GG auszulegen. Gemäß Art. 30 GG sei die Ausübung der staatlichen Befugnisse und die Erfüllung der staatlichen Aufgaben Sache der Länder, soweit das Grundgesetz – wie für das EnWG – keine andere Regelung treffe oder zulasse. Führten die Länder die Bundesgesetze – wie das EnWG – als eigene Angelegenheit aus, regelten die Länder (auch) die Einrichtung der Behörden und das Verwaltungsverfahren, Art. 84 Abs. 1 GG, und könnten, wenn Bundesgesetze etwas anderes bestimmten, gemäß Art. 84 Abs. 1 S. 2 GG davon abweichende Regelungen treffen.

153 Dabei könne der Bund zwar gemäß Art. 84 Abs. 1 S. 5 GG in Ausnahmefällen wegen eines besonderen Bedürfnisses nach bundeseinheitlicher Regelung das Verwaltungsverfahren ohne Abweichungsmöglichkeit für die Länder regeln; diese Gesetze bedürften jedoch gemäß Art. 84

Entwurf

Abs. 1 S. 6 GG der Zustimmung des Bundesrates. Die Regelungen in § 54 Abs. 3 S. 3 und 7 EnWG seien im Zuge des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2023 (BGBl. I Nr. 405, nachfolgend: EnWG-Novelle) eingefügt worden. Die EnWG-Novelle sei nicht als sog. Zustimmungsgesetz ausgestaltet und demnach auch nicht mit Zustimmung des Bundesrates beschlossen worden.

154 Abweichungsfeste Regelungen des Verwaltungsverfahrens dürften deswegen über § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG jedenfalls nicht getroffen werden; solche wären wegen eines Verstoßes gegen den Vorrang des Gesetzes rechtswidrig. Dies berücksichtigend, sei der Bundesnetzagentur wegen § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG eine sachliche Zuständigkeit für bundesweit einheitliche Festlegungen über § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG nicht zugewiesen, soweit diese das Verwaltungsverfahren regelten. Unter Zugrundelegung der bundesverfassungsgerichtlichen Rechtsprechung zur Bewertung von Regelungen, die sowohl einen materiell-rechtlichen Kern als auch verfahrensrechtliche Bedeutung hätten bzw. die Verfahrensrecht in sich trügen und mit materiell-rechtlichen Regelungen angereichert sein (sog. doppelgesichtige Normen), sei festzustellen, dass die Festlegung der Dauer der Regulierungsperiode bzw. deren Änderung hinreichend konkret eine verbindliche Festlegung des Verwaltungsverfahrens im Sinne eines verfahrensmäßigen Verhaltens der Verwaltung selbst bewirke und zwangsläufig ein korrespondierendes Verhalten der Verwaltung auslöse.

155 Denn die Dauer der Regulierungsperiode schreibe für die Landesregulierungsbehörden den Zeitrahmen für die Prüfung, Vorbereitung und das Zustandekommen der landesregulierungsbehördlichen Entscheidung und damit (jedenfalls indirekt) die Durchführung der Verwaltungsverfahren als solche zwingend vor. Es handele sich deswegen gerade um keine rein-materiellrechtliche Regelung; nur für eine solche sei § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG aber zuständigkeitsbegründend. Aus den vorgenannten Ausführungen folge zugleich, dass die unter Tenorziffer 2.3 S. 1 und unter Tenorziffer 3.1. vorgesehenen Regelungen Verfahrensvorschriften und demgemäß unter der vorgesehenen Tenorziffer 20 ausdrücklich anzuführen seien. Aufgrund der Regelung in § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG obliege es daher den einzelnen Landesregulierungsbehörden gemäß § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 1 EnWG selbst, die Dauer der Regulierungsperiode als Teil des Verwaltungsverfahrens unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgabe festzulegen, dass die Dauer einer Regulierungsperiode fünf Jahre nicht überschreiten sollte.

Entwurf

4.2.3 Stellungnahmen zu: Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode (Tenorziffer 3)

4.2.3.1 Übergangsweise Dauer von fünf Jahren für die fünfte Regulierungsperiode

156 Viele Stellungnahmen begrüßten, dass die fünfte Regulierungsperiode fünf Jahre dauern soll.

4.2.3.2 Betriebskostenänderungen im Gasbereich

157 Es wurde gefordert, dass die für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber in der fünften Regulierungsperiode vorgesehene OPEX-Anpassung gleichermaßen für Gasnetzbetreiber gelten müsse. Transformationskosten dürften nicht unberücksichtigt bleiben.

158 Der aktuelle Entwurf des veröffentlichten Zwischenstands des Regulierungsrahmens für Gasnetzbetreiber sei im Hinblick auf die Anpassbarkeit von OPEX während der Regulierungsperiode nicht sachgerecht. Eine Ungleichbehandlung zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern, hinsichtlich derer sich die Problematik gleichläufig darstelle, könne es aber nicht geben. Der Regulierungsrahmen für Strom (VNB) und Gas (VNB und FNB) sei sachlogisch zusammenhängend, da die Energieinfrastruktur jeweils insgesamt leistungsfähig bleiben müsse. Dabei würden auch nicht etwa nur Strom- sondern auch Gasnetzbetreiber vor erhöhte Anforderung gestellt, ohne dass dies in den aktuellen Entwürfen der Bundesnetzagentur hinreichend reflektiert würde. Vielmehr werde an verschiedenen Stellen die Flexibilität des Systems eingeschränkt. Dies werde der unverändert essenziellen Rolle der Gasnetze und einem Investitionsbedarf in diese Netze nicht gerecht. Jedenfalls gebe es aber keine sachliche Rechtfertigung für die diesbezügliche Ungleichbehandlung von Strom- und Gasnetzbetreibern. Alle Netzbetreiber ständen gleichermaßen vor großen Herausforderungen in Bezug auf die Themen Netztransformation und Versorgungssicherheit.

159 Aufgrund begrenzter Kapazitäten und der bevorstehenden Stilllegung des Erdgasnetzes würden die Netzstrategien dahingehend angepasst werden, dass im Zweifel eine Reparatur gegenüber einer weitreichenden Erneuerung bevorzugt werde. Dies führe zu einer höheren Schadensrate und somit zu höheren OPEX. Hinzu kämen erhöhte Anforderungen an das Gasnetz, z.B. durch die Methanemissionsverordnung, die zu einem Aufwuchs der Kosten für den Einsatz der Technologien, für das Personal und für die Dienstleister führten. Hierdurch sei

Entwurf

auch im Gasnetz ein Anstieg der OPEX zu erwarten, der in der Regulierungsformel unter Berücksichtigung der Gasnetztransformation abzubilden sei.

160 In ähnlicher Weise wurde vorgetragen, dass grundsätzlich davon auszugehen sei, dass ein Zurückfahren der Investitionen bei Aufrechterhaltung des zunächst gleichen Umfangs des Gasnetzbetriebs auch einen höheren operativen Betriebsaufwand auslösen werde. Die Betriebskostenentwicklung müsse daher im Laufe des Gasausstiegs kontinuierlich beobachtet werden. Regulatorisch nachteilige Wirkungen für Netzbetreiber seien zu vermeiden, wenn diese unter dem Aspekt der gesamtwirtschaftlichen Kostenminimierung Investitionen in die Teile des Gasnetzes, die absehbar nicht mehr benötigt würden, weitgehend reduzierten und die technische Nutzungsdauer durch entsprechende Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen möglichst verlängerten. Auf Basis der Erkenntnisse sei dann über die Frage eines OPEX-Ausgleichsmechanismus auch im Gasbereich zu beraten.

161 In diesem Zusammenhang wurde auch angemerkt, dass entsprechende Datenabfrage beispielsweise im Rahmen des Monitorings erfolgen könne und dass trotz KANU 2.0 Netzbetreiber gehemmt seien, in gleichem Maße in ein nicht zukunftsfähiges Netz zu investieren. Ggf. müssten kurzfristige Instrumente geschaffen werden, mit denen diese Herausforderungen abgebildet werden könnten.

162 Zudem wurde vorgebracht, dass die Einschätzung, dass vor der sechsten Regulierungsperiode im Gasbereich nicht zu einer größeren Dynamik hinsichtlich der OPEX-Entwicklung komme, nicht geteilt werde. Schon jetzt ständen Netzbetreiber vor erheblichen Herausforderungen u.a. aufgrund der Aufwendungen, die aus der Methanemissionsschutzverordnung oder aufgrund der Stilllegung von Gasanschlüssen resultierten. Gleichwohl werde aber auch anerkannt, dass die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Instrumente in großen Teilen eine Abbildung dieser Herausforderungen ermöglichten.

163 Es wurde jedoch auch eine Sonderstellung der Fernleitungsnetzbetreiber betont. So wurde vorgebracht, dass für Fernleitungsnetzbetreiber bislang keine Regelungen vorgesehen sei, OPEX-Steigerungen flexibel und zeitnah auch während einer Regulierungsperiode zu berücksichtigen. Vielmehr werde an verschiedenen Stellen, wie bei der Streichung des Katalogs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (neu: Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen), die Flexibilität des Regulierungssystems zur Anpassung von OPEX während der Regulierungsperiode weiter eingeschränkt. Dies sei im Hinblick auf die Herausforderungen der jüngeren Vergangenheit wie der Gaskrise und möglicher zukünftiger

Entwurf

Krisen sowie den zukünftigen Aufgaben, wie der Dekarbonisierung des Gasnetzes, unverständlich. Es sei daher nicht nachvollziehbar, dass vor dem Hintergrund von steigenden OPEX aufgrund von erhöhten IT-Sicherheitsanforderungen und zunehmenden Auflagen, wie beispielsweise der Methanemissions-VO, ein solch starres Regulierungssystem von der Bundesnetzagentur für die Fernleitungsnetzbetreiber vorgesehen sei.

164 In diesem Zusammenhang wurde auch ausgeführt, dass entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur bei den Fernleitungsnetzbetreiber im Gegensatz zu den Gas-VNB auch nicht mit einer stetigen Abnahme der Versorgungsaufgabe im nächsten Jahrzehnt zu rechnen sei. Allein die Investitionstätigkeiten der letzten Jahre zur Anbindung der LNG-Anlagen und die Umsetzung der Lastflussrichtungsänderung durch den Wegfall der Gastransporte aus Russland bedingten umfangreiche Investitionen. Zusätzlich würden in den kommenden Jahren erdgasverstärkende Maßnahmen zur Umstellung von Leitungen des Fernleitungsnetzes im Zuge des Aufbaus des Wasserstoffnetzes erhebliche Investitionen in das Gasnetz (siehe genehmigter Wasserstoff-Kernnetzantrag) erfordern, die in jedem Fall auch zusätzliche OPEX generieren würden. Ähnlich verhalte es sich bezüglich der avisierten Kraftwerksstrategie. Die Anbindung neuer wasserstofffähiger Gaskraftwerke zur Absicherung der Stromversorgung erfordere zum Teil Ausbauten des Gasnetzes, die CAPEX und OPEX erzeugten.

165 Im Gegensatz zu den Gas-VNB sei es Aufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber, das System in Gänze im Sinne der Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Die damit verbundenen remanenten Kosten zur Aufrechterhaltung des Transportnetzes führten eben nicht automatisch zu einer Reduktion der Versorgungsaufgabe. Dementsprechend sei die Investitionsfähigkeit der Fernleitungsnetzbetreiber essenziell, um einerseits die Dekarbonisierung des Gasnetzes zu realisieren und andererseits gleichzeitig auf dem Weg dorthin die Versorgungssicherheit der verbleibenden Gaskunden und nachgelagerter Netze im Sinne der §§ 11 und 15 EnWG sicherzustellen. Die Freiheitsgrade für die anstehenden Investitionen seien in diesem Sinne auch unter Berücksichtigung der Verpflichtungen aus dem Netzentwicklungsplan für die Fernleitungsnetzbetreiber eingeschränkt, eine signifikante Reduzierung der Gasfernleitungskapazitäten sei hieraus in absehbarer Zeit nicht ersichtlich. Daher sei es unerlässlich, dass ein kostendeckender und wirtschaftlicher Betrieb des Fernleitungsnetzes auch zukünftig möglich sei. Das hierfür benötigte Kapital werde den Fernleitungsnetzbetreibern nur zugänglich sein, wenn eine zugestandene regulatorische

Entwurf

Rendite auf das investierte Kapital nicht durch eine Unterdeckung bei den OPEX geschmälert werde. Die Kapitalbeschaffung bei Eigenkapitalgebern werde ohnehin herausfordernd, da die Investition in ein Erdgasnetz im Hinblick auf die ESG-Kriterien zur Nachhaltigkeit im Vergleich zu anderen Investitionsmöglichkeiten weniger attraktiv sei. Dies führe regelmäßig zu Risikoaufschlägen bei der Bewertung der Investition und damit zu einer Erschwerung bei der Kapitalbeschaffung. Gleiches gelte für die Beschaffung von Fremdkapital, da die Banken zunehmend die ESG-Kriterien in ihre Risikobewertung aufnähmen. Komme in Zukunft noch ein nicht kostendeckender Betrieb aufgrund der Regulierung bei den OPEX hinzu, führe dies zur Erhöhung der Kosten der Netzbetreiber, erschwere zunehmend die Kapitalbeschaffung und gefährde damit letztlich die Versorgungssicherheit.

166 Weiterhin entfalle durch die stufenweise Umstellung der Investitionsmaßnahmen auf den Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV die bisherige Möglichkeit, zusätzliche OPEX, die durch Neuinvestitionen entständen, innerhalb der Regulierungsperiode teilweise zu kompensieren. Diese OPEX würden im vorgesehenen Regulierungsrahmen für Fernleitungsnetzbetreiber während der laufenden Regulierungsperiode gar nicht und ab der nächsten Regulierungsperiode erst mit erheblichem Zeitverzug in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Dies führe faktisch zu einer Entwertung der Investitionen und damit zukünftig zu weiteren Schwierigkeiten bei der Kapitalbeschaffung für die notwendigen Investitionen in die Fernleitungsnetze.

167 Erschwerend komme hinzu, dass der aktuelle Entwurf der Festlegung RAMEN vorsehe, dass unterperiodische Anlagenabgänge, z. B. in Form von Übertragungen an andere Netzbetreiber, im Rahmen des Kapitalkostenabzugs unmittelbar mit ihren kalkulatorischen Restwerten sowie den damit verbundenen Kosten, Erlösen und Erträgen in der Erlösobergrenze angepasst würden. Dies führe zu einer asymmetrischen Behandlung der OPEX, da Kosten und Erlöse für Anlagenabgänge unterperiodisch sofort wirksam werden, während zusätzliche OPEX aus Investitionen unberücksichtigt blieben.

168 Es sei unerlässlich, einen Kompensationsmechanismus für unterperiodische Anpassungen von OPEX im zukünftigen Regulierungsdesign zu etablieren. Insbesondere mit Neuinvestitionen in Verbindung stehende OPEX müssten regulatorisch kompensiert werden. Eine mögliche Lösung könnte die Einführung eines Mechanismus sein, der eine zeitnahe und vollständige Anerkennung der zusätzlichen OPEX im Zusammenhang mit neuen Investitionen als auch aufgrund von zusätzlichen Verpflichtungen während der Regulierungsperiode ermögliche, um

Entwurf

die finanzielle Stabilität der Fernleitungsnetzbetreiber zu gewährleisten und die notwendigen Investitionen zu ermöglichen.

169 Entsprechende Anpassungen bei der weiteren Ausgestaltung des Regulierungsdesigns seien unabdingbar, um eine faire und ausgewogene Behandlung der OPEX sicherzustellen.

4.2.3.3 Evaluierung nach Tenorziffer 3.2

170 Es wurde hinterfragt, ob die Evaluierung nicht offener in Bezug auf drei oder fünf Jahre geführt werden könne oder dies explizit eingefordert.

171 Der vorliegende Beschluss lasse ohne eine Abänderung keine weitere Regulierungsperiode von fünf Jahren zu und müsse weitaus offener bzw. aus einer anderen Perspektive formuliert werden.

172 Es wurden auch Bedenken geäußert, dass zum Evaluierungszeitpunkt noch nicht genug Erfahrungen, insbesondere zu Verfahren nach Festlegung der Erlösobergrenze gesammelt seien.

173 Auch wird darauf hingewiesen, dass 2030 Basisjahr im Gasbereich sei. Die relevanten Festlegungen für Gas müssten bis Ende 2028 feststehen. Die Evaluierung werde zu spät abgeschlossen. Es sei zu bezweifeln, dass die Evaluierungsergebnisse dann noch entsprechend ihrer eigentlichen Intention in eine sachgerechte Ergebnisfindung zur Dauer der Regulierungsperiode einfließen können.

174 Falls die Bundesnetzagentur an der Verkürzung der Regulierungsperiode festhalte, wurde auch gefordert, dass die Vereinfachungen und Prozessbeschleunigungen anhand von vorab definierten Kriterien durch einen unabhängigen Gutachter untersucht werden und unter Konsultation der Netzbetreiber evaluiert werden sollten.

175 Allgemeiner wurde gefordert, dass der Evaluierungsprozess unter weitreichender Konsultation der Branche erfolgen solle. Nur so könne eine sachgerechte Ergebnisfindung gewährleistet werden.

176 In diesem Zusammenhang wurde auch angeregt, dass die Evaluierung durch ein externes Gremium erfolgen solle und die Evaluierung - analog einem Gesetzgebungsverfahren - die Problem- und Zielstellung, die Lösung, die Alternativen sowie die Wirkungen auf die Netzbetreiber und Regulierungsbehörden aufzeige. Dabei sei auch wichtig, die damit einhergehenden Kosten aller Beteiligten zu betrachten.

Entwurf

177 In diesem Zusammenhang wurde auch gefordert, klare, transparente und nachvollziehbare Kriterien heranzuziehen, die insbesondere die Anzahl und Dauer von Verwaltungsverfahren und der anhängigen gerichtlichen Verfahren einbeziehen. Zudem müsse auch bewertet werden, ob der grundlegende Auslöser – die zunehmende Dynamik, insb. durch die beschleunigte Energiewende – noch Bestand habe oder eine Annäherung an einen (wieder) eingeschwungenen Zustand stattgefunden habe oder absehbar sei. Die Rahmenbedingungen für die Evaluierung – Verfahren und Grundlagen - sollten in der Festlegung verankert werden. Zudem müsse sichergestellt sein, dass das Ergebnis der Evaluierung und auch deren Grundlagen bei Bedarf von einer unabhängigen Stelle, z.B. durch ein Gericht, überprüft werden können.

178 Zwingend müssten zudem dabei die "gewonnenen Erkenntnisse aus der Rechtsprechung"[3] in die Bewertung einfließen und demnach im Zweck ergänzt werden.

179 Ebenso wurde gefordert, dass die Evaluierung sich auch auf den Stand laufender Beschwerdeverfahren und die Sachgerechtigkeit des Anpassungsmechanismus erstrecken solle. Falls die Evaluierung aufgrund fehlender Erkenntnisse und Erfahrungen aus der Praxis nicht sinnvoll umsetzbar sei, solle auch keine Umstellung auf eine dreijährige Regulierungsperiode erfolgen.

180 Allgemein wurde auch auf die Arbeitshilfe zur Evaluierung von Regelungen der Bundesregierung, die Teil der Konzeption für Bessere Rechtssetzung und Bürokratieabbau der Bundesregierung sei, verwiesen. In ihrer neuen Rolle als rechtssetzendes Organ dürfe die Bundesnetzagentur, als Teil der Bundesverwaltung, diese Grundsätze nicht unbeachtet lassen.

4.2.4 Stellungnahmen zu: Regulierungsformel (Tenorziffer 4)

181 Die grundsätzlich gestiegene Transparenz bei der Formel der Erlösobergrenze wurde begrüßt. Die einzelnen Bestandteile seien nunmehr besser aufgeschlüsselt und nachvollziehbar.

4.2.4.1 Anwendung des Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nur auf OPEX

182 Die einseitige Beseitigung von Inkonsistenzen im Regulierungsrahmen sei sachlich nicht richtig. Der Entfall der Inflationierung der CAPEX sei nicht verhältnismäßig, zumal andere Fehler in der Regulierungsformel wie der zweijährige Verzug bei der Anwendung des

[3] Anführungszeichen aus Stellungnahme übernommen.

Entwurf

Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) nicht beseitigt würden. Bezüglich des Entfalls der Inflationierung der CAPEX sei sicherzustellen, dass der Zinsanteil für das Eigenkapital den Inflationsausgleich gewährleisten müsse.

4.2.4.2 Effizienzvorgaben auf Kapitalkosten

183 Es sei nachvollziehbar, dass es weiterhin einen Effizienzvergleich basierend auf den Gesamtkosten geben solle, um Verzerrungen im Effizienzvergleich zu vermeiden. Die Umsetzung von kurzfristigen individuellen Effizienzvorgaben auf Kapitalkosten sei auf Grund der langen Nutzungsdauern jedoch nicht realisierbar, da in der Regel die Kapitalkosten erst nach Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer durch Rückbau oder Ersatz der Anlagen signifikant angepasst werden könnten. Die Anwendung des Effizienzwertes solle sich daher auf die Betriebskosten beschränken. Kapitalkosten berücksichtigten unveränderliche Anschaffungs- und Herstellungskosten und festgelegte Abschreibungsmethoden, daher sei eine Effizienzerzielung nicht möglich. Auch im bisherigen Regulierungssystem hätten Effizienzvorgaben auf Kapitalkosten nur im OPEX-Bereich umgesetzt werden können, allerdings hätten die Netzbetreiber einen Ausgleich über die Inflationsanpassung der CAPEX erhalten. Ein entsprechendes kompensatorisches Element sei im Sachstandspapier hingegen nicht vorgesehen. Zudem sei ein übermäßig kapitalintensives Verhalten von Netzbetreibern aus praktischen Gründen (Ressourcenknappheit bei Material, Personal und Finanzen) nicht zu befürchten. Es werde immer die kosteneffizienteste Maßnahme veranlasst. Darüber hinaus sei zu Bedenken, dass bei Effizienzvorgaben auf Kapitalkosten Netzbetreiber, die sich in der Transformation besonders engagieren und zulasten ihrer Kapitalverzinsung investieren und damit vorrauschauenden Netzaus- und -umbau betreiben, doppelt bestraft würden.

184 Einige Netzbetreiber tragen vor, dass die Anwendung der Effizienzvorgaben auf die CAPEX zu kritisieren sei, weil in der Gestaltung der CAPEX kaum Freiheitsgrade bestünden und die Effizienzvorgaben damit weder erreichbar noch übertreffbar wären.

185 Ein Netzbetreiber mit einem Effizienzwert von 90 %, dessen Basisjahrkosten sich zu 50 % aus Betriebskosten, zu 40 % aus Kapitalkosten und zu 10 % aus volatilen Kosten zusammensetzen, könne seinen Erlöspfad nur einhalten, wenn er seine Betriebskosten um 20 % absenkt.

186 Die gesamte Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber werde regelmäßigen Netzflusssimulationen unterzogen und Neuinvestitionen würden über den NEP angezeigt und auf ihre Notwendigkeit hin überprüft. In der Folge ergebe sich eine Investitionsvorgabe aus

Entwurf

dem NEP. Zudem gebe es angesichts knapper Ressourcen bei Lieferanten und Dienstleistern keinen Verhandlungsspielraum mehr bei den Anschaffungs- und Herstellkosten.

187 Darüber hinaus sei ein kurzfristiger Abbau von CAPEX bei einem verkürzten Abbaupfad ohnehin nicht darstellbar.

188 Die Anwendung des Effizienzvergleichs auf die Investitionen der Fernleitungsnetzbetreiber stelle ein Risiko für Investoren dar und benachteiligt die Fernleitungsnetzbetreiber gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern im Wettbewerb um Kapital. Zwar werden die Fernleitungsnetze nicht mehr in dem Maße ausgebaut, wie die Übertragungsnetze, dennoch würden durch erdgasverstärkende Maßnahmen und Netzerweiterungen für den Anschluss neuer Gaskraftwerke Investoren in erheblichem Umfang benötigt.

189 Zudem sei in der Regulierungsformel mit dem Kapitalkostenabzug eine unmittelbare Berücksichtigung der Änderungen in den CAPEX vorgesehen. Neuinvestitionen würden jährlich im Kapitalkostenaufschlag berücksichtigt und auch Anlagenabgänge würden nunmehr über den Kapitalkostenabzug jährlich nachgefahren werden. Die CAPEX unterlägen somit zukünftig einer jährlichen Anpassung auf das Ist-Niveau des jeweiligen Jahres. Damit werde auch der Wegfall der Inflationierung der CAPEX begründet. Die Effizienzvorgabe solle gemäß dem Entwurf aber erhalten bleiben, was nicht konsistent sei. Hinzu komme, dass die Anwendung von beschleunigten Abschreiben nach der Festlegung KANU 2.0 bzw. der Nachfolgeregelung der GasNEF berücksichtigt würden und bei einer Anwendung der Effizienzvorgabe der Zweck der beschleunigten Abschreibungen (die Vermeidung von „sunk costs“) konterkariert würde.

4.2.4.3 Effizienzvorgaben auf volatile Kostenanteile

190 Da volatile Kosten bereits jährlich an die tatsächlichen Gegebenheiten angepasst werden, würde eine zusätzliche Effizienzvorgabe auf diese Kostenbestandteile zu systematischen Verzerrungen und einer überproportionalen Effizienzvorgabe auf OPEX führen.

191 Vielmehr dürften volatile Kosten aus systematischen Gründen keiner Effizienzvorgabe unterliegen. Der Wert VK_t bilde die volatilen Kosten im Zeitpunkt t ab. Jegliche Einsparungen im Vergleich zum Wert VK_0 seien somit direkt in der Erlösobergrenze über den Wert VK_t berücksichtigt. Jedoch würden zusätzlich über die Effizienzvorgaben einschließlich auf den Wert VK_0 die im Effizienzvergleich festgestellte Ineffizienzen pauschal erlösmindernd angesetzt. Damit könne die Effizienzvorgabe durch Einsparungen bei den volatilen Kosten

Entwurf

faktisch nicht erreicht werden und es bestehe kein Anreiz für die Netzbetreiber, volatile Kosten einzusparen. Vielmehr müssten die Effizienzvorgaben in anderen Kosten Kostenpositionen gehoben werden, was nicht möglich und nicht verursachungsgerecht sei.

192 Bezüglich des Wertes VK_0 werde im Ergebnis unterstellt, dass die festgestellten Ineffizienzen zwangsläufig fortbestehen würden. Zudem würde bei dem Plankostenansatz mit Plan-Ist-Abgleich nicht mehr das Budgetprinzip bei volatilen Kosten gelten. Eine nachträgliche Einsparung auf ein vermeintlich repräsentatives Budget sei daher nicht möglich.

193 Eine Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sei damit nicht mehr gegeben. Dies stehe auch im Widerspruch zu der Einordnung der Beschlusskammer, wonach volatile Kosten einen Mittelweg, zwischen den beeinflussbaren Kostenanteilen und den Kostenarten, welche keinen Effizienzvorgaben unterliegen, darstellen würden.

194 Die Effizienzvorgaben seien daher ausschließlich auf den beeinflussbaren Teil der Kosten der Betriebskosten anzuwenden. Um Effizienzanreize bei den Kapitalkosten und den volatilen Kosten beizubehalten, genüge es, diese bei der Bestimmung der Kostenbasis für den Effizienzvergleich als Aufwandsparameter einzubeziehen.

195 Einflussmöglichkeiten eines Netzbetreiber auf diese Kosten seien zudem nahezu nicht gegeben, da gerade Preis bzw. die Menge der volatilen Kosten auf Basis externer Entwicklungen schwanken würden.

4.2.4.4 Rechnerische Korrektur der Regulierungsformel im Hinblick auf volatile Kostenanteile

196 Unabhängig von der Frage, ob die Effizienzvorgabe auf den Basisjahrwert der volatilen Kosten wirken solle, wurde eine Korrektur der Regulierungsformel gefordert. Die volatilen Kostenanteile sollten als eigene Kategorie neben den OPEX und CAPEX einer sachgerechten und rechnerisch richtigen Anpassung unterliegen. Die volatilen Kosten seien im vorderen Teil der Regulierungsformel durch einen eigenständigen Term zu repräsentieren, auf den lediglich der Verteilungsfaktor mit Effizienzvorgaben anzuwenden sei, jedoch keine Anwendung des VPI und des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors erfolgen solle. Bei dieser Notation müsse im zweiten Teil der Formel auch keine Korrektur um den Faktor des VPI und Xgen erfolgen.

Entwurf

$$EOG_t = KA_{nEu,t} + (OPEX_0 - VK_0) * (1 - X_{ind,t}) * \prod_{i=1}^{t}\left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF\right) + VK_0 * (1 - X_{ind,t}) + (CAPEX_0 - KK_{Ab,t}) * (1 - X_{ind,t}) + KK_{Auf,t} + B_t + Q_t + VK_t - VK_0 + S_t + F\&E_t$$

197 Dieses Vorgehen würde mit dem systematisch zutreffenden Vorgehen bei der Bereinigung der im Ausgangsniveau der Gasnetzbetreiber enthaltenen Kosten und Erlöse bzw. Erträge aus Anlagenabgängen (BVG_0) gemäß Tenorziffer 4.6 übereinstimmen.

198 Im Formelvorschlag der Beschlusskammer würden hingegen im Ergebnis auch Inflationssteigerungen abgezogen, die im ersten Teil der Formel aufgrund des Verteilungsfaktors gar nicht anerkannt würden. Wenn ein Netzbetreiber auch bezüglich der volatilen Kostenanteile den Abbaupfad einhalte, erhalte er nicht die vollständigen Kosten anerkannt. Über den Korrekturterm werde somit eine höhere Anpassung mittels VPI und Xgen abgezogen, als die Netzbetreiber erlösobergrenzen erhöhend ansetzen dürften.

199 Ein weiterer Vorschlag zur Änderung der Regulierungsformel sieht in diesem Zusammenhang folgende Korrektur vor:

$$+VK_t - VK_0 \times \mathbf{(1 - X_{ind,t})} \times \prod_{i=1}^{t}\left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF\right) + \cdots$$

4.2.4.5 Anzeigeverfahren zur Anpassung der Erlösobergrenze

200 Das Anzeigeverfahren zur Anpassung der Erlösobergrenze wurde begrüßt.

4.2.4.6 Buchverluste- und gewinne

201 Die Regelung zur Berücksichtigung von Buchverlusten- und Gewinnen aus Anlagenabgängen wurde teilweise abgelehnt. Es bestünde die Gefahr von Optimierungen durch Netzbetreiber im Effizienzvergleich. So könnten diese die Werte der Buchverluste im Ausgangsniveau mit Null angeben und dadurch einen höheren Effizienzwert erlangen. Durch die Anpassung mit Ist-Werten im Kapitalkostenabzug könnten sie dennoch in den folgenden Jahren Buchverluste geltend machen. Zudem hebele der jährliche Kapitalkostenabzug unter Berücksichtigung der Anlagenabgänge das Budgetprinzip aus, was nicht sachgerecht sei. Schließlich stelle die Regelung keine Vereinfachung bzw. Beschleunigung dar.

202 Zudem wurde vorgeschlagen, zur vereinfachten Darstellung der Regulierungsformel, die Verluste aus Anlagenabgängen im Basisjahr aus dem Wert $OPEX_0$ herauszurechnen, so dass es keines Korrekturterms bedürfe.

Entwurf

203 Überwiegend wurde die Regelung dem Grunde nach als sachgerecht bezeichnet. Jedoch sollte der Sachverhalt der kalkulatorischen Buchverluste insofern geregelt werden, als das eine vollständige Anerkennung der Kosten erfolge. Bei solchen Kosten etwa aufgrund von Umlegungen, Umbauten oder durch vorzeitige Materialermüdung handele es sich nicht um Besonderheiten des Basisjahres. Der neue Korrekturterm solle daher auch die Effekte aus kalkulatorischen Buchgewinnen- und- Verlusten im Sinne einer ganzheitlichen verursachergerechten Abbildung berücksichtigen.

204 Zudem sei aufgrund des systematischen Wechsel vom bisherigen Budgetprinzip nur neuen Regelung eine Übergangsregelung zu schaffen betreffend die Anlagenabgänge der Geschäftsjahre nach dem Basisjahr der vierten Regulierungsperiode (also ab 2021) bis zur erstmaligen Berücksichtigung der Anlagenabgänge im Kapitalkostenabzug im ersten Jahr der fünften Regulierungsperiode. Nur so sei sichergestellt, dass die Anlagenabgänge vollständig und sachgerecht in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

4.2.4.7 Verfahrensregelungen

205 Nach einer vorgetragenen Auffassung enthalte nicht nur die Regelungen unter Tenorziffer 4.2 S. 2 und S. 4 verfahrensrechtliche Bestimmungen im Sinne des § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG. Auch die weiteren Bestimmungen in Tenorziffer 4.2 S. 1 und S. 3 seien keine rein-materiellrechtlichen Regelungen, sondern zumindest auch verfahrensrechtlicher Natur. Diese Regelungen müssten bei den Verfahrensbestimmungen ergänzt werden.

4.2.5 Stellungnahmen zu: Ausgangsniveau (Tenorziffer 5)

206 Das angelegte Verhältnis der Festlegungen RAMEN und StromNEF/GasNEF wurde kritisiert. Dies betrifft einerseits die in der Festlegung RAMEN enthaltenen abstrakten Kriterien zur Bestimmung des Ausgangsniveaus und andererseits die materiellen Regelungen zum Ausgangsniveau auf der Ebene der Festlegung RAMEN. Diese Regelungen wurden inhaltlich bemängelt und das systematische Verhältnis zur Festlegung zum Ausgangsniveau wurde kritisiert.

4.2.5.1 Kriterien zur Bestimmung des Ausgangsniveaus

207 Die Formulierungen zur Anerkennung nur solcher Kosten, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen sowie der Ausschluss von Kosten, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, ließen einen über den

Entwurf

eigentlichen Effizienzvergleich hinausgehenden weiteren Effizienzvergleich vermuten. Eine solche Effizienzbetrachtung bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus sei nicht sachgerecht. Vielmehr seien betriebsnotwendige Kosten vollständig im Ausgangsniveau anzuerkennen. Erst im Folgeprozess des Effizienzvergleichs erfolge sodann eine Gegenüberstellung mit strukturell vergleichbaren Netzbetreibern. Darüber hinaus sollten derartige Grundsätze zum Ausgangsniveau aus systematischen Gründen der Festlegung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus vorbehalten bleiben.

208 Die Formulierung in Tenorziffer 5.1 S. 4, wonach die Kosten keine damit nicht zusammenhängenden Bestandteile zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen dürften, sei sprachlich, inhaltlich und von der Zielsetzung unklar und zu streichen. Insbesondere seien alle Kosten anerkennungsfähig, die der Verwirklichung der Ziele nach § 1 EnWG dienten. Auch Mehrkosten in diesem Zusammenhang, etwa Kosten zur CO2-freie Beschaffung von Energie, seien anerkennungsfähig.

209 Während einerseits angemerkt wurde, dass die Festlegung RAMEN bereits übermäßige Vorgaben zur Bestimmung des Ausgangsniveaus enthalte, wurde andererseits die Aufnahme weiterer Kriterien gefordert. So solle auch die Vorgabe in § 21 Abs. 2 S. 4 EnWG aufgenommen werden, wonach Netzbetreiber Investitionen so vornehmen können müssten, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet sei. Ein Hinweis in der Begründung auf diese Regelung sei unzureichend und werde dieser gesetzlichen Anforderung nicht gerecht.

210 Als weiteres Kriterium zum Ausgangsniveau wurde gefordert, dass es nicht nur einen Ausschluss von Kosten geben dürfe, die sich nicht im Wettbewerb einstellen würden. Als Positiv-Kriterium im Sinne der Wettbewerbsanalogie müsste auch geregelt werden, dass alle Kostenbestandteile, die sich auch im Wettbewerb einstellen würden, bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus zu berücksichtigt seien.

211 Den Ausführungen, dass eine Erstattung von Ist-Kosten oder Vollkosten wegen der europarechtlichen Vorgabe zur Kostenorientierung nicht in Betracht komme, könne nicht gefolgt werden. Die hier adressierte Kostenorientierung beziehe sich letztlich auf die Bildung und Erhebung von Entgelten und die Frage, inwiefern Netzkunden dadurch an den für sie maßgeblichen Kosten beteiligt werden oder ob insofern Abstraktionen möglich sind. Das Regulierungssystem müsse hingegen sicherstellen, dass es jedenfalls im Durchschnitt bzw. im Zeitverlauf im Ergebnis zu einer Anerkennung der (effizienten) Ist-Kosten der Netzbetreiber komme.

Entwurf

4.2.5.2 Materielle Regelungen zur Bestimmung des Ausgangsniveaus

212 Bezüglich der folgenden Regelungen wurden nicht nur inhaltliche Anmerkungen getätigt, sondern auch geltend gemacht, dass diese aus systematischen Gründen erst auf der Ebene der Festlegung StromNEF/GasNEF zu treffen seien, um eine stringente, kaskadierende Festlegungsstruktur zu wahren. Darunter fielen die Regelung bzw. insbesondere die Erwägungen zur Gewerbesteuer sowie die Regelungen zur Besonderheit des Geschäftsjahres. Ausführungen zur Berechnung der Gewerbesteuer innerhalb des WACC sollten nachfolgenden Festlegungen überlassen werden (wobei der Vom-Hundert-Ansatz als nicht sachgerecht bezeichnet wurde).

4.2.5.2.1. Besonderheit des Geschäftsjahres

4.2.5.2.1.1 Prüfansätze zur Bestimmung einer Besonderheit der Kosten

213 Bezüglich der Regelung zur Berücksichtigung von Besonderheiten des Geschäftsjahres bei Kosten wurden insbesondere die Erwägungen kritisch gewürdigt. Eine hiermit womöglich skizzierte Methodik zur pauschalen Aberkennung jeglicher Besonderheiten des Geschäftsjahres mittels standardisierter Mittelwertbetrachtung ohne Einzelfallprüfung stelle ein erhebliches Risiko dar, dass im Ergebnis keine angemessene Ausgangsbasis für ein Regulierungsperiode anerkannt werde. Eine vergangenheitsbezogene Mittelwertbildung könne schon deswegen nicht sachgerecht sein, da hierbei die Inflation der Kosten der jeweiligen Jahre nicht berücksichtigt werde.

214 Dies gelte auch bzw. insbesondere für den Fall einer verkürzten Regulierungsperiode, da sich in dieser Konstellation und auch aufgrund der Transformationsphase des Energiesektors und der damit einhergehenden Kostensteigerungen der sogenannte Basisjahreffekt nicht einstellen würde. Bei der Prüfung einer Besonderheit müsse vielmehr eine vorwärtsgerichtet Betrachtung der Kostensituation erfolgen.

215 Eine dreijährige Regulierungsperiode würde im Rahmen der notwendigen Beschleunigung der Verfahren in diesen Fragen zu standardisierten Prüfansätzen führen, wodurch eine angemessene Kostenanerkennung nicht gewährleistet wäre. Es bedürfe daher vorab einer Diskussion über angemessene Prüfansätze. Eine Mittelwertbildung könne aufgrund der Inflation bezüglich der Vergangenheitswerte und der absehbaren Kostensteigerung nicht die Basis für einen solchen Prüfansatz sein.

Entwurf

216 Zudem wurde vortragen, dass die an die bisherige Rechtslage angelehnte Regelung nicht zu Verfahrensvereinfachungen führen würde. Vielmehr sollten im Einklang mit der Rechtsprechung lediglich besondere Einmaleffekt in Abgrenzung zu hinzunehmenden Kostenschwankungen als Besonderheiten des Geschäftsjahres relevant sein.

4.2.5.2.1.2 Gesamthafte Betrachtung der Kostensituation

217 Es wurde gefordert, dass bei einer Beurteilung von Besonderheiten des Basisjahres nicht nur auf einzelne Kosten- bzw. Erlöspositionen abgestellt werde, sondern dass hierbei auch sachliche Zusammenhänge zwischen der Entwicklung mehrerer Kosten- bzw. Erlöspositionen beachtet werden müssten.

4.2.5.2.1.3 Regelung zur Besonderheit des Geschäftsjahres bei Erlösen und Erträgen

218 Die Regelung zum Ansatz eines effizienten Wertes von Erlösen und Erträgen beim Vorliegen einer Besonderheit des Geschäftsjahres wurde kritisiert. Es könnten aus methodischen Gründen und aufgrund der damit erfolgenden Ungleichbehandlung nicht einerseits erhöhende Plankostenansätze ausgeschlossen werden und andererseits über die Gewinn- und Verlustrechnung hinausgehende Erlöse angesetzt werden. Dies würde das Ergebnis der Kostenprüfung verzerren und eine Asymmetrie zu Lasten der Netzbetreiber darstellen. Es könnte von Netzbetreibern keine Nachweise zu nicht vorhandenen Planerlösen geführt werden, die aus dem Nichts herangezogen werden sollen.

219 Es müssten zudem sichergestellt werden, dass keine isolierte Betrachtung von verringerten Erlösen erfolge. Diese könnten auch mit verringerten Kosten zusammenhängen.

220 Die Regelung komme einem zusätzlichen Partialbenchmark der Erlöse und Erträge gleich. Es bliebe unklar, wie die Vergleichsunternehmen hierfür bestimmt werden würden. Vermeintlich ineffiziente Erlöse und Erträge sollen vielmehr in den eigentlichen Effizienzvergleich einfließen und dort einem Quervergleich unterworfen werden.

221 Die methodischen Folgen der Regelungen seien nicht erkennbar, da gemäß den Erwägungen eine Behandlung der Erlöse und Erträge spiegelbildlich wie die die Behandlung der Kosten erfolgen solle, aber bei den Kosten gerade keine Erhöhung zugelassen werden. Im Ergebnis sollten vielmehr besonders hohe Erlöse und Erträge spiegelbildlich zu den Kosten gekürzt

Entwurf

werden können, um ein sachgerechtes Ausgangsniveau zu gewährleisten. Hingegen sei eine Anrechnung von Plan-Erlösen und ein Ausschluss von Plan-Kosten nicht zu rechtfertigen.

4.2.5.2.1.4 Positive und negative Besonderheiten sowie Plankosten

222 Es wurde gefordert, auch sogenannte negative Besonderheiten zu berücksichtigen. Dies seien im Basisjahr besonders geringer ausfallender Kosten bzw. besonders hoch ausfallender Erlöse oder Erträge. Es sei eine Regelung aufzunehmen, die es der Regulierungsbehörde in diesen Fällen ermögliche, eine Erhöhung von Kosten und eine Verringerung von Erlöspositionen im Vergleich zur Gewinn- und Verlustrechnung des Basisjahres einzubeziehen. Nur durch einen einheitlichen Maßstab für die Behandlung von positiven und negativen Besonderheiten könnte im Ergebnis ein angemessenes Niveau an betriebsnotwendige Netzkosten und damit ein repräsentatives Ausgangsniveau für die gesamte Regulierungsperiode ermittelt werden.

223 In diesem Zusammenhang steht auch die Forderung, dass auch im Rahmen einer Anreizregulierung Plankostenansätze anzuerkennen seien. Der reine Verweis auf die entsprechende Regelung in der Festlegung zum Ausgangsniveau sei ein Zirkelschluss. Diesbezüglich wurde auch vorgetragen, dass aufgrund der Regelungen in der Festlegung zum Ausgangsniveau die Erwägungen in der Festlegung RAMEN zu diesem Aspekt entfallen könnten.

4.2.5.2.2. Differenzierung von OPEX und CAPEX

224 Die Abgrenzung im Ausgangsniveau zwischen CAPEX und OPEX wurde begrüßt. Jedoch wurde angeregt, in der Festlegung RAMEN eine Begriffsdefinition der CAPEX und OPEX aufzunehmen, etwa durch Übernahme oder Verweis auf die entsprechenden Definitionen in der Festlegung zum Ausgangsniveau.

4.2.5.2.3. WACC

225 Die Festlegung eines pauschalen WACC dem Grunde nach bereits in der Festlegung RAMEN wurde begrüßt. Neben der deutlich vereinfachten Berechnung und Vergleichbarkeit im internationalen Umfeld, werde durch die Pauschalierung des Abzugskapitals auch eine Bilanzoptimierung auf Seiten der Netzbetreiber unnötig gemacht. Dies würde die Prüfungshandlungen der Regulierungsbehörden deutlich vereinfachen und die Verfahren beschleunigen.

Entwurf

226 Es wurde auf Inkonsistenzen bei den Ausführungen in der Festlegung RAMEN und Strom- bzw. GasNEF verwiesen. Diese seien zu neutralisieren.

227 Nur teilweise wurden die Annahmen hinterfragt, auf die die Grundsatzentscheidung zu einem WACC gestützt wird. So sei es etwa Netzgesellschaften in kommunalen Konzernen aufgrund der Vielzahl von Investitionen nur begrenzt möglich, sich im Hinblick auf die Kapitalkosten wirtschaftlich zu optimieren. Das Risiko, dass Netzbetreiber sich nicht optimieren können, sei bei der Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes angemessen zu berücksichtigen. Vereinzelt wurde vorgetragen, dass im Hinblick auf langfristige Finanzierungen durch Fremdkapital mit Laufzeiten von mehreren Jahrzehnten und zum damaligen Zeitpunkt marktüblichen Zinssätzen kein Optimierungspotential bestünde.

4.2.5.2.4. Verhältnis des WACC zu anpassbaren Zinsen im Rahmen von KA_{nEu}

228 Die Regelungen bzw. Ausführungen in den Festlegungen RAMEN und StromNEF sowie GasNEF zum WACC einerseits mit pauschalen Fremdkapitalzinsen und andererseits zu anpassbaren Fremdkapitalzinsen bei der Regelung zu KA_{nEu} seien widersprüchlich. So würde die Festlegung RAMEN die Kosten bei Versorgungsleistungen einschließlich der Zinsanteile zu anpassbaren KA_{nEu} erklären. Hingegen seien gemäß der Festlegung RAMEN sowie StromNEF bzw. GasNEF eine WACC-Rate mit einem vollständig pauschalen Ansatz für die Fremdkapitalzinsen vorgesehen, einschließlich dem Fremdkapitalzinsaufwand für zinstragende Rückstellungen. Insofern sei nicht nachvollziehbar, ob und wie eine Anpassung dieser Zinsanteile als KA_{nEu} erfolgen könne.

229 Diese Fragestellungen wurden auch in Bezug zur Regelung der volatilen Kosten angemerkt, wonach auch dort Anpassungen von Zinsanteilen möglich sein sollen.

4.2.6 Stellungnahmen zu: Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Tenorziffer 6)

4.2.6.1 Verbraucherpreisgesamtindex (Tenorziffer 6.1)

230 Die Verwendung des VPI zur jährlichen Anpassung wurde in den Stellungnahmen weit überwiegend für sachgerecht gehalten.

231 In vielen Stellungnahmen wurde gefordert, die zeitverzögerte Berücksichtigung der Inflation (t-2) beim Ansatz des VPI zu beseitigen. Diese stelle einen weitreichenden systematischen

Entwurf

Nachteil für Netzbetreiber dar, da zum einen das durchschnittliche Preisniveau des jeweiligen Jahres nicht erlösseitig über die Netzentgelte vereinnahmt werden könne und zum anderen der zweijährige Zeitverzug selbst erlösseitig nie aufgeholt werde, da jeweils zwei Jahresscheiben fehlten. Kritisiert wurde zudem, dass aus den Erwägungsgründen keine sachlichen Gründe für eine Fortführung des bisherigen zweijährigen Zeitverzugs erkennbar seien. Kritisiert wurde in diesem Zusammenhang ferner, dass lediglich eine aus Netzbetreibersicht nachteilige Korrektur der Inflationierung von Kapitalkosten und volatilen Kosten erfolge, aber nicht auch des zweijährigen Zeitverzugs. Dies sei nicht nachvollziehbar, da der Zeitversatz eine Inkonsistenz im Regulierungssystem darstelle. In quantitativer Hinsicht sei dieser Zeitverzug von ähnlicher Bedeutung wie die thematisierte „Doppelanpassung von Kapitalkosten". Bei einer dreijährigen Regulierungsperiode sei die quantitative Bedeutung des Zweijahresverzugs relativ zur „Doppelinflationierung" der Kapitalkosten sogar größer.

232 Für eine Beseitigung des zweijährigen Zeitverzugs wurden in den Stellungnahmen verschiedene Ansätze vorgeschlagen: Dies war zum einen der Ansatz eines Planwerts mit nachträglichem Ist-Abgleich über das Regulierungskonto. Teils wurde hierbei auf das Vorgehen beim Kapitalkostenaufschlag sowie in Österreich verwiesen. Hierbei könne der Durchschnitt der monatlichen Werte des VPI der ersten drei Quartale des letzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i oder alternativ ein mehrjähriger Durchschnitt als Planwert angewandt werden. Als Alternative wurde genannt, bei weitestgehend gleichmäßiger Inflationsentwicklung den zweijährigen Zeitverzug auch beim VPI des Basisjahres einzubauen (VPI_{i-3} in der Formel).

233 Teilweise wurde gefordert, die Inflationierung von Kapitalkosten fortzuführen, teils auch ausdrücklich zusätzlich zur Beseitigung des zweijährigen Zeitverzugs (vgl. Abschnitt 4.2.4.2). Teilweise wurde vorgetragen, dass bei einem Entfall der Inflationierung der CAPEX ein sachgerechter Nominalzinssatz entwickelt werden müsste.

234 In einer Stellungahme wurde kritisiert, dass die Inflationierung des Ausgangsniveaus mittels VPI und generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen) in der Vergangenheit hinter der genehmigten Kostenentwicklung zwischen der der dritten und vierten Regulierungsperiode Strom zurückgeblieben sei. Selbst bei alleiniger Anwendung des VPI ohne Zeitverzug und ohne Xgen hätte die Inflationierung des Ausgangsniveaus unterhalb der genehmigten Kostenentwicklung gelegen. Dies sei auch nicht durch die Inflationierung der Kapitalkosten ausgeglichen worden.

Entwurf

235 Seitens einer Stellungnahme wurde der Verzicht auf eine zusätzliche Inflationierung von Kapitalkosten sowie volatilen Kostenanteilen begrüßt.

236 Eine Stellungnahme regte an, die neue Formelkomponente ausführlicher zu erläutern oder um ein Beispiel zu ergänzen. Zudem solle die finale Festlegung eindeutige Aussagen enthalten, welche VPI-Reihe mit welcher Basisindizierung in den Berechnungen anzuwenden sei.

237 Mit der beabsichtigten Neufassung des bisherigen Terms zum VPI und Xgen durch die Verwendung eines Produktoperator käme es in der Regel zu jährlich geringfügig niedrigeren zulässigen Erlösen als nach der aktuell geltenden Regulierungsformel. Über den Zeitverlauf der Regulierungsperioden summierten sich diese geringeren Erlöse indes zu wirtschaftlich nennenswerten Größenordnungen. Eine mathematische Indikation für die Verwendung des neuen Produktoperator gebe es nicht, daher sollte die bisherige Berechnungsweise beibehalten werden.

4.2.6.2 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Tenorziffer 6.2)

238 In mehreren Stellungnahmen wurde gefordert, den Xgen im Gasbereich abzuschaffen. Als Alternative wurde vereinzelt vorgeschlagen, den Xgen im Zweifel bei 0 % festzulegen.

239 Die Forderung wurde in mehreren Stellungnahmen damit begründet, dass dieser angesichts des absehbaren Ausstiegs aus der Erdgasversorgung bis zum Jahr 2045 im Gasbereich allenfalls negative Werte annehmen könne, in der Methodik jedoch auf Wachstum ausgerichtet sei.

240 Teilweise wurde die Forderung auch an Bedenken hinsichtlich einer Fortführung eines Effizienzvergleiches im Gasbereich geknüpft. Vor dem Hintergrund unterschiedlich verlaufender Transformationspfade und Abschreibungspraktiken sei ein solcher fragwürdig.

241 In einer Stellungnahme wurde die Forderung damit begründet, dass die Energiewende große Investitionen erfordere und Output-Änderungen bei den Netzbetreibern bewirke, die nicht adäquat in einem Xgen abgebildet werden könnten. Die notwendige Berücksichtigung der Zunahme der Heterogenität sei in einer Malmquist-Methode nicht möglich, was zu verzerrten Ergebnissen führe.

242 Zusätzlich wurde teilweise angeführt, dass die Abschaffung sowohl bei den Netzbetreibern als auch bei den Regulierungsbehörden zu Vereinfachungen führe. Es stelle sich auch die Frage, ob noch wesentliche Unterschiede zwischen der Gesamtwirtschaft und dem Netzbetrieb gegeben seien. Auch sei fraglich, ob der damit verbundene bürokratische Aufwand

Entwurf

insbesondere hoher Prüfungsaufwand, wiederholte höchstrichterliche Auseinandersetzungen sowie die daraus resultierende Verlängerung der Verfahrensdauer, gerechtfertigt sei.

243 Zudem wurde im Einzelnen kritisiert, dass ein Gleichlauf der Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft in den Erwägungen als fiktive Annahme bezeichnet worden sei. Dann sei auch das Gegenteil, also das Auseinanderlaufen von Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung in Form einer Besonderheit bloß eine fiktive Annahme. Dass die Energiewirtschaft nur ein Teil der Gesamtwirtschaft ist, könne die letztgenannte Annahme nicht stützen. Erforderlich seien Treiberanalyse, Hypothesenbildung und Hypothesentest sowie eine Bewertung der Kosten und Nutzen.

244 Teilweise wurde unter Verweis auf die wirtschaftliche Bedeutung des Xgen gefordert, bereits in der Festlegung RAMEN sachgerechte Maßstäbe für die Bestimmung auch im Hinblick auf die Prognosequalität zu benennen, damit die Ermittlung wissenschaftlich fundiert und robust erfolge. In der Tendenz über vier Regulierungsperioden und über unterschiedliche Methoden habe sich gezeigt, dass der Xgen überschätzt worden sei. Hierzu wurden folgende Maßstäbe vorgeschlagen: Bei der Ermittlung des Xgen solle eine möglichst verzerrungsfreie und streuungsarme Prognosemethode verwendet werden, die Repräsentativität der für die Prognoseerstellung verwendeten Eingangsdaten und des zugrundeliegenden Berechnungszeitraumes berücksichtigt werden und der Prognosefehler als Kriterium für die Beurteilung von systemischen Abweichungen (Verzerrungen) und unsystematischen Abweichungen (Streuung) der Prognosemethode herangezogen werden.

245 Vorgetragen wurde ferner, dass eine Evaluierung der Prognosegüte in der Vergangenheit ein integraler und unverzichtbarer Teil des Prognoseprozesses sein müsse. Dies sei durch den Vergleich von historischen bzw. hypothetischen Prognosewerten mit zwischenzeitlich realisierten Größen möglich. Eine Ermittlung des Prognosefehlers und etwaige Anpassungen der Prognosemethode seien in der Wissenschaft ebenso wie in der professionellen Praxis absoluter Standard.

246 In mehreren Stellungnahmen wurde eine Methodenvielfalt zur Verifizierung sowie eine Stabilitätshypothese für die Übertragbarkeit vergangenheitsbezogener Daten in die Zukunft gefordert. Das Verlassen auf eine Methode, etwa nur die Malmquist-Methode, berge aufgrund der jeweiligen Vor- und Nachteile der Methoden das Risiko einer fehlerhaften Festlegung. Die Reduktion des Aufwands dürfe nicht zu Lasten der Robustheit gehen und das Risiko von

Entwurf

Fehlprognosen weiter vergrößern. Eine Beschränkung auf den Malmquist-Index werde dem Umstand nicht gerecht, dass der Xgen erhebliche Auswirkungen auf die wirtschaftliche Lage und damit die Handlungsfähigkeit von Netzbetreibern habe. Eine Methodenvielfalt erlaube die Plausibilisierung der Ergebnisse und ermögliche eine Bestabrechnung aus Sicht der Netzbetreiber, was die methodischen Unsicherheiten abmildere. Teils wurde ausdrücklich gefordert, die Ermittlung über den Törnqvist beizubehalten. Als weitere statistische Methode wurde eine Kleinste-Quadrate-Schätzung mit Zeittrend entsprechend dem Vorgehen in Österreich vorgeschlagen.

247 Eine Stellungnahme sprach sich dafür aus, bei alleiniger Anwendung der Malmquist-Methode eine getrennte Berechnung für Betreiber von Fernleitungsnetzen und für Betreiber von Verteilernetzen im Gasbereich vorzunehmen.

248 Teilweise wurde gefordert, ein anderes Verfahren zur Ermittlung des Xgen anzuwenden, welches eine bessere Prognose ermögliche oder eine nachträgliche Korrektur der falschen Prognoseentscheidung, etwa über das Regulierungskonto, vorzunehmen. In den letzten beiden Regulierungsperioden sei der festgelegte Xgen jeweils grob falsch gewesen sei.

249 Teilweise wurde die Aussage in den Erwägungen kritisiert, die Bestimmung des Xgen auf Basis historischer Daten sei aufgrund der stabilen Differenzen zwischen Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft gerechtfertigt. Hierzu wurde vorgetragen, der Xgen Strom für die dritte Regulierungsperiode auf Basis vergangenheitsbezogener Daten habe eine geringe Treffgenauigkeit aufgewiesen. Es wurde gefordert, kürzere Stützintervalle für die Bestimmung des Xgen heranzuziehen, um eine höhere Prognosegüte herzustellen. Jedenfalls sei eine geringe Treffgenauigkeit bei der Bestimmung des Xgen auf Basis vergangenheitsbezogener Daten zu vermeiden.

250 Seitens der Fernleitungsnetzbetreiber wurde zusätzlich vorgebracht, dass die Transformation die Prognosekraft einer vergangenheitsbasierten Methode erschwere. Die Daten zur Evaluierung der vierten Regulierungsperiode zeigten, dass der Trendbruch aufgrund der Energiewende und der Zinswende verbunden mit massiven Preissteigerungen im Gas nicht berücksichtigt worden sei.

251 In einer Stellungnahme wurde kritisiert, dass entgegen § 9 Abs. 3 ARegV in die zukünftige Ermittlung die Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet einbezogen werden sollen, ohne dass eine Ausnahme von Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren vorgesehen sei. Die Wirkungen müssten jedenfalls vorab geprüft werden.

Entwurf

252 Gefordert wurde zudem, für die Methode zur Ermittlung der Inputpreisentwicklung und der Produktivitätsfortschritte nicht mehr auf die Gesamtkosten (OPEX und CAPEX) des Netzbetreibers abzustellen. Es sei nicht nachvollziehbar, für die Ermittlung der Inputpreisentwicklung und der Produktivitätsvorgaben an einem Gesamtkostenansatz festzuhalten, gleichzeitig aber die Inflationierung von Kapitalkosten mit Verweis darauf, dass eine weitere Anpassung der Kapitalkosten nicht sachgerecht wäre, abzuschaffen. Die in der Vergangenheit gemessene Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung bei den Kapitalkosten habe im Wesentlichen aus der Absenkung der zulässigen regulatorischen Verzinsung des eingesetzten Vermögens resultiert, welche allerdings bereits über den Kapitalkostenabgleich an die Endkunden weitergegeben werde. Bei Einbeziehung der Kapitalkosten in die Ermittlung käme es zu einer Doppelanpassung, indem der Produktivitätsfortschritt aus den Kapitalkosten über den Kapitalkostenabgleich an die Netzkunden weitergegeben werde und zusätzlich über den Xgen bei den operativen Kosten abgeschöpft würde.

253 Schließlich wurde kritisiert, der der Sachstand nehme verschiedene Ergebnisse des von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachtens zur zukünftigen Ausgestaltung des Xgen vorweg. Verschiedene der gutachterlich zu prüfenden Ausgestaltungsmöglichkeiten würden durch den Wortlaut der Tenorziffer 6.1 von vorneherein ausgeschlossen. Dies betreffe das Fortbestehen des Xgen selbst, den Vorschlag eines OPEX-Inflators, die Branchenvorschläge für einen OPEX-Xgen und zur Abbildung der OPEX-Anpassung ausschließlich auf Basis des VPI sowie den Zweijahresverzug.

4.2.6.3 Berücksichtigung von Änderungen der Versorgungsaufgabe im Produktivitätsfaktor

254 In mehreren Stellungnahmen wurde eine Berücksichtigung von Änderungen der Versorgungsaufgabe im Xgen gefordert.

255 Ein OPEX-Aufwuchs innerhalb einer Periode werde durch einen (bisher) erlösreduzierenden Xgen nicht reflektiert. Es wurde vorgetragen, dass es weder mit regulierungsökonomischen Prinzipien noch mit § 21 Abs. 2 EnWG vereinbar sei, outputbasierte Betriebskostensteigerungen überhaupt nicht abzubilden. Eine Erlösregulierung, die systematisch und strukturell bestimmte Kostenkomponenten von vorneherein nicht berücksichtige, erlaube es auch effizienten Netzbetreibern nicht, die regulatorisch festgelegte Eigenkapitalverzinsung zu erwirtschaften. Grundsätzlich müsse in einem System mit Erlösobergrenzenregulierung im Gegensatz zu einer Preisobergrenzenregulierung nicht

Entwurf

ausschließlich die Einstandspreisentwicklung und der Produktivitätsfortschritt des Netzbetriebs abgebildet werden, sondern auch die Kostenentwicklungen. Wenn es in den Erwägungen heiße, es sei ein wesentlicher Regulierungsgrundsatz, dass einzelne Kostenarten in der Erlösobergrenze nicht doppelt während einer Regulierungsperiode angepasst werden, müsse spiegelbildlich gelten, dass Netzbetreiber ihre Kosten bei effizientem Verhalten jedoch mindestens einmal regulatorisch erstattet bekommen, d.h. bestimmte Kostenarten dürften nicht von vorneherein gar nicht in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, wie dies im Hinblick auf das Betriebskostenwachstum in Folge von Output-Wachstum und ebenso im Hinblick auf den Zweijahresverzug im Sachstandspapier der Fall sei.

256 Für eine Abbildung innerhalb des Xgen wurde ein sog. „OPEX-Xgen“ vorgeschlagen. Die Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung beziehe sich definitorisch stets nur auf eine produzierte Einheit des Outputs. Daher decke die Anpassung durch VPI und Xgen schon konzeptionell den Betriebskostenanstieg in Folge von Outputänderungen bzw. Änderungen der Versorgungsaufgabe nicht ab. Die Kosten des Basisjahres seien – anders als in den Erwägungen zum Xgen beschrieben – nicht nur durch die Inputpreise und die Produktivität bestimmt, sondern gleichermaßen durch die Versorgungsaufgabe. Andernfalls könnte im Effizienzvergleich ausschließlich auf den Vergleich der Kosten abgestellt werden und eine Verwendung von Strukturparametern wäre nicht notwendig.

257 Dem zugrunde liegend wurde das Verständnis des Zwecks in den Erwägungen als ökonomisch unzutreffend kritisiert. Die Darstellung des Xgen als Differenz zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung von Inputpreisen und Produktivität beruhe auf einer mikroökonomischen Analogie des perfekten Wettbewerbs. Diese Analogie gelte in den für die Regulierung relevanten Anwendungszeiträumen von drei bis fünf Jahren nur sehr eingeschränkt und sei nicht haltbar, da die Annahme des perfekten Wettbewerbs vor allem über längere Zeiträume gelte. In den für die Regulierung relevanten kurzen Fristen werde der VPI jedoch wesentlich von makroökonomischen Faktoren wie der Zinspolitik beeinflusst. So würden in der wirtschaftspolitischen Realität Zinserhöhungen gezielt eingesetzt, um VPI-Anstiege zu dämpfen. In der Analogie des perfekten Wettbewerbs bedeuteten Zinsanstiege jedoch steigende Inputpreise des Kapitals und würden somit eine Steigerung des VPI-Anstiegs nach sich ziehen. Anknüpfend daran wurde folgende Erwägung als unzutreffend kritisiert: „Schon im perfekten Wettbewerb gilt, dass sich Outputpreisveränderungen als Differenz aus den Wachstumsraten der Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung ergeben. […] Der

Entwurf

Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) bildet auf die Gesamtwirtschaft bezogen und unter der Annahme eines perfekten Wettbewerbs diesen Zusammenhang ab."

258 Es wurde vorgeschlagen, das Verständnis durch folgende regulatorische Zweckbestimmung des Xgen in der Tenorierung zu ersetzen: Zweck des Xgen sei es, exogene Betriebskostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode abzubilden. Als Korrekturfaktor für den VPI sei der Xgen eine Prognose der Differenz aus der allgemeinen Inflation (VPI-Änderung) während der Regulierungsperiode und der exogenen Betriebskostenänderung der Netzbranche während der Regulierungsperiode. Dadurch erhalte der Netzbetreiber im Idealfall ein Kostenbudget, das mit den exogenen Kostensteigerungen wachse. Es sei zwar möglich den Betriebskostentrend in verschiedene Komponenten zu zerlegen (Inputpreise, OPEX-Produktivität, outputinduzierte Betriebskostenänderungen). Sofern der Xgen nicht alle Komponenten umfasse, sei aber explizit festzuhalten, welche dieser Komponenten er umfasse. Eine Aufteilung in verschiedene Betriebskostenkomponenten stelle dabei eine konzeptionelle, methodische und praktische Verkomplizierung des Instruments Xgen dar. Die regulatorischen Vorteile sowie die Abwägung der Vor- und Nachteile einer solchen Aufteilung seien daher explizit vorzunehmen und zu begründen.

259 Daran anschließend wurde kritisiert, dass es an einer Auseinandersetzung aufbauend auf dem vorstehenden Verständnis fehle, was ein Begründungsdefizit darstelle. So werde der Zusammenhang zwischen dem ökonomisch und regulatorisch Ziel der „Erlösanpassung an exogene Kostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode" einerseits und dem hierfür verwendeten konkreten Instrument der „Xgen-Fortschreibung der Erlösobergrenze" andererseits in den Erwägungen zu den Tenorziffern 6.1 und 6.2 nicht dargelegt und nicht erörtert. Es wurde kritisiert, dass durch die in den Erwägungen vorgenommene Darstellung des Xgen als Summe von Differenzen der Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft, die eigentliche Zielsetzung des regulatorischen Instrumentes verschleiert werde.

4.2.7 Stellungnahmen zu: Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 7)

4.2.7.1 Kriterien für die Herleitung als KA_{nEu}

260 Die Kriterien für die Herleitung eines Kostenanteils als KA_{nEu} wurden in den Stellungnahmen überwiegend dem Grunde nach als nachvollziehbar bewertet. Einige Stellungnahmen

Entwurf

forderten Klarstellungen in Bezug auf das Verhältnis der Kriterien untereinander sowie deren Gewichtung. Die Unvorhersehbarkeit der Anwendung der Kriterien schaffe insofern Unsicherheiten. Ferner wurde kritisiert, dass die Und-Verknüpfung zwischen den Kriterien "Exogenität", "Gleichartigkeit" und "Volatilität" nicht sachgerecht sei. Auch solle der Verweis auf eine „geringe Werthaltigkeit“ näher definiert bzw. insoweit ein Schwellenwert festgelegt werden. Außerdem sei die Abgrenzung zu volatilen Kostenanteilen mit Blick auf das Kriterium der „Volatilität“ unbestimmt.

261 Darüber hinaus wurden weitere Kriterien vorgeschlagen, auf deren Basis die Herleitung von KA_{nEu} erfolgen könne. So wurde vereinzelt vorgetragen, dass bei der Kategorisierung von Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, weitere Kriterien bei Kostenänderungen, z.B. aus gesetzlichen und behördlichen Vorgaben, Verzögerungen durch behördliche, öffentliche, ökologische, zivilrechtliche und marktliche Engpässe zu berücksichtigen seien. Ebenfalls vereinzelt kam die Anregung als weiteres Kriterium Kostenbestandteile aufzunehmen, deren Berücksichtigung im Effizienzvergleich aus übergeordneten Gründen nicht sinnvoll erscheint. Beispielsweise könnten die Ziele gemäß § 1 EnWG gefährdet sein, wenn bestimmte Kostenanteile dem Effizienzdruck unterlägen. Eine Stellungnahme forderte zudem die Aufnahme des substitutionalen Zusammenhangs einer Kostenposition mit einer anderen dem Effizienzvergleich unterstehenden Position als zusätzliches Kriterium. Schließlich wurde noch zur besseren Verständlichkeit die Umbenennung des Kriteriums der fehlenden Gleichartigkeit in „Vergleichbarkeit“ angeregt.

4.2.7.2 Wegfall der bestehenden Position der Personalzusatzkosten

262 Der weit überwiegende Teil der Stellungnahmen beurteilte den Wegfall der bestehenden dnbk-Positionen zu Personalzusatzkosten kritisch. Der Begriff Personalzusatzkosten bezog sich dabei neben Kosten im Sinne des § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV (mit Ausnahme der Versorgungsleistungen) häufig auch auf Kosten im Sinne der Nr. 10 und 11 ARegV.

263 Der Fachkräftemangel sei eine der größten Herausforderungen, die es zu bewältigen gelte. Marktkonforme Vergütung, Urlaub, Gesundheitsprogramme, etc. seien elementar, um qualifizierte Kräfte gewinnen und halten zu können. Die Kosten müssen in der Erlösobergrenze abgebildet werden können. Es sei daher wichtig, dass die bisherigen Positionen im Sinne des § 11 Abs. 2 Nr. 9-11 ARegV als KA_{nEu} beibehalten werden. Vereinzelt wurde darüber hinaus gefordert, auch Löhne und Gehälter bzw. die gesamten Personalkosten als KA_{nEu} zu qualifizieren. Das Budgetprinzip bei Personalkosten schmälere die sozialen

Entwurf

Standards zu Lasten der Mitarbeitermotivation und –bindung. Darüber hinaus ist in einer Stellungnahme gefordert worden, dass auch die Personalzusatzkosten von konzernverbundenen Dienstleistern als KA_{nEu} zu berücksichtigen seien. Denn wenn der Mitarbeiter beim Netzbetreiber angestellt wäre, der die Tätigkeit beim Dienstleister ausführt, dann seien die Personalkosten berücksichtigungsfähig. In der StromNEF/GasNEF werde erläutert, dass die Kosten von konzernverbundenen Dienstleistern nur in der Höhe anerkannt werden, als hätte der Netzbetreiber die Leistung selbst erbracht. Da konzernverbundene Dienstleister größtenteils die Leistung für eine Vielzahl von Netzbetreibern erbringen, können entsprechende Synergien gehoben werden Dadurch seien die anfallenden Kosten geringer, als wenn jeder Netzbetreiber die Tätigkeit in seinem Hause ausübe.

4.2.7.2.1. Lohnzusatzleistungen

264 In Bezug auf die Behandlung von Lohnzusatzleistungen wurde häufig auf den Willen des Verordnungsgebers im Rahmen der Schaffung des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV verwiesen. So habe der Verordnungsgeber durch die Regelung sicherstellen wollen, dass keine Anreize zur Absenkung des sozialen Niveaus für Arbeitnehmer gesetzt werden. Durch die Behandlung der Lohnzusatzleistungen als beeinflussbare Kostenanteile werden die Kosten dem Effizienzdruck ausgesetzt. Für Netzbetreiber, die einen Effizienzwert unter 100 % haben, ergebe sich dadurch der Anreiz, die entsprechenden Kosten unter das vom Verordnungsgeber als schutzwürdig bewertete Niveau abzusenken.

265 Auch spreche der steigende Personalbedarf, bedingt unter anderem durch den demografischen Wandel sowie die Energiewende, gegen die Einstufung als beeinflussbare Kosten. Steigende Kosten nach dem Basisjahr aufgrund wachsenden Personals könnten so nicht mehr berücksichtigt werden. Außerdem verschlechtere die Absenkung des Sozialniveaus die Akquise von Personal erheblich. Für den Bürokratieabbau sei diese Änderung im Übrigen nicht erforderlich, da die Position weder für die Netzbetreiber noch die Bundesnetzagentur in der Prüfung einen großen Aufwand verursache.

266 Ferner seien die Kriterien Exogenität, fehlende Gleichartigkeit sowie Volatilität auch in Bezug auf Lohnzusatzleistungen erfüllt. Die Energiewende sei exogen verursacht. Der Spielraum der Netzbetreiber zur Verringerung der Lohnzusatzleistungen sei zudem durch das Arbeitsrecht bereits eingeschränkt – Stichwort „betriebliche Übung“. Als betriebliche Übung bezeichne man im Arbeitsrecht den Umstand, dass ein Arbeitnehmer aus der regelmäßigen Wiederholung bestimmter Verhaltensweisen des Arbeitgebers zu Recht ableiten darf, dass der

Entwurf

Arbeitgeber sich auch in Zukunft bzw. auf Dauer auf diese Art verhalten werde – etwa bei der Gewährung von Leistungen und Vergünstigungen – und dadurch Rechtsansprüche auf solche Leistungen begründet werden. Durch die betriebliche Übung würden freiwillige Leistungen des Arbeitgebers zu verpflichtenden, denen sich der Arbeitgeber nicht mehr einseitig entziehen könne. Zur Gewinnung von Mitarbeitern sei die Gewährung von Lohnzusatzleistungen hingegen wichtig. Auch die Volatilität sei mittel bis hoch zu bewerten. Die Kosten stiegen in diesem Bereich, dies sei aus der von der Bundesnetzagentur dargestellten Entwicklung der Kostenposition von 2016 bis 2023 erkennbar. Auch zeigten sich dort Schwankungen zwischen den Jahren in Höhe von 100 Mio. €. Schließlich seien die in dieser Position anfallenden Kosten nicht gleichartig. Da die Netzbetreiber unterschiedlich von der Energiewende betroffen seien, ergäben sich auch unterschiedliche Personalbedarfe bzw. Personalaufbaubedarfe. Auch gebe es unterschiedlich ausgestaltete Tarifverträge zwischen großen und kleinen Netzbetreibern.

4.2.7.2.2. Betriebsratskosten

267 Kosten und Erlöse aus der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit seien ebenfalls zwingend als KA_{nEu} einzuordnen. Die Exogenität der Kosten ergebe sich bereits dadurch, dass eine Pflicht des Arbeitgebers zur Kostentragung für den Betriebsrat aus dem BetrVG und für einen Personalrat aus dem BPersVG bestehe. Ferner würde der Verordnungsgeber nicht seiner sozialpolitischen Verantwortung zur Förderung der Vertretungsorgane nachkommen und Kosteneinsparungen in Bereichen wie der betrieblichen Interessenvertretung verlangen und schlimmstenfalls das Recht auf einen Betriebsrat einschränken. Die Aufgaben der Betriebs- und Personalräte umfassen die Vertretung der Interessen der Mitarbeiter. Diese Funktion sei essenziell für ein gutes Arbeitsklima und die Mitarbeiterzufriedenheit, was Unternehmen dazu zwinge, in diese Gremien zu investieren.

268 Die Kriterien Volatilität und fehlende Gleichartigkeit seien ebenfalls erfüllt. Der Betriebsrat sei abhängig von der Anzahl der Belegschaft. Kleinere Netzbetreiber haben wenige Betriebsratsmitglieder, größere Netzbetreiber haben 15 Mitglieder. Die anfallenden Kosten seien daher auch unterschiedlich volatil.

4.2.7.2.3. Aus- und Weiterbildungskosten

269 Überwiegend wurde zudem gefordert, die Aus- und Weiterbildungskosten als KA_{nEu} einzuordnen. Die unterbliebene Einordnung sei angesichts des demografischen Wandels und

Entwurf

dem Gelingen der Energietransformation ein falsches Signal. Als Antwort auf den Fachkräftemangel hätten viele Stadtwerke in den letzten Jahren organisatorische Umstrukturierungen vorgenommen, um die Auszubildenden direkt bei der Netzgesellschaft anzustellen.

270 Auch in Bezug auf Aus- und Weiterbildungskosten seien die erforderlichen Kriterien erfüllt. Aufgrund der demoskopischen Entwicklung der Netzgesellschaften gebe es sehr unterschiedliche Ausbildungsbedarfe und damit auch eine individuelle Entwicklung je Netzgesellschaft und daher sehr unterschiedliche Kosten zwischen den Netzbetreibern (fehlende Gleichartigkeit). Ferner seien die Kosten nicht konstant und würden in Zukunft weiter unterschiedlich steigen. Diese unterschiedliche Kostenentwicklung bestätige die Volatilität der Position.

4.2.7.3 Forderung weiterer Einzelpositionen

271 In den Stellungnahmen wurde darüber hinaus die Einordnung als KA_{nEu} für eine Reihe an weitern Positionen gefordert.

4.2.7.3.1. Steuern und Umlagen

272 Vereinzelt ist in den Stellungnahmen gefordert worden, Betriebssteuern als KA_{nEu} einzustufen. Als Begründung wurde im Wesentlichen § 21a Abs. 3 EnWG herangezogen, da dort die Betriebssteuern als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile erwähnt werden.

273 Auch die Erdgassteuer sei als KA_{nEu} zu qualifizieren. Sie werde seit mehreren Regulierungsperioden in der Genehmigungspraxis der Bundesnetzagentur als dauerhaft nicht-beeinflussbare Kostenposition behandelt. Die Erdgassteuer sei wertmäßig unmittelbar mit den in den Verdichtern eingesetzten Treibgasmengen verknüpft (5,50 EUR je eingesetzte MWh Erdgas) und insofern sei ihr Kostenanfall durch die Nutzung der Verdichter – je nach Beschäftigung des Erdgasnetzes – getrieben. Dies induziere die Exogenität der Kostenposition, abhängig u. a. von Witterungsverhältnissen oder Konjunkturentwicklungen. Sie könne ferner erhebliches Volumen annehmen. Das Gleiche gelte für die Stromsteuer bei elektrisch angetriebenen Verdichtern (2,05 ct/kWh Strom). Ersatzweise wurde die Anerkennung als volatile Kostenanteile gefordert.

274 Abschließend wiesen einzelne Stellungnahmen darauf hin, dass auch zukünftig ein Umlagemechanismus für die Biogas-Einspeise- und -Anschlusskosten notwendig sei.

Entwurf

4.2.7.3.2. Kosten aufgrund der EU-Methanemissionsverordnung, Treibenergie- und Vorwärmkosten sowie Kosten für marktbasierte Instrumente (MBI)

275 Hinsichtlich Stellungnahmen zur Einstufung von Kosten aufgrund der EU-Methanemissionsverordnung, Treibenergie- und Vorwärmkosten sowie Kosten für marktbasierte Instrumente (MBI) als KA_{nEu} wird auf Abschnitt 4.2.8 verwiesen, wo die diesbezüglichen Stellungnahmen gesamthaft zusammengefasst sind.

4.2.7.3.3. Kosten aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgabe

276 Außerdem wurde erneut vorgetragen, dass Kosten und Erlöse aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgaben in den Katalog der KA_{nEu} aufgenommen werden sollen.

4.2.7.4 Sonstiges

277 Vereinzelt wurde empfohlen, zukünftig sämtliche KA_{nEu} zeitgleich (t0) in der Erlösobergrenze anzuerkennen und sich damit auch bei den betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen vom zweijährigen Zeitverzug (t-2) zu lösen, um dem Grundziel der Vereinfachung Rechnung zu tragen. So führe die Bundesnetzagentur in ihrem Eckpunktepapier zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber aus März 2025 zum von ihr beabsichtigten „Jährlichkeitsprinzip“ aus, dass ein Abstellen auf Plankosten mit anschließendem Plan-Ist-Abgleich dort zu einer Vereinfachung der Regulierung führe. Eine Übertragung dieses Grundgedankens auf die Regulierung von Verteilernetzbetreibern und Ferngasnetzbetreibern sei im Hinblick auf sämtliche KA_{nEu} sachgerecht.

278 Es wurde ferner darauf hingewiesen, dass der Negativkatalog der Tenorziffer 7.5 S. 2[4] keinen eigenständigen Regelungsgehalt entfalte und daher entfallen solle.

4.2.8 Stellungnahmen zu: Volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8)

4.2.8.1 Allgemein

279 Im Hinblick auf die Regelungen der Tenorziffer 8 wurde kritisiert, dass alle als volatil eingestuften Kostenarten vollständig dem Effizienzvergleich und der Abbauvorgabe

[4] Tenorziffer 7.5 S. 2 in der Fassung des Sachstandspapier (weggefallen).

Entwurf

unterliegen. Dies stehe im Wiederspruch zu der Einordnung der Bundesnetzagentur, dass volatile Kosten einen Mittelweg zwischen den beeinflussbaren Kostenanteilen und den Kostenarten, welche keinen Effizienzvorgaben unterliegen, darstellen.

280 Ferner wurde die Formulierung in den Tenorziffern 8.2 und 8.3 in Bezug auf die Berücksichtigung von Kosten nur im effizienten Umfang als interpretationsfähig und je nach Auslegung zu eng kritisiert. Die Formulierung könne so verstanden werden, dass sie für alle Netzbetreiber zu jedem Zeitpunkt erfüllt sein müsse ("gewährleisten"). Jeder Netzbetreiber könnte somit seine Kosten bestenfalls decken, aber nicht überdecken. Die Formulierung solle angepasst werden.

4.2.8.2 Rückstellungen für Stilllegungskosten

281 Der Vorschlag der Berücksichtigung von Stilllegungskosten als volatile Kosten wurde im Hinblick auf ein herauslösen aus den beeinflussbaren Kostenanteilen grundsätzlich begrüßt.

4.2.8.2.1. Erweiterung auf Rückbaukosten

282 Jedoch sei der Sachverhalt neben Stilllegungen auf unvermeidbare Rückbauten zu erweitern. Diese könnten sich aus zivilrechtlichen Beseitigungsansprüchen privater Grundstückseigentümer oder Gemeinden ergeben. Solange aus Rechtsgründen (gesetzlichen Vorgaben oder einzelvertraglichen Vereinbarungen) eine Pflicht zum Rückbau von Gasnetzbetriebsmitteln bestehe, seien Gasnetzbetreiber nach § 249 Abs. 1 S.1 Alt 1. HGB verpflichtet, für die möglichen Kosten des Rückbaus stillgelegter Gasversorgungsanlagen Rückstellungen für ungewisse Verbindlichkeiten zu bilden. Die damit verbundenen Zuführungen stellten daher betriebsnotwendigen Aufwand dar und seien regulatorisch anzuerkennen. Es könne sich dabei um Streckenabschnitte handeln, bei denen nach Stilllegung ein Rückbau oder eine Verfüllung zwingend vorgeschrieben ist. In diesen Fällen stehe die Inanspruchnahme der Rückstellung sicher fest. Jedoch auch in Fällen, in denen keine feste Verpflichtung zum Rückbau und zur Verfüllung einer Leitung gegeben sei , werde in der Regel zumindest ein Recht des zivilrechtlichen Eigentümers vorgesehen, bei nachgewiesenem wirtschaftlichem bzw. berechtigtem Interesse eine Entfernung oder eine Verfüllung nach Stilllegung zu verlangen zu können. Für diese Fälle seien aufgrund einer gewissen Eintrittswahrscheinlichkeit ebenso Rückstellungen zu bilden.

283 Solche Ansprüche könnten insbesondere in städtischen Versorgungsgebieten eine bedeutende Rolle haben.

Entwurf

284 Bei oberirdischen Stationen bzw. Gasdruckregelanlage komme zudem nur ein Rückbau in Betracht.

285 Jedoch wurde auch angemerkt, dass der Wortlaut insofern präzisiert werden solle, dass nur erforderliche Stilllegungen und unvermeidbare Rückbauten erfasst sein sollten, um prophylaktische Stilllegungs- und Rückbaumaßnahmen auszuschließen.

4.2.8.2.2. Weitere Kostenbestandteile

286 Mit und nach der Stilllegung von Gasnetzen fielen noch Kosten für Umbaumaßnahmen sowie weiterhin Betriebskosten an, z.B. für Tiefbau- und Straßenbaumaßnahmen. Auch hierfür seien Rückstellungen für ungewisse Verbindlichkeiten zu bilden und regulatorisch zu berücksichtigen. Zudem seien ergänzend die operativen Kosten zu berücksichtigen, die hier ohne vorherige Rückstellungsbildung anfielen. Schließlich sollte der Kostenbegriff konkretisiert werden und neben Zuführungen zu Rückstellungen auch den laufenden Aufwand, Erträge aus Rückstellungen sowie kostenmindernde Erlöse von Kunden erfassen.

4.2.8.2.3. Anmerkungen zur Methodenfestlegung

287 Die Umsetzung des Regelbeispiels mit einer Methodenfestlegung solle zeitnah erfolgen. Statt einer umfassenden Festlegung, die detaillierte Regelungen für die verschiedenen Fälle der Stilllegung vorgibt, werde ein lernendes System benötigt, das entsprechende Überprüfungen unter Kopplung an Meilensteine vorsehe.

4.2.8.2.4. Einordnung als KA_{nEu}

288 Es wurde gefordert, den Sachverhalt sei als KA_{nEu} anzuerkennen, da die Kriterien hierfür erfüllt seien. Es könne insbesondere keine Einbeziehung der Rückstellungen für Stilllegungskosten in den Effizienzvergleich erfolgen. Diese Einstufung könne innerhalb der RAMEN-Festlegung oder im Zuge einer Festlegung nach Tenorziffer 7.6 erfolgen.

4.2.8.2.4.1 Exogenität

289 Das Kriterium der Exogenität sei erfüllt. Die Bildung von Stilllegungsrückstellungen werde maßgeblich durch exogene Faktoren wie die kommunalen Wärmeplanung vor dem Hintergrund der Klimaziele des Bundes und der Länder beeinflusst. Erst auf dieser Grundlage seien Planungen zur Zukunft der Erdgasinfrastruktur möglich mit den möglichen Folgen einer Stilllegung, Umwidmung zu Wasserstoff oder einer Weiternutzung mit z.B. Biomethan. Hinzu

Entwurf

kämen die noch in nationales Recht umzusetzenden europäischen Vorgaben zu Stilllegungsplanungen durch Netzbetreiber und den notwendigen Vorankündigungsfristen für Stilllegungen.

290 Zurzeit seien noch keine seriösen Kostenabschätzungen möglich.

291 Entgegen der Einschätzung der Beschlusskammer liege auch kein erheblicher Einfluss auf die Mengenkomponente und den Anfall der Kosten für Stilllegungen vor, da sich diese Faktoren maßgeblich aus gesetzgeberischen Vorgaben und kommunalen Wärmeplanungen ergebe.

292 Auch sei kein Einfluss auf die Kostenhöhe gegeben, da diese maßgeblich durch die Länge des stillzulegenden Teilnetzes, die jeweilige Netztopographie und weitere externe Faktoren bestimme, auf die der Netzbetreiber nur sehr bedingt Einfluss habe. Der derzeitige Rechtsrahmen sehe für Netzbetreiber auch keine Entscheidungshoheit darüber vor, wann Anschlüsse oder Netzteile stillgelegt werden können. Stilllegungsentscheidungen seien derzeit allein eine Folge individueller Kundenentscheidungen. So sei es unwahrscheinlich, dass stets die Kunden beispielsweise in einem Straßenzug ihre Gasversorgung auf einmal umstellen. Solange es keine Möglichkeit für Netzbetreiber gebe, Netzkunden innerhalb einer angemessen kurzen Frist zu kündigen, sei von einer Exogenität auszugehen.

4.2.8.2.4.2 Volatilität

293 Auch das Kriterium der Volatilität sei gegeben. Die Transformation der Gasnetze werde regional und zeitlich gesehen mit unterschiedlicher Geschwindigkeit verlaufen. Wann und in welcher Höhe die Stilllegungskosten schließlich auftreten würden sei nicht absehbar. Jedenfalls im Basisjahr 2025 würden noch keine nennenswerten Beträge für die Stilllegung von Gasnetzen enthalten sein.

294 Hierzu wurde auch vorgetragen, dass eine Anerkennung als volatile Kosten den Anreiz hätte, entsprechende Rückstellungszuführungen außerhalb der Basisjahre vorzunehmen. Dies würde zu entsprechenden Kostenspitzen in den Netzentgelten führen, die es zu vermeiden gelte.

4.2.8.2.4.3 Fehlende Gleichartigkeit und Abbildbarkeit im Effizienzvergleich

295 Es handele sich bei dem Sachverhalt nicht um einen markt- oder technologiebedingten Nachfragerückgang, sondern um die Umsetzung einer gesetzlichen Vorgabe. Dieser Umstand

Entwurf

sei nicht im Rahmen der Versorgungsaufgabe abbildbar und eine bedarfsgerechte Optimierung des Netzbetriebs sei in diesem Zusammenhang nicht umsetzbar.

296 Netzstilllegungen gehörten zwar zu den unternehmerischen Verpflichtungen eines Netzbetreibers. Die Stilllegung und die damit verbundenen Kosten seien jedoch gerade nicht auf die Versorgung der Bevölkerung oder von Unternehmen gerichtet. Die Tätigkeit des Netzbetriebs und die Tätigkeit des Rückbaus stellten also verschiedene Ziele dar, wobei die jeweiligen Kosten nicht substituierbar seien und sich gegenläufig auf die Parameter zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe im Effizienzvergleich auswirkten (Jahreshöchstlast, Rohrvolumen, etc.). Im ersten Fall sei der Kostenaufwand mit einer Erhöhung dieser Strukturparameter verbunden, im zweiten Fall mit seiner Verringerung. Hier würden sich unauflösbare Inkonsistenzen im Effizienzvergleich ergeben. Die Vermengung der Kosten des laufenden Netzbetriebs mit den Kosten der Rückstellungen für Netzstilllegungen in einem gemeinsamen Effizienzvergleich sei demnach inhaltlich nicht angemessen bzw. sinnvoll möglich.

297 Die Berücksichtigung von Stilllegungsrückstellungen im Effizienzvergleich würde insbesondere jene Netzbetreiber benachteiligen, die einerseits durch die kommunale Wärmeplanung verpflichtet sind, schneller Teile ihres Netzes stillzulegen, und andererseits mit höheren Kosten aufgrund regionaler Wettbewerbssituationen konfrontiert seien. Folglich sind Rückstelllungen für Stilllegungen von Gasnetzen aus dem Effizienzvergleich herauszunehmen. Weiterhin sprechen die unterschiedlichen Geschwindigkeiten bei Netzbetreibern gegen eine Gleichartigkeit.

298 Eine fehlende Gleichartigkeit ergebe sich auch aus unterschiedlichen Perspektiven zur Nachnutzung von Gasnetzen im Wasserstoffbereich. Dies unterliege nicht der Entscheidung des Netzbetreibers.

299 Es sei auch nicht ersichtlich, inwiefern die unterschiedliche Kostenbetroffenheit im Hinblick auf höhere Leitungsdurchmesser im Effizienzvergleich abgebildet werden könne.

300 Anstatt einer Einbeziehung in den Effizienzvergleich könnten die Kosten über ein Monitoring transparent nachverfolgt werden.

Entwurf

4.2.8.2.5. Regulatorische Glättung

301 Ergänzend wurde eine regulatorische Glättung etwaiger handelsrechtlicher Rückstellungszuführungen gefordert, damit gegebenenfalls hohe Einmalbeträge sich nicht übermäßig auf die Netzkosten eines einzelnen Jahres auswirken würden.

4.2.8.2.6. Anerkennung bereits in der vierten Regulierungsperiode

302 Um eine verursachungsgerechte Verteilung der Kosten auf die Netznutzer in der Transformationsphase zu gewährleisten, wurde zudem angeregt, die Stilllegungs- und Rückbaukosten bereits in der vierten Regulierungsperiode anzuerkennen, so dass diese Kosten noch auf eine größere Zahl von Netzkunden verteilt werden könnten. In Bezug auf die Verabschiedung von kommunale Wärmeplanungen und Stilllegungsplänen gelte, dass sich Gasnetzbetreiber bereits zum jetzigen Zeitpunkt mit der Frage beschäftigen müssten, ob Rückstellungen für künftige Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen zu bilden seien. Anders, als die Beschlusskammer dies meine, werde diese Entscheidung nicht erst nach Verabschiedung der Stilllegungsplanung getroffen.

303 Soweit Gasnetzbetreiber in Ansehung dieser Umstände bereits im aktuellen Zeitpunkt Rückstellungen gebildet haben, wäre aus Vertrauensschutzaspekten heraus auch sicherzustellen, dass diese bereits heute, jedoch spätestens mit Beginn der fünften Regulierungsperiode Anerkennung finden.

4.2.8.3 EU-Methanemissionsverordnung

304 Die EU-Methanemissionsverordnung, in Kraft getreten am 04.08.2024, sehe Vorgaben zur Reduzierung von Methanemissionen vor und belaste somit Netzbetreiber mit zusätzlichen Kosten für Überwachung und Berichterstattung, Leckerkennung und -reparatur, sensibleren Messverfahren und zur Begrenzung von Ausblasen und Abfackeln. Aufgrund der mehrjährigen Prüfintervalle würden sich das Kostenniveau erst nach einer entsprechend mehrjährigen Übergangsphase von mindestens 3 Jahren wieder auf einem eingeschwungenen Zustand bewegen. Dementsprechend werde eine vorübergehende Lösung für die fehlende Berücksichtigung in den Erlösobergrenze der vierten und fünften Regulierungsperiode benötigt. Alle Gasnetzbetreiber seien betroffen, jedoch je nach Netzstruktur unterschiedlich stark.

Entwurf

305 Der Kostenanfall stelle für die Netzbetreiber eine exogene Größe dar, da dieser unumgänglich sei, um den neuen gesetzlichen Anforderungen Rechnung zu tragen. In der Verordnung sei geregelt, dass Kosten zur Einhaltung der aus der Verordnung entstehenden Verpflichtungen der Netzbetreiber - soweit diese den Kosten eines effizienten Netzbetreibers entsprechen - zu berücksichtigen seien. Auch im nationalen Regulierungsrahmen finde sich eine entsprechende Regelung in § 21 Abs. 2 S. 5 EnWG wonach Kosten neuer gesetzlicher oder behördlich angeordneter Aufgaben der Netzbetreiber in den Netzentgelten berücksichtigt werden sollen. Über die OPEX im Basisjahr 2025 sei dies jedoch nicht hinreichend möglich, da ein eingeschwungener Zustand frühestens 2028 vorliegen werde. Auch würden bereits jetzt Kosten anfallen, die im Basisjahr 2020 noch nicht vorhanden waren. Würden die Dienstleistungen dennoch mangels anderweitiger Anerkennung bereits 2025 beschafft, würde dies zu überhöhten Preisen erfolgen, was volkswirtschaftlich nicht sinnvoll wäre.

306 Teilweise wurde argumentiert, dass die Kosten volatil seien daher als volatile Kosten anerkannt werden sollten. Methanemissionen in Gasnetzen könnten durch Defekte an Leitungen entstehen. Diese erfolge jedoch nicht konstant, sondern würden von vielen Faktoren abhängen, wie etwa exogene Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur, der Witterung beziehungsweise extremen Wetterereignissen oder der Häufigkeit von Wartungs- und Reparaturarbeiten. Auch benötigen Netzbetreiber neue technologische Lösungen zur Überwachung und Minderung von Methanemissionen bzw. zusätzliche Ressourcen über Dienstleister. Die Kosten für Technologien und zusätzliche Dienstleistungen zur Leckageerkennung und -behebung seien ebenfalls volatil, da sie von deren Marktverfügbarkeit abhingen. Die Kosten sollten daher als volatile Kosten anerkannt werden.

307 Teilweise wurde Anerkennung als KA_{nEu} gefordert. Die Kosten seien exogen, da maßgeblich durch die gesetzlichen Vorgaben determiniert, so dass Netzbetreiber keinen eigenen Beitrag zur grundsätzlichen Entstehung der Kosten leisten könnten. Aufgrund von Unterschieden je nach Leitungsmaterial, Anzahl der betroffenen Stationen und der Altersstruktur liege zwischen den Netzbetreibern auch eine fehlende Gleichartigkeit vor. Aufgrund der dargelegten Umstände in der anfänglichen Umsetzungsphase seien die Kosten auch volatil.

4.2.8.4 Treibenergie- und Vorwärmkosten

308 Die Einstufung der Kosten für Treibenergie und Vorwärmekosten als volatile Kostenanteile wurden teilweise begrüßt. Es wurde aber auch geltend gemacht, dass diese Kosten als KA_{nEu} einzustufen seien.

Entwurf

309 Grundsätzlich müsse gewährleistet werden, dass diese Kosten mit volatil schwankendem Charakter unmittelbar und in voller Höhe von den Netzbetreibern vereinnahmt werden könnten. Es sei jedoch zu prüfen, ob diese Kosten in den Effizienzvergleich einfließen dürften oder ob dies nicht den Effizienzvergleich verzerren würde.

310 Der Verdichtereinsatz mit Treibenergie sei exogen getrieben, da die Netzfahrweise stets so angepasst werden müsste, um zu jeder Zeit einen bedarfsgerechten Gastransport zu gewährleisten. Hierbei ergäben sich schwankende Energieverbrauchsmengen und auch die entsprechenden Preisveränderungen bei der Beschaffung von Energie wirkten sich stark aus. Insbesondere seit dem Ausfall der russischen Gaslieferungen habe sich die Transportsituation für Erdgas in Deutschland massiv geändert. Lediglich durch die unmittelbar veränderte Beschäftigung der bestehenden Verdichterkapazitäten könnten auf Dauer die notwendigen Anpassungen in den Haupttransportrichtungen in Deutschland dargestellt werden. Die Folge sei die Zunahme von Laufstunden spezifischer Verdichtereinheiten zur Stärkung der Nord-Süd- sowie der West-Ost-Transportkapazität mit entsprechender Zunahme bei der reinen Antriebs-, aber auch Entspannungsenergie und dem Bedarf an Vorwärmung. In diesem Zuge sei es auch zu einer Verschiebung der Kosten zwischen den Netzbetreibern gekommen. Dementsprechend zeige sich somit die kaum durch einzelne Netzbetreiber zu beeinflussende Transportsituation und damit die exogen verursachte Beschäftigung der Verdichtereinheiten.

311 Zudem erfolge der Verdichtereinsatz seit Einführung des deutschlandweiten Marktgebietes im Jahr 2021 auch zur Sicherstellung der deutschlandweiten Transportkapazitäten und nicht ausschließlich für netzbetreiberspezifische Kapazitäten. Infolgedessen würden diese Kosten lediglich auf wenige Netzbetreiber allokiert, wohingegen der Output sich auf das deutschlandweite Marktgebiet erstrecke.

312 Zudem hätten sich die Kosten für Treibenergie (Erdgas und Strom) zwischen den Basisjahren 2020 und 2025 ungefähr verdreifacht. Angesichts derartiger Kostenanstiege stoße eine effiziente Gegensteuerung bei den Netzbetreibern, die die benötigte Treibenergie zu Marktpreisen einkaufen müssen, an ihre Grenzen.

313 Darüber hinaus sei der Katalog der volatilen Kostenanteile nicht vollständig. Es fehlten die Energiesteuern, die unmittelbar auf die Treibenergiemengen entfielen und nunmehr nicht mehr als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten bzw. KAnEu klassifiziert werden würden.

Entwurf

4.2.8.5 Volatile Kostenanteile nach KOLA, KOKOS und VOLKER

314 Hinsichtlich der derzeit gemäß den Festlegungen KOLA, KOKOS und VOLKER als volatil eingestuften Kosten sei eine entsprechende Behandlung im zukünftigen Regulierungssystem unabdingbar.

4.2.8.6 Kosten für marktbasierte Instrumente (MBI)

315 Kosten für marktbasierte Instrumente (MBI) aufgrund der Bundesnetzagentur-Festlegung ANIKA (BK7-23-043) seien wie Treibenergie zu behandeln. Diesbezüglich wurde auf die Erwägungen in der Festlegung KOMBI 2.0 verwiesen. MBI würden zur Überwindung von Engpässen innerhalb des gesamtdeutschen Marktgebiets genutzt und zentral über die Marktgebietskooperation THE beschafft. Der Bedarf an MBI definiere sich ausschließlich durch das Nutzungsverhalten der Transportkunden. Daher seien diese Kosten für die Netzbetreiber eine exogene Größe. Sie könnten nicht verursachungsgerecht einzelnen Netzbetreibern zugeordnet werden. Dem Einsatz von MBI stünden regelmäßig auch keine Veränderungen der technischen Strukturparameter gegenüber, so dass eine Einbeziehung in den Effizienzvergleich ausscheide.

316 Eine Einstufung als volatile Kosten würde jedoch mit den erörterten fehlerhaften Implikationen einhergehen, daher seien die Kosten als KA_{nEu} einzustufen.

4.2.9 Stellungnahmen zu: Kapitalkostenabzug (Tenorziffer 9)

317 Eine Stellungnahme regte einen Gleichlauf der Regelungen für Strom- und Gasbereich an. Kritisiert wurde, dass die Regelung nicht zu einer Vereinfachung bzw. Beschleunigung führe.

318 Viele Stellungnahmen kritisierten, dass geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalverzinsung nicht mehr in der Verzinsungsbasis berücksichtigt würden, obwohl Finanzierungskosten bereits bei Beginn einer regelmäßig mehrjährigen Bauphase entstünden. Ohne Berücksichtigung in der Verzinsungsbasis würde die Kreditwürdigkeit stark beeinträchtigt und weniger Anreize gesetzt, in langfristige Projekte zu investieren. Es wurde gefordert, eine Wertekorrektur der Anlagen im Bau zur Verhinderung von Doppelansätzen auf solche Anlagen zu beschränken, die noch im selben Jahr fertiggestellt werden.

319 In einer Stellungnahme wurde gefordert, das betriebsnotwendige Umlaufvermögen – wie bisher – im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs, sowohl im Kapitalkostenabzug als auch im

Entwurf

Kapitalkostenaufschlag, anhand der Entwicklung der Netzkostenbasis fortzuentwickeln, da mit zunehmenden Investitionen auch der Bedarf an Umlaufvermögen steige. Die Begründung, auch im Kapitalkostenaufschlag finde keine Berücksichtigung von Umlaufvermögen und Vorräten in der Verzinsungsbasis statt, trage daher nicht. In einer anderen Stellungnahme wurde kritisiert, dass über den Kapitalkostenabzug das zu verzinsende Umlaufvermögen reduziert würde, gleichzeitig über den Kapitalkostenaufschlag keine Anerkennung erfolge, was Neuinvestitionen systematisch benachteilige.

320 Eine Stellungnahme schlug vor, statt den Begriff „Bestände“ (Tenorziffer 9.2 b)) zu verwenden auf die kalkulatorisch ermittelten Restwerte Bezug zu nehmen, was auch der Begründung entspreche.

321 In mehreren Stellungnahmen wurde – anknüpfend an Stellungnahmen zum Effizienzvergleich und Regulierungsformel – eine Anwendung der individuellen Effizienzvorgabe nur auf OPEX gefordert. Anpassungen der Abschreibungsmodalitäten gemäß KANU 2.0 verzerrten nicht nur die Berechnung des Effizienzwertes (hier Bezugnahme auf Gutachtenauftrag „Effizienzvergleich Gasnetzbetreiber“), sondern auch die Bemessungsgrundlage, auf welche der Effizienzwert in der Regulierungsformel angewandt werde. Bei einer erhöhten Kapitalkostenbasis aufgrund verkürzter Nutzungsdauern werde der absolute Betrag der abzubauenden Ineffizienzen größer. Es wurde gefordert, verzerrende Effekte nicht nur bei Berechnung des Effizienzwertes, sondern bei allen relevanten Elementen der Regulierungsformel zu bereinigen.

322 In einer weiteren Stellungnahme wurde eine Anwendung der individuellen Effizienzvorgabe nur auf OPEX mit der Begründung gefordert, dass durch die Neuregelung des Kapitalkostenabzugs im Gasbereich das Budgetprinzip der CAPEX komplett aufgehoben werde und ein Abbau von Ineffizienzen insoweit nicht möglich sei. Zudem sei mit einem Instrument zur unterjährigen Kapitalkostenanpassung die Grundlage geschaffen, das eventuelle Ineffizienzen über den Kapitalkostenabzug abgebaut würden. Dies gelte umso mehr, als dass die Inflation auf CAPEX entfalle (siehe auch Abschnitt 4.2.4.2).

323 Die im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs vorgesehene rechnerische Korrektur der Kosten, Erlöse und Erträgen aus Anlagenabgängen im Ausgangsniveau wurde grundsätzlich als verursachergerechtes Vorgehen begrüßt. In mehreren Stellungnahmen wurde darüber hinaus gefordert, den neuen Korrekturterm auf Effekte aus kalkulatorischen Buchgewinnen und -verlusten zu erstrecken (insb. kalkulatorische Buchverluste aus Anlagenabgängen vor Ablauf

Entwurf

der kalkulatorischen Nutzungsdauer).Hinsichtlich weiterer Stellungnahmen zu Buchverlusten und -gewinne wird auf die Zusammenfassung unter Abschnitt 4.2.4.6 verwiesen.

324 In mehreren Stellungnahmen wurde als Frist für die Anzeige des Kapitalkostenabzuges (Tenorziffer 9.7 (Gas)) der 15.10. (statt dem 30.06.) vorgeschlagen, da dies auch die Frist beim Kapitalkostenaufschlag sei und auf diese Weise die Anzeigefrist mit der Veröffentlichung der Netzentgelte synchronisiert würde.

325 In einer Stellungnahme wurde gefordert, eine abweichende Regelung durch die Landesregulierungsbehörden auszuschließen, um ein bundeseinheitliches Verfahren zu gewährleisten.

326 Eine Stellungnahme regte eine Streichung des Wortes „zunächst“ in Tenorziffer 9.7 (Gas) S. 1 an, da dies widersprüchlich zu den Ausführungen der fortfolgenden Sätze sei, in denen ein Anzeigeverfahren impliziert sei.

327 Eine Stellungnahme lehnte einen zusätzlichen Plan-/Ist-Abgleich beim Kapitalkostenabzug mit Verweis auf Verfahrensvereinfachung und Beschleunigung ab.

328 Eine weitere Stellungnahme regte an, Kapitalkostenaufschlag und Kapitalkostenabzug zu vereinfachen, insbesondere mit Blick auf die Komplexität zwischen Nutzungsdauerwechseln nach der Einführung von KANU 2.0. Diese sollten durch eine jährliche Anzeige des gesamten kalkulatorischen Ist-Anlagevermögens sowie von Plan-Investitionen im Regulierungskonto ersetzt werden. Auf diese Weise würden auch Anlagenabgänge innerhalb einer Regulierungsperiode tatsächlich erfasst.

4.2.10 Stellungnahmen zu: Effizienzvergleich (Tenorziffer 10)

4.2.10.1 Individuelle Effizienzwerte

329 Die Festlegung individueller Effizienzwerte im Gegensatz zu Gruppeneffizienzwerten wurde als sachgerecht begrüßt. Nur so würden die Vorgaben des EnWG zur Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben erfüllt.

4.2.10.2 Fortführung des Effizienzvergleichs

4.2.10.2.1. Effizienzvergleich für Gasverteilernetzbetreiber

330 Aufgrund der Herausforderung der Transformation der Gasnetze und der Dekarbonisierung sowie der teilweise absehbaren Stilllegung der Gasnetze wird ein Effizienzvergleich für

Entwurf

Gasversorgungsnetzbetreiber kritisch gesehen und es wurde die Abschaffung gefordert. Teilweise wurde begrüßt, dass die Durchführung des Effizienzvergleichs unter einen Vorbehalt gestellt wurde.

331 Hierbei wurde insbesondere die immer weiter steigende Heterogenität der Netzbetreiber vorgetragen, welche sich aus unterschiedlichen Aspekten ergeben werde (neben Stilllegungen, auch Umbau in Richtung Wasserstoff oder noch notwendige Investitionen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit). Der Effizienzvergleich und die sich daraus ergebende Unsicherheit sei in diesem Zusammenhang als Transformationshemmnis zu sehen. Die steigende Heterogenität ergebe sich zudem überwiegend aus exogenen Faktoren wie der kommunalen Wärmeplanung oder abweichenden Klimaneutralitätszielen auf Landesebene oder kommunaler Ebene. Die Geschwindigkeit und Intensität des Transformationsprozesses würden sich absehbar regional stark unterscheiden. Dadurch würden sich die in der Vergangenheit verwendeten Vergleichsparameter in Abhängigkeit der regionalen Entwicklungen im Hinblick auf politische Vorgaben und Nachfrageänderung verändern. Dies würde weiter die künftige Vergleichbarkeit der Netzbetreiber erschweren.

332 Teilweise wurde geltend gemacht, dass städtische Verteilernetze besonders betroffenen seien, da es für die Bereiche des Niederdrucks und Mitteldrucks keine Nachnutzungsmöglichkeiten gebe.

333 Die absehbar steigende Heterogenität wurde auch im Hinblick auf die Kostenentwicklung geltend gemacht. Dies betreffe die vorgezogenen Kapitalkosten aufgrund verkürzter Abschreibungsdauer im Rahmen der von KANU 2.0 bestehenden Möglichkeiten und die Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen. Es müsse sichergestellt werden, dass trotz der unterschiedlichen Kostenansätze und Kostenentwicklungen die Vergleichbarkeit gewährleistet sei. Die hierdurch erhöhten Aufwandsparameter dürften für die betroffenen Netzbetreiber keine nachteiligen Effekte haben, zumal diesen keine erhöhten Vergleichsparameter gegenüber stünden. Ansonsten entstünden Fehlanreize sinnvolle Anpassungen zu unterlassen oder zu verzögern.

334 Auch wurde geltend gemacht, dass die bisherige auf den Fortbestand der Netze und fortbestehende Effizienzpotentiale ausgerichtete Outputbetrachtung durch die Vorgaben zur Dekarbonisierung überholt sei.

Entwurf

335 Es wurde vorgeschlagen, zur Sicherung der Berücksichtigung und Abbildung der Heterogenität in der Festlegung den diesbezüglichen Wortlaut der ARegV (§ 13 Abs. 3 S. 8) zu übernehmen.

4.2.10.2.2. Zeitliche Durchführbarkeit der Vorprüfung

336 Mit Blick auf die bisherigen Verfahrensdauern sei schwer vorstellbar, dass selbst bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode, insbesondere aber bei einer verkürzten Regulierungsperiode, jeweils eine sorgfältige Prüfung der Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs erfolgen könne.

4.2.10.2.3. Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber

337 Die kritische Einschätzung bezüglich der Herausforderungen bei der Anwendbarkeit des europäischen Effizienzvergleiches auf die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber wird geteilt. So hätten die vergangenen Effizienzvergleiche auf europäischer Ebene (TCB18 und TCB21, jeweils durchgeführt von CEER) gezeigt, dass die Schwächen des nationalen Effizienzvergleichs im europäischen Verfahren nicht hätten beseitigt werden können, sondern sich diese dort noch deutlicher auswirkten. Zwar sei die Vergleichsgruppe moderat vergrößert, jedoch liege eine noch stärkere Heterogenität vor, so dass keine belastbaren Ergebnisse erzeugt werden könnten. Problematisch seien unter anderem Preis- und Lohnunterschiede, die Heterogenität der Versorgungsaufgaben, Unterschiede in der historischen Nachfrageentwicklung sowie in technischen, regulatorischen und gesetzlichen Standards. Auch durch unterschiedliche Dekarbonisierungspfade nehme die Heterogenität zusätzlich zu.

338 Die Erfahrung aus den CEER-Effizienzvergleichen zeige, dass bereits die quantitative Erfassung von Preis- und Lohnunterschieden problematisch sei, da diverse Messansätze zu abweichenden Ergebnissen führten. Selbst wenn alle derartigen Treiber der Heterogenität valide messbar wären, wovon nicht auszugehen sei, würde es die kleine Stichprobe des europäischen Effizienzvergleichs dennoch nicht erlauben, dass diese Treiber vollständig in der Analyse berücksichtigt werden. Valide Ergebnisse seien somit nicht erzielbar.

339 Zudem gebe es ein Auseinanderfallen zwischen den in der RAMEN-Festlegung vorgesehenen Basisjahren und denen des europäischen Effizienzvergleiches. Darüber hinaus stellten auch die Unterschiede zwischen der vorgesehenen Länge der nationalen Regulierungsperioden und der vierjährigen Frequenz des europäischen Effizienzvergleichs eine Herausforderung dar. Diese Abweichung stünde jedenfalls einer unmittelbaren Anwendung der Ergebnisse im Wege.

Entwurf

340 Die in der Begründung der Festlegung aufgezeigten Möglichkeiten zur konkreten Vorgehensweise bezüglich des europäischen und eines nationalen Effizienzvergleichs wurde kritisch gesehen. Eine direkte Übernahme der Effizienzwerte des europäischen Effizienzvergleichs komme aus den genannten Gründen nicht in Betracht. Hierbei bestünde aufgrund der teils extrem niedrigen Ergebnisse in den vergangenen Effizienzvergleichen (TCB18 und TCB 21, s.o.) ein Insolvenzrisiko für die Netzbetreiber.

341 Ebenfalls eine Mittelwertbildung aus europäischen und nationalen Vergleichen sei abzulehnen. Die aufgezeigten Schwächen des europäischen Verfahrens seien gravierend und auch die nationalen Modelle seien mit Schwächen behaftet (s.u.), so dass es zu keiner Abmilderung der Schwächen kommen würde. Auch gelte bei einer Mittelwertbildung, dass hierbei sehr niedrige Effizienzwerte einbezogen werden würden, und dies für Kapitalgeber nicht tragbar sei. Auch aufgrund der unterschiedlichen Basisjahre komme eine Mittelwertbildung nicht in Betracht. Eine Mittelwertbildung sei auch aus statistischer Sicht problematisch, da dies Abstandsgleichheit in den Skalen voraussetze. Diese sei bei Effizienzwerten, welche aus verschiedenen DEA-Modellen resultieren, nicht gegeben.

342 Eine Bestabrechnung zwischen europäischen und nationalen Modellen hätte hingegen grundsätzlich das Potenzial, die Schwächen beider Verfahren abzumildern. Jedoch verbliebe es dabei, dass weder ein nationaler noch ein europäischer Effizienzvergleich eine vollständige Abbildung der gestiegenen (und weiter steigenden) Heterogenität ermögliche. Zudem würden beide Vergleiche methodische Unzulänglichkeiten aufweisen, die auch durch eine Bestabrechnung nicht gelöst werden könnten. Deswegen seien auch bei Anwendung einer Bestabrechnung ein Ausbau der existierenden Sicherheitsmaßnahmen erforderlich.

343 Der Vorschlag eines Sicherheitszuschlags auf die Ergebnisse des europäischen Effizienzvergleichs würde zwar die Auswirkungen gewisser methodischer Unzulänglichkeiten abschwächen, jedoch fehle für die Bestimmung der Höhe des Sicherheitszuschlags eine adäquate methodische Grundlage. Angesichts der fehlenden Mindesteffizienzvorgabe und der extremen Streuung der Effizienzwerte müsste dieser sehr hoch sein, um auch sehr niedrige Werte in einen derart hohen Prozentbereich zu verschieben, sodass sich innerhalb einer Regulierungsperiode erreichbare und übertreffbare Effizienzvorgaben ergeben. Ansonsten drohe weiterhin ein Insolvenzrisiko. Es sei daher zu bezweifeln, dass diese Option sachgerecht umsetzbar ist.

Entwurf

344 Bezüglich des Vorschlags der Berücksichtigung der Ergebnisse im Rahmen der Kostenprüfung zum Ausgangsniveau bestünde das Verständnis, dass diese Option nur in Betracht käme, wenn auf einen nationalen Effizienzvergleich verzichtet würde. Unabhängig davon bliebe offen, wie dies in dem Verfahren zur Kostenprüfung abgebildet werden könnte, das zudem noch beschleunigt werden solle. Eine pauschale Kürzung von Kosten zur Umsetzung des Beschleunigungsgrundsatz werde abgelehnt.

345 Bezüglich einer Fortführung des nationalen Effizienzvergleiches wurde geäußert, dass dieser der gestiegenen und weiter steigenden Heterogenität der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber nicht gerecht werden könne. Dementsprechend wurde ein Ausbau von Sicherheitsmaßnahmen und eine Anwendung des Effizienzwertes nur auf die OPEX gefordert.

4.2.10.3 Anlegen weiterer Kriterien und Ausgestaltung des Effizienzvergleichs

346 Teilweise wurde anerkannt, dass aufgrund der Vielzahl an methodischen Detailfragen auf der Ebene der Festlegung RAMEN nur ein grundsätzlicher Ansatz in der Regulierungssystematik angelegt werden könne. Dennoch müssten bereits auf der Ebene von RAMEN weitere Punkte Berücksichtigung finden. Jedoch wurde auch eine deutlich umfangreichere Festlegung von Grundsätzen und methodischen Entscheidungen auf der Ebene der Festlegung RAMEN gefordert. Andernfalls bestünde kein aussagekräftiger Rahmen im Hinblick auf den Effizienzvergleich. Grundlegende Fragestellungen zur Ausgestaltung des Effizienzvergleichs dürften nicht offen bleiben und der nachgeschalteten Festlegungsebene vorbehalten werden.

347 Im Fall einer Fortführung des Effizienzvergleichs wurde geltend gemacht:

4.2.10.3.1. Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit

348 Die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben müsse als gesetzliche Vorgabe in der Festlegung RAMEN verankert werden. Kosten und Effekte, die von Netzbetreibern nicht beeinflussbar seien, sollten nicht in den Effizienzvergleich einbezogen und nicht Effizienzvorgaben unterworfen werden. Diese Kriterien nach § 21a EnWG seien zu konkretisieren.

349 Es sei darzustellen, durch welche Mechanismen der Effizienzvergleich die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gewährleisten solle. Dabei solle das Verhältnis des

Entwurf

Umfangs der Unsicherheit der Effizienzwertermittlung (Methodenunsicherheiten, Modellunsicherheiten und Datenunsicherheiten) und des Umfangs der benötigten Sicherheitsmechanismen erörtert werden und dargelegt werden, wie eine Methodenfestlegung das Ausreichen der in ihr festgelegten Sicherheitsmechanismen nachzuweisen habe. Bisher seien Sicherheitsmechanismen zwar erörtert worden, es fehle jedoch an einer Konzeption und einer in einer Operationalisierung des konkreten Zusammenhangs zwischen den Sicherheitsmechanismen und der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzzielen.

350 Inhaltlich seien angesichts der weiter anwachsenden Herausforderungen der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber. Abstriche bei den bestehenden Sicherheitsmechanismen abzulehnen. Dies betreffe die Mindesteffizienz, die Vergleichbarkeitsrechnung, die Bestabrechnung zwischen Methoden und Kostenarten und die Skalierung der SFA-Werte. Auch der Abbaupfad wurde als solcher Sicherheitsmechanismus genannt. Es sei nicht abzusehen, dass die Unsicherheiten abnehmen werden, vielmehr sei im Hinblick auf die unterschiedliche Betroffenheit von der Energiewende von einer steigenden Heterogenität und damit steigenden Unsicherheiten auszugehen. zwischen den Netzbetreibern zunehmen.

4.2.10.3.2. Auswahl der Vergleichsparameter

351 Es solle festgehalten werden, dass die Auswahl der Vergleichsparameter mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen habe, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen.

4.2.10.3.3. Heterogenität und strukturelle Vergleichbarkeit

352 Es sei sicherzustellen, dass die Heterogenität der Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber (möglichst weitgehend) abgebildet werde, wobei auch kombinierte Versorgungsaufgaben zu berücksichtigen seien. Hierbei müsse der unterschiedliche Stand und Entwicklungspfad der Energiewende (z.B. Stand der kommunalen Wärmeplanungen und des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie dem Einsatz verschiedener Energieträger) berücksichtigt werden. Teilweise wurde gefordert, dass Netzbetreiber, die sich durch eine andere Versorgungsaufgabe auszeichnen, aus dem Datensatz zu entnehmen seien. Die Bewertung der gestiegenen Heterogenität müsse durch eine entsprechende Datenabfrage ermöglicht werden.

Entwurf

353 Der Begriff der strukturellen Vergleichbarkeit aus Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-VO), der bisher nur eine Rolle in den Erwägungen der Bundesnetzagentur zum anzulegenden Kostenmaßstab spiele, müsse weiter für den Prozess des Effizienzvergleichs konkretisiert werden. Bisher würden in den Effizienzvergleichen lediglich Zusammenhänge zwischen aggregierten Strukturmerkmalen des Netzes und Aufwandsparametern untersucht. Dies bilde zwar einen wichtigen Aspekt der Versorgungsaufgabe ab, sei jedoch unzureichend. Vielmehr sollten die verschiedenen Aspekte der strukturellen Vergleichbarkeit anhand von Merkmalsklassen behandelt werden. Dabei sei zu erörtern, inwiefern Netzbetreiber anhand von netzstrukturellen Merkmalen, gebietsstrukturellen Merkmalen, Inhomogenitätsmerkmalen und möglichen weiteren Merkmalsklassen tatsächlich vergleichbar gemacht werden könnten. Sofern Netzbetreiber nicht in einem ausreichenden Maß vergleichbar gemacht werden könnten, solle eine Einteilung anhand objektiver Kriterien in abgrenzbare Teilgruppen erfolgen.

354 Unter den Aspekt der Inhomogenitätsmerkmalen fielen etwa Heterogenitäten innerhalb des Netzgebietes z.B. in Bezug auf Netztopologien oder räumliche Verteilungen von Strukturparametern. Zusammenhänge zwischen Aufwands- und Strukturparametern, die sich aus der Heterogenität des Netzes ergeben und sich somit einer aggregierten Betrachtung entziehen, seien gesondert zu betrachten.

355 Zudem seien gebietsstrukturelle Merkmale geographischer, klimatischer und topographischer Natur im Effizienzvergleich bisher mit Ausnahme der Bodenklassen im Gasbereich nur unzureichend berücksichtigt. Dies sei in einem in großen Teilen von Mittelgebirgen geprägten Land verwunderlich.

4.2.10.3.4. Methoden zur Effizienzwertermittlung

356 Generell wurde gefordert, dass die bisher zur Anwendung gekommenen Methoden der SFA und DEA fortgeführt werden sollten und hierbei standardisierte und nicht standardisierte Aufwandsparameter angesetzt werden sollten.

4.2.10.3.5. Vorausschauender Netzausbau

357 Es solle eine Regelung aufgenommen werden, dass die Effekte des vorausschauenden Netzausbaus gemäß § 1 Abs. 2 EnWG und § 14d Abs. 1 EnWG im Rahmen des Effizienzvergleichs berücksichtigt werden müssen. Die Regulierung müsse gemäß § 1 Abs. 2

Entwurf

Nr. 1 EnWG i. V. m. § 21a Abs. 3 S. 2 EnWG einen vorausschauenden Netzausbau berücksichtigen. Der vorhandene Regulierungsrahmen setzt dafür keine Anreize.

358 Bei einem vorausschauenden Netzausbau würden bereits im Basisjahr Kosten anfallen, die nicht von entsprechenden Vergleichsparametern gedeckt seien, da diese erst später ansteigen würden. Erneuerbare Energien und neue Verbraucher (etwa im Zusammenhang mit der Elektrifizierung der Gebäudewärmeerzeugung, des Verkehrssektors und dem Gewerbe sowie der Industrie) würden erst deutlich später in größerem Umfang an das Netz angeschlossen werden. Trotzdem werde in den kommenden Jahren die Elektrizitätsversorgungsnetze massiv ausgebaut. Dieser Ausbau sei zudem häufig auch nicht mit einem Anstieg der zugehörigen Strukturparametern verbunden. So werde z.B. ein Großteil der Hochspannungsleitungen mit höherer Übertragungskapazität auf vorhandener Trasse neu errichtet. Dies sollte bereits bei der Abfrage von Strukturparametern, aber auch bei der Modellbildung berücksichtigt werden. Mit der Inbetriebnahme der neu errichteten Hochspannungsleitungen sei wegen der langen Genehmigungszeiträume für neue Trassen erst in einigen Jahren zu rechnen.

359 Teilweise wurde darauf verwiesen, dass es bei einem vorausschauenden Netzausbau zu fehlallokierten Investitionen kommen könne (stranded assets). Zudem zeige sich derzeit vorausschauenden Netzausbau eher in geringem Umfang durch die Erhöhung der Querschnitte von Standardkabeln im Niederspannungsnetz für künftig zu erwartende Anwendungen wie Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur und dezentrale Erzeugung. In den Netzebenen oberhalb Niederspannung werde erwartet, dass der Ausbau der Netze dem Bedarf an Netzanschlusskapazität, insbesondere zur Aufnahme dezentral erzeugter Energie, in den nächsten Jahren hinterhereilt.

4.2.10.3.6. Erreichbarkeit eines Effizienzwertes von 100 %

360 Beim Einsatz mehrerer Berechnungsmethoden müsse ein effizienter Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 % in jeder Methode erhalten können, was in der Festlegung RAMEN festgehalten werden solle. Dies sei in der SFA durch eine Hochskalierung umzusetzen.

4.2.10.3.7. Mindesteffizienz

361 Eine Anhebung der Mindesteffizienz von 60 % sei bei einem verkürzten Abbaupfad und kürzeren Regulierungsperioden zur Sicherstellung der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit geboten.

Entwurf

4.2.10.3.8. Bestabrechnung

362 Die Bestabrechnung müsse, um den Methoden-, Modell- und Datenunsicherheiten sachgerecht zu begegnen, beibehalten werden. Hierbei sei eine Bestabrechnung sowohl zwischen den Methoden, als auch zwischen den Kostenarten beizubehalten.

363 Es wurde kritisiert, dass bisher die im Rahmen der Effizienzwertermittlung bei verschiedenen Schritten bestehenden Schätzunsicherheiten nicht angemessen bewertet wurden. Statistische Schätzungen würden methodisch bedingt stets Unschärfen mit sich bringen. Die auf diese Weise ermittelten Werte seien Erwartungswerte, die das wahrscheinlichste und nicht das einzig mögliche Ergebnis darstellten. Je nach angewendeter Methode resultierten erhebliche Bandbreiten für die tatsächlich realisierten Werte. Zur Bewertung dieser Schätzunsicherheiten werden bei Anwendung statistischer Prognosen deshalb regelmäßig Konfidenzintervalle mit angegeben. Bei der Anwendung des Effizienzvergleichs finden diese Konfidenzintervalle bisher keine Berücksichtigung. Die Schätzunsicherheit wird stattdessen über den derzeit angewendeten Best-of-4-Mechanismus ausgeglichen.

4.2.10.3.9. Abbaupfad

364 Der Verteilfaktor und der resultierende Abbaupfad der Ineffizienzen sollten als ein Sicherungsmechanismus zur Berücksichtigung von Daten, Modell- und Methodenunsicherheiten im Effizienzvergleich benannt werden. Dieser Abbaupfad müsse gesamthaft mit der Effizienzvergleichsmethodik und anderen Sicherheitsmechanismen in der Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich erörtert und festgelegt werden.

365 Bereits in RAMEN sei vorzusehen, in welchem Zeitraum die rechnerisch ermittelten Ineffizienzen abzubauen seien. Hierbei wurde eine Verkürzung des Abbaupfades auf drei Jahre (auch bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode), vor dem Hintergrund der aktuellen Herausforderungen deutlich kritisiert. Ein um 40 % verkürzter Abbaupfad würde zu drastisch steigenden Effizienzvorgaben führen, die in der Regel nicht mehr erreichbar und erst recht nicht übertreffbar seien. Der Abbaupfad müsse sich über mindestens fünf Jahre strecken. Eine Verschärfung beim Verteilungsfaktor wäre nur damit zu rechtfertigen, dass die Unsicherheiten im Effizienzvergleich reduziert würden. Dies sei bislang nicht ersichtlich, vielmehr würden durch die gestiegene Heterogenität im Rahmen der Energiewende die Unsicherheiten steigen.

Entwurf

4.2.10.3.10. Keine Anwendung des Effizienzwertes auf CAPEX und volatile Kosten

366 Zu den Einwendungen gegen die Anwendung des Effizienzwertes auf CAPEX und volatile Kosten siehe Abschnitt 4.2.4.2 und 4.2.4.3.

4.2.10.3.11. Anlagen im Bau im Aufwandsparameter

367 Die Einbeziehung der Kapitalkosten, die aus Anlagen im Bau resultieren, in den Aufwandsparameter wurde als nicht sachgerecht und inkonsistent bezeichnet.

368 So würden diese Kosten im Basisjahr in der drei Jahre später beginnenden Regulierungsperiode aufgrund der Regelungen im Kapitalkostenabzug nicht erlöswirksam. Es stünden den Anlagen im Bau im Basisjahr auch noch keine Strukturparameter gegenüber und seien daher bei der Versorgungsaufgabe nicht repräsentiert.

369 Der Einbezug würde Netzbetreiber benachteiligen, die im Basisjahr aufgrund überdurchschnittlich hoher Neuinvestitionen (z.B. für durchvorausschauenden Netzausbau) hohe entsprechende Bestände aufweisen.

370 Die Anlagen im Bau sollten im Ausgangsniveau unberücksichtigt bleiben und lediglich im Kapitalkostenaufschlag in dann vorhandener Höhe berücksichtigt werden.

4.2.10.3.12. Effizienzbonus

371 Die Beibehaltung des Effizienzbonus setze Anreize für ein kosteneffizientes Handeln. Der Bonus sei eine zielgerichtete Möglichkeit, auch besonders effiziente Netzbetreiber zu besonders effizientem Handeln gerade in Zuge der anstehenden Transformation anzureizen und sei daher weiter anzuwenden. Er stelle sicher, dass weiterhin dynamische Impulse für Effizienzanreize gesetzt werden und damit verhindert wird, dass die Branche ab Dynamik verliert. Gerade bei der im Zeitverlauf erfolgenden Angleichung der Effizienzwerte der Netzbetreiber sei der Bonus als Anreizelement fortzuführen,

372 Die aktuelle Art der Berechnung des Effizienzbonus hänge an der Methode der DEA und der Supereffizienzanalyse. Sollte sich die Methode ändern, sei sicherzustellen, dass auch bei Verwendung alternativer Methoden ein Effizienzbonus ermittelt werden könne.

Entwurf

4.2.10.4 Durchführung vor der Regulierungsperiode

373 Es solle geregelt werden, dass der Effizienzvergleich vor der jeweiligen Regulierungsperiode erfolgen müsse.

4.2.10.5 Besonderheit der Versorgungsaufgabe

374 Die Fortführung der Effizienzwertbereinigung aufgrund einer Besonderheit der Versorgungsaufgabe wurde grundsätzlich begrüßt. Es wurde jedoch kritisiert, dass die Vorgabe als Soll-Vorschrift ausgestaltet ist. So weise die Beschlusskammer selbst zu Recht darauf hin, dass Effizienzvergleichsmodelle, die nur wenige Strukturparameter erfassen, nicht in der Lage seien, sämtliche vom Netzbetreiber unbeeinflussbaren Besonderheiten der Versorgungsaufgabe abzubilden. Damit könnte der Effizienzvergleich Scheineffizienzen ermitteln, die allein auf die Unzulänglichkeit der Modellbildung zurückgingen. Für solche Fälle sei eine Auffangregelung zwingend. Ein Verweis auf die Härtefallklausel sei nicht ausreichend, da die Schlechterstellung im Rahmen des Effizienzvergleichs nicht zwingend zu einem Härtefall führe, aber dennoch auszugleichen sei.

375 Alternativ wurde vorgeschlagen, auf diese Regelung in der Festlegung RAMEN zu verzichten und diesen Punkt vollständig einer Methodenfestlegung zu überlassen.

376 Bezüglich der Ausgestaltung der Vorschrift wurde darauf verwiesen, dass aufgrund der erwarteten Steigerung der Heterogenität die entsprechenden Aufgreifkriterien nicht zu restriktiv angesetzt werden dürften. So sei der aktuell § 15 Abs. 1 ARegV deutlich zu eng ausgelegt.

377 In diesem Zusammenhang wurde kritisiert, dass bei der bisherigen Vorgehensweise aufgrund der geltenden Rechtslage im eigentlichen Effizienzvergleich keine adäquate Einschränkung des Datensatzes auf strukturelle vergleichbare Netzbetreiber erfolgen könne und dies auch nicht durch die Ausreißeranalysen geheilt werden würde. Dies würde dazu führen, dass bestimmte Versorgungsaufgaben nicht abgebildet seien. Da diese sodann eine Vielzahl von Netzbetreibern betreffe, sei eine Lösung über eine Regelung zur Besonderheit der Versorgungsaufgabe beim bisherigen Tatbestand nicht möglich.

378 Als Beispiel wurde die Problematik der ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber sowie die abweichenden Kostenstrukturen nach KANU 2.0 genannt, wobei auch für Elektrizitätssektor ein ähnliches Verzerrungsrisiko bestünde.

Entwurf

4.2.11 Stellungnahmen zu: Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11)

4.2.11.1 Baukostenzuschüsse

379 Mit Blick auf die Behandlung von Baukostenzuschüssen im Kapitalkostenaufschlag wurde zu Bedenken gegeben, dass Anreizmechanismen nicht zu Nachteilen im Konzessionswettbewerb führen dürfen. Derzeit hätten Netzbetreiber, die Baukostenzuschüsse vereinnahmten, einen Nachteil bei der Konzessionsvergabe und einen weiteren Nachteil, weil ihre Verzinsungsbasis geschmälert werde. Somit bestünde ein doppelter Nachteil bei der Vereinnahmung von Baukostenzuschüssen. Dies müsse korrigiert werden.

380 Zudem wurde vorgetragen, dass der kurzfristige positive Effekt des Bonus schnell verpuffe und nach Ablauf der Regulierungsperiode den Bestand und damit die Verzinsungsbasis schmälere. Daher werde mit der gegenwärtigen Ausgestaltung dieses Instruments der interne Verwaltungsaufwand erhöht, die Transparenz reduziert und der Anreizeffekt eliminiert. Eine Aufnahme von Fremdkapital und dadurch eine Vermeidung von Baukostenzuschüssen im Abzugskapital sei dadurch für Netzbetreiber die wirtschaftlich bessere Alternative.

381 Ferner wurde gefordert, keine Differenzierung zwischen Strom und Gas vorzunehmen. Die Finanzierungs- und Steuerungswirkung gelte auch für den Gasbereich.

4.2.11.2 Anlagen im Bau

382 Die Regelung in Tenorziffer 11.5 S. 3 wurde vielfach kritisch gesehen. Die Absenkung des Anfang- und Endbestands im Kapitalkostenaufschlag auf Null sei nicht sachgerecht, weil es gerade im Bereich Netzausbau üblich sei, große kapitalintensive Projekte über mehrere Jahre zu ziehen. Es gebe daher gute Gründe diese Anlagen im Bau auch im Rahmen der fortgeführten Kapitalkosten zu verzinsen. Denn Kredite für solche Projekte würden in der Regel zu Beginn des Baus aufgenommen, die Finanzierungskosten fallen also ab Baubeginn an. Diese reale Kostenbelastung führe zu einer Schieflage in den Finanzströmen soweit keine Verzinsung der Anlagen im Bau erfolge.

4.2.11.3 Anzeigefrist

383 Während die Umstellung des Verfahrens von Antrags- in Anzeigeverfahren vielfach begrüßt wurde, wurde angeregt, die Anzeigefrist nach hinten zu verlegen. Häufig wurde hier der 30.09. genannt. Ein späterer Termin führe zu steigender Datenqualität, da die Unternehmensplanung weiter fortgeschritten sei.

Entwurf

4.2.11.4 Sonstiges

384 Darüber hinaus wurde mit Blick auf die Regelungen der Tenorziffer 11 vorgetragen, dass Cloud-IT Kosten in Zukunft als aktivierbare Investitionskosten anerkannt werden müssen, um die Diskriminierung gegenüber Investitionen in Software und Rechenzentren zu beseitigen. Diese Kosten seien nämlich aktivierbare Kapitalkosten, Cloud-IT Kosten hingegen nicht, obwohl diese Lösung dem Stand der Technik entspreche und ein höheres Innovations- und Optimierungspotenzial biete. Dadurch sei es für die Netzbetreiber finanziell attraktiver, in eigene Software und Rechenzentren zu investieren; was gesamtwirtschaftlich nicht sinnvoll sei.

385 Es wurde ferner angeregt, einen klarstellenden Hinweis aufzunehmen, dass neben Verpächtern auch Subverpächter von der Regelung umfasst sind.

386 Außerdem würden Neuinvestitionen systematisch benachteiligt. Denn der KKAuf-Mechanismus sehe aktuell keine Anerkennung der Vorhaltung von Umlaufvermögen bei der Verzinsung vor. Zeitgleich werde durch den KKAb-Mechanismus das zu verzinsende Umlaufvermögen reduziert. Einem Netzbetreiber stünden also effektiv weniger Mittel zur Erfüllung weiterer oder neuer Aufgaben zur Verfügung. Zur Lösung beitragen könnte beispielsweise die Kopplung der Anerkennung von zusätzlichen OPEX-Budgets im Laufe einer Periode an die getätigten Neuinvestitionen

387 Eine Stellungnahme kritisierte zudem die Behandlung des Umlaufvermögens nach Tenorziffer 11.5 S. 2. Die Fixierung auf den Basisjahrwert sei nicht sachgerecht, da den unterschiedlichen Dynamiken des Kapitalkostenaufschlags und des Kapitalkostenabschlags und dem damit verbundenen Bedarf an Umlaufvermögen nicht Rechnung getragen werde. Aufgrund unberücksichtigter Investitionsdynamiken könne es zu einer deutlichen Unterdeckung bei dem unterstellten betriebsnotwendigen Umlaufvermögen kommen. Daher wurde angeregt, die entsprechende Regelung anzupassen. Konkret wurde vorgeschlagen, eine Regelung aufzunehmen, wonach das betriebsnotwendige Umlaufvermögen sich aus dem Anteil ergebe, des im Basisjahr vorhandenen Verhältnisses von betriebsnotwendigem Umlaufvermögen zu kalkulatorischen Restbuchwerten des Sachanlagevermögens zu den kalkulatorischen Restbuchwerten des Sachanlagevermögens im Kapitalkostenschlag.

388 Darüber hinaus wurde von einigen Stellungnahmen gefordert, die Ermittlung des Aufschlags für Unternehmenssteuern zu überarbeiten. Der am Kapitalmarkt ermittelte

Entwurf

Eigenkapitalzinssatz beruhe auf den ausgeschütteten Nachsteuergewinnen und müsse deshalb um einen Faktor erhöht werden, der die von den Unternehmen zu zahlenden Ertragsteuern ausgleiche. Der korrekte Steuerfaktor ermittele sich nach der Formel 1/(1-s), wobei s den Ertragssteuersatz in Prozent beschreibe. Dieses Vorgehen werde bisher im Regulierungssystem nur für Körperschaftssteuer und Solidaritätszuschlag angewendet. Es sei auch auf die Ermittlung der Gewerbesteuer zu übertragen. Das derzeitige Vorgehen zur unternehmensindividuellen Bestimmung der Gewerbesteuer sei komplex und für Investoren nicht nachvollziehbar.

4.2.12 Stellungnahmen zu: Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12)

4.2.12.1 Adressatenkreis

389 Eine Erweiterung des Adressatenkreises bzw. Einbeziehung von Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren in die Qualitätsregulierung wurde überwiegend kritisiert. Es sei eine unverhältnismäßige Belastung für kleine Netzbetreiber, stünde der Beschleunigung und Entbürokratisierung der Regulierung entgegen und führe zu einem höheren Aufwand nicht nur für Netzbetreiber, sondern auch für die Regulierungsbehörden. Der gesamtwirtschaftliche Nutzen sei im Verhältnis zum Mehraufwand fraglich. Aktuell seien durch die Anwendung der Qualitätsregulierung auf Netzbetreiber im Regelverfahren etwa 85 % aller Endverbraucher erfasst, dies sei ausreichend.

390 Teilweise wurde hingegen die Ausweitung der Qualitätsregulierung auch auf kleine Netzbetreiber begrüßt. Diese Erweiterung sei dringend notwendig und mindere das Risiko, dass bestimmte Verbraucher auf längere Sicht schlechtere Bedingungen bei Netzanschluss, Zugang und Servicequalität hinnehmen müssten.

391 Schließlich wurde in Bezug auf den Adressatenkreis vorgetragen, dass auf die Standardisierung von Massenprozessen ausgelegte Indikatoren aus der Qualitätsregulierung, die auf die Netze der kommunalen Versorgung zugeschnitten sind, keine unmittelbaren Rückschlüsse auf die Qualität des Netzbetriebs in Industrienetzen zu ließen und dort daher nicht sinnvoll umsetzbar seien. So spiele beispielsweise der Anschluss dezentraler EE-Anlagen in Industrienetzen eine sehr untergeordnete Rolle. Energieversorgungsnetze, die die Voraussetzungen des § 110 Abs. 2 EnWG dem Grunde nach erfüllen, seien von der Erweiterung des Adressatenkreises für die Qualitätsregulierung auszunehmen, um in Industrienetzen in Zukunft Fehlanreize und unnötige Umsetzungskosten ohne faktischen Zusatznutzen zu vermeiden.

Entwurf

4.2.12.2 Veröffentlichung von Daten, Kennzahlen und Kennzahlenvorgaben

392 In den Stellungnahmen wurde vielfach vorgetragen, dass die Veröffentlichung aller Daten überzogen erscheine. Die Veröffentlichung solle sich höchstens auf „relevante Daten“ beschränken. Ferner sei mit Blick auf die Veröffentlichungen der sich aus den Kennzahlen ergebenden netzbetreiberindividuellen Kennzahlenwerte (Tenorziffer 12.3 S. 3) sicherzustellen, dass keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse veröffentlicht werden. Die Regelung sollte entsprechend ergänzt werden.

393 Auf der anderen Seite wurde eine weitgehende Veröffentlichung aller Daten begrüßt und gefordert. Im Sinne der Transparenz sollten alle Daten, die von der Bundesnetzagentur zu Bildung von Kennzahlen und Kennzahlenvorgaben verwendet werden, netzbetreiberindividuell und nicht anonym veröffentlicht werden.

4.2.12.3 Energiewendekompetenz

394 Die Einführung einer Energiewendekompetenz als Teil der Qualitätsregulierung wurde grundsätzlich begrüßt. So seien positive Effekte möglich, wenn Netzbetreiber durch ein Bonussystem motiviert werden könnten, neben ohnehin notwendigen Maßnahmen zur Energiewende noch zusätzliche Maßnahmen zu ergreifen. Auch wurde die beabsichtigte schrittweise Einführung sowie die Offenheit für alternative monetäre Anreizsysteme begrüßt.

395 Da die Herausforderungen der Energiewende regional unterschiedlich geprägt seien, dürfe es nicht zu pauschalen Abschlägen kommen. Wichtig sei zudem, dass Aufwand und Nutzen der Datenerhebungen kontinuierlich überprüft würden, um dem aufgestellten Grundsatz „transparenter, einfacher und weniger bürokratisch" gerecht zu werden. Außerdem wurde betont, dass Energiewendekompetenz immer im Verhältnis zur regional unterschiedlichen Versorgungsaufgabe und der damit verbundenen, örtlichen Energiewende, u.a. der Last- und Erzeugungsdichte, den Schwerpunkten im Erneuerbaren-Ausbau (z.B. Windenergie- oder PV-Anlagen) sowie der Flächenverfügbarkeit für den Infrastrukturausbau zu bewerten sei.

396 Ferner wurde darauf hingewiesen, dass das Qualitätselement und Energiewendekompetenz im Regulierungssystem zu trennen seien. Denn die Energiewendekompetenz hänge nicht zwangsläufig mit der Größe eines Netzbetreibers zusammen. Daher sollte allen Netzbetreibern jedenfalls die Möglichkeit gegeben werden, ihre spezifischen Kompetenzen nachzuweisen. Außerdem sei die alleinige Einbeziehung der Energiewendekompetenz in die

Entwurf

Qualitätsregulierung aufgrund heterogener Anforderungen nicht sachgerecht und nicht sinnvoll.

397 Schließlich wurde eine eigene Systematik vorgeschlagen, das sog. Leistungs- und Skalierungselement (LSE), als zentrales Instrument zur Förderung der Energiewendekompetenz. Im Hinblick auf die genaue Funktionsweise des Instruments wird auf die Darstellungen im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen (GBK-24-02-1#4) verwiesen. Es handele sich um einen Ansatz ist, der die Energiewendekompetenz der Netzbetreiber zu fördere und die Transformation der Stromnetze effizienter gestalte. Durch gezielte Anreize und eine aktiv gestaltende Anreizregulierung können Kompetenzzentren entstehen, die die Energiewende beschleunigen und volkswirtschaftlich effizienter gestalten. Die Standardisierung innerhalb der Branche solle gefördert werden, ohne diese anzuordnen. Dies ermögliche die Entwicklung von Konzepten und Lösungen, die von vielen betroffenen Netzbetreibern umgesetzt werden könnten. Die Bundesnetzagentur solle dabei eine koordinierende Rolle übernehmen und sicherstellen, dass die entwickelten Lösungen anerkannt werden.

4.2.12.4 Sonstiges

398 Die Bestimmung und Weiterentwicklung der verwendeten Kennzahlen dürfe nicht ausschließlich auf einer statistischen Grundlage basieren. Vielmehr müsse die Regulierungsbehörde einen ingenieurwissenschaftlichen Ursache-Wirkungs-Zusammenhang belegen. Dies müsse anhand eines unabhängigen Gutachtens erfolgen, um sicherzustellen, dass Netzbetreiber tatsächlich die Möglichkeit haben, die jeweiligen Parameter zu beeinflussen. Dabei seien statistische Signifikanz, technische Eignung sowie die Vermeidung von Verzerrungen zwingend zu beachten. Neue Kennzahlen und Datenerhebungen seien zudem in einer mindestens dreijährigen Testphase zu validieren, bevor sie in die Regulierung einfließen.

399 In eine ähnliche Richtung ging die Forderung, die Datenqualität anhand von einzuhaltenden Standards bzw. Qualitätskriterien sicherzustellen. Hierunter fielen Reproduzierbarkeit, Objektivität, Verlässlichkeit und Gültigkeit, was in Tenorziffer 12.4 klarzustellen sei.

400 Im Hinblick auf Tenorziffer 12.5 wurde gefordert, die Formulierung dahingehend zu ergänzen, dass bei der Ermittlung und Ausgestaltung der Kennzahlenvorgaben auch topographische

Entwurf

Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber zu berücksichtigen seien. Ebenfalls wurde angeregt, in Tenorziffer 12.5 weitere Kriterien für die Ableitung von Kennzahlenvorgaben in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit aufzunehmen. Maßgebliche Kriterien insoweit seien Transparenz und Nachvollziehbarkeit, Einfachheit und geringer Verwaltungsaufwand sowie Objektivität.

401 Schließlich wurde die Meldepflicht von Abweichungen von Kennzahlenvorgaben als nicht zielführend kritisiert. Die Kontrolle von Abweichungen liege in der Verantwortung der Behörde, wie bei allen anderen Datenerhebungsprozessen.

4.2.13 Stellungnahmen zu: Härtefall (Tenorziffer 13)

402 Die Konkretisierung durch die von der höchstrichterlichen Rechtsprechung aufgestellten Maßstäbe zur bisherigen Härtefallregelung des § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV wurde grundsätzlich begrüßt.

403 Das Kriterium des Risikobereichs wurde vielfach als nicht operabel kritisiert sowie als unverhältnismäßig abgelehnt, dass die geringste Abmilderungsmöglichkeit zum vollständigen Ausschluss des Tatbestandes führe.

404 Das Abstellen auf eine Aufzehrung der Verzinsung auf unabsehbare Zeit in den Erwägungen wurde für verfehlt gehalten, da Netzbetreiber dann bereits Insolvenz seien. Die Regelung müsse Netzbetreiber vor besonderen Härtefällen aus dem regulatorischen Umfeld schützen und daher schon vor einer drohenden Insolvenz ansetzen, um die Sicherheit des Netzbetriebs zu gewährleisten. Kritisiert wurde auch, dass die in den Erwägungen angelegte Verrechnung von Eigenkapitalrenditen der Vergangenheit mit existenzbedrohenden Verlusten der Gegenwart dazu führe, dass sich keine Eigenkapitalgeber mehr finden ließen.

405 Kritisiert wurde in mehreren Stellungnahmen die Erwägungen zur Vorhersehbarkeit für den Netzbetreiber. Insbesondere wurde der Verweis auf das Vorsichtsprinzip des § 252 Abs. 1 Nr. 4 HGB mit der Begründung für verfehlt gehalten, dass es für den Härtefall auf die Vorhersehbarkeit eines Ereignisses bzw. eines Umstandes ankomme, während § 252 Abs. 1 Nr. 4 HGB die vorsichtige Bewertung bereits vorhersehbarer Risiken und Verluste regele.

406 In einer Stellungnahme wurde gefordert, eine Anpassbarkeit der Verlustenergiemengen innerhalb der Regulierungsperiode über einen Härtefallantrag zu ermöglichen, wenn kein anderweitiger Mechanismus eingeführt werde. Eine Stellungnahme forderte in diesem Zusammenhang eine Aufweichung der bislang vorgesehenen Gesamtbetrachtung der Kosten-

Entwurf

und Vermögenssituation dahingehend, dass der isolierte (Ergebnis-)Effekt aus einem exogenen Ereignis über die Härtefallregelung in der Erlösobergrenze ausgeglichen werde.

4.2.14 Stellungnahmen zu: Regulierungskonto (Tenorziffer 14)

407 Begrüßt wurde die Anwendung des Fremdkapitalzinssatz analog zum Zinssatz für den Kapitalkostenaufschlag sowie die Öffnung der Regelung für weitere über das Regulierungskonto abzuwickelnde Sachverhalte.

408 Eine Stellungnahme regte eine Klarstellung an, ob der Effizienzwert auch auf den Kapitalkostenabzug im Rahmen des Abgleichs beim Regulierungskonto anzuwenden sei.

409 Eine Stellungnahme kritisierte die Öffnung der Regelung für weitere über das Regulierungskonto abzuwickelnde Sachverhalte. Soweit erforderlich solle es im Einzelfall einer themenbezogenen Festlegung vorbehalten sein, eine derartige Regelung auf der Basis von § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 6 EnWG zu treffen.

410 In mehreren Stellungnahmen wurde – anknüpfend an Stellungnahmen zum VPI – zusätzlich ein Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto zur Aktualisierung des VPI vorgeschlagen.

4.2.15 Stellungnahmen zu: Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen (Tenorziffer 15)

411 Begrüßt wurde, Netzübergänge perspektivisch über Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag abzubilden.

412 Mehrere Stellungnahmen kritisierten das Abweichen des Aufteilungsmaßstabs für den übergehenden Pauschalbetrag im Gasbereich von dem Maßstab im bisherigen § 26 Abs. 5 ARegV sowie dem Maßstab im Strombereich. Der Maßstab benachteilige den aufnehmenden Netzbetreiber, indem allein auf das Kapitalkostenverhältnis im ersten Jahr des Netzübergangs abgestellt werde, um die übergehenden Betriebskosten rechnerisch zu bestimmen, die dann über die Regulierungsformel inflationiert würden. Im ersten Jahr des Netzübergangs fehle es hierfür am Feststehen eines Verbraucherpreisindexes. Angemerkt wurde auch die fehlende Einbeziehung der Lohnzusatzkosten für Versorgungsleistungen in die rechnerisch zu übertragenden Betriebskosten. Gefordert wurde vor diesem Hintergrund entweder die KAnEu einzubeziehen oder den Aufteilungsmaßstab für Elektrizitätsnetzbetreiber im Gasbereich heranzuziehen.

Entwurf

413 In mehreren Stellungnahmen wurde angemerkt, dass die Anwendung von KANU 2.0 im abgebenden Netz zu Verzerrungen bei der Ermittlung des pauschalen OPEX-Anteils führen könne. Beispielsweise würde bei Anwendung der höheren Abschreibungsmodalitäten nur auf den übergehenden Netzteil das Verhältnis der im übergehenden Netzteil enthaltenen Kapitalkosten im Vergleich zu den gesamten Kapitalkosten des abgebenden Netzbetreibers überproportional steigen. Auch eine standardisierte Betrachtung der Kapitalkosten würde das Problem nur temporär lösen, da bei vermehrten Stilllegungs- und Rückbauvorhaben höhere OPEX in der Gassparte anfielen und sich das Verhältnis von CAPEX zu OPEX verändere. Hinzu komme, dass beim abgebenden Netzbetreiber weiterhin Fixkosten anfielen (es finde beispielsweise i.d.R. kein Personalübergang statt), während der aufnehmende Netzbetreiber nicht zwingend Personal einstellen müsse, also keine sprungfixen Kosten habe.

414 Angeregt wurde eine Regelung, Erlösobergrenzen ganz oder teilweise auch an Wasserstoffnetzbetreiber außerhalb der Anreizregulierung zu übertragen, wenn Teilnetze zur Erdgasversorgung auf reinen Wasserstofftransport umgestellt werden.

415 In Bezug auf Anlagenabgängen in ein Wasserstoffnetz (Tenorziffer 15.8) wurde die Frage aufgeworfen, ob insoweit der Aufteilungsmaßstab verpflichtend anzuwenden sei oder vorrangig eine individuelle Vereinbarung getroffen werden könne.

416 Eine Stellungnahme hielt Tenorziffer 15.2 für nicht hinreichend bestimmt. In der Tenorziffer selbst sei klarzustellen, ob und inwieweit eine Bindung der Regulierungsbehörde an die Vereinbarung besteht, sowie der Umfang einer Überprüfung auf Sachgerechtigkeit der Vereinbarung klarzustellen. Auch müsse das Vorgehen bei fehlender Sachgerechtigkeit der Vereinbarung tenoriert werden, etwa eine Aufteilung nach Tenorziffer 15.3. Zudem sei klarzustellen, dass eine Parteivereinbarung keine Rückwirkung habe (Tenorziffer 15.3 S. 3). Tenorziffer 15.3 S. 3, 2. Halbsatz sei durch einen Hinweis auf Tenorziffer 15.7 S. 3 zu ersetzen, da erst die neue Festlegung - und nicht bereits die Parteivereinbarung - die ursprünglich ergangene Festlegung ersetze. Ferner fehle eine Regelung entsprechend Tenorziffer 15.3 S. 2 (Strom), wobei wohl 15.4 S. 2 (Strom) gemeint ist, im Gasbereich.

417 Eine Stellungnahme regte mit dem Ziel des Wegfalls von Fortführungserklärungen eine Regelung an, wonach der übernehmende Netzbetreiber aufgrund eines vollständigen Netzüberganges in die laufenden energiewirtschaftlichen Verwaltungsverfahren des abgebenden Netzbetreibers eintritt und diese mit dem übernehmenden Netzbetreiber unter Ausscheiden des abgebenden Netzbetreibers fortzuführen sind, auch wenn eine solche

Entwurf

Regelung durch die Bundesnetzagentur wegen § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG nicht bundesweit einheitlich im Sinne des § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG festgelegt werden dürfe.

418 Eine Stellungnahme merkte an, dass es sich bei der Regelung zur Mitteilung von Netzübergängen mit Blick auf die Fristvorgabe „unverzüglich“ um eine verfahrensrechtliche Bestimmung im Sinne des § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG handle.

4.2.16 Stellungnahmen zu: Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung (Tenorziffer 16)

4.2.16.1 Allgemeines

419 Die Stellungnahmen sprachen sich mehrheitlich gegen die Anpassung der Teilnahmevoraussetzungen für das vereinfachte Verfahren und für die Beibehaltung der bisherigen Regelung aus. Der wirtschaftliche Schwellenwert bilde die Heterogenität der Branche nicht ausreichend ab und setze Fehlanreize bei der Wahl der Verfahren (dazu näher s.u.). Insgesamt wurde angenommen, dass die Einführung des neuen Schwellenwerts negativen Auswirkungen für die Netzbetreiber habe. Es wurde angemerkt, dass sich mit jedem Effizienzvergleich die einbezogenen Unternehmen und gegebenenfalls auch die Parameter des Effizienzvergleichs ändern könnten, was zu mangelnder Kontinuität führe. Die bisherige Regelung für die Teilnahme am Regelverfahren über die Kundenschwellen von 15.000 Kunden im Gas und 30.000 Kunden im Strom hingegen wurde als einfach zu handhaben, eindeutig und unbürokratisch bewertet. Es habe sich in der Vergangenheit bewährt. Ferner wurde argumentiert, dass anstelle des Schwellenwerts Alternativen bestünden, den Kundenbegriff mit einem festen Strukturparameter (z.B. Anzahl Messlokationen, Anschlusspunkte oder Letztverbraucher) zu belegen, für die bereits eine Definition seitens der Bundesnetzagentur existiere.

420 Einzelne Stellungnahmen sahen demgegenüber durchaus Anpassungsbedarf hinsichtlich der aktuellen Regelung und sprachen sich für die Erweiterung der Teilnahme am Effizienzvergleich aus. Bei der Festlegung der Kenngröße solle sichergestellt werden, dass mehr Netzbetreiber am Regelverfahren teilnehmen und somit das vereinfachte Verfahren für weniger Netzbetreiber zugänglich wird. Begrüßt wurden die Bestrebungen zur Vereinfachung des Verfahrens und Reduzierung des Regulierungsaufwands. Als unklar erwies sich die Verständlichkeit der Vereinfachung sowie der Abbau der Bürokratie.

Entwurf

421 Bisweilen wurde auch die gänzliche Abschaffung des vereinfachten Verfahrens gefordert. Aufgrund dieser Regelungen unterlägen ca. 75 % der Netzbetreiber keinen Effizienzvorgaben. Die Beibehaltung der Regelungen zementiere die Kleinteiligkeit der Netzstruktur. Angesichts der geplanten Vereinfachungen bestünde kein Grund mehr für ein Festhalten am vereinfachten Verfahren.

422 Große Netzbetreiber arbeiteten deutlich effizienter und kostengünstiger als kleine. Es stünden deutlich günstigere Finanzierungsmöglichkeiten über die Begebung von Anleihen zur Verfügung. Kleine Netzbetreiber hingegen müssten sich überwiegend über Kredite finanzieren. Diese Ineffizienzen seien von Verbrauchern und Wirtschaft in Form von hohen Strompreisen zu tragen. Außerdem seien kleine Netzbetreiber in der Regel mit den Anforderungen der Energiewende überfordert, etwa bei Digitalisierung und Netzanschluss. Laut Bundesnetzagentur verfehlten gerade kleine Netzbetreiber die Rollout-Ziele Smart Meter deutlich. Infolgedessen verzögere sich die Einführung innovativer Produkte wie etwa dynamische Tarife.

423 Um diese Ineffizienzen zu heben, müsse der operative Betrieb der Verteilernetze in leistungsstarke Cluster zusammengefasst werden. Eine Änderung der in der Regel kommunalen Eigentümerstruktur sei hierfür nicht erforderlich. Dies könne durch Anreize für eine gemeinsame Bewirtschaftung von Netzclustern gefördert werden (Bonus-/Malus-System).

4.2.16.2 Änderung der Teilnahmevoraussetzungen am vereinfachten Verfahren

4.2.16.2.1. Berechnungsgrundlagen Schwellenwerte, Effizienzwerte, Marktabdeckungsraten

424 Überwiegend wurde vorgetragen, dass nicht nachvollziehbar sei, ob die zugrundeliegenden Daten die tatsächliche wirtschaftliche Struktur der Netzbetreiber angemessen widerspiegeln. Es sei essenziell, die vorgesehenen Vereinfachungen sowie den Abbau der Bürokratie genauer zu beschreiben und eine belastbare Herleitung der Werte sowie eine transparente Offenlegung der Datengrundlage zu veröffentlichen.

425 Es wurden mehrheitlich Forderungen nach mehr Transparenz über die verwendete Datengrundlage sowie über Kriterien anhand derer die Marktabdeckungsraten ermittelt wurden gestellt. Der Schwellenwert basierend auf dem Ausgangsniveau der Vorperiode wurde

Entwurf

auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Informationen als zu benachteiligende Alternative gesehen. Die Kostensituation der Netzbetreiber sei ständigen Entwicklungen unterlegen, die dazu führten, dass sich der Schwellenwert dynamisch entwickele. Die daraus folgende Intransparenz führe zu mangelnder Planbarkeit für die Netzbetreiber. Insofern wurde kritisiert, dass keine Planungssicherheit bestehe, welches Verfahren auf den jeweiligen Netzbetreiber letztlich Anwendung finde. Entsprechend müssten Netzbetreiber vorsorglich Daten für beide Verfahren vorhalten.

426 Einige Stellungnahmen stuften zudem die zur Verfügung stehende Datengrundlage gemäß § 23b EnWG als unvollständig ein und hinterfragten, ob eine Berechnung des Schwellenwerts in 2027 aufgrund der noch laufenden Verfahren aus der vierten Regulierungsperiode überhaupt erfolgen könne. Auch Landesregulierungsbehörden sahen Risiken, dass die praktische Durchsetzbarkeit des zeitlichen Ablaufs in Bezug auf die Verkürzung des Prüfungszyklus zu Herausforderungen führe. Der bisherige Schwellenwert nach der ARegV anhand der Kundenzahl würde diesen Zeitverzug vorbeugen und basiere auf aktuellen Daten. Die Bundesnetzagentur wurde außerdem gebeten, eine Liste der Netzbetreiber zu veröffentlichen, die am Regelverfahren teilnehmen würden.

427 Es wurde ferner angeregt, vermiedene Netzentgelte in den Wortlaut des bereinigten Ausgangsniveaus aufzunehmen. Gleichzeitig wurde auf die Beeinflussbarkeit des wirtschaftlichen Schwellenwertes bei Anwendung von KANU 2.0 hingewiesen. Es müsse sichergestellt sein, dass der Schwellenwert zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren nicht durch solche Faktoren verzerrt werde.

428 Auch hinsichtlich der Ermittlung des Effizienzwertes sei unklar, auf welcher Grundlage das sachgerechte Gewicht der kleinen Netzbetreiber ermittelt werde. So wurde die Frage gestellt, wie bei Netzbetreibern verfahren werde, bei denen kein bereinigtes Ausgangsniveau vorliege oder die noch der Regelung des § 23a EnWG unterliegen. Wiederholt wurde betont, dass die Neuregelung für das vereinfachte Verfahren keine negativen Rückwirkungen auf die Abbildung der heterogenen Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber im Effizienzvergleich haben dürfe. So merkten Netzbetreiber an, dass unklar sei, wie Teilnehmer des vereinfachten Verfahrens im Rahmen der Qualitätsregulierung behandelt würden.

429 Im Hinblick auf die Marktabdeckungsraten von 90 % im Strom und 82 % im Gas wurde wiederholt kritisiert, dass die Schwellenwerte nicht nachvollziehbar seien und entsprechend eine Bestimmungsgrundlage sowie Begründung der gewählten Werte detaillierter zu erörtern

Entwurf

sei. Außerdem sei im Strombereich die Höhe der Marktabdeckungsraten vor dem Hintergrund der Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte kritisch zu prüfen. Für den Gasbereich wurde mitunter gefordert, dass die Marktabdeckungsrate von 82 % auf 80 % oder niedriger abgesenkt werden solle.

430 Vereinzelt wurde wiederum angeführt, dass soweit die Einführung des wirtschaftlichen Schwellenwertes dazu führe, dass mehr Netzbetreiber in das Regelverfahren einbezogen werden und somit auch Effizienzanforderungen unterliegen, dies als Schritt in die richtige Richtung zu begrüßen sei.

4.2.16.2.2. Forschung und Entwicklung

431 Einige Stellungnahmen wiesen zudem daraufhin, dass die Unterstellung, kleine Netzbetreiber würden keine Forschung und Entwicklung betreiben, falsche Signale sende.

4.2.16.2.3. Auswirkungen des Schwellenwerts

432 Mit Blick auf den Schwellenwert wurde argumentiert, dass die neue Regelung insbesondere strukturell nicht vergleichbare Netzbetreiber mit besonderer Versorgungsaufgabe betreffen würde, die durch Teilnahme am Regelverfahren die Effizienzgrenze für andere Netzbetreiber deutlich verschärfen würden. Besondere Bedenken wurden dabei hinsichtlich der Abbildbarkeit der Heterogenität der Branche im Modell geäußert. Betroffen durch die Regelung seien vor allem durch den EE-Ausbau betroffene Netzbetreiber, die dann am Regelverfahren teilnehmen würden während kleinere Netzbetreiber ins vereinfachte Verfahren fallen würden. So würden spezialisierte Netzbetreiber durch eine hohe Kosteneffizienz das Kostenbenchmark setzen und damit oftmals größere Netzbetreiber beeinflussen. Die Bundesnetzagentur wurde aufgefordert, die strukturelle Heterogenität zu berücksichtigen um zu verhindern, dass keine Teilnehmer am Effizienzvergleich benachteiligt würden. Der Nachweis der strukturellen Vergleichbarkeit sei insbesondere für Netzbetreiber zu erbringen, denen das vereinfachte Verfahren offenstehe, welche aber freiwillig am Regelverfahren teilnehmen würden.

433 Zur Vereinfachung des Antragsverfahrens und Reduzierung des Verfahrensaufwands für Netzbetreiber und Regulierungsbehörden wurde vorgeschlagen, dass Netzbetreiber unterhalb der Schwellenwerte automatisch am vereinfachten Verfahren teilnehmen, sodass nur die Teilnahme am Regelverfahren angezeigt werden müsse.

Entwurf

4.2.16.2.4. Fehlende Attraktivität des vereinfachten Verfahrens

434 Aus Sicht vieler Stellungnahmen seien die Prozessvereinfachungen im vereinfachten Verfahren auf reduzierte Datenmeldepflichten (Effizienzvergleich, Qualitätselement und Anpassung dnbK) begrenzt. Insgesamt wurde argumentiert, dass Anreize für Netzbetreiber, sich für das vereinfachte Verfahren zu entscheiden, geschwächt würden. Mit Blick auf die angestrebte Reduzierung des Regulierungsaufwands wiesen Netzbetreiber die Bundesnetzagentur darauf hin, das vereinfachte Verfahren auch zukünftig attraktiv zu halten, um Fehlanreize zum Wechsel in das Regelverfahren und den damit verbundenen Mehraufwand zu vermeiden. Sinn und Zweck der bisherigen Regelung sei es gewesen, zu vermeiden, dass kleinere Netzbetreiber durch den hohen regulatorischen Aufwand überproportional belastet werden. Die geplanten Änderungen würden dazu führen, dass Unternehmen, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen, benachteiligt würden. So würde die Anzahl der am Effizienzvergleich teilnehmenden Unternehmen deutlich höher ausfallen als von der Bundesnetzagentur im Expertenaustausch am 14.03.2025 präsentiert.

4.2.16.3 Kleinstnetzbetreiberregelung

435 Während die Einführung der Kleinstnetzbetreiberregelung grundsätzlich begrüßt wurde, äußerten manche Stellungnahmen Bedenken, dass für die Höhe der Netzentgelte strukturelle Faktoren ausschlaggebend seien und daher Zweifel an der Vermutungswirkung für die Angemessenheit der Netzentgelte bestünden. So wurde betont, dass ein Abgleich der Entgelte mit denen der vorgelagerten Netzbetreiber nicht immer sinnvoll sei, da die strukturellen Faktoren nicht identisch seien und somit die Heterogenität der Netzbetreiber zu unterschiedlichen Entwicklungen der Netzentgelte führten.

436 Hinsichtlich der Vereinfachung für Kleinstnetzbetreiber wurde keine wesentliche Verbesserung gesehen, da die Kalkulation der Netzentgelte weiterhin fast vollständig nach den geltenden Regelungen vorgenommen werden müsse. Konkretisierungsbedarf bestehe zudem, ob nur der Prozess der Kostenprüfung entfalle und die Ermittlungssystematik der Entgelte weiterhin nach gültiger Erlösobergrenzenformel berechnet werde.

437 Viele Stellungnahmen kritisierten außerdem, dass die Anwendung der Kleinstnetzbetreiberregelung auf Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (originär und durch Organleihe) beschränkt sei. Es wurde eine einheitliche Vorgehensweise

Entwurf

gefordert, da andernfalls das Risiko einer geografischen Ungleichbehandlung von Netzbetreibern bestehe.

438 Einige Stellungnahmen merkten zudem an, dass aufgrund der erheblichen Kostensteigerungen die Anzahl an Kleinstnetzbetreibern für die kommende fünfte Regulierungsperiode bei der genannten Schwelle deutlich kleiner ausfalle, als dies noch für die vierte Regulierungsperiode der Fall wäre. Aus diesem Grund wurde vorgeschlagen, auch für die Bestimmung als Kleinstnetzbetreiber anstelle der Erlösobergrenze die Anzahl an angeschlossenen Kunden als Schwellenwert anzusetzen. Alternativ wurde vorgeschlagen, den Schwellenwert auf das bereinigte Kostenniveau in Höhe von 1 Mio. € anzupassen.

439 Schließlich wurde die Kleinstnetzbetreiberregelung von einzelnen Stellungnahmen auch insgesamt abgelehnt. Die Erfahrungen aus der Zeit der Verbändevereinbarungen hätten gezeigt, dass die Netzentgelte deutlich überhöht seien, sofern keine ex-ante-Kontrolle erfolge. Angesichts der hohen Strompreise in Deutschland sei es nicht nachvollziehbar, dass bestimmte Netzbetreiber keinerlei Prüfung mehr unterliegen sollen. Dass hiervon nur kleine Netzbetreiber betroffen seien, ändere nichts an der Tatsache, dass die geplante Regelung Anreize für weitere Zerlegungen von Stromnetzen setze, um jedweder Prüfung durch die Bundesnetzagentur zu entgehen. Auch bestehe die Gefahr, dass in der Kostenkalkulation bewusst geringere Kosten angesetzt werden, um unterhalb der Schwelle zu bleiben und keiner Kontrolle mehr zu unterliegen. Ob die Voraussetzungen dann unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengen- und Kostenentwicklung erfüllt seien, werde nicht mehr überprüft.

4.2.17 Stellungnahmen zu: Forschung und Entwicklung (Tenorziffer 17)

440 Die Fortführung der Regelung aus § 25a ARegV wurde grundsätzlich begrüßt, darüber hinaus teilweise eine Ausweitung angeregt. Die bisherige Umsetzung stelle ein wesentliches Hemmnis für die Entwicklung und Erprobung neuer Technologien für die Energiewende dar. Im Einzelnen wurde gefordert, den Zuschlag auf den gesamten nicht öffentlich-geförderten Kostenanteil auszudehnen sowie Vorhaben abseits der staatlichen Energieforschungsförderung zu berücksichtigen, insbesondere auch europäisch geförderte Projekte. Auch solle der Kreis der zu berücksichtigenden Antragsteller ausgeweitet werden (z.B. Netzbetreiber im Konzernverbund des Antragstellers) sowie auch bei assoziierten Partnern innerhalb eines Forschungsprojektes Anwendung finden.

Entwurf

441 In einer Stellungnahme wurde als Antragsfrist der 30.09. (statt dem 30.06.) des Vorjahres für angemessener gehalten, da auch dann noch eine Einpreisung im vorläufige Preisblatt möglich sei.

442 Zudem wurde kritisch angemerkt, dass die Forschungs- und Entwicklungskosten im Basisjahr zukünftig dem Effizienzvergleich und auch den Effizienzvorgaben unterlägen. Die Einbeziehung in den Effizienzvergleich könnte Anreize für entsprechende Projekte reduzieren.

4.2.18 Stellungnahmen zu: Mitteilung der angeschlossenen Kunden und der Belegenheit des Netzes

443 Vereinzelt wurde angeregt, diese Tenorziffer zur Vermeidung von Doppelerhebungen zu streichen. Die Kennzahlen würden bereits über die jährliche Monitoringabfrage erhoben. Zudem fänden sich die Angaben zu der Belegenheit des Netzes im Jahresabschluss der Verteilernetzbetreiber, der ebenfalls an die Bundesnetzagentur übermittelt werde.

444 Eine Stellungnahme merkte an, dass es sich bei der Mitteilungspflicht jedenfalls aufgrund der Fristvorgabe „jährlich zum 31. März“ jedenfalls um keine rein-materiellrechtliche Regelung handle, die daher bei den Verfahrensbestimmungen zu ergänzen sei.

4.2.19 Stellungnahmen zu: Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 19)

445 Eine Stellungnahme nannte folgende Tenorziffern zur Ergänzung als Verfahrensvorschriften: Tenorziffern 2.1 S. 1, 3.1. und 4.2 S. 1 und S. 3, Tenorziffer 12.4 S. 4[5], Tenorziffer 15.5 sowie Tenorziffer 18[6].

446 Es wurde allerdings auch eine Reduzierung der Verfahrensvorschriften angeregt, um eine Uneinheitlichkeit in der Umsetzung der Regulierung auf Bundes- und Landesebene zu vermeiden.

4.2.20 Stellungnahmen zu sonstigen Aspekten

4.2.20.1 Rechtlicher Rahmen

447 Eine Stellungnahme führte aus, dass die Wahl der Methode und deren Ausgestaltung zwar bei der unabhängigen Regulierungsbehörde liege, die wesentlichen Elemente, die eine

[5] Tenorziffer 12.4 S. 4 in der Fassung des Sachstandspapiers (weggefallen).
[6] Tenorziffer 18 in der Fassung des Sachstandspapiers zur Mitteilung der angeschlossenen Kunden und der Belegenheit des Netzes (weggefallen).

Entwurf

Anreizregulierung ausmachten und damit die wesentlichen Maßstäbe einer Netzentgeltregulierung im Wege einer Anreizregulierung, aber bereits im Gesetz selbst geregelt seien. Hierzu wurde auf die Gesetzesbegründung zur EnWG-Novelle 2023 – BT-Drs. 7310/23, Seite 82, verwiesen.

448 In einer Stellungnahme wurde die Einhaltung des Standes der Wissenschaft sowie die Nachvollziehbarkeit von Entscheidungen durch sachkundige Dritte betont. In diesem Zusammenhang wurde hinterfragt, ob hierzu nicht auch Methoden-immanent Plausibilisierungs- und Validierungsansätze für ermittelte Ergebnisse unter Verwendung alternativer methodischer Ansätze erforderlich seien (Methodenpluralismus). Insbesondere bei Schätzwerten sei es unstrittig, dass ein Vorgehen nach dem Stand der Wissenschaft Ansätze zur Validierung und Korrektur von Schätzfehlern beinhalten müsse sowie bei einer Bandbreite von Werten aus der Verwendung multipler Methoden eine sachgerechte Auswahl getroffen werden müsse. Ferner wurde angemerkt, dass Änderungen im regulatorischen Umfeld Anpassungen erforderlich machen können, weswegen die Regulierungsbehörde regelmäßig überprüfen müsse, ob festgelegte Modelle sowie ihre methodische Operationalisierung dem Stand der Wissenschaft entsprechen.

449 Zudem wurde vorgebracht, die Wertung durch den Verordnungsgeber in der Vergangenheit bei der jetzigen Ausgestaltung des Regulierungsrahmens Berücksichtigung finden müsse. Eine strukturelle Verschlechterung der Rahmenbedingungen, also ein Zurückfallen hinter die Wertung des Verordnungsgebers, sei daher rechtlich zweifelhaft. Dies gelte umso mehr, als dass die Herausforderungen der Regulierung in der Transformationsphase zugenommen hätten und weiterwachsen würden.

450 In einer Stellungnahme wurde angemerkt, sowohl Richtlinie (EU) 2019/944 (Strom-RL) und Richtlinie (EU) 2024/1788 (Gas-RL) als auch Verordnung (EU) 2019/943 (Strom-VO) und Gas-VO beinhalteten nur Vorgaben zur Bildung der Netzentgelte. Hieraus könne kein unmittelbarer Rückschluss hinsichtlich der Kostenanerkennung im Zuge der Anreizregulierung geführt werden. Kritisiert wurde, dass in den Erwägungen zum rechtlichen Rahmen eine Erstattung von Ist-Kosten oder Vollkosten wegen der europarechtlichen Vorgabe zur Kostenorientierung ausgeschlossen werde. Im Durchschnitt und über die Zeit solle grundsätzlich immer ermöglicht werden, dass die Ist- und Vollkosten eines (effizienten) Netzbetreiber anerkannt werden.

Entwurf

4.2.20.2 Kritik an strukturellen Verschlechterungen

451 In mehreren Stellungnahmen wurde kritisiert, dass der neue Regulierungsrahmen einseitig verschärft werde, was zu strukturellen Verschlechterungen auf Seiten der Netzbetreiber führe. Dies betreffe: Beibehaltung des VPI-Zeitverzuges bei gleichzeitiger Abschaffung des VPI auf Kapitalkosten, Verkürzung des Zeitraumes zum Abbau von Ineffizienzen, Verschlechterung durch Mittelwertbildungen im Effizienzvergleich, möglicher Entfall der SFA-Skalierung und des Effizienzbonus im Effizienzvergleich, Unsicherheit im Effizienzvergleich durch Änderung der Kriterien für das vereinfachte Verfahren, Reduzierung des Kataloges der dnbK bzw. KA_{nEu}, Einbezug von Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich, keine Berücksichtigung des aktuellen Wachstumspfades infolge Fokussierung auf eine Mittelwertbildung der Kosten, nachteilige Berücksichtigung der Zuschüsse bei der Ermittlung der regulatorischen Verzinsungsbasis, Anpassung bei der Verzinsung von Anlagen im Bau, mangelnde Berücksichtigung der Methodenvielfalt bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, kein Ausschluss von Nachteilen aufgrund der technischen Umstellung auf das WACC-Modell sowie Wegfall der kalkulatorischen Gewerbesteuer auf EK II im WACC-Modell. Sachverhalte würden lediglich zu Lasten der Netzbetreiber korrigiert. Es entstehe der Eindruck, dass es systemisch einseitig um Kostensenkungen gehe, obwohl die Veränderung der Versorgungsaufgabe aufgrund der Energiewende mit entsprechenden Kostenaufwüchsen auch bei den Betriebskosten einhergehe.

452 Es wurde vorgetragen, dass es für die Transformation ein Regulierungsregime brauche, das die langfristig erforderlichen Investitionen für die Energiewende sowie einen sicheren, effizienten und wirtschaftlich tragfähigen Netzbetrieb sicherstelle – und dabei gleichzeitig die verlässliche Refinanzierung der bereits heute anfallenden Transformationskosten gewährleiste. Es bestehe dringender Handlungsbedarf, das Regulierungssystem zukunftsfähig auszugestalten und strukturelle Verbesserungen zur Bewältigung der Energiewende zu realisieren. Angesichts der gegenwärtigen Herausforderungen der Branche könne dies nur mit deutlichen Verbesserungen im Regulierungsrahmen, die die Netzbetreiber ökonomisch besserstellen, erreicht werden. Ansonsten sei die im Einklang mit den politischen Fahrplänen stehende Ertüchtigung der Elektrizitätsversorgungsnetze sowie die Transformation des Gassektors massiv gefährdet. In einer Stellungnahme wurde gefordert, dabei die Förderung der Energiewende viel stärker als im bisherigen System zu berücksichtigen und dem

Entwurf

Investitionshochlauf und den damit einhergehenden (Re-)Finanzierungsbedarfen Rechnung zu tragen.

453 Eine Stellungnahme merkte in diesem Zusammenhang an, dass weiterhin Kapital für notwendige Investitionsmaßnahmen in die Fernleitungsnetzinfrastruktur aufzubringen sei. Sowohl die Anbindung neuer wasserstofffähiger Erdgaskraftwerke als auch die Transformation zum Transport nachhaltiger Energiemedien führe weiterhin zu einem wesentlichen Investitions- und Ausbaubedarf im Fernleitungsnetzbereich.

454 Es wurde auch die Frage aufgeworfen, ob bei den strukturellen Verschlechterungen die wirtschaftlichen Grundlagen für die stets zuverlässige Erfüllung der Aufgaben der Fernleitungsnetzbetreiber noch gegeben sei.

455 Teilweise wurde gefordert, eine aggregierte Betrachtung der Wirkung aller Veränderungen in Summe gegenüber dem Status Quo vorzunehmen (ökonomische Gesamtbewertung). Das Ergebnis solle veröffentlicht werden.

4.2.20.3 (Fehlende) Vereinfachungen

456 Vielfach wurde kritisiert, dass es an Vereinfachungen des Regulierungssystems fehle, und ein signifikanter Abbau bürokratischer Hürden insb. Berichtspflichten und Datenvorratshaltung vorzunehmen sei. Die periodische Bestimmung des Effizienzvergleichs, des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors und der Qualitätsregulierung – ergänzt um die Energiewendekompetenz – ließen weder auf behördlicher Seite eine Beschleunigung erkennen, noch sei ersichtlich, dass sich dadurch der administrative Aufwand in den Unternehmen spürbar verringere. Die angedachte Verkürzung der Regulierungsperiode erhöhe vielmehr den administrativen Aufwand für alle Beteiligten. Eine Beschleunigung der Prozesse im Rahmen der Kostenprüfung sei auch angesichts der Vereinfachungen bei der Kapitalkostenermittlung nicht ersichtlich, so dass sich Bearbeitungsrückstände absehbar verschärften. Es wurde auch vorgebracht, eine Komplexitätsreduzierung müsse dort enden, wo sie die Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber beeinträchtige.

457 Als Verfahrensvereinheitlichung und -vereinfachung wurde vorgeschlagen, die Erhebungsbögen (Kapitalkostenabschlag, Kapitalkostenaufschlag im Gas, Anlage zu KANU, Regulierungskonto, Biogas usw.) zu harmonisieren und möglichst unverändert zu lassen. Bei Abschaffung des Antragsverfahrens für den Kapitalkostenaufschlag genüge es, einen einzigen jährlichen Bogen inkl. SAV-IDS für das Gesamtanlagevermögen abzufragen, in dem die Ist-

Entwurf

Anlagen und Abgänge des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres gem. Tätigkeitsabschluss und die Plananlagen für Kapitalkostenaufschlag und Kapitalkostenaufschlag im Gas enthalten sind. Dieser könne Grundlage für Entgeltbildung aller Segmente aber auch für das Regulierungskonto sein.

4.2.20.4 Kritik an der zukünftigen Festlegungssystematik

458 Teilweise wurde das Gesamtsystem der zukünftigen Festlegungssystematik kritisiert, insbesondere die Aufteilung der künftigen Anreizregulierung auf mehrere Festlegungen.

459 In mehreren Stellungnahmen wurde gefordert, ein abgeschlossenes Regelwerk zu schaffen, jedenfalls die Anzahl der künftigen Festlegungen zu reduzieren. Die Festlegung RAMEN verweise an zu vielen Stellen auf gesonderte Festlegungen, die überwiegend noch nicht vorlägen, wodurch eine sachgerechte Auseinandersetzung mit den Vorgaben nicht möglich sei. Wesentliche Inhalte sollten in der Festlegung RAMEN selbst normiert werden. Ein abgeschlossenes Regelwerk erhöhe Transparenz, Vorhersehbarkeit und Zuverlässigkeit, was für Marktbeteiligte und Investoren wichtig sei. Im Anschluss daran wurde gefordert, die Abhängigkeiten und Wechselwirkungen der Festlegungen zueinander einer Prüfung zu unterziehen.

4.2.20.5 Rechtschutz

460 Mehrfach wurde die geplante Unterteilung in mehrere, zu verschiedenen Zeitpunkten erlassene Festlegungen auch mit Blick auf den Rechtsschutz kritisiert. Da nicht auszuschließen sei, dass die Reichweite bestimmter Vorgaben in der Festlegung RAMEN erst zusammen mit konkretisierenden Methodenfestlegungen vollständig offensichtlich werde, seien Netzbetreiber zur Vermeidung der Bestandskraft angehalten, bereits vorsorglich Beschwerde einzulegen. Es wurde eine Lösung gefordert, die eine prophylaktische Klagewelle der Netzbetreiber gegen die Festlegung RAMEN allein zur Gewährleistung des Rechtsschutzes gegen spätere Einzelfestlegungen vermeide.

461 Teilweise wurde von den Netzbetreibern in den Stellungnahmen kritisiert, dass es an Ausführungen zur Gewährleistung effektiven Rechtsschutzes gegen die Festlegungen fehle. Auch bleibe unklar, wie effektiver Rechtschutz für solche Netzbetreiber gewährleistet werde, die erst nach Inkrafttreten entstehen.

Entwurf

4.2.20.6 Besonderheiten von Industrienetzen

462 In einer Stellungnahme wurde gefordert, die individuellen Besonderheiten von Industrienetzen zu berücksichtigen, insbesondere mit Blick auf die sog. Energiewendekompetenz (vgl. Abschnitt 4.2.12).

5. Auftrennung in zwei separate Verfahren Strom/ Gas

463 Insbesondere aufgrund der energiewendebedingten Herausforderungen im Stromsektor sowie des bereits laufenden Transformationsprozesses im Gassektor bedarf es der Prüfung einer Vielzahl an differenzierten Regelungen für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber auf der einen und Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber auf der anderen Seite. Im Rahmen der Erarbeitung des Sachstandes zu Tenor und Erwägungen hat sich gezeigt, dass vor diesem Hintergrund separate Festlegungsverfahren für den Strom- und Gassektor zweckmäßig sind. Künftig wird eine sektorspezifische Anpassung der Festlegungen vereinfacht. Mit Ausnahme der differenzierenden Regelungen bleibt es beim Ziel eines weitgehend einheitlichen Regulierungsrahmens für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber sowie Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber.

464 Daher hat die Beschlusskammer gemäß § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit §§ 21, 21a EnWG am 16.01.2025 ein Verfahren zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom) unter dem Geschäftszeichen GBK-25-01-1#1 sowie ein Verfahren zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas) unter dem Geschäftszeichen GBK-25-01-2#1 eröffnet.

465 Somit ist das zuvor unter dem Geschäftszeichen GBK-24-01-3#3 geführte Verfahren– soweit es Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber betraf – in dem Verfahren für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas, GBK-25-01-2#1) aufgegangen. Gleichzeitig wurde das Verfahren unter dem Geschäftszeichen GBK-24-01-3#3 eingestellt.

6. Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung

6.1 Expertenaustausch zum Vereinfachten Verfahren

466 Am 14.03.2025 fand ein offener Expertenaustausch zum Vereinfachten Verfahren und zur Kleinstnetzbetreiberregelung statt. In diesem Termin ist der diesbezügliche Regelungsentwurf

Entwurf

aus dem am 16.01.2025 veröffentlichten Sachstandspapier vorgestellt und mit Stakeholdern, Wissenschaftlern und interessierten Akteuren diskutiert worden.

6.2 Austausch zu den wirtschaftlichen Auswirkungen

467 Am 07.05.2025 fand ein Austausch mit Stakeholdern zu den wirtschaftlichen Auswirkungen auf Basis des Diskussionsstands des NEST-Prozesses statt.

7. Anhörung des Festlegungsentwurfs

468 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde durch Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs am [redacted] auf der Internetseite der Bundesnetzagentur sowie am [redacted] im Amtsblatt der Bundesnetzagentur die Gelegenheit gegeben, zu der beabsichtigten Festlegung Stellung zu nehmen. Zugleich wurde den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Dem Bundeskartellamt wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

8. Weiterer Verfahrensablauf

469 Der Länderausschuss wurde ebenfalls gemäß § 54 Abs. 3 EnWG förmlich befasst. Die Beschlusskammer hat dem Länderausschuss hierzu den Beschlussentwurf am [redacted] übersandt. Das Benehmen des Länderausschusses wurde nach § 54 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG am [redacted] hergestellt / nicht hergestellt.

470 Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

Entwurf

II.

1. Zuständigkeit

471 Die in dieser Festlegung getroffenen Entscheidungen fallen gemäß §§ 54 Abs. 3 S. 3 1. Alt EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Es handelt sich grundsätzlich um eine bundesweit einheitliche Festlegung zu Regelungen zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der für den Netzzugang erhobenen Entgelte.

472 Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie ergibt sich aus § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG. Die Große Beschlusskammer trifft bundesweit einheitliche Festlegungen zu den Bedingungen und Methoden für den Netzzugang und zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a, 24 bis 24b sowie 28o Abs. 3 EnWG. Im Hinblick auf die Verfahrensregelungen (vgl. Tenorziffer 19) ergibt sich die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur aus § 54 Abs. 1 und 2 EnWG. Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 i.V.m. Abs. 3 S. 3 1. Alt EnWG.

2. Ermächtigungsgrundlage

473 Die Vorgaben der Festlegung ergehen auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 Nr. 1 a), b), d) und f) EnWG und § 21a Abs. 1 S. 1, Abs. 2, Abs. 3 S. 1, S. 3 Nr. 1 bis 7 und 9 bis 12 EnWG.

474 Gemäß § 29 Abs. 1 EnWG kann eine Festlegung durch die Regulierungsbehörde gegenüber allen Netzbetreibern, hier allen Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreibern, erfolgen.

3. Formelle Rechtmäßigkeit

475 Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

476 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde nach § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Beschlusskammer hat mittels Internetveröffentlichung den Festlegungsentwurf am [redacted] zur Konsultation gestellt. Zahlreiche Unternehmen und Verbände haben zu dem veröffentlichten Festlegungsentwurf Stellung genommen.

477 Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde am [redacted] gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Entwurf

Der Länderausschuss wurde am [redacted] gemäß § 54 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG ebenfalls förmlich befasst. Ein Benehmen wurde hergestellt / nicht hergestellt.

4. Rechtlicher Rahmen

4.1 Europäischer Rechtsrahmen

478 Zu den Zuständigkeiten der Regulierungsbehörden in Bezug auf die Regulierung von Gasverteilernetzen sowie Fernleitungsnetzen zählt es, anhand transparenter Methoden die Entgelte oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen (Art. 78 Abs. 1 lit. a Richtlinie (EU) 2024/1788 (Gas-RL)). Unter diese Zuständigkeit ist sowohl die Regelung der Netzentgeltsystematik als auch der Methoden zur Ermittlung der zulässigen Netzkosten, die bei der Netzentgeltermittlung einkalkuliert werden können, zu subsumieren.

479 Der aktuell gültige europäische Rechtsrahmen sieht die folgenden, hier einschlägigen materiell-rechtlichen Maßstäbe für die Ermittlung der zulässigen Netzkosten vor, die in verschiedenen Vorschriften der relevanten Rechtsakte konkretisiert werden. Dabei erfolgt im Europarecht keine systematische Differenzierung der Maßstäbe der Ebene der Netzkostenermittlung und der Bemessung der Netzentgelte. Vielmehr wird die Netzkostenermittlung – die durch dieses Festlegungsverfahren adressiert wird – als ein Schritt im Gesamtprozess der Bestimmung der Höhe und Bemessung der Netzentgelte behandelt. Die einschlägigen Normen betreffen sämtliche Schritte hin zur Bildung von Netzentgelten, also auch schon die Entscheidung darüber, welche Kosten über Netzentgelte refinanziert werden können. Dies verdeutlicht etwa Art. 17 Abs. 1 S. 1 Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-VO), mit dem Erfordernis, dass die Entgelte, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Naturgemäß kann dies nicht erst in der Netzentgeltsystematik umgesetzt werden, sondern vorgelagert bei der Bestimmung der Kostenbasis. Daher sind die europarechtlichen Vorgaben jeweils daraufhin zu analysieren, welchen Gehalt sie nicht nur für die eigentliche Entgeltbildung, sondern auch schon auf der Stufe der Kostenermittlung haben.

Entwurf

4.1.1 Transparenz[7]

480 Primärziel dieses Kriteriums ist die Sicherstellung einer Entgeltregulierung, die inhaltlich klar, bestimmt und im Interesse des Binnenmarktes überregional zugänglich ist, sodass es den betroffenen Marktteilnehmern möglich ist, die wirtschaftlichen Folgen der Tarifgestaltung vorherzusehen, vgl. Erwägungsgrund 9, Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO und Erwägungsgrund 109, Art. 3 Abs. 4, Art. 78 Abs. 1 lit. a) Gas-RL.

481 Es ist Aufgabe der Regulierungsbehörde, anhand transparenter Kriterien die Fernleitungs- oder Verteilungstarife oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen (Art. 78 Abs. 1 lit. a) Gas-RL). Die Mitgliedstaaten haben sicher zu stellen, dass die Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung vor deren Inkrafttreten genehmigt werden und dass die Tarife und – soweit nur die Methoden einer Genehmigung unterliegen – die Methoden vor ihrem Inkrafttreten veröffentlicht werden (Art. 78 Abs. 8 Gas-RL).

4.1.2 Kostenorientierung und Kosteneffizienz[8]

482 Der Maßstab der Kostenorientierung (Erwägungsgrund 9, Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO, Erwägungsgrund 119 Gas-RL) ist zum einen ein wichtiger Maßstab, um die Angemessenheit der Netzentgelte sicherzustellen. Gleichzeitig ist er auch ein wesentlicher Maßstab dafür, welches Ausgangsniveau die Regulierungsbehörde dem Netzbetreiber zur Bildung der Netzentgelte zugestehen kann. Aus dem Wortlaut (Widerspiegeln der Ist-Kosten bzw. Kostenorientierung) lässt sich bereits ableiten, dass ein Voll- oder Istkostenmaßstab nicht gemeint ist.[9]

483 Ein weiterer zentraler europarechtlicher Grundsatz ist, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO). Ineffiziente Kostenansätze dürfen dementsprechend nicht an die Netznutzer weitergewälzt werden. Daraus abgeleitet ergibt sich auch, dass Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden dürfen (siehe ausführlich Rn. 496).

[7] Auf diesen Maßstab und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Transparenz" Bezug genommen.
[8] Auf diesen Maßstab und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Kostenorientierung und Kosteneffizienz" Bezug genommen.
[9] Vgl. EuGH, Urteil vom 16. Juli 2020 – C-771/18 –, juris Rn. 43.

Entwurf

484 Wesentlicher Anknüpfungspunkt für den Netzentgeltmaßstab der Kostenorientierung ist Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO. Danach müssen die von den Regulierungsbehörden gemäß Artikel 78 Abs. 7 der Gas-RL genehmigten Netzentgelte oder Methoden zu ihrer Berechnung, die die Fernleitungsnetzbetreiber anwenden, sowie die gemäß Artikel 31 Abs. 1 der genannten Richtlinie veröffentlichten Netzentgelte transparent sein, der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen und die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene Investitionsrendite umfassen. Über den Verweis auf Art. 31 Abs. 1 Gas-RL gilt der Maßstab mittelbar auch für Gasverteilernetzbetreiber.

485 Dieser allgemeine Maßstab der Kostenorientierung erfährt weitere Konkretisierungen:

- Tarife und Methoden sind so zu gestalten, dass notwendige Investitionstätigkeit und damit Erhaltung der Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (Art. 78 Abs. 7 lit. a) Gas-RL; ähnlich Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Gas-VO).

- Quersubventionen zwischen den Tätigkeiten in den Bereichen Fernleitung, Verteilung, Wasserstofftransport, Erdgas- und Wasserstoffspeicherung, LNG- und Wasserstoffterminals sowie Versorgung mit Erdgas und Wasserstoff sind zu verhindern (Art. 78 Abs. 1 lit. m) Gas-RL).

4.1.3 Anreizsetzung, insb. Setzung von Effizienzanreizen[10]

486 Durch die Tarifmethoden sollen angemessene Anreize geschaffen werden, sowohl kurzfristig als auch langfristig die Effizienz zu steigern, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern und entsprechende Forschungsarbeiten zu unterstützen, Art. 78 Abs. 9 Gas-RL.

487 Tarifmethoden sollen Anreize für Investitionen bieten, so dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist, Art. 78 Abs. 7 lit. a) Gas-RL sowie Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Gas-VO zu Anreizen für Investitionen.

[10] Auf diesen Maßstab und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Anreizsetzung" Bezug genommen.

Entwurf

4.1.4 Weitere Maßstäbe und Zielbestimmungen für die Netzentgeltmethodik

4.1.4.1 Notwendigkeit der Netzintegrität

488 Die Netzentgelte müssen zudem der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen (Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Satz S. 1 Gas-VO) und so der Transport von Erdgas technisch gewährleistet wird (Art. 2 Nr. 10 Gas-VO). Überdies hat die Regulierungsbehörde bei der Festsetzung der Entgelte oder Methoden sicherzustellen, dass angemessene Anreize geschaffen werden, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern (Art. 78 Abs. 9 Gas-RL).

4.1.4.2 Energieeffizienz[11]

489 Ferner ist der Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ anzuwenden, welcher insbesondere die Beseitigung von Anreizen umfasst, die sich nachteilig auf die Energieeffizienz auswirken (Art. 27 Abs. 1, Abs. 7 S. 1 Energieeffizienz-RL).

4.1.4.3 Verbraucherfreundlichkeit[12]

490 Eine weitere Zielvorgabe ist der Verbraucherschutz sowie die damit verbundene Erschwinglichkeit der Energieversorgung, die sowohl zu den allgemeinen Zielen des europäischen Primärrechts als auch zu den speziellen Zielen des europäischen Energiewirtschaftsrechts zählt, Art. 169 AEUV, Art. 1 Abs. 2, Art. 77 lit. d) und g) Gas-RL.

4.1.5 Einzelvorgaben zur Anerkennung von Kosten

491 Neben allgemeinen Maßstäben und Zielbestimmungen enthält der europäische Rechtsrahmen auch Einzelvorgaben zur Anerkennung von Kosten aufgrund europarechtlich begründeter Aufgaben. Dabei treffen die jeweiligen EU-Verordnungen eine Vorgabe zur Anerkennung von anfallenden Kosten von Netzbetreibern aufgrund der Verpflichtungen aus der jeweiligen Verordnung (z.B. Art. 8 Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, Art. 3 Verordnung (EU) 2024/1787 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor).

[11] Auf diese Zielbestimmung und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Energieeffizienz" Bezug genommen.
[12] Auf diese Zielbestimmung und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Verbraucherfreundlichkeit" Bezug genommen.

Entwurf

492 Entsprechende Vorgaben sind dabei allerdings nicht pauschal mit einer Verpflichtung zu einem Vollkostenansatz gleichzusetzen.[13] Vielmehr sind die jeweils aufgeführten Kostenkategorien zwar bei der Berechnung der Netzentgelte zu berücksichtigen, dies hat jedoch nicht zwingend vollumfänglich zu geschehen.[14] Im Einklang damit steht es grundsätzlich auch, diese Kostenpositionen allein über das Budgetprinzip in den Erlösobergrenzen zu berücksichtigen.[15] Den Vorgaben in EU-Verordnungen zur Deckung der aufgrund der Verpflichtungen aus diesen Verordnungen anfallenden Kosten lässt sich nur entnehmen, dass die dort genannten Kostenkategorien bei der Berechnung der Netzzugangsentgelte zu berücksichtigen sind, während Kostenkategorien, bezüglich derer die Berücksichtigung bei der Netzentgeltberechnung nicht ausdrücklich angeordnet ist, auch gänzlich unberücksichtigt bleiben können.[16]

4.2 Nationaler Rechtsrahmen

493 Der Gesetzgeber hat die europarechtlichen Vorgaben in den §§ 21, 21a EnWG umgesetzt, die wiederum, der Rechtsprechung des EuGH entsprechend, weitreichende Festlegungsermächtigungen für die Bundesnetzagentur vorsehen (vgl. zu den Ermächtigungsgrundlagen Abschnitt 2). Daneben benennt § 1 EnWG allgemeine Zwecke des Energierechts sowie allgemeine Ziele der Regulierung, wobei es sich im Wesentlichen ebenfalls um Wiederholungen von Zielen des Unionsrechts handelt.

494 Nach § 1 EnWG sind der Zweck des EnWG eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.

495 Die Ziele der Regulierung nach § 1 Abs. 2 S. 1 EnWG sind die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Gas, der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen sowie der gesamtwirtschaftlich optimierten Energieversorgung. Zur Verfolgung dieser Ziele hat die Regulierung nach § 1 Abs. 2 S. 2 EnWG insbesondere den vorausschauenden Ausbau, die optimierte Nutzung und die Digitalisierung der Energieversorgungsnetze, die Erzeugung und

[13] vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 53.
[14] vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 53.
[15] vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 81 ff.
[16] vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 76 m.w.N.

Entwurf

Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien und Wasserstoff, die Flexibilisierung im Elektrizitätssystem, einschließlich der Nutzung von Energiespeichern sowie eine angemessene Verteilung der Netzkosten im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu berücksichtigen.

496 Nach § 21 Abs. 1 S. 1 EnWG müssen die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang insbesondere angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Gemäß § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG werden die Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. Dabei können auch zukünftig wirkende Kostenänderungen aus netzbezogenen Maßnahmen berücksichtigt werden, die aus der Integration von erneuerbaren Energien in das Energieversorgungssystem folgen (§ 21 Abs. 2 S. 2 EnWG). Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden (§ 21 Abs. 2 S. 3 EnWG). Dieser Grundsatz ist dabei eine Ausprägung der europarechtlichen Vorgabe, wonach die Entgelte die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck zu bringen haben, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO). Das Kriterium der Kosteneffizienz und das Merkmal der Wettbewerbsanalogie sind dabei zwei Seiten derselben Medaille. Im Wettbewerb setzt sich der effiziente Anbieter durch, so dass sich der Wettbewerbspreis im Gleichgewicht auf dem Niveau der Kosten eines effizienten Betreibers einpendelt. Wenn nur diese effizienten, sich im Wettbewerb einstellenden Kosten anerkannt werden, ist damit automatisch ein Anreiz zu einer effizienten Leistungserbringung verbunden. Die notwendigen Investitionen in die Netze müssen zudem so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG). Nach § 21 Abs. 3 S. 2 EnWG müssen die festgelegten Methoden den Stand der Wissenschaft berücksichtigen. Dabei stellt die Regulierungsbehörde sicher, dass eine Quersubventionierung zwischen den Transport-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten oder anderen Tätigkeiten inner- oder außerhalb des einschlägigen Sektors verhindert wird (§ 21 Abs. 3 S. 3 EnWG).

497 Nach der Maßgabe von § 21a Abs. 1 S. 1 EnWG soll die Methode der Anreizregulierung Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzen. Die Obergrenzen und Effizienzvorgaben sind, soweit durch die Regulierungsbehörde nicht anders bestimmt, auf einzelne Netzbetreiber zu

Entwurf

beziehen (§ 21a Abs. 1 S. 3 EnWG). Bei der Ermittlung von Obergrenzen sollen die durch den jeweiligen Netzbetreiber beeinflussbaren Kostenanteile und die von ihm nicht beeinflussbaren Kostenanteile unterschieden werden (§ 21a Abs. 1 S. 4 EnWG). Die Effizienzvorgaben sollen so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann (§ 21a Abs. 1 S. 5 EnWG). Sie sollen objektive strukturelle Unterschiede berücksichtigen und sich nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil beziehen (§ 21a Abs. 1 S. 6 EnWG). Die Methode zur Ermittlung von Effizienzvorgaben muss so gestaltet sein, dass eine geringfügige Änderung einzelner Parameter der zugrunde gelegten Methode nicht zu einer, insbesondere im Vergleich zur Bedeutung, überproportionalen Änderung der Vorgaben führt (§ 21a Abs. 1 S. 7 EnWG). Nach § 21a Abs. 2 EnWG muss die Entwicklung und Ausgestaltung eines Anreizregulierungsmodells unter Anwendung ökonomischer, ökonometrischer und regulatorischer Methoden dem Stand der Wissenschaft entsprechen.

498 Entgegen vereinzelter Stellungnahmen ist die Beschlusskammer nicht an die Wertungen durch den Verordnungsgeber gebunden. Eine solche indirekte Bindung wäre mit der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18, nicht vereinbar, wonach die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Strom-RL) sowie Art. 41 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 78 Gas-RL) geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist. Vor diesem Hintergrund sind die ökonomischen Auswirkungen von Veränderungen gegenüber dem Status quo kein geeigneter Maßstab zur Beurteilung der Rechtmäßigkeit der in dieser Festlegung getroffenen Regelungen. Es besteht weder für die Netzbetreiber noch die Netznutzer ein Anspruch, dass im Ergebnis der Status quo wirtschaftlich erhalten bleibt. Dies heißt nicht, dass das ökonomische Gesamtergebnis des Regulierungssystems ohne Bedeutung wäre. Vielmehr muss dieses die Vorgaben des europäischen und nationalen Rechtsrahmens gewährleisten. Hierzu zählt mit Blick auf das ökonomische Gesamtergebnis insbesondere die Gewährleistung der Lebensfähigkeit der Netze (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG) sowie einer angemessenen und wettbewerbsfähigen Verzinsung des eingesetzten Kapitals (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) (siehe oben). Beides wird durch diesen Regulierungsrahmen in Verbindung mit den relevanten Methodenfestlegungen, insbesondere zur Ermittlung des Ausgangsniveaus (GasNEF), zum Effizienzvergleich, zur Kapitalverzinsung, zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor sowie zur Qualitätsregulierung, gewährleistet.

Entwurf

5. Adressaten (Tenorziffer 1)

499 Die Festlegung richtet sich gemäß Tenorziffer 1 S. 1 grundsätzlich bundesweit an alle Betreiber von Gasverteilernetzen nach § 3 Nr. 8 EnWG und alle Betreiber von Fernleitungsnetzen nach § 3 Nr. 5 EnWG.

500 Gemäß Tenorziffer 19 berühren die Verfahrensvorschriften allerdings nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden. Insoweit erfolgt eine Regelung der Verfahrensfragen ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen. Es handelt sich im Hinblick auf die Verfahrensfragen nicht um eine bundesweit einheitliche Festlegung. Gleichwohl werden diese Annex-Fragen von der Beschlusskammer zumindest für die insoweit adressierten Netzbetreiber geregelt. Bezüglich der hierdurch nicht adressierten Netzbetreiber können entsprechende oder abweichende Vorgaben zum Verfahren durch die jeweils zuständigen Landesregulierungsbehörden erfolgen. Die bundesweit einheitlichen materiellen Regelungen in den übrigen Tenorziffern bleiben hiervon unberührt.

501 Bezogen auf Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber ist ein einheitliches Regulierungssystem weiter möglich und sachgerecht. Wie im Rahmen der bisherigen Rechtslage kann auch bezogen auf Fernleitungsnetzbetreiber weiter das System der Anreizregulierung fortgeführt werden. Dieses hat sich bewährt und wird auch im Hinblick auf die Gasnetztransformation gegenüber Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern fortentwickelt werden. Bezüglich der Fernleitungsnetzbetreiber bestehen – entgegen vereinzelter Stellungnahmen – auch keine mit den Übertragungsnetzbetreibern vergleichbare Sonderentwicklungen und kein derart ausgeprägter Investitionsbedarf.

502 Die Beschlusskammer ist sich der nationalen und europäischen Systemverantwortung der Fernleitungsnetzbetreiber bewusst. Nach der bisherigen Ausgestaltung wurden entsprechende Kosten, z.B. für Tätigkeiten im Rahmen der Bildung des Marktgebietes nach § 20 GasNZV, im Budget sachgerecht und hinreichend anerkannt. Die hier anfallenden Aufgaben sind jedoch nicht vergleichbar mit den umfassenden und bisher überwiegend über freiwillige Selbstverpflichtungen außerhalb des Budgets regulierten Kosten für die Systemverantwortung bei Übertragungsnetzbetreibern. Die Kosten für den Betrieb der Kapazitätsvermarktungsplattform stellen zudem nur einen geringen Anteil der Gesamtkosten der Fernleitungsnetzbetreiber dar.

Entwurf

503 Der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgebrachte Betrieb des Fernleitungsnetzes und die Vorhaltung von Kapazitäten sind zudem keine Besonderheit, sondern letztlich die ureigene Aufgabe des Netzbetriebs und der Erfüllung der Versorgungsaufgabe. Im Übrigen halten auch Gasverteilernetzbetreiber in der Regel ganzjährig Leistungen für Lastspitzen vor.

Auch der Aspekt des bisherigen bzw. anstehenden Investitionsvolumens rechtfertigt bei Fernleitungsnetzbetreibern keine Abkehr vom Budgetprinzip. Investitionen auch in die Versorgungssicherheit können im bisherigen System unmittelbar über das Instrument des Kapitalkostenaufschlags geltend gemacht werden und dieses System wird bei Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern fortgeführt. Es ist nicht ersichtlich, dass die von den derzeit 15 Fernleitungsnetzbetreibern vorgebrachten anstehenden Investitionssummen von pro Jahr 513 Mio. € (als Jahresdurchschnitt über alle Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Netzentwicklungsplanung 2022 bis 2032) nicht sachgerecht über dieses Instrument abgewickelt werden könnten (im Vergleich hierzu sollen bei den vier Übertragungsnetzbetreibern bis 2037 jährlich durchschnittliche Investitionen in Höhe von 16 Mrd. € anfallen). Auf Kosten zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur kommt es hierbei grundsätzlich nicht an, da diese regulatorisch über ein anderes, getrenntes System behandelt werden. Nach Art. 5 Gas-VO sind die regulierten Anlagevermögen nach Erdgas und Wasserstoff zu trennen und Finanztransfers zwischen den regulierten Dienstleistungen für Erdgas und Wasserstoff grundsätzlich nicht gestattet. Aktuelle erdgasverstärkende Maßnahmen können über das System des Kapitalkostenaufschlags unmittelbar anerkannt werden.

504 Soweit vorgebracht wurde, dass Aspekte wie der zehnjährige Netzentwicklungsplan auf europäischer Ebene oder der Netzentwicklungsplan auf nationaler Ebene eine Abweichung vom Budgetprinzip rechtfertigten, ist dies kein überzeugendes Argument. Sämtliche Netzbetreiber sind gehalten, ihre Netzentwicklung zu planen und erforderlichenfalls abzustimmen, so auch zunehmend Gasverteilernetzbetreiber im Rahmen von Stilllegungsplanungen nach Art. 57 Gas-RL.

505 Letztlich wird demnach bei Fernleitungsnetzbetreibern, anders als bei Übertragungsnetzbetreibern, die Funktionsfähigkeit des Budgetprinzips nicht in Frage gestellt. Der Anteil der jährlich anzupassenden Kosten (Kapitalkosten für neue Investitionen sowie der bisherigen dauerhaft nicht beinflussbaren Kosten) an den Gesamtkosten beträgt bei Fernleitungsnetzbetreiber ca. 40 % und nicht über 80 % wie bei den

Entwurf

Übertragungsnetzbetreibern. Der unternehmerisch zu bewirtschaftende Teil der Gesamtkosten ist daher hinreichend für eine Anwendung des Budgetprinzips im Rahmen der Anreizregulierung ausgeprägt.

506 Besonderheiten der Fernleitungsnetzbetreiber können durch Anerkennung von z.B. volatilen Kostenanteilen für spezifische Sachverhalte, die nur die Fernleitungsnetzbetreiber betreffen (z.B. Kosten für marktbasierte Instrumente bei der Darstellung des Marktgebietes) im System sachgerecht abgebildet werden. Denkbar ist auch die zukünftige Anerkennung von bestimmten Kostenanteilen der Fernleitungsnetzbetreiber als KA_{nEu}, sofern die Voraussetzungen hierfür gegeben sind.

507 Schließlich adressiert die Beschlusskammer jetzt die anstehende Transformationsphase durch eine verkürzte Regulierungsperiode, wodurch positive wie negative Kostenentwicklungen zeitnah abgebildet werden können.

508 Den Besonderheiten der Fernleitungsnetzbetreiber wird auch in einem eigenen Vorgehen zur Effizienzmessung nach Tenorziffer 10 hinreichend Rechnung getragen. Gerade hier zeigt sich, dass aufgrund der höheren Anzahl an Fernleitungsnetzbetreibern (zur Zeit 15) und der sich daraus ergebenden Möglichkeiten zu Vergleichsbetrachtungen im Vergleich zu den vier Übertragungsnetzbetreibern vergleichende Effizienzbetrachtungen möglich sind. Zudem ist in Art. 19 Abs. 2 Gas-VO ein europäischer Effizienzvergleich vorgesehen, der eher mit einer mehrjährigen Regulierungsperiode harmoniert, da eine unmittelbare Anwendung eines Effizienzwertes auf Kosten im Rahmen z.B. einer Entgeltgenehmigung mit größeren Schwierigkeiten verbunden wäre.

509 Diese Festlegung adressiert nicht die Betreiber von LNG-Anlagen nach § 3 Nr. 9 EnWG. Diese können als Gasversorgungnetze nach § 3 Nr. 20 EnWG zwar grundsätzlich der Anreizregulierung nach § 21a EnWG unterfallen, die Entscheidung über die Anwendbarkeit der Anreizregulierung wird allerdings in Übereinstimmung mit § 26 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 EnWG einer gesonderten Festlegung vorbehalten bleiben.

510 Ferner findet diese Festlegung keine Anwendung auf Betreiber von Wasserstoffnetzen nach § 3 Nr. 10b EnWG einschließlich den Betreibern des Wasserstoff-Kernnetzes nach § 28q EnWG sowie Wasserstoffspeicheranlagen nach § 3 Nr. 10c EnWG. Insoweit ist der Anwendungsbereich von §§ 21, 21a EnWG nicht gegeben, sondern es bestehen Sonderregelungen nach §§ 28j ff. EnWG.

Entwurf

511 Die Festlegung gilt gemäß Tenorziffer 1 S. 2 nicht gegenüber Betreibern von geschlossenen Verteilernetzen nach § 110 EnWG. In Bezug auf diese Verteilernetze ist nach § 110 Abs. 1 EnWG die Anreizregulierung nach § 21a EnWG in Umsetzung des Art. 48 Gas-RL ausgeschlossen.

6. Fortführung der Anreizregulierung (Tenorziffer 2)

6.1 Fortführung der Anreizregulierung

512 Im Eckpunktepapier NEST hat die Bundesnetzagentur dargestellt, dass der Budgetansatz der Anreizregulierung mit seiner Entkopplung von Kosten und Erlösen sowie der Effizienzvergleich die zentrale Triebfeder dafür sind, dass die Netzbetreiber wie Unternehmen im Wettbewerb stetig nach Optimierungspotenzialen suchen; sei es bei der operativen Betriebsführung, sei es bei strukturellen Entscheidungen zum Netzausbau oder bei der Umsetzung von Digitalisierungsprozessen. Zugleich finden die tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber bei der Bestimmung der Erlöse vergleichsweise starken Eingang, womit die individuelle Situation der Netzbetreiber berücksichtigt wird.

513 Als denkbare Alternativen zu diesem Modell sind die Verschiebung hin zu einem System mit noch stärkerer Kostenorientierung oder aber im Gegenteil eine stärkere Entkopplung von den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers (Cost-plus bzw. Yardstick-Ansatz) genannt worden. Beide Varianten wurden im Eckpunktepapier NEST aufgrund insgesamt guter Erfahrungen mit dem derzeitigen Modell und des Anspruchs an eine gewisse Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens als jedenfalls derzeit nicht angezeigt bezeichnet.

514 Viele Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST sahen das bisherige System der Anreizregulierung als bewährt oder weitgehend/grundsätzlich bewährt an. Die Prüfung einer stärkeren Kostenorientierung oder der Übergang zu einer Cost-Plus-Regulierung – hier mit Fokus auf den Gas-Sektor – wurde jedoch ebenso angeregt wie die Prüfung eines Übergangs zur Yardstick-Regulierung.

515 Die Grenzen zwischen den Systemen sind dabei gleichwohl nicht immer trennscharf. So charakterisieren etwa Hellwig et al. (2020) die deutsche VNB-Regulierung als Mischform aus kostenbasierter Regulierung im ersten Jahr und Yardstick-Regulierung im letzten Jahr einer

Entwurf

Regulierungsperiode. Die Bedeutung der eigenen Kosten nähme dabei im Verlauf einer Regulierungsperiode ab.[17]

516 Ökonomischer Ansatz- und Ausgangspunkt der Regulierung ist dabei zunächst das Wesen der Gasnetze als natürliches Monopol. Nach der ökonomischen Monopoltheorie wählt das Unternehmen, dass ein Monopol innehat, eine gewinnmaximale Preis-Mengen-Kombination, die zu hohen Preisen bei suboptimal geringer Absatzmenge führt. Je unelastischer (also schwächer) dabei die Nachfrageseite auf Preise reagiert, desto stärker entfernt sich demnach der Preis, den der unregulierte Monopolist verlangt, vom Preis, der sich im Wettbewerbsmarkt einstellen würde. Hieraus folgt die Notwendigkeit der Regulierung. Dabei ist das Verhältnis von Regulierungsbehörden und regulierten Unternehmen geprägt durch asymmetrische Informationsverteilung. Netzbetreiber haben grundsätzlich einen Informationsvorsprung bzgl. der eigenen Kosten, Handlungsoptionen und Effizienzpotenzialen.

517 Vor diesem Hintergrund ist abzuwägen, durch welche Regulierungsform die in Abschnitt 4 dieser Festlegung dargestellten europarechtlichen und nationalen Vorgaben und Ziele am besten erreicht werden. Im Einzelnen:

6.1.1 Transparenz

518 Bezüglich der Transparenzanforderung sind keine Unterschiede ersichtlich, die sich aus der Regulierungsform selbst ergeben würden. Vielmehr ergibt sich die Transparenz aus der Ausgestaltung der Regelungen durch diese Festlegung und weitere Festlegungen nach §§ 21, 21a EnWG. Insofern lässt sich aus der Transparenzanforderung keine Rangordnung zwischen Anreizregulierung, Cost-Plus- oder Yardstick-Regulierung ableiten.

6.1.2 Kostenorientierung und Kosteneffizienz

519 Die europarechtlich gebotene Kostenorientierung, die sowohl Kapital- als auch Betriebskosten einschließt, wird unter der Anreizregulierung wie auch einer Cost-Plus- oder Yardstick-Regulierung erreicht, schließlich wird dabei gerade nicht die Erstattung der netzbetreiberindividuellen Istkosten gefordert. Keine der hier diskutierten Regulierungsformen verlangt dabei von einem Netzbetreiber, dass die Kosten unter die Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers sinken müssten.

[17]Vgl. Hellwig, M., D. Schober und L. Cabral (2020): Low-powered vs high-powered incentives: Evidence from German electricity networks. In: International Journal of Industrial Organization 73, S. 1-30. Hier S. 2.: „hybrid of cost-based regulation (first year) and yard-stick regulation (last year of the regulatory period)".

Entwurf

520 Es wird jedoch der Maßstab angelegt, dass die Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen. Kosteneffizienz im Netzbetrieb, also das Erreichen eines gegebenen Zieles oder das Erfüllen einer gegebenen Aufgabe zu den geringstmöglichen Kosten, ist dabei notwendig, jedoch nicht hinreichend, um die Preisgünstigkeit der Energieversorgung als Kernziel des § 1 EnWG zu erreichen.

521 Eine Cost-Plus- oder Rate-of-Return-Regulierung garantiert die Kostendeckung zunächst unabhängig vom tatsächlich erforderlichen Kostenniveau. Entsprechend sind die Anreize zur Kostensenkung oder Kosteneffizienz gering und es bestehen sogar gegenläufige Anreize, ineffizient viel Kapital einzusetzen, um möglichst hohe Gewinne erzielen zu können. Dieser sogenannte Averch-Johnson-Effekt ist zwar empirisch umstritten, gleichwohl bezeichnen beispielweise Carlton und Perloff (2005) den grundsätzlichen Hang zu ineffizienter Produktion unter einer solchen Regulierung als Konsens.[18] Unentdeckte Ineffizienz geht dabei zu Lasten der Netznutzer, die die Netzkosten tragen müssen. Durch die informatorischen Nachteile entzieht sich der Umfang der ineffizienten Kosten zunächst der Kenntnis der zuständigen Regulierungsbehörde. Diesem Hang zur ineffizienten Produktion und der asymmetrischen Informationslage kann gegebenenfalls durch besonders intensive unternehmensindividuelle Prüfung der Kosten und Unternehmensabläufe begegnet werden. Die Beschränkung der anerkannten Kosten auf effiziente Kosten ist dabei jedoch umso herausfordernder, insb. je mehr Unternehmen zu prüfen, aber auch, je ausgeprägter die asymmetrische Informationslage und tendenziell auch je komplexer die Strukturen, Entscheidungen und Abläufe in den regulierten Unternehmen sind.

522 Eine Anreizregulierung, wie sie in Deutschland seit 2009 zur Anwendung kommt, bedient sich eines Effizienzvergleiches, um Ineffizienzen zu identifizieren. Ineffizienzen sind dann in der Folge über Effizienzvorgaben in der Folge rechnerisch abzubauen. Kosten und Erlöse[19] eines Netzbetreiber werden hierbei durch den Vergleich mit strukturell vergleichbaren Netzbetreibern und über eventuelle Effizienzvorgaben teilweise voneinander entkoppelt. Zudem werden im Rahmen des Budgetprinzips durch die zeitweise Entkopplung von Kosten und Erlösen Anreize gesetzt, Optimierungspotentiale zu heben und so temporär

[18] Vgl. etwa Carlton D.W. und Perloff J.M (2005): Modern industrial organization. Boston u.a.: Pearson. 4. Auflage, S. 712.

[19] Siehe Abschnitt 5.2 zu den Erwägungen bezüglich einer Weiterführung der Regulierung mittels Erlösobergrenzen (Revenue-Cap) in Abgrenzung zu Preisobergrenzen (Price-Cap). Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird in diesem Abschnitt bereits auf Erlösobergrenzen abgestellt und auf die parallele Erwägung bezogen auf Preisobergrenzen verzichtet.

Entwurf

Zusatzgewinne zu realisieren. In Folge der jeweils nächsten Kostenprüfung werden in der nächsten Regulierungsperiode dann die zulässigen Erlöse entsprechend angepasst, sodass auch über eventuelle Effizienzvorgaben hinausgehende Effizienzgewinne dann ebenfalls den Netznutzern zugutekommen. Die asymmetrische Informationslage wird somit unter der Anreizregulierung durch die gezielte Setzung von Anreizen über die Entkopplung von Kosten und Erlösen adressiert.

523 Die Effizienzanreize aus der zeitweisen Entkopplung im Rahmen des Budgetprinzips sind dabei grundsätzlich umso stärker, je länger diese Entkopplung andauert, also je länger eine Regulierungsperiode ist. Eine längere Entkopplung bedeutet zugleich, dass die Netznutzerseite länger darauf warten muss, ihrerseits von Effizienzgewinnen, die über eventuelle Effizienzvorgaben hinausgehen, zu profitieren und nur effiziente Kosten zu tragen. Eine längere Entkopplung bedeutet zudem, dass sich ändernde Bedingungen, etwa bezüglich der Versorgungsaufgabe, später in den Erlösen abgebildet werden.

524 Die Effizienzanreize aus der zeitweisen Entkopplung im Rahmen des Effizienzvergleichs sind umso stärker, je schneller identifizierte Ineffizienzen abzubauen sind. Der sogenannte Basisjahreffekt, also der Anreiz, Kosten möglichst im Basisjahr anfallen zu lassen, wirkt hingegen der wirksamen Begrenzung der Kosten auf das effiziente Maß entgegen.

525 Ein relativer Effizienzvergleich kann die Erlöse nur insoweit auf effiziente Kosten beschränken, als dass die in diesem Sinne besten Netzbetreiber tatsächlich keine Ineffizienzen mehr aufweisen. Verblieben dort im Basisjahr bzw. im Effizienzvergleich noch Ineffizienzen, so prägten diese Ineffizienzen den Maßstab. Ob und in wieweit dies der Fall ist, kann mittels des relativen Effizienzvergleichs selber schon denklogisch nicht beantwortet werden. Der Effizienzvergleich setzt damit nicht nur Anreize zur Steigerung der Effizienz, sondern ist für die Identifikation von Ineffizienzen wiederum selbst davon abhängig, dass starke Anreize für effiziente Kosten bestehen.

526 Eine Yardstick-Regulierung schließlich beschränkt in ihrer Reinform[20] durch vollständige Entkopplung von Kosten und Erlösen in stärkster Weise die Kosten auf die eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers. Die individuelle Kostenbasis des jeweiligen Netzbetreibers hat dabei keinen Einfluss auf die zugestandenen Erlöse. Die Kostenbasis, auf deren Basis die Erlöse eines Netzbetreibers ermittelt werden, leitet sich jeweils vollständig aus

[20] Vgl. Shleifer, A. (1985): A Theory of Yardstick Competition. In: RAND Journal of Economics 16(3), S. 319-327.

Entwurf

den Kosten der jeweiligen Vergleichsunternehmen ab. Entsprechend entstehen beispielsweise keine Anreize zur Verschiebung von Kosten in ein Basisjahr. Alle Kosteneinsparungen gehen vollständig zu Gunsten eines Netzbetreibers. Gelänge es einem Netzbetreiber, dauerhaft eine günstigere Kostenstruktur als die Vergleichsunternehmen zu erreichen, könnte er Zusatzgewinne realisieren, die im Zeitverlauf dauerhaft nicht abgeschöpft würden. Spiegelbildlich geht es vollständig zu Lasten eines Netzbetreibers, wenn nur seine Vergleichsunternehmen ihre Effizienz steigern, er selbst aber stagniert. Die Weitergabe von Kostensenkungen an die Netznutzerseite wird dabei über die für alle Netzbetreiber symmetrische Anreizsetzung erreicht. Soweit alle Netzbetreiber in Folge der Anreizsetzung alle Optimierungspotentiale vollständig ausschöpfen, bilden für jeden Netzbetreiber effiziente Vergleichsunternehmen den Vergleichsmaßstab.

527 In der netzregulatorischen Umsetzung wird von dieser Reinform gleichwohl etwa auch im öfters angeführten Beispiel Norwegen abgewichen. So gehen dort beispielsweise anteilig neben aus einem Effizienzvergleich abgeleiteten Normkosten auch netzbetreiberindividuelle Kosten in die jeweilige Erlösobergrenze ein.[21] Grundsätzlich sind solche Systeme jedoch durch stärkere Anreize zu effizientem unternehmerischem Handeln (durch Entkopplung der Erlöse von den individuellen Kosten) auch bei evtl. häufigerer Neuermittlung der Erlösobergrenzen geprägt.[22]

6.1.3 Anreizsetzung

528 Die europarechtliche Anforderung, angemessene kurz- und langfristige Anreize zum effizienten Betrieb der Netze zu setzen, betont den Aspekt der Beschränkung auf effiziente Kosten zusätzlich. Hierbei gelten im Wesentlichen die Argumente fort, die in Bezug auf die Beschränkung auf effiziente Kosten eines strukturell vergleichbaren Netzbetreibers dargelegt wurden.

529 Eine Cost-Plus-Regulierung setzt zunächst keine Anreize für den effizienten Betrieb, da betriebswirtschaftliches Optimierungsstreben und das Effizienzziel hier nicht oder nicht notenwendiger Weise im Einklang stehen.

[21] Für eine Darstellung vgl. beispielsweise CEER (2024): CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023. Brüssel, S. 107 ff.
[22] Vgl. beispielweise Consentec GmbH und Frontier Economics Ltd. (2019): Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber. Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur. Aachen und Köln, S. 91.

Entwurf

530 Demgegenüber setzt die Anreizregulierung explizit Anreize für eine kosteneffiziente Produktion. Wie im Wettbewerb kann dabei auch eine betriebswirtschaftliche Abwägung zwischen kurzfristiger und langfristiger Optimierung notwendig sein. Der regelmäßig wiederkehrende Effizienzvergleich belohnt dabei effiziente Strukturen auch langfristig. Durch die temporäre Entkopplung von Kosten und Erlösen wird gleichwohl sichergestellt, dass Kostensenkungen zeitversetzt auch der Netznutzerseite zu Gute kommen.

531 Eine Yardstick-Regulierung setzt wiederum insgesamt die stärksten Effizienzanreize. Auch hier kann, wie im Wettbewerbsmarkt, die betriebswirtschaftliche Abwägung zwischen kurz- und langfristiger Optimierung notwendig sein. Sind dabei individuelle Kosten und Erlöse wie in der Reinform der Yardstick-Regulierung vollständig und dauerhaft entkoppelt, sind die Anreize zur Optimierung im Vergleich zur Anreizregulierung gestärkt. Die Weitergabe von Kostensenkungen wird dabei wie ausgeführt über die für alle Netzbetreiber symmetrische Anreizsetzung erreicht. Soweit alle Netzbetreiber in Folge der Anreizsetzung alle Optimierungspotentiale vollständig ausschöpfen, bilden für jeden Netzbetreiber effiziente Vergleichsunternehmen den Vergleichsmaßstab.

6.1.4 Weitere Maßstäbe und Ziele für die Netzentgeltmethodik

6.1.4.1 Netzintegrität und Versorgungssicherheit

532 Der Mangel an Anreiz zu einer kosteneffizienten Produktion unter einer Cost-Plus-Regulierung wirkt sich tendenziell positiv auf die Sicherheit der Versorgung aus. Zwar bestehen keine expliziten entsprechenden Anreize, gleichwohl sind sicherheitssteigernde Nebeneffekte etwa aus einer Überkapitalisierung im Sinne des Averch-Johnson-Effektes plausibel.

533 Demgegenüber besteht bei einer Anreizregulierung durch den Fokus auf Effizienz grundsätzlich die Sorge, dass Kostensenkungen zu Lasten der Qualität vorgenommen werden. Entsprechend wurde bereits mit Beginn der Anreizregulierung in Deutschland eine Qualitätsregulierung vorgesehen. Für Stromverteilernetze wird die Qualitätsregulierung seit Jahren erfolgreich angewendet. Mit dieser Festlegung wird zudem zukünftig die Möglichkeit eröffnet, im Rahmen der Qualitätsregulierung neben Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit auch die Netzservicequalität zu adressieren. Zudem soll die Begriffsbestimmung der Netzleistungsfähigkeit dergestalt ergänzt werden, dass sie die Energiewendekompetenz miterfasst. Auch wenn die Qualitätsregulierung für

Entwurf

Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber derzeit nicht zur Anwendung kommt, wird sie mit dieser Festlegung grundsätzlich angelegt.

534 Da die Effizienzanreize unter einer Yardstick-Regulierung im Vergleich zur Anreizregulierung nochmals gestärkt würden, wäre konsequenterweise auch hier eine begleitende verstärkte Qualitätsregulierung erforderlich.

535 Angesichts der Möglichkeit, eine begleitende Qualitätsregulierung zu etablieren und insbesondere vor dem Hintergrund der insgesamt guten Erfahrungen mit der Qualitätsregulierung für Stromverteilernetzbetreiber lässt sich für die Netzsicherheit im Sinne einer Versorgungsqualität daher keine grundsätzliche Rangordnung der hier diskutierten Regulierungsformen ableiten. Eine Fortentwicklung zu einer Yardstick-Regulierung würde jedoch eine verstärkte Qualitätsregulierung bedingen, was einen zusätzlichen Aufwand auch bei den Netzbetreibern erzeugen könnte.

6.1.4.2 Energieeffizienz

536 Anreize zur Steigerung der Effizienz der Netzbetreiber entfalten grundsätzlich auch Anreize zur Steigerung der Energieeffizienz. Insoweit wird auf die Ausführungen unter 6.1.3 verwiesen.

6.1.4.3 Verbraucherfreundlichkeit

537 Verbraucherfreundlichkeit kommt im europäischen und nationalen Recht eine hohe Bedeutung zu. Verbraucherfreundlichkeit im Sinne einer erschwinglichen Energieversorgung manifestiert sich dabei auch in Höhe der vom einzelnen Verbraucher zu zahlenden Netzentgelte, deren Ausgestaltung nicht Inhalt dieser Festlegung ist. Die insgesamt auf Netzentgelte bzw. Verbraucher aufzuteilende Summe ist jedoch umso höher, je höher die regulatorisch vorgesehenen Erlöse sind. Insoweit entfalten die obenstehenden Ausführungen zur Beschränkung auf effiziente Kosten unmittelbar auch Gültigkeit in Bezug auf die Verbraucherfreundlichkeit im Sinne einer erschwinglichen oder preisgünstigen Energieversorgung.

538 Angesichts der Möglichkeit, eine begleitende Qualitätsregulierung zu etablieren und insbesondere vor dem Hintergrund der insgesamt guten Erfahrungen mit der Qualitätsregulierung für Stromverteilernetzbetreiber lässt sich für die Verbraucherfreundlichkeit im Sinne einer Versorgungsqualität keine Rangordnung der hier diskutierten Regulierungsformen ableiten. Mit dieser Festlegung wird zukünftig die

Entwurf

Möglichkeit eröffnet, im Rahmen der Qualitätsregulierung neben Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit auch die Netzservicequalität zu adressieren. Diese Möglichkeit bestände auch unter Cost-Plus oder Yardstick-Regulierung.

6.1.4.4 Umweltauswirkungen

539 Aus den europarechtlichen wie auch nationalrechtlichen Zielen der Verringerung der Umweltauswirkungen bzw. der Umweltverträglichkeit und Treibhausgasneutralität lässt sich keine Rangfolge der Regulierungsformen ableiten. Zwar ist es grundsätzlich denkbar, dass die induzierten Bestrebungen zur Kostensenkung unter Anreizregulierung oder in entsprechend gesteigerter Form unter Yardstick-Regulierung auch zu Lasten der Umweltverträglichkeit gehen können. Gleichwohl bestehen per se unter einer Cost-Plus-Regulierung jedenfalls auch keine Anreize, Umweltauswirkungen zu beschränken. Energiewendekompetenz kann im Rahmen der Qualitätsregulierung zukünftig auch direkt adressiert werden. Auch wenn die Einführung der Qualitätsregulierung zunächst nur bei Elektrizitätsverteilernetzbetreibern erfolgt, so kann sie auch für Gasverteilernetzbetreiber oder Fernleitungsnetzbetreiber mit einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG eingeführt werden (vgl. Tenorziffer 12.1). Entsprechende Regelungen wären in gleicher Weise auch unter einer Cost-Plus-Regulierung oder einer Yardstick-Regulierung denkbar.

6.1.4.5 Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens

540 Eine gewisse Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens wird durch den europäischen Rechtsrahmen oder die nationale Gesetzgebung nicht direkt vorgegeben, steht aber mit den Zielen in Zusammenhang. Das energiewirtschaftliche Umfeld hat sich für die Netzbetreiber in den letzten Jahren massiv geändert, wie etwa im Eckpunktepapier NEST ausgeführt. Nach dem Klimaschutzgesetz sind bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen so weit zu mindern, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird. Die Bedeutung von Erdgas wird in vielen Sektoren abnehmen, dies insbesondere im Bereich der Hauswärmeerzeugung, aber auch in der gasbasierten Stromerzeugung sowie der Industrie. Teile des Erdgasnetzes auf der Fernleitungsnetzebene und vereinzelt auch auf der Verteilernetzebene werden perspektivisch für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Der deutlich überwiegende Teil des Erdgasnetzes wird in der Perspektive über das Jahr 2045 hinaus nicht mehr genutzt und stillgelegt werden. Für den geordneten Übergang und den sicheren Betrieb der Netze warben und werben die Netzbetreiber auch zukünftig Fremdkapital und Eigenkapital ein. Zu welchen

Entwurf

Bedingungen dieses Kapital zur Verfügung gestellt wird, ist dabei auch eine Frage der Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens, die beispielsweise auch in Kreditratings Eingang finden kann.[23] Wie im Eckpunktepapier NEST ausgeführt, ist sich die Bundesnetzagentur des Wertes von Konstanz und Verlässlichkeit der regulatorischen Rahmenbedingungen bewusst. Netzbetreiber treffen ihre Investitionsentscheidungen auch unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten. Beispielsweise könnte ein Übergang zur fünften Regulierungsperiode zu einer Yardstick-Regulierung auch mangels Erfahrungen mit einem solchen System zunächst zu Investitionszurückhaltung führen. Eine solche Verunsicherung und Ablehnung wird auch in Stellungnahmen der Branche zum Eckpunktepapier deutlich. Dabei verkennt die Beschlusskammer auch nicht, dass Länder, die eine Yardstick-Regulierung anwenden, sich beispielsweise jedenfalls nicht per se schlechteren Kreditratings gegenübersehen müssen.[24]

6.1.5 Ergebnis der Erwägungen zur Fortführung der Anreizregulierung

541 Im Ergebnis ist die Beschlusskammer der Ansicht, dass eine Weiterentwicklung in Richtung Cost-Plus-Regulierung bei der Vielzahl von zu regulierenden Netzbetreibern und angesichts der asymmetrischen Informationslage weiterhin weniger geeignet als die weiterentwickelte Anreizregulierung ist, den europarechtlichen und im EnWG kodifizierten Zielen zu genügen. Die Einführung der Anreizregulierung in Deutschland, wie auch in anderen Ländern, war gerade die Antwort auf die Nachteile einer Cost-Plus-Regulierung angesichts der asymmetrischen Informationsverteilung. Diesen könnte nur durch eine deutlich verstärkte individuelle Prüfung und ein deutlich tieferes Abtauchen in einzelne Prozesse begegnet werden, was nicht zuletzt angesichts der Vielzahl von Netzbetreibern und den im Zuge der Energiewende eher noch gestiegenen Herausforderungen und der Komplexität der Prozesse für die Netzbetreiber nicht sachgerecht umsetzbar erscheint.

542 Eine Yardstick-Regulierung auf der anderen Seite setzt auch in Vergleich zur Anreizregulierung gesteigerte Effizienzanreize. Durch die Kombination von kurzen Regulierungsperioden und

[23] Vgl. beispielsweise die Ausführungen von Voelz (2023): Kreditsicht auf die Netzregulierung. Präsentation im Rahmen der 14. Göttinger Tagung zu aktuellen Entwicklungen des Energieversorgungssystems, abrufbar unter https://www.efzn.de/fileadmin/Sites/EFZN/Images/Ereignisse/2023-05-GoeTa14/Vortraege/GET_2023_Voelz.pdf.

[24] Vgl. beispielsweise Voelz (2023): Kreditsicht auf die Netzregulierung. Präsentation im Rahmen der 14. Göttinger Tagung zu aktuellen Entwicklungen des Energieversorgungssystems, abrufbar unter https://www.efzn.de/fileadmin/Sites/EFZN/Images/Ereignisse/2023-05-GoeTa14/Vortraege/GET_2023_Voelz.pdf, Folie 14 Der norwegische Regulierungsrahmen als vielzitiertes Beispiel einer Yardstick-Regulierung findet sich dabei in der Spitzengruppe.

Entwurf

hohen Effizienzanreizen, nähert sie sich einem echten Wettbewerbsmarkt weiter an. Eine Yardstick-Regulierung wurde daher auch ursprünglich bereits für die dritte Regulierungsperiode von der Bundesnetzagentur angestrebt.[25] Eine Yardstick-Regulierung geht dabei jedoch auch im Vergleich zur vorgesehenen dreijährigen Regulierungsperiode tendenziell mit einer nochmals kürzeren Taktung einher. Diese begegnet dann den gegen die dreijährige Regulierungsperiode bestehenden Bedenken in gesteigerter Form. Angesichts dieser vorgebrachten Bedenken zur administrativen Umsetzbarkeit sieht die Beschlusskammer für die fünfte Regulierungsperiode nochmals einmalig eine fünfjährige Regulierungsperiode vor. In dieser Zeit sollen die mit dieser und weiteren Festlegungen nach §§ 21, 21a EnWG angestrebten Vereinfachungen erprobt und umgesetzt werden. Auch daher, vor dem Hintergrund der insgesamt guten Erfahrungen mit der Anreizregulierung und im Interesse einer gewissen Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens, ist ein Übergang zur Yardstick-Regulierung nach Überzeugung der Beschlusskammer derzeit nicht angezeigt.

543 Die Anreizregulierung wird daher mit dieser und weiterer Festlegungen nach §§ 21, 21a EnWG fortgeführt und zugleich weiterentwickelt.

544 Tenorziffer 2.1 S. 1 sieht daher die Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang der Netzbetreiber im Wege einer Anreizregulierung, die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt, vor.

6.2 Anreizregulierung unter Vorgaben von individuellen Obergrenzen für Erlöse

545 Mit der Regelung in Tenorziffer 2.1 S.2 wird die Entscheidung nach § 21a Abs. 1 S. 2 EnWG getroffen. Wie im bisherigen System beziehen sich dabei die Obergrenzen auf Erlöse und nicht auf Entgelte.

546 Dies hat zunächst den Vorteil des geringeren Informationsbedarfes. Die Vorgabe von Erlösobergrenzen verlangt weniger tiefe Einblicke in die Preisstruktur eines Unternehmens als ein System zur Vorgabe von Preisobergrenzen bzw. Entgeltobergrenzen. Zudem ist es Ziel der Beschlusskammer, die Eingriffe in das unternehmerische Handeln nicht über das erforderliche Maß hinaus auszudehnen. Vorgaben zur Entgeltbildung nach einer Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG bleiben dabei unberührt.

[25] Vgl. Bundesnetzagentur (2006): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, S. 80 f.

Entwurf

547 Zudem unterliegt die Menge der aus den Netzen entnommenen Energie Schwankungen. Diese hängen bei industriellen Prozessen unter anderem von der wirtschaftlichen Entwicklung ab. Der Energieverbrauch zur Wärmegewinnung hingegen hängt in besonderem Maße von den Wetterbedingungen, etwa warmen oder kalten Wintern, ab. Bei einer reinen Preisobergrenzenregulierung ohne periodenübergreifende Betrachtung der Kosten und Erlöse läge das Schwankungs- oder Mengenrisiko beim Netzbetreiber. Durch eine Erlösobergrenzenregulierung im Rahmen der Anreizregulierung wurden diese Schwankungen und Risiken bisher durch das Regulierungskonto ausgeglichen bzw. aufgefangen. Daran möchte die Beschlusskammer festhalten.

548 Auch besteht bei einer Preisobergrenzenregulierung die Notwendigkeit, Fixkosten auf Preisobergrenzen umzulegen. Hierfür ist mindestens implizit eine Mengenprognose erforderlich. Werden Abweichungen von der Mengenprognose nicht über ein Regulierungskonto oder andere Mechanismen ausgeglichen, entsteht der Anreiz für die Netzbetreiber, die abgesetzten Mengen zu unterschätzen. Dieser Anreiz bestände unter einer Erlösobergrenzenregulierung mit Regulierungskonto zum Ausgleich von Mengenschwankungen nur, wenn es für Netzbetreiber im Vergleich zur Kreditaufnahme am Kapitalmarkt vorteilhaft wäre, sich Liquidität über fehlerhafte Mengenprognosen vom Netznutzer zu beschaffen. Hierfür hat die Bundesnetzagentur jedoch derzeit keine Anhaltspunkte. Zudem wäre es grundsätzlich denkbar, einem missbräuchlichen Verhalten mittels asymmetrischer Regulierungskontozinssätze entgegen zu wirken.

549 Zuletzt wird im Zuge der Energiewende die industrielle Produktion vermehrt auf elektrische Energie umgestellt. Dieser Entwicklung wäre bei einer Preisobergrenzenregulierung durch geeignete Prognosen zu begegnen, ohne dass später eine Korrektur über ein Regulierungskonto vorgenommen würde.

550 Aus den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST ergaben sich ebenfalls keine Anhaltspunkte für eine Abkehr von der Erlösobergrenzenregulierung zugunsten einer Preisobergrenzenregulierung bei intendierter Beibehaltung der Anreizregulierung.

551 In der Gesamtschau beabsichtigt die Beschlusskammer die Fortführung der Anreizregulierung mit Obergrenzen, die sich auf Erlöse und nicht auf Entgelte beziehen.

Entwurf

6.3 Individueller Bezug der Effizienzvorgaben

552 Mit der Regelung in Tenorziffer 2.1 S. 3 wird die Entscheidung nach § 21a Abs. 1 S. 3 EnWG getroffen. Wie im bisherigen System beziehen sich hiernach die Vorgaben aus dem Effizienzvergleich auf einzelne Netzbetreiber. Von der Möglichkeit, hiervon abweichend Gruppeneffizienzvorgaben vorzusehen, wird kein Gebrauch gemacht. Entsprechende Effizienzvorgaben wären nur zu begründen, wenn hinreichend abgrenzbare Gruppen von Netzbetreibern gebildet werden könnten und diese sachgerecht einer einheitlichen Effizienzvorgabe unterworfen werden könnten. Dies ist für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber als Hauptgruppen – zumindest derzeit - nicht ersichtlich. Daneben zeugen auch die unterschiedlichen Effizienzwerte davon, dass es in der Vergangenheit den Netzbetreibern in unterschiedlichem Maße gelungen ist, effizient zu sein oder zu werden. Auch vor diesem Hintergrund erscheint der Beschlusskammer das Festhalten an individuellen Effizienzvorgaben angemessen.

7. Dauer der Regulierungsperiode und Sonderregelung für die fünfte Regulierungsperiode; Basisjahr (Tenorziffer 2 und 3)

7.1 Dauer der Regulierungsperiode

553 Nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 1 EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zur zeitlichen Dauer und Abfolge von Regulierungsperioden, wobei deren Dauer fünf Jahre nicht überschreiten sollte.

554 Die Dauer der Regulierungsperiode darf die Beschlusskammer bundesweit einheitlich festlegen. Hierdurch wird insbesondere nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden nach § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG berührt.

555 Dies gilt auch dann, wenn – wie in einer Stellungnahme vorgebracht – die Regelung in § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG im Lichte der verfassungsrechtlichen Vorgaben des Art. 84 Abs. 1 GG ausgelegt wird und berücksichtigt wird, dass das Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2023 (BGBl. I Nr. 405) nicht als sog. Zustimmungsgesetz ausgestaltet war.

556 Dem Begriff des Verwaltungsverfahrens im Sinne des Art. 84 Abs. 1 GG unterfallen nur solche Regelungen, die das „Wie“ des Verwaltungshandelns betreffen, nicht jedoch solche, die allein

Entwurf

das „Ob“ eines Verwaltungshandelns vorgeben. Der Begriff „Verwaltungsverfahren“ in Art. 84 Abs. 1 GG adressiert demnach den Zugriff des Bundes auf das „Wie“ des Verwaltungshandelns von Verwaltungsbehörden der Länder.[26] Dies umfasst Bestimmungen, welche die Tätigkeit der Verwaltungsbehörden im Blick auf die Art und Weise der Ausführung der Gesetze regeln.[27] Demgegenüber handelt es sich um keine Regelung des Verwaltungsverfahrens, wenn eine Regelung lediglich ein Verwaltungshandeln auslöst oder beendet.[28] Dies reicht nicht aus, auch wenn dadurch die Interessen der Länder als Träger der Ausführungskompetenz berührt werden.[29] Dies entspricht auch Sinn und Zweck des Art. 84 Abs. 1 GG, nämlich der Schutz der Organisationsgewalt der Länder.[30] Dass aus Regelungen des Bundes den Ländern Aufgaben zur Ausführung erwachsen, ist vielmehr der Regelfall. Art. 83 GG enthält gerade den Grundsatz, dass die Länder die Bundesgesetze als eigene Angelegenheit ausführen. Dass die Länder ein Bundesgesetz als eigene Angelegenheiten ausführen, führt allein nicht dazu, dass ein solches Gesetz als Regelung des Verwaltungsverfahrens einzuordnen und zustimmungsbedürftig wäre. Vielmehr wird in Art. 84 GG die Regelung des Verwaltungsverfahrens für die Ausführung des Bundesgesetzes hiervon getrennt geregelt. Die Sachlage stellt sich insoweit nicht anders dar als bei bloßer Bestimmung des Zeitpunktes des Inkrafttretens eines Gesetzes, wodurch ebenfalls der Zeitpunkt der Ausführung des Gesetzes und damit eines Verwaltungshandelns eingegrenzt wird.

557 Vor diesem Hintergrund handelt es sich auch um keine Vorschrift mit materiell-rechtlichem Inhalt und zugleich verfahrensrechtlicher Bedeutung (sog. doppelgesichtige Normen). Eine solche liegt vor, wenn die den Bürger (bzw. hier die Netzbetreiber) betreffende materiell-rechtliche Vorschrift zugleich ein korrespondierendes verfahrensmäßiges Verhalten der Verwaltung bewirkt.[31] Festgelegt werden muss damit nicht nur irgendein, sondern ein verfahrensmäßiges Verhalten der Verwaltung.[32] Das ist nicht der Fall, wenn eine Norm einen

[26] BVerfG, Beschluss vom 13. September 2005 – 2 BvF 2/03 –, juris Rn. 159; BVerfG, Beschluss vom 25. Juni 1974 – 2 BvF 2/73 –, juris Rn. 77.
[27] BVerfG, Beschluss vom 13. September 2005 – 2 BvF 2/03 –, juris Rn. 159; BVerfG, Urteil vom 17. Juli 2002 – 1 BvF 1/01 –, juris Rn. 48; BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 103; BVerfG, Urteil vom 10. Dezember 1980 – 2 BvF 3/77 –, juris Rn. 104, 106; BVerfG, Beschluss vom 25. Juni 1974 – 2 BvF 2/73 –, juris Rn. 77.
[28] BVerfG, Urteil vom 17. Juli 2002 – 1 BvF 1/01 –, juris Rn. 48; BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 103.
[29] BVerfG, Urteil vom 17. Juli 2002 – 1 BvF 1/01 –, juris Rn. 48; BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 103.
[30] Vgl. BeckOK GG/Suerbaum, 58. Ed. 15.6.2024, Art. 84 GG Rn. 34; Dürig/Herzog/Scholz/F. Kirchhof, 104. EL April 2024, Art. 84 GG Rn. 82.
[31] BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 109.
[32] BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 109.

Entwurf

materiell-rechtlichen Anspruch gewährt und damit zwar ein Handeln der Behörde erzwingt, aber das Verfahren hierfür - auch indirekt - nicht mit festlegt.[33] Bei der Festlegung der Dauer der Regulierungsperiode wird gerade nur ein Handeln der Behörde erzwungen, aber das Verfahren hierfür nicht mit festlegt.

558 Die Beschlusskammer hat den grundsätzlichen Bedarf kurzfristigerer Anpassungen in einem zunehmend dynamischen Umfeld bereits im Eckpunktepapier NEST erkannt. Die im derzeitigen System vorgesehene fünfjährige Regulierungsperiode führt dazu, dass die Kosten eines Netzbetreibers grundsätzlich einmal alle fünf Jahre erfasst und zur Grundlage der Erlösobergrenzenfestlegung gemacht werden. Beschlusskammer und Netzbetreiber erwarten, dass die Energiewende zur fünften Regulierungsperiode weiter an Fahrt aufnimmt und damit eine verschärfte Dynamik entwickelt, in der sich die Kosten eines Netzbetreibers in kürzeren Abständen verändern dürften. Diese Einschätzung wurde auch im Rahmen der Konsultation des Eckpunktepapiers NEST weit überwiegend geteilt.

559 Nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz sind bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen so weit zu mindern, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird. Die Bedeutung von Erdgas wird daher bereits mittelfristig in vielen Sektoren abnehmen. Teile des Erdgasnetzes auf Fernleiterebene und vereinzelt auf Verteilerebene werden für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Ein erheblicher Teil des Erdgasnetzes wird über das Jahr 2045 hinaus nicht mehr genutzt und stillgelegt werden. Der mit dem Klimaneutralitätsziel 2045 einhergehende Erdgasausstieg hat daher gravierende Auswirkungen auf die zukünftige Nutzung und den grundsätzlichen Bedarf an Gasnetzinfrastruktur.

560 Innerhalb des Bundesgebietes gibt es teilweise noch ambitioniertere Dekarbonisierungsziele. So streben einzelne Bundesländer an, bereits 2040 Klimaneutralität zu erreichen, einzelne größere Städte wollen bereits 2035 klimaneutral sein. Perspektivisch ist zudem mit regional unterschiedlichen kommunalen Wärmeplanungen zu rechnen. Deutlich ist insoweit, dass es in den kommenden Jahren zu höchst unterschiedlichen Bedarfen und Nutzungen der Gasnetze kommen wird. Erkennbar ist auch, dass sich die Mengenentwicklung in Bezug auf den zukünftigen Gasverbrauch im Verlaufe der 2030er Jahre rückläufig entwickeln dürfte.

561 Bei Gasverteilernetzen oder Fernleitungsnetzen kann insbesondere ab dem Jahr 2028 eine verschärfte Änderungs-Dynamik unterstellt werden. Gemäß § 4 Abs. 2 Wärmeplanungsgesetz

[33] BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 109.

Entwurf

sind spätestens bis zum Ablauf des 30. Juni 2028 auch für kleinere Gemeindegebiete Wärmepläne zu erstellen. In größeren Gemeindegebieten sind die Wärmepläne zwar spätestens bis zum 30. Juni 2026 zu erstellen, allerdings ist hier die Reaktionszeit auf die Wärmeplanung zu berücksichtigen. Daneben sieht Art. 57 Gas-RL vor, dass Verteilernetzbetreiber Pläne für die Netzstilllegung erarbeiten, wenn eine Verringerung der Erdgasnachfrage, die die Stilllegung von Erdgasverteilernetzen oder Teilen solcher Netze erfordert, zu erwarten ist (Stilllegungsplanung).

562 Eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre bildet diese Änderungs-Dynamik schneller ab als eine fünfjährige Regulierungsperiode, indem sie den Zeitraum bis zu einer erneuten Kostenprüfung und damit den Zeitraum der Entkopplung der Erlöse von den Kosten verkürzt. Hierdurch können sowohl Kostensteigerungen als auch Kostensenkungen bei den OPEX (welche bezüglich unterschiedlicher Sachverhalte ggf. auch zeitgleich auftreten werden) im Zuge der Gasnetztransformation zeitnah abgebildet werden. Für den Sondersachverhalt von Kosten aus Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation ist zudem in Tenorziffer 7.6 ein Regelbeispiel als KA_{nEu} vorgesehen. Die zeitnahe Abbildung der sich verändernden Kapitalkosten auch bei Anpassungen von Abschreibungsmodalitäten ist zudem über den neu ausgestalteten Kapitalkostenabgleich vorgesehen. Dieses Gesamtsystem stellt eine zeitnahe und sachgerechte Abbildung der Gasnetztransformation innerhalb der Anreizregulierung sicher. Ein zusätzliches Instrument zur innerperiodischen OPEX-Anpassung, welches teilweise auch für den Gasbereich gefordert wurde, ist daneben nicht erforderlich.

563 Überdies begegnet eine Übertragung von Vorschlägen zur innerperiodischen OPEX-Anpassung bei Elektrizitätsverteilernetzbetreibern[34] auf den Gasbereich schon grundsätzlich durchgreifenden Bedenken. Dies gilt auch für eine Anknüpfung an die Änderung von Strukturparametern[35]. Klimaneutralität bis spätestens 2045 führt zu einer Entbehrlichkeit der Netze für den Großteil der klassischen Versorgungsaufgaben. Soweit in den Stellungnahmen ein höherer operativer Betriebsaufwand bei Zurückfahren der Investitionen und Aufrechterhaltung des zunächst gleichen Umfangs des Gasnetzbetriebs vorgetragen wird, würde jedenfalls eine Anwendung der für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber für die fünfte Regulierungsperiode übergangsweise vorgesehenen Betriebskostenanpassung (vgl.

[34] Vgl. Festlegung RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1).
[35] Vgl. hierzu Betriebskostenfaktor in Form des sog. „Wachstumsausgleichs“ und Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs in Festlegung RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1).

Entwurf

Tenorziffer 3.2 der Festlegung RAMEN Strom) diesen nicht adressieren. Bei einer Anknüpfung an Strukturparameter würde aus sinkenden Strukturparametern allenfalls eine negative OPEX-Anpassung folgen. Jedenfalls würden Kostenverschiebungen betreffend etwa erhöhte Wartung und Instandhaltung aufgrund der bevorstehenden Stilllegung des Erdgasnetzes von einem solchen Instrument nicht erfasst. Aus Sicht der Beschlusskammer ist die Verkürzung der Regulierungsperiode hier vorzugswürdig. Somit werden Änderungen der Betriebskosten – Steigerungen wie Senkungen – häufiger und schneller und zugleich passgenau in den Erlösobergrenzen reflektiert.

564 In Bezug auf eine Betriebskostenanpassung anknüpfend an den Effizienzvergleich kommt hinzu, dass bei nicht-linearen Modellen oder Abstellen auf nicht-parametrischen Methoden die effizienten Kosten für die Betriebskostenanpassung zunächst abzuleiten wären. Der Effizienzvergleich für die Gasverteilernetzbetreiber basiert beispielsweise in der dritten und vierten Regulierungsperiode auf einer nicht-linearen Spezifikation und für die Fernleitungsnetzbetreiber wurde in der Vergangenheit stets nur auf die nicht-parametrische Methode abgestellt. Die Treffsicherheit der Betriebskostenanpassung ist allerdings höher, wenn die Kosten der Netzbetreiber im Rahmen des Effizienzvergleiches am besten durch lineare Modelle abgebildet werden, als wenn die Kosten am besten durch etwa nicht-lineare Modelle abgebildet werden. Ist der Zusammenhang zwischen Kostenentwicklung und Vergleichsparametern nicht-linear, führt eine lineare Extrapolation zu Unschärfen. Zudem ist eine Skalierung vorzunehmen, da der Effizienzvergleich auch CAPEX und volatile Kostenanteile berücksichtigt. Dies kann bei der Betriebskostenanpassung ebenfalls zu Unter- und Überschätzungen führen.

565 Ein Rückgriff auf die jährliche historische Veränderungsrate und deren Fortschreibung, die sowohl von der Preis- und Produktivitätsentwicklung als auch von der Veränderung der Versorgungsaufgabe beeinflusst werden (Vorschlag „OPEX-Xgen“ der Branche, vgl. auch Ausführungen zur Tenorziffer 6), dürfte gerade im Gasbereich mit Blick auf die zu erwartenden starken Veränderungen im Rahmen der Transformation zur Abbildung von Kostenänderungen nicht sachgerecht sein. Hier ist jedenfalls nicht mit einem flächendeckenden Aufwuchs der Versorgungsaufgabe zu rechnen. Aber auch die trendhafte Fortschreibung einer rückläufigen Versorgungsaufgabe, erscheint jedenfalls zum heutigen Zeitpunkt nicht sachgerecht und mit zu viel Unsicherheit behaftet. Wenn dabei auf Werte der Kostenprüfung noch vor einem Effizienzvergleich abgestellt wird, finden zudem auch ineffiziente Kosten Eingang in die

Entwurf

Kostenfortschreibung bzw. Ableitung eines Trends. Hiermit verbunden sind Fehlanreize, wenn die Kostenänderungen einzelner oder weniger Netzbetreiber die „Steilheit“ des Trends beeinflussen können. So würde die Fortschreibung OPEX-Steigerungen im Basisjahr einer Regulierungsperiode belohnen, spiegelbildlich würden OPEX-Senkungen, also auch Effizienzsteigerungen, zu flacheren Trendverläufen und damit niedrigeren Erlösobergrenzen führen. Im Basisjahr entständen so Fehlanreize, die auch der wirksamen Begrenzung der Kosten auf das effiziente Maß entgegenwirken. Im Vergleich dazu bildet eine Verkürzung der Regulierungsperiode die Veränderungen, denen sich ein Netzbetreiber gegenübersieht, insgesamt mit höherer Treffsicherheit ab, da die Kosten aus den jeweiligen Basisjahren genau(er) geprüft werden und im Rahmen des Effizienzvergleiches gesamthaft analysiert werden. Hierbei werden effiziente Kostenanstiege und -senkungen gleichermaßen erfasst. Bezüglich der Funktion des „OPEX-Xgen“ in Hinblick auf die allgemeine Geldwertentwicklung und der Kombination aus sektorspezifischer Preis und – Produktivitätsentwicklung wird dabei auf die Ausführungen zu Tenorziffer 6 und insbesondere auf das Verfahren der Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor verwiesen.

566 Ein Mechanismus zur innerperiodischen Anerkennung von mit Neuinvestitionen in Verbindung stehenden OPEX, der ebenfalls in den Stellungnahmen vorgeschlagen wurde, ist weder geeignet noch sachgerecht. Durch einen solchen Zuschlag bei Neuinvestitionen würde jedenfalls die vorgetragene Kostenverschiebung betreffend etwa erhöhte Wartung- und Instandhaltung statt Neuinvestitionen schon nicht adressiert. Überdies besteht hier keine Asymmetrie, die zu kompensieren wäre. Spiegelbildlich werden nämlich mit Anlagenabgängen in Verbindung stehende OPEX auch nicht innerperiodisch abgezogen. Vielmehr unterfallen diese OPEX insgesamt dem Budgetprinzip. Die innerperiodische Anerkennung von mit Neuinvestitionen in Verbindung stehenden OPEX wäre gerade keine ausgewogene Behandlung, sondern eine einseitige Behandlung zulasten der Netznutzer. Soweit der Vorschlag auf eine OPEX-Pauschale bei Neuinvestitionen bezogen wäre, würden zudem Fehlanreize für teure Lösungen gesetzt. Ein prozentualer Aufschlag auf Anschaffungs- und Herstellungskosten entspricht in seiner Wirkung der Erhöhung der Kapitalverzinsung und setzt somit auch Anreize, statt eher OPEX-lastigen Lösungen CAPEX-lastige Lösungen zu wählen, selbst wenn erstere aus Effizienzsicht vorteilhaft wären.

Entwurf

567 Etwas anderes ergibt sich auch nicht mit Blick auf den Vortrag zum Übergang der Investitionsmaßnahmen auf den Kapitalkostenabgleich. Dieser Übergang erfolgt nicht durch diese Festlegung, sondern ist bereits durch den Verordnungsgeber nach § 35 ARegV erfolgt.

568 Teilweise schlugen Stellungnahmen auch eine Erweiterung des sog. Katalogs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten vor, insbesondere mit Blick auf Personalkosten und IT-Aufwendungen. Dem stehen schon grundsätzliche rechtliche Erwägungen entgegen. Der Katalog der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, als Nachfolgeregelung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile steht nicht im Belieben der Regulierungsbehörde. Hierüber können nur solche Positionen abgewickelt werden, bei denen eine Ausnahme vom Budgetprinzip und Effizienzvergleich sowie ggf. -vorgabe gerechtfertigt ist. Hierfür hat die Bundesnetzagentur die in Tenorziffer 7 dargestellten Kriterien entwickelt. Dass Personalkosten und IT-Aufwendungen diese Kriterien erfüllen, ist nicht ersichtlich. Ein solches Vorgehen wäre auch nicht sachgerecht. Aufgrund von Abgrenzungsschwierigkeiten besteht die Gefahr der Doppelanerkennung. So sind nicht alle Personalaufwendungen oder alle IT-Aufwendungen mit einer Änderung der Versorgungsaufgabe im Kontext der Transformation verknüpft. Es würden zudem gerade keine Effizienzanreize gesetzt. Vielmehr würden die Effizienzanreize durch Herausnahme der Kosten aus dem Budgetprinzip sowie dem Effizienzvergleich geschwächt. Es bestünde weder im Basisjahr durch Effizienzvergleich noch im Laufe der Regulierungsperiode ein Effizienzanreiz. Zudem würden Substitutionen zwischen Kostenpositionen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen und solchen Kostenanteilen, die dem Effizienzvergleich unterliegen, begünstigt. In Hinblick auf die in den Stellungnahmen geforderte Einordnung von Kosten aufgrund der EU-Methanemissionsverordnung als KA_{nEu} wird auf die Ausführungen unter 11.7 verwiesen.

569 Teilweise schlugen Stellungnahmen auch eine Erweiterung des Katalogs der volatilen Kosten vor, insbesondere mit Blick auf Personalkosten und IT-Aufwendungen. Auch einer solchen Vorgehensweise stehen schon grundsätzliche rechtliche Erwägungen entgegen. Der sog. Katalog volatiler Kosten steht nicht im Belieben der Regulierungsbehörde. Hierüber können nur solche Positionen abgewickelt werden, bei denen aufgrund der Volatilität eine Ausnahme vom Budgetprinzip gerechtfertigt ist. Dies ist mit Blick auf Personalkosten und IT-Aufwendungen nicht ersichtlich. Unabhängig davon gelten die vorstehenden Argumente zur Erweiterung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, im

Entwurf

Grundsatz in gleicher Weise. Volatile Kostenpositionen unterliegen lediglich – anders als KA_{nEu}, – dem Effizienzvergleich, womit Effizienzanreize im Basisjahr bestehen.

570 In Bezug auf Stellungnahmen hinsichtlich einer Sonderstellung der Fernleitungsnetzbetreiber wird ergänzend auf die Ausführungen zu Tenorziffer 1 verwiesen.

571 Auf drei Jahre verkürzte Regulierungsperioden erlauben auch allgemein die schnellere Anpassung der Erlösobergrenzen an neue Entwicklungen, ohne dass dafür zusätzliche Anpassungen des Regulierungssystems vorgesehen und alle Entwicklungen vorhergesehen werden müssten.

572 Die Beschlusskammer verkennt dabei nicht, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode eine Beschleunigung des Prüfzyklus voraussetzt, was wiederum deutliche Vereinfachungen bei der Kostenbestimmung und den weiteren Verfahren im Rahmen der Anreizregulierung erfordert.

573 Eine Verkürzung dieses Prozesses und insbesondere ein Ausbleiben signifikanter Verzögerungen erscheint unter den bisherigen Rahmenbedingungen kaum möglich. Grund sind die grundsätzliche Dauer des Kostenprüfungsprozesses sowie die Verzögerungen, die sich im Laufe der Kostenprüfung und der Effizienzwertermittlung ergeben. In der Kostenprüfung fallen diverse Prüfungsschritte an, die aufgrund der komplexen Ausgestaltung der Entgelt- und Anreizregulierungsverordnungen viel Zeit benötigen. Es erfolgt bisher eine aufwändige Prüfung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, hier insbesondere der Personalzusatzkosten. Dazu zählen auch Prüfungen auf Besonderheiten im Basisjahr aufgrund des Anreizes für Netzbetreiber, OPEX in das Basisjahr zu verschieben. Des Weiteren muss die Finanzierungsstruktur der Netzbetreiber bislang für jeden Einzelfall geprüft werden, gleiches gilt für die Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens. Auch der gesamte Prozess beim Effizienzvergleich nimmt aufgrund zahlreicher Faktoren viel Zeit in Anspruch. Dazu zählen beispielsweise die Erhebung umfangreicher Datensätze, Plausibilisierung der Daten, Zusammenarbeit mit externem Gutachter, Rechnen verschiedener Methoden (SFA, DEA), insbesondere auch (nachträgliche) Fehlerkorrekturen und ausstehende Zulieferungen.

574 Die vorgesehenen Änderungen des Regulierungsrahmens hinsichtlich der Einführung eines WACC, einer Standardisierung bei der Ermittlung des Umlaufvermögens sowie der deutlichen Verschlankung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (bisher: dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten), und der Wegfall des Stichtages für den Abschluss von Versorgungsleistungen führen zu einer administrativen Entlastung der

Entwurf

Netzbetreiber und Regulierungsbehörden und werden so eine deutliche Beschleunigung ermöglichen.

575 Durch die Verkürzung der Regulierungsperiode selbst schwindet außerdem die Bedeutung des Basisjahrs und damit Optimierungspotenzial und Optimierungsanreiz der Netzbetreiber. Das hat zur Folge, dass die Prüfung auf Besonderheiten des Geschäftsjahres weniger intensiv erfolgen kann. Das Verschiebepotenzial der Netzbetreiber in das Basisjahr würde begrenzt und die Strategie überhöhter Basisjahrwerte wäre durch die schnellere und stärkere Sanktionierung auch weniger attraktiv und der Effizienzvergleich auch dadurch gestärkt. Die Überprüfung etwaiger „Besonderheiten des Geschäftsjahres" könnte insofern dosierter erfolgen. Die Verkürzung der Regulierungsperiode wird dadurch selbst zum Mittel zur Vereinfachung und Beschleunigung.

576 Ergänzend werden im Rahmen der Methodenfestlegungen zum Effizienzvergleich und zum Produktivitätsfaktor Optionen diskutiert, die eine deutliche Beschleunigung ermöglichen.

577 Darüber hinaus wird – wie auch in den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST mehrfach angemerkt - eine weitere Verbesserung von Prüfprozessen angestrebt. Weitere Vereinfachungen und Beschleunigungen können sich durch die Ausgestaltung von Prozessen als Anzeige- statt als Antragsverfahren ergeben. Mit Blick auf die angeregte Implementierung von Genehmigungsfiktionen ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Netznutzer ein berechtigtes Interesse an einer Überprüfung haben, wenn ein Verfahren schon als Antragsverfahren ausgestaltet ist. Damit wäre es jedenfalls nicht ohne Weiteres vereinbar, dass sich Verzögerungen aus der Sphäre der Behörde im Wege der Fiktion potentiell durch unterbleibende Prüfung zu Lasten der Netznutzer auswirken können. In Bezug auf die konkrete Anregung einer Genehmigungsfiktion beim Antragsverfahren zum Regulierungskonto wird zudem auf die Ausführungen zu Tenorziffer 14.6 verwiesen.

578 In Stellungnahmen wurden Verfahrensvereinfachungen im Regulierungssystem grundsätzlich begrüßt. Gleichzeitig wurden Pauschalierungen und Standardisierung mit der Begründung kritisiert, diese gingen zu Lasten der Sach- und Einzelfallgerechtigkeit. Diese Festlegung legt allerdings nur den zukünftigen Regulierungsrahmen fest, der wie die abstrakt-generelle Regelung der ARegV einen hohen Abstraktionsgrad aufweist. Soweit etwaige Pauschalierungen und Standardisierung bei der Kostenprüfung und weiteren Prüfprozessen kritisiert wurden, sind diese Prüfprozesse wie auch die teilweise kritisierte Prüfpraxis nicht Gegenstand dieser Festlegung. Um dennoch zu gewährleisten, dass die erforderlichen und

Entwurf

angestrebten Vereinfachungen und Beschleunigungen der Prüfprozesse eine Verkürzung der Regulierungsperiode ermöglichen, wird gerade eine Sonderregelung für die fünfte Regulierungsperiode festgelegt und es werden die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente evaluiert (vgl. Tenorziffer 3.2). Dabei sind – entgegen mehrerer Stellungnahmen – angesichts der Zahl von über 700 Gasversorgungsnetzbetreibern Pauschalierungen und Standardisierungen gerade geboten, um mit einem angemessenen Prüfungsaufwand sachgerechte Regulierungsvorgaben zu erhalten. Auch bei Pauschalierungen und Standardisierungen wird dabei ein angemessenes Regulierungsergebnis, auch bezogen auf den einzelnen Netzbetreiber, gewährleistet.

579 Der Einwurf in mehreren Stellungnahmen, Pauschalierungen und die Verkürzung an sich führten zu Unsicherheiten, ist für die Beschlusskammer nicht nachvollziehbar. Dies gilt insbesondere für den Schluss, die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen würden gefährdet, sowie den Vorwurf, stabile wirtschaftliche Rahmenbedingungen blieben bei der Bewertung der Verkürzung außer Betracht. Dies ist gerade nicht der Fall. Vielmehr wird durch Verkürzung der Regulierungsperioden auf eine Dynamik reagiert, die sich möglicherweise auch in unterschiedlichen Netzen in unterschiedlicher Weise einstellt. Dabei werden steigende wie sinkende Kosten und Änderungen in der Versorgungsaufgabe früher als bisher erfasst und in der Erlösobergrenze reflektiert. So werden gerade die Kostenorientierung, aber auch die Erhaltung der Lebensfähigkeit der Netze in den Blick genommen (siehe oben). Damit ist es für die Gesamtabwägung wesentlich und wird gewährleistet, dass Netzbetreiber zur Erfüllung gesetzlich verankerter Zielsetzungen befähigt sind. Zusätzlich werden durch den Kapitalkostenaufschlag Neuinvestitionen weiterhin ohne Zeitverzug und ohne Unterscheidung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in der Erlösobergrenze berücksichtigt und Kapitalkosten gerade besonders adressiert.

580 In Bezug auf die Kritik an Nachweis- und Berichtspflichten wird auf die Begründung der jeweiligen Regelung dieser Pflichten verwiesen. Schon aus Rechtsgründen sind diese, unabhängig vom Ziel der Bürokratieentlastung, auf notwendige Nachweise, Datenmeldungen und Berichte beschränkt. Soweit in Stellungnahmen speziell gefordert wurde, die Kostennachweispflichten zu verringern, wird auf das Verfahren der Festlegung GasNEF verwiesen.

581 In den Stellungnahmen wurde auch eingefordert, dass es regulatorisch keinen Unterschied machen solle, ob eine eher CAPEX- oder eher OPEX-basierte Technologie eingesetzt werde.

Entwurf

Damit verknüpft war die Forderung auf Cloud-Dienstleistungen basierende IT-Kosten als Investitionen anzuerkennen. Statt einer solchen systemwidrigen Anerkennung von OPEX als CAPEX, bietet die Verkürzung der Regulierungsperiode die Möglichkeit, derartige Verschiebungen in kürzeren Abständen zu erfassen und zugleich der Effizienzbetrachtung zuzuführen. Für andere geforderte Einzelinstrumente und Antworten auf neue Aufgaben liefert die Verkürzung der Regulierungsperiode ebenfalls eine systematische Lösung ohne den Budgetansatz aufbrechen zu müssen. Auch in der Historie der Anreizregulierungsverordnung wurden immer wieder Sonderregelungen zur Kostenanerkennung für neue oder sich ändernde Sachverhalte gefordert und teils mittels Verordnungsänderungen etabliert. Die Verkürzung der Regulierungsperiode bietet hingegen systematisch Abhilfe, ohne zugleich Eingriffe in den Regelungsrahmen vornehmen zu müssen.

582 Der vielfach und wiederholt vorgebrachte Einwand, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode nicht ausreiche, um auf die verschärfte Dynamik zu reagieren, und auch der Verweis auf einen durchschnittlichen Zeitverzug von fünf Jahren, der lediglich auf vier Jahre verkürzt werde, überzeugt die Beschlusskammer weiterhin nicht. Aus Sicht der Beschlusskammer bildet eine dreijährige Regulierungsperiode einen geeigneten Kompromiss aus einer regelmäßigeren Anpassung der Kosten einerseits und Anreizen zur Effizienzsteigerung andererseits über das Budgetprinzip. Eine noch schnellere Anpassung an sich ändernde Umstände würde zwar eine darüberhinausgehende Verkürzung der Regulierungsperioden ermöglichen. Bereits gegen die Verkürzung auf drei Jahre wurden jedoch erhebliche Bedenken zum Ausdruck gebracht. Mindestens weite Teile dieser Bedenken würden dann in gesteigerter Form einer weiteren Verkürzung auf etwa zwei Jahre begegnen. Eine weitergehende Verkürzung der Regulierungsperiode auf zwei Jahre wird daher derzeit von der Beschlusskammer nicht angestrebt. Hierbei wird insoweit auch den Bedenken gegen die Verkürzung Rechnung getragen. In Bezug auf Verweise auf durchschnittliche Zeitverzüge oder etwa auch Zeitverzüge, die bei direkt nach dem Basisjahr auftretenden OPEX-Aufwüchsen entstehen würden, ist zudem anzumerken, dass insbesondere die beiden Jahre, die in fünfjährigen Regulierungsperioden am weitesten vom Basisjahr entfernt sind, durch die Verkürzung adressiert werden. Soweit monoton steigende Kostenverläufe vorlägen, würden insofern gerade die Jahre mit der größten Abweichung vom Basisjahrwert adressiert. Schließlich sind die als Alternativen zur Verkürzung diskutierten Optionen nach Abwägung der Beschlusskammer weniger geeignet.

Entwurf

583 Auch dem Vortrag, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode ohne ein weiteres regulatorisches Instrument zur Abbildung outputinduzierter Betriebskostenänderungen unzureichend sei, weil Betriebskostenaufwüchse innerhalb der Regulierungsperiode aufgrund von Veränderungen der Versorgungsaufgabe dann systematisch nicht anerkannt bzw. erlöswirksam würden, folgt die Beschlusskammer nicht. Forderungen nach einer innerperiodischen Anpassung der Betriebskosten werden insbesondere mit der Kostenentwicklung in Bereichen IT, Personal und Instandhaltung aufgrund der verschärften Dynamik der Energiewende begründet. Soweit etwa zusätzliches Personal für neue Aufgaben und Prozesse oder für bestehende, aber anwachsende Aufgaben, wie beispielsweise gesteigertem Instandhaltungsbedarf, benötigt wird, werden derartige Kosten über die Basisjahrsystematik im Budget erfasst. Selbst quantitative Niveausprünge, führen somit gerade nicht zu einer systematischen Unterdeckung, da die Kosten mit Durchlaufen eines Basisjahres in die Budgetbildung eingehen. Flacht die Dynamik im Zeitverlauf wieder ab oder werden durch zunehmende Erfahrung, Weiterentwicklung oder Digitalisierung von Abläufen eingespielte Prozesse weniger personalintensiv, werden über das Budgetprinzip nach dem Basisjahr sinkende OPEX spiegelbildlich auch nicht unmittelbar wieder abgeschöpft. Insoweit ist die Möglichkeit von Kostenunter- und Kostenüberdeckung dem Budgetansatz inhärent. Zugleich steht für die Etablierung neuer Prozesse oder Umsetzung von Projekten zusätzlich eingestelltes Personal nach Abschluss dieser Prozesse und Projekte für weitere Aufgaben zur Verfügung. Insoweit machen neue Anforderungen und Aufgaben und damit selbst eine dauerhafte Dynamik gerade nicht Jahr für Jahr jeweils zusätzliches Personal notwendig und es entsteht gerade keine systematische Kostenunterdeckung. Die Verkürzung der Regulierungsperiode mindert gleichwohl auch das Risiko oder Ausmaß der zeitweisen Unterdeckung zu Lasten der Netzbetreiber und spiegelbildlich dann auch das Risiko oder Ausmaß der zeitweisen Überdeckung zu Lasten der Netznutzer.

584 Zu der in den Stellungnahmen bemängelten Schwächung der Effizienzanreize durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode kann zunächst darauf verwiesen werden, dass der Budgetansatz bei den OPEX weiterhin einen Effizienzanreiz für OPEX setzt. Dieser Effizienzanreiz ist zwar umso höher, je länger die Regulierungsperiode ist. Bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode profitieren damit Unternehmen kürzer von ihren Kostensenkungen. Andererseits erfolgen häufigere Kostenprüfungen, und es ergeben sich eine Reihe an Faktoren, die einen positiven Effizienzanreiz setzen, wenn die Verkürzung der Regulierungsperiode mit einem mit der kürzeren Regulierungsperiode gleichlaufenden

Entwurf

Abbaupfad für identifizierte Ineffizienzen einhergeht: Der beschleunigte Abbaupfad erhöht den Druck, im Basisjahr lediglich effiziente Kostenstrukturen auszuweisen und hierüber den Effizienzwert zu verbessern oder zumindest nicht zu verschlechtern. Der bisher gegebene Anreiz, Kosten in das Basisjahr zu verschieben, um aus dem erhöhten Erlösniveau Zusatzgewinne zu vereinnahmen, wird durch die kürzere Dauer der Regulierungsperiode und den ggf. schnelleren Abbaupfad reduziert. Wie unter Abschnitt 6 ausgeführt, erfüllt der Effizienzvergleich seine Aufgabe umso besser, je schwächer dieser Basisjahranreiz ist.

585 Auch durch den Effizienzvergleich werden die Erlöse von den eigenen Kosten des Netzbetreibers entkoppelt. Mit den Kapitalkosten und den volatilen Kosten unterliegt ein wesentlicher Anteil der Kosten von Netzbetreibern nicht dem Budgetprinzip, wohl aber dem Effizienzvergleich. Für diese Kosten werden die Anreize aus dem Effizienzvergleich mit einer Verkürzung der Regulierungsperiode erhöht. Wie hoch das Potenzial ist, kann zwar nicht abgeschätzt werden. Es ist aber gerade Aufgabe, über den „simulierten Wettbewerb“ (§ 21 Abs. 2 Satz 3 EnWG) Effizienzpotenziale offenzulegen, die dem Regulierer bei einer Kostenprüfung allein aufgrund von Informationsasymmetrien verborgen bleiben. Ein vermeintlicher erheblicher Widerspruch zwischen den Tenorziffern 2.3 und 2.1 oder gar eine Abschaffung oder Aushöhlung der Anreizregulierung besteht nach Überzeugung der Beschlusskammer nicht. Die Beschlusskammer hatte ihrerseits in die Erwägungen bereits die Erkenntnis eingestellt, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode einen der Grundsätze der Anreizregulierung abschwächt: Der Anreiz für den Netzbetreiber, Kosten gegenüber dem Ausgangsniveau und dem daraus abgeleiteten Budget zu senken, weil er die Kostenunterschreitung als Zusatzerlös behalten darf, sinkt durch die Verkürzung der Regulierungsperiode. Die Kammer ist jedoch nicht der Auffassung, dass insofern von einer Inkompatibilität mit dem Instrument der Anreizregulierung gesprochen werden könnte. Es wird lediglich ein gegebener Anreiz abgemildert, der seinerseits gleichzeitig auch ungewollte Nebenwirkungen zur Folge hatte, nämlich den mehrfach thematisierten Anreiz für den Netzbetreiber, Kosten insbesondere ins Basisjahr zu verschieben und dadurch Zusatzerlöse zu generieren, ohne dass diese dem Netzkunden langfristig zu Gute kämen, in dem in der Folgeperiode tatsächlich eine Verringerung des Ausgangsniveaus konstatiert werden könnte. Die Erkenntnisse der Prüfpraxis der Bundesnetzagentur zeigen, dass es trotz der Möglichkeit intensiver Kostenprüfungen und trotz der Möglichkeit Besonderheiten des Basisjahres zu berücksichtigen und auszugleichen nicht gelingt, den Informationsvorsprung der Netzbetreiber hinreichend abzuschwächen und den typischen „Badewanneneffekt“ einer

Entwurf

Kostensteigerung gerade im Basisjahr zu vermeiden. Vor diesem Hintergrund ist die Schwächung des Kostensenkungsanreizes ambivalent zu bewerten und mit der Schwächung des Basisjahreffekts ins rechte Verhältnis zu setzen. Von einer Inkompatibilität mit den Grundsätzen der Anreizregulierung ist nach Abwägung diese Gesichtspunkte nichtauszugehen.

586 Bezüglich der in Stellungnahmen zum Ausdruck gebrachten Befürchtung, dass die beabsichtigten Vereinfachungen nicht ausreichen würden, um den verkürzten Prüfzyklus zu ermöglichen, wird auf die in Tenorziffer 3.2 vorgesehene Evaluierung verwiesen.

587 Soweit in Stellungnahmen in Bezug auf die Dauer der Regulierungsperiode auf die Regulierungspraxis in anderen Mitgliedstaaten verwiesen wurde, ist diese Praxis zunächst nicht verbindlich für die Entscheidung. Der Beschlusskammer ist allerdings bewusst, dass sich eine Regulierungsperiode von drei Jahren eher am unteren Rand der Regulierungspraxis in anderen Mitgliedstaaten bewegt, wobei sich eine fünfjährige Regulierungsperiode ebenso wenig in der Mitte, sondern eher am oberen Rand bewegt.[36]

588 Vor dem Hintergrund obenstehender Ausführungen ist nach Überzeugung der Beschlusskammer die Kombination aus Verkürzung der Regulierungsperiode und einem zusätzlichen Instrument zur Abbildung innerperiodischer OPEX-Änderungen weder notwendig noch angemessen.

7.2 Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode

589 Zum gegenwärtigen Stand ist allerdings noch nicht abschließend gesichert, ob die angeregten Maßnahmen tatsächlich bereits im ausreichenden Maße zu einer Beschleunigung der Prüfprozesse beitragen werden. Vor diesem Hintergrund erscheint die administrative Umsetzbarkeit einer dreijährigen Regulierungsperiode zwar möglich und nach Überzeugung der Beschlusskammer vorzugswürdig. Sie ist aber abhängig davon, dass sich die beabsichtigen Vereinfachungen auch in der Praxis bei den Netzbetreibern und Regulierungsbehörden bewähren. Dies trägt auch den Bedenken in mehreren Stellungnahmen Rechnung, die rechtliche und wirtschaftliche Unsicherheiten durch zeitliche Verzögerungen sahen.

590 Daher wird eine Übergangsregelung für die fünfte Regulierungsperiode vorgesehen. Abweichend von Tenorziffer 2.3 dauert die fünfte Regulierungsperiode fünf Jahre.

[36] Vgl. CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024 vom 03.02.2025, S. 168.

Entwurf

591 Anders als für Elektrizitätsverteilernetze ist insoweit allerdings kein Instrument zur innerperiodischen Anpassung im Hinblick auf OPEX erforderlich. Für die vierte Regulierungsperiode erfolgte für die Anpassung der Abschreibungsmodalitäten bereits die Festlegung KANU 2.0. Diese Modalitäten erlauben auch eine hinreichende Abbildung der Gasnetztransformation in der fünften, letztmals fünfjährigen Regulierungsperiode.

592 Eine Dynamik im Hinblick auf OPEX, die über den vorgesehenen Regulierungsrahmen, insbesondere das Budgetprinzip, hinausgehender regulatorischer Elemente bedürfte, ist bei den Fernleitungsnetzbetreibern und auch den Gasverteilernetzbetreibern zunächst nicht absehbar - so sind Kostenverschiebungen betreffend etwa erhöhte Wartung- und Instandhaltung statt Neuinvestitionen, Sachverhalte wie Stilllegungskosten, aber auch grundsätzlich Verlagerung von z.B. Personal in den Wasserstoffsektor nach derzeitiger Einschätzung jedenfalls in größerem Umfang nicht vor der sechsten Regulierungsperiode zu erwarten. Etwaige Kosten aus Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation können erforderlichenfalls über die Regelung zu KA_{nEu} abgebildet werden. Ein Instrument zur innerperiodischen OPEX-Anpassung, welches teilweise auch für den Gasbereich gefordert wurde, ist aus den vorstehenden Gründen für Gasverteilernetzbetreiber nicht erforderlich. Es ist nicht ersichtlich, dass Gasversorgungsnetzbetreiber insbesondere mit Blick auf die Möglichkeit von Anpassungen von Abschreibungsmodalitäten (KANU 2.0) und den neu ausgestalteten Kapitalkostenabgleich gehemmt wären, notwendige Investitionen in die Netze vorzunehmen.

593 Soweit in Stellungnahmen vorgetragen wurde, bei Fernleitungsnetzbetreibern sei nicht mit einer stetigen Abnahme der Versorgungsaufgabe, sondern mit erdgasverstärkenden Maßnahmen zur Umstellung von Leitungen im Zuge des Aufbaus des Wasserstoffnetzes zu rechnen, sind hier die Rollen zu trennen. Nach Art. 5 Gas-VO sind die regulierten Anlagevermögen nach Erdgas und Wasserstoff zu trennen und Finanztransfers zwischen den regulierten Dienstleistungen für Erdgas und Wasserstoff grundsätzlich nicht gestattet. Kosten aus dem Aufbau des Wasserstoffnetzes dürfen nicht berücksichtigt werden. Soweit es sich um aktuelle erdgasverstärkende Maßnahmen handelt, können diese über das System des Kapitalkostenaufschlags unmittelbar anerkannt werden.

594 Darüber hinaus wurde in den Stellungnahmen vorgetragen, eine signifikante Reduzierung der Gasfernleitungskapazitäten sei in absehbarer Zeit nicht ersichtlich, so dass die Annahme einer stetigen Abnahme der Versorgungsaufgabe nicht zutreffe. Hier geht schon der Eindruck fehl,

Entwurf

dass das Regulierungssystem grundsätzlich auf der Annahme einer stetigen Abnahme der Versorgungsaufgabe beruhe oder nur dann angemessen sei. Vielmehr zielt der Regulierungsrahmen darauf ab, auch eine Abnahme der Versorgungsaufgabe abzubilden und trägt heterogenen Entwicklungen gerade Rechnung. Auch notwendige Investitionen in das Gasnetz werden weiterhin unmittelbar abgebildet. Über die Möglichkeit von Anpassungen von Abschreibungsmodalitäten (KANU 2.0) und den neu ausgestalteten Kapitalkostenabgleich sogar flexibler. Ein Instrument zur innerperiodischen OPEX-Anpassung, welches teilweise auch für den Gasbereich gefordert wurde, ist aus den vorstehenden Gründen auch für Fernleitungsnetzbetreiber nicht erforderlich. Im Übrigen wird in Bezug auf Stellungnahmen zu Besonderheiten der Fernleitungsnetzbetreiber auch auf die Ausführungen zur Tenorziffer 1 verwiesen.

595 Entgegen mehrerer Stellungnahmen ist eine unterschiedliche Behandlung zwischen Strom- und Gasbereich auch nicht ausgeschlossen, sondern kann sogar geboten sein. Klarstellend stellt eine differenzierte Behandlung unterschiedlicher Sachverhalte keine Ungleichbehandlung dar. Mit Blick auf die Gasnetztransformation bedarf es teilweise gerade eines unterschiedlichen Vorgehens gegenüber dem Strombereich, welches mit der Festlegung KANU 2.0 bereits erfolgt ist. Soweit vorgetragen wurde, dass alle Netzbetreiber gleichermaßen vor großen Herausforderungen in Bezug auf die Themen Netztransformation und Versorgungssicherheit stünden, wird dies durch eine differenzierte Behandlung nicht in Frage gestellt, sondern trägt dem Umstand Rechnung, dass die Herausforderungen gerade nicht identisch sind. Dies kommt auch durch die sektorspezifische Aufteilung des Festlegungsverfahrens RAMEN zum Ausdruck. Gleichwohl bleibt ein nach Möglichkeit parallellaufender Regulierungsrahmen für Gasversorgungsnetzbetreiber und Elektrizitätsverteilernetzbetreiber Ziel der Beschlusskammer. Dem trägt auch Rechnung, dass auch für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber die OPEX-Anpassung nach Tenorziffer 3.2 der Festlegung RAMEN Strom eben nicht auf Dauer angelegt ist, sondern nur für die Übergangsphase der fünften Regulierungsperiode, die für Gasverteilernetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Elektrizitätsverteilernetzbetreiber einmalig nochmals fünf Jahre dauert.

596 Bis zum 31. Dezember 2030 evaluiert die Bundesnetzagentur vor dem Übergang in die Phase der dreijährigen Regulierungsperioden, ob die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen Bestandteilen des Regulierungskonzepts vor

Entwurf

dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen ausreichend für den Umstieg auf die dreijährige Regulierungsperiode sind (Tenorziffer 3.2).

597 Den Zeitplan zur Evaluierung hält die Beschlusskammer auch im Lichte der Stellungnahmen weiterhin für sachgerecht. Bedenken gegen die Umsetzbarkeit einer Verkürzung der Regulierungsperiode werden damit begründet, dass die einer Regulierungsperiode vorgelagerten Prozesse wie Kostenprüfung, Effizienzvergleich oder Bescheidung der Erlösobergrenzen zu lange dauern würden und es hierbei in der Vergangenheit zu Verzögerungen gekommen ist. Gerade hierauf zielen weite Teile der Vereinfachungen jedoch ab. Insofern liegen zum Evaluierungszeitpunkt bereits umfassende Erkenntnisse zur Frage vor, ob die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen Bestandteilen des Regulierungskonzepts vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen ausreichend für den Umstieg auf die dreijährige Regulierungsperiode sind.

598 Auch das Argument, dass 2030 Basisjahr im Gasbereich sei und daher bis 2028 die relevanten Festlegungen feststehen müssten, führt nicht zu einem anderen Ergebnis. Es ist Ziel der Anreizregulierung, dass Netzbetreiber wie im Wettbewerb stehende Unternehmen kontinuierlich nach Optimierungspotentialen suchen und Verbesserungen anstreben. Dieses Streben sollte – wie im Wettbewerb – dabei nicht in einigen Jahren stärker ausgeprägt sein als in anderen, etwa weil es sich um ein Basisjahr oder gerade nicht um ein Basisjahr handelt. Zwar ist der Wunsch nach möglichst frühzeitiger Klarheit über zukünftige Regelungsinhalte nachvollziehbar, doch darf dies nicht zu einer unnötigen Lähmung des Regulierungsrahmens führen. Insofern ist der Evaluierungszeitpunkt oder der damit implizierte Evaluierungszeitraum nach Ansicht der Beschlusskammer ein geeigneter Kompromiss dazwischen, möglichst viele Erkenntnisse und Erfahrungen in die Evaluierung einfließen lassen zu können und dem auch in Stellungsnahmen vorgebrachten Wunsch möglichst früh Klarheit über eventuelle Anpassungen am Regulierungsrahmen zu erlangen.

599 Entgegen mancher Stellungnahmen ist auch nicht erforderlich, die Formulierung in Tenorziffer 3.2 offener zu wählen. Die Evaluierung bedeutet, dass, wenn vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente noch nicht als ausreichend bewertet würden, angemessene Maßnahmen zu ergreifen wären. Welche Maßnahmen dies im Einzelfall wären, wäre im Lichte der Evaluierungsergebnisse zu beleuchten. Nur klarstellend sei darauf hingewiesen, dass die Beschlusskammer davon ausgeht, dass die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen

Entwurf

Bestandteilen des Regulierungskonzepts für die Umstellung auf dreijährige Regulierungsperioden ausreichend sein werden.

600 In Hinblick auf die Durchführung der Evaluierung ist es aus Sicht der Beschlusskammer nicht erforderlich, an dieser Stelle eine nähere Eingrenzung vorzunehmen. Die nähere Ausgestaltung bleibt insoweit der Evaluierung selbst vorbehalten. Die Arbeitshilfe zur Evaluierung von Regelungen der Bundesregierung, die in Stellungnahmen genannt wurde, enthält lediglich einen Rahmen zur Überprüfung der Wirkung von Gesetzen und Rechtsverordnungen.[37] Die Arbeitshilfe bezieht sich nicht auf Festlegungen im Sinne des EnWG.

601 In den Stellungnahmen wurde auch angeregt, die Dauer der Regulierungsperiode auf drei bis fünf Jahre festzulegen und ab der sechsten Regulierungsperiode die Dauer der Regulierungsperiode rechtzeitig vor Beginn der Regulierungsperiode festzulegen. Es ist aus Sicht der Beschlusskammer im Interesse der Verlässlichkeit und Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens jedenfalls nicht wünschenswert, dauerhaft vor jeder Regulierungsperiode erneut über eine Verkürzung, Verlängerung oder Beibehaltung der Länge für die kommende Regulierungsperiode zu befinden.

7.3 Basisjahr

602 Nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 1 EnWG kann die Regulierungsbehörde auch Regelungen zum relevanten Bezugsjahr treffen. Das Bezugsjahr ist das Kalenderjahr, auf dessen Grundlage das Ausgangsniveau und die Effizienzvorgaben der jeweiligen Regulierungsperiode bestimmt werden, also das Basisjahr. Als solches wird am drittletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode festgehalten (Tenorziffer 2.3 S. 2).

603 Dem steht auch die in den Stellungnahmen vorgebrachte Kritik, dass es sich beim Basisjahr damit um das erste Jahr der Regulierungsperiode handele und den Netzbetreibern so die Möglichkeit genommen werde, Optimierungspotentiale umzusetzen, nicht entgegen. Es ist Ziel der Anreizregulierung, dass Netzbetreiber wie im Wettbewerb stehende Unternehmen kontinuierlich nach Optimierungspotentialen suchen und Verbesserungen anstreben. Dieses Streben sollte – wie im Wettbewerb – dabei nicht in einigen Jahren stärker ausgeprägt sein als in anderen, etwa weil es sich um ein Basisjahr oder gerade nicht um ein Basisjahr handelt.

[37] Vgl. Arbeitshilfe zur Evaluierung von Regelungen der Bundesregierung, Dezember 2024, S. 1.

Entwurf

604 Auch ein in diesem Zusammenhang in Stellungnahmen möglicherweise implizierter zeitlicher Ablauf, in dem erst die Festlegung einer Erlösobergrenze oder eines individuellen Effizienzwertes die Suche nach Optimierungspotentialen begründe, vermag die Beschlusskammer nicht zu überzeugen. Netzbetreiber, die in einer solchen zeitlichen Abfolge und Kausalkette agierten, würden lediglich dauerhaft und zeitverzögert auf die dynamische Effizienzgrenze reagieren. Ein solches Verständnis stände im Widerspruch zum europa- und nationalrechtlich angelegten Effizienzgebot.

7.4 Zeitlicher Anwendungsbereich

605 Der Beginn des zeitlichen Anwendungsbereichs der Festlegung ist der fünften Regulierungsperiode vorgelagert. Das erste Basisjahr, in dem die neuen Regelungen zur Anwendung kommen, ist im Bereich der Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber das Jahr 2025. Der Systematik des Anreizregulierungsmodells folgend treten die Regelungen dieser Festlegung also nicht erst nach Außerkrafttreten der ARegV und der GasNEV in Kraft, sondern beanspruchen zeitlich aufgrund der vorgelagerten Kostenprüfung bereits während der vierten Regulierungsperiode mit Auswirkungen auf die fünfte Regulierungsperiode Geltung.

7.5 Übergangszeit nach Tenorziffer 2.4

606 Mit Tenorziffer 2.4 wird die Übergangszeit aus § 1 Abs. 2 ARegV fortgeführt. Netzbetreiber, für die noch keine Erlösobergrenzen bestimmt werden können, unterliegen vorübergehend bis zum Ende einer laufenden Regulierungsperiode den Regelungen nach §§ 23a, 21 EnWG zu einer kostenorientierten Entgeltbildung. Der Übergangszeitraum endet mit Beginn der Regulierungsperiode, für deren Basisjahr ein vollständiges abgeschlossenes Geschäftsjahr des jeweiligen Netzbetreibers vorliegt. Wenn der Netzbetreiber im Basisjahr als solcher tätig ist und damit einen Jahres- und Tätigkeitsabschluss aufstellt, liegen in der Regel hinreichende Daten vor.

607 Keine Anwendung findet Tenorziffer 2.4 auf Fallkonstellationen, in denen ein Netzgebiet bereits ganz oder teilweise von der Festlegung einer Erlösobergrenze nach Tenorziffer 2.1 erfasst wird. Geht also beispielsweise ein Energieversorgungsnetz, für das bereits eine Erlösobergrenze festgelegt wurde, ganz oder teilweise auf einen neuen Betreiber über (beispielsweise im Rahmen einer Rekommunalisierung), so sind in einem solchen Fall die Vorschriften dieser Festlegung, insbesondere Tenorziffer 15, anzuwenden (BR-Drs. 312/10b, S. 13).

Entwurf

8. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze (Tenorziffer 4)

608 Tenorziffer 4 enthält eine im Vergleich zur bisherigen Rechtslage gebündelte Darstellung aller Elemente der Regulierungsformel im Hinblick auf die erstmalige Festlegung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.1) und die darauf basierenden Anpassungen im Verlauf einer Regulierungsperiode (Tenorziffer 4.2) gemäß der in den Tenorziffern 4.3 und 4.4 dargelegten Regulierungsformel.

609 Dabei stellen die Bestandteile der Regulierungsformel zusammengenommen in Verbindung mit der Dauer der Regulierungsperiode als Kernbereich sicher, dass einerseits das ökonomische Gesamtergebnis insbesondere mit Blick auf die Lebensfähigkeit der Netze (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG) sowie eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) gewährleistet wird (siehe hierzu Rn. 498 und andererseits die Netznutzer nicht mit höheren Kosten belastet werden als gerechtfertigt. Zum Kernbereich zählen insbesondere die Regelung zur Anwendung der Effizienzvorgabe auf die Gesamtkosten (TOTEX-Basis), zum maßgeblichen Wert des Verbraucherpreisgesamtindexes, zur Anwendung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, zu Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag. Insofern wird jedenfalls im Falle einer Teilaufhebung in diesem Kernbereich in den Blick zu nehmen sein, inwiefern weiterhin gewährleistet ist, dass einerseits das ökonomische Gesamtergebnis die gesetzlichen Anforderungen erfüllt und andererseits die Netznutzer nicht mit höheren Kosten belastet werden als gerechtfertigt. Lediglich klarstellend weist die Beschlusskammer darauf hin, dass die Bundesnetzagentur gem. § 29 Abs. 2 EnWG befugt ist, eine nach § 29 Abs. 1 EnWG getroffene Festlegung nachträglich zu ändern, soweit dies erforderlich ist, um sicherzustellen, dass sie weiterhin den gesetzlichen Anforderungen genügt.

8.1 Bestimmung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.1)

610 Tenorziffer 4.1 S. 1 sieht eine klarstellende Regelung vor, wonach die Erlösobergrenzen für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode von der zuständigen Regulierungsbehörde vorbehaltlich der Anpassungen nach Tenorziffer 4.2 festzulegen sind. Tenorziffer 4.1 S. 2 regelt in verfahrensrechtlicher Hinsicht, dass das Verfahren zur Festlegung von Erlösobergrenzen wie auch bisher von Amts wegen eingeleitet wird. Lediglich bei Tenorziffer 4.1 S. 2 handelt es sich um eine Verfahrensregelung. Tenorziffer 4.1 S. 1 sieht

Entwurf

hingegen in materieller Hinsicht vor, dass im Rahmen der ex-ante Regulierung die Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 21a Abs. 1 S. 2 2. Alt EnWG erfolgt, wonach die Anreizregulierung insbesondere Vorgaben von Obergrenzen für die Gesamterlöse aus Entgelten für den Netzzugang beinhalten kann.

8.2 Anpassung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.2)

611 Tenorziffer 4.2 S. 1 enthält zunächst eine materielle Regelegung, wonach die Anpassung von festgelegten Erlösobergrenzen dem Grunde nach abschließend nach den Maßgaben der Festlegung RAMEN erfolgt. Das heißt, dass sämtliche Anpassungsmöglichkeiten in der Festlegung RAMEN dem Grunde nach angelegt sind. Teilweise erfolgt die genauere Ausgestaltung der Anpassungsmöglichkeiten, wie etwa beim Qualitätselement, nach der Maßgabe von weiteren Methodenfestlegungen.

612 Der materielle Zeitpunkt ist für alle Anpassungen einheitlich zum 1. Januar eines Kalenderjahres einer Regulierungsperiode vorgesehen. Hierunter fallen alle Elemente der Regulierungsformel, die mit einem Index „t“ bzw. „i“ (Produktoperator beim Term VPI-Xgen) versehen sind. Einige dieser Elemente, wie der Abbaupfad für die Ineffizienzen, stehen ex ante fest, so dass diese bereits vorab von der Regulierungsbehörde festgelegt werden können.

613 Weitere Anpassungen, die nicht ex ante feststehen, können durch den Netzbetreiber oder die Regulierungsbehörde ausgeführt werden. Hierzu enthält Tenorziffer 4.2 S. 1 eine klarstellende Regelung, dass insofern eine Anpassung durch den Netzbetreiber oder die Regulierungsbehörde erfolgen kann. Diese rein klarstellende Feststellung ist noch keine Verfahrensregelung. Erst die Entscheidung im Einzelfall, eine Anpassungsmöglichkeit im Wege eines Antragsverfahrens oder Anzeigeverfahrens vorzusehen oder sogar auf eine (Vorab)Anzeige zu verzichten, ist eine Verfahrensregelung. Ergänzend hierzu enthält Tenorziffer 4.2 S. 2 eine Regelung zu derartigen Verfahrensregelungen (und ist damit selber eine Verfahrensregelung), wonach eine Anpassung durch den Netzbetreiber keiner erneuten Festlegung der Erlösobergrenzen bedarf und in dieser Konstellation als systematische Folge eine abschließende materielle Prüfung durch die Regulierungsbehörde im Rahmen des Regulierungskontos nach Tenorziffer 14 erfolgt.

614 Tenorziffer 4.2 S. 3 sieht sodann eine generelle, materielle Meldepflicht für alle Netzbetreiber an die zuständige Regulierungsbehörde vor. Hiernach teilen die Netzbetreiber der zuständigen Regulierungsbehörde jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres die Anpassung der

Entwurf

Erlösobergrenze im Hinblick auf alle anpassbaren Bestandteile mit, soweit nicht für einzelne Elemente der Regulierungsformel ein früherer Zeitpunkt festgelegt wird. An dieser Stelle wird die Mitteilungspflicht in § 28 S. 1 ARegV fortgeführt, soweit die Erlösobergrenze betroffen ist. Die Regelung betrifft alle Anpassungen der Erlösobergrenze, also auch solche, für die eine vorherigen Anzeige durch die Netzbetreiber vorgesehen ist oder die einem Antragsverfahren unterliegen. Als materielle Meldepflicht handelt es sich hierbei nicht um eine Verfahrensregelung. Festgelegt wird eine einseitige Mitteilungspflicht der Netzbetreiber, ohne dass eine verfahrensrechtliche Regelung zum Umgang mit den gemeldeten Daten getroffen wird.

615 Die Entscheidung im Einzelfall, ob eine Anpassung per Antrags- oder Anzeigeverfahren erfolgt oder auf eine Anzeige verzichtet wird und lediglich die generelle Mitteilungspflicht in Tenorziffer 4.2 S. 3 greift, stellt sodann eine verfahrensrechtliche Regelung dar. Deswegen wird in Tenorziffer 4.2 S. 4 klarstellend festgehalten, dass die materielle Mitteilungspflicht nach Tenorziffer 4.2 S. 3 einerseits und ebendiese verfahrensrechtlichen Entscheidungen etwa zum Kapitalkostenaufschlag voneinander unberührt bleiben. Aufgrund des engen Zusammenhangs dieser Klarstellung zu den entsprechenden verfahrensrechtlichen Regelungen und der Nennung der Verfahrensregelungen stellt auch diese Klarstellung eine Verfahrensregelung dar.

8.3 Regulierungsformel (Tenorziffern 4.3)

616 Die Tenorziffern 4.3 enthält die maßgebliche Regulierungsformel. Die differenzierte Betrachtung der OPEX und CAPEX stellt die wesentliche Änderung im Vergleich zur Regulierungsformel für die vierte Regulierungsperiode dar. Die Begründung dieser Differenzierung erfolgt zu Tenorziffer 6. Aufgrund der Aufteilung des Ausgangsniveaus auf OPEX und CAPEX und dem Abzug des jeweils entsprechenden Kostenanteils, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, erfolgt im Ergebnis eine Anwendung der Effizienzvorgaben auf den damit beeinflussbaren Kostenanteil. Eine explizite Regelung des beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteils ist damit entbehrlich.

617 Außerdem erfolgt mit der Regulierungsformel eine Korrektur des Abgleichs der volatilen Kosten, mittels der eine Doppelanerkennung ausgeschlossen wird (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffern 6 und 8). In Bezug auf Kritik an der Anwendung von Verbraucherpreisgesamtindex und generellem sektoralem Produktivitätsfaktor nur auf OPEX wird auf die Ausführungen zu Tenorziffer 6 verwiesen.

Entwurf

618 Die Anwendung des Effizienzwertes auch und auf volatile Kostenanteile hält die Beschlusskammer auch im Lichte der ablehnenden Stellungnahmen für sachgerecht. Die Beschlusskammer sieht es als systematisch richtig an, dass auch diese nicht nur in den Effizienzvergleich eingehen, sondern daran anschließend auch der Effizienzvorgabe unterliegen.

619 Auch bei volatilen Kostenanteilen handelt es sich um beeinflussbare Kostenanteile, die als Teil der Gesamtkosten dem Effizienzvergleich und der Effizienzvorgabe unterliegen (TOTEX-Basis). Entgegen einiger Stellungnahmen bedeutete die Formulierung im Sachstandspapier, volatile Kostenanteile seien ein „Mittelweg" zwischen den beeinflussbaren Kostenanteilen und den KA_{nEu}, nicht, dass volatile Kostenanteile nur eingeschränkt beeinflussbar wären. Vielmehr bezog sich die Aussage lediglich darauf, dass diese wie KA_{nEu} anpassbar sind, aber – anders als diese – dem Effizienzvergleich und daran anschließend der Effizienzvorgabe unterliegen.

620 Soweit Kostensenkungen bei volatilen Kostenanteilen weder zum Abbau von Ineffizienzen eingesetzt werden können noch als Gewinn in der laufenden Regulierungsperiode zur Verfügung stehen, bildet dies vielmehr die notwendige Kehrseite der Ausnahme vom Budgetprinzip, nach der Kostensteigerungen zugunsten der Netzbetreiber unmittelbar zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze führen. Die sich im umgekehrten Falle potentiell zu Gunsten der Netznutzer auswirkenden Folgen von sinkenden volatilen Kosten bringen das System insofern in die nötige Balance. Insoweit handelt es sich um keinen zu kompensierenden Nachteil, dass in der Regulierungsformel unterstellt wird, dass die festgestellten Ineffizienzen fortbestehen. Andernfalls wäre zu unterstellen, dass diese in jedem Fall abgebaut werden, ohne dass dies aufgrund der Anpassung an Kostensteigerungen feststellbar wäre. Dann entfiele allerdings gerade die notwendige Kehrseite der Ausnahme vom Budgetprinzip. Dieses Vorgehen verstößt entgegen vieler Stellungnahmen auch nicht gegen die Maßgabe aus § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG, wonach die Effizienzvorgaben so gestaltet sein sollen, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Zwar können Kostensenkungen infolge der Anpassung in der laufenden Regulierungsperiode nicht zum Abbau von Ineffizienzen genutzt werden. Umgekehrt führen Kostensteigerungen aber auch nicht dazu, dass der Netzbetreiber zu überproportionalen Einsparungen bei anderen Kostenanteilen gezwungen ist, um Kostenanstiege bei volatilen Kosten auszugleichen. Dies wäre bei uneingeschränkter Anwendung des Budgetprinzips ohne die Kategorie volatile

Entwurf

Kosten gerade der Fall. Zu berücksichtigen ist auch, dass die abzubauenden Ineffizienzen nur eine rechnerische Größe in Form eines Anteils der Gesamtkosten darstellen. Als effizient eingestufte Kostenpositionen, die dem Abbau von Ineffizienzen von vornherein entzogen sind, sind im System der Anreizregulierung nicht vorgesehen. Die Regulierung trifft gerade nicht die Entscheidung, bei welchen Kostenbestandteilen im Einzelnen Ineffizienzen abzubauen wären (siehe hierzu auch die Ausführungen zu Tenorziffer 10.2).

621 Darüber hinaus ist auch die Anwendung des Effizienzwertes auf Kapitalkosten sachgerecht. Die Beschlusskammer sieht es als systematisch richtig an, dass auch diese nicht nur in den Effizienzvergleich eingehen, sondern daran anschließend auch der Effizienzvorgabe unterliegen

622 Soweit in Stellungnahmen vorgetragen wurde, die Umsetzung von kurzfristigen individuellen Effizienzvorgaben auf Kapitalkosten sei auf Grund der langen Nutzungsdauern nicht realisierbar, ist anknüpfend an die vorstehenden Ausführungen zu berücksichtigen, dass die Effizienzvorgaben genereller Ausdruck eines effizienzbasierten Budgetprinzips sind, wonach Netzbetreiber zu jeder Zeit und in jeder Konstellation Effizienzanstrengungen unternehmen sollten, so wie dies bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen der Fall ist. Aus der Vorgabe zum rechnerischen Abbau der ermittelten Ineffizienzen folgen keine konkreten betriebswirtschaftlichen Vorgaben der Regulierungsbehörde zum Abbau von Ineffizienzen bzw. konkreten Kosten (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 10.2). Vor diesem Hintergrund besteht auch kein Anlass, die Anwendung der Effizienzvorgabe – wie teils gefordert – wirtschaftlich zu kompensieren, etwa durch eine Beibehaltung einer doppelten Anpassung von Kapitalkosten an die Inflation. Soweit vorgetragen wurde, dass ein übermäßig kapitalintensives Verhalten von Netzbetreibern aus praktischen Gründen (Ressourcenknappheit bei Material, Personal und Finanzen) nicht zu befürchten und ohnehin immer die kosteneffizienteste Maßnahme veranlasst werde, ist nicht nachvollziehbar, weshalb die Einbeziehung in den Effizienzvergleich und die Anwendung der Effizienzvorgabe zum Nachteil der Netzbetreiber gereicht. Bestehen allerdings Ineffizienzen, widerspräche eine dauerhafte Überwälzung von Ineffizienzen auf die Netznutzer der Vorgabe, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.

623 Die Verwendung der Gesamtkosten hat den ökonomischen Vorteil, dass keine falschen Anreize für eine suboptimale Kapitalintensität gesetzt werden, da eine Substitution von

Entwurf

Betriebs- durch Kapitalkosten grundsätzlich keine Änderung der Effizienzwerte bedingt. Die Feststellung der Effizienz darf sich nicht auf eine bestimmte Kostenart beschränken. Eine Beschränkung der Effizienzvorgaben nur auf OPEX erscheint nicht sachgerecht. Beeinflussbare Kostenanteile bzw. ineffiziente Kosten können auch in CAPEX enthalten sein. Diese dem Effizienzdruck zu entziehen, würde die Perpetuierung ineffizient hoher CAPEX bedeuten und würde den Grundsatz verletzen, dass im Rahmen der Regulierung nur Kosten anerkennungsfähig sind, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Zudem geht das Argument, CAPEX seien nach Durchführung der Investition generell nicht mehr beeinflussbar, was zu einer übermäßigen Belastung der OPEX führe, ins Leere. Erstens zeigt die Einführung eines WACC, dass schon bei den Finanzierungsstrukturen der CAPEX entsprechendes Optimierungspotential besteht. Mithin können insoweit auch Effizienzvorgaben erreicht werden. Zweitens müsste die logische Konsequenz des genannten Arguments lauten, die Effizienzvergleiche generell vor den tatsächlichen Investitionen durchzuführen. Das ist erkennbar nicht sachgerecht. Entscheidend für die Anwendung der Effizienzvorgaben auch auf TOTEX ist - neben der bereits oben genannten Möglichkeit der Existenz ineffizienter CAPEX - die unterschiedlichen Kapitalintensitäten der Netzbetreiber. Eine Anwendung der Effizienzvorgaben lediglich auf OPEX würde eine Schlechterstellung derjenigen Netzbetreiber bedeuten, die vergleichsweise hohe OPEX-Anteile aufweisen. Dies wäre nicht sachgerecht. Es würde einen regulatorischen Anreiz für die Netzbetreiber in Richtung kapitalintensiver Strategien setzen. Nur so wird ein ganzheitlicher Anreiz zu Effizienzsteigerungen gesetzt und Fehlanreize und Fehlallokationen, werden vermieden.

624 Auch im Lichte vorgebrachter Besonderheiten in Bezug auf den Gasbereich hält die Beschlusskammer die Anwendung der Effizienzvorgabe auf Kapitalkosten für sachgerecht. Soweit vorgetragen wurde, die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber werde durch Netzflusssimulationen und Netzentwicklungsplan regelmäßig der Prüfung unterzogen, verkennt diese Argumentation, dass hierdurch jedenfalls nicht die Höhe von Neuinvestitionen geprüft wird. Dass die Anwendung des Effizienzvergleichs ein Risiko für Investoren darstelle und gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern im Wettbewerb um Kapital benachteilige, ist nicht nachvollziehbar. Schließlich ist auch im Regulierungsrahmen für Übertragungsnetzbetreiber dafür Sorge zu tragen, dass Netznutzer nicht mit Kosten belastet werden, die sich im Wettbewerb nicht einstellen würden. Investitionen auch in die Versorgungssicherheit können im Gasbereich über das Instrument des

Entwurf

Kapitalkostenaufschlags geltend gemacht werden. In den Stellungnahmen ist zudem vorgetragen worden, dass es im Gasbereich mit der Neuregelung des Kapitalkostenabzugs dazu komme, dass Anlagenabgänge nunmehr über den Kapitalkostenabzug jährlich nachgefahren würden und dadurch das Budgetprinzip in Bezug auf Kapitalkosten vollständig aufgehoben werde. Ein jährliches Nachfahren ist allerdings gerade keine Neuerung. Vielmehr wird das Instrument lediglich dynamisiert und auch vorzeitige Anlagenabgänge berücksichtigt. Insoweit gelten die vorstehenden Erwägungen zur Anwendung der Effizienzvorgabe in gleicher Weise. Hierdurch wird – anders als vorgetragen – auch nicht der Zweck der beschleunigten Abschreibungen, nämlich die Vermeidung von „sunk costs", konterkariert. Sinn und Zweck ist gerade auch eine faire Beteiligung der jetzigen Netznutzer. Ohne Effizienzvorgabe würden diesen nicht nur Zukunftskosten aufgebürdet, sondern zusätzlich ineffiziente Kosten. Durch die innerperiodische Kapitalkostenanpassung, die im Übrigen kein Spezifikum des Gasbereichs ist, werden – anders als vorgetragen – gerade nicht zwangsläufig eventuelle Ineffizienzen abgebaut. Dies zu unterstellen, würde vielmehr dazu führen, keine Effizienzvorgabe anzuwenden. Soweit vorgetragen wurde, dass bei einer erhöhten Kapitalkostenbasis aufgrund verkürzter Nutzungsdauern der absolute Betrag der abzubauenden Ineffizienzen größer werde, ist dem entgegen zu halten, dass die abzubauenden Ineffizienzen – wie bereits ausgeführt – nur eine rechnerische Größe in Form eines Anteils der Gesamtkosten darstellen. Die Regulierung trifft gerade nicht die Entscheidung, bei welchen Kostenbestandteilen im Einzelnen Ineffizienzen abzubauen wären.

8.4 Definitionen der Elemente der Regulierungsformel (Tenorziffer 4.4)

625 Die Tenorziffer 4.4 definiert die Einzelbestandteile der Regulierungsformel. Hierbei lassen sich drei verschiedene Gruppen von Elementen unterscheiden: Elemente, die aus dem Ausgangsniveau im Basisjahr abgeleitet werden (z.B. die OPEX und CAPEX im Ausgangsniveau), Elemente, die für eine gesamte Regulierungsperiode feststehen (wie etwa der Effizienzwert) und Elemente, die für das konkrete Jahr der Regulierungsperiode im Rahmen der Anpassungsregelung zu ermitteln sind (etwa der Kapitalkostenaufschlag).

626 Die Definitionen der einzelnen Bestandteile verweisen jeweils auf die relevanten Tenorziffern mit den Detailregelungen zu dem jeweiligen Element der Regulierungsformel.

627 Bei den Definitionen zum Effizienzbonus und zum Qualitätselement ist durch den Zusatz „etwaige" festgehalten, dass diese Elemente zwar gemäß der Festlegung RAMEN

Entwurf

grundsätzlich angelegt sind. Jedoch kann sich aus den diesbezüglichen Festlegungen nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) und nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) ergeben, dass diese Elemente nicht oder noch nicht eingeführt werden.

8.5 Korrektur von Anlagenabgängen

628 Die zuvor in Tenorziffer 4.6 geregelte rechnerisch notwendige Korrektur des Aufwands aus Anlagenabgängen im Ausgangsniveau im Zusammenhang mit dem Kapitalkostenabgleich wurde für eine vereinfachte Darstellung direkt in die Definition des Wertes $OPEX_0$ in Tenorziffer 4.4 integriert. So ist gemäß Tenorziffer 7 S. 5 der Festlegung GasNEF vorgesehen, dass als Teil des Ausgangsniveaus Anlagenabgänge anerkannt werden können, unter Berücksichtigung von etwaigen Entschädigungen sowie Verkaufs- und Verschrottungserlösen. Diese Werte aus Buchverlusten und -gewinnen fließen als Teil der OPEX (vorbehaltlich einer etwaigen Standardisierungsrechnung) in den Effizienzvergleich ein und werden auch durch den Term zum VPI und Xgen angepasst.

629 Da jedoch für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber ein Nachfahren auch der Anlagenabgänge im Rahmen des Kapitalkostenabzugs vorgesehen ist, muss bei der Anpassung der Erlösobergrenze eine entsprechende Bereinigung um den fortgeführten Wert aus dem Ausgangsniveau erfolgen.

630 Da der Aufwand aus Anlagenabgängen im Ausgangsniveau als OPEX bewertet wird, ist insoweit eine vollständige Bereinigung des Wertes aus dem Basisjahr bzw. seiner Fortführung erforderlich. Dieser Wert wird ersetzt durch eine entsprechende Berücksichtigung der jahresspezifischen Aufwendungen bzw. Erlösen aus Anlagenabgängen innerhalb des Kapitalkostenabzugs. Bezüglich der hierzu vorgebrachten Kritik wird auf die Ausführungen zum Kapitalkostenabzug verwiesen.

9. Ausgangsniveau (Tenorziffer 5)

631 Tenorziffer 5 enthält die Regelungen zu den Grundsätzen der Ermittlung des Ausgangsniveaus für eine Regulierungsperiode. Nach wie vor wird im Rahmen der Anreizregulierung grundsätzlich auf die Kostenlage eines Netzbetreibers im Basisjahr der Regulierungsperiode aufgesetzt (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 2).

Entwurf

9.1 Festlegung und Grundsätze des Ausgangsniveaus (Tenorziffer 5.1)

632 Tenorziffer 5.1 regelt allgemeine Grundsätze für die Bestimmung des Ausgangsniveaus. Nach Tenorziffer 5.1 S. 1 erfolgt die Bestimmung des Ausgangsniveaus durch die zuständige Regulierungsbehörde. Hierbei handelt es sich um eine klarstellende materielle Regelung im Rahmen der ex-ante-Regulierung.

633 Tenorziffer 5.1 S. 2 bis S. 4 fassen die wesentlichen rechtlichen Grundsätze zusammen, die bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus zu berücksichtigen sind. Das Ausgangsniveau beschränkt sich hiernach auf die betriebsnotwendigen Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers und berücksichtigt eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen hierbei nicht berücksichtigt werden.

634 Bei Tenorziffer 5.1 S. 2 handelt es sich um eine Wiedergabe von § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG zu den geltenden Maßstäben der der Kostenorientierung und Kosteneffizienz. Der Grundsatz findet sich bereits auf der Ebene des europäischen Rechtsrahmens (vgl. Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO). Netznutzer dürfen demnach nicht mit ineffizienten Kostenansätzen belastet werden. Eine spiegelbildliche Regelung im Sinne der Wettbewerbsanalogie, dass sämtliche Kostenbestandteile, die sich im Wettbewerb einstellen würden, berücksichtigt werden müssen, hat entgegen des Vortrags einzelner Stellungnahmen nicht zu erfolgen. Beispielsweise wird ein Wettbewerbsunternehmen auch erhebliche Beträge in Marketing und ähnliches investieren, was bei einem natürlichen Monopolisten nicht zwingend der Fall sein muss. Umgekehrt erlauben die unionsrechtlichen Vorgaben durchaus durch eine zeitliche oder sachliche Entkopplung der Kosten von den zugestandenen Erlösen, wie sie mit dem Budgetprinzip zwangsläufig verbunden ist oder mit einem europarechtlich ebenfalls zulässigen Yardstick-Ansatz verbunden wäre. Ein Vollkostenansatz kommt im Einklang mit den europarechtlichen Vorgaben nicht zu Anwendung (siehe auch Abschnitt 4.1.2).

635 Zudem dürfen die Kosten nach Tenorziffer 5.1 S: 4 keine damit nicht zusammenhängenden Bestandteile zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen. Dieser Grundsatz entspricht Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Verordnung (EU) 2019/943 (Strom-VO). In der Gas-VO ist dieser zwar nicht ausdrücklich vorgegeben, allerdings ergibt sich in der Gesamtschau, dass dieser im Ergebnis auch in Bezug auf Gasverteilernetzbetreiber und

Entwurf

Fernleitungsnetzbetreiber Geltung beansprucht. Insbesondere ist aus dem Fehlen nicht im Umkehrschluss zu schließen, dass Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele eingehen können. Vielmehr handelt es sich bei Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Strom-VO um eine explizite Ausformulierung der Anforderungen, die sich im Übrigen auch aus einer sachgerechten Auslegung anderer Prinzipien wie der Netzkostenorientierung und dem Effizienzprinzip ergeben. Die wesentlichen Maßstäbe sind – wie für den Strombereich in Art. 18 Strom-VO – für den Gasbereich in Art. 17 Gas-VO aufgeführt. Ein Verständnis, daneben wäre die Einbeziehung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele möglich, wäre weder mit einer Orientierung gerade an den Netzkosten vereinbar noch wäre vorstellbar, dass derartiges mit einem auch nur annähernd ernst genommenen Effizienzmaßstab vereinbar wäre. Darüber hinaus würde man mit der Einbeziehung von politischen Zielen die durch Dritte definiert werden, mit der Vorgabe zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde nach Art. 76 Gas-RL in Konflikt geraten. Die Regulierungsbehörde ist bei der Wahrnehmung der Regulierungsaufgaben rechtlich getrennt und funktional unabhängig von anderen öffentlichen Einrichtungen und darf keine direkten Weisungen von Regierungsstellen oder anderen öffentlichen Einrichtungen einholen oder entgegennehmen (Art. 76 Abs. 4 Gas-RL). Eine Einschränkung gilt insoweit, als dass nach Art. 76 Abs. 4 lit. b) ii) S. 2 Gas-RL eine etwaige enge Zusammenarbeit mit anderen zuständigen nationalen Behörden oder allgemeine politische Leitlinien der Regierung, die nicht mit den Regulierungsaufgaben und -befugnissen gemäß Art. 78 Gas-RL zusammenhängen, hiervon unberührt bleibt. Eine Einbeziehung eigenständig definierter politischer Zielsetzungen außerhalb der Netzkosten und der Gewährleistung einer sicheren, effizienten und nachhaltigen Energieversorgung durch den Regulierer selbst, stünde zwar nicht im Konflikt mit den Unabhängigkeitsvorgaben, sähe sich aber auf der Hand liegenden anderweitigen Bedenken ausgesetzt, die mangels derartiger Bestrebungen der Bundesnetzagentur hier nicht näher erläutert werden müssen.

636 Im Rahmen der Konsultationen zu den Festlegungen StromNEF/GasNEF wurde vorgetragen, es bestünden Wechselwirkungen zwischen der Effizienzprüfung und dem Effizienzvergleich. So könne der Effizienzvergleich durch ein uneinheitliches Vorgehen der Regulierungsbehörden bei der Effizienzprüfung verzerrt werden. Auch dürften keine Partialbenchmarks im Hinblick auf bestimmte Kostenpositionen erfolgen, weil sonst ein doppelter Benchmark stattfinde, der zu verzerrten Ergebnissen führe. Für den Gasbereich wurde vereinzelt vorgetragen, dass allein die Betriebsnotwendigkeit maßgeblich sein dürfe,

Entwurf

weil bedingt durch die Transformationsprozesse ein Effizienzmaßstab nicht sachgerecht und eine strukturelle Vergleichbarkeit nicht mehr gegeben sei.

637 Der Effizienzgrundsatz ist aus Sicht der Beschlusskammer als zentrales Element wettbewerblich strukturierter Märkte weiterhin bereits im Rahmen der Kostenprüfung im Sinne einer Wettbewerbssimulation im natürlichen Monopol sowohl als Auslegungshilfe als auch als selbständiger Prüfungsmaßstab maßgeblich. Die Prüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus nimmt dabei nicht einen durchzuführenden Effizienzvergleich vorweg. Durch den Effizienzkostenmaßstab im Ausgangsniveau wird sichergestellt, dass sich der Effizienzvergleich nicht überwiegend auf ineffiziente Kosten bezieht, die im Vergleich untereinander nicht als solche zu identifizieren wären. Die bereits bekannten ineffizienten Kosten werden in einem ersten Schritt eliminiert, damit für den zweiten Schritt, den Effizienzvergleich, keine verfälschten Ergebnisse entstehen. Damit ist keine Vorwegnahme des Effizienzvergleichs verbunden, insbesondere erfolgt nach diesem methodischen Ansatz keine doppelte Berücksichtigung derselben Ineffizienz einerseits in der Kostenprüfung, andererseits im Verfahren des Effizienzvergleichs. Denn wenn ineffiziente Kosten bereits eindeutig in der Kostenprüfung identifizierbar sind, bleiben sie nach diesem Ansatz im späteren Effizienzvergleich von vorneherein außen vor. Dies ist entscheidend, um den Effizienzkostenmaßstab schon in der Kostenprüfung effektiv zur Geltung kommen zu lassen. Die Alternative wäre, bestimmte ineffiziente Kosten im Rahmen der Kostenprüfung bewusst „durchzureichen“, damit sie sodann in den Effizienzvergleich einfließen. Dies wäre nicht sachgerecht. Soweit die Anwendung des Effizienzkostenmaßstabs in der Kostenprüfung erfolgt, fließen hingegen als eindeutig ineffizient identifizierte Kosten nicht in den Effizienzvergleich ein, weil sie vorher gekürzt werden. Dies könnte auch zum Vorteil betroffener Netzbetreiber im Effizienzvergleich sein. In diesem Zusammenhang sind auch vergleichende Betrachtungen zwischen Netzbetreibern bereits in der Kostenprüfung möglich, so etwa bei der Prüfung der Verlustenergiemengen im Basisjahr im Elektrizitätsbereich, sofern hiermit keine Vorwegnahme des Effizienzvergleichs verbunden ist. Bei derartigen Vergleichen, wie sie bislang bei der Verlustenergiemenge durchgeführt wurden, ist nämlich sichergestellt, dass in Bezug auf eine bestimmte Kostenart strukturell vergleichbare Netzbetreiber auf objektiver Basis miteinander verglichen werden, und dort Kosten identifiziert werden, die bei effizienten, strukturell vergleichbaren Netzbetreiber nicht entstehen würden. Dies ist systematisch mit dem im nächsten Schritt erfolgenden Effizienzvergleich nicht vergleichbar, dieser hat methodisch eine andere Zielsetzung. Auch erfolgt durch den insoweit fehlenden

Entwurf

Abbaupfad der Ineffizienzen keine Ungleichbehandlung. Zugleich können die Netzbetreiber im Verfahren der Kostenprüfung individuelle Besonderheiten geltend machen, die bei entsprechender Nachweisführung individuelle Anpassungen ermöglichen.

638 Die Grundsätze nach Tenorziffer 5.1 gelten unbeschadet besonderer Festlegungsregelungen für die Prüfung jeglicher Netzkosten. Kosten sind im Ausgangspunkt nicht zu berücksichtigen, sofern und soweit sie nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes dienen. Über diese wesentlichen Grundsätze hinaus gelten jedoch auch alle relevanten rechtlichen Maßstäbe des europarechtlichen und des nationalen Rechtsrahmens auch für die Bestimmung des Ausgangsniveaus. Dazu zählen z.B. die Vorgaben zur Lebensfähigkeit der Netze (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG).

639 Unter den Begriff der „betriebsnotwendigen Kosten“ können auch angemessene Pauschalen grundsätzlich betriebsnotwendiger Kosten fallen (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 10 der Festlegung GasNEF zu einem pauschalierten Ansatz für das Umlaufvermögen).

9.2 OPEX und CAPEX im Ausgangsniveau einschließlich WACC-Ansatz (Tenorziffer 5.2)

640 Die Tenorziffer 5.2 sieht eine systematische und eine inhaltliche Grundentscheidung für die Ermittlung des Ausgangsniveaus vor.

641 In systematischer Hinsicht ist eine eindeutige Trennung der OPEX und CAPEX[38] im Ausgangsniveau erforderlich, da diese Bestandteile innerhalb der Regulierungsformel für die einzelnen Jahre der Regulierungsperiode unterschiedlich fortgeführt werden (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 6).

642 Zudem erfolgt in inhaltlicher Hinsicht die Grundentscheidung, dass die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung mittels eines sogenannten WACC (weighted average cost of capital) ermittelt wird.

643 Im Gegensatz zur bisherigen Rechtslage wird diese Verzinsung nun sowohl für Eigen- als auch für Fremdkapital einheitlich kalkulatorisch bestimmt werden. Diese Änderung ermöglicht eine faktische Gleichbehandlung aller Netzbetreiber, die, unabhängig von unternehmerischen Entscheidungen, das eingesetzte Kapital in gleicher Höhe verzinst bekommen. Dies

[38] Zum Begriffsverständnis von OPEX und CAPEX vgl. Tenorziffer 4.2 der Festlegung GasNEF.

Entwurf

rechtfertigt sich auch aus dem Grundsatz, dass Kosten oder Kostenbestandteile, welche sich im wettbewerblichen Umfeld nicht einstellen würden, nicht erstattet werden (§ 21 Abs. 2 S. 3 EnWG). Im Grundsatz kann nämlich davon ausgegangen werden, dass alle Netzbetreiber über prinzipiell vergleichbare Risikostrukturen verfügen und sich folglich auf vergleichbare Weise finanzieren können. Höhere Finanzierungskosten hingegen ließen sich im wettbewerblichen Umfeld nicht am Markt erlösen. Die Regulierung soll mit ihren Kalkulationsregeln keine unternehmerischen Entscheidungen für eine effiziente und geeignete Struktur beeinflussen.

644 Dem steht nicht entgegen, dass die Netzbetreiber auf Grund unterschiedlicher Finanzierungs- bzw. Kreditaufnahme- oder Emissionszeitpunkte auch unterschiedlich hohe, durchschnittliche Finanzierungskosten haben. Die Finanzierungsstrategie und damit das Fremdkapitalportfolio eines Unternehmens sind ein wesentlicher Kern der Geschäftstätigkeit und unterliegen unternehmerischen Gestaltungs- und Entscheidungsspielräumen. Einer Umstellung der Kapitalverzinsung und der damit veränderten Abbildung der Kapitalkosten kann mit Anpassungen in der Finanzierungsstrategie begegnet werden. Die Entscheidung wird mit dem nötigen zeitlichen Vorlauf vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode getroffen.

645 Eine Entkopplung der Kapitalverzinsung von der tatsächlichen, individuellen Finanzierungsituation ermöglicht es den Netzbetreibern, unabhängig von einer etwaigen regulatorischen Anerkennung ihre Kapitalkosten betriebswirtschaftlich zu optimieren. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund bilanzieller, organisatorischer und gesellschaftsrechtlicher Gestaltungsspielräume und -notwendigkeiten. Insofern ist die Kapitalkostenvergütung über den WACC-Ansatz ein Instrument zur auch europarechtlich gebotenen Effizienzsteigerung.

646 Eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkung von (langfristigen) Rückstellungen, insbesondere Pensionsrückstellungen im Zusammenhang mit KA_{nEu}, ist innerhalb des WACC-Ansatzes zunächst nicht erforderlich. Langfristige Rückstellungen sind als Fremdkapital zu verstehen. Das bedeutet, in einem ersten Schritt werden für die Ermittlung der pauschalen Fremdkapitalverzinsung im Rahmen des WACC auch Pensionsrückstellungen im Zusammenhang mit KA_{nEu} berücksichtigt. Allerdings ist in einem zweiten Schritt die im Rahmen des WACC ermittelte, pauschale Fremdkapitalverzinsung im Hinblick auf die im Basisjahr bestehenden Pensionsrückstellungen zu korrigieren, da die darauf entfallenden Zinskosten über die Regelung der KA_{nEu} jährlich angepasst werden. Zinsanteile der Zuführungen, welche in der Gewinn- und Verlustrechnung im Finanzergebnis auszuweisen

Entwurf

sind, sind für die Berechnung der Pauschalen innerhalb des WACC-Ansatzes nicht relevant (siehe hierzu Abschnitt 11.6.2.5). Die Berücksichtigung des Erfüllungsanteils der Zuführungen bei KA_{nEu} (bspw. bei Pensionen als Personalkosten) als OPEX und die Anpassung als KA_{nEu} bleibt mangels Bezugs zu Fremdkapitalkosten hiervon gänzlich unberührt.

647 Die Einführung eines WACC-Ansatzes erscheint auch aus wissenschaftlicher Perspektive geboten. Die Theoreme von Modigliani und Miller[39] bestätigen, dass der Unternehmenswert unabhängig vom Verschuldungsgrad ist und folglich ein WACC (gewichteter, durchschnittlicher Gesamtkapitalkostensatz) für alle Netzbetreiber, unabhängig von ihrem Verschuldungsgrad, in gleicher Höhe Anwendung finden kann.

648 Auch in der großen Mehrheit der europäischen Länder findet diese Form der Kapitalkostenbestimmung Anwendung. Die Beschlusskammer geht vor diesem Hintergrund davon aus, dass eine diesbezügliche Neuregelung im Sinne einer Angleichung an internationale Standards auch die Transparenz und Nachvollziehbarkeit für Investoren, sowie für Netznutzer und die Allgemeinheit stärkt.

649 Nach dem bisherigen, prüfintensiven und individuellen System (vgl. § 7 GasNEV) wurde das betriebsnotwendige Eigenkapital um das regulatorisch bestimmte Abzugskapital reduziert. Für den die Eigenkapitalquote übersteigenden Anteil des Eigenkapitals war ein sog. EKII-Zinssatz zu bestimmen, dessen Methodik in der Verordnung geregelt war. Beide Prüfschritte entfallen im Rahmen des WACC-Ansatzes.

650 Daraus folgt, dass der Verwaltungsaufwand durch einen pauschalen Gesamtkapitalkostensatz sowohl auf Seiten der Regulierungsbehörden, als auch auf Seiten der Netzbetreiber reduziert werden kann, ohne eine rechtmäßige Ermittlung der angemessenen Kapitalkosten zu konterkarieren. Auch entfallen (Fehl-)Anreize der Netzbetreiber, die Finanzierungstruktur des Unternehmens gegen den regulatorischen Rahmen zu optimieren und damit teilweise u.a. erhebliche Rechts- und Beratungskosten auszulösen, ohne dass eine im eigentlichen Sinne betriebswirtschaftlich optimale Finanzierungsstruktur erreicht würde.

651 Somit ergibt sich gemäß Tenorziffer 10 S. 1 und S. 2 die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung aus der Multiplikation des gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (WACC) mit der Verzinsungsbasis.

[39] Vgl. Modigliani, F. und M. H. Miller (1958): The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment. In: The American Economic Review 48(3), S. 261—297.

Entwurf

652 Die Methodik zur Ermittlung des WACC wird in der gesonderten Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG (Methodenfestlegung Kapitalverzinsung) geregelt, auf deren Basis eine Festlegung des konkreten WACC für eine Regulierungsperiode erfolgt.

653 Der Wert des pauschalen Gesamtkapitalkostensatzes ist entsprechend dem WACC-Konzept zu ermitteln. Dazu werden jeweils angemessene und risikoangepasste Vergütungssätze für den Einsatz von Eigen- und Fremdkapital gesondert ermittelt und anhand einer regulatorisch ermittelten Kapitalquote entsprechend gewichtet. Zur Methodik der Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes / Gesamtkapitalkostensatzes wird auf die Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG (Methodenfestlegung Kapitalverzinsung) verwiesen.

654 Die Bestimmung der Verzinsungsbasis ergibt sich aus Tenorziffer 10 der Festlegung GasNEF.

9.3 Verweis auf Methodenfestlegungen (Tenorziffer 5.3)

655 Gemäß Tenorziffer 5.3 S. 1 erfolgt ein Verweis auf weitere Methodenfestlegungen zur näheren Bestimmung des Ausgangsniveaus und zur Ermittlung der Verzinsungsbasis (GasNEF) sowie zum konkreten WACC (Methodenfestlegung Kapitalverzinsung). Hierbei wird auf die Regelbeispiele nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 2 und § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 EnWG verwiesen, wonach Regelungen zur Bestimmung eines Ausgangsniveaus oder einer Kostenbasis sowie zu den Kosten für die Netzentgeltermittlung hinsichtlich des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen und den Elektrizitätsversorgungsnetzen getroffen werden können.

656 Aufgrund der besonderen Bedeutung von Anreizmechanismen (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 2) wird in Tenorziffer 5.3 S. 2 in diesem Zusammenhang ein Regelbeispiel vorgesehen, wonach auch in Methodenfestlegungen weitere Anreizmechanismen, hier zur Einwerbung von kostenmindernden Zuwendungen und Zuschüssen, vorgesehen werden können.

9.4 Besonderheiten des Geschäftsjahres (Tenorziffer 5.4)

657 Mit den Regelungen in Tenorziffer 5.4 zur Besonderheit des Geschäftsjahres wird die Regelung in § 6 Abs. 2 ARegV im Wesentlichen fortgeführt.

9.4.1 Kosten

658 Bei der Regelung in Tenorziffer 5.4 S. 1 zu Kosten wird sprachlich lediglich verkürzt auf das Basisjahr abgestellt. Bezogen auf die Regelung zu Kosten erfolgt somit keine Änderung zur bisherigen Rechtslage. Die Regelung hat sich etabliert und wird fortgeschrieben. So besteht

Entwurf

nach wie vor aufgrund der Informationsasymmetrie und dem grundsätzlichen Basisjahreffekt, wie sie sich auch in einer dreijährigen Regulierungsperiode darstellen werden, ein faktisches Bedürfnis für die Regelung (siehe zu den Effekten die Ausführungen zu Tenorziffer 2). Insbesondere aufgrund der Informationsasymmetrie zwischen den Regulierungsbehörden und den Netzbetreibern ist eine auf eine Kostensenkung beschränkte Regelung sachgerecht. Entsprechende kostenerhöhende Maßnahmen ergeben sich bereits aus dem Basisjahreffekt und sollen durch die Regelung im Interesse einer Anerkennung von nur betriebsnotwendigen Kosten kompensiert werden. Aus Sicht der Beschlusskammer führen weder die Transformationsphase des Energiesektors noch die Verkürzung der Regulierungsperiode dazu, dass der Basisjahreffekt gänzlich entfällt.

659 Der bisherige Rechtsrahmen weist durch die ergangene Rechtsprechung bereits hinreichend bestimmte Konturen auf. Die Umsetzung der Regelung ist daher für die Regulierungsbehörden und Netzbetreiber nachvollziehbar und praktikabel.

660 Soweit in den Stellungnahmen kritisiert wurde, die Festlegung skizziere eine Methodik zur pauschalen Aberkennung jeglicher Besonderheiten des Geschäftsjahres mittels standardisierter Mittelwertbetrachtung ohne Einzelfallprüfung, ist klarzustellen, dass die Beschlusskammer mit der vorliegenden Festlegung keine Methodik zur Prüfung von Besonderheiten des Geschäftsjahres vorskizziert. Die konkrete Ausgestaltung angemessener Prüfansätze hat im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus zu erfolgen. Dabei ist die Wahrung der gesetzlichen und höchstrichterlichen Vorgaben selbstverständlich. Eine teilweise in den Stellungnahmen geforderte gesamthafte Betrachtung der Kostensituation ist hingegen abzulehnen, da sie dem Sinn und Zweck der Regelung zuwiderlaufen würde.

9.4.2 Erlöse und Erträge

661 Als spiegelbildliche Regelung zu Erlösen und Erträgen sieht Tenorziffer 5.4 S. 2 vor, dass auch insoweit Anpassungen an den Werten aus dem Basisjahr erfolgen können. Bei der Berechnung von Netzkosten und der Frage, ob diese betriebsnotwendig sind, ist es grundsätzlich irrelevant, ob durch einen Basisjahreffekt überhöhte Kosten oder atypisch geringe Erlöse oder Erträge ausgewiesen werden. Bei der Regelung zu Erlösen und Erträgen erfolgt ergänzend zum Wortlaut von Tenorziffer 5.4 S. 1 eine Klarstellung, dass hier im Ergebnis auf die Erlöse und Erträge eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers abzustellen ist. Damit erfolgt eine Anknüpfung an das maßgebliche Kriterium zur Bewertung der Betriebsnotwendigkeit der gesamten Kostenbasis.

Entwurf

662 Im Ergebnis ist in diesen Fällen ein angemessener Wert anzusetzen, der über den Wert der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnungen hinausgehen kann. Hierbei handelt es sich lediglich um eine spiegelbildliche Regelung zu den Kosten nach Tenorziffer 5.4 S. 1, wo im Ergebnis eine Kürzung von Kosten auf einen angemessenen Wert erfolgen kann. In den Einzelfällen, in denen eine Anwendung der Regelung zu Erlösen und Erträgen denkbar ist, wird insbesondere zu bewerten sein, inwiefern ein Netzbetreiber bei einer bestehenden, ggf. auch konstanten Kostenbasis ausgerechnet im Basisjahr einen atypisch geringen Erlös oder Ertrag aufgrund von Sondereffekten aufweist. Bei der Anwendung der Regelung ist sicherzustellen, dass keine isolierte Betrachtung von verringerten Erlösen erfolgt und ein möglicher Zusammenhang mit verringerten Kosten in den Blick genommen wird. Es ist dem Netzbetreiber unbenommen, darzulegen, welche nachvollziehbaren Gründe zu den atypisch geringen Erlösen geführt haben oder dass gleichermaßen die korrespondierenden Kosten gesunken sind.

663 Einem Partialbenchmark, wie in einzelnen Stellungnahmen angemerkt, kommt diese Regelung nicht gleich. Es handelt sich nicht um einen Quervergleich von verschiedenen Unternehmen, sondern es erfolgt vielmehr – wie auch bei Tenorziffer 5.4 S. 1 – lediglich eine Betrachtung des betroffenen Unternehmens selbst.

664 Eine Hinzurechnung auf die Kosten des Basisjahres ist im Hinblick auf das Verbot, Plankosten anzusetzen (Tenorziffer 3.2 der Festlegung GasNEF), weiterhin ausgeschlossen. Die in einzelnen Stellungnahmen geforderte Aufnahme einer Regelung für sogenannte negative Besonderheiten, was faktisch eine Hinzurechnung auf die Kosten des Basisjahres darstellen würde, ist daher abzulehnen.[40]

665 Klarstellend sei darauf hingewiesen, dass mit den Regelungen wie in der bisherigen Rechtslage eine Bewertung von Einzelpositionen erfolgt und keinesfalls die Repräsentativität der gesamten Kostenbasis bewertet werden soll.

[40] Nähere Ausführungen mit Blick auf das Verbot, Plankosten anzusetzen, finden sich in der Festlegung GasNEF unter Abschnitt 7. Netzkostenermittlung durch Kostenprüfung (Tenorziffer 3).

Entwurf

10. Preis- und Produktivitätsanpassung der operativen Kosten (Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach Tenorziffer 6)

666 Zu der Ausgestaltung der Regelungen in Tenorziffer 6.1 zum Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) und 6.2 zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen) gelten die folgenden Ausführungen. Die Regelungen zum VPI nach Tenorziffer 6.1 sind hierbei abschließend, während zu der näheren Ausgestaltung des Xgen eine Methodenfestlegung nach den Vorgaben in Tenorziffer 6.2 ergehen wird.

10.1 Notwendigkeit eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors

667 Das Ausgangsniveau der zugestandenen Erlösobergrenze bildet die Kosten des Basisjahres einer Regulierungsperiode ab, welche durch die Inputpreise und die Produktivität im Basisjahr bestimmt werden. In der Regulierungsperiode wird die im Basisjahr individuell festgestellte Ineffizienz dann sukzessive abgebaut. Dies ist für Netzbetreiber vorteilhaft eingedenk des Umstandes, dass im perfekten Wettbewerb sich der Effizienzabbau sofort einstellen würde. Parallel zu dieser individuellen Effizienzvorgabe wird sich aber auch die Produktivität der ganzen Branche verändern. Auch hierfür braucht es einen Anpassungspfad. Beides, die individuelle zu erreichende und die allgemeine Produktivitätsentwicklung, steht in engem Zusammenhang und muss in einer Bestimmung von individueller Effizienzvorgabe und sektoraler Produktivitätsvorgabe Eingang finden. Ein im Basisjahr effizientes Unternehmen soll durch die allgemeine Produktivitätsvorgabe angereizt werden die allgemeinen Produktivitätssteigerungspotentiale auszuschöpfen, um im nächsten Basisjahr ein effizientes Unternehmen zu bleiben. Nicht völlig effiziente Unternehmen müssen gleichsam die Bewegung der Effizienzgrenze selbst und zusätzlich die Aufholung zur Effizienzgrenze meistern.

668 Ziel der Anpassung von Kostenanteilen des Basisjahres nach Tenorziffer 6 mit VPI-Xgen ist es also, eine Fortschreibung der Erlösobergrenze zu bewirken, welche die Kostenentwicklung eines Netzbetreibers abbildet, der (außer der individuellen Effizienzvorgabe) auch die sektorale Produktivitätssteigerung vollständig umsetzt. Die jährliche Anpassung dieser Kosten während der Regulierungsperiode zielt mithin darauf ab, eine Preisentwicklung bei den

Entwurf

Netzentgelten sicherzustellen, wie sie sich auch in einem wettbewerblich organisierten Sektor einstellen würde.

669 Schon im perfekten Wettbewerb gilt, dass sich Outputpreisveränderungen als Differenz aus den Wachstumsraten der Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung ergeben. Der perfekte Wettbewerb hat dann eine disziplinierende Wirkung. In funktionsfähigen Wettbewerbsmärkten passen konkurrierende Marktteilnehmer ihre Outputpreise so an, dass ihre Wachstumsrate der Wachstumsrate der Inputpreise abzüglich des allgemeinen Produktivitätsfortschritts entspricht. Der Wettbewerbsdruck sorgt dafür, dass Unternehmen Produktivitätsfortschritte (z.B. durch technischen Fortschritt) realisieren und diese unter Berücksichtigung etwaiger Inputpreisanstiege in Form von Wettbewerbspreisen (dies können sowohl Preissenkungen als auch –anstiege sein) an die Endkunden weiterreichen. In Wirtschaftsbereichen, in denen die üblichen Wettbewerbsprozesse wegfallen (z.B. natürliche Monopole), ist dieser Wirkungsmechanismus per se nicht gegeben und muss deshalb simuliert werden.

670 Der VPI bildet auf die Gesamtwirtschaft bezogen und unter der Annahme eines perfekten Wettbewerbs diesen Zusammenhang ab. Würden sich in der Netzwirtschaft die gleichen Einstandspreisanstiege und Produktivitätssteigerungen wie in der Gesamtwirtschaft einstellen, so wäre eine Weiterentwicklung der Kostenbasis analog zur Gesamtwirtschaft geboten. Bei Zugrundelegung dieser fiktiven Annahme könnte die Erlösobergrenze mit dem VPI fortgeschrieben werden. Allerdings wäre es nicht sachgerecht, netzbetreiberspezifische Kosten alleinig mit dem VPI anzupassen. Denn der VPI ist eine gesamtwirtschaftliche Größe, die sich aus allen Sektoren zusammensetzt. Die Energiewirtschaft und die als Teilbereich darin enthaltene Netzwirtschaft tragen nur zu einem kleinen Teil zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung bei. Die Erlösobergrenze für Netzbetreiber sollte somit nicht analog zur Gesamtwirtschaft, sondern um netzbetreiberspezifische Kostensteigerungen bzw. Produktivitätsentwicklungen angepasst werden. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor korrigiert die allgemeine Geldwertentwicklung um genau diese netzbranchenspezifischen Besonderheiten und gibt sinngemäß an, um wie viel sich das Niveau der inflationsbereinigten Erlöse erhöhen darf oder verringern muss.

671 Der Xgen sorgt als Korrekturinstrument zum VPI somit für eine sachgerechte Anpassung. Er ist definiert als die Summe der Differenz zwischen der netzspezifischen und gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung und der Differenz zwischen der

Entwurf

gesamtwirtschaftlichen und netzbetreiberspezifischen Einstandspreisentwicklung. Der Xgen stellt sicher, dass sektoraler Produktivitätsfortschritt, sofern er über den der Gesamtwirtschaft hinausgeht, bereits während der Regulierungsperiode den Netzkunden zugutekommt. Umgekehrt ermöglicht genau diese Korrektur den Netzbetreibern, potentielle sektorale Inputpreissteigerungen bereits während der Regulierungsperiode an die Netzkunden weiterzugeben, sofern sie die gesamtwirtschaftlichen Inputpreissteigerungen übersteigen. Der Xgen ermöglicht somit eine für Netzbetreiber und Netznutzer faire Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode. Es handelt sich beim Xgen somit nicht um ein Regulierungselement, welches eine der beiden Seiten grundsätzlich bevorzugt oder benachteiligt.

672 Die Notwendigkeit eines Korrekturinstruments zum VPI ist umso dringlicher, je länger die Regulierungsperiode bemessen ist. So würde ein Xgen von 1 % in einer fünfjährigen Regulierungsperiode zu einer Korrektur des VPI um ca. 5 % im letzten Jahr der Regulierungsperiode führen. Der Korrekturbedarf für den VPI besteht jedoch auch im Falle einer kürzeren Regulierungsperiode: In einer dreijährigen Regulierungsperiode würde ein Xgen von 1 % im letzten Jahr der Regulierungsperiode zu einer Korrektur von ca. 3 % führen.

673 Der Term, mit dem die anzupassenden Kostenanteile des Ausgansniveaus an die Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung angepasst werden, ergibt sich aus dem Produkt der jährlichen Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex, welche zuvor mit dem Term Xgen um das Differential zwischen Gesamt- und Netzwirtschaft korrigiert wurden.

674 Diese Formel unterscheidet sich vom bisherigen in der ARegV festgelegten Anpassungsterm, bei welchem zunächst die VPI-Änderung über mehrere Jahre berechnet wurde, welche anschließend um einen Term PF_t (jetzt: Xgen) korrigiert wurde, welcher ein mehrjähriges Differential zwischen Gesamt- und Netzwirtschaft abbilden sollte:

$$\left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) = \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - (1 + PF)^t + 1\right)$$

675 Dieser bisherige Anpassungsterm bewirkt jedoch keine mathematisch korrekte Anpassung. Der Xgen wird bestimmt als Differenz jährlicher Wachstumsraten und muss daher auch als Korrekturterm jährlicher Wachstumsraten angewandt werden.

676 In mehreren Stellungnahmen wurde gefordert, den Xgen im Gasbereich abzuschaffen. Als Alternative wurde vereinzelt vorgeschlagen, den Xgen im Zweifel bei 0 % festzulegen. Die Forderung wurde in mehreren Stellungnahmen damit begründet, dass dieser angesichts des

Entwurf

absehbaren Ausstiegs aus der Erdgasversorgung bis zum Jahr 2045 im Gasbereich allenfalls negative Werte annehmen könne, in der Methodik jedoch auf Wachstum ausgerichtet sei. Diese Stellungnahmen verkennen allerdings, dass die systematische Notwendigkeit eines Xgen nicht darauf beruht, dass der Xgen positiv ist – die Methode lässt negative Werte ebenso zu. Die Notwendigkeit des Xgen ergibt sich aus der Tatsache, dass die Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung der Netzwirtschaft auch in Zukunft mit großer Wahrscheinlichkeit nicht mit der der Gesamtwirtschaft übereinstimmt. Dass ein einzelner Wirtschaftssektor sich in gleicher Weise entwickelt wie die Gesamtwirtschaft, ist nicht die Regel, sondern eine Ausnahme, da kaum ein Sektor repräsentativ für die Gesamtwirtschaft ist. Konkret werden in der Netzwirtschaft sehr spezielle Inputs und Technologien verwendet. Der Ansatz eines Xgen i.H.v. 0 % setzt voraus, dass der Gasnetzsektor sich in gleicher Weise entwickelt wie die Gesamtwirtschaft. Dies ist in Anbetracht der absehbaren Entwicklung im Gassektor besonders unwahrscheinlich.

677 Teilweise wurde die Forderung auch an Bedenken hinsichtlich einer Fortführung eines Effizienzvergleiches im Gasbereich geknüpft. Vor dem Hintergrund unterschiedlich verlaufender Transformationspfade und Abschreibungspraktiken sei ein solcher fragwürdig. Generell ist die Malmquist-Methodik nur durchführbar, solange es einen Gasnetz-Effizienzvergleich gibt. Die Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor) berücksichtigt diesen Punkt explizit. Insoweit werden dort – und nicht in dieser Festlegung – Vorgaben gemacht, wie mit der Ermittlung des Xgen umzugehen ist, wenn kein Effizienzvergleich durchgeführt wird.

678 Zusätzlich wurde teilweise angeführt, dass eine Abschaffung des Xgen sowohl bei den Netzbetreibern als auch bei den Regulierungsbehörden zu Vereinfachungen führe. Es stelle sich die Frage, ob noch wesentliche Unterschiede zwischen der Gesamtwirtschaft und dem Netzbetrieb gegeben seien. Auch sei fraglich, ob der damit verbundene bürokratische Aufwand – insbesondere hoher Prüfungsaufwand, wiederholte höchstrichterliche Auseinandersetzungen sowie die daraus resultierende Verlängerung der Verfahrensdauer – gerechtfertigt sei. Diese Argumentation verkennt, dass wie dargestellt, schon allein konzeptionell ein Xgen gerechtfertigt ist, da die Netzwirtschaft nicht repräsentativ für die Gesamtwirtschaft ist. Ebenfalls wird verkannt, dass die quantitative Relevanz des Xgen für die Erlösobergrenze und Netzentgelte den regulatorischen und gerichtlichen Aufwand

Entwurf

rechtfertigt. In der Methodenfestlegung werden darüber hinaus Maßnahmen berücksichtigt, die den Aufwand der Datenermittlung verringern werden.

679 Zudem wurde im Einzelnen kritisiert, dass ein Gleichlauf der Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft in den Erwägungen als fiktive Annahme bezeichnet worden sei. Dann sei auch das Gegenteil, also das Auseinanderlaufen von Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung in Form einer Besonderheit bloß eine fiktive Annahme. Dass die Energiewirtschaft nur ein Teil der Gesamtwirtschaft ist, könne die letztgenannte Annahme nicht stützen. Erforderlich seien Treiberanalyse, Hypothesenbildung und Hypothesentest sowie eine Bewertung der Kosten und Nutzen. Zusätzlich zu den obigen Ausführungen ist festzuhalten, dass die bisherigen Xgen -Festlegungen robuste Unterschiede zwischen Gesamt- und Netzwirtschaft aufzeigen. Der Xgen ist ein flexibles Regulierungsinstrument, so dass im Falle eines Gleichlaufens zwischen der Netz- und Gesamtwirtschaft ein Xgen i.H.v. 0 ermittelt und angewandt wird. Darüber hinaus zeigen Analysen, dass der VPI nicht mit der OPEX-Kostenentwicklung der Netzwirtschaft korreliert.

10.2 Wert des Verbraucherpreisgesamtindexes

680 In vielen Stellungnahmen wurde kritisiert, dass auf den Wert des veröffentlichten VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i der Regulierungsperiode zurückgegriffen werde und es sich hierbei um eine Inkonsistenz im Regulierungssystem zulasten der Netzbetreiber handele.

681 Diese Einschätzung teilt die Beschlusskammer nicht. Die Heranziehung des letzten verfügbaren Ist-Wertes entspricht zunächst dem Grundansatz im Regulierungssystem. Der Budgetansatz der Anreizregulierung setzt durch die zeitweise Entkopplung von Kosten und Erlösen – auch neben der Effizienzvorgabe – Anreize, Optimierungspotentiale zu heben und so temporär Zusatzgewinne zu realisieren (siehe hierzu auch Abschnitt 6.1.2). Das Budget sollte dabei soweit wie möglich ex ante feststehen, also vor Beginn des jeweiligen Jahres. Andernfalls kann es dazu kommen, dass sich das Budget im Nachgang als niedriger herausstellt, was aus unternehmerischer Perspektive – in der Wirkung – einer nachträglichen Kürzung ähnlich sein dürfte. Durch den Ansatz von Planwerten mit anschließendem Plan-Ist-Abgleich geht auch zulasten der Netzbetreiber Planungssicherheit verloren. Abweichungen, welche letztlich beim Ansatz von Planwerten nicht vermeidbar sind, wären unter Verzinsung auszugleichen. Ist-Werte sind hingegen gesicherte Werte, mit denen Transparenz und

Entwurf

Verlässlichkeit für alle Beteiligten besteht. Darüber hinaus ist der Ansatz von Planwerten mit Plan-Ist-Abgleich in der Abwicklung erheblich aufwendiger, da notwendigerweise Prognosen zu erstellen sind und ein Abgleich zwischen Prognosewert und anzusetzendem Wert vorzunehmen ist. Vor diesem Hintergrund stellt der Ansatz von Planwerten im Regulierungssystem eine Ausnahme dar.

682 Mit Blick auf den VPI sind die Gründe für diesen Grundansatz gerade einschlägig. Dies gilt insbesondere für ein möglichst ex ante feststehendes Budget und damit verbundener Planungssicherheit. Insoweit bestehen wesentliche Unterschiede zum Kapitalkostenaufschlag, bei dem Planwerte herangezogen werden. Beim Kapitalkostenaufschlag wird beim Ist-Abgleich auf die individuellen Kapitalkosten abgestellt. Eine nachträgliche Kürzung beim Plan-Ist-Abgleich entspricht dadurch eins zu eins gegenüber den Planansätzen geringeren Kapitalkosten. Damit entsteht hier gerade keine relevante Planungsunsicherheit. Auch ungeplante und unbeabsichtigte Verzögerungen, etwa bei der Bescheidung von Erlösobergrenzen, bieten keine Begründung dafür, bewusst eine entsprechende Reduktion der Planungssicherheit im Regulierungsrahmen anzulegen.

683 Der letzte verfügbare Ist-Wert des VPI ist dabei der Wert des vorletzten Kalenderjahres (t-2). Auch der VPI-Wert des Vorjahres (t-1) ist vor Veröffentlichung der Netzentgelte des jeweiligen Jahres noch nicht veröffentlicht. Der Wert des VPI des Vorjahres wurde vom Statistischen Bundesamt zuletzt am 16. Januar des Folgejahres veröffentlicht.[41]

684 Mittelfristig strebt die Europäische Zentralbank (EZB) eine Inflationsrate von 2 % an. Der EZB-Rat versteht dieses Ziel als ein symmetrisches Ziel. Symmetrie bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der EZB-Rat negative Abweichungen von diesem Zielwert als ebenso unerwünscht betrachtet wie positive. Das Inflationsziel von 2 % bildet einen klaren Anker für die Inflationserwartungen, was für die Gewährleistung von Preisstabilität von entscheidender Bedeutung ist.[42] Vor diesem Hintergrund sind dauerhaft unterhalb von 2 % liegende Inflationen ebenso wie dauerhaft oberhalb von 2 % liegenden Inflationen eher unwahrscheinlich. Im Rahmen gewöhnlicher Schwankungen um den Zielwert von 2 % wirkt sich die Heranziehung des Wertes des vorletzten Kalenderjahres nur in geringem Umfang aus und gleicht sich, auch bei einem Nachlaufen, über den Zeitverlauf aus. Kommt es trotz des

[41] Vgl. für 2024: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2025/01/PD25_020_611.html
[42] Vgl. Erklärung zur geldpolitischen Strategie der Europäischen Zentralbank vom 8.7.2021, Nr. 5, abrufbar unter: https://www.ecb.europa.eu/home/search/review/html/ecb.strategyreview_monpol_strategy_statement.de.html

Entwurf

Zielwertes der EZB von 2 % zu einem Sprung der Inflation – wie etwa im Zuge des Überfalls Russlands auf die Ukraine – hätte auch ein Planansatz nicht abgeholfen, da gerade solche Entwicklungen bei der Ermittlung eines geeigneten Prognosewertes noch nicht berücksichtigt werden konnten. Ein Planwert hätte dabei den Sprung der Inflation ebenfalls nicht abgebildet. Vielmehr wäre es hier bis zum Plan-Ist-Abgleich ebenfalls zu einem Zeitversatz gekommen.

685 Auch das Unterbleiben einer Inflationierung zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode infolge der Heranziehung des VPI-Wertes des vorletzten Kalenderjahres ist – entgegen den Stellungnahmen – keine Inkonsistenz aufgrund des Ansatzes von Ist-Werten, sondern Ausfluss des Ansatzes, dass das System insgesamt vom Basisjahr als repräsentativem Zustand startet („Repräsentativität der Basisjahres"). Daraus folgt, dass nicht nur der VPI erst im ersten Jahr der Regulierungsperiode startet, sondern auch der Xgen und insbesondere der Abbaupfad für vorliegende Ineffizienzen. Letzteres führt dazu, dass das Ausgangsniveau zwei Jahre lang keiner Abbauvorgabe unterworfen wird, obwohl Netzbetreiber zu jeder Zeit und in jeder Konstellation Effizienzanstrengungen unternehmen sollten, so wie dies bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen der Fall ist (siehe hierzu auch die Ausführungen zu Tenorziffer 10.2). Bei einer Umstellung müsste entsprechend auch der Abbaupfad mit dem Basisjahr beginnen, so dass beispielsweise bei einem dreijährigen Abbaupfad im ersten Jahr der Regulierungsperiode der Abbau der Ineffizienzen bereits vollständig abgeschlossen sein müsste. Ein selektives Vorgehen wäre eine nicht gerechtfertigte Inkonsistenz. Entgegen den Stellungnahmen folgt aus der Beseitigung der Doppelanpassung von Kostenanteilen, die bereits anderweitig jährlich in der Regulierungsformel angepasst werden (Kapitalkosten, volatile Kostenanteile) auch nicht, dass nicht mehr der Wert des VPI des vorletzten Kalenderjahres herangezogen werden dürfte. Insoweit fehlt es schon an einem systematischen Zusammenhang.

686 Hinzu kommt, dass aus einem Anstieg des VPI häufig erst zeitversetzt ein Anstieg der realen Kosten des Netzbetreibers resultiert. Beispielweise reagieren die Tarifvertragsparteien mit höheren Gehältern, (und daraus folgenden Erhöhungen der Personalkosten) regelmäßig nachträglich auf die vergangene Inflation. Andere Gründe für Lohnsteigerungen wie eine gestiegene Produktivität, hohe Gewinne sollen damit nicht ausgeblendet werden, auch diese erfolgen aber typischerweise nachträglich und werden daher mit einem Zeitversatz bei der Anwendung des Terms VPI-Xgen pauschaliert, aber sachgerecht abgebildet. Auch bei einer expliziten Koppelung an die Inflation (z.B. Indexmiete) dürfte sich bei Mietzins, Pachtzins und

Entwurf

Entgelt für Dienstleistungen (einschließlich Software) ein Zeitversatz von mindestens einem Jahr ergeben..

687 Schließlich würde eine vorgezogene Inflationierung auf Plan-Basis bestehende Fehlanreize in Hinblick auf das Basisjahr verstärken. Denn nähme man eine Inflationierung bereits ab dem Basisjahr vor, bestünden dadurch für die Netzbetreiber zusätzlich verstärkte Anreize, Kosten möglichst im Basisjahr anfallen zu lassen. Dieser sog. Basisjahreffekt läuft jedoch der wirksamen Begrenzung der Kosten auf das effiziente Maß durch den Effizienzvergleich zuwider (vgl. zum Basisjahreffekt auch Rn. 524 f.).

688 Vor diesem Hintergrund ist auch der Vorschlag, den zweijährigen Zeitverzug auch beim VPI des Basisjahres einzubauen (VPI_{i-3} in der Formel), nicht sachgerecht. Aus den vorstehenden Gründen besteht schon keine Inkonsistenz durch die Heranziehung des VPI-Wertes des vorletzten Kalenderjahres, der durch einen solchen Alternativvorschlag abzuhelfen wäre. Überdies würde auf diese Weise eine Inflationierung mit Werten erfolgen, die bereits in das Ausgangsniveau eingeflossen sind.

689 Soweit vorgetragen wurde, dass das beabsichtigte Jährlichkeitsprinzip bei den Übertragungsnetzbetreibern den Zeitverzug bei der Anpassung des VPI beseitige, so ist dies nicht Intention der Regulierungsmethodik der Übertragungsnetzbetreiber, sondern eine methodische Folge. Das Jährlichkeitsprinzip mit komplementären Effizienzanreizen und nachlaufenden Betriebsprüfungen stellt dabei eine temporäre und gebotene zweitbeste Lösung dar. Die Besonderheit der Transformationsaufgabe der Übertragungsnetzbetreiber wird im Rahmen der Konsultationen auch nicht ernsthaft in Abrede gestellt. Sie ist in anderen Fällen weder geboten, noch lässt sie sich auf eine Vielzahl weiterer Netzbetreiber übertragen. Dabei kommt zudem auch im Jährlichkeitsprinzip kein „Plan-VPI“ zur Anwendung, sondern es ist auf festgestellte Kostenentwicklungen abzustellen, da es kein Basisjahr mehr gibt. Kostensenkungen in bestimmten Kostenarten sind in gleicher Weise unmittelbar anzusetzen. Mithin gehen in der Methodik der Übertragungsnetzbetreiber auch Chancen für Optimierungserträge, die gerade Sinn und Zweck der Anreizregulierung sind, verloren. Dies wird in der Diskussion des Systems für Übertragungsnetzbetreiber auch kritisch angemerkt. Das Jährlichkeitsprinzip bei den Übertragungsnetzbetreibern folgt auch aus der Angleichung der Regulierungssysteme Onshore und Offshore bei den Übertragungsnetzbetreibern. Das Offshore-Anschlussnetz ist ein schnell wachsender Teil des Übertragungsnetzes und wird derzeit im Rahmen der Offshore-Netzumlage in einem Jährlichkeitsprinzip reguliert.

Entwurf

Vergleichbare Situationen gibt es weder bei den Verteilernetzbetreibern noch bei den Fernleitungsnetzbetreibern.

690 Soweit in Stellungnahmen zum Sachstandspapier zudem kritisiert wurde, es habe eine Begründung in den Erwägungsgründen gefehlt, sei darauf hingewiesen, dass es sich lediglich um ein Sachstandspapier mit ersten Erwägungen handelte, die sich auf die Erörterung von Änderungen gegenüber dem Status quo fokussierten.

10.3 Keine Anpassung des Ausgangsniveaus bei bereits erfolgenden Anpassungen

691 Ein wesentlicher Regulierungsgrundsatz ist, dass einzelne Kostenarten in der Erlösobergrenze nicht doppelt während einer Regulierungsperiode angepasst werden. Zur Vermeidung einer Doppelanpassung muss die Anwendung von VPI-Xgen auf die Kostenanteile beschränkt sein, welche dem Budgetprinzip unterliegen und daher nicht bereits anderweitig jährlich in der Regulierungsformel angepasst werden.

10.3.1 Kapitalkosten

692 Bei den Kapitalkosten erfolgt eine solche Anpassung bereits durch den Kapitalkostenabgleich, bestehend aus Kapitalkostenabzug (Tenorziffer 9) und Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11). Mit dem Abzug wird das kontinuierliche Absinken der Kapitalkosten von Bestandsanlagen im Verlauf einer Regulierungsperiode berücksichtigt. Der Aufschlag hingegen führt zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze in Höhe der Kapitalkosten der nach dem Basisjahr neu vorgenommenen Investitionen.

693 Dabei beinhalten die in der Erlösobergrenze anzusetzenden Kapitalkosten durch den nominalen WACC bereits eine Zinskomponente, welche Investoren für zukünftige Preissteigerungen entschädigt. Bestandsanlagen werden nach dem Konzept der Realkapitalerhaltung (siehe hierzu Tenorziffer 7 der Festlegung GasNEF zur Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung) bewertet, sodass sich Abschreibungen anhand der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten bestimmen und folglich keine Anpassung während der Regulierungsperiode notwendig ist. Investitionen nach dem Basisjahr können überdies durch den Kapitalkostenaufschlag auf Plankostenbasis, d.h. ohne jeden Zeitverzug geltend gemacht werden. Insgesamt können somit Kapitalkostenänderungen während einer Regulierungsperiode vollständig abgeglichen werden.

Entwurf

694 Insgesamt werden die Kapitalkosten eines effizienten Netzbetreibers, welcher den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt umsetzt, durch den Kapitalkostenabgleich jährlich vollständig angepasst, sodass eine weitere Anpassung nicht sachgerecht wäre. Ein Verzicht auf eine sektorale Produktivitätsvorgabe beim Kapital bedeutet aber auch, dass Netzbetreiber, die den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt nicht umsetzen, ggf. temporär zu hohe Kapitalkosten erstattet bekommen können. Dies muss in Kauf genommen werden, da innerperiodisch nicht festgestellt werden kann (insbesondere noch nicht bei der Festlegung der Erlösobergrenze), ob ein Netzbetreiber den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt umsetzt. Erst im nächsten Basisjahr fließen die Kapitalkosten in den Benchmark ein. Soweit ein Netzbetreiber den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt dabei nicht realisiert hat, wird dies dabei durch höhere Aufwandsparameter im Effizienzvergleich reflektiert.

10.3.2 Volatile Kosten

695 Die Betriebskosten, abzüglich der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEu}), einschließlich des volatilen Kostenanteils im Basisjahr, werden mit VPI-Xgen angepasst. Die KA_{nEu} werden demgegenüber aufgrund ihrer bereits vorgesehenen individuell erfolgenden Anpassung nicht ein zweites Mal angepasst. Der volatile Kostenanteil wird zunächst in den Effizienzvergleich eingeschlossen, um eine Anwendung der individuellen Effizienzvorgabe auf diesen Kostenanteil zu gewährleisten. Der volatile Kostenanteil wird jedoch ebenfalls jährlich angepasst (Tenorziffer 8.4). Dadurch wird auch die Preisentwicklung dann bereits unmittelbar berücksichtigt. Die daraus entstehende Doppelanpassung wird adressiert, indem auch der Wert des volatilen Kostenanteils des Basisjahres als Korrekturterm innerhalb der Regulierungsformel bei der jährlichen Aktualisierung mit VPI- Xgen angepasst wird (siehe auch Erwägungen zum volatilen Kostenanteil).

10.4 Prognosegüte des Xgen

696 Es ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht erforderlich, bereits in der Festlegung RAMEN sachgerechte Maßstäbe für die Bestimmung des Xgen auch im Hinblick auf die Prognosequalität zu benennen, damit die Ermittlung wissenschaftlich fundiert und robust erfolgt. Denn es ist bereits bislang Prüfungsmaßstab, dass die verwendeten Methoden wissenschaftlichen Standards entsprechen. Eine explizite Aufnahme entsprechender Kriterien in die Rahmenfestlegung erscheint vor diesem Hintergrund nicht geboten. Vielmehr ist die Ausgestaltung der Methodik der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG

Entwurf

(Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor) vorbehalten. Auf dieser Stufe wird die Methodik entsprechend des europäischen und nationalen Rechtsrahmens konkretisiert. Die vorliegende Festlegung setzt den Rahmen für die Weiterentwicklung der Anreizregulierung. Hierbei ist der Xgen ein Baustein. Ferner tritt die Beschlusskammer der Behauptung entgegen, der Xgen sei historisch überschätzt worden. Ein systematischer Fehler in der verwendeten Methodik ist nicht gegeben, da beispielsweise im Strombereich in der zweiten Regulierungsperiode und den Vorperioden der festgelegte Xgen unterschätzt wurde.

697 Vorgetragen wurde ferner, dass eine Evaluierung der Prognosegüte der Vergangenheit ein integraler und unverzichtbarer Teil des Prognoseprozesses sein müsse. Dies sei durch den Vergleich von historischen bzw. hypothetischen Prognosewerten mit zwischenzeitlich realisierten Größen möglich. Eine Ermittlung des Prognosefehlers und etwaige Anpassungen der Prognosemethode seien in der Wissenschaft ebenso wie in der professionellen Praxis absoluter Standard. Der Vortrag eines Prognosefehlers wird nicht geteilt, zumal die Festlegung und die Evaluierung des Xgen mit den gleichen Maßstäben erfolgt, welche bereits weitgehende Sicherheitspuffer zugunsten der Netzbetreiber enthalten. Ohne letztere ergäbe sich ein konträres Bild. Darüber hinaus ist sind Prognosen stets mit Unsicherheit behaftet. Die Aussagekraft des bisherigen kurzen Zeitraums der Xgen-Ermittlung lässt eine zuverlässige Evaluation der Prognosegüte kaum zu, da es temporäre Schocks gibt (besonders stark durch die Corona-Pandemie und den Überfall Russlands auf die Ukraine), wodurch Produktivitätsmessung über den Zeitraum einzelner Regulierungsperioden mit großer Unsicherheit verbunden sind. Dem gegenüber steht auch die Beobachtung, dass beispielsweise im Strombereich der Xgen in der zweiten Regulierungsperiode unterschätzt wurde. Ein systematischer Fehler in der verwendeten Methodik ist somit nicht gegeben.

10.5 Daten zur Ermittlung des Xgen

698 Es wurde zusätzlich vorgebracht, dass die Transformation die Prognosekraft einer vergangenheitsbasierten Methode erschwere. Die Daten zur Evaluierung der vierten Regulierungsperiode zeigten, dass der Trendbruch aufgrund der Energiewende und der Zinswende verbunden mit massiven Preissteigerungen im Gas nicht berücksichtigt worden sei. Entgegen dieser Stellungnahme ist es nicht ersichtlich, inwiefern der Xgen die Gaspreissteigerung zu Unrecht nicht berücksichtigt. Treibenergie wird als volatiler Kostenanteil jährlich angepasst. Der Xgen wird als Differential zur Gesamtwirtschaft berechnet, welche von der Zinswende ebenfalls betroffen ist. Der Xgen ist eine

Entwurf

Gesamtbetrachtung der Netzwirtschaft, die ganz unterschiedliche Kostenartenentwicklungen zusammenfasst. Eine selektive Betrachtung von Entwicklungen in einzelnen Kostenarten wie der Eigenkapitalverzinsung ist daher nicht statthaft. Darüber hinaus betreffen viele dieser Themen nicht diese Festlegung, sondern die Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor) und werden dort adressiert.

699 In einer Stellungnahme wurde angemerkt, dass entgegen § 9 Abs. 3 ARegV in die zukünftige Ermittlung die Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet einbezogen werden sollen, ohne dass eine Ausnahme von Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren vorgesehen sei. Das ist nicht der Fall. Zur Klarstellung wurde gegenüber dem Sachstandspapier zu Tenor und Erwägungen eine Nachfolgeregelung zu § 9 Abs. 3 S. 3 ARegV ergänzt, wonach die Bundesnetzagentur bei der Ermittlung auf die Verwendung der Daten von Netzbetreibern verzichten kann, die die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach Tenorziffer 16 gewählt haben. Die Formulierung „Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet“ bedeutet nicht, dass Daten aller Netzbetreiber verwendet werden müssen. Vielmehr werden hierdurch räumliche Grenzen definiert und eine geografische Anforderung an die einzubeziehenden Netzbetreiber dargelegt. Besondere Vorgaben für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren werden sowohl in dieser Festlegung, als auch in der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor) konkretisiert. Generell ist festzuhalten, dass für die Bestimmung des Xgen eine belastbare und über die Zeit konsistente Datengrundlage notwendig ist. Für die Netzbetreiber des Regelverfahrens liegen umfangreich plausibilisierte Strukturdaten in sehr hoher Datenqualität vor. Dies rechtfertigt, bei der Ermittlung des Xgen auf Daten von Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren zu verzichten. Des Weiteren kann es notwendig sein, ergänzende Datenerhebungen zur Sicherstellung einer belastbaren, konsistenten und plausiblen Datengrundlage durchzuführen.

10.6 Methodik zur Ermittlung des Xgen

700 Die näheren Details zur Bestimmung des Xgen, insbesondere auch mit Blick auf den methodischen Ansatz, sind nicht Gegenstand dieser Festlegung, sondern der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor).

10.7 Sektorspezifische Ermittlung des Xgen

701 Die Ermittlung des Xgen erfolgt nach Tenorziffer 6.2 getrennt für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber einerseits und Gasverteilernetzbetreiber und

Entwurf

Fernleitungsnetzbetreiber andererseits, da davon auszugehen ist, dass die Inputpreis- und Produktivitätsentwicklungen in beiden Sektoren nicht identisch verlaufen. Angesichts der bevorstehenden Gasnetztransformation und des sich weiter beschleunigenden Stromnetzausbaus wird klar, dass beiden Sektoren zukünftig deutlich unterschiedliche Entwicklungen bevorstehen, die in einem einheitlichen Xgen kaum sachgerecht abgebildet werden kann.

10.8 Ermittlung des Xgen für eine Regulierungsperiode

702 Die Ermittlung des Xgen erfolgt zu Beginn einer Regulierungsperiode für die Dauer einer gesamten Regulierungsperiode. Dies steht im Einklang mit dem grundsätzlichen Ansatz der Anreizregulierung, der in der Entkopplung von Kosten und Erlösen eines Netzbetreibers für die Dauer der Regulierungsperiode besteht. Dem Ansatz der Anpassung der Kosten des Basisjahres mittels VPI-Xgen liegt die Annahme zu Grunde, dass das Differential zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft mittelfristig stabil ist. Dies rechtfertig einerseits die Bestimmung des Xgen aus Daten der Vergangenheit. Es rechtfertigt anderseits ebenso den Ansatz, den Xgen nur einmal pro Regulierungsperiode und für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode zu bestimmen. Ein weiterer Grund für die einmalige Ermittlung des Xgens pro Regulierungsperiode ist praktischer Natur. Im Sinne der Verfahrensbeschleunigung wird auf Daten zurückgegriffen werden, die in bereits bestehenden Verfahren von der Bundesnetzagentur erhoben werden. Die bestehenden und sich hier anbietenden Datengrundlagen werden im bisherigen System einmalig pro Regulierungsperiode von der Bundesnetzagentur erhoben, geprüft und plausibilisiert. Daraus ergibt sich, dass die Ermittlung des Xgens mit einer höheren Frequenz einen erheblichen zusätzlichen Aufwand bei den Netzbetreibern und der Regulierungsbehörde bedeuten würde. Durch die geplante Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre verkürzt sich der Anwendungszeitraum des Xgen ohnehin, wodurch sich eventuelle Vorteile einer noch höheren Frequenz der Xgen-Ermittlung reduzieren.

703 Die Bundesnetzagentur soll wie bisher möglichst den Xgen vor Beginn der Regulierungsperiode festlegen. Es handelt sich dabei aber – wie bisher – um keine Ausschlussfrist. Ein Ausschluss wäre nicht damit vereinbar, dass die Erlösobergrenze so festzulegen und die in ihre Festlegung eingehenden Werte so zu bemessen sind, dass die Netznutzungsentgelte auf der Grundlage der Kosten einer effizienten Leistungserbringung

Entwurf

unter Einschluss einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals bestimmt werden.[43]

10.9 Anwendung des VPI auf die operativen Kosten

704 Es wird als sachgerecht betrachtet, die Betriebskosten durch den VPI und einen Xgen als Korrektur dieses VPIs anzupassen. Zwar umfasst der VPI neben der gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung die Inputpreisentwicklung aller Inputgüter (also Arbeit und Kapital), sodass grundsätzlich auch ein alternativer Index infrage käme, welcher zielgenauer nur die Preisentwicklung derjenigen Inputgüter abbildet, welche die Betriebskosten ausmachen. In Österreich wird beispielsweise solch ein Netzbetreiberpreisindex (NPI) verwendet. Allerdings ist der NPI in Österreich ein Inputpreisindex, der also keine Produktivitätssteigerungen betrachtet. Folgerichtig wird der Xgen in Österreich, anders als in Deutschland, nicht als Differential zum verwendeten Preisindex berechnet. Insofern kann der österreichische Ansatz nicht als Leitbild dienen. Zudem ist der etablierte VPI bereits in der Lage, gesamthaft Produktivitätsveränderungen und Inputpreisveränderungen in einem Index abzubilden, wodurch eine Anwendung der Residualmethode möglich wird. Solange der Xgen als Differential zu demjenigen Preisindex berechnet wird, als dessen Korrekturinstrument er anschließend verwendet wird, ist die resultierende Anpassung im Allgemeinen prognostisch unverzerrt. Für den VPI spricht, dass er ein allgemein anerkannter und zeitnah präzise verfügbarer Preisindex ist, und dass eine zusätzliche Festlegung eines alternativen Preisindex, der ggf. auch noch über die Zeit angepasst werden müsste, vermieden werden kann. Die Verwendung des VPI erhöht daher die Kontinuität und Planungssicherheit für alle Beteiligten.

10.10 Weitere Vorschläge zur Ermittlung des Xgen

705 In mehreren Stellungnahmen wurde eine Berücksichtigung von Änderungen der Versorgungsaufgabe im Xgen gefordert. Dem zugrunde liegend wurde das Verständnis des Zwecks in den Erwägungen als ökonomisch unzutreffend kritisiert. Es wurde vorgeschlagen, das Verständnis durch folgende regulatorische Zweckbestimmung des Xgen in der Tenorierung zu ersetzen: Zweck des Xgen sei es, exogene Betriebskostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode abzubilden. Als Korrekturfaktor für den VPI sei der Xgen eine Prognose der Differenz aus der allgemeinen Inflation (VPI-Änderung) während der

[43] vgl. BGH, Beschluss vom 26. Oktober 2021 – EnVR 17/20 –, juris Rn. 54.

Entwurf

Regulierungsperiode und der exogenen Betriebskostenänderung der Netzbranche während der Regulierungsperiode.

706 Grundsätzlich betreffen diese Argumente Abwägungen, die der Methodenfestlegung vorbehalten sind. Im Rahmen der Rahmenfestlegung lässt sich bereits festhalten, dass die Verwendung des VPI zur Abbildung der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung durchaus geeignet ist. Diese Frage wurde bereits in der dritten Regulierungsperiode diskutiert und abschließend gerichtlich bestätigt.[44] Eine abgeänderte Darstellung des regulatorischen Zwecks des Xgen ist ferner nicht nötig. Die Entscheidung, was der Xgen abbilden soll, bleibt somit der Methodenfestlegung vorbehalten. Eine einseitige Fokussierung auf Betriebskostenänderungen der Netzbranche ist mithin nicht geboten, da so bspw. Substitutionseffekte zwischen Kapital- und Betriebskosten ungerechtfertigterweise nicht berücksichtigt werden würden. Auch eine Abbildung des Xgen in einem sog. „OPEX-Xgen“ unter Berufung auf eine Ausweitung der Versorgungsaufgabe wäre nicht sachgerecht. So beinhaltet der Vorschlag bspw. ein Endogenitätsproblem: Große Netzbetreiber haben auf den ermittelten Wert einen größeren Einfluss, was seine Repräsentativität für kleinere Netzbetreiber in Frage stellt. Außerdem kann eine Abbildung der Erweiterung der Versorgungsaufgabe im Xgen im Gasbereich zu einer Doppelanpassung führen. Im Gasbereich ist dieses Thema vor dem Hintergrund einer schrumpfenden Versorgungsaufgabe weniger relevant bzw. der vorgeschlagene Ansatz könnte sogar für Überkompensationen sorgen.

10.11 Anmerkungen zum Verfahren

707 Das Sachstandspapier hat keine Ergebnisse des von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachtens zur zukünftigen Ausgestaltung des Xgen vorweggenommen. Im Zuge der Entwicklung des NEST-Prozesses werden verschiedene Aspekte der zukünftigen Anreizregulierung parallel bearbeitet und entwickelt. Die zum Sachstandspapier erfolgte Konsultation der Tenorziffern stellten insoweit keine abschließende Entscheidung der Beschlusskammer und keine Vorgaben für das Ergebnis von Gutachten dar, die im Zuge der Methodenfestlegungen Teilaspekte dieser Festlegung betreffen. Insoweit berücksichtigt die Beschlusskammer die Ergebnisse aus dem Gutachten zur zukünftigen Ausgestaltung des Xgen und entwickelt eine sachgerechte Weiterentwicklung des Xgen, sowohl in dieser Festlegung,

[44] Vgl. etwa BGH, Beschluss vom 26.01.2021 – EnVR 7/20–, juris Rn. 33 ff.

Entwurf

als auch in der entsprechenden Methodenfestlegung, in Zuge derer das Gutachten erstellt wird.

10.12 Verfahrensregelungen (Tenorziffer 6.1 S. 3)

708 Gemäß Tenorziffer 6.1 S. 3 wird im Hinblick auf die entsprechende Verfahrensfrage geregelt, dass die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf den VPI (der Xgen steht zu diesem Zeitpunkt bereits fixiert fest) durch den Netzbetreiber erfolgt. Der Einordnung als Verfahrensregelung ergibt sich daraus, dass auf ein Antragsverfahren oder eine Vorabanzeige verzichtet wird.

11. Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 7)

709 Der zuvor als „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile“ bekannte Sachverhalt wird, orientiert am Wortlaut von § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG, umbenannt. Die Bezeichnung lautet: Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEu}).

710 Mit der Regelung in Tenorziffer 7 wird die allgemeine politische Leitlinie in § 21a Abs. 1 S. 4 EnWG aufgegriffen, wonach bei der Ermittlung von Obergrenzen die durch den jeweiligen Netzbetreiber beeinflussbaren Kostenanteile und die von ihm nicht beeinflussbaren Kostenanteile unterschieden werden sollen. Zudem enthält § 21a Abs 3 S. 3 Nr. 3 EnWG ein Regelbeispiel zur Unterscheidung von beeinflussbaren Kostenanteilen und solchen Kostenanteilen, bei denen keine Effizienzvorgaben umsetzbar oder die einer gesonderten nationalen oder europäischen Verfahrensregulierung unterworfen sind, einschließlich ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode. Hierbei können insbesondere Kostenanteile als nicht beeinflussbar angesehen werden, die sich aus tatsächlich entstehenden Betriebssteuern und Abgaben sowie aus gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten (siehe hierzu jedoch Tenorziffer 7 S. 2 der Festlegung GasNEF) ergeben können, sowie Kosten, die sich aus anderen gesetzlichen Übernahmeverpflichtungen des Netzbetreibers im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb einschließlich Digitalisierungsmaßnahmen ergeben können.

711 In der Begründung der Gesetzesnovelle wird diese Vorgabe dahingehend konkretisiert, dass damit für die Regulierungsbehörde unter anderem die Befugnis verbunden ist, Kosten, die aufgrund gesetzlicher Vorgaben entstehen, ohne dass diese vom Netzbetreiber beeinflusst werden können, entsprechend zu qualifizieren (BT-Drs. 20/7310, S. 82).

Entwurf

712 Die Beschlusskammer teilt diese grundsätzlichen Erwägungen und sieht die getrennte Behandlung von beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach wie vor als sachgerecht an. Auch im System der mittelfristig dreijährigen Regulierungsperioden mit einem Kapitalkostenabgleich soll diese Systematik im Hinblick auf die Kostenanteile, die nunmehr als KA_{nEu} bezeichnet werden, grundsätzlich fortgeführt werden.

713 Diesbezüglich kann jedoch nicht ohne Weiteres ein Kostenanteil nur deshalb als KA_{nEu} fortgeführt werden, weil er nach der bisherigen Rechtslage gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Position vom Verordnungsgeber geregelt war. Vielmehr ist nach der aktuellen Rechtslage, insbesondere nach § 21a Abs. 1 EnWG, eine Entscheidung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG zu treffen.

714 Hierzu werden auf der Ebene dieser Festlegung zunächst abstrakte Kriterien für die Kategorie der KA_{nEu} festgelegt. Diese abstrakten Kriterien zur Ausgestaltung des Rechtsbegriffs sind nicht nur die Richtschnur zur Einordnung verschiedener Kostenkategorien durch diese Rahmenfestlegung, sondern entfalten auch eine entsprechende Wirkung für nachfolgende Methodenfestlegungen, sofern auf dieser Ebene weitere Sachverhalte im Hinblick darauf geprüft werden, ob diese KA_{nEu} darstellen.

715 Konzeptionell hat sich die Beschlusskammer dazu entschieden, im Sinne einer zügigen Verfahrensführung auf der Ebene der Rahmenfestlegung nicht nur abstrakte Kriterien festzulegen, sondern auch sämtliche Kostenanteile, die bisher verordnungsrechtlich oder regulatorisch als dauerhaft nicht beeinflussbar angesehen werden, anhand der definierten Kriterien abschließend zu prüfen und entsprechend einzuordnen. Dies umfasst insbesondere den bisher in § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV aufgeführten Katalog. Weitere Sachverhalte können erforderlichenfalls auf der Ebene einer weiteren Methodenfestlegung abgehandelt werden. Dieses Konzept entspricht grundsätzlich auch der bisherigen Systematik, wonach der Verordnungsgeber einen Katalog von Kostenanteilen nach den bisherigen Maßgaben verordnungsrechtlich bestimmt hat und zugleich die Regulierungsbehörde für weitere Sachverhalte die Einordnung bestimmen konnte.

716 Auch weitere Sachverhalte, die bereits jetzt an die Regulierungsbehörde herangetragen wurden, können auf der Ebene einer etwaigen weiteren Methodenfestlegung beizeiten anhand der Kriterien dieser Rahmenfestlegung entsprechend eingeordnet werden. Sollte jedoch eine Vorprüfung der Beschlusskammer ergeben, dass keine weiteren Kostenanteile die

Entwurf

hier definierten Kriterien als KA_{nEu} erfüllen, könnte es auch beim Katalog gemäß dieser Rahmenfestlegung verbleiben.

717 Das Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG zu Kostenanteilen, die einer gesonderten nationalen oder europäischen Verfahrensregulierung unterworfen sind, hat für Verteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber keine praktische Relevanz.

11.1 Kriterien für KA_{nEu} (Tenorziffer 7.1)

718 Bei der Entwicklung der Kriterien für die Einstufung von Kostenanteilen (also Kosten, Erlösen und auch Erträge) als KA_{nEu} stellt die Beschlusskammer als Ausgangspunkt im Ergebnis übereinstimmend mit dem Gesetzgeber auf den Wortlaut des Regelbeispiels von § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 1. HS 1. Alt EnWG ab. Hiernach kann die Einordnung anhand der Fragestellung vorgenommen werden, ob bezüglich der betrachteten Kostenanteile Effizienzvorgaben umsetzbar sind. Hierbei kommt es in erster Linie auf die Frage an, ob unternehmerisch Effizienzmaßnahmen möglich sind.

719 Mit der Abkehr vom Wortlaut der alten Fassung des § 21 Abs. 4 EnWG („Kostenanteile, die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden beruhen“) macht der Gesetzgeber in dem vom ihm formulierten Regelbeispiel nunmehr deutlich, dass die Einordnung der Kostenanteile vorrangig anhand ökonomischer Kriterien erfolgen kann. Wesentliches Kriterium ist demnach die Nicht-Umsetzbarkeit von Effizienzvorgaben. Aus einer ökonomischen Sicht kann hierzu betrachtet werden, inwiefern betriebswirtschaftlich eine Beeinflussung des Anfalls und der Höhe der Kosten möglich ist. Aus einer ergänzenden ökonometrischen Untersuchung könnte zudem die Herleitung und Wirkweise des Effizienzvergleichs betrachtet werden (Welche Folgen im Effizienzvergleich hätte die Berücksichtigung der Kosten als Teil des Aufwandsparameters? Könnte der Kostenanteil im bestehenden oder künftigen Effizienzvergleich (voraussichtlich) durch bestehende oder neue Parameter abgebildet werden?). Die Beschlusskammer erachtet diese Aspekte bzw. Fragestellungen als sachgerechten Ausgangspunkt für die Abgrenzung von beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen im Sinne von § 21a Abs. 1 S. 4 EnWG.

720 Im Zusammenhang hierzu hat die Bundesnetzagentur im Eckpunktepapier NEST bereits Vorüberlegungen zu möglichen Kriterien festgehalten und zur Konsultation gestellt, ob und wie die Kriterien der Werthaltigkeit, Exogenität, Gleichartigkeit und Volatilität angesetzt werden können, um diese Abgrenzung vorzunehmen. Nach der Auswertung der

Entwurf

Stellungnahmen hat die Beschlusskammer die Ausgestaltung und Abgrenzung der Kriterien konzeptionell fortentwickelt. Im Folgenden erfolgen eine vertiefte Herleitung und Begründung der Kriterien unter Berücksichtigung der im Rahmen der bisherigen Konsultation vorgebrachten Stellungnahmen. Eine strikte Hierarchie der im Tenor definierten Kriterien ist damit nicht verbunden. Das Kriterium der Werthaltigkeit hingegen ist lediglich ergänzend heranzuziehen.

721 Die Beschlusskammer sieht auch im Lichte der Stellungnahmen zum Sachstandspapier keinen Bedarf, weitere Kriterien zur Einordnung einer Kostenkategorie als KA_{nEu} aufzunehmen.

722 Kosten aufgrund behördlicher oder gesetzlicher Vorgaben stellen kein geeignetes Kriterium zur Einordnung dar. Die Tatsache, dass Kosten aus behördlichen oder gesetzlichen Vorgaben resultieren, trifft grundsätzlich keine Aussage zu der Frage, ob Effizienzvorgaben hinsichtlich dieser Kostenposition umsetzbar sind. Zwar können behördliche oder gesetzliche Vorgaben die Beurteilung der Exogenität oder auch die Beurteilung der Gleichartigkeit (gilt die Vorgabe für alle Unternehmen oder nur für eine begrenzte Anzahl?) beeinflussen. Als abstraktes Kriterium zur Beurteilung der Frage, ob Effizienzvorgaben umsetzbar sind, sind behördliche oder gesetzliche Vorgaben aber nicht geeignet. Aufgrund der möglichen Berücksichtigung dieser Aspekte über die vorgeschlagenen Kriterien ist die Aufnahme eines solchen Kriteriums auch nicht erforderlich. Auch Verzögerungen durch behördliche, öffentliche, ökologische, zivilrechtliche und marktliche Engpässe sind nicht als eigenständiges Kriterium zu berücksichtigen. Sämtliche Aspekte können hinreichend über die von der Beschlusskammer vorgeschlagenen Kriterien Berücksichtigung finden.

723 Schließlich ist auch die Forderung, Kostenbestandteile aufzunehmen, deren Berücksichtigung im Effizienzvergleich aus übergeordneten Gründen nicht sinnvoll erscheine, abzulehnen. Als Beispiel wurde in diesem Zusammenhang genannt, dass die Ziele gemäß § 1 EnWG gefährdet sein könnten, wenn bestimmte Kostenanteile dem Effizienzdruck unterlägen. Aus praktischer Sicht ist zunächst festzustellen, dass die Anwendung und Abgrenzung dieses Kriterium mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden wäre. Entscheidend ist, dass der Gesetzgeber die Unterscheidung von beeinflussbaren Kosten und nicht beeinflussbaren Kosten (KA_{nEu}) nicht an das Erreichen der Ziele gemäß § 1 EnWG angeknüpft hat, sondern die ökonomische Fragestellung in den Vordergrund gerückt hat, ob Effizienzvorgaben umsetzbar sind. Es ist zudem nicht ersichtlich, dass die Nicht-Einordnung einer Kostenposition als KA_{nEu}, bei der unternehmerische Effizienzmaßnahmen möglich sind, die Ziele des § 1 EnWG gefährdet. Die

Entwurf

kriteriengestützte Bestimmung der KA_{nEu} dient vielmehr der Erreichung der Ziele des § 1 EnWG, insbesondere der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas.

11.2 Exogenität (Tenorziffer 7.2)

724 Die Regelung in Tenorziffer 7.2 S. 1 macht deutlich, dass Exogenität im unternehmerischen Umfeld einen Ausnahmecharakter hat. Es wird darauf abgestellt, ob der Netzbetreiber selbst keinen eigenen Beitrag zur Entstehung der Kosten oder zur Höhe der entstehenden oder entstandenen Kosten leisten kann oder leisten konnte.

725 Hierbei wird auf eine weite zeitliche Betrachtung abgestellt. Entscheidend ist also nicht die Frage, ob sich die Kosten z.B. im Zeitpunkt einer Auszahlung als exogen darstellen, weil eine Verpflichtung besteht, sondern auch, ob und wie diese Verpflichtung eingegangen worden ist und ob und wie eine ggf. noch frühere unternehmerische und damit endogene Entscheidung hierfür ursächlich war. Sofern der Kostenanfall z.B. durch einen Netzausbau hätte verhindert werden können, spricht dies gegen die Exogenität.

726 Die Formulierung macht auch deutlich, dass selbst bei Kosten, deren Anfall dem Grunde nach dem Einfluss eines Netzbetreibers entzogen sein möge, dennoch ein Einfluss der Höhe nach bestehen kann. In solchen Konstellationen sind die Netzbetreiber gehalten, die Höhe des Kostenanteils im Rahmen ihrer Einflussmöglichkeit auf einen effizienten Maßstab zu begrenzen. Sofern z.B. die Preiskomponente eines Kostenanteils vorgegeben sein sollte, kann nach wie vor ein Einfluss auf die Mengenkomponente möglich sein.

727 Bei der Bewertung dieser Fragen ist zu berücksichtigen, dass das Gesamtsystem der Anreizregulierung an sich auch eine Gesamtwürdigung des erforderlichen Budgets darstellt. Ein Ausbrechen aus dieser Grundannahme kann also nicht bereits dann erfolgen, wenn eine Kostenkategorie nur zu einem (geringen) Anteil durch externe Faktoren vorgegeben ist. Bei einer solchen Wertung wäre eine ausufernde Einordnung zahlreicher Sachverhalte als nicht beeinflussbare Kostenanteile die Folge. Dies würde das Grundkonzept der Anreizregulierung konterkarieren. Dieses Spannungsverhältnis wird durch den dargelegten strengen Maßstab zur Exogenität adressiert. Gleichzeitig werden durch die Formulierung „in der Regel“ und die weiteren Kriterien der Gleichartigkeit und Volatilität sichergestellt, dass im Ergebnis eine sachgerechte und angemessene Einordnung der Kostenanteile erfolgen kann.

Entwurf

728 Tenorziffer 7.2 S. 2 stellt klar, dass die Exogenität auch anhand des Kriteriums der Volatilität bewertet werden kann. So kann bei dem Kriterium der Volatilität einerseits untersucht werden, inwiefern die Volatilität eines Kostenanteils (bspw. aufgrund von Preisschwankungen) negative Auswirkungen auf die Aussagekraft des Effizienzvergleichs haben (siehe hierzu unten zu Tenorziffer 7.4 und entsprechende übergeordnete ökonometrische Überlegungen). Jedoch kann auch bei einer individuellen, ökonomischen Betrachtung die Volatilität eines Kostenanteils dazu führen, dass dieser als exogen einzustufen ist. Beispielsweise kann dies für eine Preiskomponente gelten, wenn diese am (energiewirtschaftlichen) Markt faktisch bzw. in Teilen regulatorisch vorgegeben ist.

729 Demnach wird im Rahmen des Regulierungsermessens zwar einerseits besonderer Fokus auf das Kriterium der Exogenität zu legen sein, zumal dieses Kriterium sich deutlich am Wortlaut der rechtlichen Vorgaben orientiert. Gleichzeitig werden im Rahmen des Regulierungsermessens auch die Kriterien der Volatilität und der Gleichartigkeit im Hinblick auf die Fragestellungen zum Effizienzvergleich zu erörtern sein (s.u.).

11.3 Gleichartigkeit (Tenorziffer 7.3)

730 Das Kriterium der Gleichartigkeit ist ein negativ gewandetes Kriterium. Das bedeutet, gleichartige Kosten sprechen *gegen* die Einordnung als KA_{nEu}. Nach den Maßgaben des Kriteriums der Gleichartigkeit gelten Kostenanteile als beeinflussbar, wenn die Position in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise bei einer Vielzahl von Netzbetreibern gegeben ist. Bei gleichartigen Kosten besteht eine gute Aussicht, dass diese Kosten im Effizienzvergleich durch einen geeigneten Kostentreiber angemessen abgebildet werden können. Negative Auswirkungen der Einbeziehung zulasten einzelner Netzbetreiber sind dann nicht zu erwarten. Die Einordnung eines entsprechenden Kostenanteils als KA_{nEu} ist demnach nicht erforderlich.

731 Die Formulierungen im Sinne von „Vielzahl“ und „in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise“ sind hierbei im Zusammenhang mit der Kostentreiberanalyse für den Effizienzvergleich zu verstehen. Für derartige Kostenanteile können in der Regel in der Kostentreiberanalyse für den Effizienzvergleich mittels qualitativer (ökonomischer und ingenieurwissenschaftlicher), analytischer oder statistischer Methoden geeignete Kostentreiber identifiziert werden. Die Formulierungen („in der Regel“ und „indiziert“) stellen dabei sicher, dass im Rahmen des Regulierungsermessens eine sachgerechte, prognostische Entscheidung hierzu erfolgen kann. Dabei soll auch berücksichtigt werden, in wieweit ein substitutionaler Zusammenhang

Entwurf

zwischen hier zu beurteilenden Kosten und anderen Kosten, die ihrerseits nicht als KA_{nEu} klassifiziert sind, vorliegt.

11.4 Volatilität (Tenorziffer 7.4)

732 Wie erörtert, wird im Rahmen des Regulierungsermessens zur Einordnung von KA_{nEu} auch auf das Kriterium der Volatilität abgestellt. Innerhalb der Exogenität kommt es hierbei auf unternehmensindividuelle Betrachtungen an (s.o.). Bei der Bewertung als eigenes Kriterium ist wie beim Kriterium der Gleichartigkeit eine übergeordnete Betrachtung im Hinblick auf den Effizienzvergleich entscheidend. Kostenanteile, die eine hohe Volatilität aufweisen, können negative Auswirkungen auf die Aussagekraft des Effizienzvergleichs haben und könnten daher als KA_{nEu} eingestuft werden. Die Volatilität kann sich aufgrund der Eigenart, der Mengen- oder der Preiskomponente des Kostenanteils ergeben.

733 Sofern dies verneint wird und die Kosten als beeinflussbar eingestuft werden (beispielsweise weil sie wie die Treibenergie mit anderen beeinflussbaren Kostenkategorien korrespondieren können), können entsprechende Positionen jedoch noch der eigenen Kategorie der volatilen Kostenanteile nach Tenorziffer 8 zugeordnet werden.

11.5 Werthaltigkeit

734 Grundsätzlich gilt, dass je geringer die Werthaltigkeit einer Position ist, desto eher handelt es sich bei einer regulatorischen Betrachtung um beeinflussbare Kostenanteile. Denn bei dieser Bewertung kann auch die Bedeutung der Kostenposition in Relation zum Gesamtbudget in den Blick genommen werden.

735 Jedoch ist eine absolute Schwelle für die Werthaltigkeit übergreifend für jegliche denkbare Kostenpositionen nur schwerlich zu definieren. So könnte zwar jedenfalls bei sehr kleinen Kostenanteilen (Gesamtschau über alle Netzbetreiber) von vernachlässigbaren Auswirkungen auf den Effizienzvergleich ausgegangen werden. Denn derart geringe Kosten haben ceteris paribus kaum Einfluss auf den Effizienzvergleich, führen mithin nicht zu einer systematischen Verzerrung. Zudem ist eine Nicht-Anpassbarkeit derart geringer Kosten einem Netzbetreiber im Rahmen des Budgetprinzips zuzumuten, da ein derartiger Sachverhalt im Rahmen der natürlichen Schwankungen nach oben und unten einer Vielzahl von Kostenpositionen untergehen wird.

Entwurf

736 Um das Kriterium auf der Ebene der RAMEN-Festlegung jedoch abschließend auszugestalten, müsste eine prozentuale Werthaltigkeitsgrenze definiert werden und zudem geklärt werden, ob eine Gesamtschau über die Netzkosten aller Netzbetreiber oder eine Betrachtung der individuellen Netzkosten eines Netzbetreibers oder ggf. der Gruppe der Netzbetreiber, die von dieser Kostenposition betroffen ist, zu erfolgen hat. Zudem wäre zu erörtern, wie das Kriterium bei stark schwankenden Positionen zu bestimmen ist.

737 Da diese Fragestellungen je nach Kostenposition ggf. auch aus sachlichen Gründen unterschiedlich zu bewerten sind, beschränkt die Beschlusskammer das Werthaltigkeitskriterium auf den Verweis in Tenorziffer 7.6 S. 2 zu einer etwaigen weiteren Methodenfestlegung.

738 Jedoch wird auch auf der Ebene der Festlegung RAMEN das Kriterium aufgegriffen, sofern es sich um eindeutig nicht werthaltige und damit im Gesamtsystem der Anreizregulierung vernachlässigbare Kostenpositionen handelt (s.u. zu den Betriebssteuern, die lediglich 0,1 % der Netzkosten ausmachen).

11.6 Anerkennung von KA_{nEu} (Tenorziffer 7.5)

739 Mit Tenorziffer 7.5 werden die konkreten KA_{nEu} für Verteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber als solche festgelegt. Die Regelung gilt für Kosten und Erlöse, da bezüglich dieser Kostenanteile eine gesamthafte Anpassung sachgerecht ist.

740 Durchlaufende Posten erfordern keine Einstufung im Tenor, sondern werden im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus aus der Kostenbasis herausgerechnet (siehe hierzu die entsprechenden Regelungen und Erwägungen zum GasNEF). Dies betrifft die gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV sowie die Konzessionsabgaben nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 ARegV.

11.6.1 Vorgelagerte Netzkosten

741 Die vorgelagerten Netzkosten waren bisher nach Maßgabe des § 21a EnWG (a.F.) nicht zwingend als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ zu qualifizieren. Gleichwohl hat der Verordnungsgeber die vorgelagerten Netzkosten in den Katalog des § 11 Abs. 2 ARegV mit der Begründung aufgenommen, dass die erforderliche Inanspruchnahme der vorgelagerten Netzebene für den Netzbetreiber nicht beeinflussbar sei (BR-Drs. 417/07, Beschluss, S. 3). Im

Entwurf

Regierungsentwurf zur Umsetzung des EuGH-Urteils (vgl. BT-Drs. 20/7310, Ziffer 23.) finden die vorgenannten Positionen keine explizite Erwähnung.

742 Der nachgelagerte Netzbetreiber hat keinen Einfluss auf die Veränderung der Netzentgelte des vorgelagerten Netzbetreibers. Diese sind ausschließlich durch die regulatorisch anerkannten Kosten des vorgelagerten Netzbetreibers und dessen Absatzprognose getrieben. Die Preiskomponente für die vorgelagerten Netzkosten ist mithin weitestgehend exogen. Zu einem ganz überwiegenden Anteil werden auch die Absatzmengen durch den tatsächlichen Bezug der Letztverbraucher aus dem Netz des nachgelagerten Netzbetreibers determiniert (Arbeit). Aber auch die vom Letztverbraucher in Anspruch genommene Leistung, und damit auch seine eigene Jahreshöchstlast, kann der nachgelagerte Netzbetreiber bisher nur in engen Grenzen beeinflussen. Sollten in Zukunft entsprechende Beeinflussungen der vorgelagerten Netzkosten vermehrt möglich sein, behält sich die Beschlusskammer eine abweichende Entscheidung vor.

743 Bei Betrachtung der Volatilität der vorgelagerten Netzkosten erweisen sich diese zwar als verhältnismäßig konstant, wenn auch mit ansteigender Tendenz. Allerdings liegen vorgelagerte Netzkosten nicht gleichartig bei allen Netzbetreibern vor. Würden die Kosten des vorgelagerten Netzbetreibers bei diesem und (anteilig) den nachgelagerten Netzbetreibern als Aufwandsparameter angesetzt ohne (anteilig) die entsprechenden Vergleichsparameter zu berücksichtigen, käme es zu einer einseitigen Verzerrung des Effizienzvergleichs zu Lasten aller nachgelagerten Netzbetreiber. Zudem kann es im Gasbereich auch im Zuge der fortschreitenden Gasnetztransformation ggf. zu volatilen Effekten kommen.

744 Anhand der Gesamtwertung der Kriterien insb. der Exogenität, aber auch der z.T. fehlenden Gleichartigkeit erfolgt eine Einstufung dieser Kostenanteile als KA_{nEu}.

745 Im Gasbereich wird die KA_{nEu}-Position der vermiedenen Netzentgelte (Tenorziffer 7.5 S. 1 Nr. 2 im Sachstandspapier) nicht fortgeführt, da diese im Gasbereich schon bisher ohne praktische Relevanz ist. Insbesondere werden die bisherigen vermiedenen Netzentgelte für Biogas nach § 20a GasNEV als Teil der Biogasumlage nach § 20b GasNEV abgewickelt.

11.6.2 Versorgungsleistungen

746 Kosten und Erlöse aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen werden als KA_{nEu} anerkannt, sofern diese Kosten und Erlöse unmittelbar beim Netzbetreiber für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal anfallen.

Entwurf

Damit wird von den ehemaligen „Personalzusatzkosten“ nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 bis 11 ARegV lediglich der Sachverhalt der Versorgungsleistungen in der hier tenorierten Form als KA_{nEu} anerkannt. Die bisher als Personalzusatzkosten häufig gesamthaft vorgetragenen Kostenanteile wird demnach differenziert bewertet.

747 Dies bedeutet nicht, dass die übrigen Kostenanteile der Personalzusatzkosten nicht mehr als solche anerkannt werden könnten oder der Netzbetreiber gehemmt wäre, entsprechend tätig zu werden und z.B. Betriebskindergärten zu betreiben. Es entfällt lediglich die gesonderte regulatorische Behandlung als KA_{nEu}. Auch Entscheidungen der Netzbetreiber zu kostenverursachenden Maßnahmen bei der Suche nach Fachkräften werden im Rahmen der Kostenprüfung und des Budgetprinzips unter Geltung der Anreizmechanismen der Anreizregulierung anerkannt. Mit der Verneinung des Status als KA_{nEu} entfällt lediglich die Möglichkeit, die Kosten ohne einen Effizienzdruck an die Netznutzer „durchzureichen“.

11.6.2.1 Einordnung der Kostenanteile der Versorgungsleistungen in Abgrenzung zu den Lohnzusatzleistungen

748 Keine der vorgenannten Positionen war nach Maßgabe des § 21a EnWG (a.F.) zwingend als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ zu qualifizieren. Gleichwohl hat der Verordnungsgeber die Kosten in den Katalog des § 11 Abs. 2 ARegV ohne weitere Begründung aufgenommen (BT-Drs. 417/07, S. 52). Im Regierungsentwurf zur Umsetzung des EuGH-Urteils (vgl. BT-Drs. 20/7310, Ziffer 23.) findet hingegen keine der oben genannten Positionen Erwähnung.

749 Die Position der Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen hat jedenfalls eine hohe wirtschaftliche Relevanz. Die nachfolgende Grafik zeigt eine Unterteilung der Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen exemplarisch für die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber. Beide Positionen sind für sich gesehen werthaltig und haben bei Aufsummierung über den dargestellten Zeitraum einen in etwa gleich großen Anteil.

Entwurf

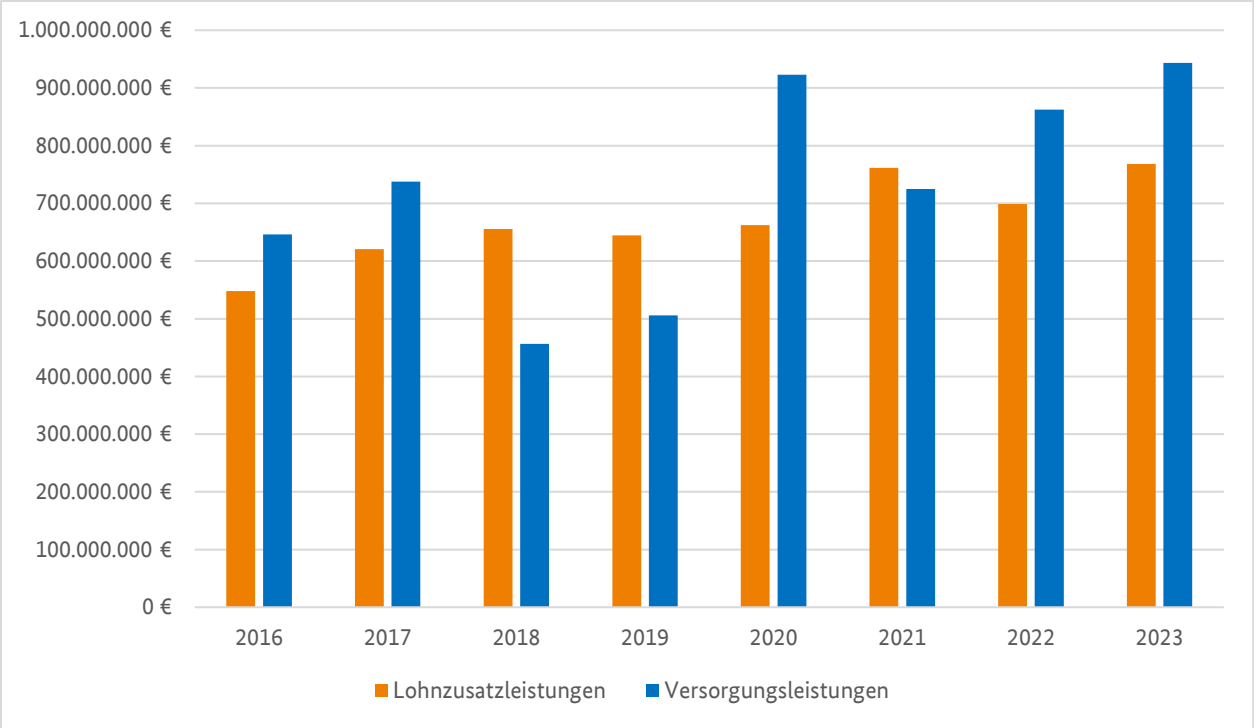

Abbildung 1: Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen von Elektrizitätsverteilernetzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (2016-2023)

750 Die Abbildung veranschaulicht jedoch, dass die Versorgungsleistungen eine höhere Volatilität aufweisen als die Lohnzusatzleistungen. Intuitiv ist dies ohne weiteres nachvollziehbar, da die Versorgungsleistungen, je nach Ausgestaltung (z.B. im Treuhandmodell), deutlich stärker von etwa Börsenwertentwicklungen abhängig sind. Einschränkend ist bei der Differenzierung der Kosten allerdings zu beachten, dass die zu Grunde liegenden Daten sich ausschließlich auf Elektrizitätsverteilernetzbetreiber beziehen und die Datenlage bis zum Jahr 2019 bzw. 2020 aufgrund von Fehleintragungen der Netzbetreiber möglicherweise nicht mit hinreichender Gewissheit belastbar ist. Die Gesamtsumme beider Positionen beträgt für den Gassektor 370 Mio. € pro Jahr. Da eine Vielzahl von Unternehmen sowohl die Sparte Gasverteiler- als auch Elektrizitätsverteilernetze betreiben, ist davon auszugehen, dass insbesondere die Versorgungsleistungen ähnlich ausgestaltet sind und sich daher der Verlauf der Lohnzusatzleistungen sowie Versorgungsleistungen insgesamt vergleichbar mit dem der Abbildung 1 darstellt. Wie aus der folgenden Abbildung 2 ersichtlich, hat eine gesonderte Auswertung in Bezug auf große Fernleitungsnetzbetreiber die Volatilität der Versorgungsleistungen ebenso wie vergleichsweise hohe Konstanz der Lohnzusatzleistungen zudem bestätigt.

Entwurf

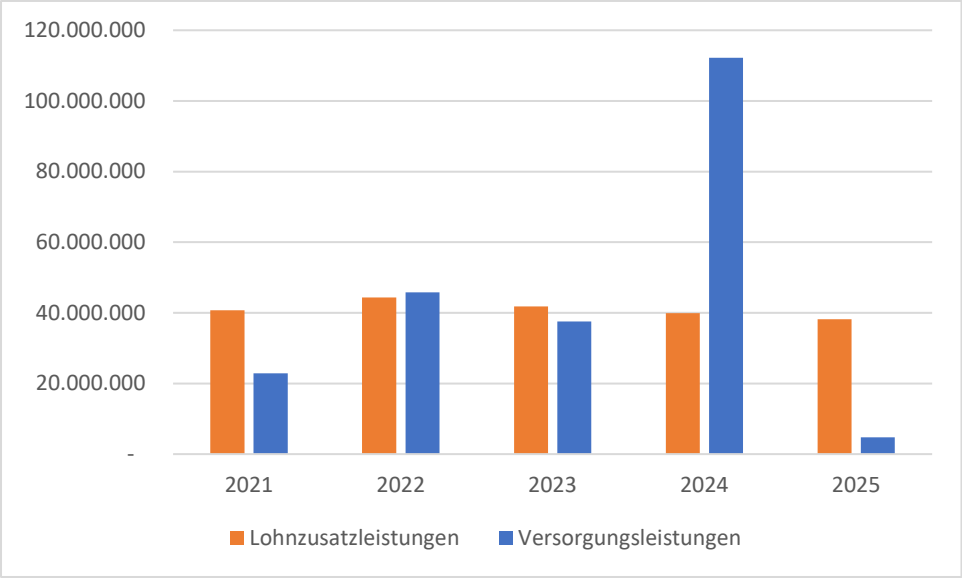

Abbildung 2: Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen großer Fernleitungsnetzbetreiber (2021-2025)

751 Anders als die Versorgungsleistungen, fallen die Lohnzusatzleistungen für eigenes Personal grundsätzlich gleichartig bei allen Netzbetreibern an und weisen eine geringe Volatilität aus. Häufig handelt es sich um tarifvertragliche Vereinbarungen (bspw. Gratifikationen), die branchenweit Anwendung finden. Hierunter fallen z.B. Kosten für Dienstwagen, Jahressonderzahlungen, Jubiläumsvergütungen, Leistungszulagen oder Mehrarbeitszuschläge). Insofern besteht eine Vergleichbarkeit mit der Lohnkomponente der Personalkosten.

752 Bei den Versorgungsleistungen verhält es sich hingegen so, dass diese sehr häufig auf Betriebsvereinbarungen beruhen und sehr unterschiedlich ausgestaltet sind. Während eine Vielzahl von Netzbetreibern sogenannte Versorgungskassen oder Versicherungen zur Altersabsicherung heranziehen, arbeiten andere Netzbetreiber mit sogenannten Treuhandmodellen. Beide Systeme führen insbesondere im Zeitverlauf zu sehr unterschiedlichen Kostenbelastungen bei den Netzbetreibern. Während bei den Lohnzusatzleistungen eher von einer geringen Volatilität auszugehen ist, ist diese bei den Versorgungsleistungen eher hoch. Bei den Versorgungsleistungen wählen die Netzbetreiber zwischen den verschiedensten Modellen, die in unterschiedlichem Maße Kosten hervorrufen. Beispielsweise können Versorgungsleistungen durch unmittelbare Zusagen des Netzbetreibers ohne wesentliche Zusatzabsicherung bewirkt werden. Dieser Sachverhalt wird sodann mit Rückstellungen beim Netzbetreiber abgebildet, bei denen aufgrund von Zinseffekten eine aufwandsseitige Volatilität der Zinskomponente bestehen kann. Alternativ

Entwurf

können Versorgungskassen oder Versicherungen herangezogen werden, was eher zu konstanten Aufwendungen führt. Zudem können Netzbetreiber ausgelagerte Treuhand-Fonds wählen, die eher marktlich agieren, was entsprechend volatile Zuführungen hervorrufen kann. Diese Wahlfreiheit führt aber letztlich dazu, dass die Versorgungsleistungen eher ungleichartig sind und je nach Modell einer unterschiedlich hohen Volatilität unterliegen.

753 Die kollektiv-arbeitsvertraglich verankerten Lohnzusatzleistungen können vom Netzbetreiber grundsätzlich beeinflusst und angepasst werden. Der Netzbetreiber hat auf längere Sicht betrachtet und auf den Zeitpunkt der Kostenverursachung bezogen, einen erheblichen Einfluss auf das Entstehen und die Anwendung einer kollektiv-arbeitsrechtlichen Vereinbarung. Zudem beeinflusst er in hohem Maße das zu Grunde liegende Mengengerüst, sprich die Anzahl der begünstigen Personen. In dieser Hinsicht sind die Lohnzusatzleistungen weitgehend mit den grundsätzlichen Personalkosten vergleichbar.

754 Im Hinblick auf Anreizwirkungen gilt, dass die Veränderung der Kostenposition der Versorgungsleistungen vielfach zu erheblichen Teilen aufgrund einer Veränderung des Zinssatzes und der daraus abgeleiteten diskontierten Bewertung erfolgt. Besondere Anreize sind für den Netzbetreiber hier nicht gegeben, er kann sich dieser Veränderung durch sein eigenes wirtschaftliches Agieren kaum entziehen. Anders sieht es bei der Position der Lohnzusatzkosten. Hier bestehen Handlungsmöglichkeiten und soweit diese Kostenpositionen dem Effizienzvergleich unterliegen, werden zugleich Anreize für den Netzbetreiber gesetzt, der Erfüllung dieser Aufgaben in effizienter Art und Weise nachzukommen. Aufgrund der Gleichartigkeit und geringen Volatilität dieser Kostenpositionen können diese zudem, wie auch die Lohnbestandteile der Personalkosten, im Effizienzvergleich abgebildet werden.

755 Diese Wertungen decken sich im Wesentlichen mit den bisher vorgebrachten Stellungnahmen zu dieser Thematik, wenn auch seitens der Netzbetreiberbranche darüber hinaus die generelle Forderung erhoben wurde, z.B. sämtliche Personalkosten zu nicht beeinflussbaren Kosten zu erklären. So wurde die Exogenität und Volatilität der Kosten in besonderem Maße bei den Altersversorgungsaufwendungen identifiziert (Verweis auf exogene Faktoren wie Sterbetafeln, Rententrends, Kapitalisierungszinssätzen und Tarifabschlüssen). Auch wurde bezüglich der Zuführungen zu Pensionsrückstellungen auf die exogenen Entwicklungen an den Finanzmärkten verwiesen. Zinsschwankungen am Finanzmarkt hätten zudem in den

Entwurf

letzten Jahren zu erheblichen Schwankungen der Altersversorgungsaufwendungen geführt. Entsprechende Argumente zu den übrigen Personalzusatzkosten wurden nicht vorgebracht.

756 Im Ergebnis werden Kosten aus Lohnzusatzleistungen und Kosten aus Versorgungsleistungen unterschiedlich behandelt. Aufgrund der höheren Volatilität und der geringeren Gleichartigkeit werden die Versorgungsleistungen als KA_{nEu} eingestuft. Die Lohzusatzleistungen weisen hingegen keine vergleichbare Volatilität auf und sind wie Personalkosten eher gleichartig, so dass eine Einstufung als beeinflussbarer Kostenanteil erfolgt.

11.6.2.2 Entfall der Stichtagsregelung

757 Bei der hier erfolgenden Anerkennung von Versorgungsleistungen als KA_{nEu} wird auf die bisherige Stichtagsregelung verzichtet. Ein solcher Stichtag lässt sich nicht aus den formulierten Kriterien in Bezug auf die Exogenität, Volatilität und Gleichartigkeit ableiten. Auch jenseits dieser ausformulierten Kriterien dürfte sich eine solche Stichtagsregelung im Hinblick auf reine Sacherwägungen nur schwerlich begründen lassen. Die Beschlusskammer behält sich jedoch vor, die Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen z.B. im Hinblick auf das Kriterium der Branchenüblichkeit bezogen auf die Energiewirtschaft und/oder die Gesamtwirtschaft zu prüfen und erforderlichenfalls die Regelung dementsprechend einzuschränken.

11.6.2.3 Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen

758 Im Hinblick auf den Wortlaut der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen wird durch eine Übernahme dieser Formulierungen aus § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV die bisherige Rechtslage insoweit fortgeführt.

11.6.2.4 Geltung für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal

759 Insoweit ist eine zum Teil klarstellende und zum Teil vereinfachende Regelung beabsichtigt, wonach die Kosten und Erlöse unmittelbar beim Netzbetreiber für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal anfallen müssen. Hierunter können auch inaktive Mitarbeiter fallen, die zuvor im Netzbereich beschäftigt waren. Erfasst ist auch die echte Arbeitnehmerüberlassung im Sinne des Arbeitnehmerüberlassungsgesetzes. Unter dem Begriff des Netzbereichs sind die

Entwurf

entsprechenden Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 S. 1 EnWG bezüglich der buchhalterischen Entflechtung zu verstehen.

760 Vereinzelt wurde in den Stellungnahmen gefordert, die Regelung auf entsprechende Kosten von konzernverbundenen Dienstleistern zu erstrecken und als KA_{nEu} anzuerkennen. Dem ist nicht zu folgen. Der Netzbetreiber hat außerhalb der Arbeitnehmerüberlassung keine echte Kostenkontrolle. Schon unter § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV war höchstrichterlich geklärt, dass die insoweit vorgenommene Differenzierung zwischen Personalkosten und Kosten für Dienstleistungen mit höherrangigem Recht vereinbar ist. Sie trägt dem Umstand Rechnung, dass sich aus betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarungen längerfristige Bindungen ergeben können, denen sich ein Netzbetreiber, der davon betroffene Arbeitnehmer einsetzt, nicht ohne weiteres entziehen kann, während Kosten, die dem Netzbetreiber für die Inanspruchnahme von Dienstleistungen entstehen, auch dann nicht zu einer in vergleichbarer Weise unumgänglichen Belastung führen, wenn die Leistungen von einem verbundenen Unternehmen erbracht werden.[45] Die Beschlusskammer hält daher an der Regelung in Tenorziffer 7.5 Nr. 2 fest.

11.6.2.5 Abbildung von Zinsanteilen im Rahmen der Anpassungsregelung bei Geltung eines WACC-Ansatzes

761

762 Unabhängig vom konkreten Modell der Ausgestaltung der Versorgungsleistungen (etwa als Direktzusage, mittels Contractual Trust Agreement (CTA) oder über eine Versorgungskasse) erfolgt eine gesamthafte Anpassung des Kostenanteils im Laufe einer Regulierungsperiode einschließlich aller etwaigen Zinskomponenten erfolgen. Die Zinskomponenten schließen dabei den Aufwand aus der Auf- und Abzinsung sowie auch ggf. die Abbildung des Kurswertänderungsrisikos (Aufwand oder Erträge aus dem Deckungsvermögen) ein.

763 Eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkung von (langfristigen) Rückstellungen, insbesondere Pensionsrückstellungen im Zusammenhang mit KA_{nEu}, ist innerhalb des WACC-Ansatzes zunächst nicht erforderlich (siehe hierzu Abschnitt 9.2). Das bedeutet, in einem ersten Schritt werden für die Ermittlung der pauschalen Fremdkapitalverzinsung im Rahmen des WACC auch Pensionsrückstellungen im Zusammenhang mit KA_{nEu} berücksichtigt. Allerdings ist in einem zweiten Schritt die im Rahmen des WACC ermittelte, pauschale

[45] BGH, Beschluss vom 12. November 2019 –EnVR 109/18.

Entwurf

Fremdkapitalverzinsung im Hinblick auf die im Basisjahr bestehenden Pensionsrückstellungen zu korrigieren, da die darauf entfallenden Zinskosten über die Regelung der KA_{nEu} jährlich angepasst werden. Zinsanteile der Zuführungen, welche in der Gewinn- und Verlustrechnung im Finanzergebnis auszuweisen sind, sind für die Berechnung der Pauschalen innerhalb des WACC-Ansatzes nicht relevant. Dies verdeutlicht die folgende beispielhafte Berechnung:

764 Bei einer beispielhaften gesamten Verzinsungsbasis von 100 und einem angenommenen Anteil des Fremdkapitals im WACC-Ansatz von 60 % wäre also die Verzinsungsbasis für das Fremdkapital 60, und zwar unabhängig vom tatsächlichen Bestand der Pensionsrückstellungen. Auch auf die Entwicklung des Bestandes im Verlauf der Regulierungsperiode kommt es nicht an. Zinsanteile etwa aus entsprechenden Pensionsrückstellungen, welche in der Gewinn- und Verlustrechnung im Finanzergebnis auszuweisen sind, werden innerhalb des WACC-Ansatzes im pauschalen Fremdkapitalanteil zunächst unterschiedslos mitberücksichtigt. Im Beispiel bleibend ergäbe sich demnach bei einem angenommen FK-Zinssatz von 3 % und einer Verzinsungsbasis für das Fremdkapital von 60 (100 x 60 %) eine pauschale Fremdkapitalverzinsung von 1,8 (60 x 3 %). Angenommen, in der Bilanz wird für Pensionsrückstellungen ein Bestand im Basisjahr von 10 ausgewiesen, reduziert sich die pauschale Fremdkapitalverzinsung damit rechnerisch auf 1,5 (1,8 – 10 x 3 %). Die verbleibende pauschale Fremdkapitalverzinsung von rechnerisch 1,5 wird über den Kapitalkostenabzug nach Tenorziffer 9 und unter Anwendung der Effizienzvorgaben nach Tenorziffer 10 fortgeführt. Die insoweit erfolgende Korrektur der pauschalen Fremdkapitalverzinsung ergibt sich daraus, dass der Korrekturbetrag als Teil der KA_{nEu} jährlich anpassbar ist. Er unterliegt anders als die pauschale Fremdkapitalverzinsung im Übrigen gerade keiner Effizienzvorgabe nach Tenorziffer 10. Ohne diese Korrektur ergäbe sich aufgrund der vollständigen Anerkennung von $KA_{nEu,t}$ für Versorgungsleistungen eine doppelte Verzinsung der Pensionsrückstellungen.

765 Die Anpassung des in der Gewinn- und Verlustrechnung enthaltenen, tatsächlichen Zinsaufwands für Pensionsrückstellungen erfolgt demnach jährlich über die Regelungen zu KA_{nEu}. Tenorziffer 7 S. 3 der Festlegung GasNEF steht dieser Anpassung aufgrund der Ausnahme für KA_{nEu} (vgl. Tenorziffer 7 S. 4 Festlegung GasNEF) nicht entgegen. Dies stellt eine gesamthafte Anpassung des Kostenanteils im Laufe einer Regulierungsperiode einschließlich der Zinskomponenten sicher.

Entwurf

766 Im Ergebnis wird die diesbezügliche Verwaltungspraxis sicherstellen, dass es im Zuge der Anpassungen nicht zu einer doppelten Anerkennung von Kosten kommen wird. Hierbei müssen die innerhalb des WACC-Ansatzes pauschal anerkannten Zinskosten im Hinblick auf den Abgleich der Kostenanteile $KA_{nEu,0}$ und $KA_{nEu,t}$ berücksichtigt werden. Wie zuvor beschrieben, muss ein Teil der über den WACC-Ansatz pauschal anerkannten Fremdkapitalzinsen anhand der tatsächlichen Verhältnisse der Rückstellungsbestände im Basisjahr bezüglich der Versorgungsleistungen als Teil von $KA_{nEu,0}$ bestimmt, von $CAPEX_0$ abgezogen und als $KA_{nEu,t}$ angepasst und fortgeführt werden.

11.7 Ablehnung von KA_{nEu}

767 Wie eingangs erörtert, werden hier alle weiteren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV und die aufgrund einer Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG als dauerhaft nicht beeinflussbare eingestuft sind, behandelt, die eine aktuelle Relevanz für Netzbetreiber haben. Das Sachstandspapier enthielt in Tenorziffer 7.5 eine Auflistung der im Vergleich zu § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV abgelehnten KA_{nEu} Positionen. In verschiedenen Stellungnahmen wurde angemerkt, dass dieser Auflistung keine eigenständige Regelungswirkung zukomme und daher entfallen solle. Diesen Aspekt hat die Beschlusskammer aufgegriffen und die entsprechende Auflistung in Tenorziffer 7.5 entfernt. Aus der verbleibenden, positiven Regelung der Tenorziffer 7.5 ergibt sich, dass die übrigen Kostenpositionen aus § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV nach Ansicht der Beschlusskammer die Voraussetzungen der Tenorziffern 7.1 bis 7.4 nicht erfüllen. Konkretisierend hierzu hat die Beschlusskammer klargestellt, dass eine vertiefte Erörterung der Voraussetzungen der Tenorziffern 7.1 bis 7.4 nur in Bezug auf Kostenanteile stattgefunden hat, die entweder nach § 11 Abs. 2 ARegV oder aufgrund einer Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile eingestuft sind.

768 Soweit in Stellungnahmen darüber hinaus eine Einstufung von Kosten aufgrund der EU-Methanemissionsverordnung sowie von Kosten für marktbasierte Instrumente (MBI), die bisher durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG als volatile Kostenanteile festgelegt sind, als KA_{nEu} gefordert wurde, erfolgt vor diesem Hintergrund durch diese Festlegung keine Entscheidung. Weitere Sachverhalte, die bereits jetzt an die Regulierungsbehörde herangetragen wurden, können auf der Ebene einer etwaigen Methodenfestlegung beizeiten anhand der Kriterien dieser Rahmenfestlegung eingeordnet werden. Sollte jedoch eine Vorprüfung der Beschlusskammer ergeben, dass keine weiteren Kostenanteile die hier

Entwurf

definierten Kriterien als KA_{nEu} erfüllen, könnte es auch beim Katalog gemäß dieser Rahmenfestlegung bleiben (siehe hierzu auch Rn. 715)

11.7.1 Betriebssteuern

769 Die zuvor in § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV aufgrund der Vorgabe aus § 21a Abs. 4 S. 2 2. HS EnWG (a.F.) als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteil anerkannten Betriebssteuern werden nicht als KA_{nEu} anerkannt. Unter Betriebssteuern in diesem Sinne sind alle Steuern zu verstehen, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind (BR-Drs. 417/07, S. 51). Damit stellen Ertragssteuern (Steuern auf Einkommen und Gewinn) keine Betriebssteuern dar. Unter die Betriebssteuern fallen die KfZ-Steuer, die Grundsteuer und die Stromsteuer.

770 Zwar weisen Betriebssteuern aufgrund der staatlichen Vorgabe eine hohe Exogenität auf und werden im Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 2. HS EnWG zusammen mit Abgaben genannt. Jedoch ist die Position nicht nur sehr gleichartig und konstant (also nicht volatil), sondern weist mit einem Anteil von ca. 0,3 % an den Gesamtkosten einen äußerst geringen Wert auf. Insgesamt ist die wirtschaftliche Relevanz dieser Position vernachlässigbar.

11.7.2 Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen

771 Zu den Erwägungen, mit denen Kosten und Erlöse aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen unabhängig vom Datum der Vereinbarung nicht als KA_{nEu} anerkannt werden, wird auf die entsprechenden Ausführungen bei der Anerkennung der Versorgungsleistungen verwiesen.

772 Darüber hinaus hat die Beschlusskammer sich auch von den folgenden Erwägungen leiten lassen:

773 Sozialpartnerschaft, Tarifautonomie und Wertschätzung werden nach Überzeugung der Beschlusskammer durch den angestrebten Regulierungsrahmen nicht gefährdet. Den Sozialpartnern der Netz- und Energiewirtschaft ist es nach wie vor unbenommen möglich, Tarifverträge und Betriebsvereinbarungen frei zu verhandeln und zu beschließen. Branchenweite Regelungen sind dann für alle Netzbetreiber einschlägig, was hier die Gleichartigkeit der daraus resultierenden Kosten unterstreicht.

774 In diesem Zusammenhang ist auch zu erwähnen, dass die Einbeziehung solcher Kosten in das Budgetprinzip für die Netzbetreiber und die Beschäftigten auch Vorteile bieten kann. Denn

Entwurf

damit ist die Sicherheit verbunden, ein entsprechendes Budget für die gesamte Regulierungsperiode zur Verfügung zu haben und frei verwenden zu können. Dagegen müssen die nicht dem Effizienzvergleich unterliegenden Kosten im Detail jährlich nachgefahren werden, das heißt gegebenenfalls auch nach unten korrigiert werden.

775 Lohnzusatzleistungen erfüllen nicht die Kriterien Exogenität, fehlende Gleichartigkeit und Volatilität. In Bezug auf die Exogenität wurden in den Stellungnahmen insbesondere die Energiewende als exogener Faktor, dadurch bedingte oder aus anderen Gründen steigende Personalbedarfe genannt.

776 Die Beschlusskammer erkennt durchaus an, dass bezüglich der Anforderungen der Energiewende und der Digitalisierung qualifiziertes Personal erforderlich ist. Jedoch könnte diese Erwägung auch bei einer Vielzahl von weiteren Kostenpositionen angeführt werden, da diese Aspekte einen sehr wesentlichen Teil der grundsätzlichen energiewirtschaftlichen Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ausmachen. Es wäre daher nicht sachgerecht, allein aufgrund des Bezugs zur Energiewende hier eine Anerkennung als KA_{nEu} vorzunehmen. Häufig wurde zudem auf im Zuge der Energiewende steigende Personalbedarfe und damit steigende Personalkosten verwiesen. Auch hieraus ergibt sich jedoch keine überwiegende Exogenität der Kostenposition. Zunächst ist festzuhalten, dass auch eine steigende Tendenz einer Kostenposition nicht zwingend die Beeinflussbarkeit der entsprechenden Position beeinträchtigt. Soweit es aufgrund der Energiewende zu einer Änderung oder auch Erweiterung der Versorgungsaufgabe kommt, muss jeder Netzbetreiber individuell bewerten, wie er die neuen Aufgaben am effizientesten erfüllen kann. Dies kann durch die Neueinstellung qualifizierten Personals erfolgen, wobei auch in diesem Fall die grundsätzliche Beeinflussbarkeit von Lohnzusatzleistungen nicht ausgeschlossen wäre (vgl. Rn. 753). Neben Personalaufwuchs gibt es in der Regel indes auch Alternativen, um neue Aufgaben zu erfüllen, bspw. das vermehrte Setzen auf Dienstleistungen oder verstärkte Investitionen in Automatisierung. Es verbleibt demnach ein nicht unerheblicher Einfluss auf die Kosten. Im Übrigen können solche Entwicklungen zukünftig durch die Einführung der dreijährigen Regulierungsperiode schneller und unbürokratischer nachgefahren werden. Netzbetreiber müssen die Notwendigkeit der jeweiligen Kosten dann nicht mehr jährlich aufbereiten, abgrenzen und belegen. Hier standen in der Vergangenheit teilweise die Höhe der Kosten von Einzelsachverhalten und der zu betreibende Aufwand sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch auf Seiten der Regulierungsbehörden in einem Missverhältnis.

Entwurf

777 Auch eine gesteigerte Volatilität der Lohnzusatzleistungen lässt sich nicht feststellen. Mit Blick auf die Betrachtung der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber ist zwar im Zeitverlauf der Jahre 2016 bis 2023 eine moderate Steigerung der Kosten aus Lohnzusatzleistungen zu beobachten gewesen (siehe Abbildung 1 oben). Eine moderate Steigerung führt jedoch nicht zur Volatilität einer Kostenposition. Von den betrachteten sieben Jahren ist lediglich in einem Fall, nämlich zwischen den Jahren 2020 und 2021, dem Basisjahr der vierten Regulierungsperiode Strom, ein etwas größerer Sprung von ca. 662 Mio. € auf ca. 762 Mio. € zu beobachten. Dieser Sprung ist jedoch nicht zu vergleichen mit den deutlich häufigeren und größeren Schwankungen im Bereich der Versorgungsleistungen.

778 Der Blick auf die Daten der Fernleitungsnetzbetreiber bestätigt dieses Bild (siehe Abbildung 2). Die Lohnzusatzleistungen bewegten sich in den Jahren 2021 bis 2025 nahezu konstant um die 40 Mio. €, während die Versorgungsleistungen teils extremen Schwankungen unterlagen (z.B. 112 Mio. € im Jahr 2024 und nur ca. 5 Mio. € im Jahr 2025). Da die Lohnzusatzleistungen im Gegensatz zu den Versorgungsleistungen nicht in relevantem Umfang abhängig von der Zinsentwicklung oder Börsenwertentwicklung sind, ist nicht zu erwarten, dass sich dieser Umstand ändert.

779 Allein die Tatsache, dass Netzbetreiber unterschiedlich von der Energiewende betroffen seien und sich dadurch auch unterschiedliche Personalbedarfe bzw. Personalaufbaubedarfe ergäben, führt nicht zur fehlenden Gleichartigkeit der Kosten. Im Vordergrund steht, ob Kosten im Effizienzvergleich durch einen geeigneten Kostentreiber abgebildet werden können. Es ist für eine Gleichartigkeit im Sinne der Tenorziffer 7.3 daher ausreichend, wenn die Kostenposition bei einer Vielzahl von Netzbetreibern in zumindest ähnlicher Weise auftritt. Die Energiewende betrifft grundsätzlich sämtliche Netzbetreiber. Unterschiedliche Betroffenheit aufgrund von strukturellen Unterschieden (z. B. Größe des Netzgebiets, städtische oder ländliche Prägung, etc.) ist kein Sachverhalt, der auf die Energiewende beschränkt ist. Strukturelle Unterschiede sind im Effizienzvergleich zu berücksichtigen. Sie widerlegen die grundsätzliche Gleichartigkeit der Kostenposition aber nicht.

780 Auch mag es dem Grunde nach zutreffen, dass es unterschiedlich ausgestaltete Tarifverträge zwischen großen und kleinen Netzbetreibern gibt. Diese allenfalls marginalen Unterschiede stellen aus Sicht der Beschlusskammer die Gleichartigkeit der Kosten nicht in Frage. Kosten sind gleichartig im Sinne der Tenorziffer 7.3, wenn sie zumindest in ähnlicher Weise bei einer Vielzahl von Netzbetreibern gegeben sind.

Entwurf

11.7.3 Betriebs- und Personalratstätigkeit sowie Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskindertagesstätten

781 Die Kosten für Betriebs- und Personalratstätigkeit, Berufsausbildung und Weiterbildung sowie Betriebskindertagesstätten werden aufgrund der Gleichartigkeit und der hohen Konstanz nicht als KA_{nEu} anerkannt.

782 Bezüglich der Kosten für Betriebs- und Personalratstätigkeit gilt, dass diese aufgrund von gesetzlichen Vorgaben zwar exogen geprägt sind (§ 40 BetrVG, wonach die durch die Tätigkeit des Betriebsrats entstehenden Kosten der Arbeitgeber zu tragen hat). Jedoch sind diese Kostenanteile mit 0,3 % der Gesamtkosten sehr gering und damit eindeutig nicht werthaltig. Diese Kostenanteile sind zudem vergleichbar mit sonstigen Kosten aufgrund von gesetzlichen Vorgaben etwa zu Brandschutz und Arbeitsschutz. Entsprechende Kosten fallen bei allen Netzbetreibern an, sodass sie im üblichen Ausmaß auch etwa nicht zu Nachteilen im Effizienzvergleich führen und Teil des Budgets im Rahmen der Anreizregulierung sein können.

783 Die Kriterien Volatilität und fehlende Gleichartigkeit sind aus Sicht der Beschlusskammer nicht erfüllt. Die Anzahl der Betriebsratsmitglieder richtet sich nach der Größe der Belegschaft und schwankt üblicherweise nicht. Im Übrigen spricht die Tatsache, dass der Betriebsrat abhängig von der Anzahl der Belegschaft ist, nicht gegen die Gleichartigkeit. Ein Beleg für die Volatilität der Kosten ist dies ebenfalls nicht.

784 Die Kosten für Berufsausbildung und Weiterbildung sowie Betriebskindertagesstätten sind nicht nur gleichartig und nur gering volatil, sondern auch eher endogen geprägt, vergleichbar mit den Lohn- und den Lohnzusatzkosten. Zudem spricht die geringe Werthaltigkeit von 1,5 % der Gesamtkosten tendenziell gegen die Notwendigkeit, diese Kostenanteile als KA_{nEu} einzustufen.

785 Im Hinblick auf Anreizwirkungen gilt, dass bei den Positionen der Betriebs- und Personalratstätigkeit sowie Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und bei Betriebskindertagesstätten durchaus gewisse Handlungsmöglichkeiten bestehen, diese Kostenanteile effizient auszugestalten und daher diese Kostenpositionen dem Effizienzvergleich unterliegen können. Auch in Bezug auf diese Kosten erkennt die Beschlusskammer durchaus an, dass bezüglich der Anforderungen der Energiewende und der Digitalisierung qualifiziertes Personal erforderlich ist. Wie zuvor bereits ausgeführt, wäre es

Entwurf

daher nicht sachgerecht, allein aufgrund des Bezugs zur Energiewende hier eine Anerkennung als KA_{nEu} vorzunehmen.

786 Nach dem Vortrag der Stellungnahmen seien die erforderlichen Kriterien auch in Bezug auf Aus- und Weiterbildungskosten erfüllt. Aufgrund der demografischen Entwicklung der Belegschaften der Netzgesellschaften gebe es sehr unterschiedliche Ausbildungsbedarfe und damit auch eine individuelle Entwicklung je Netzgesellschaft und daher sehr unterschiedliche Kosten zwischen den Netzbetreibern (fehlende Gleichartigkeit). Dem ist entgegenzuhalten, dass letztlich sämtliche Netzbetreiber von demografischen Entwicklungen betroffen sind. Hier kann es zwar unterschiedliche Ausmaße geben. Es handelt sich aber nicht um netzbetreiberspezifische Entwicklungen, sondern um in erster Linie regionale Phänomene, sodass es immer eine Reihe von Netzbetreibern geben wird, die in ähnlicher Weise betroffen sind. Für die Höhe von Weiterbildungskosten hat die demografische Entwicklung allenfalls eine untergeordnete Bedeutung. Das Kriterium der fehlenden Gleichartigkeit ist nach Auffassung der Beschlusskammer mithin nicht erfüllt.

787 Schließlich ist auch eine Volatilität der Position nicht zu erkennen. Das Kriterium der Volatilität ist nichts bereits erfüllt, wenn sich Kosten lediglich nicht konstant entwickeln oder wenn sie unterschiedlich steigen. Wie zu Tenorziffer 7.4 erläutert, kommt es insbesondere auf eine übergeordnete Betrachtung im Hinblick auf den Effizienzvergleich an. Beispielsweis lässt sich eine Schwankungsbreite der Berufsaus- und Weiterbildungskosten, die negative Auswirkungen auf die Aussagekraft des Effizienzvergleichs erwarten ließen, aus den Vergangenheitsdaten nicht ablesen.

11.7.4 Forschung und Entwicklung

788 Die Anerkennung von Kosten und Erlösen als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 12a ARegV wird nicht fortgeführt. Der Anteil dieser Kosten an den Gesamtkosten beträgt nahe 0 % (Anteil an den Erlösobergrenzen 2023). Die Forschungs- und Entwicklungstätigkeit ist zudem sehr endogen geprägt. Anfall und Höhe der entsprechenden Kosten sind stark vom Netzbetreiber beeinflussbar.

789 Die Fortschreibung des § 25a ARegV erfolgt jedoch ohne einen Bezug der Regelung zu KA_{nEu} und ermöglicht als Anreizelement einen etwaigen Aufwuchs der Kosten für Forschung und Entwicklung im Vergleich zum Basisjahr (vgl. Tenorziffer 17). Die bisherige Regelung in § 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 12a ARegV („Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a“) galt zudem

Entwurf

nicht für die Kosten im Basisjahr als KA_{dnb}, sondern für den Zuschlag nach § 25a ARegV. Hiermit wurde die Anpassung des Zuschlags innerhalb der Regulierungsperiode umgesetzt.

11.7.5 Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen, Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen

790 Die Erträge aus der Auflösung dieser Positionen werden in den Kapitalkostenabgleich überführt, was gemäß der bisherigen Rechtslage für die Bestandspositionen bereits der Fall ist. Dies ist im Hinblick auf die Anreizwirkung sachgerecht. Netzbetreiber sollen entsprechende Beiträge und Zuschüsse verursachungsgerecht zur Kostenminderung erheben bzw. beantragen. Die Positionen sind zudem gleichartig und weitestgehend konstant.

791 Im Gasbereich kann die Flexibilisierung der Auflösungsmodalitäten über die entsprechenden Regelungen auch im Kapitalkostenabzug abgebildet werden. Etwaige Fragestellungen im Hinblick auf die Standardisierung dieser Kapitalkosten betrifft die Bestimmung des Aufwandsparameters für den Effizienzvergleich durch eine entsprechende Methodenfestlegung.

11.7.6 Ablehnung mangels Betroffenheit oder Relevanz

792 Eine Vielzahl von weiteren Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV hat für Verteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber ohnehin keine Relevanz.

793 Kosten für die Nachrüstung von Wechselrichtern im Sinne von § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 ARegV sind seit 2019 nicht mehr angefallen. Durch den Entfall der Investitionsmaßnahmen sind zudem die Positionen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 und 6a ARegV nicht mehr relevant. Erdkabelmehrkosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 ARegV sind seit 2019 nicht mehr in dieser Kategorie angefallen und könnten ohnehin unmittelbar über den Kapitalkostenaufschlag geltend gemacht werden.

794 Die Regelungen in § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 8b, 12, 16 und 18 ARegV betreffen grundsätzlich nur Übertragungsnetzbetreiber und sind daher für die Festlegung RAMEN nicht relevant. Die Regelung in § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 12 ARegV (Kostentragung bei Projects of Common Interest, PCI) kann grundsätzlich auch Fernleitungsnetzbetreiber betreffen, hat jedoch für diese keine praktische Relevanz bei der Frage der regulatorischen Behandlung der Kosten. Ebenso sind verfahrensregulierte Kosten (§ 11 Abs. 2 S. 2 und 3 ARegV) für Verteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber nicht von praktischer Relevanz.

Entwurf

11.8 Verweis auf Methodenfestlegung (Tenorziffer 7.6)

795 Wie erörtert, können erforderlichenfalls weitere Kostenanteile durch eine Methodenfestlegung zu KA_{nEu} erklärt werden, sofern die Kriterien nach den Tenorziffern 7.1 bis 7.4 dies ermöglichen. Hierbei wäre auch zu regeln, wie der Anpassungsmechanismus dieser Kostenanteile ausgestaltet wird (siehe Tenorziffer 7.7 zur Anpassung mit Ist-Werten (t-2) oder mit Planwerten und anschließendem Ist-Abgleich im Regulierungskonto).

796 Tenorziffer 7.6 S. 2 stellt als reine Ermessensvorschrift klar, dass hierbei auch das Kriterium der Werthaltigkeit aufgegriffen werden kann (s.o. etwa zu Betriebssteuern als deutlich nicht werthaltiger Kostenanteil).

11.9 Kosten für Rückstellungen für die Stilllegung und unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation als Regelbeispiel für KA_{nEu} (Tenorziffer 7.6)

797 Tenorziffer 7.6 sieht als Regelbeispiel für KA_{nEu} die Kosten für Rückstellungen für die Stilllegung und unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation vor. Hierunter fallen Zuführungsbeträge und Auflösungen. Für die spätere Inanspruchnahme der Rückstellungen sollen hingegen Transparenz- und Anreizmechanismen implementiert werden, um eine effiziente Verwendung zu gewährleisten. Die Einordnung als Regelbeispiel für KA_{nEu} stellt dabei eine Änderung gegenüber dem Sachstandspapier vom 16.01.2025 dar, in welchem diese als Regelbeispiel für volatile Kostenanteile angelegt waren.

798 Die Beschlusskammer hält allerdings daran fest, insoweit nur ein Regelbeispiel anzulegen. Informationen darüber, welche Teile des Gasnetzes wann stillgelegt werden, ergeben sich erst aus der kommunalen Wärmeplanung und den Stilllegungsplänen der Verteilernetzbetreiber. Die kommunale Wärmeplanung soll für größere Kommunen bis zum 30.06.2026 vorliegen, für kleinere Kommunen bis zum 30.06.2028. Die Stilllegungsplanung (Art. 57 Gas-RL) wird voraussichtlich erst im Anschluss an Wärmeplanungen durchgeführt werden. Hiernach werden Verteilernetzbetreiber Pläne für die Netzstilllegung erarbeiten, wenn eine Verringerung der Erdgasnachfrage, die die Stilllegung von Erdgasverteilernetzen oder Teilen solcher Netze erfordert, zu erwarten ist. Diese Pflicht zur Erstellung von Stilllegungsplänen ist bisher noch nicht in nationales Recht umgesetzt. Die Umsetzung obliegt dem Gesetzgeber.

Entwurf

799 Durch den Wortlaut des Regelbeispiels wird verdeutlicht, dass eine Abbildung lediglich der etwaigen Stilllegungskosten sowie – die Stellungnahmen aufgreifend – Kosten für etwaigen unvermeidbaren Rückbau erfolgen sollte und insbesondere erhöhte Kosten für einen nicht erforderlichen Rückbau nicht erfasst sein sollten. Unvermeidbar in diesem Sinne ist ein Rückbau nicht schon dann, wenn sich der Grundstückseigentümer oder der Konzessionsgeber ein Recht vorbehalten hat, einen solchen Rückbau zu verlangen. Angesichts der mit einem Rückbau verbundenen Belästigungen, der Beeinträchtigungen der öffentlichen Wege und Plätze sowie des finalen Ausschlusses einer Anschlussnutzung ist es wenig wahrscheinlich, dass insbesondere Städte und Kommunen ein solches Recht tatsächlich einfordern werden. Dafür bedarf es besonderer Umstände und sehr konkreter Angaben über das tatsächliche Verhalten des Anspruchsinhabers. An die Unvermeidbarkeit werden wegen der im Kern überflüssigen Kosten hohe Anforderungen zu stellen sein.

800 Grundsätzlich ist in diesem Zusammenhang erstrebenswert, dass die Stilllegung der Gasnetze effizient erfolgt, wobei effizient in dem Sinne zu verstehen ist, dass die Stilllegung ohne unnötige Bauarbeiten und kostengünstig erfolgt. Zudem ist eine Verstetigung der Kosten durch eine adäquate Rückstellungsbildung anzustreben, um am Ende verbleibende Netzkunden nicht einseitig mit den Kosten und einem sprunghaften Anstieg der Netzkosten zu belasten. In Bezug auf diesbezügliche Stellungnahmen, insbesondere zu Voraussetzungen und Umfang hierüber anzuerkennender Kosten, wird auf die Einzelfestlegung verwiesen, die die eigentliche Festlegung dieses Regelbeispiels trifft. In der Einzelfestlegung können auch Regelungen zu Anreizen getroffen werden, die gewährleisten, dass Kosten nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Darüber hinaus sollen – trotz Einordnung von Zuführungsbeträgen und Auflösungen als KA_{nEu} – Anreize implementiert werden, um eine effiziente Inanspruchnahme der Rückstellungen zu gewährleisten.

801 Die gegenüber dem Sachstandspapier vom 16.01.2025 geänderte Einordnung als Regelbeispiel für KA_{nEu} beruht auf folgenden Erwägungen:

802 Auch wenn die Stilllegung exogen veranlasst ist, bestehen auf die Stilllegungskosten selbst durchaus Einflüsse. Dies gilt zumindest für die Kostenhöhe durch die Wahl der konkreten Maßnahme zur Stilllegung sowie durch eine effiziente Umsetzung der Maßnahme. Demgegenüber ist der Einfluss auf die Rückstellungsbildung (Zuführungsbeiträge und Auflösungen) begrenzt, so dass diese stärker exogen geprägt sind. Zusätzlich zur exogen

Entwurf

veranlassten Stilllegung hängt die Höhe der Rückstellungen insbesondere vom zeitlichen Vorlauf bis zur Stilllegung ab.

803 Trotz regionaler Unterschiede werden alle Netzbetreiber von diesem Sachverhalt betroffen sein. Allerdings wird die Stilllegung aufgrund unterschiedlicher kommunaler Wärmeplanungen und Stilllegungsplanungen, auch vor dem Hintergrund teils früherer Klimaziele in den Ländern und einzelnen Kommunen, regional in unterschiedlicher Geschwindigkeit ablaufen. Vor diesem Hintergrund sind über lange Sicht zwar alle Netzbetreiber von Rückstellungsbildungen betroffen, allerdings aufgrund des unterschiedlichen zeitlichen Vorlaufs bis zur Stilllegung nicht in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise. Die unterschiedliche Betroffenheit der Netzbetreiber kann sich zudem durch unterschiedliche Modelle in der kommunalen Wärmeplanung manifestieren. Großflächige Lösungen, wie beispielsweise der großflächige Anschluss an ein Fernwärmenetz, wirken sich anders aus als Einzellösungen (z. B. sukzessiver Anschluss von Wärmepumpen). Gleichzeitig fehlt es an einem substitutionalen Verhältnis zu anderen Kosten, was bei der Bewertung der Gleichartigkeit zu berücksichtigen ist (siehe Abschnitt 11.3). Outputseitig können Rückstellungen kaum sachgerecht abgebildet werden. Daran anschließend ist davon auszugehen, dass die Einbeziehung von Kosten aus Rückstellungen für Stilllegungen zu einer Verzerrung des Effizienzvergleichs führen würde, worauf das Kriterium der Gleichartigkeit zielt (siehe Abschnitt 11.3). Eine Begrenzung des Regelbeispiels auf Zuführungen und Auflösungen erscheint ferner sachgerecht, da nach derzeitiger Einschätzung zur Abbildung von Stilllegungen vor dem Hintergrund der Wärme- und Stilllegungsplanungen die Rückstellungsbildung der Regelfall sein wird und laufende Stilllegungskosten voraussichtlich eher eine untergeordnete Bedeutung einnehmen werden.

804 Die Beschlusskammer hat bereits im Sachstandspapier zugrunde gelegt, dass es zu Volatilität der Zuführungen und Auflösungen kommen kann. Die Höhe der jährlich zu bildenden Rückstellungen hängt im Wesentlichen von der Dauer der zur Verfügung stehenden Zeit bis zur Stilllegung sowie der Höhe des Erfüllungsbetrages ab. Die Höhe des Erfüllungsbetrags, der zu Beginn der Stilllegungsplanung zu prognostizieren ist, kann dabei erheblichen Schwankungen unterliegen. Entwickelt sich beispielsweise die Inflation anders als prognostiziert oder steigen die Baukosten stärker als erwartet, können schon kleinere Abweichungen erhebliche Auswirkungen auf einen ggf. weit in die Zukunft prognostizierten Erfüllungsbetrag haben. Darüber hinaus kann die Abzinsung der langfristigen Rückstellungen

Entwurf

zusätzlichen Einfluss auf die Volatilität des Zuführungsaufwands nehmen – ähnlich wie es bei den Versorgungsleistungen in den letzten Jahren zu beobachten war (vgl. auch Abschnitt 11.6.2).

805 In der Gesamtabwägung besteht zwar nur eine exogene Prägung der Position. Entscheidend ist jedoch, dass es – ohne Substitut und im Effizienzvergleich kaum sachgerecht abbildbar – an der Gleichartigkeit fehlt und zudem die Volatilität insbesondere der Zuführungen eher hoch ist.

806 Soweit in den Stellungnahmen eine Anerkennung bereits in der vierten Regulierungsperiode gefordert wurde, ist dieser Zeitraum nicht Gegenstand dieses Festlegungsverfahrens (vgl. Tenorziffer 2.2).

11.10 Ermittlung und Anpassung der KA_{nEu} und Verfahrensfragen (Tenorziffer 7.7)

807 Tenorziffer 7.7 S. 1 stellt klar, dass aus dem Ausgangsniveau nach Tenorziffer 5 durch die zuständige Regulierungsbehörde der Wert $KA_{nEu,0}$ zu ermitteln ist. Wie die eigentliche Bestimmung des Ausgangsniveaus durch die Regulierungsbehörde stellt dies noch keine Verfahrensregelung dar.

808 Gemäß Tenorziffer 7.7 S. 2 erfolgt sodann die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf den Wert $KA_{nEu,t}$ durch den Netzbetreiber, was eine Verfahrensregelung darstellt (Verzicht auf ein Antragsverfahren oder eine Vorabanzeige).

809 Bezüglich dieser Anpassung regeln Tenorziffer 7.7 S. 3 und 4 wiederum in rein materieller Hinsicht, ob bei der Anpassung auf Ist-Werte (t-2) oder Planwerte mit Ist-Abgleich im Regulierungskonto abzustellen ist. Bezüglich der Kostenanteile für Versorgungsleistungen ist demnach auf Ist-Werte abzustellen. Dies entspricht der bisherigen Rechtslage. Die abweichende Anerkennung von Planwerten bei vorgelagerten Netzkosten mit einem Abgleich im Regulierungskonto stellt im Ergebnis im Wesentlichen ein Abstellen auf Ist-Werte dar, da diese Werte im Zeitpunkt der Entgeltbildung aufgrund der vorherigen Veröffentlichung von Entgelten der vorgelagerten Netzebenen in der Regel bereits abschließend feststehen.

810 Die in einzelnen Stellungnahmen geäußerte Empfehlung, zukünftig sämtliche KA_{nEu} zeitgleich (t0) in der Erlösobergrenze anzuerkennen und sich damit auch bei den betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen vom zweijährigen Zeitverzug (t-2) zu lösen, folgt die Beschlusskammer nicht. Der Grundgedanke des „Jährlichkeitsprinzips“,

Entwurf

der der systemischen Sonderstellung der Übertragungsnetzbetreiber und den besonderen Herausforderungen und Entwicklungen des Übertragungsnetzes Rechnung trägt, lässt sich auf den Regulierungsansatz der vorliegenden Festlegung nicht übertragen. Vielmehr spricht die mit dieser Festlegung verfolgte Grundkonzeption gegen die Ausweitung der zeitgleichen Anerkennung (t0) (vgl. ausführlich Rn. 680 ff.). Eine zeitgleiche Anerkennung von Kosten (t0) soll im konzipierten Regulierungssystem – wie auch im bisher geltenden System – auf sachlich begründete Ausnahmen beschränkt bleiben. In Bezug auf die Anerkennung und Anpassung von Versorgungsleistungen nach Tenorziffer 7.5 Nr. 2, 7.7 liegt eine solche Ausnahme nicht vor. Eine Vereinfachung wäre im Fall von Versorgungsleistungen hiermit nicht zu erreichen. Denn im Gegensatz zu beispielsweise den vorgelagerten Netzkosten liegen diese Werte zum Zeitpunkt der Entgeltbildung nicht nahezu abschließend vor.

12. Volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8)

811 Konzeptionell hat sich die Beschlusskammer auch hier dazu entschieden, im Sinne einer zügigen Verfahrensführung auf der Ebene der Rahmenfestlegung nicht nur abstrakte Kriterien festzulegen, sondern auch Kostenanteile, die bisher verordnungsrechtlich als volatile Kostenanteile angesehen werden, anhand der definierten Kriterien abschließend zu prüfen und entsprechend einzuordnen. Weitere Sachverhalte können erforderlichenfalls auf der Ebene einer weiteren Methodenfestlegung abgehandelt werden. Dieses Konzept entspricht grundsätzlich auch der bisherigen Systematik, wonach der Verordnungsgeber einen Katalog von Kostenanteilen nach den bisherigen Maßgaben verordnungsrechtlich bestimmt hat und zugleich die Regulierungsbehörde für weitere Sachverhalte die Einordnung bestimmen konnte.

812 Auch weitere Sachverhalte, die bereits jetzt an die Regulierungsbehörde herangetragen wurden, können auf der Ebene einer etwaigen Methodenfestlegung (vgl. Tenorziffer 8.3) beizeiten anhand der Kriterien dieser Rahmenfestlegung eingeordnet werden. Soweit in Stellungnahmen eine Einordnung von Kosten aufgrund der EU-Methanemissionsverordnung sowie von Kostenpositionen, die bisher durch Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG als volatile Kostenanteile festgelegt sind[46], als volatile Kostenanteile gefordert wurde, erfolgt vor diesem Hintergrund durch diese Festlegung keine Entscheidung (vgl. hierzu Abschnitt 12.2.2).

[46] Beispiele: Festlegung der Kosten für die Beschaffung von Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV („KOLA“, BK9-11/606), Festlegung zur Einstufung der Energiekosten für die Stickstoffgewinnung

Entwurf

12.1 Kriterien für volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8.1)

813 Die Kostenkategorie der sogenannten volatilen Kostenanteile wird bezüglich der Grundsätze im Wesentlichen entsprechend zur bisherigen Rechtslage fortgeführt. Dies betrifft gemäß Tenorziffer 8.1 S. 1 Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann. Hierunter können Kosten, Erlöse und auch Erträge fallen. Nach Tenorziffer 8.1 S. 2 erfolgt die Bewertung der Volatilität entsprechend den Vorgaben in Tenorziffer 7.4 S. 1, wonach die Bewertung der Volatilität auf Grundlage der Eigenart des Kostenanteils oder anhand eines Faktors des Kostenanteils (Mengen- oder Preiskomponente) erfolgen kann.

814 Volatile Kostenanteile werden jährlich in der Erlösobergrenze angepasst (VK_t), unterliegen im Hinblick auf die Höhe im Basisjahr (VK_0) aber gleichzeitig den Effizienzvorgaben aus einem Effizienzvergleich. Demnach sind sie auch als Bestandteil der Aufwandsparameter im Effizienzvergleich zu berücksichtigen. Im Basisjahr bestehen entsprechend Anreize, diese Kosten gering zu halten. Durch das Nachfahren innerhalb der Regulierungsperiode wird jedoch das Budgetprinzip teilweise aufgebrochen und kann entsprechend insoweit keine Anreizwirkung entfalten. Daher können volatile Kosten mit eigenen, separaten Anreizmechanismen belegt werden, wie dies etwa aktuell bei Verlustenergie der Fall ist.

815 Die namensgebende Volatilität ist prägendes Element. Während die grundsätzliche Beeinflussbarkeit, also Endogenität, dieser Kosten bejaht wird und daher eine Einordnung als KA_{nEu} ausscheidet, schwanken diese Kosten im Zeitablauf so erheblich, dass bei Anwendung des Budgetprinzips größere Zufallsgewinne oder Zufallsverluste regelmäßig auftreten können. Beispielweise kann eine zu beschaffende Menge eines Gutes Folge der Entscheidungen eines Netzbetreibers sein, der jeweilige Preis kann sich dann aber allein aus dem Marktumfeld ergeben und dabei sehr großen Schwankung unterliegen. Durch den Ausweis als volatile Kostenanteile geht in diesem Fall das Preisrisiko vom Netzbetreiber auf den Netznutzer über.

816 Da die volatilen Kostenanteile im Basisjahr insbesondere im Effizienzvergleich mittels Vergleichsparametern abgebildet werden können und substitutionale Verhältnisse zu anderen Kostenarten bestehen (so etwa bei Treibenergie zu Rohrdurchmesser, vgl. Abschnitt 12.2.1), wird auch weiterhin der Effizienzwert auf den Term VK_0 angewandt.

---

zum Zwecke der Konvertierung von H-Gas nach L-Gas als volatile Kostenanteile im Sine des § 11 Abs. 5 ARegV („KOKOS“, BK9-20/606-1 bis BK9-20/606-5), Festlegung der Kosten für marktbasierte Instrumente sowie für Kapazitätsrückkäufe als volatile Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 5 ARegV („KOMBI 2.0“, BK9-23/606).

Entwurf

817 In der Gesamtschau erscheint die Möglichkeit zur Einordnung von Kosten als volatile Kostenanteile in Ausnahmefällen – insbesondere im Zusammenspiel mit flankierenden Anreizelementen – weiterhin notwendig und sinnvoll. Dies trägt dem Maßstab der Kostenorientierung unter gleichzeitiger Geltung von Anreizen zur Effizienz Rechnung.

818 Die Kriterien zur Einstufung als volatile Kostenanteile sind entsprechend der zuvor dargelegten Auseinandersetzung zur Exogenität von KA_{nEu} mit dem Teilaspekt der Volatilität (siehe hierzu Tenorziffer 7.2) und insb. als eigenes Kriterium (siehe Tenorziffer 7.4) bereits vorgezeichnet. Diese grundsätzliche Systematik wird auch in Tenorziffer 7.4 S. 2 festgehalten, wonach entsprechende Kostenanteile, die aufgrund der Endogenität oder Gleichartigkeit nicht als KA_{nEu} bewertet werden, als volatile Kostenanteile festgelegt werden können.

819 Anders als für KA_{nEu} gibt es für volatile Kostenanteile kein grundsätzliches Regelbeispiel in § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG. Rechtsgrundlage für dieses Element der Anreizregulierung ist daher § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG unter Berücksichtigung insb. von § 21a Abs. 1 S. 4 bis 6 EnWG zur Differenzierung von beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen und zur Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben, welche auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen sind.

12.2 Anerkennung von volatilen Kostenanteilen (Tenorziffern 8.2 und 8.3)

820 Auf der Ebene der Festlegung RAMEN werden bezüglich der Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber die Kostenanteile für Treibenergie und Vorwärmkosten als volatile Kostenanteile anerkannt. Bezüglich weiterer Kostenanteile erfolgt ein Verweis auf eine weitere Festlegung.

12.2.1 Treibenergie und Vorwärmkosten als volatile Kostenanteile dem Grunde nach (Tenorziffer 8.2)

821 Gemäß Tenorziffer 8.2 S. 1 Nr. 1 und 2 werden auf der Ebene der Festlegung RAMEN die Kosten und Erlöse für die bzw. aus der Beschaffung von Treibenergie sowie der Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung (Vorwärmkosten) als volatile Kostenanteile festgelegt. Gemäß Tenorziffer 8.2 S. 2 könnten auch hier noch durch eine weitere Methodenfestlegung ergänzende Regelungen getroffen werden, die gewährleisten, dass Kosten dabei nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

Entwurf

822 Die bisher verordnungsrechtliche Einstufung der Treibenergie als volatile Kosten wird beibehalten. Der Verdichtereinsatz mit Treibenergie wird zwar auch unmittelbar vom Nutzungsverhalten der Transportkunden und der Transportsituation bestimmt. Allerdings ist bereits die vorgelagerte Entscheidung zum Bau und dem späteren Einsatz von Verdichtern in Abgrenzung zu größeren Rohrdurchmessern im Rahmen einer Abwägung, wie eine bestimmte Kapazität erreicht werden soll, als endogen einzustufen. Demnach liegen diese Kosten zwar nicht gleichartig vor, können und wurden aber durch Parameter im Effizienzvergleich abgebildet (Verdichterleistung). Die Parameter werden im Effizienzvergleich nur bei den Fernleitungsnetzbetreibern mit eigenen Verdichtern angesetzt, sodass diese gleichermaßen von Preiseffekten betroffen sind. Durch die Einbeziehung der Treibenergiekosten in den Effizienzvergleich wird dem substitutionalen Verhältnis zu entsprechenden Kapitalkosten Rechnung getragen. Aufgrund der hohen Volatilität (sowohl Auslastung des Netzes (Mengenkomponente) als auch Preiskomponente) erfolgt jedoch eine Einstufung als volatiler Kostenanteil.

823 Mit der VOLKER-Festlegung wurden auch die Kosten für die Beschaffung von Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung (Vorwärmkosten) als volatile Kosten anerkannt. Maßgeblich hierfür war u.a. eine Gleichbehandlung als entgegenläufiger Prozess zur Verdichtung mit Treibenergie und die hohe Volatilität der Preiskomponente. In diesem Zusammenhang werden auch die anfallenden Kosten für die Beschaffung von CO2-Zertifikaten als volatile Kostenbestandteile behandelt.

12.2.2 Weitere Kostenanteile (Tenorziffer 8.3)

824 Gemäß Tenorziffer 8.3 S. 1 können durch eine Methodenfestlegung weitere Kostenanteile zu volatilen Kostenanteilen erklärt werden. Hierbei können Regelungen zur Art und Weise ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode getroffen werden. Zudem können Regelungen zu Anreizen getroffen werden, die gewährleisten, dass Kosten dabei nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden (siehe zu dieser Anreizkomponente die Ausführungen oben). In einzelnen Stellungnahmen wurde die Formulierung Tenorziffer 8.3 S. 1 am Ende als zu eng kritisiert. Diese Kritik weist die Beschlusskammer zurück. Die Formulierung ist dem bisherigen Verordnungsrahmen entlehnt (vgl. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV) und ermöglicht die sachgerechte Ausgestaltung von Effizienzanreizen.

Entwurf

825 Wie bei Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, können hierbei gemäß Tenorziffer 8.3 S. 2 im Rahmen des Regulierungsermessens Kostenanteile trotz Volatilität außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen (siehe hierzu die Erwägungen zu Tenorziffer 7.6 S. 2).

12.2.2.1 Krisenbedingte Anerkennung von volatilen Kostenanteilen

826 Unter dem bisherigen Rechtsrahmen wurden Kosten aus Schadensersatzansprüchen aufgrund von Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 S. 1 ggf. i.V.m. § 16a S. 1 EnWG sowie Kosten aus Schadensersatzansprüchen, welche infolge einer Übernahme von odoriertem Gas aus dem Ausland ins deutsche Fernleitungsnetz entstehen können, mit der Festlegung VOLKER als volatile Kostenanteile anerkannt (letzteres befristet bis zum 30.09.2026). Die diesbezüglichen Sachverhalte werden nicht durch die Festlegung RAMEN geregelt. Bezüglich dieser krisenbedingten Regelungen könnte in Zukunft geprüft werden, ob diese ab dem Jahr 2028 noch erforderlich sind. Erforderlichenfalls könnten einzelne Sachverhalte in einer Methodenfestlegung zur Differenzierung als beeinflussbarer oder nicht beeinflussbarer Sachverhalt aufgegriffen werden.

12.2.2.2 Weitere mengenabhängige Kostenanteile

827 Mit der Festlegung VOLKER wurden auch die Kosten für die Beschaffung und die Wiederaufbereitung von Adsorptionsmittel zum Zwecke der Deodorierung von Gas aufgrund der diesbezüglichen Kosten und Mengenschwankungen als volatile Kostenanteile anerkannt. Dies betrifft eine vereinzelte Deodorierungsanlage. Zudem wurden die Kosten für die Beschaffung von Energie zur Gewinnung von Stickstoff, welcher für die Konvertierung von H- nach L-Gas verwendet wird, mittels der Festlegung KOKOS als volatile Kostenanteile anerkannt.

828 Auf der Ebene einer Methodenfestlegung wird geprüft werden können, ob angesichts des Fortschritts bei der L-H-Gas-Umstellung eine Nachfolgeregelung zu KOKOS noch erforderlich ist. Auch die Regelungen zu transportmengenabhängigen Adsorptionskosten für eine einzelne Deodorierungsanlage kann sich im Zeitverlauf erledigen und ist keine derart grundsätzliche Frage, die auf der Ebene von RAMEN geklärt werden müsste.

Entwurf

12.2.2.3 Maßnahmen zur Erhöhung fester Kapazitäten

829 Unter der bisherigen Rechtslage wurden über einen längeren Zeitraum in verschiedenen Festlegungen die Kosten von Maßnahmen anerkannt, welche im Ergebnis das Angebot an festen Kapazitäten erhöhen.

830 Dies erfolgte zunächst für Lastflusszusagen. Lastflusszusagen sind vertragliche Vereinbarungen zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Dritten über die Bereitstellung von Gasflüssen oder die Einschränkung von Gasflüssen an einem oder mehreren Ein- oder Ausspeisepunkten, die im Planungszeitpunkt erforderlich und geeignet erscheinen, das Angebot frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten auf das ausreichende Maß zu erhöhen. Die Kosten für Lastflusszusagen wurden bereits 2012 per Festlegung KOLA zu volatilen Kostenanteilen erklärt.

831 Im Rahmen der Zusammenlegung der beiden Marktgebiete NCG und Gaspool zum gemeinsamen Marktgebiet THE wurden die Kosten für den Einsatz von marktbasierten Instrumenten (MBI), die zur Erhöhung von frei zuordenbaren Kapazitäten eingesetzt werden, ebenfalls als volatile Kostenanteile eingestuft. Die Regelungen nehmen Bezug auf die Kosten für marktbasierte Instrumente nach Ziff. 3b sowie für Kapazitätsrückkäufe nach Ziff. 3c des Beschlusses BK7-23-043 vom 21.03.2024 („ANIKA“).“ Die Festlegung KOMBI 2.0 vom 08.05.2024 stuft die MBI nach wie vor als volatile Kostenanteile ein.

832 Zudem wurden gemäß der Festlegung VOLKER Kosten für Kapazitätsinstrumente, soweit diese zur Bereitstellung von Einspeisekapazitäten, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland benötigt werden, als volatile Kostenanteile eigestuft.

833 Diese Sachverhalte sind in einer Methodenfestlegung zu erörtern, da die zu beschaffenden Produkte teilweise austauschbar sind und eine gesamthafte Bewertung von Kosten für Maßnahmen zur Erhöhung fester Kapazitäten erfolgen sollte. Bezüglich der MBI gilt zudem ein enger Zusammenhang mit der Festlegung ANIKA, was gegen eine Behandlung auf der Ebene der übergeordneten Festlegung RAMEN spricht.

834 Die dargelegten Kostenanteile können durch eine Methodenfestlegung zu volatilen Kostenanteilen oder ggf. zu KA_{nEu} erklärt werden. Hierbei werden die Kriterien der Exogenität, Gleichartigkeit und Volatilität zu erörtern sein. Gemäß Tenorziffer 7.6 S. 2 und 8.3 S. 2 wird hierbei auch die Werthaltigkeit der Kostenanteile zu erörtern sein.

Entwurf

12.3 Bestimmung und Anpassung der volatilen Kostenanteile (Tenorziffer 8.4)

835 Bei den Kostenanteilen nach der Ziffer 8.2 ist auf das Kalenderjahr t abzustellen (Planwerte mit Ist-Abgleich im Regulierungskonto nach Ziffer 14).

836 Tenorziffer 8.4 S. 1 stellt klar, dass aus dem Ausgangsniveau nach Tenorziffer 5 durch die zuständige Regulierungsbehörde die volatilen Kostenanteile im Basisjahr (VK_0) zu ermitteln sind. Wie die eigentliche Bestimmung des Ausgangsniveaus durch die Regulierungsbehörde stellt dies noch keine Verfahrensregelung dar.

837 Gemäß Tenorziffer 8.4 S. 2 erfolgt sodann die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf den Wert VK_t durch den Netzbetreiber, was eine Verfahrensregelung darstellt (Verzicht auf ein Antragsverfahren oder eine Vorabanzeige).

838 Bezüglich dieser Anpassung regelt Tenorziffer 8.4 S. 3 wiederum in rein materieller Hinsicht, dass bezüglich der in der Festlegung RAMEN anerkannten volatilen Kostenanteile eine Anpassung anhand von Planwerten erfolgt. Dies entspricht der bisherigen Rechtslage und vermeidet Übergangsproblematiken.

839 Bei der jährlichen Anpassung der volatilen Kostenanteile ist, analog zu den Kapitalkosten, eine „Doppelanpassung“ zu vermeiden. Im bisherigen Regulierungsrahmen wird die Veränderung der volatilen Kostenanteile nach dem Basisjahr über den Term VK_t - VK_0 abgebildet. Dies führt zu einer Doppelanpassung: Einerseits werden die VK_0 explizit mittels VK_t auf das Preisniveau des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode angepasst. Andererseits werden sie aber auch als Bestandteil der OPEX allgemein mittels VPI und Xgen angepasst. Preissteigerungen bei den volatilen Kosten werden somit potentiell doppelt vergütet.

840 Beide Anpassungen werden grundsätzlich beibehalten. Die Doppelanpassung wird jedoch dadurch kompensiert, dass vom aktuellen Wert der volatilen Kosten die mittels VPI und Xgen inflationierten volatilen Kostenanteile des Basisjahres abgezogen werden, wodurch die allgemeine Anpassung mittels VPI und Xgen als Bestandteil der OPEX neutralisiert wird.

841 Unabhängig von der Frage, inwiefern die volatilen Kostenanteile nicht nur in den Effizienzvergleich einfließen sollten, sondern der Wert VK_0 auch mit Effizienzvorgaben versehen werden sollte, sieht die Formel nunmehr eine rechnerische Korrektur vor. Demnach werden nur solche Inflationssteigerungen des Wertes VK_0 abgezogen, die im ersten Teil der Formel aufgrund des Verteilungsfaktors auch anerkannt werden. Soweit eine weitergehende

Entwurf

Änderung der Formel in Bezug auf volatile Kostenanteile vorgeschlagen wurde, würde eine solche nicht nur zu einer rechnerischen Korrektur führen, sondern die Anwendung der Effizienzvorgabe auf volatile Kostenanteile dem Grunde nach beseitigen.

13. Kapitalkostenabzug (Tenorziffer 9)

842 Tenorziffer 9 regelt den Kapitalkostenabzug. Auch im Rahmen einer mittelfristig dreijährigen Regulierungsperiode wird grundsätzlich das System des Kapitalkostenabgleichs bestehend aus dem Kapitalkostenabzug und dem Kapitalkostenaufschlag fortgeführt. In der fünften Regulierungsperiode gilt das Bedürfnis eines zeitnahen Abgleichs der Kapitalkosten ohnehin, da diese wie unter der Regelung der Anreizregulierungsverordnung als Übergangsregelung einen Zeitraum von fünf Jahren umfasst. Diesbezüglich wird auf die Erwägungen zur Einführung des Kapitalkostenabgleichs für Verteilernetzbetreiber in den Jahren 2018/2019 (als Nachfolgeregelung zum Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV) und für Fernleitungsnetzbetreiber (dort als Nachfolgeregelung zu den Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV) im Jahr 2023 verwiesen. Zumindest für die sechste Regulierungsperiode mit den dann dreijährigen Regulierungsperioden ist das Bedürfnis nach einer zeitnahen Anerkennung von Kapitalkosten außerhalb des Budgetprinzips grundsätzlich zu bejahen. Zwar ließe sich argumentieren, dass eine hinreichend verkürzte Regulierungsperiode dieses Bedürfnis entfallen lässt. Jedoch soll die Systematik des Kapitalkostenabgleichs in Kontinuität zum bisherigen System gleichbleibende, stabile Investitionsbedingungen sicherstellen. Insoweit ist ein stabiler, fortwährender Regulierungsrahmen mit verlässlichen Investitionsbedingungen ausschlaggebend. Dies ist auch nicht zum grundsätzlichen Nachteil der Netznutzer im Hinblick auf die Preisgünstigkeit, da im Ergebnis nur betriebsnotwendige Ist-Investitionen anerkannt werden. Eine grundsätzliche Weiterentwicklung des Systems der Anreizregulierung in späteren Regulierungsperioden bleibt jedoch vorbehalten.

843 Für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt in materieller Hinsicht eine wesentliche Änderung zum bisherigen System. Über den Kapitalkostenabzug werden nunmehr auch die dynamischen Entwicklungen im Hinblick auf die erweiterten Abschreibungsmodalitäten im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation abgebildet. Diese Dynamisierung der Abschreibungsmodalitäten macht eine flexible Regelung auch im Hinblick auf Bestandsanlagen, also in der jeweiligen Regulierungsperiode der Anlagen, die bis einschließlich zum Basisjahr aktiviert wurden, erforderlich. Hierbei entfällt das Zusatzinstrument des Transformationselements, welches mit der Festlegung KANU 2.0 als

Entwurf

Übergangsregelung eingeführt wurde. Insofern erfährt der Kapitalkostenabzug eine Vereinfachung mit Blick auf die Komplexität zwischen Nutzungsdauerwechseln nach der Einführung von KANU 2.0, was auch in einer Stellungnahme angeregt wurde. Mit Blick auf diese Unterschiede scheidet ein Gleichlauf der Regelungen für Strom- und Gasbereich, wie er in einer Stellungnahme angeregt wurde, zukünftig aus. In Bezug auf Einwendungen gegen die Anwendung des Effizienzwertes auf Kapitalkosten unter Verweis auf diese Änderung zum bisherigen System wird auf die diesbezüglichen Ausführungen zur Tenorziffern 4.3 verwiesen.

844 Eine Regelung dahingehend, dass der Kapitalkostenabzug keine Werte kleiner als null annehmen darf, muss aufgrund dieser Systematik bei Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern entfallen, da hier ein negativer Kapitalkostenabzug Ausdruck von zulässigen, höheren Kapitalkosten sein kann.

13.1 Festlegung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.1)

845 Zur Umsetzung dieses Systems und zur Abgrenzung von materiellen Regelungen zu Verfahrensfragen sieht Tenorziffer 9.1 vor, wie der Kapitalkostenabzug zu ermitteln ist, aber nicht, dass dies durch die Regulierungsbehörde einmalig erfolgt. Bei der vorgesehenen materiellen Anpassungsmöglichkeit ist zwangsläufige Folge, dass die Anpassung auf ein Begehren des Netzbetreibers hin erfolgen kann. Wie genau die Anpassung verfahrenstechnisch ausgestaltet wird, ist eine Anschlussfrage (s.u.).

846 Der Kapitalkostenabzug ergibt sich aus den im Ausgangsniveau enthaltenen Kapitalkosten abzüglich der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode. Aufgrund der Vorgaben zum Ausgangsniveau einschließlich der darin enthaltenen, abgrenzbaren Kapitalkosten kann eine entsprechende Differenzbildung erfolgen.

847 Kapitalkosten aus Investitionen nach dem Basisjahr werden hierbei nicht berücksichtigt, da diese Kapitalkosten über den Kapitalkostenaufschlag abgebildet werden. Hierunter fallen Investitionen in den Bestand betriebsnotwendiger Anlagegüter sowie die Vereinnahmung von Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen nach dem Basisjahr.

Entwurf

13.2 Berechnung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.2)

848 Aus der Vorgabe in Tenorziffer 9.2 ergibt sich die Berechnung der fortgeführten Kapitalkosten zur Bestimmung des Kapitalkostenabzugs. Regelungstechnisch arbeitet die Tenorierung mit Verweisen auf die jeweils relevanten Bestimmungen der Festlegung GasNEF.

849 Gemäß Tenorziffer 9.2 a) und b) wird der Grundsatz geregelt, dass die im Zeitablauf sinkenden Restwerte des betriebsnotwendigen Sachanlagevermögens, der betriebsnotwendigen immateriellen Vermögensgegenstände sowie der Netzanschlusskostenbeiträge, Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse zu berücksichtigen ist. Hierbei wird zur Bestimmung der Restwerte auch auf die Tenorziffern 8 und 9 bzw. 13 der Festlegung GasNEF verwiesen.

850 Tenorziffer 9.2 c) bis f) bestimmt sodann die rechnerischen Elemente der fortgeführten Kapitalkosten anhand der fortgeführten kalkulatorischen Abschreibungen, der fortgeführten kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung, der fortgeführten kalkulatorischen Gewerbesteuer und der fortgeführten kostenmindernden Erträge. Erwähnt sei diesbezüglich, dass es sich bei dem Verweis auf Tenorziffer 10 S. 2 der Festlegung GasNEF zu den Details des Gesamtkapitalkostensatzes um einen Kettenverweis zur Methodenfestlegung für die Kapitalverzinsung handelt. Durch den Verweis auf die Tenorziffer 10 der Festlegung GasNEF wird zudem die gesamte Systematik zur Berechnung der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung in Bezug genommen, so etwa auch zur Mittelwertbildung nach Tenorziffer 10 S. 5 der Festlegung GasNEF, aber auch zur Berücksichtigung von betriebsnotwendigen Grundstücken nach Tenorziffer 10 S. 4 b) der Festlegung GasNEF, die in ihrem Wertansatz zu Anschaffungskosten unverändert fortgeführt werden.

851 Tenorziffer 9.2 d) 2. HS stellt klar, dass die fortgeführte kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung unter Anwendung des gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatzes aus dem Ausgangsniveau berechnet wird.

852 Bezüglich der fortgeführten kalkulatorischen Gewerbesteuer nach Tenorziffer 9.2 e) ergibt sich aus dem Verweis auf Tenorziffer 12 S. 3 der Festlegung GasNEF, dass es auch bei der fortgeführten kalkulatorischen Gewerbesteuer auf die jeweilige Gewerbesteuermesszahl und den jeweiligen Gewerbesteuerhebesatz im Basisjahr ankommt.

853 Bezüglich der kostenmindernden Auflösungsbeträge der aus Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen nach Tenorziffer 9.2 f) gilt, dass

Entwurf

diese zuvor als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten fortgeführt wurden, nunmehr aber im Gesamtsystems des Kapitalkostenabzugs und Kapitalkostenaufschlags berücksichtigt werden.

13.3 Besonderheiten bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten (Tenorziffer 9.3 und 9.4)

854 Tenorziffer 9.3 bestimmt, welche Elemente bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten im Vergleich zum Ausgangsniveau unverändert bleiben. Dies betrifft die betriebsnotwendigen Vorräte und das betriebsnotwendige Umlaufvermögen nach Tenorziffern 10 S. 4 d) und e) der Festlegung GasNEF. Es erfolgt keine Abschmelzung dieser Positionen parallel zum übrigen betriebsnotwendigen Vermögen, da im Kapitalkostenaufschlag eine Berechnung der Verzinsungsbasis insoweit ohne eine Berücksichtigung von Umlaufvermögen und Vorräten erfolgt (Tenorziffer 11.5 S. 2). Insoweit bleibt es bei der Pauschale nach Tenorziffer 10 S. 7 der Festlegung GasNEF, die sich auf die Netzkosten des jeweiligen Basisjahres als repräsentativen Wert bezieht. Eine Reduzierung des zu verzinsenden Umlaufvermögens über den Kapitalkostenabzug erfolgt -anders als teils vorgebracht – gerade nicht. Insgesamt wird das Umlaufvermögen dem Budgetprinzip unterworfen, in dem es sich auf die Netzkosten des jeweiligen Basisjahres als repräsentativen Wert bezieht. Eine Fortentwicklung anhand der Entwicklung der Netzkostenbasis bei zunehmenden Investitionen, wie in einer Stellungnahme gefordert, erfolgt hierbei nicht. Dies gilt spiegelbildlich bei einem Absinken der Netzkostenbasis.

855 Ohne explizite Regelung gilt dies im Rahmen der fortgeführten kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung nach Tenorziffer 9.2 d) auch für die in Tenorziffer 10 S. 4 b) der Festlegung GasNEF aufgeführten betriebsnotwendigen Grundstücke zu Anschaffungskosten.

856 Tenorziffer 9.4 regelt sodann die Systematik zur Berücksichtigung der Anlagen im Bau und Anzahlungen. Im System des Kapitalkostenabgleichs bestehend aus Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag erfolgt eine Berücksichtigung der tatsächlich bestehenden bzw. umgebuchten Anlagen im Bau und Anzahlungen. Hierfür bleiben im Rahmen des Kapitalkostenabzugs Anlagen im Bau und Anzahlungen vollständig unberücksichtigt in dem Sinne, als deren sofortige und vollständige Abschmelzung nach dem Basisjahr fingiert wird. Im Gegenzug erfolgt im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags eine Berücksichtigung der Ist-Werte der Anlagen im Bau und Anzahlungen im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode, unabhängig vom Jahr des Zugangs (Tenorziffer 11.5 S. 3).

Entwurf

857 Einzelne Stellungnahmen kritisierten, dass die Absenkung des Anfang- und Endbestands auf Null nicht sachgerecht sei, weil es gerade im Bereich Netzausbau üblich sei, große kapitalintensive Projekte über mehrere Jahre zu ziehen. Es gebe daher gute Gründe diese Anlagen im Bau auch im Rahmen der fortgeführten Kapitalkosten zu verzinsen. Denn Kredite für solche Projekte werden in der Regel zu Beginn des Baus aufgenommen, die Finanzierungskosten fallen also ab Baubeginn an. Diese reale Kostenbelastung führe zu einer Schieflage in den Finanzströmen soweit keine Verzinsung der Anlagen im Bau erfolge.

858 Diese Kritik teilt die Beschlusskammer nicht. Das Zusammenspiel von Tenorziffer 9.4 sowie 11.5 S. 3 gewährleistet eine sachgerechte Verzinsung von Anlagen im Bau, auch bereits ab Baubeginn. Wie erläutert, bleiben Anlagen im Bau im Kapitalkostenabzug zwar vollständig unberücksichtigt, finden aber im Gegenzug im Kapitalkostenaufschlag Berücksichtigung (s.o.).

13.4 Abbildung der Anpassung von Abschreibungsmodalitäten (Tenorziffer 9.5)

859 In Fortführung der Festlegung KANU 2.0 erlaubt auch die Festlegung GasNEF einen aufgrund der Gasnetztransformation flexiblen Umgang mit Abschreibungsmodalitäten. Sofern es zu solchen regulatorisch zulässigen Anpassungen der Abschreibungsmodalitäten der Bestandsanlagen zu einem Zeitpunkt nach dem Basisjahr kommt, werden diese über den Kapitalkostenabzug abgebildet. Anders als noch die Übergangsregelung in KANU 2.0 ist in der Festlegung GasNEF auch eine Flexibilisierung der Regelungen zu Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen vorgesehen. Auch diese Anpassungen werden im Kapitalkostenabzug abgebildet.

860 Durch den Verweis auf die nach Tenorziffer 9 bzw. 13 der Festlegung GasNEF regulatorisch zulässigen Anpassungen der Abschreibungs- bzw. Auflösungsmodalitäten wird sichergestellt, dass lediglich entsprechend zulässige Anpassungen der Abschreibungs- bzw. Auflösungsmodalitäten im Kapitalkostenabzug abgebildet werden können. Die sich daraus ergebenden Wahlrechte können, sofern das begründet und damit zulässig ist, von den Netzbetreibern faktisch jederzeit ausgeübt werden. Eine Ausübung zwischen den Basisjahren hat eine Abwicklung über den Kapitalkostenabzug zur Folge (wobei auch eine Ausübung im Basisjahr in der dann aktuell laufenden Regulierungsperiode über den Kapitalkostenabzug abgebildet wird).

Entwurf

861 Schließlich sieht Tenorziffer 9.5 S. 3 ebenso wie die Festlegung KANU 2.0 vor, dass eine rückwirkende Anpassung der Abschreibungsmodalitäten ausgeschlossen ist. Damit wird verhindert, dass entsprechende Anpassungen nicht in die jeweilige Entgeltbildung einfließen und erst später über das Regulierungskonto abgewickelt werden. Zu den diesbezüglichen Begründungen wird auf die Festlegung KANU 2.0 verwiesen (dort Tenorziffer 10).

13.5 Ergänzende Abbildung von Teilnetzübergängen und vorzeitigen Anlagenabgängen (Tenorziffer 9.6)

862 Mit den Regelungen in Tenorziffer 9.6 S. 1 wird der Kapitalkostenabzug für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber in Verbindung mit dem Kapitalkostenaufschlag zu einem gesamthaften Kapitalkostenabgleich fortentwickelt. Da nach Tenorziffer 9.5 ohnehin eine unmittelbare Abbildung von geänderten Abschreibungsmodalitäten erfolgt, ist nach Tenorziffer 9.6 S. 1 eine Erweiterung um Teilnetzübergänge und Anlagenabgänge vorgesehen. Erfolgen diese nach dem Basisjahr, sind sie bei der Fortschreibung der Restbuchwerte der betriebsnotwendigen Anlagegüter sowie der Netzanschlusskostenbeiträge, Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse im Kapitalkostenabzug zu berücksichtigen. Hierbei kann es, wie auch bereits bei der Abbildung geänderter Abschreibungsmodalitäten nach Tenorziffer 9.5, insb. bei Teilnetzzugängen auch zu gegenläufigen Effekten zum generellen Abschmelzen der Kapitalkosten kommen.

863 Die Regelungen zu Teilnetzübergängen im Kapitalkostenabzug betreffen jedoch nur Anlagen mit einem ursprünglichen Zugangsjahr bis einschließlich des jeweiligen Basisjahres der Regulierungsperiode. Anlagen mit einem späteren Zugangsjahr, die aus einem Teilnetzübergang zugehen, werden über den jeweiligen Kapitalkostenaufschlag berücksichtigt. Insoweit erfolgt keine Änderung zur Vorgehensweise unter der Geltung der ARegV.

864 Bezüglich Vollnetzübergängen ist nach wie vor materiell eine Übertragung und parallele Fortführung der Erlösobergrenzen bis zur nächsten Kostenprüfung vorgesehen, so dass Vollnetzübergänge nicht im Kapitalkostenabzug abzubilden sind.

865 Bezüglich der Teilnetzübergänge ist die Folge für die Regelung nach Tenorziffer 15, dass bei den Bestimmungen zum Übergang von weiteren Kostenanteilen nur noch eine Regelung zu OPEX getroffen werden muss, da die CAPEX vollständig über den Kapitalkostenabzug abgebildet werden, sowohl beim abgebenden als auch beim aufnehmenden Netzbetreiber.

Entwurf

866 Schließlich erfolgt in Tenorziffer 9.6 S. 1 eine Regelung, wonach auch etwaige vorzeitige Anlagenabgänge innerhalb des Kapitalkostenabzugs vollständig erfasst und nachgefahren werden. Im Ergebnis wird für das jeweilige Jahr der Regulierungsperiode der Wert aus dem Ausgangsniveau insoweit ersetzt. Wie im Ausgangsniveau ist hierbei der Saldo aus den vorzeitig abgegangenen Restwerten und etwaigen Entschädigungen etc. maßgeblich. Für eine sachgerechte Korrektur wird der aus dem Ausgangsniveau fortgeführte Wert bereinigt (siehe hierzu Tenorziffer 4.6 zum entsprechenden Korrekturterm).

867 Bei diesen Korrekturen wirkt sich eine geringere oder höhere Verzinsungsbasis für alle verbleibenden Jahre der Regulierungsperiode ab dem Jahr des Zugangs oder Abgangs aus. Einmaleffekte aus Anlagenabgängen beziehen sich hingegen nur auf das jeweilige Jahr.

868 Die vorgebrachte Optimierung dahingehend, dass Netzbetreiber hier für das Basisjahr keine Werte angeben, damit die Kosten nicht in den Aufwandsparameter eingehen und dennoch der volle Ist-Aufwand im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs geltend gemacht werden kann, werden durch die Kostenprüfung ausgeschlossen. Im Rahmen der Kostenprüfung erfolgt eine Überleitung der handelsrechtlichen Buchverluste- und gewinne zu kalkulatorischen Buchverlusten- und gewinnen. Die Werte können sich aufgrund von unterschiedlichen Nutzungsdauern und damit Restwerten unterscheiden. Damit wird sichergestellt, dass der korrekte Basisjahrwert in den Aufwandsparameter einfließt.

869 Zur Frage des Budgetprinzips gilt, dass die Berücksichtigung auch von Anlagenabgängen neben der ohnehin seit 2025 möglichen Berücksichtigung von beschleunigten Abschreibungen im Rahmen der absehbaren Gasnetztransformation sachgerecht ist. Hierdurch wird der Kapitalkostenabgleich im Gassektor im Hinblick auf Anlagenabgänge erweitert.

870 Schließlich zeigt sich anhand der entsprechenden unterschiedlichen Regelungen in der StromNEF und GasNEF hierzu (dort Tenorziffer 7), dass aufgrund der Gasnetztransformation eine unterschiedliche Behandlung auch im Kapitalkostenabgleich sachgerecht ist.

871 Die Stellungnahmen zu diesem Punkt dahingehend, dass eine vollständige Anerkennung von kalkulatorischen Buchverlusten erfolgen sollte, ist für die Beschlusskammer nicht nachvollziehbar, da ein vollständiger Kapitalkostenabgleich einschließlich der Abbildung von kalkulatorischen Buchverlusten und Gewinnen beabsichtigt ist.

Entwurf

872 Eine Übergangsregelung für Anlagenabgänge der Jahre 2021 bis 2027 wird jedoch abgelehnt. Bis einschließlich dem Erlösobergrenzenjahr 2027 unterliegt der Sachverhalt dem Budgetprinzip und ist in jedem Jahr bis einschließlich 2027 angemessen und sachgerecht in der Erlösobergrenze abgebildet. Es ist auch nicht ersichtlich, dass im Zeitraum bis 2027 im Vergleich zum Basisjahr 2020 die Gasnetztransformation im Hinblick auf Anlagenabgänge eine Neubewertung erforderlich machen würde. Hingegen können perspektivisch ab dem Zeitraum um das Jahr 2030 solche Sachverhalte eine höhere Volatilität aufweisen. Der Vorschlag einer Übergangslösung berücksichtigt zudem nicht, dass es dann zu einer teilweisen doppelten Anerkennung der Kosten käme (einmal im Rahmen des Budgetprinzips und darüber hinaus als Ist-Kosten-Ansatz).

873 Schließlich stellt die Beschlusskammer klar, dass die Regelung für alle vorzeitigen Anlagenabgänge gilt und die daraus resultierenden kalkulatorischen Buchverluste und -gewinne umfasst. Eine Differenzierung zwischen verschiedenen Arten von Anlagenabgängen (also z.B. transformationsbedingten oder rein technischen Sachverhalten) ist nicht beabsichtigt.

874 Sowohl bei Teilnetzübergängen als auch bei Anlagenabgängen sind bei der Entgeltbestimmung für das jeweils kommende Jahr gemäß Tenorziffer 9.6 S. 2 Ist-Werte anzusetzen, soweit diese schon feststehen. Im Übrigen ist nach Tenorziffer 9.6 S. 3 auf Planwerte abzustellen (siehe auch die Ausführungen zu Planwerten im Kapitalkostenaufschlag). Insoweit ist ein Plan-Ist-Abgleich im Regulierungskonto erforderlich. Soweit in einer Stellungnahme der Verzicht auf einen Plan-Ist-Abgleich vorgeschlagen wurde, folgt die Beschlusskammer dem nicht. Der Plan-Ist-Abgleich ermöglicht der Regulierungsbehörde im Interesse der Netznutzer gerade auch, die Berechnung des Kapitalkostenabzugs daraufhin zu kontrollieren, ob diese in Einklang mit den Vorgaben erfolgt ist (siehe hierzu auch Erwägungen zu Tenorziffer 15).

13.6 Verfahrensregelungen (Tenorziffer 9.7)

875 Bei den Regelungen in Tenorziffer 9.7 handelt es sich vollständig um Verfahrensregelungen. Bezüglich des Kapitalkostenabzugs in ein verpflichtendes Anzeigeverfahren vorgesehen. Eine vorherige Bestimmung des Kapitalkostenabzugs im Zuge der erstmaligen Festlegung der Erlösobergrenzen ist damit entbehrlich. Hierauf weist das Wort „zunächst“ hin, dessen Streichung in einer Stellungnahme vorgeschlagen wurde. Die Anzeige hat zum 30. Juni eines Jahres für das Folgejahr zu erfolgen, so dass die angezeigten Sachverhalte vor der

Entwurf

Veröffentlichung der vorläufigen Entgelte zum 15. Oktober geprüft werden können. In Bezug auf die flexibilisierten Abschreibungsmodalitäten ist ein Verweis auf die Regelungen in der GasNEF zu SAV-IDs vorgesehen. Auf diese Weise wird eine übersichtliche und dauerhaft nachvollziehbare Darstellung des Anlagevermögens auch im Zuge der Gasnetztransformation ermöglicht.

876 Soweit in einer Stellungnahme angeregt wurde, eine abweichende Regelung durch die Landesregulierungsbehörden auszuschließen, um ein bundeseinheitliches Verfahren zu gewährleisten, ist dies vor dem Hintergrund der Regelung in § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG nicht möglich.

877 Soweit Anpassungen an den Erhebungsbögen vorgeschlagen wurden, ist dies nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung. Die Frage einer Harmonisierung sowie des Bedarfs von Anpassungen an Erhebungsbögen eignet sich nicht für eine abstrakt-generelle Vorgabe. Dies bleibt – wie bisher – der Verwaltungspraxis vorbehalten.

14. Effizienzvergleich (Tenorziffer 10)

878 Die Regelungen zur Ermittlung von individuellen Effizienzvorgaben entlang eines generellen Abbaupfades werden bezüglich der Verteilernetzbetreiber dem Grunde nach fortgeführt. Aufgrund der Vielzahl der methodischen Detailfragen hierzu wird auf der Ebene der Festlegung RAMEN jedoch nur ein Ansatz in der Regulierungssystematik dem Grunde nach angelegt. Für Fernleitungsnetzbetreiber gilt die Regelung unter Tenorziffer 10.2.

14.1 Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs für Gasverteilernetzbetreiber (Tenorziffer 10.1)

879 Für Gasverteilernetzbetreiber steht die grundsätzliche Entscheidung zur Ermittlung individueller Effizienzwerte nach Tenorziffer 10.1 S. 1 mit einer Einschränkung dahingehend, dass ein Effizienzvergleich durchzuführen ist, soweit dies möglich ist. Demnach wäre zu erörtern, ob ein Effizienzvergleich im Hinblick auf die gestiegene Heterogenität aufgrund der Dekarbonisierung und der Gasnetztransformation noch belastbar durchgeführt werden kann. Sofern der Effizienzvergleich durchgeführt wird, wäre bei der Bestimmung der Aufwandsparameter und der Bestimmung der abzubauenden Ineffizienzen unter anderem die perspektivisch fortschreitende Heterogenität der Abschreibungsmodalitäten zu berücksichtigen. Diese Einschränkung trägt den Bedenken in vielen Stellungnahmen ausreichend Rechnung, die einen Effizienzvergleich für Gasversorgungsnetzbetreiber mit Blick

Entwurf

auf die Transformation der Gasnetze und die Dekarbonisierung kritisch sahen, insbesondere mit Blick auf steigende Heterogenität einschließlich Auswirkungen verkürzter Abschreibungsdauern sowie die Outputbetrachtung beim Effizienzvergleich. In Bezug auf Stellungnahmen zur zeitlichen Durchführbarkeit der Vorprüfung wird auf das Verfahren der Methodenfestlegung Effizienzvergleich verwiesen.

880 Die Grundsatzentscheidung, dass nicht nur individuelle Erlösobergrenzen, sondern auch individuelle Effizienzwerte zu ermitteln sind (im Gegensatz zur Möglichkeit von Gruppeneffizienzvorgaben nach § 21a Abs. 1 S. 3 EnWG), ergibt sich bereits aus Tenorziffer 2.1 S. 3 wonach die in den Erlösobergrenzen enthaltenen Effizienzvorgaben sich auf den jeweiligen Netzbetreiber beziehen. Zudem wird die Regelung fortgeführt, dass ein bundesweiter Effizienzvergleich durchzuführen ist, also ein Verfahren unter Beteiligung der Netzbetreiber, welcher nach § 54 EnWG der Regulierung durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden unterliegen. Durch die Vorgabe eines bundesweiten Effizienzvergleichs ergibt sich auch der Grundsatz, dass eine möglichst breite Datenbasis vorzusehen ist, dass also möglichst alle Gasverteilernetzbetreiber einzubeziehen sind, die nicht am vereinfachten Verfahren teilnehmen.

881 Der Effizienzvergleich soll wie bisher möglichst vor Beginn der Regulierungsperiode durchgeführt werden, damit das Budget möglichst ex ante feststeht. Es handelt sich dabei aber – wie bisher –um keine Ausschlussfrist. Ein Ausschluss wäre nicht damit vereinbar, dass die Erlösobergrenze so festzulegen und die in ihre Festlegung eingehenden Werte so zu bemessen sind, dass die Netznutzungsentgelte auf der Grundlage der Kosten einer effizienten Leistungserbringung unter Einschluss einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals bestimmt werden.[47]

882 Mit der Regelung in Tenorziffer 10.1 S. 2 erfolgt ein Verweis auf die Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich). Hierbei wird auf das Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG verwiesen, wonach Regelungen zu Effizienzvorgaben durch Bestimmung von Effizienzzielen, die die objektiven strukturellen Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber angemessen berücksichtigen, auf Grundlage eines oder mehrerer Verfahren zur Effizienzmessung, getroffen werden können. Alle weiteren

[47] Vgl. BGH, Beschluss vom 26. Oktober 2021 – EnVR 17/20 –, juris Rn. 54.

Entwurf

Einzelfragen zum bundesweiten Effizienzvergleich werden demnach in der Methodenfestlegung hierzu geregelt.

883 Hierbei werden die bestehenden rechtlichen Vorgaben zu berücksichtigen sein. So sieht § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG vor, dass die Effizienzvorgaben so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein sollen, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Insofern ist auch eine Tenorierung dieser Vorgabe – wie teilweise in den Stellungnahmen gefordert – nicht erforderlich. Diese Vorgabe aus dem EnWG gilt für die Methodenfestlegung ohnehin. Nach § 21a Abs. 1 S. 6 1. HS EnWG sollen die Effizienzvorgaben objektive strukturelle Unterschiede berücksichtigen, wobei diese Vorgabe im Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG insofern näher bestimmt wird, als dass die objektiven strukturellen Unterschiede „angemessen“ zu berücksichtigen sind. Diesbezüglich wird auch zu erörtern sein, wie die durch die Auswahl der Vergleichsparameter die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden kann (zuvor § 13 Abs. 3 S. 8 2. HS ARegV). Dazu soll vor bzw. bei der Durchführung des Effizienzvergleichs die strukturelle Vergleichbarkeit der Netzbetreiber sichergestellt werden. Zur Gewährleistung der strukturellen Vergleichbarkeit kann auch die Bildung von objektiv abgrenzbaren Subgruppen erforderlich sein, für welche die strukturelle Vergleichbarkeit methodisch hergestellt werden oder aber eine separate Effizienzwertermittlung erforderlich sein kann. Die nähere Regelung bleibt einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) vorbehalten. Eine Übernahme von § 13 Abs. 3 S. 8 ARegV, die in Stellungnahmen vorgeschlagen wurde, wird vor diesem Hintergrund nicht für erforderlich gehalten.

884 Zudem muss nach § 21a Abs. 1 S. 7 EnWG die Methode zur Ermittlung von Effizienzvorgaben so gestaltet sein, dass eine geringfügige Änderung einzelner Parameter der zugrunde gelegten Methode nicht zu einer, insbesondere im Vergleich zur Bedeutung, überproportionalen Änderung der Vorgaben führt.

885 Die Vorgabe nach § 21a Abs. 1 S. 6 2. HS EnWG, wonach die Effizienzvorgaben sich nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil beziehen sollen, wird bereits systematisch durch die Regelung in Tenorziffer 7 zu Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, umgesetzt.

886 Weitere Detailregelungen zu Vorgaben zu den Methoden für die Ermittlung der Effizienzvorgaben (insb. Auswahl und Anzahl der Methoden), zu den Aufwandsparametern

Entwurf

(insb. zur Bestimmung als Ausgangsniveau abzüglich der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, und zu einer Vergleichbarkeitsrechnung bezüglich der Kapitalkosten), zu den Vergleichsparametern (insb. zur Kostentreiberanalyse und zu Kriterien zur Abbildung der Versorgungsaufgabe sowie zur Stützung der Belastbarkeit des Effizienzvergleichs) und zu Absicherungsmechanismen (insb. Vorgaben zu Ausreißeranalysen und zur rechnerischen Berücksichtigung der Ergebnisse von ggf. mehreren Methoden im individuellen Effizienzwert sowie etwaige Mindesteffizienzvorgaben) bleiben der Methodenfestlegung vorbehalten. Bezüglich dieser Fragestellungen gilt der generelle Grundsatz nach § 21a Abs. 2 EnWG, dass die methodischen Entscheidungen dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen.

887 Die Beschlusskammer hält auch im Lichte der Stellungnahmen daran fest, nähere Vorgaben und Regelungen nicht in dieser Festlegung vorzunehmen, sondern einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) zu überlassen. Der rechtliche Rahmen, insbesondere die vorstehenden Vorgaben, gelten in gleicher Weise unmittelbar für die Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich). Soweit in Stellungnahmen gefordert wurde, methodische Grundentscheidungen bereits in dieser Festlegung zu treffen, hält die Beschlusskammer dieses Vorgehen für nicht zweckmäßig. Dies würde selektiv methodische Entscheidungen herauslösen, obwohl es letztlich einer Begründung der Gesamtmethodik nach dem Stand der Wissenschaft bedarf. Vor diesem Hintergrund sind Detailregelungen nicht Gegenstand dieser Festlegung. In Bezug auf Stellungnahmen hierzu, etwa zu Sicherungsmechanismen, zu der Auswahl von Vergleichsparametern, zu Fragen der Heterogenität und strukturellen Vergleichbarkeit, zu einer Berücksichtigung des vorausschauenden Netzausbaus, zu einer Skalierung, zu einer Mindesteffizienz, zu einer Abrechnung zwischen Methoden und Kostenarten sowie zum Abbaupfad, wird auf das Verfahren der Methodenfestlegung Effizienzvergleich verwiesen.

888 In Bezug auf Einwendungen gegen die Anwendung des Effizienzwertes auf Kapitalkosten und volatile Kostenanteile wird auf die Ausführungen zur Tenorziffer 4.3 verwiesen.

889 Soweit in Stellungnahmen die Einbeziehung der Kapitalkosten, die aus Anlagen im Bau resultieren, in den Aufwandsparametern und damit den Effizienzvergleich kritisiert wurde, ist dies nicht Gegenstand dieser Festlegung. Die näheren Bestimmungen zur Ermittlung des Ausgangsniveaus trifft die Festlegung GasNEF, auf die insoweit verwiesen wird.

Entwurf

890 Für den Fall, dass ein Effizienzvergleich für Gasverteilernetzbetreiber nicht möglich sein sollte, könnten durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG andere Regelungen zu Effizienzanreizen getroffen werden.

14.2 Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber (Tenorziffer 10.2)

891 Die Fortentwicklungen auf der Ebene des europäischen Rechtsrahmens zu den Effizienzvorgaben für Fernleitungsnetzbetreiber wird in der Festlegung RAMEN abgebildet. Das bisher in § 22 Abs. 3 und 4 ARegV angelegte gestufte Verfahren von nationalen und internationalen Effizienzvergleichen bzw. einer Referenznetzanalyse wird nunmehr grundsätzlich durch die Vorgabe in Art. 19 Abs. 2 Gas-VO überlagert. Hiernach gilt unmittelbar:

> *„In Bezug auf die Kosten des Fernleitungsnetzbetreibers wird ein Vergleich der Kosteneffizienz der Fernleitungsnetzbetreiber durchgeführt. Der Effizienzvergleich wird von ACER durchgeführt. Bis zum 5. August 2027 und danach alle vier Jahre veröffentlicht ACER unter Berücksichtigung des Schutzes von Daten, die von ACER als sensible Geschäftsdaten betrachtet werden, eine Studie über den Vergleich der Kosteneffizienz der Fernleitungsnetzbetreiber. Die zuständigen Regulierungsbehörden und die Fernleitungsnetzbetreiber stellen ACER alle erforderlichen Daten für diesen Vergleich bereit. Bei der regelmäßigen Festsetzung der zulässigen Erlöse oder Zielerlöse der Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen die zuständigen Regulierungsbehörden diesen Vergleich und die nationalen Gegebenheiten.“*

892 Demnach würde zumindest die erstmalige Durchführung des ACER-Effizienzvergleichs noch passend zum Beginn der fünften Regulierungsperiode Gas erfolgen (Beginn 01.01.2028). Jedoch wird aller Voraussicht nach die Datengrundlage für den ACER-Effizienzvergleich nicht dem Basisjahr entsprechen. Zudem werden sich aufgrund der Länge der Regulierungsperioden und der Frequenz des ACER-Effizienzvergleichs von vier Jahren stets problematische Konstellationen ergeben. Aufgrund des Zeitversatzes wird eine unmittelbare Berücksichtigung der Ergebnisse des ACER-Effizienzvergleichs genau zu prüfen sein.

893 Damit stellt sich die grundsätzliche Frage, in welchem Verhältnis ein etwaiges nationales zu diesem internationalen Effizienzvergleichsverfahren stehen soll. In diese Bewertung soll auch einfließen, welche Vorteile und Nachteile das internationale ACER-Verfahren hat. Ein Vorteil ist die höhere Anzahl an Beobachtungen. Ein Nachteil ist die höhere Heterogenität der europaweiten Beobachtungen und ggf. auch die fehlende Vergleichbarkeit der Kosten aus

Entwurf

gänzlich verschiedenen Regulierungssystemen. Diesbezüglich kann auf den bisher auf freiwilliger Basis durchgeführten CEER-Benchmark verwiesen werden. Zu diesen Fragestellungen enthält auch bereits die ARegV Regelungen (§ 22 Abs. 1 S. 4 ARegV, wonach bei der Durchführung des internationalen Effizienzvergleichs die strukturelle Vergleichbarkeit der zum Vergleich herangezogenen Unternehmen sicherzustellen ist, insbesondere auch durch Berücksichtigung nationaler Unterschiede wie unterschiedlicher technischer und rechtlicher Vorgaben oder von Unterschieden im Lohnniveau oder durch die Herstellung der Vergleichbarkeit der Aufwandsparameter nach Maßgabe des § 14 ARegV). Entsprechende Fragestellungen, die auch in Stellungnahmen bezüglich der Anwendbarkeit des europäischen Effizienzvergleiches adressiert wurden, werden auch bei der Durchführung und Anwendung des ACER-Effizienzvergleichs zu erörtern sein.

894 Es wird demnach jeweils zu prüfen sein, ob und wie die konkreten Ergebnisse des ACER-Effizienzvergleichs letztlich in der nationalen Erlösobergrenzenfestlegung berücksichtigt werden können. Soweit in mehreren Stellungnahmen eine unmittelbare Übernahme der konkreten Ergebnisse kritisiert wurde, wird eine solche gerade nicht festgelegt.

895 Trotz der Vorgabe eines ACER-Effizienzvergleichs soll nach wie vor die Möglichkeit eines weiteren Effizienzvergleichs nach Maßgabe insb. von § 21a EnWG angelegt werden, da zu diesem Zeitpunkt noch offen ist, ob und wie die Ergebnisse des ACER-Effizienzvergleichs angewandt werden können. Jedoch soll im Sinne einer Vermeidung von Doppelstrukturen in einem ersten Schritt erörtert werden, wie der ACER-Effizienzvergleich berücksichtigt werden kann. Diesbezüglich wird auch zu erörtern sein, welche Auswirkungen sich aus dem Umstand ergeben, dass das Jahr der Datenbasis des ACER-Effizienzvergleichs voraussichtlich nicht dem Basisjahr entsprechen wird.

896 Auf der Grundlage dieser Überlegungen ist die Regelung in Tenorziffer 10.2 S. 1 vorgesehen, wonach bei der Ermittlung der individuellen Effizienzwerte der Fernleitungsnetzbetreiber der letzte Effizienzvergleich nach Art. 19 Abs. 2 Gas-VO unter Berücksichtigung der nationalen Gegebenheiten berücksichtigt werden kann. Alternativ kann die Bundesnetzagentur einen Effizienzvergleich durchführen. Nähere Regelungen erfolgen durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich).

897 Satz 1 enthält wie oben dargelegt die grundsätzliche Regelung für eine Berücksichtigung des ACER-Effizienzvergleichs. Der einschränkende Zusatz zur Berücksichtigung der „nationalen Gegebenheiten“ ist aus dem Wortlaut von Art. 19 Abs. 2 GasVO übernommen. Ob, welche und

Entwurf

in welchem Umfang nationale Gegebenheiten zusätzlich zu berücksichtigen sind, kann abschließend erst nach der Durchführung des ACER-Effizienzvergleichs beantwortet werden. So ist offen, wie viele Einzelergebnisse (nach Methoden oder Varianten von Eingangsparametern) der ACER-Effizienzvergleich ausgeben wird. Bei mehreren Ergebnissen kommt jedenfalls eine Bestabrechnung oder Durchschnittsbildung in Betracht. Darüber hinaus werden grundsätzlich alle Umstände bezogen auf die Kosten bzw. Aufwandsparameter und die Versorgungsaufgabe bzw. die Vergleichsparameter, welche keinen oder nur unzureichenden Eingang in den ACER-Effizienzvergleich gefunden haben, zusätzlich zu bewerten sein. Diesbezüglich kann auch ein Quervergleich mit den Fernleitungsnetzbetreibern und Regulierungssystemen anderer Mitgliedstaaten relevant werden.

898 Insbesondere, wenn die Datengrundlage des ACER-Effizienzvergleichs nicht dem entsprechenden Basisjahr der Regulierungsperiode entspricht, wird zu erörtern sein, inwiefern die Datengrundlage und die Ergebnisse des ACER-Effizienzvergleichs eine hinreichende Aussagekraft im Hinblick auf die Regulierungsperiode und das Basisjahr haben und die Ergebnisse für eine Berücksichtigung hinreichend belastbar sind.

899 Schließlich könnte auch ein Sicherheitszuschlag auf die Ergebnisse vorgenommen werden oder es könnte erörtert werden, ob die Einzelergebnisse lediglich im Rahmen der Kostenprüfung zum Ausgangsniveau im Sinne eines Indikators für Schwerpunktprüfungen angesetzt werden. Entgegen mehrerer Stellungnahmen zielt dies nicht auf eine pauschale Kürzung von Kosten. Die Einzelergebnisse könnten vielmehr als Indikator herangezogen werden, wo der bestehende Effizienzkostenmaßstab bei der Kostenprüfung vertieft umgesetzt wird oder auf eine solche Prüfung ggf. verzichtet werden kann.

900 Nähere Regelungen zur Berücksichtigung des ACER-Effizienzvergleichs einschließlich der Art und Weise einer etwaigen Verwendung sowie der nationalen Gegebenheiten sind allerdings nicht Gegenstand dieser Festlegung. Die vorstehende Auflistung ist daher lediglich beispielhaft zu verstehen. In Bezug auf Stellungnahmen hierzu, etwa zu Bestabrechnung, Durchschnittbildung, Sicherheitszuschlag auf die Ergebnisse sowie zusätzlicher Sicherungsmechanismen, wird auf das Verfahren der Methodenfestlegung Effizienzvergleich verwiesen.

901 Unabhängig von den Vorgaben zum ACER-Effizienzvergleich ist in Tenorziffer 10.2 S. 2 vorgesehen, dass alternativ ein Effizienzvergleich durchgeführt werden kann. Mit der Formulierung wird zunächst offengelassen, ob dabei ein nationaler oder ein internationaler

Entwurf

Effizienzvergleich durchgeführt werden würde. Erst auf der Ebene der Methodenfestlegung würde das bisher in § 22 Abs. 3 und 4 ARegV geregelte Stufenverhältnis näher ausdifferenziert. Jedoch wird es aufgrund des ACER-Effizienzvergleichs absehbar keinen Bedarf für eine reine Referenznetzanalyse geben. Bezüglich eines Effizienzvergleichs nach Tenorziffer 10.2 S. 2 würden die oben bezüglich der Verteilernetzbetreiber aus dem EnWG abgeleiteten Anforderungen (siehe oben) ebenso gelten. Auch bei Fernleitungsnetzbetreibern wird zu erörtern sein, ob ein solcher Effizienzvergleich im Hinblick auf die gestiegene Heterogenität aufgrund der Dekarbonisierung und der Gasnetztransformation noch belastbar durchgeführt werden kann (siehe oben). Auch bei Fernleitungsnetzbetreiber kommt die Durchführung eines Effizienzvergleichs nur in Betracht, soweit dies möglich ist. Einer Einschränkung des Tenors bedarf es allerdings nicht, da ein nationaler Effizienzvergleich nur fakultativ angelegt ist. Dies trägt den Bedenken in vielen Stellungnahmen ausreichend Rechnung, die einen Effizienzvergleich für Fernleitungsnetzbetreiber mit Blick auf die Transformation der Gasnetze und die Dekarbonisierung kritisch sahen, insbesondere mit Blick auf steigende Heterogenität einschließlich Auswirkungen verkürzter Abschreibungsdauern sowie die Outputbetrachtung beim Effizienzvergleich.

902 Tenorziffer 10.2 S. 3 regelt abschließend, dass die oben skizzierten Fragen durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) geregelt werden.

14.3 Verteilungsfaktor (Tenorziffer 10.3)

903 Die Vorgabe zum rechnerischen Abbau der ermittelten Ineffizienzen erfolgt durch den jeweiligen jährlichen Verteilungsfaktor. Konkrete Vorgaben sind einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) vorbehalten. Die Entscheidungen hierzu werden die Ausgestaltung der Anreizregulierung und die Vorgabe des § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG berücksichtigen, wonach die Effizienzvorgaben so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein sollen, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann.

904 Wesentlich für die Festlegung des Abbaupfades werden demnach auch die übrigen Ausgestaltungen der Effizienzvorgaben sein, etwa zur Anzahl der Methoden und zum Umgang mit den Ergebniswerten aus mehreren Methoden. Dabei wird auch zu berücksichtigen sein, welche Anreize sich aus dem Abbaupfad in Hinblick auf den Basisjahreffekt ergeben. Vor

Entwurf

diesem Hintergrund wird in Bezug auf Stellungnahmen zum Abbaupfad auf das Verfahren zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich verwiesen.

905 Aus der Formulierung „rechnerisch“ (siehe auch § 16 Abs. 1 ARegV) ergibt sich, dass nach wie vor eine rein rechnerische Vorgabe innerhalb Festlegung und Anpassung der Erlösobergrenzen erfolgt. Hieraus folgen keine konkreten betriebswirtschaftlichen Vorgaben der Regulierungsbehörde zum Abbau von Ineffizienzen bzw. konkreten Kosten. Vielmehr handelt es sich um den generellen Ausdruck eines effizienzbasierten Budgetprinzips, wonach Netzbetreiber zu jeder Zeit und in jeder Konstellation Effizienzanstrengungen unternehmen sollten, so wie dies bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen der Fall ist. Eine rechnerische Effizienzvorgabe bereits im ersten Jahr einer Regulierungsperiode bleibt dabei genauso möglich wie die rechnerische Vorgabe eines vollständigen Abbaus der Ineffizienzen spätestens im letzten Jahr der Regulierungsperiode.

906 Bei der Bestimmung des Abbaupfades ist neben dem Kriterium der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit auch zu berücksichtigen, dass das EU-Recht schon nur die Gewährung effizienter Kosten zulässt. Eine Streckung des Abbaupfades über mehrere Jahre wäre insofern vor diesem Hintergrund gegenüber anderen Zielvorgaben abzuwägen.

14.4 (Etwaiger) Effizienzbonus (Tenorziffer 10.4)

907 Wie bereits unter den Erwägungen zu Tenorziffer 4.5 erörtert, wird zum Effizienzbonus durch den Zusatz „etwaige(r)“ festgehalten, dass dieses Element zwar gemäß dieser Festlegung grundsätzlich angelegt ist, jedoch sich aus der diesbezüglichen Methodenfestlegung ergeben kann, dass das Element nicht eingeführt wird. Bezüglich des Effizienzbonus wird demnach eine Gesamtentscheidung zur Ausgestaltung des Effizienzvergleiches und der Effizienzvorgaben getroffen werden. Hierbei kann eine differenzierte Betrachtung von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern erfolgen.

908 Dementsprechend ist dieser Teil der Regulierungsformel methodenoffen gestaltet. Es erfolgt demnach auch keine Entscheidung, wie ein etwaiger Bonus zu ermitteln ist, wie er auf die einzelnen Jahre der Regulierungsperiode zu verteilen ist und inwiefern der Bonus im Hinblick auf den Verbraucherpreisgesamtindex und den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor anzupassen ist.

Entwurf

909 Vor diesem Hintergrund wird in Bezug auf Stellungnahmen zu Effizienzbonus auf das Verfahren zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich verwiesen.

14.5 Besonderheit der Versorgungsaufgabe (Tenorziffer 10.5)

910 Gemäß Tenorziffer 10.5 sollen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers durch eine Bereinigung des Effizienzwerts abgebildet werden. Durch diese Formulierung wird zum Ausdruck gebracht, dass eine grundsätzliche Fortführung der in der Praxis bewährten Regelung in § 15 Abs. 1 ARegV erfolgen soll. Ein abweichendes Vorgehen wird damit zwar nicht gänzlich ausgeschlossen. Vielmehr bliebe es durch die Formulierung möglich, Besonderheiten der Versorgungsaufgaben anders als durch eine Bereinigung des Effizienzwertes abzubilden. Insoweit zielt die Formulierung – anders als in mehreren Stellungnahmen angemerkt – nicht darauf, Besonderheiten der Versorgungsaufgabe gar nicht abzubilden. Der ebenfalls vorgeschlagene Verzicht auf diese Regelung in dieser Festlegung wäre hingegen im Ergebnis mit einer Formulierung als „Kann"-Vorschrift gleichzusetzen, was der Bedeutung einer Abbildung der Besonderheit der Versorgungsaufgabe nicht gerecht wird. In Bezug auf Stellungnahmen zur Ausgestaltung einer Nachfolgeregelung zu § 15 Abs. 1 ARegV bleibt dies der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) vorbehalten. Auf dieses Verfahren wird insoweit verwiesen. Inhaltlich sollen durch die Regelung Besonderheiten abgebildet werden, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Vergleichsparameter nicht hinreichend berücksichtigt wurden. Das Verfahren zur Prüfung der Voraussetzungen einer Effizienzwertbereinigung erfolgt auf Antrag des Netzbetreibers. Dies gewährleistet, dass das Verfahren der Festlegung der Erlösobergrenze nicht von den Einzelfragen der Besonderheit der Versorgungsaufgabe abhängt. Die Besonderheit der Versorgungsaufgabe kann in einem getrennten Verfahren beschieden werden. Die weiteren Regelungen zu materiellen Voraussetzungen, Schwellenwerten und den Rechtsfolgen bezüglich der Bereinigung und Anpassung des individuellen Effizienzwertes sowie zum Antragsverfahren erfolgen durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich). Bei Tenorziffer 10.5 S. 3 und S. 4 zum Antragsverfahren handelt es sich um eine Verfahrensregelung (siehe Tenorziffer 19).

15. Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11)

911 Nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 12 EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zu einem Aufschlag auf die Erlösobergrenze für solche Kapitalkosten, die im Laufe

Entwurf

einer Regulierungsperiode auf Grund getätigter Investitionen in den Bestand betriebsnotwendiger Anlagegüter entstehen.

15.1 Allgemeines

912 Der Kapitalkostenaufschlag dient dazu, Kapitalkosten aus Investitionen, die nach dem Basisjahr getätigt werden und daher nicht in die Festlegung der Erlösobergrenze der nächsten Regulierungsperiode eingeflossen sind (Neuinvestitionen), ohne Zeitverzug und ohne Unterscheidung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen.

913 Der Kapitalkostenaufschlag wird gemäß Tenorziffer 11.2 nur für Kapitalkosten aus Neuinvestitionen gewährt, die nicht bereits im Basisjahr berücksichtigt wurden, also nicht in die anzupassende Erlösobergrenze eingeflossen sind. Soweit die Kapitalkosten bereits entstanden sind, hat dies durch den Nachweis der Ist-Kosten zu erfolgen. Soweit es sich um geplante Investitionen handelt, hat der Netzbetreiber die der Investition zugrundeliegenden Kapitalkosten auf Plankostenbasis geeignet nachzuweisen, beispielsweise durch eine unternehmensinterne Investitionsplanung.

15.2 Zusammensetzung des Kapitalkostenaufschlags

914 Der Kapitalkostenaufschlag setzt sich nach Tenorziffer 11.3 zusammen aus den Kosten des Netzbetreibers für kalkulatorische Abschreibungen, die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung und die kalkulatorische Gewerbesteuer, abzüglich kostenmindernder Erträge aus Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen. Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen gelten die Grundsätze der Festlegung GasNEF.

915 Kostenmindernde Erträge aus Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen sind abzuziehen, da diese Zuschüsse und Beiträge eine Teilfinanzierung der getätigten Investitionen darstellen. Nach der ARegV erfolgte die Berücksichtigung dieser Erträge in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV. Das System der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile wird mit den Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, zwar dem Grunde nach fortgeführt (vgl. Tenorziffer 7), die Position nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV entfällt jedoch. Vor diesem Hintergrund hat ein Abzug der Erträge an anderer Stelle zu erfolgen. Eine

Entwurf

Schlechterstellung der Netzbetreiber geht mit der Berücksichtigung der Erträge im Rahmen der Kapitalkosten nicht einher.

916 Berücksichtigungsfähig sind grundsätzlich auch solche Anlagengüter, die nicht vom Netzbetreiber selbst, sondern im Falle von gepachteten Vermögensgegenständen von Dritten aktiviert wurden oder voraussichtlich aktiviert werden. Neben Verpachtungskonstellationen wird demnach auch die Subverpachtung erfasst. Hingegen bleiben Anlagengüter, die nicht vom Netzbetreiber, sondern von einem Dienstleister aktiviert wurden oder voraussichtlich aktiviert werden, weiterhin nicht berücksichtigungsfähig.[48] Die Erhöhung von Kapitalkosten eines Dienstleisters wird über das Dienstleistungsentgelt vollumfänglich abgegolten. Dies gilt umso mehr, als Dienstleistungen im Wettbewerb beschafft werden können.

917 Berücksichtigungsfähig sind lediglich aktivierbare Kapitalkosten. Darunter fallen nicht IT-Kosten für beispielsweise Cloud-Dienstleistungen. Hierbei handelt es sich um Betriebskosten, die in der Regulierungssystematik anderen Grundsätzen unterliegen als Kapitalkosten. Ein Aufbrechen dieser Grundsätze, um Kosten für Cloud-Lösungen im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags abzubilden, ist weder sachgerecht noch erforderlich. Betriebskosten – mit Ausnahme von Kosten im Sinne der Tenorziffer 7 (KA_{nEu}) und 8 (volatile Kostenanteile) – werden über das Ausgangsniveau berücksichtigt. Das neue System einer dreijährigen Regulierungsperiode erlaubt zudem eine schnellere Berücksichtigung von Betriebskostenänderungen gegenüber dem Basisjahr.

918 Hinsichtlich der inhaltlichen Ausgestaltung der berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Gewerbsteuer wird auf Tenorziffer 12 der Festlegung GasNEF verwiesen.

15.3 Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung

919 Die für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendende kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung ergibt sich aus dem Produkt der Verzinsungsbasis und einem gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz. Nähere Bestimmungen zur kalkulatorischen Verzinsungsbasis werden durch Tenorziffer 11.5 getroffen. Die nähere Ausgestaltung der Methodik und Berechnung des für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Gesamtkapitalkostensatzes ist nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung, sondern erfolgt durch eine Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG (Methodenfestlegung Kapitalverzinsung).

[48] vgl. BGH, Beschluss vom 5. Mai 2020 – EnVR 59/19 –, juris Rn. 46.

Entwurf

15.4 Verzinsungsbasis

920 Die Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsungsbasis für den Kapitalkostenaufschlag richtet sich nach Tenorziffer 11.5. Ausgangspunkt für die Verzinsungsbasis sind dabei, wie bereits bisher nach § 10a ARegV, die kalkulatorischen Restwerte, die auf Grundlage der Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Tenorziffer 11.2 ermittelt wurden. Eine Verzinsung der Anlagengüter trotz erhaltener Baukosten und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträge sieht die Bundesnetzagentur insoweit weiterhin als grundsätzlich nicht sachgerecht an (siehe Erwägungen zu Tenorziffer 10 der Festlegung GasNEF). Die entsprechenden, auf Grundlage der Tenorziffer 11.2 ermittelten Bestände sind daher von der Verzinsungsbasis in Abzug zu bringen. Darüber hinaus gelten die Grundsätze der Verzinsungsbasis im Sinne der Tenorziffer 10 der Festlegung GasNEF. Hierdurch wird einerseits klargestellt, dass in der Verzinsungsbasis auch weiterhin immaterielle Vermögensgegenstände sowie Grundstücke zu Anschaffungskosten zu berücksichtigen sind. Auch diesbezüglich gelten die Maßgaben der Tenorziffer 11.2. Ferner ergibt sich aus Tenorziffer 10 der Festlegung GasNEF, dass jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen ist (dort S. 5). Nach Tenorziffer 11.5 S. 2 sind von der Bildung der Verzinsungsbasis hingegen ausdrücklich ausgenommen betriebsnotwendige Vorräte sowie Bilanzwerte des regulatorischen betriebsnotwendigen Umlaufvermögens, denn insoweit erfolgt keine Abschmelzung im Kapitalkostenabzug. In Bezug auf Stellungnahmen zur Berücksichtigung des regulatorischen betriebsnotwendigen Umlaufvermögen wird auf Abschnitt 13.3 Besonderheiten bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten (Tenorziffer 9.3 und 9.4) verwiesen.

921 Darüber hinaus sind Anzahlungen auf betriebsnotwendige Sachanlagen und betriebsnotwendige Anlagen im Bau im Kapitalkostenaufschlag mit ihrem Buchwert im jeweiligen Jahr zu berücksichtigen. Somit wird beim Kapitalkostenaufschlag der gesamte Bestand der Anlagen im Bau im Anzeigezeitraum, wie er vom Netzbetreiber angegeben wurde, als Zugang berücksichtigt und nicht nur die im maßgeblichen Jahr erstmalig aktivierten Anlagen im Bau. Entsprechend der Behandlung der Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen im Rahmen der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung gemäß Tenorziffer 10 der Festlegung GasNEF sind auch im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags bei der Ermittlung des Anfangsbestands der Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen vorgenommene Umbuchungen in das fertiggestellte Sachanlagevermögen zu berücksichtigen und

Entwurf

entsprechend abzuziehen. Der so angepasste Wert für Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen wird in der Verzinsungsbasis nach Tenorziffer 11.5 berücksichtigt. Ziel ist, dass ein bestimmtes Anlagengut jeweils nur entweder als Anlage im Bau oder als Fertiganlage in die Verzinsungsbasis eingeht und damit ungerechtfertigte Mehrfachverzinsungen vermieden werden. Dies ergibt sich aus Tenorziffer 11.5 S. 3, 2. HS.

922 Soweit in den Stellungnahmen kritisiert wurde, dass die Absenkung des Anfang- und Endbestands im Kapitalkostenaufschlag auf Null nicht sachgerecht sei, trifft diese Aussage nicht zu und die Beschlusskammer ordnet diesen Vortrag der Tenorziffer 9.4 und der Berücksichtigung von Anlagen im Bau im Kapitalkostenabzug zu. Entsprechend erfolgt die inhaltliche Auseinandersetzung unter Abschnitt 13.3 *Besonderheiten bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten (Tenorziffer 9.3 und 9.4).*

923 Ferner wurde vorgetragen, dass Netzbetreiber, die Baukostenzuschüsse vereinnahmten, Nachteilen ausgesetzt seien. Dies trifft aus Sicht der Beschlusskammer nicht zu. Die Vereinnahmung von Baukostenzuschüssen senkt den Kapitalbedarf. Die Kapitalgeber, unabhängig davon, ob es sich um Eigenkapitalgeber/Investoren oder Fremdkapitalgeber/Gläubiger handelt, müssen für diesen Teil also kein zusätzliches Kapital aufbringen, und somit entstehen auch keine Finanzierungskosten für dieses Kapital. Weitere Ausführungen zu dem Thema finden sich zudem in Abschnitt *14. Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung (Tenorziffer 10)* der Festlegung GasNEF.

15.5 Anzeigeverfahren

924 Tenorziffern 11.7 sieht ein Anzeigeverfahren für den Kapitalkostenaufschlag vor. Hierbei handelt es sich um eine Verfahrensregelung (siehe Tenorziffer 19). Wie bisher wird Netzbetreibern hiermit lediglich ermöglicht, einen Aufschlag auf die jeweilige kalenderjährliche Erlösobergrenze für Kapitalkosten zu erhalten. Sofern sie einen Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11.1 in einer Erlösobergrenze eines Kalenderjahres ansetzen, sind sie verpflichtet, diesen anzuzeigen; andernfalls können die Kosten nicht anerkannt werden (auch nicht im Regulierungskonto). § 10a ARegV sah demgegenüber ein Antrags- und Genehmigungsverfahren vor.

925 Die Erfahrungen aus den Prüfungen der vergangenen Jahre haben gezeigt, dass die Angaben der Netzbetreiber im Antrag auf Genehmigung des Kapitalkostenaufschlags in der Regel den Anforderungen des § 10a ARegV entsprachen. In der Prüfpraxis zum Genehmigungsverfahren

Entwurf

nach § 10a ARegV gab es daher bis auf Einzelfälle kaum oder wenn nur marginale Kürzungen beim Kapitalkostenaufschlag. Aus Gründen der Verwaltungsvereinfachung und auch aufgrund des deutlich reduzierten Prüfaufwands erscheint es vor diesem Hintergrund zielführend, den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, den Kapitalkostenaufschlag anzuzeigen. Eine Genehmigungsentscheidung durch die Bundesnetzagentur entfällt. Hierzu reicht der Netzbetreiber einen Erhebungsbogen zum 30.06. ein, der die Herleitung der Investitionen entsprechend aufzeigt.

926 Die Anzeigefrist bis zum 30.06. ist notwendig, um der Bundesnetzagentur eine angemessene Datenplausibilisierung zu ermöglichen. Dies umfasst typischerweise eine kursorische Prüfung der Angaben des Netzbetreibers einschließlich an den Netzbetreiber gerichtete Nachfragen, deren Antworten und eine Überprüfung der Antworten. Die kursorische Prüfung konzentriert sich vor allem auf mögliche Ausreißer und Auffälligkeiten. Zur angemessenen Durchführung einer solchen Plausibilisierung ist ein Zeitraum von mindestens sechs Monaten erforderlich.

927 Sollte die Bundesnetzagentur feststellen, dass nicht betriebsnotwendige Anlagegüter berücksichtigt wurden (vgl. Tenorziffer 11.2 S. 1) oder dass unzureichende Nachweise der geplanten Investitionen vorliegen (vgl. Tenorziffer 11.2 S. 3), bestünde im Streitfall nicht nur die Möglichkeit eines zeitnahen Missbrauchsverfahrens nach § 30 EnWG, sondern auch zeitversetzt die Möglichkeit, über die Genehmigung des Regulierungskontos nach Ziffer 14.6 vorzugehen. Die Erfahrungen der letzten Jahre haben in der weit überwiegenden Anzahl der Fälle jedoch gezeigt, dass die Angaben der Netzbetreiber im Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV ohne Korrekturen genehmigt werden konnten. Daher erscheint die vorgesehene Lösung über ein Anzeigeverfahren sowohl für die Bundesnetzagentur als auch die Netzbetreiber verfahrensökonomisch sinnvoll.

928 Über das Regulierungskonto erfolgt dann zu einem späteren Zeitpunkt der Ist-Abgleich einschließlich einer Prüfung aller Ist-Kosten (vgl. Tenorziffer 14).

929 Soweit in Stellungnahmen Anpassungen an den Erhebungsbögen vorgeschlagen wurden, ist dies nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung. Die Frage einer Harmonisierung sowie des Bedarfs von Anpassungen an Erhebungsbögen eignet sich nicht für eine abstrakt-generelle Vorgabe. Dies bleibt – wie bisher – der Verwaltungspraxis vorbehalten.

Entwurf

16. Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12)

930 Nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zur Ermittlung und näheren Ausgestaltung von Qualitätsvorgaben, die etwa auf der Grundlage einer Bewertung von Netzzuverlässigkeitskenngrößen oder Netzleistungsfähigkeitskenngrößen ermittelt werden, unter Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden der einzelnen Netzbetreiber.

16.1 Allgemeines

931 Die Grundzüge der bisherigen Qualitätsregulierung werden beibehalten und um neue Elemente – insbesondere zur Abbildung einer Energiewendekompetenz – ergänzt. Dabei sind die Anreize aus den bestehenden Regulierungsinstrumenten zu ergänzen und gleichzeitig Mehrfachberücksichtigungen oder Fehlanreize zu vermeiden. Bei der Entwicklung und Einführung neuer Elemente geht es in einem ersten Schritt nicht darum, monetäre Anreize zu setzen, sondern insbesondere darum, Transparenz und eine belastbare Datengrundlage zu schaffen, auf deren Basis weitergehende Anreizsysteme festgelegt werden können.

932 Die Ausgestaltung und Umsetzung dieser Maßgaben obliegt im Einzelnen einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) (vgl. auch Tenorziffer 12.6). Die Regelungen zur Qualitätsregulierung in der vorliegenden Festlegung dienen der Ermöglichung, aber auch Sicherstellung dieser Maßgaben.

16.2 Zielbestimmung und Anwendung

933 Tenorziffer 12.1 enthält einerseits eine allgemeine Zielbestimmung mit Blick auf die Qualitätsregulierung. Sie soll der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen dienen. Gegenüber der Zielbestimmung in § 18 ARegV kommt hinzu, dass die Qualitätsregulierung auch eine umweltverträgliche, preisgünstige und treibhausgasneutrale Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, fördern soll.

934 Aus Satz 3 ergibt sich, dass die Einführung einer Qualitätsregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber einer Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG vorbehalten bleibt. Im Bereich der Gasversorgungsnetze gibt es derzeit insbesondere keine vergleichbaren Erfahrungssätze wie im Elektrizitätsbereich, in dem sich das seit vielen Jahren bestehende Qualitätselement zur Netzzuverlässigkeit bewährt hat. Vor einer Einführung sind

Entwurf

Umsetzungs- und Ausgestaltungsfragen zu klären, die erst auf einer nachgelagerten Festlegungsebene behandelt werden. Ein Ausschluss für die zukünftige Einführung auch im Gasbereich ist hiermit nicht verbunden.

16.3 Festlegung von Kennzahlen

935 Nach Tenorziffer 12.2 können zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität Kennzahlen hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit oder der Netzservicequalität festlegt werden. Insofern werden einerseits die Netzbereiche konkretisiert, auf die die Qualitätsregulierung Anwendung finden kann. Zudem stellt die Tenorziffer die Maßgabe auf, dass die Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität grundsätzlich mittels Kennzahlen erfolgt.

936 Dies stellt dem Grunde nach keine Abweichung gegenüber dem bisherigen System der §§ 18 ff. ARegV dar, unter dem ebenfalls Kennzahlen zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität herangezogen wurden. Während die Netzzuverlässigkeit und die Netzleistungsfähigkeit schon früher Teil der Qualitätsregulierung waren, ist es nach Tenorziffer 12.2 S. 1 nun auch möglich, die Netzservicequalität zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität heranzuziehen. Dies erfolgt ebenfalls mittels Kennzahlen.

937 Die Netzzuverlässigkeit beschreibt derzeit nach § 19 Absatz 3 S. 1 ARegV die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren. Bei der Produktqualität handelt es sich um die technische Qualität des Produktes Gas. An dem derzeitigen Verständnis der Netzzuverlässigkeit hält die Bundesnetzagentur grundsätzlich fest. Dabei ist eine Weiterentwicklung des Begriffs aber nicht ausgeschlossen und obliegt im Einzelnen einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung).

938 Die Netzleistungsfähigkeit ist nach derzeitiger Rechtlage in § 19 Absatz 3 S. 2 ARegV als die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes beschrieben, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen. Auch an dem derzeitigen Verständnis der Netzleistungsfähigkeit hält die Bundesnetzagentur grundsätzlich fest. Dabei ist hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit die Begriffsbestimmung lediglich dergestalt zu ergänzen, dass die Energiewendekompetenz miterfasst wird. Dies wir durch Tenorziffer 12.2 S. 2 klargestellt.

939 Die Energiewendekompetenz im Verteilernetz beschreibt nach derzeitiger Ansicht der Bundesnetzagentur grundsätzlich die gegebenenfalls vorausschauende Umsetzung von

Entwurf

Anforderungen, die die Transformation der Netzinfrastruktur über alle Netzebenen hinweg im Hinblick auf die Energiewende, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit fördert. Demnach ist die Netzleistungsfähigkeit in Zukunft als Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes zu beschreiben, die Nachfrage nach Übertragung von Energie vorwiegend aus erneuerbaren Energiequellen zu befriedigen. Nähere Bestimmungen bleiben einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) vorbehalten.

940 Einer Trennung der Energiewendekompetenz und des Qualitätselements im Regulierungssystem bedarf es aus Sicht der Beschlusskammer nicht zwingend. Die Bestimmungen der vorliegenden Festlegung erlauben eine differenzierte Ausgestaltung der einzelnen Qualitätsvorgaben. Hierbei sind heterogene Anforderungen in den Blick zu nehmen (vgl. Tenorziffer 12.5 sowie § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG). Insbesondere schließt die Integration der Energiewendekompetenz in das System der Qualitätsregulierung keine Netzbetreiber per se aus. Auch wird hierdurch keinem Netzbetreiber die Möglichkeit genommen, unabhängig von seiner Größe seine spezifische Kompetenz nachzuweisen. Gleichzeitig schafft die vorliegende Festlegung auch keinen Hinderungsgrund, die Qualitätsregulierung aus Zweckmäßigkeitsgründen auf getrennte Methodenfestlegungen für die Netzzuverlässigkeit und die Energiewendekompetenz aufzuteilen sowie deren Anwendungsbereich bei gegebenem sachlichen Grund anders auszugestalten.

941 Die Netzservicequalität beschreibt nach internationalem Verständnis das Verhältnis zwischen dem Netzbetreiber und seinen Kunden. Es gibt bereits heute eine Vielzahl an gesetzlichen Regelungen, die Netzbetreiber dazu verpflichten, Informationen im Verhältnis zum Kunden transparent zu machen und Hilfestellungen zu leisten. Ob und inwieweit darüber hinaus eine Qualitätsregulierung im Hinblick auf die Netzservicequalität etabliert wird, obliegt einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung).

942 Soweit im Rahmen der Konsultation gefordert wurde, dass die Bestimmung und Weiterentwicklung der verwendeten Kennzahlen nicht ausschließlich auf einer statistischen Grundlage basieren dürfe, ist eine solch konkrete Vorgabe der nachgelagerten Methodenfestlegung vorbehalten.

943 In Bezug auf die Qualitätsregulierung werden mit der vorliegenden Festlegung lediglich grobe Eckpunkte und wesentliche Maßgaben aufgestellt. Konkretere Vorgaben werden nicht definiert. Diese Vorgehensweise ist sachgerecht. Das Setzen konkreter Vorgaben – wie

Entwurf

beispielsweise bezüglich der Bestimmung einer Kennzahl auf Grundlage einer statistischen Grundlage oder (auch) durch den Beleg eines ingenieurwissenschaftlichen Ursache-Wirkungs-Zusammenhangs – setzt Kenntnis über die nähere Ausgestaltung der Qualitätsregulierung als solches und der entsprechenden Kennzahl voraus. Diese Ausgestaltungsprozesse sind indes Gegenstand des laufenden Verfahrens zur Festlegung der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen. Mithin sind Fragen der Bestimmung von Kennzahlen auf statistischer Grundlage oder durch den Beleg eines ingenieurwissenschaftlichen Ursache-Wirkungs-Zusammenhangs auch dort zu beantworten.

16.4 Maßgaben für die Umsetzung der Qualitätsregulierung

944 Tenorziffer 12.3 und 12.4 stellen weitere Maßgaben für die Umsetzung der Qualitätsregulierung auf. Die Ermittlung von Kennzahlen und Ableitung netzbetreiberindividueller Kennzahlenwerte stellt dem Grunde nach keine Abweichung gegenüber den bisherigen Regelungen der Qualitätsregulierung nach §§ 18 ff. ARegV dar. Nach Satz 1 der Tenorziffer 12.3 sind Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet für die Ermittlung von Kennzahlen heranzuziehen. Daraus folgt nicht, dass der Ermittlung von Kennzahlen zwingend Daten sämtlicher Netzbetreiber in Deutschland zugrunde liegen müssen. Die Datengrundlage muss vielmehr eine regionale Verteilung über ganz Deutschland sicherstellen. Eine Kombination und Gewichtung von Kennzahlen ist auch weiterhin möglich.

945 Nach Tenorziffer 12.3 S. 2, 3 erfolgt nach der Ableitung netzbetreiberindividueller Kennzahlenwerte die Veröffentlichung dieser, ggf. einschließlich der zugrundeliegenden Daten. Die Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten seitens der Bundesnetzagentur ermöglicht Einblicke in wichtige Bestandteile der Regulierung und ist zugleich selbst regulatorisches Element, insbesondere wenn und soweit eine Monetarisierung unterbleibt. So wird das Verfahren und die Ergebnisse der Anreizregulierung für Verbraucher, Investoren und Netzbetreiber transparenter gemacht und die Veröffentlichungspraxis der Regulierungsbehörden vereinheitlicht. Die Beschlusskammer sieht die Veröffentlichung von Daten zur Beschreibung der Versorgungsqualität über alle Netzbetreiber als geeignetes Instrument, um ein hohes Maß an Vergleichbarkeit und Transparenz sicherzustellen. Die Basis dafür bildet die im Zuge der EnWG-Novelle 2021 geschaffene Transparenzregelung des § 23b Abs. 1 Nr. 10 EnWG. Hiernach kann die Regulierungsbehörde die ermittelten Kennzahlen zur

Entwurf

Versorgungsqualität sowie die ermittelten Kennzahlenvorgaben zur Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit einschließlich der zur Bestimmung der Strukturparameter erhobenen, geprüften und verwendeten Größen und der daraus abgeleiteten Strukturparameter selbst und die Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Kennzahlenvorgaben wie auch die daraus resultierenden Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen veröffentlichen. Damit erlaubt die Vorschrift eine Veröffentlichung einer Vielzahl an Werten, die im Rahmen der Qualitätsregulierung erhoben oder ermittelt werden. Sie ist ferner offen für die Veröffentlichung von Daten, Kennzahlenwerten und Kennzahlenvorgaben, die sich erst im Zuge der Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung ergeben.

946 Im Hinblick auf die Bestimmungen zur Veröffentlichung zeigte sich in den Stellungnahmen ein geteiltes Bild. Während viele Stellungnahmen die Bestimmungen zur umfassenden Veröffentlichung im Interesse der zu erreichenden Transparenz begrüßten, gab es auch eine Reihe an kritischen Stellungnahmen. Die Beschlusskammer hält an der Regelung fest. Insbesondere erachtet die Beschlusskammer eine Beschränkung der zu veröffentlichenden Daten auf „relevante Daten“ für nicht sachgerecht. Bereits im Ausgangspunkt wäre nur schwer abgrenzbar, welche Daten relevant bzw. nicht relevant sind. Außerdem könnte sich dies je nach Perspektive des Betrachters (Netznutzer, Netzbetreiber, Behörde) unterscheiden. Der Mehrwert von Veröffentlichungen könnte dadurch erheblich eingeschränkt werden.

947 Hinsichtlich des Schutzes von in den zu veröffentlichenden Daten enthaltenen Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen ergeben sich die Grenzen aus § 23b EnWG.

948 Tenorziffer 12.4 trifft nähere Bestimmungen in Bezug auf ein monetäres Element der Qualitätsregulierung. Gedanklich kann dies als möglicher, aber nicht zwingender Folgeschritt zur Veröffentlichung nach Tenorziffer 12.3 verstanden werden. Es können Kennzahlenvorgaben entwickelt werden. Die Umsetzung eines monetären Elements erfolgt nur, sofern Kennzahlenvorgaben entwickelt wurden. Nach der Tenorziffer 12.4 S. 3 können – wie beim Qualitätselement nach §§ 18 ff. ARegV – Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze vorgenommen werden. Die Regelung ist auch offen für monetäre Anreize in nur eine Richtung, beispielsweise nur die Gewährung von Zuschlägen bei Übertreffen von Kennzahlenvorgaben.

949 Der Zusatz "insbesondere" in Tenorziffer 12.4 S. 3 verdeutlicht, dass grundsätzlich auch eine andere Form des monetären Anreizes statt eines Zu- oder Abschlags auf die Erlösobergrenze denkbar ist. Hierzu gibt es derzeit indes keine näheren Umsetzungsüberlegungen seitens der Bundesnetzagentur. Der Zusatz „hinreichend belastbare Datenreihen“ in Tenorziffer 12.4 S. 3

Entwurf

bezieht sich auf eine Datenbelastbarkeit im Hinblick auf eine sinnvolle Bestimmung eines Qualitätselements, nicht auf die Datenqualität, die übermittelt wird.

950 Nach Auffassung der Beschlusskammer ist es nicht erforderlich, zur Sicherstellung der Datenqualität weitere Qualitätskriterien wie Reproduzierbarkeit, Objektivität, Verlässlichkeit und Gültigkeit in die Tenorziffer aufzunehmen. Die ohnehin zu beachtenden europarechtlichen und gesetzlichen Vorgaben gewährleisten Mindestanforderungen an die Datenqualität.

16.5 Weitere Bestimmungen

951 Tenorziffer 12.5 geht auf die gesetzliche Vorgabe in § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG zurück. Eine Berücksichtigung der objektiven strukturellen Unterschiede kann nur stattfinden, sofern diese für die Ableitung von Kennzahlen sowie Entwicklung von Kennzahlenvorgaben von Relevanz sind. Eine Ergänzung der Regelung in Bezug auf topographische Unterschiede der Netzgebiete ist nicht erforderlich, da diese bereits von der bestehenden Formulierung erfasst werden. Die Beschlusskammer erachtet es als ebenfalls nicht erforderlich, weitere Kriterien für die Ableitung von Kennzahlenvorgaben in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit aufzunehmen. Viele der vorgeschlagenen Kriterien ergeben sich bereits aus allgemeinen rechtlichen Grundsätzen oder aus europarechtlichen und gesetzlichen Vorgaben, wie z. B. Transparenz und Nachvollziehbarkeit. Hinsichtlich weiterer vorgeschlagener Kriterien (z.B. Einfachheit und geringer Verwaltungsaufwand) ist die uneingeschränkte Geltung für die Ableitung von Kennzahlenvorgaben fraglich und letztlich auch abhängig von der näheren Ausgestaltung. Die vorliegende Festlegung ist daher nicht geeignet, entsprechende Kriterien festzulegen.

952 Wie erwähnt, erfolgen nähere Regelungen zur Ausgestaltung der Qualitätsregulierung einschließlich des Adressatenkreises der Qualitätsregulierung durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) (vgl. Tenorziffer 12.6). Der konkrete Adressatenkreis wird sich aus der Methodenfestlegung zur Qualitätsregulierung ergeben, so dass Regelungen zu einem vereinfachten Verfahren mit Blick auf die Qualitätsregulierung auf Ebene der Festlegung RAMEN nicht erfolgen. Im Rahmen der Konsultation wurde umfangreich zum Themenfeld Adressaten der Qualitätsregulierung vorgetragen. Die vorliegende Festlegung lässt den konkreten Adressatenkreis indes ausdrücklich offen und überlässt deren Ausgestaltung der entsprechenden Methodenfestlegung. Dieses Vorgehen ist zweckmäßig. Die Bestimmung des konkreten Adressatenkreises ist abhängig von der näheren Ausgestaltung der Qualitätsregulierung. Es ist

Entwurf

zudem denkbar, dass der Adressatenkreis sich je nach Qualitätsvorgabe unterscheiden wird. Diese Fragen sind demnach der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) vorbehalten.

953 Bei der Einführung von einzelnen Elementen der Versorgungsqualität und deren Umsetzung ist die Bundesnetzagentur nicht an den Beginn oder die Dauer einer Regulierungsperiode gebunden, sodass dies auch während einer Regulierungsperiode möglich ist. Hierin liegt ein Unterschied beispielsweise gegenüber dem Effizienzvergleich oder dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, die an eine bestimmte Regulierungsperiode gebunden sind. Das Qualitätselement kann daher während der laufenden Regulierungsperiode bestimmt oder verändert werden. Diese Vorgehensweise ist vorteilhaft, da einzelne Elemente eines regulatorischen Instruments gestuft erprobt und umgesetzt werden können, ohne jeweils den Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode abwarten zu müssen. In diesem Zusammenhang trifft Tenorziffer 12.7 nähere Bestimmungen zur Berücksichtigung eines Qualitätselements in der Erlösobergrenze. Die Optionalität des monetären Elements der Qualitätsregulierung ist in der Regulierungsformel angelegt.

17. Härtefall (Tenorziffer 13)

954 Die Festlegung der Härtefallregelung in Tenorziffer 13 beruht auf § 21a Abs. 2, Abs. 3 S. 1 EnWG. Danach ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, im Wege der Festlegung das Anreizregulierungsmodell näher auszugestalten.

955 Die Härtefallregelung ermöglicht eine Anpassung der Erlösobergrenze, wenn aufgrund des Eintritts eines näher bestimmten Ereignisses im Falle der Beibehaltung der Erlösobergrenze eine nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber entstehen würde.

956 Die Härtefallregelung ist als Ausnahme nur unter engen Voraussetzungen anwendbar. Diese engen Voraussetzungen sind erforderlich, um die ökonomischen Grundprinzipien der Methode der Anreizregulierung zu gewährleisten.

17.1 Ereignis nach Satz 3 und 4

957 Die Härtefallregelung ist nur anwendbar, wenn der Umstand aufgrund des Zeitversatzes zum maßgeblichem Basisjahr im Ausgangsniveau nicht abgebildet werden konnte und weder durch speziellere Anpassungs- und Korrekturregelungen abschließend geregelt ist noch in den Risikobereich des Netzbetreibers fällt.

Entwurf

958 Konnte der Umstand im Ausgangsniveau abgebildet werden, scheidet eine unterperiodische Anpassung der Erlösobergrenze aus. Dieser Ausschluss dient dem berechtigten Interesse am Schutz der Bestandskraft der jeweiligen Festlegung der Erlösobergrenze. Der Schutz der Bestandskraft ist wesentlicher Bestandteil des Rechtsstaatsprinzips und dient dem berechtigten Interesse an einer Sicherung der Effizienz von Entscheidungen, der Rechtssicherheit und des Rechtsfriedens.[49] Kann ein Umstand im Ausgangsniveau abgebildet werden, ist er in diesem Verfahren zu berücksichtigen. Maßgeblich ist die Berücksichtigungsfähigkeit im Ausgangsniveau nach den hierfür maßgeblichen Vorschriften einschließlich der geltenden Festlegungen, ohne dass es auf die subjektiven Erkenntnismöglichkeiten der Regulierungsbehörde oder des betroffenen Netzbetreibers im Zeitpunkt der Behördenentscheidung ankäme.

959 Ferner scheidet aus Gründen der Spezialität eine Anwendung dieser Tenorziffer aus, wenn im Hinblick auf den Umstand eine speziellere Anpassungs-/Korrekturregelung eine abschließende Regelung trifft. Dies schließt speziellere Anpassungs-/Korrekturregelungen in Methoden- oder Einzelfestlegungen mit ein.

960 Auch scheidet eine unterperiodische Anpassung der Erlösobergrenze aus, soweit der Umstand in den Risikobereich des Netzbetreibers fällt. Dabei kann sich die Risikozuweisung sowohl aus einer ausdrücklichen oder konkludenten Entscheidung dieser oder einer weiteren Festlegung ergeben als auch aus den Grundprinzipien der Anreizregulierung selbst.

961 Der Anreizregulierung ist es immanent, dass dem Netzbetreiber zusätzliche Gewinne möglich sind, ihm spiegelbildlich aber auch Risiken auferlegt werden. Insbesondere trägt der Netzbetreiber das Risiko, inwieweit seine Betriebsführung der eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers sowie wettbewerblichen Maßstäben entspricht. Dies ergibt sich bereits aus den Grundprinzipien der Anreizregulierung, insbesondere dem Prinzip des simulierten Wettbewerbs, sowie aus § 21 Abs. 2 S. 1 und S. 3 EnWG. Nach § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG werden die Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, gebildet. Nach § 21 Abs. 2 S. 3 EnWG dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden, soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden. In Satz 4 der Tenorziffer ist darüber hinaus ausdrücklich klargestellt, dass ein Umstand insbesondere in den Risikobereich des Netzbetreibers fällt,

[49] vgl. Meissner/Schenk, in: Schoch/Schneider, VwGO, 45. EL Januar 2024, § 74 Rn. 5.

Entwurf

soweit der Netzbetreiber diesen hätte vorhersehen können und in der Folge den Eintritt selbst hätte verhindern oder dessen Auswirkungen auf die Kosten- und Vermögenssituation hätte erheblich abmildern können. Es ist Obliegenheit und damit zugleich Risiko eines Netzbetreibers auf bei sorgfältiger Betriebsführung vorhersehbare Umstände zu reagieren, soweit ihm dies möglich ist. Nur eine solche Betriebsführung entspricht wettbewerblichen Maßstäben sowie der Betriebsführung eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers. Andernfalls entstehende Kosten und Kostenbestandteile sind nicht zu berücksichtigen. Maßstab ist insbesondere ein vorausschauend und vorsichtig agierender Netzbetreiber. An Netzbetreiber werden besondere Anforderung an vorausschauendes Handeln gestellt. Die Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist (§ 11 Abs. 1 EnWG). Dies erfordert unter anderem eine bedarfsgerechte Entwicklung des Netzes, was teilweise konkretisiert ist durch Netzausbauplanung (§ 14d EnWG) bzw. Netzentwicklungsplanung (§ 15a EnWG).

962 Die Härtefallregelung ermöglicht dabei auch eine Anpassung der Erlösobergrenze für Sachverhalte, die vormals unter § 16 Abs. 2 ARegV fielen. Dass ein Netzbetreiber die für ihn festgelegte individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen im Zeitablauf nicht erreichen kann, ist gerade kein Umstand, der bereits im Ausgangsniveau abgebildet werden konnte. Vielmehr kann die Bewertung, ob letztlich mögliche und zumutbare Maßnahmen zur Erreichung der individuellen Effizienzvorgabe ergriffen werden konnten, erst im weiteren Zeitablauf erfolgen. Hierbei trägt der Netzbetreiber das Risiko grundsätzlich auch nur insoweit, als er die für ihn festgelegte individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann (vgl. § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG).

17.2 Nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber

963 Ferner setzt eine Anpassung der Erlösobergrenze im Rahmen einer Härtefallregelung voraus, dass im Falle der Beibehaltung eine nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber entstehen würde. Hierzu ist eine Gesamtbetrachtung seiner Kosten- und Vermögenssituation durchzuführen. Die Unzumutbarkeit setzt voraus, dass die Beibehaltung der Erlösobergrenze zu einem für den Netzbetreiber wirtschaftlich untragbaren Ergebnis führt. Unterhalb dieser Schwelle scheidet eine Anpassung der Erlösobergrenze auf Grundlage dieser Regelung aus.

Entwurf

964 Dieser Grundmechanismus der Anreizregulierung würde ausgehöhlt, wenn jede Kostensteigerung oberhalb der festgesetzten Erlösobergrenze zu einer Anpassung der Erlösobergrenze führen würden. Ein solcher Ansatz wäre auch mit dem Ziel einer preisgünstigen und verbraucherfreundlichen Energieversorgung (§ 1 Abs. 1 EnWG, Art. 77 lit. d) Gas-RL) nicht in Einklang zu bringen. Kann ein Netzbetreiber von tatsächlichen Kosten unterhalb der festgesetzten Erlösobergrenze profitieren, muss ihm spiegelbildlich im Grundsatz auch das Risiko von tatsächlichen Kosten oberhalb der festgesetzten Erlösobergrenze auferlegt werden. Vor diesem Hintergrund ist eine unterperiodische Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund von Kostensteigerungen selbst eine rechtfertigungsbedürftige Ausnahme im Rahmen der Anreizregulierung.

965 Führt die Beibehaltung der Erlösobergrenze allerdings zu einem für den Netzbetreiber wirtschaftlich untragbaren Ergebnis, ist eine solche Ausnahme im Rahmen der Anreizregulierung rechtlich geboten. Hierzu ist eine wertende Gesamtbetrachtung der Kosten- und Vermögenssituation des Netzbetreibers durchzuführen. Insbesondere ist nicht die einzelne gestiegene Kostenposition zu betrachten. Eine einzelne gestiegene Kostenposition gibt gerade keinen Aufschluss darüber, inwieweit die Gesamtbelastung für den Netzbetreiber wirtschaftlich untragbar ist. Dies zeigt gerade erst die Gesamtbetrachtung auf, die auch sinkende Kostenpositionen in den Blick nimmt. Bei dieser ist auch zu berücksichtigen, inwieweit der Netzbetreiber die Gesamtbelastung seiner Kosten- und Vermögenssituation durch wirtschaftlich vertretbare Rationalisierungsmaßnahmen auffangen kann. Vor diesem Hintergrund ist eine isolierte Betrachtung von Einzelposition – wie teils gefordert– nicht sachgerecht. Dies gilt auch für die vereinzelt geforderte Anpassbarkeit der Verlustenergiemengen über die Härtefallregelung. Hinsichtlich der inhaltlichen Frage der Anpassbarkeit in Bezug auf Verlustenergie wird auf Tenorziffer 8.3 und die diesbezügliche Begründung verwiesen.

966 Maßgeblich ist insoweit insbesondere, wie sich die gestiegenen Kosten unter Berücksichtigung aller sonstiger Veränderungen in der Kosten- und Vermögenssituation sowie wirtschaftlich vertretbarer Rationalisierungsmaßnahmen auf die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung auswirken. Nach der gesetzlichen Wertung des § 21 Abs. 1 EnWG muss dem Netzbetreiber eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung seines Eigenkapitals verbleiben, womit allerdings keine „gesetzlich garantierte“ Eigenkapitalverzinsung in einer bestimmten Höhe

Entwurf

gefordert wird.[50] Dies ist gerade das Pendant zur Möglichkeit zusätzlicher Gewinne im Rahmen der Anreizregulierung. Treten die Kostensteigerungen von vornherein nur für einen begrenzten Zeitraum auf, ist dem Netzbetreiber eher zuzumuten, vorübergehend eine geringere Verzinsung seines Eigenkapitals hinzunehmen, als dies bei dauerhaften, für einen erheblichen Teil der Regulierungsperiode zu erwartenden Kostensteigerungen der Fall ist.[51] Eine Aufzehrung der Verzinsung des eingesetzten Kapitals auf unabsehbare Zeit ist dem Netzbetreiber nicht zuzumuten. Für die Bewertung im Einzelfall, inwieweit die Verzinsung nicht mehr nur vorübergehend durch Kostensteigerungen aufgezehrt wird, kann demnach eine Gesamtbetrachtung der Kosten- und Vermögenssituation sowie Ertragslage des Netzbetreibers über einen mehrjährigen Zeitraum erforderlich sein, insbesondere auch zurückliegender Jahre. Hiermit wird lediglich auf die Möglichkeit eines mehrjährigen Betrachtungszeitraums hingewiesen, ohne dass ein solcher – wie teils vorgebracht wurde – festgelegt würde. Vielmehr ist auch insoweit der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz unter Berücksichtigung der konkreten Umstände des Einzelfalls zu beachten, einschließlich drohender Insolvenz oder Gefahren für den Betrieb des Netzes.

967 Insbesondere im Falle einer Gefahr für den Betrieb des Netzes, kann allerdings auch ein kürzerer Betrachtungszeitraum erforderlich werden, um im Einzelfall dem Ziel der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs (vgl. § 1 Abs. 2 S. 1 EnWG, Art. 78 Abs. 7 lit. a) Gas-RL) Rechnung zu tragen.

17.3 Verfahrensregelung

968 Tenorziffer 13 S. 5 ist eine Verfahrensregelung (siehe Tenorziffer 19). Hiermit wird verfahrensrechtlich festgelegt, dass eine Anpassung der Erlösobergrenze nach Satz 1 nur auf Antrag des Netzbetreibers erfolgt. Nach allgemeinen Grundsätzen trifft den Netzbetreiber eine Mitwirkungslast für das Vorliegen der Voraussetzungen, da sämtliche Informationen die zur Beurteilung der Unzumutbarkeit erforderlich sind, in der Sphäre des Netzbetreibers liegen.

18. Regulierungskonto (Tenorziffer 14)

969 Die Festlegung dieser Tenorziffer beruht auf § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 6 EnWG. Danach ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, im Wege der Festlegung das Anreizregulierungsmodell näher auszugestalten, insbesondere Regelungen zu treffen zu einem Ausgleichsmechanismus, der

[50] Vgl. BGH, Beschluss vom 28. Juni 2011 – EnVR 48/10 –, juris Rn. 84.
[51] BGH, Beschluss vom 18. Oktober 2011 – EnVR 13/10 –, juris Rn. 33.

Entwurf

insbesondere die Auswirkungen jährlich schwankender Mengen sowie Abweichungen zwischen tatsächlich entstandenen Kosten und zulässigen Erlösen abzubilden hat. Der Gesetzgeber wollte insoweit erkennbar an § 5 ARegV anknüpfen, so dass letzteres auf einen Ist-Abgleich beim Ansatz von Planwerten zielt.

970 Die Tenorziffer sieht zur Erfassung und zum Abgleich jährlich schwankender Mengen sowie von Abweichungen zwischen tatsächlich entstandenen Kosten und zulässigen Erlösen beim Ansatz von Planwerten mit Ist-Abgleich die Einrichtung eines Regulierungskontos vor. Die Beschlusskammer hat sich dazu entschieden, am etablierten Regulierungskonto und seiner grundsätzlichen Ausgestaltung festzuhalten.

971 Mit der Regelung wird das Ziel einer verbraucherfreundlichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas in § 1 Abs. 1 EnWG aufgegriffen. Durch die zeitliche Streckung des Ausgleichs des Regulierungskontos über drei Jahre werden starke Schwankungen bei den Netzentgelten vermieden und damit die Planbarkeit für die Vertriebe und Netznutzer erhöht. Die Stärkung und der Schutz der Verbraucher ist dabei zugleich ein europarechtliches Ziel (Art. 77 lit. g) Gas-RL, wonach die Regulierungsbehörden zur Sicherstellung eines hohen Niveaus des Verbraucherschutzes beitragen). Zudem enthält § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 6 EnWG ein Regelbeispiel zur Regelung eines Ausgleichsmechanismus, der insbesondere die Auswirkungen jährlich schwankender Mengen sowie Abweichungen zwischen tatsächlich entstandenen Kosten und zulässigen Erlösen abzubilden hat. Hierzu wird auf Ebene der Rahmenfestlegung ein Ausgleichsmechanismus in Form eines Regulierungskontos festgelegt, der im Wesentlichen die bisherige Regelung in § 5 ARegV fortführt. Diese Regelung hält die Beschlusskammer mit wenigen Einschränkungen auch zukünftig für sachgerecht.

972 Konzeptionell hat sich die Beschlusskammer dazu entschieden, nicht nur den Ausgleichsmechanismus selbst auf der Ebene der Rahmenfestlegung festzulegen, sondern auch wesentliche Anwendungsfälle schon zu bestimmen.

973 Tenorziffer 14.1 S. 1 sieht vor, dass die Differenzbeträge zwischen den nach Tenorziffer 4 zulässigen und den unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlöse auf ein Regulierungskonto zu verbuchen sind. Der Netzbetreiber ist zur Bildung seiner Netzentgelte auf Mengenprognosen des zukünftigen Energieabsatzes angewiesen, die durch eine Vielzahl von Faktoren (z.B. Temperaturen oder konjunkturelle Entwicklung) beeinflusst werden. Hieraus ergeben sich regelmäßig Abweichungen zwischen den erzielbaren Erlösen

Entwurf

und der festgelegten Erlösobergrenze. Solche Abweichungen sind am Jahresende sichtbar und werden auf einem Regulierungskonto verbucht.

974 Nach Tenorziffer 14.1 S. 2 ist auch die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kostenanteilen nach Tenorziffer 7.5 Nr. 1 und nach Tenorziffer 8.2 sowie für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kostenanteilen, soweit in einer Festlegung nach Tenorziffer 7.6 oder Tenorziffer 8.3 der Ansatz von Planwerten mit Ist-Abgleich vorgesehen ist, und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Plan-Ansätzen auf das Regulierungskonto zu verbuchen. Daraus ergibt sich zugleich, dass tatsächlich entstandene Kosten nur insoweit zu berücksichtigen sind, als sie den Vorgaben an Kostenpositionen nach Tenorziffer 7 bzw. Tenorziffer 8 entsprechen. Dadurch wird insbesondere die Differenz von Plan- und Ist-Kosten einzelner Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen sowie volatiler Kostenpositionen erfasst.

975 Nach Tenorziffer 14.2 wird auch die Differenz aus dem jährlichen, nach Tenorziffer 11.2 S. 2 teilweise auf Planbasis ermittelten Kapitalkostenaufschlag und dem Kapitalkostenaufschlag, wie er sich bei der Berücksichtigung der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten ergibt, auf dem Regulierungskonto verbucht. Gleiches gilt für die Differenz aus dem jährlichen, nach Tenorziffer 9.6 teilweise auf Planbasis ermittelten Kapitalkostenabzug und dem Kapitalkostenabzug, wie er sich bei der Berücksichtigung der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten ergibt. Dadurch wird – wie im Falle der Tenorziffer 14.1 S. 2 – die Differenz von Plan- und Ist-Kosten erfasst.

976 Dabei gelten auch im Rahmen des Abgleichs über das Regulierungskonto die jeweiligen materiellen Vorgaben. Beispielsweise sind tatsächlich entstandene Kosten nur insoweit zu berücksichtigen, als sie den Vorgaben an Kostenpositionen nach Tenorziffer 7 bzw. Tenorziffer 8 entsprechen (s.o.). Auch ist der Effizienzwert auf den Kapitalkostenabzug entsprechend der Formel aus Tenorziffer 4.3 auch im Rahmen des Plan-Ist-Abgleichs im Regulierungskonto anzuwenden.

977 Gleichzeitig legt die Rahmenfestlegung die Anwendungsfälle nicht abschließend fest. Nach Tenorziffer 14.3 können weitere Positionen, bei denen eine Abwicklung über das Regulierungskonto für erforderlich erachtet wird, durch Methodenfestlegungen bestimmt werden. Hierunter kann ein Abgleich fallen, der aufgrund des Ansatzes von zunächst Planwerten erforderlich ist oder auch weitere Sachverhalte, bei denen ein Kostenabgleich im Hinblick auf die Mengen oder Kostenentwicklung festgelegt wird. Hierbei handelt es sich um

Entwurf

keine Festlegungskompetenz, wie vereinzelt angemerkt wurde, sondern eine Öffnung für weitere themenbezogene Festlegungen. Andernfalls könnte die Regelung als abschließend angesehen werden, so dass für die Einbeziehung weiterer Sachverhalte aufgrund der Tatbestandswirkung diese Festlegung selbst zu ändern wäre.

978 Soweit in mehreren Stellungnahmen zusätzlich vorgeschlagen wurde, einen Plan-Ist-Abgleich des Verbraucherpreisgesamtindexes über das Regulierungskonto vorzunehmen, wird auf Abschnitt 10.2 verwiesen.

979 Tenorziffer 14.4 regelt die Verzinsung von Differenzbeträgen auf dem Regulierungskonto. Es besteht das teilweise unvermeidbare Risiko, dass die Netzbetreiber die Mengenparameter unterschätzen bzw. Planansätze überschätzen. Die so entstehende positive Differenz auf dem Regulierungskonto wäre gleichzusetzen mit einem vom Netzkunden gewährten Kredit. Konsequenterweise ist die Differenz daher auch zu verzinsen. Zur Vereinfachung wird dabei für die Verzinsung auf die Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags abgestellt. Für sachgerecht hält die Beschlusskammer jedoch eine von § 5 Abs. 2 S. 3 ARegV abweichende Reglung zur Zinshöhe. Diese richtet sich künftig nach dem kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz des für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Gesamtkapitalkostensatzes nach Tenorziffer 11.4. Bei einer Differenz zugunsten des Netzbetreibers handelt es sich nämlich im Prinzip um ihm zur Verfügung stehendes Fremdkapital, was konsequenterweise in entsprechender Höhe zu verzinsen ist. Gleichzeitig wird die Verzinsung nicht asymmetrisch zu Lasten der Netzbetreiber ausgestaltet, jedenfalls solange ein strategisches Verhalten der Netzbetreiber und damit Verzerrungen nicht zu beobachten sind. Denn Abweichungen in einer gewissen Bandbreite sind auch bei sachgerecht erstellten Prognosen nicht vollständig vermeidbar.

980 Tenorziffer 14.5 Sätze 1 und 2 regeln den Ausgleich des Saldos in materieller Hinsicht. Damit wird insgesamt an einem etablierten Prozess festgehalten, der sich bewährt hat. Der ermittelte und verzinste Saldo des Regulierungskontos wird annuitätisch über drei Kalenderjahre durch Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze verteilt. Die Verteilung beginnt jeweils zum 1. Januar des dritten Jahres nach dem Jahr, für das der Saldo nach Tenorziffer 14.1 bis 14.4 ermittelt wurde. Damit wird erreicht, dass die Netzbetreiber „angesparte“ Erlöse zeitnah in der Erlösobergrenze berücksichtigen können bzw. „zu viel“, das heißt über die Erlösobergrenze hinaus, erwirtschaftete Erlöse schnell an die Verbraucher zurückfließen. Gegenüber einer Ermittlung des Saldos erst am Ende der Regulierungsperiode und einem Ausgleich über die

Entwurf

folgende Regulierungsperiode werden hierdurch Sprünge in der Folgeperiode durch den Mechanismus des Regulierungskontos selbst vermieden. Je nach Höhe des Saldos des Regulierungskontos am Ende der Regulierungsperiode könnte der Ausgleich selbst sonst zu deutlich spürbaren Sprüngen in den Netzentgelten für die nachfolgende Regulierungsperiode führen. Solche Sprünge werden durch eine jährliche Ermittlung des Saldos vermieden. Eine Verteilung über drei Kalenderjahre durch Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze erscheint dabei erforderlich, aber auch ausreichend, um übermäßige Schwankungen zu vermeiden und gleichzeitig einen zeitnahen Ausgleich zu erreichen. Die Verteilung ist dabei – wie bisher – nicht abhängig von Beginn und Ende der Regulierungsperiode. Daher ist es unschädlich, dass Zu- und Abschläge durch die Verkürzung der Regulierungsperiode nicht mehr nur in die nächste Regulierungsperiode reichen können, sondern auch in die darauffolgenden Regulierungsperioden. Nach Tenorziffer 14.5 S. 3 werden die Annuitäten gemäß Tenorziffer 14.4 verzinst. Da in den Annuitäten die jeweilige Differenz des Regulierungskontos aufgeht, ist die Anwendung desselben Zinssatzes folgerichtig. Salden des Regulierungskontos der vierten Regulierungsperiode nach § 5 ARegV fließen in die Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze des jeweiligen Jahres t der Regulierungsperiode (S_t) ein. Dies gilt auch für Salden des Regulierungskontos nach § 5 ARegV, die aus Festlegungen resultieren, die nach Tenorziffer 19 aufgehoben werden.

981 Tenorziffer 14.6 regelt den Ausgleich des Saldos in verfahrensrechtlicher Hinsicht und gilt als Verfahrensvorschrift ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1, Abs. 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen (siehe Tenorziffer 19). Nach Tenorziffer 14.6 S. 1 genehmigt die Regulierungsbehörde auf Antrag den durch den Netzbetreiber ermittelten Saldo sowie dessen Verteilung. Tenorziffer 14.6 S. 2 verpflichtet die Netzbetreiber einmal jährlich zum 31. Dezember des Kalenderjahres einen Antrag nach Tenorziffer 14.6 S. 1 zu stellen. Das Antragsverfahren ermöglicht der Regulierungsbehörde ex post eine Überprüfung des ermittelten Saldos sowie dessen Verteilung. Zu dieser Überprüfung gehört im Interesse der Netznutzer auch, die durch diese oder weitere Festlegungen näher definierten Kostenpositionen daraufhin zu kontrollieren, ob diese in Einklang mit den Vorgaben berechnet worden sind (einschließlich solcher Positionen, die zuvor lediglich im Wege von Anzeigeverfahren von Netzbetreibern geltend gemacht wurden).[52] Mit Blick auf das

[52] vgl. BGH, Beschluss vom 25. Juni 2024 – EnVR 3/22 –, juris Rn. 40.

Entwurf

berechtigte Interesse der Netznutzer an einer Überprüfung kommt die angeregte Implementierung einer Genehmigungsfiktion nicht in Betracht.

982 Die Antragspflicht stellt sicher, dass tatsächliche Kosten, die im Vergleich zu den (angepassten) Plankosten geringer ausfallen, bei der Entgeltbildung berücksichtigt und somit die Kostenersparnis des Netzbetreibers an den Netznutzer weitergegeben werden und Unterschätzungen bei den Mengenparametern zeitnah ausgeglichen werden.

983 Tenorziffer 14.6 S. 3 regelt den Inhalt des Antrags auf Anpassung der Erlösobergrenze mit Blick darauf, dass der Regulierungsbehörde die zur Überprüfung notwendigen Informationen vorliegen müssen. Dies schließt in Bezug auf Tenorziffer 14.2 insbesondere auch Angaben zur Höhe der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten der dem Kapitalkostenaufschlag zugrunde gelegten betriebsnotwendigen Anlagegüter ein, einschließlich Angaben zu den Anschaffungs- und Herstellungskosten. Für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber gilt dies entsprechend auch für dem Kapitalkostenabzug zugrunde liegende Daten. Dadurch werden Bewegungen auf dem Regulierungskonto für die genehmigende Regulierungsbehörde transparent, mithin nachvollziehbar, dargestellt. Insoweit handelt es sich letztlich um eine Konkretisierung der nach allgemeinen Grundsätzen bestehenden Mitwirkungsobliegenheit, da diese Informationen in der Sphäre des Netzbetreibers liegen.

984 Soweit in Stellungnahmen eine Harmonisierung von Erhebungsbögen vorgeschlagen wurde, ist dies nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung. Die Frage einer Harmonisierung sowie der Häufigkeit von Anpassungen an Erhebungsbögen eignet sich nicht für eine generelle, eher starre Festlegung im Regulierungsrahmen.

19. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen (Tenorziffer 15)

985 Nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 9 EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zu Verfahren zur Berücksichtigung von Netzübergängen. Der Begriff des Verfahrens ist dabei untechnisch zu verstehen, so dass das Regelbeispiel auch zu materiellen Vorgaben im Falle eines Übergangs von Netzen sowie bei Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen ermächtigt. Der Gesetzgeber wollte insoweit erkennbar an § 26 ARegV anknüpfen, der auch materielle Vorgaben enthält.

Entwurf

19.1 Vollnetzübergang

986 Die Beschlusskammer hat sich dazu entschieden, die bestehende Regelung des § 26 ARegV für den Falle eines Vollnetzübergangs für Gasverteilernetze und Fernleitungsnetze inhaltlich im Wesentlichen fortzuführen.

987 Im Falle eines Vollnetzübergangs geht die Erlösobergrenze insgesamt auf den übernehmenden Netzbetreiber über (Tenorziffer 15.1). Dies erscheint sachgerecht, da auf diese Weise mit dem Netz zugleich die darauf bezogene Erlösobergrenze übergeht. Eine erneute Bestimmung der Erlösobergrenzen wäre demgegenüber nicht nur mit erheblichem zusätzlichem Aufwand verbunden, sondern wäre auch in der Sache als Durchbrechung des Budgetprinzips der Anreizregulierung nicht gerechtfertigt. Die Netzbetreiber haben der zuständigen Regulierungsbehörde den Übergang und die Addition von Erlösobergrenzen mitzuteilen (Tenorziffer 15.5). Hierbei handelt es sich um eine materielle Meldepflicht für alle Netzbetreiber an die zuständige Regulierungsbehörde. Als materielle Meldepflicht handelt es sich hierbei nicht um eine Verfahrensregelung. Festgelegt wird eine einseitige Mitteilungspflicht der Netzbetreiber, ohne dass eine verfahrensrechtliche Regelung zum Umgang mit den gemeldeten Daten getroffen wird. Soweit hier mit „unverzüglich“ eine Vorgabe getroffen wird, richtet sich diese allein an die Netzbetreiber, nicht hingegen die Regulierungsbehörden.

988 Soweit in einer Stellungnahme angeregt wurde, eine Regelung zu treffen, wonach der übernehmende Netzbetreiber in die laufenden energiewirtschaftlichen Verwaltungsverfahren des abgebenden Netzbetreibers eintritt und diese mit dem übernehmenden Netzbetreiber unter Ausscheiden des abgebenden Netzbetreibers fortführt, ist eine Festlegungskompetenz nicht ersichtlich. Die verfahrensrechtliche Konsequenz einer Rechtsnachfolge einschließlich der Auswirkung auf die Beteiligtenstellung im Verwaltungsverfahren betrifft insbesondere nicht mehr die Ausgestaltung des Anreizregulierungsmodells selbst. Auch § 26 ARegV regelte nicht den Netzübergang und die verfahrensrechtlichen Konsequenzen, sondern die Aufteilung der Erlösobergrenzen infolge des Netzübergangs.

19.2 Teilnetzübergang

989 Für Gasverteilernetze und Fernleitungsnetze werden durch die Regelungen zum Teilnetzübergang lediglich die operativen Kosten (OPEX) adressiert. Die Kapitalkosten des übergehenden Netzteils werden ausschließlich im Wege des jährlichen Kapitalkostenabzugs

Entwurf

sowie des jährlichen Kapitalkostenaufschlags berücksichtigt (Tenorziffer 15.2 S. 1). Vor diesem Hintergrund fehlt, anders als in einer Stellungnahme angemerkt, auch keine Regelung entsprechend Tenorziffer 15.4 S. 2 der Festlegung RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1) zu übergehenden Kapitalkosten. Insoweit wird den unterschiedlichen Regelungen beim Kapitalkostenabzug zwischen Elektrizitätsverteilernetzen einerseits (vgl. Festlegung RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1)) und Gasverteilernetzen und Fernleitungsnetzen andererseits Rechnung getragen. Während für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber der Kapitalkostenabzug einmalig für jedes Jahr der Regulierungsperiode bestimmt wird, wird für Gasverteilernetz- und Fernleitungsnetzbetreiber zukünftig der Kapitalkostenabzug jährlich angepasst. Vor diesem Hintergrund können Kapitalkosten bei Netzübergängen in Gasverteilernetzen und Fernleitungsnetzen sachgerecht in der Neuberechnung der Kapitalkosten Berücksichtigung finden. Ein zusätzlicher Mechanismus zur Berücksichtigung von Netzübergängen erübrigt sich. Bestimmt wird daher nur ein Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils. Insoweit wird der Teilnetzübergang weiterhin durch Abänderung der Erlösobergrenzen der beteiligten Netzbetreiber um den Pauschalbetrag für den übergehenden Netzteil nachvollzogen (Tenorziffer 15.2 Sätze 3-5). Dass es in der Folge einer erneuten Festlegung der gesamten Erlösobergrenzen nicht bedarf, wird durch Tenorziffer 15.2 S. 5 ausdrücklich klargestellt. Mit Tenorziffer 15.2 S. 6 wird klargestellt, dass im Falle eines Antragsverfahrens der aufnehmende Netzbetreiber berechtigt ist, bis zu einer Festlegung des Anteils der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil vorübergehend angemessene Netzentgelte zu erheben.

990 Materiell sind weiterhin zwei Wege der Bestimmung des Pauschalbetrags für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils vorgesehen. Dies ist zum einen der Regelfall der Vereinbarung der beteiligten Netzbetreiber (Tenorziffer 15.2 S. 2) und zum anderen ein vorgegebener Aufteilungsmaßstab (Tenorziffer 15.3 und 15.4). Der Regelfall gewährt der privatautonomen Einigung Vorrang, indem er im Grundsatz eine sachgerechte Bestimmung des Pauschalbetrags den Netzbetreibern überlässt. Um Rechtssicherheit in den Fällen gewährleisten zu können, in denen die beteiligten Netzbetreiber zu keiner Einigung gelangen, wird als Auffangregelung weiterhin ein materieller Aufteilungsmaßstab festgelegt. Der Aufteilungsmaßstab weicht hierbei von § 26 Abs. 3 S. 3, Abs. 4, Abs. 5 und Anlage 4 ARegV ab, da er gerade nur der Bestimmung des Pauschalbetrags für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils dient. Dieser ergibt sich aus der Formel in Tenorziffer 15.4. Grundansatz für die Bestimmung des Pauschalbetrags ist weiterhin das Verhältnis der

Entwurf

Kapitalkosten des übergehenden Netzteils zu den in der Erlösobergrenze des abgebenden Netzbetreibers enthaltenden Kapitalkosten. Abgestellt wird hierzu auf die fortgeführten Kapitalkosten des abgebenden Netzbetreibers im Jahr des Teilnetzübergangs vor und nach Berücksichtigung des Teilnetzübergangs im Kapitalkostenabzug. Auch wenn auf diesem Wege nur noch der Pauschalbetrag bestimmt wird, erscheint eine Anknüpfung an das Verhältnis der Kapitalkosten sachgerecht. Eine isolierte Bestimmung der operativen Kosten, die auf den übergehenden Netzteil entfallen, käme einer erneuten Kostenprüfung gleich, da operative Kosten anders als Kapitalkosten über die einzelnen Anlagenübergänge ohne erneute Kostenprüfung den Netzteilen nicht hinreichend präzise zuzuordnen sind. Eine erneute Kostenprüfung wäre nicht nur mit erheblichem zusätzlichem Aufwand verbunden, sondern würde in der Sache zu einer Durchbrechung des Budgetprinzips der Anreizregulierung führen. Letztlich wird auf diese Weise im Prinzip – wie bisher – das Verhältnis des übergehenden Netzteils zum abgebenden Netz bestimmt. Das auf diese Weise bestimmte Verhältnis am abgebenden Netz wird mit den operativen Kosten (OPEX) des abgebenden Netzteils multipliziert. Hierbei ermöglicht die neue Regulierungsformel an die ohnehin vorhandene Differenzierung von Kapitalkosten (CAPEX) und operative Kosten (OPEX) im Basisjahr anzuknüpfen. Die $OPEX_0$ sind dabei die OPEX im Ausgangsniveau abzüglich der entsprechenden Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, so dass wie bisher insbesondere die vorgelagerten Netzkosten nicht einbezogen sind. In die Berechnung einzubeziehen sind allerdings – wie in Stellungnahmen angemerkt – Kosten und Erlöse aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen nach Tenorziffer 7.5 Nr. 2. Insoweit hat der Tenor gegenüber dem Sachstandspapier vom 16.01.2025 eine Änderung erfahren. Die Einbeziehung ist – im Gleichlauf mit der Regelung für die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (vgl. Festlegung RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1)) – zunächst erforderlich, da bei diesem Kostenanteil für die Anpassung nach Tenorziffer 7.7 S. 3 auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten und Erlöse abzustellen ist. Hier findet der Netzübergang daher nicht unmittelbar Berücksichtigung in der Anpassung nach Tenorziffer 7.7 S. 2. Eine Einbeziehung aller KA_{nEu}-Positionen – wie in mehreren Stellungnahmen gefordert – ist hingegen nicht sachgerecht. Bei vorgelagerten Netzkosten ist nach Tenorziffer 7.7 S. 4 auf das Kalenderjahr t abzustellen (Planwerte). Hier findet der Netzübergang daher unmittelbar Berücksichtigung in der Anpassung nach Tenorziffer 7.7 S. 2, so dass diese Kostenanteile bei der Bestimmung des Pauschalbetrags von vorneherein unberücksichtigt bleiben können. Die $OPEX_0$ werden der Effizienzvorgabe unterworfen sowie

Entwurf

inflationiert. Für die Inflationierung wird neben dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor der Verbraucherpreisgesamtindex des vorletzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i der Regulierungsperiode herangezogen. Dieser steht –anders als in Stellungnahmen vorgebracht –im ersten Jahr des Netzübergangs schon fest.

991 Mehrere Stellungnahmen kritisierten grundsätzlich das Abweichen des Aufteilungsmaßstabs für den übergehenden Pauschalbetrag im Gasbereich von dem Maßstab im bisherigen § 26 Abs. 5 ARegV sowie dem Maßstab im Strombereich[53]. Die Beschlusskammer hält hieran auch im Lichte der kritischen Stellungnahmen fest. Die Abweichung ist in der Änderung der Regelung des Kapitalkostenabzugs begründet. Der Kapitalkostenabzug wird für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber nicht mehr vor Beginn der Regulierungsperiode für jedes Jahr der Regulierungsperiode ermittelt, sondern dynamisch im Laufe der Regulierungsperiode (vgl. Tenorziffer 9). Dies bietet die Möglichkeit, den Netzübergang unmittelbar in Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag zu berücksichtigen. Auf der anderen Seite werden nicht mehr vor Beginn der Regulierungsperiode für jedes Jahr der Regulierungsperiode die fortgeführten Kapitalkosten bestimmt. Für den Zeitraum nach dem Netzübergang werden dadurch die fortgeführten Kapitalkosten des abgebenden Netzbetreibers jeweils nur für das nach dem Netzübergang verbleibende Netz bestimmt, also ohne den übergehenden Netzteil (vgl. Tenorziffer 9.6). Ein Wert KK_t[54], also fortgeführte Kapitalkosten ohne Berücksichtigung des Netzübergangs, wird für den Zeitraum nach dem Netzübergang nicht mehr bestimmt.

992 Die Kritik in mehreren Stellungnahmen, das Abstellen auf das Kapitalkostenverhältnis im ersten Jahr des Netzübergangs benachteilige den aufnehmenden Netzbetreiber, ist für die Beschlusskammer nicht nachvollziehbar. Es ist nicht ersichtlich, warum sich das Kapitalkostenverhältnis vom übergehenden Netzteil zum Gesamtnetz des abgebenden Netzbetreibers in den Jahren nach dem Netzübergang immer zulasten des aufnehmenden Netzbetreibers verschieben sollte. Im systematischen Kontext der Stellungnahme dürfte die Kritik jedoch nicht auf das Abstellen auf das Kapitalkostenverhältnis im ersten Jahr des Netzübergangs abzielen. Vielmehr dürfte sich die Kritik darauf beziehen, dass $OPEX_0$ zugrunde gelegt werden anstatt – wie bisher und in RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1) – an die ursprünglich festgelegte Erlösobergrenze des jeweiligen Kalenderjahres ($EOG_{ab,t}$[55])

[53] vgl. Tenorziffer 15.7 der Festlegung RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1).
[54] vgl. Tenorziffer 15.7 der Festlegung RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1).
[55] vgl. Tenorziffer 15.7 der Festlegung RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1).

Entwurf

anzuknüpfen und von dieser Kapitalkosten (KK_t[56]) und einzelne in der ursprünglich für den abgebenden Netzbetreiber festgelegten Erlösobergrenze enthaltene KA_{nEu} abzuziehen. Dies stellt lediglich eine notwendige Folgeänderung des angepassten Aufteilungsmaßstabs dar. Diese Änderung der Berechnungsweise ist darin begründet, dass – wie bereits ausgeführt – fortgeführte Kapitalkosten ohne Berücksichtigung des Netzübergangs im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode (KK_t[57]) für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber nicht mehr vor Beginn der Regulierungsperiode für jedes Jahr der Regulierungsperiode ermittelt werden. Dies wäre allerdings erforderlich, um weiterhin an die ursprünglich festgelegten Erlösobergrenze des jeweiligen Kalenderjahres ($EOG_{ab,t}$[58]) anknüpfen zu können.

993 In mehreren Stellungnahmen wurde angemerkt, dass die Anwendung der degressiven Abschreibungsmethode (bisher KANU 2.0) im abgebenden Netz zu Verzerrungen bei der Bestimmung des Pauschalbetrags führen könne. Dies sei dann der Fall, wenn die degressive Abschreibungsmethode nur im übergehenden Netzteil angewandt würde, im übrigen Netzteil jedoch nicht. In diesem Zusammenhang ist zunächst zu berücksichtigen, dass es nicht im Belieben des Netzbetreibers steht, die degressive Abschreibungsmethode anzusetzen und etwa auf den übergehenden Netzteil zu beschränken bzw. umgekehrt diesen davon auszunehmen. Vielmehr unterliegt die Ansetzung den Maßgaben der Tenorziffer 9.1 der Festlegung GasNEF. Die Beschlusskammer hält Auswirkungen der Anwendung der degressiven Abschreibungsmethode im abgebenden Netzteil auf die Bestimmung des Pauschalbetrags zwar nicht für ausgeschlossen, die im Beispiel genannte Konstellation allerdings für unwahrscheinlich. Eine gesonderte Regelung wird daher nicht für erforderlich erachtet, zumal es sich – aus vorstehenden Gründen (vgl. Rn. 990) – ohnehin lediglich um eine Pauschale mit notwendigen Vereinfachungen handelt und vorrangig die Gelegenheit einer Vereinbarung besteht.

994 Soweit darüber hinaus in Stellungnahmen vorgebracht wurde, vermehrte Stilllegungen- und Rückbauvorhaben führten zu höheren OPEX und veränderten das Verhältnis von OPEX zu CAPEX, ist nicht ersichtlich, dass hieraus Verzerrungen bei der Ermittlung des Pauschalbetrags entstünden. Der Aufteilungsmaßstab knüpft nicht an das Verhältnis von OPEX zu CAPEX an,

[56] vgl. Tenorziffer 15.7 der Festlegung RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1).
[57] vgl. Tenorziffer 15.7 der Festlegung RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1).
[58] vgl. Tenorziffer 15.7 der Festlegung RAMEN Strom (GBK-25-01-1#1).

Entwurf

sondern an das Verhältnis der Kapitalkosten des übergehenden Netzteils zu den in der Erlösobergrenze des abgebenden Netzbetreibers enthaltenden Kapitalkosten.

995 Soweit vorgetragen wurde, dass beim abgebenden Netzbetreiber weiterhin Fixkosten anfielen, da beispielsweise in der Regel kein Personalübergang stattfinde, während der aufnehmende Netzbetreiber nicht zwingend Personal einstellen müsse, also keine sprungfixen Kosten habe, ist es gerade das Wesen eines Pauschalbetrags nicht einzelne Kostenpositionen nachzufahren. Eine unterperiodische Kostenprüfung soll gerade nicht erfolgen (siehe oben). Eine Herausnahme aller Personalkosten aus dem Pauschalbetrag, um etwaige Fixkosten beim abgebenden Netzbetreibern abzudecken, erscheint mit Blick auf den aufnehmenden Netzbetreiber, der unter Umständen durchaus neues Personal einstellen muss, nicht sachgerecht.

996 Den beteiligten Netzbetreibern bleibt es allerdings unbenommen, im Laufe der Regulierungsperiode für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode eine Vereinbarung nach Ziffer 15.2 S. 2 zu treffen (Tenorziffer 15.3 S. 3). Der vereinbarte Pauschalbetrag für die übrigen Kosten tritt dann an die Stelle der anhand des Aufteilungsmaßstabs bestimmten Anteile, eine rückwirkende Abänderung der vorher gültigen Erlösobergrenzen erfolgt nicht. Dass die Vereinbarung nur für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode getroffen werden kann, ergibt sich – entgegen einer Stellungnahme – auch hinreichend deutlich aus der Tenorierung „für die verbleibende Dauer“. Das diesbezügliche Verfahren zur erneuten Festlegung ist hiervon abgetrennt für Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur in Tenorziffer 15.7 S. 3 geregelt.

997 In verfahrensrechtlicher Hinsicht wird der Teilnetzübergang in den Tenorziffern 15.6 und 15.7 geregelt. Im Falle einer Vereinbarung gilt ein Antragsverfahren (Tenorziffer 15.6). Die Vereinbarung des Pauschalbetrags für die übrigen Kosten ist durch übereinstimmenden Antrag der Regulierungsbehörde vorzulegen. Diese legt den Pauschalbetrag für die übrigen Kosten fest, es sei denn dieser erweist sich als nicht sachgerecht. Auf diese Weise wird der Regulierungsbehörde ermöglicht, die Vereinbarung darauf zu überprüfen, ob die beantragte Aufteilung – auch im Interesse der Netznutzer – sachgerecht ist.[59] Die Beschlusskammer hält es – entgegen einer Stellungnahme – nicht für erforderlich, den Umfang der Überprüfung auf Sachgerechtigkeit sowie das Vorgehen bei fehlender Sachgerechtigkeit im Einzelnen zu tenorieren. Dies bleibt – wie bisher – der Verwaltungspraxis überlassen. Die Festlegung des

[59] Vgl. BGH, Beschluss vom 6. Oktober 2015 – EnVR 18/14 –, juris Rn. 18.

Entwurf

Pauschalbetrags für die übrigen Kosten durch die Regulierungsbehörde wirkt dabei auf den Zeitpunkt des Netzübergangs zurück, die Erlösobergrenzen sind demnach unabhängig vom Zeitpunkt der Behördenentscheidung bereits ab Netzübergang zu korrigieren. Im Falle des Fehlens einer Vereinbarung ist ein Verfahren von Amts wegen zur Anwendung des Aufteilungsmaßstabs vorgesehen (Tenorziffer 15.7). Für den Beginn dieses Verfahrens von Amts wegen wird weiterhin das Fehlen eines übereinstimmenden Antrags sechs Monate nach Aufnahme des Netzbetriebs bestimmt. Maßgeblich für den Fristbeginn ist Aufnahme des operativen Netzbetriebs und der Eintritt in die Rechte und Pflichten gegenüber den Netzkunden durch den aufnehmenden Netzbetreiber. Mit der Frist von sechs Monaten wird ein Ausgleich geschaffen zwischen dem Erfordernis, dass den Netzbetreibern ein ausreichender Zeitraum für eine Vereinbarung zur Verfügung stehen muss, und dem Erfordernis der Rechtssicherheit. Die Festlegung des Pauschalbetrags für die übrigen Kosten durch die Regulierungsbehörde wirkt dabei auf den Zeitpunkt des Netzübergangs zurück. Tenorziffer 15.7 S. 2 sieht zudem die Möglichkeit einer vorläufigen Festlegung des Pauschalbetrags für die übrigen Kosten auf Antrag im Falle besonderer Gründe vor. Da die Festlegung Pauschalbetrags für die übrigen Kosten durch die Regulierungsbehörde auf den Zeitpunkt des Netzübergangs zurückwirkt, kann eine vorläufige Festlegung allenfalls zur Abmilderung von Prognoseunsicherheiten über die endgültige Aufteilung dienen, also allenfalls selten in Betracht kommen. Daneben ist in Tenorziffer 15.7 S. 3 das Verwaltungsverfahren bei einer nachträglichen Vereinbarung der beteiligten Netzbetreiber nach Tenorziffer 15.3 S. 3 geregelt. In diesem Fall legt die Bundesnetzagentur – wie bisher nach § 26 Abs. 6 ARegV – den Pauschalbetrag für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode erneut fest (Tenorziffer 15.7 S. 3). Materiell-rechtlich tritt die Vereinbarung an die Stelle der Bestimmung nach Tenorziffer 15.3 S. 1 in Verbindung mit Tenorziffer 15.4 (vgl. Tenorziffer 15.3 S. 3 2. HS.). Wegen § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG wird vorliegend verfahrensrechtlich getrennt geregelt, dass es einer Festlegung der nachträglichen Vereinbarung bedarf. Hierbei handelt es sich um eine Regelung, die als Verfahrensvorschrift nur für Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit gilt (vgl. Tenorziffer 19). In der Zusammenschau tritt die nachträgliche Vereinbarung erst mit Festlegung an die Stelle der ursprünglich ergangenen Festlegung unter Heranziehung des Aufteilungsmaßstabs. Eine gesamthafte Regelung in Tenorziffer 15.7 S. 3 – wie in einer Stellungnahme gefordert – ist mit Blick auf § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG nicht möglich. Die Tenorziffern 15.6 und 15.7 sind Verfahrensregelungen (siehe Tenorziffer 19).

Entwurf

19.3 Anlagenübergang in ein Wasserstoffnetz

998 Im Falle des Übergangs von Anlagen eines Gasversorgungsnetzes in ein Wasserstoffnetz erfolgt eine Anpassung der ursprünglich festgelegten Erlösobergrenzen des Betreibers von Gasversorgungsnetzen (Tenorziffer 15.8 S. 1). Insoweit finden die Maßgaben der Tenorziffern 15.2 S. 1 und 15.4 entsprechend Anwendung (Tenorziffer 15.8 S. 2). Das heißt die Kapitalkosten des übergehenden Netzteils werden ausschließlich im Wege des jährlichen Kapitalkostenabzugs berücksichtigt. Bestimmt wird daher nur ein Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils durch den in Tenorziffer 15.4 vorgegebenen Aufteilungsmaßstab. Von dem festgelegten Aufteilungsmaßstab kann ausnahmsweise bei nachvollziehbarer Begründung abgewichen werden (Tenorziffer 15.8 S. 3). Insgesamt gewährleistet die Regelung, dass Netzkunden von Gasnetzbetreibern über die von ihnen zu zahlenden Entgelte nicht mit Kosten belastet werden, die aus Anlagen resultieren, die nicht mehr Teil des Gasnetzbetriebs sind. Insoweit ist der Aufteilungsmaßstab bei Anlagenübergängen – wie bisher – verpflichtend anzuwenden. Ein Abweichen ist nach Tenorziffer 15.8 S. 3 gerade nur ausnahmsweise möglich. Eine Aufteilung im Wege individueller Vereinbarung ist hier zum Schutz der Netznutzer nicht eröffnet. Dies ist darin begründet, dass dies letztlich keine Regelung zum Übergang der Erlösobergrenze ist, sondern zur Verminderung der Erlösobergrenze. Daher fehlt es an einem Mechanismus, dass die Verminderung der Erlösobergrenze des einen Netzbetreibers in gleichem Maße zur Erhöhung beim anderen Netzbetreiber führt, was in aller Regel gleichzeitig zur Sachgerechtigkeit der Vereinbarung für den Netznutzer anhält. Zur Klarstellung wurde der Verweis auf Tenorziffer 15.3 gegenüber dem Sachstandspapier vom 16.01.2025 gestrichen.

999 Soweit eine Regelung angeregt wurde, wonach Erlösobergrenzen ganz oder teilweise an Wasserstoffnetzbetreiber übergehen könne, scheidet eine solche schon deshalb aus, weil die Wasserstoffregulierung – nach aktuellem Stand – keine Erlösobergrenzen kennt.

1000 In verfahrensrechtlicher Hinsicht ist der zu vermindernde Anteil, konkret der Pauschalbetrag, unverzüglich nach dem Zeitpunkt, in dem Anlagen in einem Wasserstoffnetz betrieben werden oder werden sollen und nicht mehr dem Gasversorgungsnetzbetrieb dienen, an die zuständige Regulierungsbehörde zu übermitteln, im Falle einer Abweichung von dem festgelegten Aufteilungsmaßstab einschließlich der nachvollziehbaren Begründung (Tenorziffer 15.8 S. 4). Auf diese Weise erhält die Regierungsbehörde Kenntnis von dem

Entwurf

Übergang und ihr wird ermöglicht, den durch den Netzbetreiber bestimmten Pauschalbetrag – auch im Interesse der Netznutzer – zu überprüfen.

19.4 Wechsel des zuständigen Netzbetreibers

1001 Die Netzbetreiber haben darüber hinaus unverzüglich den Übergang des Netzbetriebs mitzuteilen, soweit sich ein Wechsel des zuständigen Netzbetreibers ergeben hat (Tenorziffer 15.5 2. HS). Hierbei handelt es sich um eine materielle Meldepflicht für alle Netzbetreiber an die zuständige Regulierungsbehörde. Als materielle Meldepflicht handelt es sich hierbei nicht um eine Verfahrensregelung. Festgelegt wird eine einseitige Mitteilungspflicht der Netzbetreiber, ohne dass eine verfahrensrechtliche Regelung zum Umgang mit den gemeldeten Daten getroffen wird.

20. Vereinfachtes Verfahren (Tenorziffer 16)

1002 Eine Regelung zum vereinfachten Verfahren für kleine Verteilernetzbetreiber ist in der Anreizregulierung in den ersten vier Regulierungsperioden vorgesehen gewesen. Diese wird grundsätzlich fortgeführt (Tenorziffern 16.1 bis 16.6).

1003 Die Rechtsfolgen des vereinfachten Verfahrens nach Tenorziffer 16.1 entsprechen im Wesentlichen der bisherigen Rechtslage. So findet der Effizienzvergleich als Verfahren nur für die Netzbetreiber im Regelverfahren statt, während für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren ein durchschnittlicher Effizienzwert auf der Grundlage des Effizienzvergleichs der vergangenen Regulierungsperiode zur Anwendung kommt.

1004 Aufgrund der Ausgestaltung der Regelung zu KA_{nEu} ist für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren keine Sonderregelung erforderlich. Auch Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren können – wie bisher – vorgelagerte Netzkosten jährlich anpassen und – neu – auch Kosten für Versorgungsleistungen. Die Versorgungsleistungen nach Tenorziffer 7.5 Nr. 2 sind auch im vereinfachten Verfahren im Verlauf einer Regulierungsperiode anpassbar. Da der diesbezügliche Wert $KA_{nEu,0}$ nicht frühzeitig für den Effizienzvergleich zur Ermittlung des Aufwandsparameters feststehen muss, ist die Vorgehensweise mit der Verkürzung der Regulierungsperiode vereinbar.

1005 Es wird keine Anpassbarkeit aufgrund von Forschung und Entwicklung geschaffen. Schon in der bisherigen Regelung war § 25a ARegV nicht von der pauschalen Anpassung gem. § 24 Abs. 2 S. 3 ARegV erfasst. Entgegen der vorgetragenen Stellungnahmen hat es bisher keine

Entwurf

Anwendungsfälle bei Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren gegeben, weshalb die Entscheidung gegen die Anpassbarkeit aufgrund von Forschung und Entwicklung gefallen ist.

1006 Die Vorgaben der Qualitätsregulierung, insbesondere der Energiewendekompetenz sind dagegen aus heutiger Sicht auch auf die kleinen Verteilernetzbetreiber des vereinfachten Verfahrens zu übertragen. Bei diesen Vorgaben geht es sehr konkret um die Möglichkeiten der Netznutzer, an der Energiewende teilhaben zu können. Es ist im Rahmen der bisherigen Konsultationen kein Argument vorgetragen worden, das es rechtfertigen würde, im Interesse der kleinen Unternehmen den Netznutzern auf längere Sicht schlechtere Bedingungen beim Netzanschluss, beim Netzzugang und bei der Servicequalität zuzumuten. Im System der Anreizregulierung kann nicht abgewartet werden, bis sich die aus rein betriebswirtschaftlichen Überlegungen ergebenden Anreize tatsächlich manifestieren; es erscheint deshalb wie bei allen Verteilernetzbetreibern grundsätzlich eine ergänzende Anreizkomponente zur Erhaltung eines hohen Qualitätsstandards erforderlich.

1007 Unternehmen, welche die Kriterien des vereinfachten Verfahrens erfüllen, erhalten ein Wahlrecht, für die nächste Regulierungsperiode das vereinfachte Verfahren zu wählen oder im Regelverfahren zu bleiben. Das vereinfachte Verfahren stellt insbesondere bei Betrachtung der dem Regelverfahren unterliegenden Gesamtkosten weiterhin die Ausnahme dar.

1008 Die Regelung knüpft nach den Tenorziffern 16.2 und 16.3 nicht mehr an die Anzahl der angeschlossenen Kunden an, sondern an eine wirtschaftliche Kenngröße. Die bisherige Kenngröße der angeschlossenen Kunden enthält definitorische Unklarheiten und bildet nicht zwangsläufig die wirtschaftliche und administrative Leistungsfähigkeit eines Netzbetreiberunternehmens ab. Entgegen dem Vortrag in einigen Stellungnahmen hat die Auswertung gezeigt, dass es sehr große und sehr leistungsstarke Unternehmen gibt, die nur sehr wenige Kunden haben. Es geht darum, kleine Unternehmen zu entlasten, dies ist – wie im HGB auch – mittels der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit festzustellen.

1009 Es wird stattdessen ein wirtschaftlicher Schwellenwert gebildet, der zunächst auf das von der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde im Rahmen der Kostenprüfung festgestellte Ausgangsniveau der Vorperiode abstellt. Dieses wird um die vorgelagerten Netzkosten bereinigt, um nur die eigenen Kosten des Netzbetreibers zu erfassen. Es wird dabei sektorspezifisch auf das Ausgangsniveau im Betrieb eines Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes abgestellt. Im Interesse einer eindeutigen Regelung wird auf die gemäß § 23b Abs. 1 Nr. 8 EnWG veröffentlichten Ausgangsniveaus zum Zeitpunkt der Feststellung

Entwurf

abgestellt. Teilweise wurde zum am 16.01.2025 veröffentlichten Sachstandspapier vorgetragen, das Abstellen auf das Ausgangsniveau könne zu praktischen Problemen führen, wenn diese Daten zum Stichtag noch nicht vorliegen. Die vorgeschlagene Regelung bietet eine Lösung dahingehend, dass auf veröffentlichte Werte abzustellen ist. Angesichts der Vielzahl der Akteure auf Behörden- und Unternehmensseite ist nie auszuschließen, dass einzelne Werte noch nicht veröffentlicht sind. Die Regulierung muss auch in diesen Fällen handlungsfähig bleiben. Nach weiteren Analysen auf Grundlage der Daten für die vierte Regulierungsperiode ergeben sich darüber hinaus keine bis nur sehr geringe Verschiebungen im Schwellenwert, wenn die Daten von mehreren Dutzend kleinerer Netzbetreiber noch nicht vorliegen und somit bei der Ermittlung außer Acht blieben.

1010 Das so bereinigte Ausgangsniveau bildet bei regulierten Netzbetreibern die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit eines Unternehmens angemessen ab. Andere Kennzahlen sind vorstellbar, beispielsweise entsprechend § 267 HGB – allerdings sind diese angesichts der Unternehmensstrukturen bei einem vertikal integrierten Netzbetreiber mit höherem Ermittlungsaufwand und Zuordnungsschwierigkeiten verbunden. Daher wird die eindeutige Kenngröße des bereinigten Ausgangsniveaus verwendet.

1011 Als wesentliches Kriterium für die periodische Bestimmung des Schwellenwertes wird eine Marktabdeckung der Einbeziehung in das Regelverfahren und damit in den Effizienzvergleich vorgegeben. Teilweise wurde in den Stellungnahmen vorgetragen, dass nicht genügend Transparenz über Kriterien, anhand derer die Marktabdeckungsrate ermittelt wird, vorhanden sei. Die Schwellenwerte wurden bewusst so gewählt, dass sie sich an der gegenwärtigen Marktabdeckung orientieren. Für die Ermittlung werden die Netzbetreiber sektorspezifisch nach der Höhe des bereinigten Ausgangsniveaus beginnend mit dem Größten gereiht. So kann weiterhin gewährleistet werden, dass kleine Unternehmen entlastet werden, bei denen der Regulierungsaufwand für den Effizienzvergleich die Erlösobergrenze womöglich stärker erhöht, als sie durch den Abbau von Ineffizienzen gesenkt würde. Gleichzeitig wirkt die Marktabdeckung auch erkennbaren Tendenzen zum Ausweichen in das vereinfachte Verfahren entgegen. Die zum Zeitpunkt der Schaffung der Regelung bestehende Struktur wird respektiert. Sollte eine Zerlegung von Netzgesellschaften zum Zwecke des Zugangs zum vereinfachten Verfahrens in größerer Zahl dazu führen, dass der aus dem Schwellenwert resultierende Eurobetrag zu sehr absinkt und zu viele kleine Unternehmen im Regelverfahren landen, behält sich die Beschlusskammer vor, Regelungen zu treffen, nach denen verbundene

Entwurf

Unternehmen oder Unternehmen innerhalb eines Konzessionsgebietes zusammen als einheitliches Unternehmen behandelt werden.

1012 Ebenso stärkt eine hinreichende Anzahl von Beobachtungen, also teilnehmenden Netzbetreibern, nicht nur die statistische Belastbarkeit der Effizienzvergleiche. Vor allem ermöglicht eine ausreichende Zahl von Beobachtungen im Interesse der Unternehmen selbst die Herausbildung geeigneter Kostentreibermodelle, um die Verschiedenartigkeit der Versorgungsaufgaben gut abzubilden.

1013 Im vereinfachten Verfahren wird statt der netzbetreiberindividuellen Bestimmung sektorspezifisch ein pauschaler Effizienzwert zur Anwendung gebracht, der aus dem gewichteten arithmetischen Mittel der Effizienzwerte der Netzbetreiber im Regelverfahren der vorangegangenen Regulierungsperiode gebildet wird. Die Werte für die vorangegangene Regulierungsperiode sind grundsätzlich so heranzuziehen, wie sie ermittelt worden sind Dabei werden künftig die Effizienzwerte der kleineren Netzbetreiber im Effizienzvergleich höher gewichtet werden, um eine bessere Annäherung an die beobachtbare Effizienz kleinerer Unternehmen abzubilden. Dies kann durch eine Kostengewichtung des arithmetischen Mittels der Effizienzwerte anhand der Kehrwerte der bereinigten Ausgangsniveaus erreicht werden. Gemessen an den verfügbaren Werten der dritten Regulierungsperiode hätte dieses Vorgehen z.B. zu einem gewichteten durchschnittlichen Effizienzwert im vereinfachten Verfahren im Gasbereich von 91,6 % statt 92,31 %.

1014 Der so ermittelte pauschale Effizienzwert unterliegt keinen nachträglichen Anpassungen (vgl. Tenorziffer 16.4 S. 2). Eine spätere Korrektur ist nicht vorgesehen, um Rechtsklarheit und Rechtsfrieden herbei zu führen.

1015 Das vereinfachte Verfahren dient dem Zweck, kleinere Netzbetreiber von dem regulatorischen Aufwand im Rahmen eines umfassenden Anreizregulierungssystems teilweise zu entlasten. Diesem Zweck entspricht es, dass der gemittelte Effizienzwert im Zeitpunkt der Entscheidung über eine Teilnahme am vereinfachten Verfahren bereits feststeht.

1016 Ein Netzbetreiber hat die Wahlmöglichkeit zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren unter Berücksichtigung des veröffentlichten Effizienzwertes. Er hat ausreichend Zeit, das Für und Wider der beiden Verfahrensweisen abzuwägen. Diese Abwägung würde nicht unerheblich erschwert, wenn die Netzbetreiber damit rechnen müssten, dass der gemittelte Effizienzwert nach der Veröffentlichung oder nach der Einleitung des vereinfachten Verfahrens zu ihren Lasten verändert wird. Die Besonderheit des vereinfachten Verfahrens besteht gerade darin,

Entwurf

dass eine individuelle Ermittlung von Effizienzwerten im Interesse der Verfahrensvereinfachung unterbleibt und stattdessen ein aufgrund früher gewonnener Ergebnisse gebildeter Mittelwert herangezogen wird. Diesem Ansatz entspricht es, den ermittelten Wert nach seiner Veröffentlichung nicht mehr zu verändern.[60]

1017 Ein Netzbetreiber, der sich für das vereinfachte Verfahren entscheidet, begibt sich einerseits der Chance, dass sich im Regelverfahren ein besserer Effizienzwert für ihn ergeben könnte. Er wird aber zugleich von dem Risiko befreit, dass dieses Verfahren zu einem schlechteren Wert führt.

1018 Hierbei dürfen die Netzbetreiber darauf vertrauen, dass der gemittelte Wert nicht nachträglich zu ihren Ungunsten verändert wird. Sie haben aber kein schützenswertes Interesse daran, dass der Wert nachträglich zu ihren Gunsten korrigiert wird. Vielmehr müssen sie ihre Entscheidung auf der Basis des veröffentlichten Werts treffen.[61]

1019 Ferner ist die Möglichkeit einer abweichenden Regelung zu Effizienzanreizen im vereinfachten Verfahren vorgesehen, für den Fall, dass ein Effizienzvergleich für Gasverteilernetzbetreiber im Regelverfahren nach Tenorziffer 10.1 nicht möglich sein sollte und somit die künftige Bestimmung des pauschalierten Effizienzwerts jedenfalls auf dieser Datengrundlage nicht möglich wäre.

Kleinstnetzbetreiberregelung (Tenorziffern 16.7 bis 16.10)

1020 Den jeweils zuständigen Regulierungsbehörden wird nach den Tenorziffer 16.7 bis 16.10 die Möglichkeit einer noch weitergehenden Vereinfachung eingeräumt. Die Einführung obliegt jeder Regulierungsbehörde für den eigenen Zuständigkeitsbereich. Sofern eine Regulierungsbehörde diese Entscheidung trifft, können Unternehmen mit einem bereinigten Ausgangsniveau von bis zu 500.000 EUR von der Anwendung der Anreizregulierung ausgenommen werden. Diese Netzbetreiber unterliegen auch nicht den förmlichen Vorgaben der Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG, da dies dem Zweck der Regelung zuwiderlaufen würde. Stand der vierten Regulierungsperiode gibt es ca. 40 Gasverteilernetzbetreiber und ca. 60 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber in dieser Größenordnung. Der Schwellenwert für das bereinigte Ausgangsniveau muss ggf. mit der Entwicklung der Netzkosten periodisch aktualisiert werden.

[60] vgl. BGH, Beschluss vom 25. April 2017 – EnVR 17/16 – juris Rn. 94 ff. zu § 24 ARegV.
[61] vgl. BGH, Beschluss vom 25. April 2017 – EnVR 17/16 - juris Rn. 102 zu § 24 ARegV.

Entwurf

1021 Das bereinigte Ausgangsniveau, das maßgeblich für die Teilnahme an der Kleinstnetzbetreiberregelung ist, bestimmt sich für die fünfte Regulierungsperiode anhand des nach § 23b EnWG veröffentlichten Ausgangsniveaus, das hierfür um die vorgelagerten Netzkosten zu bereinigen ist. Dieser Wert ist für alle Netzbetreiber vorhanden, da für die vierte Regulierungsperiode für alle Netzbetreiber mit der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen ein Ausgangsniveau bestimmt wurde. Er unterliegt einer Veröffentlichungspflicht. Nimmt ein Netzbetreiber an der Kleinstnetzbetreiberregelung teil, wird für die jeweilige Regulierungsperiode auch kein Ausgangsniveau bestimmt. Ab der sechsten Regulierungsperiode hat ein Netzbetreiber, für den in der vorhergegangenen Regulierungsperiode die Kleinstnetzbetreiberregelung galt, dennoch nebst dem Antrag auf Zugang zur Kleinstnetzbetreiberregelung aus seinem Tätigkeitsabschluss gemäß § 6b EnWG ein kalkuliertes Ausgangsniveau nach Tenorziffer 5 vorzulegen, um nachzuweisen, dass der Netzbetreiber weiterhin unter dem Schwellenwert gem. Tenorziffer 16.7 liegt. Auch hier ist eine Bereinigung um vorgelagerte Netzkosten vorzunehmen.

1022 Für Netzbetreiber, die zwischen zwei Basisjahren gegründet werden, ergehen gemäß Tenorziffer 2.4 bis zur ersten Regulierungsperiode, für deren Basisjahr ein vollständiges abgeschlossenes Geschäftsjahr des jeweiligen Netzbetreibers vorliegt, Entgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG. Für diese Regulierungsperiode liegt dann noch kein Ausgangsniveau vor, das für die Zuordnung zur Kleinstnetzbetreiberregelung herangezogen werden könnte. Das Ausgangsniveau ist in diesen Fällen gemäß Tenorziffer 16.8. S. 3 zu bestimmen.

1023 Auch Kleinstnetzbetreiber unterliegen der Verpflichtung zur Aufstellung von Tätigkeitsabschlüssen nach § 6b EnWG und sie unterliegen weiterhin methodisch den Anforderungen der Kostenkalkulation im Sinne der Tenorziffern 4 bis 13 der Festlegungen GasNEF und haben als Netz der allgemeinen Versorgung ihre Entgelte entsprechend im Vorhinein zu bilden und zu veröffentlichen.

1024 Netzbetreiber, die unter die Kleinstnetzbetreiberregelung fallen, unterliegen bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode den bisherigen Vorgaben der Anreizregulierung einschließlich der Bestimmung der Salden der Regulierungskonten. Innerhalb der fünften Regulierungsperiode sind die Salden des Regulierungskontos nach § 5 ARegV bei der Bestimmung des Kostenniveaus für die Kalkulation der Entgelte zu berücksichtigen, da dadurch ein sachgerechter Übergang von der bisherigen Regelung zu der weiteren Vereinfachung der regulatorischen Prüfung dieser Netzbetreiber erfolgt.

Entwurf

1025 Letztverbraucher und Netznutzer können die Einhaltung der Maßstäbe überprüfen lassen. Dabei gilt die Vermutungswirkung, dass die Bestimmung der Netznutzungsentgelte den rechtlichen Vorgaben entspricht, wenn der Betreiber des Kleinstnetzes kein höheres Entgelt fordert als der Betreiber des vorgelagerten Energieversorgungsnetzes für die Nutzung des an das Kleinstnetz angrenzenden Energieversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung auf gleicher Netz- oder Umspannebene. Grenzen mehrere Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung auf gleicher Netz- oder Umspannebene an, ist das niedrigste Entgelt maßgeblich. Diese Regelung entspricht materiell der Regelung in § 110 EnWG für geschlossene Verteilernetze. Ein höheres Entgelt kann im Ergebnis nur angesetzt werden, falls eine Kostenkalkulation nach den Vorgaben der Tenorziffern 4 bis 13 der Festlegung GasNEF dies nachweislich erlauben würde.

21. Forschung und Entwicklung (Tenorziffer 17)

1026 Tenorziffer 17 beruht auf § 21a Abs. 2, Abs. 3 S. 1 EnWG. Danach ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, im Wege der Festlegung das Anreizregulierungsmodell näher auszugestalten.

1027 Mit der Regelung wird das europarechtliche Ziel aus Art. 78 Abs. 9 Gas-RL aufgegriffen, wonach angemessene Anreize geschaffen werden, sowohl kurzfristig als auch langfristig die Effizienz zu steigern, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern und entsprechende Forschungsarbeiten zu unterstützen. Hierzu wird als Anreizelement ein etwaiger Aufwuchs der Kosten für Forschung und Entwicklung im Vergleich zum Basisjahr berücksichtigt und damit bestehende Anreize für Netzbetreiber zur Durchführung von Forschungs- und Entwicklungstätigkeit verstärkt.

1028 Die Regelung zu Forschungs- und Entwicklungskosten in § 25a ARegV wird in der Sache im Wesentlichen fortgeführt. Die Umsetzung in der Regulierungsformel erfolgt allerdings zukünftig nicht mehr als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil, sondern als Zuschlag für Mehrkosten gegenüber dem Basisjahr. Soweit vorgetragen wurde, dass dadurch die Forschungs- und Entwicklungskosten zukünftig dem Effizienzvergleich und auch der Effizienzvorgabe unterlägen, ist dies Konsequenz der Anwendung der Kriterien für die Einstufung von Kostenanteilen als KA_{nEu} (siehe hierzu Abschnitt 11.7.4). Anreize bestehen im Übrigen auch weiterhin, insbesondere sollen Forschung- und Entwicklungsvorhaben letztlich dem Netzbetreiber durch Aufbau von Wissen und Kompetenz zugutekommen.

Entwurf

1029 Der Zuschlag für Kosten aus Forschung und Entwicklung beträgt – wie bisher – 50 Prozent der berücksichtigungsfähigen Kosten des nicht öffentlich geförderten Anteils der Gesamtkosten des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens, wie er sich aufgrund entsprechender Kostennachweise des Netzbetreibers ergibt. Die Beibehaltung dieser Deckelung im Rahmen eines Zuschlags ist – entgegen vereinzelter Stellungnahmen – in Abwägung mit den berechtigen Interessen der Netznutzer sachgerecht. Damit wird - auch unter Berücksichtigung der Förderquote des Projektes - ein ausgewogenes Verhältnis zwischen dem Kostenrisiko, das die Netzbetreiber tragen und dem, welches sie über die Netzentgelte an die jeweiligen Netzkunden weitergeben können, erreicht. Mit der Deckelung des Zuschlags wird zudem ein Anreiz gesetzt, nur solche Forschungs- und Entwicklungsvorhaben durchzuführen, die letztlich einem effizienten Netzbetrieb zugutekommen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass Kosten aus Forschung und Entwicklung ohnehin über das Budgetprinzip abgedeckt werden. Zwar werden steigende Kosten über den Zuschlag nur teilweise nachgefahren. Gegenüber dem Basisjahr reduzierte Kosten aus Forschung und Entwicklung werden allerdings gar nicht in den einzelnen Erlösobergrenzen nachgetragen. Insoweit entsteht durch den Zuschlag auch mit der Deckelung ein systematischer Vorteil und damit zusätzlicher Anreiz für Forschung- und Entwicklung. Erforderlich für eine Kostenanerkennung ist weiterhin, dass die geltend gemachten Forschungs- und Entwicklungskosten beim Netzbetreiber selbst anfallen und der Netzbetreiber unmittelbar Zuwendungen aus der staatlichen Energieforschungsförderung erhält. Hierbei muss der Netzbetreiber zumindest Verbundpartner in einem Forschungskonsortium sein, bei dem ein Beteiligter stellvertretend für alle Verbundpartner Fördermittel beim Zuwendungsgeber beantragt, damit die Kontrolle durch die für die Forschungsförderung zuständige Behörde gewährleistet ist. Damit wird gewährleistet, dass die Kriterien der staatlichen Forschungsförderung[62] auch im Rahmen der Anreizregulierung Berücksichtigung finden. Mit Blick auf diese Kontrolle kommt – entgegen mehrerer Stellungnahmen – auch nicht in Betracht, den Kreis der Antragsteller weiter auszuweiten. Netzbetreiber im Konzernverbund wären weder Zuwendungsempfänger noch Verbundpartner des geförderten Forschungskonsortiums. In diesem Fall erhält der Netzbetreiber nicht unmittelbar staatliche Zuwendungen und unterliegt nicht der unmittelbaren Kontrolle durch die für die Forschungsförderung zuständige Behörde.

[62] Vgl. zu den Kriterien der staatlichen Forschungsförderung beispielhaft: BT-Drs. 447/13, S. 20.

Entwurf

1030 Berücksichtigungsfähig sind ausschließlich Kosten aufgrund eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung, das durch eine zuständige Behörde, insbesondere des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie oder des Bundesministeriums für Forschung, Technologie und Raumfahrt bewilligt wurde und fachlich betreut wird. Die Berücksichtigung von Energieforschungsförderung durch europäische Behörden soll hierdurch nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden, soweit eine gleichwertige Prüfung und fachliche Betreuung des Vorhabens erfolgt. Allerdings werden nach hiesiger Kenntnis europäische Forschungsgelder eher indirekt über nationale Behörden administriert. Dennoch hat sich die Beschlusskammer, die Stellungnahmen aufgreifend, dazu entschieden, den Tenor entsprechend offen zu gestalten.

1031 Abzustellen ist dabei auf die jeweils im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Mehrkosten gegenüber den Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Basisjahr des Kalenderjahres, für das der Zuschlag gewährt wird. Eine Berücksichtigung von Forschungs- und Entwicklungskosten kommt nur dann in Betracht, wenn es zu einem Anstieg der Forschungs- und Entwicklungskosten gegenüber den bereits im Basisjahr berücksichtigten Kosten gekommen ist.[63] Als Basisjahr ist dabei das Basisjahr des Kalenderjahres heranzuziehen, für das der Zuschlag beantragt wird (und nicht das Basisjahr des Kalenderjahres, das für die Ist-Kosten relevant ist). Hierbei ist keine projektbezogene, sondern eine gesamtkostengezogene Betrachtung vorzunehmen, d.h. sowohl im Basisjahr, als auch in den für die Ist-Kosten relevanten Jahren sind alle Projekte und Kosten zu betrachten, die unter Tenorziffer 17 fallen. Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, die bereits als Teil des Kapitalkostenaufschlags nach Ziffer 11 oder sonst durch Anpassung der Erlösobergrenze nach Ziffer 4 berücksichtigt wurden, sind nicht berücksichtigungsfähig. Insbesondere sind daher leidglich Mehrkosten gegenüber den nach Tenorziffer 6 angepassten Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben berücksichtigungsfähig sowie Forschungs- und Entwicklungskosten, die bereits bei der Anpassung der Erlösobergrenzen als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, geltend gemacht werden, nicht berücksichtigungsfähig. Eine Doppelberücksichtigung von Kosten wird damit ausgeschlossen.

1032 Tenorziffer 17.3 enthält Verfahrensregelungen (siehe Tenorziffer 19). In Satz 1 wird verfahrensrechtlich festgelegt, dass ein Zuschlag nur auf Antrag des Netzbetreibers erfolgt. Nach Satz 2 ist der Antrag zum 30. Juni des Vorjahres, für das die Aufwendungen für das

[63] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 8. Mai 2019 – VI-3 Kart 45/17 (V) –, juris Rn. 29 f.

Entwurf

jeweilige Forschungs- und Entwicklungsvorhaben in der Erlösobergrenze in Ansatz gebracht werden sollen, bei der Regulierungsbehörde zu stellen. Dies schließt nicht aus, dass in dem Verfahren für mehrere Jahre geprüft und beschieden wird, ob für ein bestimmtes Projekt die Voraussetzungen der Tenorziffer 17 dem Grunde nach vorliegen und die Kosten des ersten Projektjahres anerkennungsfähig sind. In diesem Fall wird sodann auch die Vorgabe zur Befristung nach Tenorziffer 17.4 S. 1 relevant. Satz 3 regelt den Inhalt des Antrags mit Blick darauf, dass der Regulierungsbehörde die notwendigen Informationen vorliegen müssen. Nach Satz 4 kann die Regulierungsbehörde – wie bisher – näheres zu formeller Gestaltung, Inhalt und Struktur des Antrags nach Satz 1 durch eine Festlegung treffen. Soweit vereinzelt der 30. September des Vorjahres als Antragsfrist vorgeschlagen wurde, ist zu berücksichtigen, dass auch die Regulierungsbehörde eine angemessene Zeit zur Prüfung und Bescheidung der Anträge mit Blick auf eine Einpreisung ins vorläufige Preisblatt benötigt.

1033 Tenorziffer 17.4 enthält nähere Vorgaben zur Verbindung einer etwaigen Genehmigung mit Nebenbestimmungen. Hierbei handelt es sich um eine materielle Regelung, die allerdings nur greift, wenn – wie im Falle der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (siehe Tenorziffer 17.3) – ein Antragsverfahren zur Anwendung kommt. Nach Tenorziffer 17.5 hat der Netzbetreiber – wie bisher – nach Abschluss des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens den Bescheid über die Prüfung des Verwendungsnachweises und, sofern eine Preisprüfung erfolgt, den dazu von der für die fachliche und administrative Prüfung des Projekts zuständigen Behörde ausgestellten Bescheid bei der Regulierungsbehörde vorzulegen. Hiermit wird in Verbindung mit den Nebenbestimmungen nach Tenorziffer 17.4 ein ex-post Abgleich der angesetzten Kosten einerseits und der zuwendungsrechtlich endgültig bestimmten Kosten andererseits ermöglicht.

22. Aufhebung von Festlegungen (Tenorziffer 18)

1034 Mit Tenorziffer 18 werden eine Vielzahl von Festlegungen zu volatilen Kostenanteilen aufgehoben (siehe hierzu die Erwägungen zu Tenorziffer 8). Dies betrifft die Festlegungen KOLA, KOKOS, VOLKER sowie KOMBI 2.0. Außerdem werden die noch verbleibenden Regelungen der Festlegung KANU 1.0 aufgehoben, die nunmehr in der Festlegung GasNEF aufgehen. Die Festlegung KANU 2.0 muss nicht aufgehoben werden, da diese bis zum 31.12.2027 befristet ist.

Entwurf

23. Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 19)

1035 Tenorziffer 19 enthält eine klarstellende Zusammenfassung der Verfahrensvorschriften. Diese Verfahrensvorschriften berühren gemäß § 54 Abs 3 S. 7 EnWG nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden. Sie gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

1036 Es steht den Landesregulierungsbehörden frei, identische, vergleichbare oder abweichende Verfahrensregelungen zu schaffen oder auf diese Verfahrensregelungen zu verweisen. Die materielle Ausgestaltung des Systems der Anreizregulierung durch diese Festlegung kann unabhängig von der Ausgestaltung der Verfahrensfragen zu den einzelnen Elementen der Anreizregulierung erfolgen.

1037 Bezüglich der Einordnung der Regelungen als verfahrensrechtliche Regelungen wird auf die entsprechenden Ausführungen bei den jeweiligen Tenorziffern verwiesen.

1038 Soweit in einer Stellungnahme eine Reduzierung der Anzahl der Verfahrensvorschriften angeregt wurde, um eine Uneinheitlichkeit in der Umsetzung der Regulierung auf Bundes- und Landesebene zu vermeiden, ist dies vor dem Hintergrund der Regelung in § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG nicht möglich.

Entwurf

24. Kosten (§ 91 EnWG)

1039 Für Entscheidungen, die durch öffentliche Bekanntmachung nach § 73 Abs. 1a EnWG zugestellt werden, werden gemäß § 91 Abs.1 S.3 EnWG keine Gebühren erhoben.

Entwurf

III. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)

Da die Festlegung gegenüber allen Betreibern von Gasverteilernetzen nach § 3 Nr. 8 EnWG und allen Betreibern von Fernleitungsnetzen nach § 3 Nr. 5 EnWG erfolgt, nimmt die Große Beschlusskammer Energie, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Entscheidung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Entscheidung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

Entwurf

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG)

Vorsitzender	Beisitzerin	Beisitzerin
Klaus Müller	Barbie Kornelia Haller	Dr. Daniela Brönstrup
Beisitzer	Beisitzer	Beisitzer
Achim Zerres	Karsten Bourwieg	Dr. Christian Schütte

Entwurf