



Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)

Januar 2025

Sachstand zu Tenor und Erwägungen

GBK-24-01-3#3

Die Beschlusskammer sieht vor, das Festlegungsverfahren RAMEN im Hinblick auf den Elektrizitäts- und Gassektor aufzuteilen. Das heißt, dass es eine Festlegung gegenüber Elektrizitätsverteilernetzbetreibern und eine Festlegung gegenüber Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern geben wird (Az. GBK-25-01-1#1 für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber und GBK-25-01-2#1 für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber). Die Sachstandsmitteilung erfolgt noch einheitlich unter dem Aktenzeichen GBK-24-01-3#3. Der folgende Tenorentwurf stellt zunächst noch eine gemeinsame Darstellung der beabsichtigten Regelungsinhalte dar. Unterschiede zwischen den Sektoren sind durch Anmerkungen im Text oder durch Doppelungen der entsprechenden Tenorziffern vermerkt.

1 Tenorentwurf der Festlegung RAMEN

1. Adressaten

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

2. Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode

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

2.2 Für den Betrieb der Gasverteilung und der Fernleitung beginnt die Anreizregulierung nach Maßgabe dieser und weiterer Festlegungen nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG am 01.01.2028 mit der fünften Regulierungsperiode.

Für den Betrieb der Elektrizitätsverteilung beginnt die Anreizregulierung nach Maßgabe dieser und weiterer Festlegungen nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG am 01.01.2029 mit der fünften Regulierungsperiode.

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

2.4 ¹Netzbetreiber, 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. ²Der 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 ¹Für die fünfte Regulierungsperiode erfolgt bei Elektrizitätsverteilternetzbetreibern eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf operative Kosten (OPEX) in Bezug auf die Veränderung von Vergleichsparametern aus dem bundesweiten Effizienzvergleich gemäß Ziffer 10 im Vergleich zum Basisjahr, bewertet zu effizienten Kosten gemäß einer Methode zur Bestimmung der Effizienzwerte nach Ziffer 10 ($OPEX_{Anp,t}$) unter Beachtung der Maßgaben in den Sätzen 2 bis 5. ²Die zum Basisjahr ermittelten effizienten Kosten je Einheit eines Vergleichsparameters sind entsprechend Ziffern 6.1 und 6.2 fortzuschreiben. ³Bei der Anpassung der Erlösobergrenze ist der netzbetreiberindividuelle Anteil der OPEX am Ausgangsniveau jeweils abzüglich der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, und der volatilen Kostenanteile im Basisjahr zu berücksichtigen. ⁴Die netzbetreiberindividuelle Anpassung kann vom Erreichen einer oder mehrerer Erheblichkeitsschwellen bezüglich der Veränderung der Vergleichsparameter abhängig gemacht werden. ⁵Näheres regelt eine Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG.

3.3 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.

4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze

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

4.2 ¹Anpassungen 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. ²Anpassungen 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. ³Die 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. ⁴Die Regelungen zu den Anzeigeverfahren nach Ziffer 9.7 zum Kapitalkostenabzug betreffend Gasverteilternetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber und Ziffer 11.8 zum Kapitalkostenaufschlag, zu den Antragsverfahren nach Ziffer 13 Satz 5 zum Härtefall und Ziffer 14.6 zum Regulierungskonto, die Regelungen zu den Anzeige- und Antragsverfahren zu Netzübergängen nach den Ziffern 15.9 bis 15.10 (Elektrizitätsverteilternetzbetreiber) bzw. Ziffern 15.6, 15.7 sowie 15.8 Satz 4 (Gasverteilternetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber) sowie das Antragsverfahren nach Ziffer 17.3 zu Forschung und Entwicklung bleiben hiervon unberührt.

- 4.3** Die Festlegung und Anpassung der Erlösbergrenzen erfolgt nach der folgenden Regulierungsformel:

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

- 4.4** Abweichend von Ziffer 4.3 erfolgt die Festlegung und Anpassung der Erlösbergrenzen in der fünften Regulierungsperiode für die Betreiber von Elektrizitätsverteilternetzen nach der folgenden Regulierungsformel:

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

- 4.5** Dabei ist:

EOG_t: Die Erlösbergrenze, 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.

- $KA_{nEu,t}$: 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 ($KA_{nEu,0}$).
- $X_{ind,t}$: 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.
- PF : 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.
- $OPEX_{Anp,t}$: Der Anpassungswert der operativen Kosten gemäß Ziffer 3.2, der für das Jahr t der fünften Regulierungsperiode für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber anzuwenden ist.

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

- 4.6** ¹Abweichend von Ziffer 4.3 erfolgt die Festlegung und Anpassung der Erlösobergrenzen für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber unter zusätzlicher Berücksichtigung des folgenden Korrekturterms:

$$- BVG_0 \times (1 - X_{ind,t}) \times \prod_{i=1}^t \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF \right)$$

²Dabei sind BVG_0 Kosten, Erlöse und Erträge aus Anlagenabgängen gemäß Tenorziffer 7. S. 5 der Festlegung GasNEF im Ausgangsniveau nach Ziffer 5.

5. Ausgangsniveau

- 5.1** ¹Die Bestimmung des Ausgangsniveaus für eine Regulierungsperiode erfolgt durch die zuständige Regulierungsbehörde. ²Das 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. ³Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen hierbei nicht berücksichtigt werden. ⁴Die Kosten dürfen keine damit nicht

zusammenhängenden Bestandteile zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen.

- 5.2** ¹Das Ausgangsniveau enthält abgrenzbare Betriebskosten (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX) einschließlich einer kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung. ²Die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung ergibt sich aus der Verzinsungsbasis multipliziert mit der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenrate (WACC-Rate).
- 5.3** ¹Nähere Bestimmungen zum Ausgangsniveau, zur Ermittlung der Verzinsungsbasis sowie der WACC-Rate regeln Festlegungen nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 2 und § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 EnWG. ²Hierbei können auch Anreizmechanismen zur Einwerbung von kostenmindernden Zuwendungen und Zuschüssen vorgesehen werden.
- 5.4** ¹Soweit Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Basisjahres beruhen, bleiben sie bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt. ²Soweit 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** ¹Die Betriebskosten werden mit dem Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) jährlich an die allgemeine Inflation unter Einbeziehung der Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschritts in der Netzwirtschaft angepasst. ²Der Wert VPI_i ist der Wert des durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex des vorletzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr *i* der Regulierungsperiode. ³Die entsprechende Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt durch den Netzbetreiber.
- 6.2** ¹Die Einbeziehung der Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschritts in der Netzwirtschaft erfolgen durch einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für eine gesamte Regulierungsperiode (getrennt für Elektrizitätsverteiler-netzbetreiber einerseits und Gasverteiler-netzbetreiber und

Fernleitungsnetzbetreiber andererseits) unter Einbeziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet (PF). ²Näheres 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.

7.2 ¹Die 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. ²Die Exogenität kann auch anhand der Volatilität der Kostenanteile bewertet werden.

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

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

7.5 ¹Als KA_{nEu} werden die Kosten oder Erlöse aus

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

Regelung 7.5 S. 1 Nr. 4 für Elektrizitätsverteilternetzbetreiber

4. sowie die Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber gemäß § 3 Abs. 1 S. 3 bis 6 i.V.m. § 7 MsbG bzw. § 36 MsbG nach § 30 MsbG aus Entgelten zur Ausstattung von Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen in der tatsächlichen Höhe entstehen,

festgelegt. ²Kosten und Erlöse aus

1. Betriebssteuern,
2. betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen,
3. Betriebs- und Personalratstätigkeit,
4. der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten,
5. Forschung und Entwicklung und
6. der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen, Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen

werden nicht als KA_{nEu} festgelegt.

7.6 ¹Weitere Kostenanteile 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.

²Hierbei können solche Kostenanteile außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen.

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

8. Volatile Kostenanteile

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

Regelungen 8.2 und 8.3 für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber

- 8.2** ¹Als volatile Kostenanteile werden die Kosten und Erlöse aus Maßnahmen der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG festgelegt. ²Durch 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** ¹Weitere Kostenanteile, insbesondere Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, 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. ²Hierbei können solche Kostenanteile außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen.

Regelungen 8.2 und 8.3 für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber

- 8.2** ¹Als 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. ²Durch 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 ¹Weitere Kostenanteile, insbesondere Kosten aus Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation, 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. ²Hierbei können solche Kostenanteile außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen.

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

9. Kapitalkostenabzug für Elektrizitätsverteilternetzbetreiber

9.1 ¹Die zuständige Regulierungsbehörde bestimmt einmalig für jedes Jahr der Regulierungsperiode den Kapitalkostenabzug auf Grundlage des nach Ziffer 5 bestimmten Ausgangsniveaus und der darin enthaltenen Kapitalkosten. ²Der Kapitalkostenabzug ergibt sich aus den im Ausgangsniveau enthaltenen Kapitalkosten abzüglich der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode ($KK_{Ab,t}$). ³Bei der Bestimmung des Kapitalkostenabzugs werden Kapitalkosten aus Investitionen nach dem Basisjahr nicht berücksichtigt.

9.2 Die fortgeführten Kapitalkosten werden

- 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 StromNEF
- b) sowie der im Zeitablauf sinkenden Bestände der Netzanschlusskostenbeiträge, Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse gemäß Tenorziffer 10 S. 3 2. HS i.V.m. Tenorziffer 13 S. 1 b), c) und d) und S. 3 [bei Gasverteilternetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern auch S. 4] der Festlegung StromNEF

- c) anhand der fortgeführten kalkulatorischen Abschreibungen der betriebsnotwendigen Anlagengüter inklusive der betriebsnotwendigen immateriellen Vermögensgegenstände nach Tenorziffern 8 und 9 der Festlegung StromNEF,
- d) der fortgeführten kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung nach Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF unter Anwendung der WACC-Rate aus dem Ausgangsniveau gemäß Tenorziffer 10 S. 1 und S. 2 der Festlegung StromNEF,
- e) der fortgeführten kalkulatorischen Gewerbesteuer nach Tenorziffer 12 der Festlegung StromNEF und
- f) der fortgeführten kostenmindernden Erträge aus Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen gemäß Tenorziffer 13 S. 1 b), c) und d) und S. 3 [bei Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern auch S. 4] der Festlegung StromNEF

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 StromNEF sowie die kalkulatorischen Werte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens nach Tenorziffer 10 S. 4 e) der Festlegung StromNEF unverändert.

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

9. Kapitalkostenabzug für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber

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

9.2 bis 9.4

Entspricht den Vorgaben für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, bis auf die unter 9.2 erwähnte Erweiterung auf Tenorziffer 13 S. 4 der Festlegung GasNEF.

- 9.5** ¹Eine nach Tenorziffer 9 der Festlegung GasNEF regulatorisch zulässige Anpassung von Abschreibungsmodalitäten nach dem Basisjahr ist bei der Ermittlung des Kapitalkostenabzugs zu berücksichtigen. ²Gleiches gilt für eine entsprechende regulatorisch zulässige Anpassung der Auflösung von Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen nach Tenorziffer 13 der Festlegung GasNEF. ³Eine rückwirkende Anpassung der Abschreibungsmodalitäten ist ausgeschlossen.
- 9.6** ¹Ergänzend 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. ²Dabei ist bis einschließlich des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres auf tatsächliche Teilnetzzugänge, Teilnetzabgänge und Anlagenabgänge abzustellen. ³Im 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** ¹Die Festlegung der Erlösobergrenzen nach Ziffer 4.1 durch die zuständige Regulierungsbehörde erfolgt zunächst ohne die Festlegung des Kapitalkostenabzugs. ²Der 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. ³Bei der Anzeige nach Satz 2 gilt die Regelung zu SAV-IDs in Tenorziffer 9.4 der Festlegung GasNEF entsprechend.

10. Effizienzvergleich

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

- 10.2** ¹Bei 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. ²Ergänzend kann die Bundesnetzagentur einen Effizienzvergleich durchführen. ³Nähere Regelungen erfolgen durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG.
- 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** ¹Besonderheiten der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers sollen durch eine Bereinigung des Effizienzwerts abgebildet werden. ²Nähere Regelungen erfolgen durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG.

11. Kapitalkostenaufschlag

- 11.1** ¹Der 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. ²Kapitalkosten 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** ¹Bei 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.

²Dabei 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. ³Der zu erwartende Bestand an betriebsnotwendigen Anlagegütern ist durch eine unternehmensinterne 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 StromNEF/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 StromNEF/GasNEF.
- 11.4** ¹Die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung bestimmt sich als Produkt der nach Ziffer 11.5 bestimmten Verzinsungsbasis und einer gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenrate. ²Nähere Regelungen zur Methodik und Berechnung der für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Kapitalkostenrate erfolgen durch eine Methodenfestlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG.
- 11.5** ¹Die 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 StromNEF/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 StromNEF/GasNEF. ²Unberücksichtigt bleiben betriebsnotwendige Vorräte sowie Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens. ³Abweichend 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** ¹Die 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. ²Der Gewerbesteuersatz ergibt sich als Produkt aus der Gewerbesteuermesszahl und dem Gewerbesteuerhebesatz im Basisjahr.
- 11.7** **Nur Elektrizitätsverteilternetzbetreiber:** Ergänzend ist bei der Bestimmung des jährlichen Kapitalkostenaufschlags der jeweilige Zinsbonus gemäß Tenorziffer 11 der Festlegung StromNEF als additive Komponente anzusetzen.
- 11.8** ¹Netzbetreiber sind verpflichtet, sofern sie einen Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11.1 in einer Erlösobergrenze eines Kalenderjahres ansetzen, diesen bis zum 30. Juni des jeweils vorherigen Kalenderjahres der zuständigen Regulierungsbehörde anzuzeigen. [Nur Gasverteilternetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber:] ²Bei der Anzeige nach Satz 1 gilt die Regelung zu SAV-IDs in Tenorziffer 9 der Festlegung GasNEF entsprechend. ³Eine rückwirkende Anpassung der Abschreibungsmodalitäten ist ausgeschlossen.

12. Qualitätsregulierung

- 12.1** ¹Die Qualitätsregulierung dient der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. ²Ferner soll sie eine umweltverträgliche, preisgünstige und treibhausgasneutrale Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, fördern. ³Die Anwendung der Qualitätsregulierung erfolgt zunächst nur bei Elektrizitätsverteilternetzen.
- 12.2** ¹Zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität können Kennzahlen hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit oder der Netzservicequalität festgelegt werden. ²Die Energiewendekompetenz der Netzbetreiber ist Teil der Netzleistungsfähigkeit.
- 12.3** ¹Die Kennzahlen sind unter Heranziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet zu ermitteln. ²Im Anschluss an die Erhebung geeigneter Daten erfolgt die Ableitung und Veröffentlichung der sich aus den Kennzahlen ergebenden netzbetreiberindividuellen Kennzahlenwerte. ³Die Veröffentlichung kann auch die erhobenen Daten umfassen.

- 12.4** ¹Aus den nach Ziffern 12.2 und 12.3 ermittelten Kennzahlen und Kennzahlenwerten können Kennzahlvorgaben entwickelt werden. ²Diese sind zu veröffentlichen. ³Sofern Kennzahlvorgaben nach Satz 1 entwickelt werden, sind bei Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Kennzahlvorgaben insbesondere Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen vorzunehmen, sofern hinreichend belastbare Daten vorliegen (Qualitätselement). ⁴Abweichungen von Kennzahlvorgaben sind der zuständigen Regulierungsbehörde mitzuteilen.
- 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 Kennzahlvorgaben von Relevanz sind.
- 12.6** Nähere Regelungen zur Ausgestaltung der Qualitätsregulierung einschließlich des Adressatenkreises der Qualitätsregulierung erfolgen durch eine Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG.
- 12.7** Erfolgt eine Bestimmung eines Qualitätselements nach Maßgabe der Ziffer 12.4, so hat der Netzbetreiber die Erlösobergrenze entsprechend anzupassen.

13. Härtefall

¹Eine 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. ²Zur 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. ³Ein Ereignis im Sinne dieser Ziffer kann nur ein Umstand sein, der aufgrund des Zeitversatzes zum maßgeblichen 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. ⁴In 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 abmildern können. ⁵Eine Anpassung der Erlösobergrenze nach Satz 1 erfolgt nur auf Antrag des Netzbetreibers.

14. Regulierungskonto

- 14.1** ¹Die 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. ²Gleiches gilt für die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kostenanteilen nach Ziffer 7.5 Satz 1 Nr. 1, 2 und 4 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.

Regelung 14.2 für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber

- 14.2** ¹Der Netzbetreiber ermittelt bis zum 31. Dezember des Jahres, das dem Kalenderjahr folgt, für das der Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11.1 ermittelt wurde, die Differenz aus dem nach Ziffer 11.1 ermittelten Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11 und dem Kapitalkostenaufschlag, wie er sich bei der Berücksichtigung der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten ergibt. ²Die Differenz ist auf dem Regulierungskonto des Jahres, für das der Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11.1 ermittelt wurde, zu verbuchen.

Regelung 14.2 für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber

- 14.2** ¹Der 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. ²Die Differenzen sind auf dem Regulierungskonto des Jahres, für 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** ¹Die nach den Ziffern 14.1 bis 14.3 verbuchten Differenzen sind in Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags zu verzinsen. ²Der

durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand.³Die Verzinsung nach Satz 1 richtet sich nach dem kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz der für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Kapitalkostenrate nach Ziffer 11.4 des Jahres, für das der Saldo nach den Ziffern 14.1 bis 14.4 ermittelt wurde.

14.5 ¹Der 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. ²Die 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. ³Die Annuitäten werden gemäß Ziffer 14.4 verzinst.

14.6 ¹Die 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 Satz 1. ²Der Antrag nach Satz 1 auf Anpassung der Erlösobergrenze muss bezüglich des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres einmal jährlich zum 31. Dezember im folgenden Kalenderjahr gestellt werden. ³Der 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 für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber

15.1 ¹Wird ein Energieversorgungsnetz oder werden mehrere Energieversorgungsnetze, 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. ²Satz 1 gilt entsprechend bei Zusammenschlüssen von mehreren Energieversorgungsnetzen.

15.2 ¹Bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber vermindert sich die ursprünglich festgelegte Erlösobergrenze des abgebenden Netzbetreibers um den Anteil der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil. ²Die ursprünglich festgelegte Erlösobergrenze des übernehmenden Netzbetreibers erhöht sich um den Anteil der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil. ³Der Anteil der Erlösobergrenze wird bis zur nächsten Ermittlung des Ausgangsniveaus nach Ziffer 5 fortgeführt. ⁴Einer erneuten Festle-

gung der Erlösobergrenzen des abgebenden und des aufnehmenden Netzbetreibers innerhalb der Regulierungsperiode bedarf es nicht. ⁵Der aufnehmende Netzbetreiber ist berechtigt, bis zu einer Festlegung des Anteils der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil vorübergehend angemessene Netzentgelte zu erheben.

- 15.3** Der Anteil der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil nach Ziffer 15.2 soll von den beteiligten Netzbetreibern durch eine sachgerechte Vereinbarung bestimmt werden.
- 15.4** ¹Erfolgt keine Vereinbarung nach Ziffer 15.3, bestimmt sich der Anteil der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil nach Maßgabe des Satzes 2 sowie der Ziffern 15.5 bis 15.7. ²Der Anteil der Erlösobergrenze berechnet sich aus den Kapitalkosten des übergehenden Netzteils nach Ziffer 15.5 zuzüglich eines Pauschalbetrags für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils nach Ziffer 15.6. ³Den beteiligten Netzbetreibern bleibt es unbenommen, im Laufe der Regulierungsperiode für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode eine Vereinbarung nach Ziffer 15.3 zu treffen; diese tritt an die Stelle der Bestimmung nach Satz 1.
- 15.5** ¹Zur Ermittlung der Kapitalkosten nach Ziffer 15.4 werden für jedes verbleibende Jahr der Regulierungsperiode die Kapitalkosten des übergehenden Netzteils nach Tenorziffer 4.2 Satz 2 der Festlegung StromNEF in Verbindung mit Ziffer 9 ermittelt. ²Grundlage für die Ermittlung der Kapitalkosten des übergehenden Netzteils nach Satz 1 sind die zu übertragenden Verteilungsanlagen, auf deren Übereignung sich die Netzbetreiber verständigt haben. ³Besteht im Fall des § 46 Absatz 2 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes kein Einvernehmen über die zu übereignenden Verteilungsanlagen, werden für die Bestimmung der Kapitalkosten des übergehenden Netzteils die Daten und Informationen zu Verteilungsanlagen zugrunde gelegt, die für das Konzessionsvergabeverfahren gemäß § 46 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes der Gemeinde nach § 46a des Energiewirtschaftsgesetzes übermittelt wurden. ⁴Etwilige Anpassungen der Erlösobergrenze nach den Ziffern 4.3 bis 4.5 sowie Ziffer 13 bleiben unberücksichtigt.
- 15.6** Der Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils nach Ziffer 15.4 berechnet sich aus der Multiplikation des Verhältnisses der Kapitalkosten des übergehenden Netzteils des jeweiligen Kalenderjahres nach Ziffer 15.5 zu den in der ursprünglich festgelegten Erlösobergrenze des abgebenden Netzbetreibers enthaltenen Kapitalkosten des jeweiligen Kalenderjahres nach Ziffer 9 mit der ur-

sprünglich festgelegten Erlösobergrenze nach Ziffer 4 des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der darin enthaltenen Kapitalkosten nach Ziffer 9, der vermiedenen Netzentgelte nach Ziffer 7.5 S. 1 Nr. 2 und der vorgelagerten Netzkosten nach Ziffer 7.5 S. 1 Nr. 1.

- 15.7** ¹Die Ermittlung des Anteils der Erlösobergrenze nach den Ziffer 15.4 bis 15.6 erfolgt anhand der folgenden Formel:

$$EOG_{\ddot{U}N,t} = \frac{KK_{\ddot{U}N,t}}{KK_t} * (EOG_{ab,t} - vermNE_t - vorgNK_t)$$

²Dabei ist:

- $EOG_{\ddot{U}N,t}$: Anteil der Erlösobergrenze des übergehenden Netzteils nach Ziffer 15.4 im jeweiligen Jahr t der Regulierungsperiode,
- $KK_{\ddot{U}N,t}$: Kapitalkosten nach Ziffer 15.5 in Verbindung mit Ziffer 9 auf der Grundlage des fortgeführten Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus nach Ziffer 5 des übergehenden Netzteils im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode,
- KK_t : Kapitalkosten nach Ziffer 9 auf der Grundlage des fortgeführten Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus nach Ziffer 5 des abgebenden Netzbetreibers im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode,
- $EOG_{ab,t}$: Die ursprünglich für den abgebenden Netzbetreiber festgelegte Erlösobergrenze nach Ziffer 4 im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode,
- $vermNE_t$: Die in der ursprünglich für den abgebenden Netzbetreiber festgelegten Erlösobergrenze nach Ziffer 4 des Jahres t der Regulierungsperiode enthaltenen vermiedenen Netzentgelte nach Ziffer 7.5 S. 1 Nr. 2,
- $vorgNK_t$: Die in der ursprünglich für den abgebenden Netzbetreiber festgelegten Erlösobergrenze nach Ziffer 4 des Jahres t der Regulierungsperiode enthaltenen vorgelagerten Netzkosten nach Ziffer 7.5 S. 1 Nr. 1.

- 15.8** Die Netzbetreiber teilen der zuständigen 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.
- 15.9** ¹Die Vereinbarung nach Ziffer 15.3 ist der zuständigen Regulierungsbehörde durch übereinstimmenden Antrag der beteiligten Netzbetreiber vorzulegen. ²Diese legt den übergehenden Anteil der Erlösobergrenze entsprechend der Vereinbarung nach Ziffer 15.3 fest.
- 15.10** ¹Die zuständige Regulierungsbehörde legt den Anteil der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil nach Maßgabe der Ziffern 15.4 bis 15.7 fest, wenn ihr nicht innerhalb von sechs Monaten nach Aufnahme des Netzbetriebs eine Vereinbarung nach Ziffer 15.3 durch übereinstimmenden Antrag vorgelegt wird. ²Machen der aufnehmende oder der abgebende Netzbetreiber besondere Gründe geltend, kann die zuständige Regulierungsbehörde den übergehenden Anteil der Erlösobergrenze auf Antrag eines beteiligten Netzbetreibers oder von Amts wegen vor Ablauf der Frist und der Entscheidung nach Satz 1 vorläufig festlegen. ³Die zuständige Regulierungsbehörde legt den nach Satz 1 bestimmten Anteil der Erlösobergrenze im Laufe einer Regulierungsperiode für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode erneut fest, wenn ihr die beteiligten Netzbetreiber eine Vereinbarung nach Ziffer 15.4 Satz 3 durch übereinstimmenden Antrag vorlegen.

15. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber

- 15.1** ¹Wird ein Energieversorgungsnetz oder werden mehrere Energieversorgungsnetze, 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. ²Satz 1 gilt entsprechend bei Zusammenschlüssen von mehreren Energieversorgungsnetzen.
- 15.2** ¹Bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber werden die Kapitalkosten des übergehenden Netzteils ausschließlich im Wege des jährlichen Kapitalkostenabzug nach Ziffer 9 sowie des jährlichen Kapitalkostenaufschlags nach Ziffer 10 berücksichtigt. ²Für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils soll von den beteiligten Netzbetreibern ein

Pauschalbetrag durch eine sachgerechte Vereinbarung bestimmt werden. ³Die ursprünglich festgelegte Erlöobergrenze des abgebenden Netzbetreibers vermindert sich um den Pauschalbetrag für den übergehenden Netzteil. ⁴Die ursprünglich festgelegte Erlöobergrenze des übernehmenden Netzbetreibers erhöht sich um den Pauschalbetrag für den übergehenden Netzteil. ⁵Einer erneuten Festlegung der Erlöobergrenzen des abgebenden und des aufnehmenden Netzbetreibers innerhalb der Regulierungsperiode bedarf es nicht. ⁶Der aufnehmende Netzbetreiber ist berechtigt, bis zu einer Festlegung des Anteils der Erlöobergrenze für den übergehenden Netzteil vorübergehend angemessene Netzentgelte zu erheben.

15.3 ¹Erfolgt keine Vereinbarung nach Ziffer 15.2 Satz 2, ist ein Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils nach Ziffer 15.4 zu bestimmen. ²Ziffer 15.2 Sätze 3 bis 5 gelten entsprechend. ³Den 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 ¹Die Ermittlung des Pauschalbetrags für die übrigen Kosten nach Ziffer 15.3 Satz 1 erfolgt anhand der folgenden Formel:

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

²Dabei 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.

³Im Übrigen gelten die Definitionen gemäß Ziffer 4.6.

15.5 Die Netzbetreiber teilen der Regulierungsbehörde den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen mit, insbesondere den Übergang von

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

15.7 ¹Die 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 Satz 2 durch übereinstimmenden Antrag vorgelegt wird. ²Machen 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. ³Die 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 Satz 2 durch übereinstimmenden Antrag vorlegen.

15.8 ¹Ab dem Zeitpunkt, in dem Anlagen in einem Wasserstoffnetz betrieben werden oder werden sollen und nicht mehr dem Gasversorgungsnetzbetrieb dienen, sind die ursprünglich festgelegten Erlösbergrenzen des Betreibers von Gasversorgungsnetzen um den Anteil zu vermindern, der auf diese Anlagen entfällt. ²Der Betreiber von Gasversorgungsnetzen bestimmt den zu vermindern den Anteil nach Maßgabe der Ziffer 15.2 Satz 1 sowie der Ziffern 15.3 und 15.4. ³Er kann bei der Bestimmung des zu vermindern den Anteils von den Vorgaben des Satzes 2 abweichen, wenn er diese Abweichung nachvollziehbar begründet. ⁴Er übermittelt den zu vermindern den Anteil unverzüglich nach dem Zeitpunkt nach Satz 1 an die zuständige 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 ¹Kleine Elektrizitätsverteilternetzbetreiber/Gasverteilternetzbetreiber 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. ²Bei einer Teilnahme am vereinfachten Verfahren erfolgt keine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund von Forschung und Entwicklung nach Ziffer 17 und keine Anpassung der Betriebskosten gemäß Ziffer 3.2.

- 16.2** ¹Für die Bestimmung, ob ein Netzbetreiber als klein im Sinne von Ziffer 16.1 gilt, kommt ein wirtschaftlicher Schwellenwert zur Anwendung. ²Dieser wird durch die Bundesnetzagentur in der ersten vollständigen Kalenderwoche des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres bestimmt und veröffentlicht. ³Die Bundesnetzagentur übermittelt den Landesregulierungsbehörden den von ihr nach Satz 2 ermittelten Wert spätestens zur letzten Sitzung des Länderausschusses nach § 60a EnWG vor dem Zeitpunkt aus Satz 2.
- 16.3** ¹Als Schwellenwert nach Ziffer 16.2 wird ein Betrag in EUR angesetzt, der sich bei der Einbeziehung aller Verteilernetzbetreiber bis zum Erreichen von 90 % (Elektrizitätsverteilernetzbetreiber) / 82 % (Gasverteilernetzbetreiber) aller Ausgangsniveaus ohne vorgelagerte Netzkosten (bereinigtes Ausgangsniveau) in das Regelverfahren ergibt (Marktabdeckung). ²Bleibt 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. ³Bei der Bestimmung der Marktabdeckung stellt die Bundesnetzagentur auf die zum Zeitpunkt der Bestimmung bundesweit veröffentlichten Ausgangsniveaus gemäß § 23b EnWG ab.
- 16.4** ¹Für 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). ²Bei der Gewichtung wird den Effizienzwerten der kleineren Netzbetreiber im Regelverfahren besondere Rechnung getragen. ³Soweit 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 abweichende Regelung zu Effizianzanreizen im vereinfachten Verfahren getroffen werden.
- 16.5** ¹Die Regulierungsbehörde veröffentlicht den von ihr nach Ziffer 16.4 ermittelten pauschalen Effizienzwert in der ersten vollständigen Kalenderwoche des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres. ²Die Bundesnetzagentur übermittelt den Landesregulierungsbehörden den von ihr nach Ziffer 16.4

ermittelten pauschalen Effizienzwert spätestens zur letzten Sitzung des Länderausschuss nach § 60a EnWG vor dem Zeitpunkt aus Satz 1.

- 16.6** ¹Netzbetreiber, 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. ²Die Regulierungsbehörde genehmigt die Teilnahme am vereinfachten Verfahren innerhalb von vier Wochen nach Eingang des vollständigen Antrags, wenn die Voraussetzungen vorliegen. ³Der Netzbetreiber ist an das gewählte Verfahren für die Dauer einer Regulierungsperiode gebunden. ⁴Die 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** ¹Kleinstnetzbetreiber mit einem bereinigten Kostenniveau (Kostenniveau ohne vorgelagerte Netzkosten) 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. ²Die Verpflichtungen gemäß § 6b EnWG bleiben unberührt. ³Das bereinigte Kostenniveau als Voraussetzung für die Kleinstnetzbetreiberregelung nach Satz 1 sowie das jeweilige jährliche Kostenniveau für die Kalkulation der Entgelte im Fall der Anwendung der Kleinstnetzbetreiberregelung bestimmen sich nach den Vorgaben der Tenorziffern 4 bis 13 der Festlegung StromNEF/GasNEF.
- 16.8.** Übergangsweise bestimmt sich für die fünfte Regulierungsperiode das bereinigte Kostenniveau als Voraussetzung für die Kleinstnetzbetreiberregelung nach Ziffer 16.7 Satz 1 anhand des nach § 23b EnWG veröffentlichten Ausgangsniveaus für die vierte Regulierungsperiode. Innerhalb der fünften Regulierungsperiode sind die Salden des Regulierungskontos nach § 5 ARegV bei der Bestimmung des Kostenniveaus für die Kalkulation der Entgelte zu berücksichtigen.
- 16.9.** ¹Ziffer 16.6 S. 1 und 2 gelten entsprechend für die Kleinstnetzbetreiberregelung. ²Der Netzbetreiber ist an das gewählte Verfahren für die Dauer einer Regulierungsperiode gebunden. ³Die 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 ¹Jeder Netznutzer und Letztverbraucher eines Kleinstnetzes kann eine Überprüfung der Entgelte durch die zuständige Regulierungsbehörde verlangen. ²Es 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 ¹In die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr ist von der Regulierungsbehörde ein Zuschlag für Kosten aus Forschung und Entwicklung einzubeziehen (F&E). ²Der 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 ¹Berücksichtigungsfähig sind ausschließlich Kosten aufgrund eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung, das durch eine zuständige Behörde eines Landes oder des Bundesbewilligt wurde und fachlich betreut wird. ²Abzustellen 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. ³Kosten 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 ¹Die Einbeziehung nach Ziffer 17.1 erfolgt nur auf Antrag des Netzbetreibers. ²Der 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. ³Die Angaben im Antrag müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen das Vorliegen der Genehmigungsvoraussetzungen zu prüfen und eine Entscheidung treffen zu können. ⁴Näheres 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 ¹Die Genehmigung ist zu befristen. ²Die Genehmigung ist mit einem Widerrufsvorbehalt für den Fall zu versehen, dass die nach Absatz 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. ³Die 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. Mitteilung der angeschlossenen Kunden und der Belegenheit des Netzes

Die Netzbetreiber haben der Bundesnetzagentur sowie der zuständigen Landesregulierungsbehörde jährlich zum 31. März die Zahl der am 31. Dezember des Vorjahres unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden sowie die Belegenheit des Netzes bezogen auf Bundesländer mitzuteilen.

19. 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.

Die Festlegung BK8-23-007-A (Festlegung zur regulatorischen Behandlung der beim Anschlussnetzbetreiber nach MsbG entstehenden Kosten) wird zum 31.12.2028 aufgehoben.

20. Verfahrensvorschriften

Die Verfahrensvorschriften in den Ziffern

- a) 4.1 S. 2, 4.2 S. 4, 6.1 S. 3, 7.7 S. 2, 8.4 S. 2,
- b) 9.7 für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber,
- c) 11.2 S. 3, 11.8 S. 1 (sowie S. 2 für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber), 13 S. 5, 14.6,
- d) 15.9 und 15.10 bezüglich der Netzübergänge unter Elektrizitätsverteilernetzbetreibern,
- e) 15.6, 15.7 und 15.8 S. 4 bezüglich der Netzübergänge unter Gasverteilernetzbetreibern bzw. Fernleitungsnetzbetreibern sowie
- f) 16.6 S. 1 und 2, 16.9 S. 1 und 17.3

berühren nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden und gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern im Sinne der Ziffer 1, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

21. Kostenentscheidung

Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

Inhaltsverzeichnis

1	Tenorentwurf der Festlegung RAMEN	2
2	Sachverhalt	36
2.1	Inhalt des Eckpunktepapiers „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“	36
2.1.1	Hintergründe	36
2.1.2	Regulierung von Netzen 2005 bis heute.....	37
2.1.3	Geänderte Anforderungen an die Regulierung	37
2.1.4	Beibehaltung der Grundkonzeption der Anreizregulierung.....	38
2.1.5	Dauer der Regulierungsperiode.....	39
2.1.6	Kriterien für Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile.....	40
2.2	Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST	41
2.2.1	Beibehaltung der Grundkonzeption der Anreizregulierung.....	42
2.2.2	Vereinfachtes Verfahren	46
2.2.3	Dauer der Regulierungsperiode.....	47
2.2.4	Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile	49
2.2.4.1	Allgemeines	49
2.2.4.2	Kriterien für die Herleitung als dnbK.....	50
2.2.4.3	DnbK-Positionen: Vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte	51
2.2.4.4	DnbK-Position: Personalzusatzkosten	52
2.2.4.5	DnbK-Position: Redispatch und Engpassmanagement ..	53
2.2.4.6	DnbK-Position: Kosten aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgaben	54
2.2.4.7	DnbK-Position: Gasnetztransformation.....	54
2.2.4.8	Weitere dnbK-Positionen.....	54
2.2.5	Positionen volatiler Kostenanteile	55
2.3	Verfahrenseinleitung.....	55
2.4	Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung	55
2.4.1	Expertenaustausch zum Eckpunktepapier NEST	55
2.4.2	Expertenaustausche zum Modellansatz für einen Betriebskosten- Aufschlag.....	56
2.4.3	Termin zum Thema "dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile"	57
3	Adressaten (Tenorziffer 1)	57
4	Rechtlicher Rahmen	59
4.1	Europäischer Rechtsrahmen	59
4.1.1	Transparenz	59
4.1.2	Kostenorientierung und Kosteneffizienz.....	60
4.1.3	Anreizsetzung, insb. Setzung von Effizienzanreizen	62
4.1.4	Weitere Maßstäbe und Zielbestimmungen für die Netzentgeltmethodik.....	63
4.1.4.1	Netzsicherheit und Flexibilität (nur Elektrizitätsversorgungsnetze).....	63
4.1.4.2	Energieeffizienz	63

4.1.4.3	Energie- und Klimapläne, Umweltauswirkungen sowie öffentliche Akzeptanz (nur Elektrizitätsversorgungsnetze)	64
4.1.4.4	Verbraucherfreundlichkeit	64
4.2	Nationaler Rechtsrahmen	64
5	Fortführung der Anreizregulierung (Tenorziffer 2)	66
5.1	Fortführung der Anreizregulierung	66
5.1.1	Transparenz	67
5.1.2	Kostenorientierung und Kosteneffizienz	67
5.1.3	Anreizsetzung	70
5.1.4	Weitere Maßstäbe und Ziele für die Netzentgeltmethodik	71
5.1.4.1	Netzsicherheit	71
5.1.4.2	Flexibilität	72
5.1.4.3	Energieeffizienz	73
5.1.4.4	Verbraucherfreundlichkeit	73
5.1.4.5	Umweltauswirkungen	73
5.1.4.6	Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens	74
5.1.5	Ergebnis der Erwägungen zur Fortführung der Anreizregulierung	75
5.2	Anreizregulierung unter Vorgaben von individuellen Obergrenzen für Erlöse	76
5.3	Individueller Bezug der Effizienzvorgaben	77
6	Dauer der Regulierungsperiode und vorübergehende Einführung eines OPEX-Anpassungsmechanismus bei Elektrizitätsverteilernetzen (Tenorziffer 2 und 3)	78
6.1	Elektrizitätsverteilernetze	78
6.1.1	Dauer der Regulierungsperiode	78
6.1.1.1	Betriebskostenfaktor in Form des sog. „Wachstumsausgleichs“:	81
6.1.1.2	Erweiterung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen:	83
6.1.1.3	Erweiterung des Katalogs der volatilen Kosten:	83
6.1.1.4	OPEX-Pauschale beim Kapitalkostenaufschlag:	84
6.1.1.5	Einführung pauschalierter Härtefallanträge:	84
6.1.1.6	Änderungen beim Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor:	85
6.1.1.7	Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs:	85
6.1.1.8	Verkürzung der Regulierungsperiode:	86
6.1.2	Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode:	90
6.1.3	Basisjahr	91
6.2	Gasverteilernetze und Fernleitungsnetze	91
6.2.1	Dauer der Regulierungsperiode	92
6.2.2	Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode	94
6.2.3	Basisjahr	95
7	Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze (Tenorziffer 4)	95
7.1	Bestimmung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.1)	95

7.2	Anpassung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.2).....	96
7.3	Regulierungsformel (Tenorziffern 4.3 und 4.4).....	97
7.4	Definitionen der Elemente der Regulierungsformel (Tenorziffer 4.5).....	97
7.5	Korrektur von Anlagenabgängen (Tenorziffer 4.6).....	98
8	Ausgangsniveau (Tenorziffer 5).....	98
8.1	Festlegung und Grundsätze des Ausgangsniveaus (Tenorziffer 5.1).....	98
8.2	OPEX und CAPEX im Ausgangsniveau einschließlich WACC-Ansatz (Tenorziffer 5.2).....	99
8.3	Verweis auf Methodenfestlegungen (Tenorziffer 5.3).....	102
8.4	Besonderheiten des Geschäftsjahres (Tenorziffer 5.4).....	103
8.4.1	Kosten.....	103
8.4.2	Erlöse und Erträge.....	103
9	Preis- und Produktivitätsanpassung der operativen Kosten (Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach Tenorziffer 6).....	104
9.1	Notwendigkeit eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors.....	104
9.2	Keine Anpassung des Ausgangsniveaus bei bereits erfolgenden Anpassungen	107
9.2.1	Kapitalkosten.....	107
9.2.2	Volatile Kosten.....	108
9.3	Sektorspezifische Ermittlung des PF.....	108
9.4	Ermittlung des PF für eine Regulierungsperiode.....	108
9.5	Anwendung des VPI auf die operativen Kosten.....	109
9.6	Verfahrensregelungen (Tenorziffer 6.1 S. 3).....	110
10	Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 7).....	110
10.1	Kriterien für KA_{nEu} (Tenorziffer 7.1).....	112
10.2	Exogenität (Tenorziffer 7.2).....	113
10.3	Gleichartigkeit (Tenorziffer 7.3).....	114
10.4	Volatilität (Tenorziffer 7.4).....	114
10.5	Werthaltigkeit.....	115
10.6	Anerkennung von KA_{nEu} (Tenorziffer 7.5 S. 1).....	116
10.6.1	Vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte.....	116
10.6.2	Versorgungsleistungen.....	118
10.6.2.1	Einordnung der Kostenanteile der Versorgungsleistungen in Abgrenzung zu den Lohnzusatzleistungen.....	118
10.6.2.2	Entfall der Stichtagsregelung.....	121
10.6.2.3	Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen.....	121
10.6.2.4	Geltung für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal.....	122
10.6.2.5	Abbildung von Zinsanteilen im Rahmen der Anpassungsregelung bei Geltung eines WACC-Ansatzes	122
10.6.3	Kosten des Anschlussnetzbetreibers gemäß § 3 Abs. 1 S. 3 bis 6 i.V.m. § 7 MsbG bzw. § 36 MsbG.....	123

10.7	Ablehnung von KA_{nEu} (Tenorziffer 7.5 S. 2).....	124
10.7.1	Betriebssteuern.....	124
10.7.2	Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen.....	124
10.7.3	Betriebs- und Personalratstätigkeit sowie Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskindertagesstätten	124
10.7.4	Forschung und Entwicklung.....	125
10.7.5	Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen, Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen.....	126
10.7.6	Ablehnung ohne Tenorierung mangels Betroffenheit oder Relevanz	126
10.8	Verweis auf Methodenfestlegung (Tenorziffer 7.6).....	127
10.9	Ermittlung und Anpassung der KA_{nEu} und Verfahrensfragen (Tenorziffer 7.7)	127
11	Volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8).....	127
11.1	Volatile Kostenanteile bei Elektrizitätsverteilternetzbetreiber (Tenorziffern 8.2 und 8.3).....	129
11.1.1	Redispatch als volatiler Kostenanteil dem Grunde nach (Tenorziffer 8.2).....	129
11.1.1.1	Exogenität.....	130
11.1.1.2	Gleichartigkeit.....	131
11.1.1.3	Volatilität.....	131
11.1.1.4	Abschließende Wertung.....	132
11.1.2	Verlustenergie als Regelbeispiel für volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8.3).....	133
11.1.2.1	Exogenität.....	134
11.1.2.2	Gleichartigkeit.....	134
11.1.2.3	Volatilität.....	134
11.1.2.4	Abschließende Bewertung.....	135
11.2	Volatile Kostenanteile bei Gasverteilternetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern (Tenorziffern 8.2 und 8.3).....	135
11.2.1	Treibenergie und Vorwärmkosten als volatile Kostenanteile dem Grunde nach (Tenorziffer 8.2).....	135
11.2.2	Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation als Regelbeispiel für volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8.3).....	136
11.2.3	Weitere Kostenanteile.....	137
11.2.3.1	Krisenbedingte Anerkennung von volatilen Kostenanteilen.....	137
11.2.3.2	Weitere mengenabhängige Kostenanteile.....	138
11.2.3.3	Maßnahmen zur Erhöhung fester Kapazitäten.....	138
11.3	Bestimmung und Anpassung der volatilen Kostenanteile (Tenorziffer 8.4)	139
12	Kapitalkostenabzug für Elektrizitätsverteilternetzbetreiber (Tenorziffer 9).....	140
12.1	Festlegung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.1).....	141
12.2	Berechnung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.2).....	142

12.3	Besonderheiten bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten (Tenorziffer 9.3 und 9.4).....	143
13	Kapitalkostenabzug für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber (Tenorziffer 9).....	144
13.1	Grundsätzliche Bestimmung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffern 9.1 bis 9.4).....	144
13.2	Abbildung der Anpassung von Abschreibungsmodalitäten (Tenorziffer 9.5)	145
13.3	Ergänzende Abbildung von Teilnetzübergängen und vorzeitigen Anlagenabgängen (Tenorziffer 9.6)	145
13.4	Verfahrensregelungen (Tenorziffer 9.7).....	147
14	Effizienzvergleich (Tenorziffer 10)	147
14.1	Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber und Gasverteilernetzbetreibe (Tenorziffer 10.1)	147
14.2	Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber (Tenorziffer 10.2).....	149
14.3	Verteilungsfaktor (Tenorziffer 10.3)	152
14.4	(Etwaiger) Effizienzbonus (Tenorziffer 10.4)	153
14.5	Besonderheit der Versorgungsaufgabe (Tenorziffer 10.5).....	153
15	Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11).....	153
15.1	Allgemeines.....	153
15.2	Zusammensetzung des Kapitalkostenaufschlags	154
15.3	Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung	155
15.4	Verzinsungsbasis.....	155
15.5	Zinsbonus	156
15.6	Anzeigeverfahren	156
16	Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12)	158
16.1	Allgemeines.....	158
16.2	Zielbestimmung und Anwendung.....	158
16.3	Festlegung von Kennzahlen	159
16.4	Maßgaben für die Umsetzung der Qualitätsregulierung	160
16.5	Weitere Bestimmungen.....	161
17	Härtefall (Tenorziffer 13).....	162
17.1	Ereignis nach Satz 3 und 4	162
17.2	Nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber.....	164
17.3	Verfahrensregelung.....	166
18	Regulierungskonto (Tenorziffer 14)	166
19	Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (Tenorziffer 15)	170
19.1	Elektrizitätsverteilernetze	171
19.1.1	Vollnetzübergang	171
19.1.2	Teilnetzübergang.....	171

19.1.3	Wechsel des zuständigen Netzbetreibers	174
19.2	Gasverteilernetze und Fernleitungsnetze.....	174
19.2.1	Vollnetzübergang	174
19.2.2	Teilnetzübergang.....	174
19.2.3	Anlagenübergang in ein Wasserstoffnetz	177
19.2.4	Wechsel des zuständigen Netzbetreibers	178
20	Vereinfachtes Verfahren (Tenorziffer 16)	178
20.1	Vereinfachtes Verfahren (Tenorziffern 16.1 bis 16.6).....	178
20.2	Kleinstnetzbetreiberregelung (Tenorziffern 16.7 bis 16.10).....	181
21	Forschung und Entwicklung (Tenorziffer 17)	182
22	Mitteilung der angeschlossenen Kunden und der Belegenheit des Netzes (Tenorziffer 18).....	184
23	Aufhebung von Festlegungen (Tenorziffer 19).....	184
24	Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 20)	184

2 Sachverhalt

2.1 Inhalt des Eckpunktepapiers „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“

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.

Im Eckpunktepapier hat die Bundesnetzagentur festgehalten:

2.1.1 Hintergründe

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.

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.

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

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 Kostentwicklungen des Energiesystems in der Transformation eine gestärkte Bedeutung.

2.1.2 Regulierung von Netzen 2005 bis heute

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 Ordnungsgeber insbesondere in den Regelwerken der StromNEV, GasNEV und der ARegV intensiven Gebrauch gemacht habe.

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.

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.

2.1.3 Geänderte Anforderungen an die Regulierung

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

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.

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.

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.

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.

2.1.4 Beibehaltung der Grundkonzeption der Anreizregulierung

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.

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.

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.

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.

2.1.5 Dauer der Regulierungsperiode

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

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

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 Kostenzuwüchse oder -absenkungen innerhalb einer Regulierungsperiode fänden dabei allerdings möglicherweise nur eine verzögerte oder keine Berücksichtigung.

In dem zunehmend dynamischen Umfeld der Stromnetzbetreiber werden Konstellationen geltend gemacht, in denen regelmäßige 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.

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

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.

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

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 Durchschnittsbildung ausgegangen und verstärkt auf handelsrechtliche Werte abgestellt werden.

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.

2.1.6 Kriterien für Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile

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.

Aktuell gehe die Bundesnetzagentur davon aus, dass es auch in einer zukünftigen Regulierung Kostenpositionen geben werde, die, abweichend vom Budgetansatz, als dnbK o-

der 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.

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.

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.

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.

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.

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.

2.2 Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST

Die berührten Wirtschaftskreise und interessierte Dritte hatten bis zum 29.02.2024 Gelegenheit zur Stellungnahme.

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

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

2.2.1 Beibehaltung der Grundkonzeption der Anreizregulierung

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.

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 Gasverteilernetze 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 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.

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.

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 Effizianreize 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 Abstimmung auf Tätigkeitsabschlüsse zu ersetzen. Eine Price-Cap Regulierung wurde in zwei Stellungnahmen mit Verweis auf das anstehende Investitionsvolumen als eher kontraproduktiv bewertet.

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.

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.

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 (vorrusschauende OPEX) und Österreich genannt. Auch wurde ein Zielkonflikt zwischen vorrausschauenden Netzausbau und damit einhergehenden betriebswirtschaftlichen Problemen geltend gemacht.

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.

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.

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 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.

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.

Stromspezifisch wurde ausgeführt, dass eine deutlich bessere Datengrundlage zur Auslastung der Netze und Instrumente zur effizienten Nutzung der Netzinfrastruktur unabdingbar sei. Erforderlich seien kurzfristig wirksame Anreize für die Beschleunigung der Schaffung von Transparenz in allen Spannungsebenen sowie des Netzaus- und -umbaus. Dabei sollten insbesondere die belohnt werden, die im Vergleich zu den anderen Netzbetreibern besonders schnell vorankämen. Die Wirksamkeit von solchen neuen Regulierungsansätzen solle mit den vorliegenden Netzentwicklungs- bzw. Netzausbauplänen gemonitort werden.

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 In-

vestitionen 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 Gasverteilternetzbetreiber 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 Gasverteilternetzgebieten 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 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 einnehmen. 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.

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.

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.

2.2.2 Vereinfachtes Verfahren

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 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.

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.

Verschiedene Stellungnahmen schlugen eine Veränderung der Schwellenwerte für das vereinfachte Verfahren vor. Für Strom wurde mit Blick auf zu erwartende Kundenzuwächse, etwa durch E-Mobilität und Wärmepumpen, eine Erhöhung der Schwelle für die

Aufnahme in das vereinfachte Verfahren angeregt, unter anderem in Richtung der De-Minimis-Grenze von 100.000 Kunden. 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.

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 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.

2.2.3 Dauer der Regulierungsperiode

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.

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 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.

Die weit überwiegende Zahl der Stellungnahmen hielt eine schnellere Abbildung von Kostenänderungen im Bereich der OPEX für erforderlich, hierfür allerdings eine Verkürzung der Regulierungsperiode für nicht geeignet bzw. nicht ausreichend. Es verbleibe ein Zeitverzug trotz Verkürzung der Regulierungsperiode. Zudem sahen viele Stellungnahmen einen akuten Handlungsbedarf bereits für die vierte Regulierungsperiode, so dass die vorgeschlagene Verkürzung zu spät käme. Schließlich wurde die These häufig auch mit der Begründung abgelehnt, es gebe bessere Lösungsoptionen für eine schnellere Abbildung von Kostenänderungen im Bereich der OPEX als eine Verkürzung der Regulierungsperiode.

Die Stellungnahmen enthielten mehrere Vorschläge für alternative Instrumente zur schnelleren Abbildung von Kostenänderungen im Bereich der OPEX. Vielfach blieb es jedoch bei der Nennung von Schlagworten, insbesondere fehlte es an Ausführungen zur Frage, wie gleichzeitig Anreize zur Erhaltung der Kosteneffizienz gesetzt werden. Am häufigsten genannt wurde die Einführung eines Betriebskostenfaktors nach österreichischem Vorbild sowie eine stärkere Zukunftsorientierung, insbesondere die Berücksichtigung von Trends. Viele Stellungnahmen schlugen eine Erweiterung des Kataloges der volatilen Kosten vor, zum Beispiel um Personalkosten und IT-Aufwendungen. Teilweise wurden eine Erweiterung des Kataloges der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, eine

OPEX-Pauschale beim Kapitalkostenaufschlag, die Einführung pauschalierter Härtefallanträge nach österreichischem Vorbild oder auch Änderungen beim Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor als alternatives Instrument. Vereinzelt wurde der Ansatz von jährlichen Plankosten mit Ist-Kosten-Abgleich ausgehend von Wirtschafts- und Mittelfristplanungen der Unternehmen oder auch die jährliche Anpassung der Personalkosten in der Erlösobergrenze genannt. Eine Stellungnahme schlug für das für die Gasverteilernetze vor, innerhalb der Periode Jahr für Jahr einen vorgegebenen Korridor der Kostensenkung für OPEX festzulegen.

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.

2.2.4 Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile

2.2.4.1 Allgemeines

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.

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 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 prozessverschlanke Effekte habe.

2.2.4.2 Kriterien für die Herleitung als dnbK

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.

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.

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 Erlösbergrenze eines bestimmten Netzbetreibers zulässig. Andernfalls käme es zu einer Benachteiligung kleiner Netzbetreiber. Ein weiteres Problem dieses Kriteriums sei, dass die Werthaltigkeit bei schwankenden Kosten oder sich ändernden Parametern nur begrenzte 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.

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.

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.

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.

2.2.4.3 DnbK-Positionen: Vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte

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 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 beeinflussbare Kosten sein.

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

2.2.4.4 DnbK-Position: Personalzusatzkosten

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. 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 Tarifierhöhungen 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.

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.

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 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.

2.2.4.5 DnbK-Position: Redispatch und Engpassmanagement

In Bezug auf Redispatch- und Engpassmanagementkosten wurde gefordert, die Einordnung als dnbK ohne Einschränkungen beizubehalten. Redispatch-Maßnahmen könnten zwar durch Netzausbau vermieden werden. Dieser hänge jedoch von einer Reihe an exogenen Faktoren ab, auf die der Netzbetreiber keinen Einfluss habe. Dazu zähle die Dauer von Genehmigungsverfahren, (auf dem Markt sehr knappe) externe Dienstleisterkapazitäten im Bereich Planung, Kartierung, Umwelt oder die Verfügbarkeit von Baudienstleistern und/oder Lieferengpässen bei Material am Markt. Eine Nichtberücksichtigung von Redispatch-Kosten als dnbK benachteilige bzw. diskriminiere stark von der Energiewende betroffene Verteilernetzbetreiber und widerspräche den gesetzlichen Zielen in §§ 1, 21 EnWG. Zudem wären Verzerrungen im Effizienzvergleich die Folge.

2.2.4.6 DnbK-Position: Kosten aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgaben

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 im Zusammenhang mit / aufgrund des Aufbaus schwarzsichere Kommunikation (450 MHz), des Rollouts Intelligenter Messsysteme, der EU-Methanemissionsverordnung oder Investitionen nach dem KRITIS-Dachgesetz. Einzelne Konsultationsteilnehmer forderten zudem entsprechende Umsetzungen bereits für die vierte Regulierungsperiode.

2.2.4.7 DnbK-Position: Gasnetztransformation

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.

2.2.4.8 Weitere dnbK-Positionen

Darüber hinaus wurde die Beibehaltung oder Schaffung der folgenden dnbK-Positionen gefordert: exogene Steuerpositionen (Einkommensteuer, Grundsteuer), Konzessionsabgaben, Gebühren der Regulierungsbehörden, Anteil des Netzbetreibers an der Preisobergrenze aus dem MsbG, Kosten aus der Mehr-/Minderabrechnung, Kosten marktbasierter Instrumente (nur Fernleitungsnetzbetreiber) sowie Kosten infolge grenzüberschreitender Kostenaufteilungsentscheidungen nach Unionsrecht.

Als mögliche Streichungen aus dem bisherigen Katalog wurde die Position „Mehrkosten für Erdverkabelung“ (§ 11 Abs. 2 Nr. 7 ARegV) vorgeschlagen.

2.2.5 Positionen volatiler Kostenanteile

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.

In Bezug auf den Strombereich wurde einerseits vorgetragen, dass zunächst abgewartet werden müsse, ob sich das für die vierte Regulierungsperiode eingeführte Referenzband zur Abmilderung marktlicher Risiken bei der Beschaffung von Verlustenergie bewähre. Andernfalls solle man die Verlustenergie als dnbK einordnen. Ferner forderten einige Stellungnahmen auch die Netzverlustmengen einer jährlichen Anpassung zuzuführen. Vereinzelt wurde außerdem darauf hingewiesen, dass die Kosten zur Deckung des Betriebsverbrauchs ähnlichen Preisschwankungen wie die Verlustenergie ausgesetzt seien. Daher müsse man auch den Betriebsverbrauch den volatilen Kostenanteilen zuordnen.

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.

2.3 Verfahrenseinleitung

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.

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.

2.4 Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung

2.4.1 Expertenaustausch zum Eckpunktepapier NEST

Die Beschlusskammer hat am 27. und 28. Mai 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“.

In dem Termin hat der 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 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 auswertbaren Daten fehle.

Der 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.

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

2.4.2 Expertenaustausche zum Modellansatz für einen Betriebskosten-Aufschlag

Im Nachgang zum Expertenaustausch vom 27. und 28. Mai 2024 hat der VKU der Bundesnetzagentur am 16. Juli 2024 sowie 20. August 2024 einen Modellansatz für einen Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs vorgestellt. 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. September 2024 hat der VKU den Vorschlag im Rahmen einer öffentlichen Expertenanhörung vorgestellt.

2.4.3 Termin zum Thema "dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile"

Am 8. Oktober 2024 hat ein Termin 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 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.

3 Adressaten (Tenorziffer 1)

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

Gemäß Tenorziffer 20 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.

Diese Festlegung adressiert nicht die Betreiber von Übertragungsnetzen nach § 3 Nr. 10 EnWG, und zwar weder solche ohne noch solche mit Regelzonenverantwortung nach § 3 Nr. 10a EnWG. Dies schließt auch selbständige Betreiber von grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen nach § 3 Nr. 31 EnWG vom Anwendungsbereich dieser Festlegung aus. Aufgrund der starken Sonderentwicklungen und Investitionsbedarfe sowie der Systemaufgaben für Deutschland und im Europäischen Binnenmarkt erscheint es hier in größerem Umfang sinnvoll, von der bisherigen Regulierungssystematik abzuweichen. Der Ansatz der Anreizregulierung basiert unter anderem auf dem Budgetprinzip, bei dem die Netzbetreiber, über einen bestimmten Zeitraum unternehmerisch über die Verwendung der Mittel entscheiden können und sollen. Die Funktionsfähigkeit dieses Prinzips ist bei den Übertragungsnetzbetreibern in Frage gestellt, weil deren Kostenstruktur

damit derzeit nicht harmonisiert: Der Anteil der jährlich anzupassenden Kosten (Kapitalkosten für neue Investitionen sowie der bisherigen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten inklusive freiwilliger Selbstverpflichtungen) an den Gesamtkosten beträgt über 80 %. Der unternehmerisch zu bewirtschaftende Teil der Gesamtkosten ist daher relativ so gering, dass die intendierte Anreizwirkung in Frage steht. An dieser Sachlage wird sich auch kurz und mittelfristig wenig ändern. Denn die Betreiber von Übertragungsnetzen müssen bis 2045 voraussichtlich rund 314 Mrd. € (Onshorebereich 156 Mrd. € / Offshorebereich 158 Mrd. €) in ihre Netze investieren. Dabei sind in der Zeit bis 2037 jährlich durchschnittliche Investitionen in Höhe von 16 Mrd. € und im Zeitraum von 2038 bis 2045 in Höhe von 5 Mrd. € zu tätigen. Zugleich bietet die überschaubare Anzahl an Betreibern von Übertragungsnetzen vielfältigere regulatorische Ansätze, um diesen starken Sonderentwicklungen zu begegnen. Die stark auseinanderlaufenden Perspektiven und Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen legen nahe, dass eine Fortführung des Gleichklangs der Kostenregulierung zukünftig nicht mehr sachgerecht erscheint, sondern vielmehr das kostenregulatorische System bei den Betreibern von Übertragungsnetzen im Vergleich zum System der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zwangsläufig auseinanderlaufen muss. Diesem Umstand soll durch eine eigene Festlegung Rechnung getragen werden.

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. Den Besonderheiten der Fernleitungsnetzbetreiber im Hinblick z.B. auf den Effizienzvergleich und Kostenanteile, die nur bei den Fernleitungsnetzbetreibern auftreten und volatiler Art sein können, kann bei der Ausgestaltung dieser Anreizregulierung im Einzelnen Rechnung getragen werden.

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

Die Festlegung gilt gemäß Tenorziffer 1 Satz 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 der Art. 38 Richtlinie (EU) 2019/944 (Strom-RL) und Art. 48 Richtlinie (EU) 2024/1788 (Gas-RL) ausgeschlossen.

4 Rechtlicher Rahmen

4.1 Europäischer Rechtsrahmen

Zu den Zuständigkeiten der Regulierungsbehörden in Bezug auf die Regulierung von Elektrizitäts- und Gasverteilnetzen sowie Gasfernleitungsnetzen zählt es, anhand transparenter Methoden die Entgelte oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen (Art. 59 Abs. 1 lit. a) Strom-RL sowie Art. 78 Abs. 1 lit. a 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.

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. Übergreifend gilt, dass die Methoden angemessen sein müssen (Art. 60 Abs. 1 Strom-RL bzw. ähnlich Art. 79 Abs. 1 Gas-RL). Dabei erfolgt im Europarecht keine systematische Trennung der Maßstäbe zwischen der Ebene der Netzkostenermittlung und der Bemessung der Netzentgelte. Vielmehr dürfte die Netzkostenermittlung – die durch dieses Festlegungsverfahren adressiert wird – als ein Schritt im Gesamtprozess der Bestimmung der Höhe und Bemessung der Netzentgelte zu verstehen sein, so dass insoweit die gleichen (Netzentgelt-)Maßstäbe gelten.

Es bestehen die allgemeinen Maßstäbe der Transparenz, Kostenorientierung und Kosteneffizienz sowie Anreizsetzung. Diese allgemeinen Maßstäbe erfahren jeweils weitere Konkretisierung und werden durch Zielbestimmungen ergänzt. Dabei sind nicht alle Mechanismen der Regulierung geeignet, alle Konkretisierungen und Zielbestimmungen einer Umsetzung zuzuführen.¹ Die Konkretisierungen und Zielbestimmungen sind bei entsprechend geeigneten Mechanismen zu berücksichtigen und – soweit sie betroffen sein können – in den Abwägungsentscheidungen angemessen zu gewichten.

4.1.1 Transparenz

Primärziel dieses Kriteriums ist die Sicherstellung einer Tarifgestaltung, die inhaltlich klar, bestimmt und im Interesse des Binnenmarktes überregional zugänglich ist, sodass es den

¹ Vgl. Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergie recht Nr. 37 vom 11.09.2024, S. 12.

betroffenen Marktteilnehmern möglich ist, die wirtschaftlichen Folgen der Tarifgestaltung vorherzusehen, vgl. Erwägungsgrund 26, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Verordnung (EU) 2019/943 (Strom-VO), Art. 6 Abs. 1 Satz 2, Art. 59 Abs. 1 lit. a) Strom-RL, Anhang XIII Nr. 1 Richtlinie (EU) 2023/1791 sowie Erwägungsgrund 9, Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-VO) und Erwägungsgrund 109, Art. 3 Abs. 4, Art. 78 Abs. 1 lit. a) Gas-RL.

Es ist Aufgabe der Regulierungsbehörde, anhand transparenter Kriterien die Übertragungs- oder Verteilungstarife oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen (Art. 59 Abs. 1 lit. a) Strom-RL sowie 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. 6 Abs. 1 Satz 2, Art. 59 Abs. 8 Strom-RL sowie Art. 78 Abs. 1 lit. a) Gas-RL).

4.1.2 Kostenorientierung und Kosteneffizienz

Der Maßstab der Kostenorientierung (Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1, Abs. 7 Strom-VO, Erwägungsgrund 81 Strom-RL, Anhang XIII Nr. 1 Energieeffizienz-RL sowie Erwägungsgrund 9, Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO, Erwägungsgrund 119 Gas-RL) ist ein wichtiger Maßstab, um die Angemessenheit der Netzentgelte sicherzustellen. Aus dem Wortlaut (Widerspiegeln der Ist-Kosten bzw. Kostenorientierung) lässt sich bereits ableiten, dass ein Voll- oder Istkostenmaßstab nicht gemeint ist.

Hinzu kommt, dass Netzkosten nur anererkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO; Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO). Ineffiziente Kostenansätze dürfen dementsprechend nicht an die Netznutzer weitergewälzt werden.

In Bezug auf die Elektrizitätsversorgungsnetze ist der wesentliche Anknüpfungspunkt für den Netzentgeltmaßstab der Kostenorientierung Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO. Danach müssen die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze, kostenorientiert und transparent sein, der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen und die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden.

In Bezug auf die Gasversorgungsnetze ist der wesentliche Anknüpfungspunkt für den Netzentgeltmaßstab der Kostenorientierung 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.

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. 59 Abs. 7 lit a. Strom-RL, Art. 27 Abs. 5 Energieeffizienz-RL; ähnlich Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Gas-VO, Art. 78 Abs. 7 lit. a) Gas-RL).
- Quersubventionen zwischen den Übertragungs-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten oder anderen Tätigkeiten inner- oder außerhalb des Elektrizitätsbereichs bzw. 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. 59 Abs. 1 lit. j Strom-RL, Art. 78 Abs. 1 lit. m) Gas-RL)
- Art. 18 Abs. 2 lit. a), Abs. 8 Strom-VO enthält für die Elektrizitätsversorgungsnetze zudem die Anforderung, dass die Methodik die Fixkosten der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber widerspiegelt und sowohl Kapital- als auch Betriebskosten, einschließlich antizipatorischer Investitionen berücksichtigt.
- Schließlich ist für die Elektrizitätsversorgungsnetze nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Strom-VO ausdrücklich vorgegeben, dass die Entgelte keine damit nicht zusammenhängenden Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen dürfen. Eine Einschränkung gilt insoweit allerdings nach Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO, soweit es sich um Beiträge zur Verwirklichung der in den integrierten Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele handelt.

4.1.3 Anreizsetzung, insb. Setzung von Effizienzanzreizen

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. 18 Abs. 2 lit. a), b) Strom-VO sowie Art. 78 Abs. 9 Gas-RL.

In Bezug auf die Elektrizitätsversorgungsnetze erfährt dieser Maßstab im Einzelnen die folgenden wesentlichen Konkretisierungen:

- Nach Art. 18 Abs. 8 Strom-VO müssen die Verteilungstarifmethoden den Verteilernetzbetreibern Anreize für den kosteneffizientesten Betrieb und Ausbau ihrer Netze bieten, unter anderem mittels der Beschaffung von Dienstleistungen. Zu diesem Zweck erkennen die Regulierungsbehörden maßgebliche Kosten, einschließlich Kosten im Zusammenhang mit antizipatorischen Investitionen, an und berücksichtigen sie in den Übertragungs- und Verteilungstarifen; außerdem führen sie gegebenenfalls Leistungsziele ein, um den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern Anreize zur Steigerung der Gesamteffizienz des Systems in ihren Netzen zu bieten, auch durch Energieeffizienz, die Nutzung von Flexibilitätsleistungen sowie den Ausbau intelligenter Netze und die breitere Einführung intelligenter Messsysteme.
- Die Tarifmethoden für die Elektrizitätsversorgungsnetze sollen zudem die Integration erneuerbarer Energien (Art. 18 Abs. 2 lit. b) Strom-VO) und effiziente und zeitnahe Investitionen, einschließlich Lösungen zur Optimierung des bestehenden Netzes fördern (Art. 18 Abs. 2 lit. d) Strom-VO) sowie Investitionen im Interesse der Verbraucher in Bereichen wie Digitalisierung, Flexibilitätsleistungen und Verbindungsleitungen erleichtern (Art. 18 Abs. 2 lit. g) Strom-VO).

In Bezug auf die Gasversorgungsnetze erfährt dieser Maßstab im Einzelnen die folgende wesentliche Konkretisierung:

- 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.

4.1.4 Weitere Maßstäbe und Zielbestimmungen für die Netzentgeltmethodik

4.1.4.1 Netzsicherheit und Flexibilität (nur Elektrizitätsversorgungsnetze)

Die Netzentgelte für das Elektrizitätsversorgungsnetz haben zudem der Notwendigkeit der Netzsicherheit und Flexibilität Rechnung zu tragen (Art. 18 Abs. 1 Strom-VO). Dies dient unter anderem der besseren Integration erneuerbarer Energien (vgl. Erwägungsgrund 7 S. 3 Strom-VO).

Die wesentlichen Anknüpfungspunkte und Konkretisierungen für diese Zielbestimmung lauten im Einzelnen:

- Nach Erwägungsgrund 7 S. 3 Strom-VO sollten zur Einbindung des wachsenden Anteils erneuerbarer Energie in das künftige Stromsystem alle verfügbaren Flexibilitätsquellen, insbesondere Laststeuerungslösungen und Energiespeicherung, sowie die Digitalisierung durch die Integration innovativer Technologien in das Stromsystem genutzt werden.
- Nach Art. 18 Abs. 2 lit. e) Strom-VO unterstützen die Tarifmethoden die Energiespeicherung, die Laststeuerung und die damit verbundene Forschungstätigkeit.

4.1.4.2 Energieeffizienz

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).

Nach Art. 27 Abs. 1 Energieeffizienz-RL wenden die nationalen Energieregulierungsbehörden bei der Erfüllung ihrer Regulierungsaufgaben gemäß Gas-RL und Strom-RL in Bezug auf ihre Beschlüsse zum Betrieb der Gas- und Strominfrastruktur, einschließlich ihrer Beschlüsse zu Netztarifen, den Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ gemäß Artikel 3 der vorliegenden Richtlinie an. Zusätzlich zum Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ können die nationalen Energieregulierungsbehörden unter Wahrung der Klimaziele der Union und der Nachhaltigkeit die Kosteneffizienz, die Systemeffizienz und die Versorgungssicherheit sowie die Marktintegration berücksichtigen, wie in Artikel 18 der Strom-VO und Artikel 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 festgelegt.

Der Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ bezeichnet nach Art. 2 Nr. 2 Energieeffizienz-RL in Verbindung mit Art. 2 Nr. 18 Verordnung (EU) 2018/1999 die größtmögliche

Berücksichtigung alternativer kosteneffizienter Energieeffizienzmaßnahmen für eine effizientere Energienachfrage und Energieversorgung, insbesondere durch kosteneffiziente Einsparungen beim Energieendverbrauch, Initiativen für eine Laststeuerung und eine effizientere Umwandlung, Übertragung und Verteilung von Energie bei allen Entscheidungen über Planung sowie Politiken und Investitionen im Energiebereich, und gleichzeitig die Ziele dieser Entscheidungen zu erreichen.

Nach Art. 27 Abs. 7 S. 1 Energieeffizienz-RL haben die nationalen Regulierungsbehörden sicher zu stellen, dass Anreize in Übertragungs- bzw. Fernleitungs- und Verteilungstarifen, die sich nachteilig auf die Energieeffizienz der Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -lieferung sowie der Gaserzeugung, -fernleitung, -verteilung und -lieferung auswirken, beseitigt werden.

4.1.4.3 Energie- und Klimapläne, Umweltauswirkungen sowie öffentliche Akzeptanz (nur Elektrizitätsversorgungsnetze)

Nach Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO tragen die Tarifmethoden zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele bei, verringern die Umweltauswirkungen und fördern die öffentliche Akzeptanz.

4.1.4.4 Verbraucherfreundlichkeit

Eine weitere Zielvorgabe ist der Verbraucherschutz sowie die damit verbundene Er-schwinglichkeit der Energieversorgung, die sowohl zu den allgemeinen Zielen des europäischen Primärrechts als auch zu den speziellen Zielen des europäischen Energiewirtschaftsrechts zählt, Art. 169 AEUV, Erwägungsgrund 2, Art. 1 lit. e) Strom-VO, Art. 1 Abs. 2 S. 1, Art. 58 lit. d) und g) Strom-RL sowie Art. 1 Abs. 2, Art. 77 lit. d) und g) Gas-RL.

4.2 Nationaler Rechtsrahmen

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.

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 vo-

rausschauenden Ausbau, die optimierte Nutzung und die Digitalisierung der Energieversorgungsnetze, die Erzeugung und 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.

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). 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).

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 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.

5 Fortführung der Anreizregulierung (Tenorziffer 2)

5.1 Fortführung der Anreizregulierung

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.

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.

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.

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 Regulierungsperiode. Die Bedeutung der eigenen Kosten nähme dabei im Verlauf einer Regulierungsperiode ab.²

Ökonomischer Ansatz- und Ausgangspunkt der Regulierung ist dabei zunächst das Wesen der Elektrizitäts- und Gasnetze als natürliches Monopol. Nach der ökonomischen Monopoltheorie wählt das Unternehmen, das 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.

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:

5.1.1 Transparenz

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.

5.1.2 Kostenorientierung und Kosteneffizienz

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

²Vgl. 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)“.

verlangt dabei von einem Netzbetreiber, dass die Kosten unter die Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers sinken müssten.

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.

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.³ Unentdeckte Ineffizienz geht dabei zu Lasten der Netznutzer, die die Netzkosten tragen müssen. Durch die informativischen 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.

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 Erlöse⁴ eines Netzbetreibers werden hierbei durch den Vergleich mit strukturell vergleichba-

³ Vgl. etwa Carlton D.W. und Perloff J.M (2005): Modern industrial organization. Boston u.a.: Pearson. 4. Auflage, S. 712.

⁴ 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.

ren 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 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.

Die Effizianzanreize 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 Nutzerseite 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.

Die Effizianzanreize 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.

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 prägen 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.

Eine Yardstick-Regulierung schließlich beschränkt in ihrer Reinform⁵ 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 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.

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.⁶ 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.⁷

5.1.3 Anreizsetzung

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

⁵ Vgl. Shleifer, A. (1985): A Theory of Yardstick Competition. In: RAND Journal of Economics 16(3), S. 319-327.

⁶ Für eine Darstellung vgl. beispielsweise CEER (2024): CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023. Brüssel, S. 107 ff.

⁷ 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.

die Beschränkung auf effiziente Kosten eines strukturell vergleichbaren Netzbetreibers dargelegt wurden.

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.

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.

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.

5.1.4 Weitere Maßstäbe und Ziele für die Netzentgeltmethodik

5.1.4.1 Netzsicherheit

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.

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 Netz-

leistungsfähigkeit auch die Netzservicequalität zu adressieren. Zudem soll die Begriffsbestimmung der Netzleistungsfähigkeit dergestalt ergänzt werden, dass sie die Energiengewendekompetenz miterfasst. Werden die Engpassmanagementkosten als Kosten eines unterlassenen oder verzögerten Netzausbaus zukünftig in den Effizienzvergleich einbezogen, setzt dies Anreize für einen beschleunigten und vorausschauenden Netzausbau.

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

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.

5.1.4.2 Flexibilität

Die Netzentgelte für das Elektrizitätsversorgungsnetz haben auch der Flexibilität Rechnung zu tragen. Dies dient unter anderem der besseren Integration erneuerbarer Energien. So sollen im Stromsystem alle verfügbaren Flexibilitätsquellen, insbesondere Laststeuerungslösungen und Energiespeicherung, sowie die Digitalisierung durch die Integration innovativer Technologien in das Stromsystem genutzt werden. Die Flexibilisierung im Elektrizitätssystem, einschließlich der Nutzung von Energiespeichern wird auch in § 1 Abs 2 Satz 2 Nr. 3 EnWG aufgegriffen.

Die Bedeutung der reinen Regulierungsform erscheint im Vergleich zu deren Ausgestaltung oder auch etwa im Vergleich zu den Regelungen zur weiteren Ausgestaltung der Netzentgelte dabei eher nachrangig. Grundsätzlich gilt hier jedoch, soweit kostenwirksame Maßnahmen und Entscheidungen der Netzbetreiber tangiert sind, dass starke Effizianzanreize das stetige Suchen nach Optimierungspotentialen fördern und belohnen. Hierfür ist dann auch erforderlich, dass Kosten, die aus verschiedenen Lösungsansätzen resultieren, in der regulatorischen Behandlung grundsätzlich gleich behandelt werden und möglichst vollumfänglich in den Effizienzvergleich -soweit dieser Teil des Regulierungssystems ist - einbezogen werden.

5.1.4.3 Energieeffizienz

Anreize zur Steigerung der Effizienz der Netzbetreiber entfalten grundsätzlich auch Anreize zur Steigerung der Energieeffizienz. In Bezug auf die Energieeffizienz der Stromverteilernetze dürfte dabei der Verlustenergie eine herausragende Bedeutung zukommen. Hierzu ist schon heute durch separate Festlegung zur Anerkennung der Verlustenergie als volatiler Kostenanteil ein eigenständiges Anzelement etabliert. Die Möglichkeit, ein solches Anzelement vorzusehen, besteht dabei grundsätzlich bei allen drei hier diskutierten Regulierungsformen. Insofern ergibt sich keine deutliche Reihung der Regulierungsformen aus der Energieeffizienzanforderung.

5.1.4.4 Verbraucherfreundlichkeit

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. Insofern entfalten die obenstehenden Ausführungen zur Beschränkung auf effiziente Kosten unmittelbar auch Gültigkeit in Bezug auf die Verbraucherfreundlichkeit im Sinne einer erschwinglichen oder preisgünstigen Energieversorgung.

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 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.

5.1.4.5 Umweltauswirkungen

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 entsprechender gesteigerter Form unter Yardstick-Regulierung auch zu Lasten der Umweltver-

träglichkeit gehen können. Gleichwohl bestehen per se unter einer Cost-Plus-Regulierung jedenfalls auch keine Anreize, Umweltauswirkungen zu beschränken. Zudem beabsichtigt die Beschlusskammer, die Energiewendekompetenz zukünftig auch im Rahmen der Qualitätsregulierung direkt zu adressieren. Entsprechende Regelungen wären in gleicher Weise auch unter einer Cost-Plus-Regulierung oder einer Yardstick-Regulierung denkbar.

5.1.4.6 Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens

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. Entsprechend muss der Netzausbau in den Stromverteilernetzen noch einmal deutlich beschleunigt werden. Nach dem Klimaschutzgesetz sind bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen so weit zu mindern, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird. Aus den Netzausbauplänen der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber folgt beispielsweise ein Investitionsvolumen von ca. 110 Mrd. Euro bis 2033 und von knapp über 200 Mrd. Euro bis 2045. Hierfür warben und werben die Netzbetreiber auch zukünftig Fremdkapital und Eigenkapital ein. Zu welchen Bedingungen dieses Kapital zur Verfügung gestellt wird, ist dabei auch eine Frage der Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens, die beispielsweise auch in Kreditratings Eingang finden kann.⁸ 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

⁸ Vgl. beispielsweise die Ausführungen von Voelz (2023): Kreditsicht auf die Netzregulierung. Präsentation im Rahmen der 14. Göttinger Tagung zu aktuellen Entwicklungen des Energieversorgungssystems. https://www.efzn.de/fileadmin/Sites/EFZN/Images/Ereignisse/2023-05-GoeTa14/Vortraege/GET_2023_Voelz.pdf.

Länder, die eine Yardstick-Regulierung anwenden, sich beispielsweise jedenfalls nicht per se schlechteren Kreditratings gegenübersehen müssen.⁹

5.1.5 Ergebnis der Erwägungen zur Fortführung der Anreizregulierung

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.

Eine Yardstick-Regulierung auf der anderen Seite setzt auch in Vergleich zur Anreizregulierung gesteigerte Effizianzanreize. Durch die Kombination von kurzen Regulierungsperioden und hohen Effizianzanreizen, nähert sie sich einem echten Wettbewerbsmarkt weiter an. Eine Yardstick-Regulierung wurde daher auch ursprünglich bereits für die dritte Regulierungsperiode von der Bundesnetzagentur angestrebt.¹⁰ 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.

⁹ Vgl. beispielsweise Voelz (2023): Kreditsicht auf die Netzregulierung. Präsentation im Rahmen der 14. Göttinger Tagung zu aktuellen Entwicklungen des Energieversorgungssystems. 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

¹⁰ Vgl. Bundesnetzagentur (2006): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, S. 80 f.

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.

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

Tenziffer 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.

5.2 Anreizregulierung unter Vorgaben von individuellen Obergrenzen für Erlöse

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

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.

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. Dies galt traditionell bereits für den Gassektor und gewinnt im Zuge der Wärmewände und dem Zubau an Wärmepumpen auch im Stromsektor an Bedeutung. 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.

Auch besteht bei einer Preisobergrenzenregulierung die Notwendigkeit, Fixkosten auf Preisobergrenzen umzulegen. Hierfür ist mindestens implizit eine Mengenprognose er-

forderlich. 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.

Zuletzt wird im Zuge der Energiewende die industrielle Produktion und auch der Verkehrssektor 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.

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.

In der Gesamtschau beabsichtigt die Beschlusskammer die Fortführung der Anreizregulierung mit Obergrenzen, die sich auf Erlöse und nicht auf Entgelte beziehen.

5.3 Individueller Bezug der Effizienzvorgaben

Mit der Regelung in Tenorziffer 2.1 S. 3 wird die Entscheidung nach § 21a Abs. 1 S. 3 EnWG getroffen. Wie im bisherigen System sollen sich hiernach die Vorgaben aus dem Effizienzvergleich auf einzelne Netzbetreiber beziehen. Von der Möglichkeit, hiervon abweichend Gruppeneffizienzvorgaben vorzusehen, soll kein Gebrauch gemacht werden. 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.

6 Dauer der Regulierungsperiode und vorübergehende Einführung eines OPEX-Anpassungsmechanismus bei Elektrizitätsverteilernetzen (Tenorziffer 2 und 3)

6.1 Elektrizitätsverteilernetze

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.

6.1.1 Dauer der Regulierungsperiode

Die Beschlusskammer hat den grundsätzlichen Bedarf kurzfristiger 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 Erlösbergrenzenfestlegung 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.

Eine zunehmende Dynamik legen insbesondere die Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes, der nationale Energie- und Klimaplan¹¹ und das Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung¹² sowie der darauf aufbauende gesetzliche Rahmen nahe.

Nach § 3 Bundes-Klimaschutzgesetz werden die Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 schrittweise bis zum Jahr 2030 um mindestens 65 Prozent und bis zum Jahr 2040 um mindestens 88 Prozent gemindert. Bis zum Jahr 2045 sind die Treibhausgasemissionen so weit zu mindern, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird. Das

¹¹ Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan, August 2024, abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240820-aktualisierung-necp.pdf?>

¹² Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung, Oktober 2023, abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/20231004-klimaschutzprogramm-der-bundesregierung.pdf?>

Klimaschutzprogramm 2023 sieht als zentrale Strategie zur Dekarbonisierung der Energiewirtschaft und letztlich auch anderer Sektoren wie Gebäude, Verkehr und Industrie vor, die erneuerbaren Energien massiv auszubauen.¹³

Eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre bildet diese 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. Dabei verkennt die Beschlusskammer nicht, dass in vielen Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation des Eckpunktepapiers NEST eine Verkürzung der Regulierungsperiode mit Verweis auf einen verbleibenden Zeitverzug als nicht geeignet bzw. ausreichend für eine schnellere Abbildung von Kostenänderungen im OPEX-Bereich gehalten wurde und alternative Vorschläge unterbreitet wurden. Zur vertieften Erörterung alternativer Vorschläge hat die Beschlusskammer mehrere Expertenaustausche mit Stakeholdern, Wissenschaftlern und interessierten Dritten durchgeführt, um auf dieser Grundlage eine abgewogene Entscheidung treffen zu können.

Die Entscheidung über den Ansatz, Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in der Bestimmung der Erlösobergrenze einbringen zu können, steht dabei – wie die Entscheidung über die Erforderlichkeit dem Grunde nach – im pflichtgemäßen Ermessen der Beschlusskammer. Dieses hat die Beschlusskammer anhand der Kriterien Treffsicherheit, Setzung von Effizianzanreizen, Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung sowie administrativer Umsetzbarkeit für die Netzbetreiber ausgeübt, die die zentralen unionsrechtlichen Maßstäbe für die Ermittlung der zulässigen Netzkosten widerspiegeln. Darüber hinaus hat die Beschlusskammer in die Entscheidung einbezogen, inwieweit die Instrumente weiteren Zielbestimmungen für die Netzentgeltmethodik Rechnung tragen, etwa der Förderung der Integration erneuerbarer Energien nach Art. 18 Abs. 2 lit. b) Strom-VO und der Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele nach Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO.

Das Kriterium der Treffsicherheit trifft eine Aussage, inwiefern das Instrument gewährleistet, dass nur tatsächlich angefallene bzw. anfallende zusätzliche effiziente OPEX eines Netzbetreibers in der Erlösobergrenze Berücksichtigung finden. Wenig treffsicher ist ein Instrument, wenn deutlich zu viel oder zu wenig OPEX in der Erlösobergrenze berück-

¹³ Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung, Oktober 2023, S. 4.

sichtigt werden als im Rahmen einer Kostenprüfung als betriebsnotwendige und effiziente Kosten anerkannt worden wären. Dieses Kriterium spiegelt dabei den europarechtlichen Maßstab der Kostenorientierung und Kosteneffizienz aus Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO wider. Dabei gilt zwar, wie sich schon aus dem Wortlaut ergibt, kein Istkostenmaßstab. Allerdings muss die implementierte Methodik eine „Orientierung“ an den individuellen Kosten der Netzbetreiber sicherstellen.¹⁴ Maßstab ist ein dynamischer objektiver Effizienzkostenmaßstab, wonach die Netzentgelte die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.¹⁵ Dabei wird über das Kriterium auch berücksichtigt, dass nach Art. 18 Abs. 2 lit. a), Abs. 8 Strom-VO die Methodik die Fixkosten der Verteilernetzbetreiber widerzuspiegeln hat und nach Art. 59 Abs. 7 lit. a. Strom-RL die Methoden so zu gestalten sind, dass notwendige Investitionstätigkeit und damit Erhaltung der Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist.

Das Kriterium zu Effizienzanreizen nimmt in den Blick, welche Effizienzanreize durch das jeweilige Instrument selbst gesetzt werden. Effizienz bedeutet, dass ein gegebenes Ziel – hier die Versorgungsaufgabe der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber – zu geringstmöglichen Kosten erreicht wird. Damit werden zugleich Aspekte der unionsrechtlichen Maßstäbe der Kostenorientierung und Kosteneffizienz als auch der Anreizsetzung aufgegriffen. Nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO müssen die Netzentgelte (und damit die ermittelten Netzkosten) die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Dabei müssen nach Art. 18 Abs. 8 Strom-VO die Verteilungstarifmethoden den Verteilernetzbetreibern Anreize für den kosteneffizientesten Betrieb und Ausbau ihrer Netze bieten, wozu die Regulierungsbehörde maßgebliche Kosten, einschließlich Kosten im Zusammenhang mit antizipatorischen Investitionen, anerkennt. Zusätzlich sollen nach Art. 18 Abs. 2 lit. a), b) Strom-VO durch die Tarifmethoden angemessene Anreize geschaffen werden, sowohl kurzfristig als auch langfristig die Effizienz zu steigern.

Mit dem Kriterium der Kompatibilität des Instruments mit der Anreizregulierung soll in den Blick genommen werden, inwieweit es zu systematischen Brüchen im Regulierungssystem kommt und welche Auswirkungen diese haben, insbesondere auf die Effizienzanreize durch Budgetansatz und Effizienzvergleich als zentrale Elemente. Der Budgetansatz

¹⁴ Säcker/Meinzenbach, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 21 EnWG Rn. 10.

¹⁵ Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergie-recht Nr. 37 vom 11.09.2024, S. 12

der Anreizregulierung mit seiner Entkopplung von Kosten und Erlösen sowie der Effizienzvergleich sind die zentralen Triebfedern 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. Damit werden ebenfalls die vorstehend skizzierten Aspekte der unionsrechtlichen Maßstäbe der Kostenorientierung und Kosteneffizienz als auch der Anreizsetzung aufgegriffen.

Bei der administrativen Umsetzbarkeit geht es um den Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern. Als Ausfluss des allgemeinen Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit müssen zusätzlich aufgestellte administrative Anforderungen an die Netzbetreiber in einem angemessenen Verhältnis zum verfolgten Ziel stehen. Unter diesem Gesichtspunkt sind auch aufwandsärmere Alternativen in den Blick zu nehmen.

Im Einzelnen:

6.1.1.1 Betriebskostenfaktor in Form des sog. „Wachstumsausgleichs“:

Die Einführung eines Betriebskostenfaktors nach österreichischem Vorbild wurde im Rahmen der Konsultation des Eckpunktepapiers NEST am häufigsten vorgeschlagen. Der BDEW hat mit Unterstützung der Consentec GmbH darauf aufbauend einen sog. „Wachstumsausgleich“ zur innerperiodischen OPEX-Anpassung eingebracht. Bei diesem 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 einzubeziehende Parameter sind dabei der Anschluss neuer Erneuerbarer-Energien-Anlagen sowie der Anschluss neuer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG vorgeschlagen worden, wobei darauf hingewiesen worden ist, dass das Modell modular um weitere Parameter erweiterbar sei. In Betracht käme eine größenabhängige Ausdifferenzierung der Parameter.

Durch die Verwendung von Standardkostensätzen ist die Anpassung unabhängig von den tatsächlichen Kosten, so dass aufgrund der Möglichkeit, die Standardkostensätze zu über- und unterschreiten, Effizianzanreize durch das Instrument selbst durchaus gesetzt werden. Zugleich adressiert der Vorschlag auch das Ziel der Förderung der Integration erneuerbarer Energien aus Art. 18 Abs. 2 lit. b) Strom-VO und die Ausbauziele des integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes, zu dessen Verwirklichung die Methodik nach Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO beitragen soll.

Allerdings bleibt das Instrument mit Blick auf die zentralen Kriterien Treffsicherheit, Komptabilität mit der Anreizregulierung und Umsetzbarkeit für den Netzbetreiber in der Bewertung hinter einer Verkürzung der Regulierungsperiode zurück. Durch die Herausnahme einzelner zusätzlicher Tätigkeiten, die durch Parameter abgebildet werden sollen, ist die Abbildung der Kosten unvollständig und damit die Treffsicherheit des Instruments insgesamt eher gering. Insoweit besteht eine Inkonsequenz gegenüber dem Effizienzvergleich, der gerade andere und deutlich mehr Vergleichsparameter verwendet, um die Versorgungsaufgabe gesamthaft abzubilden. Unabhängig davon führt der Ansatz von Standardkostensätzen für einzelne Parameter zu einem hohen Umsetzungsaufwand auch auf Seiten der Netzbetreiber, wenn zugleich eine gewisse Treffsicherheit gewährleistet werden soll. Zur Herleitung der Standardkostensätze müssten Kosten abgrenzungsscharf und verursachungsgerecht den einzelnen Tätigkeiten bzw. Prozessschritten zugeordnet werden und dabei solche Kosten außer Betracht bleiben, die bereits über das Budgetprinzip abgegolten sind oder als Kapitalkosten und Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen und innerperiodisch angepasst werden. Andernfalls besteht die Gefahr von Doppelerkennung. Um eine Vermeidung von Doppelerkennung sicherzustellen, müssten letztlich alle Kosten der Netzbetreiber einer detaillierten Analyse unterzogen werden, um die prozessscharfe Zuordnung nachvollziehen zu können. Ferner erscheint mit Blick auf den vorgeschlagenen Parameter „Anschluss neuer Erneuerbarer-Energien-Anlagen“ auch eine Differenzierung nach Anlagengröße unabdingbar, um ein Mindestmaß an Treffsicherheit zu gewährleisten. Auch insoweit wären Kosten den einzelnen Tätigkeiten bzw. Prozessschritten zuzuordnen. Die erforderliche Zuordnung käme einer Prozesskostenanalyse gleich und wäre mit erheblichem Aufwand auch auf Seiten der Netzbetreiber verbunden. Dies lässt nicht außer Acht, dass auch eine Verkürzung der Regulierungsperiode Vereinfachungen und Beschleunigungen voraussetzt. Für den vorgeschlagenen Parameter „Anschluss neuer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG“ kommt hinzu, dass auch seitens der Netzbetreiber darauf hingewiesen worden ist, dass insoweit eine auswertbare Datenbasis fehle. Hier erscheint eine zeitnahe und belastbare Herleitung angemessener Standardkosten kaum umsetzbar.

Eine Verkürzung der Regulierungsperiode reagiert zwar im Vergleich langsamer auf die Dynamik. Dafür bildet eine Verkürzung der Regulierungsperiode die Veränderungen, denen sich ein Netzbetreiber gegenüber sieht, insgesamt mit höherer Treffsicherheit ab, da die Kosten aus den jeweiligen Basisjahren genau(er) geprüft werden und im Rahmen des Effizienzvergleiches gesamthaft analysiert werden.

Der sog. „Wachstumsausgleich“ zeigt sich auch als weniger kompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung. Damit verbunden ist, dass im Ausgangspunkt nicht einzelne Kos-

tenpositionen nachgefahren werden. Indem das Instrument einzelne Tätigkeiten und diesen zuzuordnende Kosten in den Blick nimmt, bleibt gerade außer Acht, dass andere Kostenpositionen auch sinken können. Dies führt zu einer Schieflage, die sich als systemwidrig gegenüber dem Grundansatz der Anreizregulierung erweist.

6.1.1.2 Erweiterung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen:

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 beeinflussbarer 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. Hier besteht zwar grundsätzlich durch die Abbildung der tatsächlichen individuellen Kostenentwicklung je Netzbetreiber eine höhere Treffsicherheit, wobei dies durch die Gefahr der Doppelanerkennung aufgrund von Abgrenzungsschwierigkeiten eingeschränkt wird. So sind nicht alle Personalaufwendungen oder alle IT-Aufwendungen mit einer Änderung der Versorgungsaufgabe im Kontext der Energiewende verknüpft. Es würden zudem gerade keine Effizianzanreize gesetzt. Vielmehr würden die Effizianzanreize durch Herausnahme der Kosten aus dem Budgetprinzip sowie dem Effizienzvergleich geschwächt. Es bestünde weder im Basisjahr durch Effizienzvergleich noch im Laufe der Regulierungsperiode ein Effizianzanreiz. Zudem würden Substitutionen zwischen Kostenpositionen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen und solchen Kostenanteilen, die dem Effizienzvergleich unterliegen, begünstigt.

6.1.1.3 Erweiterung des Katalogs der volatilen Kosten:

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 vorstehen-

den Argumente zur Erweiterung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, im Grundsatz in gleicher Weise. Allein unterliegen volatile Kostenpositionen – anders als KA_{nEu} , – dem Effizienzvergleich, womit Effizienzanreize im Basisjahr bestehen.

6.1.1.4 OPEX-Pauschale beim Kapitalkostenaufschlag:

Teilweise wurde eine innerperiodische OPEX-Anpassung über einen prozentualen Aufschlag auf die hinzukommenden Anschaffungs- und Herstellungskosten vorgeschlagen. Zur Begründung wurde angeführt, dass es einen Zusammenhang zwischen einem Betriebskostenanstieg und Investitionen gebe, da mit Investitionen auch Veränderung der Versorgungsaufgabe einhergingen. Diesem Ansatz stehen grundsätzliche rechtliche und ökonomische Erwägungen entgegen. Die geringe Treffsicherheit zeigt sich schon daran, dass der absolute Aufschlag in Euro umso höher ausfällt, je höher die hinzukommenden Anschaffungs- und Herstellungskosten für ein und dieselbe Problemstellung sind. Insofern werden Anreize 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. Der Ansatz steht dadurch im Widerspruch zu dem Ziel, über den Regulierungsrahmen Anreize zur stetigen Suche nach Optimierungspotentialen und innovativen Lösungsansätzen zu setzen.

Zudem würden hier auch bei Ersatzinvestitionen und damit einhergehenden Aktivierungen pauschal Betriebskostenanteile mit gewährt, obgleich diese bereits in den Aufwendungen des Basisjahres abgedeckt sind. Weiterhin ist zu vermuten, dass bei den personal- und IT-intensiven Anpassungen der Versorgungsaufgabe der positive Zusammenhang zum Umfang des aktivierten Sachanlagevermögens gerade nicht besteht.

Aus diesen Gründen ist schon der kausale Zusammenhang zwischen einer Erhöhung der Anschaffungs- und Herstellkosten und einer entsprechenden Veränderung der OPEX im Ergebnis zweifelhaft.

Die einfache administrative Umsetzbarkeit für die Netzbetreiber kann diese Nachteile nach Ansicht der Beschlusskammer nicht aufwiegen.

6.1.1.5 Einführung pauschalierter Härtefallanträge

Vereinzelt wurde auch die Einführung eines pauschalierten Härtefallantrags vorgeschlagen. Ein solcher dürfte jedenfalls umso weniger treffsicher sein, je pauschalierter er ist. Aufgrund der Informationsasymmetrien werden ggf. steigende Kosten in Teilprozessen

geltend gemacht, während fallende Kosten in anderen Teilprozessen nicht bekannt werden. Je weniger pauschaliert die Prüfung auf den Antrag hin ist, umso näher dürfte diese einer unterperiodischen Kostenprüfung kommen, welche mit dem Grundansatz der Anreizregulierung nicht vereinbar ist. Eine innerperiodische Kostenprüfung widerspricht dabei nicht nur dem Budgetprinzip. Auch müsste eine solche innerperiodische Prüfung ohne Effizienzvergleich durchgeführt werden, was um den europarechtlich gebotenen Effizienzansprüchen zu genügen eine besonders tiefgehende Prüfung erforderlich machen würde. Auch steht eine Pauschalierung im Widerspruch zum Wesen eines Härtefalls. Denn ein Härtefall ist ein atypischer Sachverhalt, der erheblich vom gesetzlich vorgesehenen Normalfall abweicht und deshalb Ausnahmeregelungen oder -entscheidungen gerechtfertigt erscheinen lässt. Dieser zielt demnach auf atypische Einzelfälle, in denen auf Grund der begrenzten Anzahl der Fälle gerade keiner oder nur einer geringen Pauschalierung bedarf.

6.1.1.6 Änderungen beim Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor:

Vereinzelt wurden Änderungen beim Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor zur schnelleren Abbildung von Kostenänderungen im OPEX-Bereich vorgeschlagen. Dagegen spricht, dass Verbraucherpreisindex und Produktivitätsfaktor nicht die Frage einer Änderung der Versorgungsaufgabe adressieren, sondern gerade davon abgegrenzt die allgemeine Geldwertentwicklung und die Kombination aus sektorspezifischer Preis- und Produktivitätsentwicklung.

6.1.1.7 Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs:

Der VKU hat einen Modellansatz für einen Betriebskosten-Aufschlag anhand der Koeffizienten der Stochastic Frontier Analysis (SFA) des Effizienzvergleichs vorgestellt. Bei diesem Modell werden die Koeffizienten der SFA als effiziente Kosten je Vergleichsparameter interpretiert. Multipliziert mit dem Wert des Aufwuchses 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.

Ein Betriebskosten-Aufschlag aufbauend auf dem Effizienzvergleich erweist sich dabei als am ehesten geeignete Alternative zu einer Verkürzung der Regulierungsperiode. Im Effizienzvergleich werden auf Grundlage der Gesamtkosten durch eine Kostentreiberanalyse

Strukturparameter ermittelt, die die Vergleichbarkeit der im Effizienzvergleich befindlichen Netzbetreiber bezüglich ihrer Versorgungsaufgabe ermöglichen. Sie bilden die Basis zur Ermittlung der effizienten Kosten. Es liegt nahe, dass eine Erhöhung der Strukturparameter im Zeitablauf auch zu einer Erhöhung der effizienten Kosten führen kann. Dies wird unmittelbar mit dem VKU-Anpassungsfaktor abgebildet. Spiegelbildlich gilt auch, dass es keine Erhöhung der Erlösobergrenze aus dem Instrument für OPEX gibt, wenn sich die Strukturparameter nicht erhöhen. Die Berücksichtigung von sinkenden Strukturparametern ist in gleicher Weise grundsätzlich möglich. Dies spricht für eine hohe Treffsicherheit des Instrumentes. Allerdings kann es auch Unschärfen geben. Im Zeitablauf einer fünfjährigen Regulierungsperiode können sich in einem sich sehr dynamisch entwickelnden Umfeld die identifizierten Kostentreiber und die mit ihnen verknüpften Kosten ändern. Dies kann sowohl zu einer Überschätzung als auch einer Unterschätzung der Kosten führen.

Durch die Verwendung der effizienten Kosten aus dem Effizienzvergleich ist die Anpassung unabhängig von den tatsächlichen Kosten, so dass Effizienzanreize durch das Instrument selbst durchaus gesetzt werden.

Im Vergleich zum bisherigen System ist das Instrument zwar mit einem zusätzlichen administrativen Aufwand verbunden. Dieser entsteht für Regulierungsbehörden und Netzbetreiber insbesondere durch die erstmalige Implementierung und die laufende Übermittlung und ggf. Plausibilisierung von Strukturparameterwerten. Die Strukturparameterwerte liegen für Netzbetreiber im Regelverfahren aber grundsätzlich vor, so dass insoweit kein erheblicher Aufwand entsteht. Gerade im Vergleich zum sog. „Wachstumsausgleich“ müssen die Standardkosten für bestimmte Prozesse jedoch nicht aufwändig durch die Netzbetreiber oder die Behörde ermittelt werden, sondern ergeben sich unmittelbar objektiv aus dem Effizienzvergleichsmodell.

Allerdings zeigt sich auch der Betriebskosten-Aufschlag – wie andere Einzelinstrumente – als weniger kompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung, insbesondere dem Budgetprinzip. Diesem ist gerade die Entkopplung der Erlöse von den Kosten inhärent. Damit verbunden ist zugleich, dass die innerperiodische Anpassung der Erlösobergrenze die Ausnahme ist.

6.1.1.8 Verkürzung der Regulierungsperiode:

Zwar erscheint ein Betriebskosten-Aufschlag aufbauend auf dem Effizienzvergleich als ehesten geeignete Alternative zur Verkürzung der Regulierungsperiode. Die Beschlusskammer hält allerdings eine Verkürzung der Regulierungsperiode weiterhin für vorzugs-

würdig. Wesentlich ist insoweit die bessere Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung bei Gleichwertigkeit mit Blick auf die übrigen Kriterien, insbesondere Treffsicherheit und Setzung von Effizienzanzreizen.

Einschränkungen des Budgetprinzips durch Einzelinstrumente machen die Regulierung komplexer. Diese führen regelmäßig zu Folgefragen und Folgeproblemen wie Fehlanreizen, denen wiederum mit weiteren Anpassungen zu begegnen ist. Tendenz ist dann eine Mikroregulierung, die nicht nur das Budgetprinzip aushöhlt, sondern auch ein hochkomplexes System schafft, welches nur schwer verständlich ist. Dies verstärkt die Informationsasymmetrie und ist mit Blick auf das unionsrechtliche Gebot, anhand transparenter Kriterien die Methoden festzulegen (Art. 59 Abs. 1 lit. a) Strom-RL sowie Art. 78 Abs. 1 lit. a) Gas-RL), zu vermeiden. Mikroregulierung birgt auch das Risiko, dass es zu Doppelanerkennungen kommt und bei Anpassungen Kostensenkungen an anderer Stelle außer Betracht bleiben. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode ermöglicht demgegenüber, Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in der Bestimmung der Erlösobergrenze einbringen zu können, ohne zugleich das Budgetprinzip der Anreizregulierung durch Einzelinstrumente einzuschränken. Zwar reagiert eine Verkürzung der Regulierungsperiode im Vergleich zur Einführung eines OPEX-Anpassungsmechanismus etwas langsamer auf die Dynamik. Dafür bildet eine Verkürzung der Regulierungsperiode die Veränderungen mit höherer Treffsicherheit ab, da die Kosten aus den jeweiligen Basisjahren regelmäßiger in ihrer tatsächlichen Höhe bemessen in den Prozess eingehen. Einzelne Kostenpositionen können sich zwischen Unternehmen aufgrund von Veränderungen in der Versorgungsaufgabe, gesetzlichen Anforderungen und Preisen oder auch technologischem Fortschritt sehr unterschiedlich entwickeln. Einzelne Kostenpositionen können steigen, während andere sinken. Dies ist mit einem OPEX-Anpassungsmechanismus nur mit geringerer Treffsicherheit abbildbar.

Dies gilt auch für den Betriebskosten-Aufschlag aufbauend auf dem Effizienzvergleich. Im Zeitablauf einer fünfjährigen Regulierungsperiode können sich die identifizierten Kostentreiber und die mit ihnen verknüpften Kosten ändern. Dies kann sowohl zu einer Überschätzung als auch einer Unterschätzung der Kosten führen.

In der Abwägung ist auch zu berücksichtigen, dass auch bei einem dreijährigen Prüfzyklus weiterhin Anpassungen innerhalb der Regulierungsperiode erfolgen. Die Erlösobergrenze wird – wie bisher – im Hinblick auf Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, und volatile Kostenanteile angepasst. Zudem werden Veränderungen der Kapitalkosten über den Kapitalkostenabgleich abgebildet.

Der Budgetansatz bei den OPEX setzt weiterhin einen Effizianzreiz für OPEX. Dieser Effizianzreiz 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 Effizianzreiz setzen, wenn die Verkürzung der Regulierungsperiode mit einem mit der kürzeren Regulierungsperiode gleichlaufenden Abbaupfad für identifizierte Ineffizienzen einhergeht: Der beschleunigte Abbaupfad erhöht den Druck, im Basisjahr lediglich effiziente Kostenstrukturen auszuweisen und hierüber den Effizianzwert 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 5 ausgeführt, erfüllt der Effizianzvergleich seine Aufgabe umso besser, je schwächer dieser Basisjahranreiz ist.

Auch durch den Effizianzvergleich 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 Effizianzvergleich. Für diese Kosten werden die Anreize aus dem Effizianzvergleich 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“ Effizianzpotenziale offenzulegen, die dem Regulierer bei einer Kostenprüfung allein aufgrund von Informationsasymmetrien verborgen bleiben.

Hinsichtlich der Kapitalkosten werden effiziente Finanzierungsanreize zukünftig auch über einen WACC gesetzt. Darüber hinaus dürften die Effizianzpotenziale bei den Kapitalkosten umso höher sein, je mehr das Netz erneuert oder ausgebaut werden muss. Gerade in Zeiten hoher Dynamik sollte daher nach Überzeugung der Beschlusskammer der unionsrechtlich gebotene Effizianzanspruch nicht in den Hintergrund treten.

Weiterhin reduziert sich bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode der Anreiz zur Umsetzung von kapitalintensiven Lösungen, auch wenn opexintensive Lösungen kosteneffizienter sind. Bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode würden Ineffizienzen der Gesamtkosten früher identifiziert und bei einer Verkürzung des Abbaupfades stärker sanktioniert.

Zudem sind weiterhin erhebliche Basisjahreffekte zu beobachten. Diesbezügliche Fehlanreize würden bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode und gleichzeitiger Verkürzung des Abbauzeitraumes für Ineffizienzen geschwächt.

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.

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.

Die vorgesehenen Änderungen des Regulierungsrahmens hinsichtlich der Einführung eines WACC, einer Standardisierung bei der Ermittlung des Umlaufvermögens sowie der deutlichen Verschlankeung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (bisher: dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten), und der Wegfall des Stichtages für den Abschluss von Versorgungsleistungen adressieren einige Aspekte und werden eine deutliche Beschleunigung ermöglichen. 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.

Ergänzend werden im Rahmen der Methodenfestlegungen zum Effizienzvergleich und zum Produktivitätsfaktor Optionen diskutiert, die eine deutliche Beschleunigung ermöglichen.

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.

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.

6.1.2 Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode

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 beabsichtigten Vereinfachungen auch in der Praxis bei den Netzbetreibern und Regulierungsbehörden bewähren.

Daher soll eine Übergangsregelung für die fünfte Regulierungsperiode vorgesehen werden. Abweichend von Tenorziffer 2.3 dauert die fünfte Regulierungsperiode fünf Jahre.

Mit Blick auf die skizzierte Dynamik erscheint bei einer fünfjährigen Dauer in der fünften Regulierungsperiode allerdings die Einführung eines alternativen Instruments erforderlich, um Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger abzubilden. Die Beschlusskammer hält aus den vorstehenden Gründen eine OPEX-Anpassung aufbauend auf dem Effizienzvergleich für das am ehesten geeignete Instrument, um auch bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode, Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger abzubilden. Ausschließlich für die bedingt durch die Übergangsregelung noch längere fünfte Regulierungsperiode wird daher ein Instrument zur innerperiodischen Anpassung im Hinblick auf OPEX abgeleitet aus dem Effizienzvergleichsmodell dem Grunde nach festgelegt (Tenorziffer 3.2). Die jährliche Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt im Hinblick auf operative Kosten (OPEX) und knüpft an die Veränderung von Vergleichsparametern aus dem bundesweiten Effizienzvergleich gemäß Tenorziffer 10 im Vergleich zum Basisjahr an. Hierbei kann auch auf Ist-Werte abgestellt werden, so dass auf die sodann gesicherten Werte der Vergleichsparameter des vorletzten Kalenderjahres ($t-2$) Bezug genommen wird. Gemäß einer Methode zur Bestimmung der Effizienzwerte nach Ziffer 10 werden effiziente Kosten je Einheit eines Vergleichsparameters abgeleitet. Bei einer Stochastic

Frontier Analysis (SFA) können die Koeffizienten, soweit auch zukünftig ein normiert-lineares Modell herangezogen wird, dabei direkt als effiziente Kosten je Vergleichsparameter interpretiert werden. Bei nicht-linearen Modellen oder Abstellen auf nicht-parametrischen Methoden wären diese abzuleiten. Insoweit lässt die Festlegung des Instrumentes offen, welche Methode oder welche Methoden zur Bestimmung der Effizienzwerte durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) festgelegt werden. Die zum Basisjahr ermittelten effizienten Kosten je Vergleichsparameter werden entsprechend den Tenorziffern 6.1 und 6.2 fortgeschrieben. Bei der Anpassung der Erlösobergrenze ist der netzbetreiberindividuelle Anteil der OPEX am Ausgangsniveau jeweils abzüglich der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, und der volatilen Kostenanteile im Basisjahr zu berücksichtigen. Dadurch bleiben Kostenanteile, die bereits durch Anpassung der Erlösobergrenze nach Ziffer 4 berücksichtigt werden, zur Vermeidung von Doppelberücksichtigungen ausgeklammert. Die netzbetreiberindividuelle Anpassung kann vom Erreichen einer oder mehrerer Erheblichkeitsschwellen bezüglich der Veränderung der Vergleichsparameter abhängig gemacht werden und damit auf solche Veränderungen beschränkt werden, die nicht als gewöhnliche Schwankungen im Rahmen des Budgetprinzips hinzunehmen sind. Die Umsetzung und nähere Ausgestaltung erfolgt durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 2, Abs. 3 S. 1 EnWG.

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 (Tenorziffer 3.3).

6.1.3 Basisjahr

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 Satz 2).

6.2 Gasverteilernetze und Fernleitungsnetze

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.

6.2.1 Dauer der Regulierungsperiode

Die Beschlusskammer hat den grundsätzlichen Bedarf kurzfristiger 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 Erlösbergrenzenfestlegung 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.

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 Gasnetzinfrastuktur.

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.

Bei Gasverteilernetzen oder Fernleitungsnetzen kann insbesondere ab dem Jahr 2028 eine verschärfte Dynamik unterstellt werden. Gemäß § 4 Abs. 2 Wärmeplanungsgesetz 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.

Eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre bildet diese 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 Sonder-sachverhalt von Kosten aus Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation ist zudem in Tenorziffer 8.3 ein Regel-beispiel als anpassbarer, volatiler Kostenanteil vorgesehen. Die zeitnahe Abbildung der sich verändernden Kapitalkosten auch bei Anpassungen von Abschreibungsmodalitäten ist zudem über den neu ausgestalteten Kapitalkostenabgleich vorgesehen. Dieses Ge-samtsystem stellt eine zeitnahe und sachgerechte Abbildung der Gasnetztransformation innerhalb der Anreizregulierung sicher. Die in den Stellungnahmen vorgeschlagenen al-ternativen Instrumente zur innerperiodischen OPEX-Anpassung zielten erkennbar auf Elektrizitätsverteilernetze.

Die Beschlusskammer verkennt dabei nicht, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode eine Beschleunigung des Prüfzyklus voraussetzt, was wiederum deutliche Vereinfachun-gen bei der Kostenbestimmung erfordert.

Eine Verkürzung dieses Prozesses und insbesondere ein Ausbleiben signifikanter Verzö-gerungen erscheint unter den bisherigen Rahmenbedingungen kaum möglich. Grund sind die grundsätzliche Dauer des Kostenprüfungsprozesses sowie die Verzögerungen, die sich im Laufe der Kosten-prüfung und der Effizienzwertermittlung ergeben. In der Kostenprü-fung 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 auf-grund 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 Datens-ätze, Plausibilisierung der Daten, Zusammenarbeit mit externem Gutachter, Rechnen ver-schiedener Methoden (SFA, DEA), insbesondere auch (nachträgliche) Fehlerkorrekturen und ausstehende Zulieferungen.

Die vorgesehenen Änderungen des Regulierungsrahmens hinsichtlich der Einführung ei-nes WACC, einer Standardisierung bei der Ermittlung des Umlaufvermögens sowie der deutlichen Verschlinkung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzver-gleich unterliegen (bisher: dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten), und der Wegfall des

Stichtages für den Abschluss von Versorgungsleistungen adressieren einige Aspekte und werden eine deutliche Beschleunigung ermöglichen. 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.

Ergänzend werden im Rahmen der Methodenfestlegungen zum Effizienzvergleich und zum Produktivitätsfaktor Optionen diskutiert, die eine deutliche Beschleunigung ermöglichen.

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.

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.

6.2.2 Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode

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 beabsichtigten Vereinfachungen auch in der Praxis bei den Netzbetreibern und Regulierungsbehörden bewähren.

Daher soll eine Übergangsregelung für die fünfte Regulierungsperiode vorgesehen werden. Abweichend von Tenorziffer 2.3 dauert die fünfte Regulierungsperiode fünf Jahre.

Anders als für Elektrizitätsverteilernetze erscheint insoweit allerdings kein Instrument zur innerperiodischen Anpassung im Hinblick auf OPEX erforderlich. Für die vierte Regulierungsperiode erfolgte für die Anpassung der Abschreibungsmodalitäten bereits die Fest-

legung KANU 2.0. Diese Modalitäten würden auch eine hinreichende Abbildung der Gasnetztransformation in der fünften, letztmals fünfjährigen Regulierungsperiode erlauben. Eine Dynamik im Hinblick auf OPEX ist bei 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 volatilen Kostenanteilen abgebildet werden.

6.2.3 Basisjahr

Entspricht den Erwägungen für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber unter 6.1.3.

7 Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze (Tenorziffer 4)

Tenziffer 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 bis 4.6 dargestellten Regulierungsformel.

7.1 Bestimmung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.1)

Tenziffer 4.1 Satz 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 Satz 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 Satz 2 handelt es sich um eine Verfahrensregelung. Tenorziffer 4.1 Satz 1 sieht 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.

7.2 Anpassung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.2)

Tenziffer 4.2 Satz 1 enthält zunächst eine materielle Regelung, 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.

Der 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-PF) versehen sind. Einige dieser Elemente, wie der Abbaupfad für die Ineffizienzen oder der Kapitalkostenabzug bei Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, stehen ex ante fest, so dass diese bereits vorab von der Regulierungsbehörde festgelegt werden können.

Weitere Anpassungen, die nicht ex ante feststehen, können durch den Netzbetreiber oder die Regulierungsbehörde ausgeführt werden. Hierzu enthält Tenorziffer 4.2 Satz 1 eine klarstellende Regelung, dass insofern eine Anpassung durch den Netzbetreiber oder die Regulierungsbehörde erfolgen kann. Diese grundsätzliche 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 Satz 2 eine klarstellende Regelung, 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.

Tenziffer 4.2 Satz 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 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.

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 Satz 3 greift, stellt sodann eine verfahrensrechtliche Regelung dar. Deswegen wird in Tenorziffer 4.2 Satz 4 festgehalten, dass die Mitteilungspflicht nach Tenorziffer 4.2 Satz 3 einerseits und ebendiese verfahrensrechtlichen Entscheidungen etwa zum Kapitalkostenaufschlag voneinander unberührt bleiben.

7.3 Regulierungsformel (Tenorziffern 4.3 und 4.4)

Die Tenorziffern 4.3 und 4.4 enthalten die maßgebliche Regulierungsformel. Tenorziffer 4.3 sieht die grundsätzliche Regulierungsformel für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber vor. Bezüglich der Anpassungsmöglichkeit im Hinblick auf operative Kosten bei Elektrizitätsverteilernetzbetreiber sieht Tenorziffer 4.4 im Rahmen einer Übergangsregelung als Ausnahme eine abweichende Regulierungsformel für die fünfte Regulierungsperiode vor (siehe Tenorziffer 3 zu den Übergangsregelungen für die fünfte Regulierungsperiode).

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.

Außerdem erfolgt mit der Regulierungsformel eine Korrektur des Abgleichs der volatilen Kosten, mittels der eine Doppelanerkennung ausgeschlossen wird (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 8).

7.4 Definitionen der Elemente der Regulierungsformel (Tenorziffer 4.5)

Die Tenorziffer 4.5 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).

Die Definitionen der einzelnen Bestandteile verweisen jeweils auf die relevanten Tenorziffern mit den Detailregelungen zu dem jeweiligen Element der Regulierungsformel.

Bei den Definitionen zum Effizienzbonus und zum Qualitätselement ist durch den Zusatz „etwaige“ festgehalten, dass diese Elemente zwar gemäß der Festlegung RAMEN grundsätzlich angelegt sind. Jedoch kann sich aus den diesbezüglichen Methodenfestlegungen zum Effizienzvergleich und zur Qualitätsregulierung ergeben, dass diese Elemente nicht oder noch nicht eingeführt werden.

7.5 Korrektur von Anlagenabgängen (Tenorziffer 4.6)

Tenziffer 4.6 regelt im Zusammenhang mit dem Kapitalkostenabgleich eine rechnerisch notwendige Korrektur des Aufwands aus Anlagenabgängen im Ausgangsniveau. So ist gemäß Tenorziffer 7 Satz 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 fließen als Teil der OPEX (vorbehaltlich einer etwaigen Standardisierungsrechnung) in den Effizienzvergleich ein und werden auch durch den Term zum VPI und PF angepasst.

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.

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.

8 Ausgangsniveau (Tenorziffer 5)

Tenziffer 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).

8.1 Festlegung und Grundsätze des Ausgangsniveaus (Tenorziffer 5.1)

Tenziffer 5.1 regelt allgemeine Grundsätze für die Bestimmung des Ausgangsniveaus. Nach Tenorziffer 5.1 Satz 1 erfolgt die Bestimmung des Ausgangsniveaus durch die zuständige Regulierungsbehörde. Hierbei handelt es sich um eine klarstellende materielle Regelung.

Tenziffer 5.1 Sätze 2 bis 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. Zudem dürfen die Kosten keine damit nicht zusammenhängenden Bestandteile zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen.

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).

Unter den Begriff der „betriebsnotwendigen Kosten“ können auch angemessene Pauschalen grundsätzlich betriebsnotwendiger Kosten fallen (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF/GasNEF zu einem pauschalierten Ansatz für das Umlaufvermögen).

8.2 OPEX und CAPEX im Ausgangsniveau einschließlich WACC-Ansatz (Tenorziffer 5.2)

Die Tenorziffer 5.2 sieht eine systematische und eine inhaltliche Grundentscheidung für die Ermittlung des Ausgangsniveaus vor.

In systematischer Hinsicht ist eine eindeutige Trennung der OPEX und CAPEX 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).

Zudem erfolgt in inhaltlicher Hinsicht die Grundentscheidung, dass die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung mittels einer sogenannten WACC-Rate (weighted average cost of capital, WACC) ermittelt wird.

Im Gegensatz zur bisherigen Rechtslage soll 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 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.

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.

Eine Entkopplung der Kapitalverzinsung von der tatsächlichen, individuellen Finanzierungssituation 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.

Eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkung von (langfristigen) Rückstellungen, insbesondere Pensionsrückstellungen, ist innerhalb des WACC-Ansatzes nicht erforderlich. Langfristige Rückstellungen sind als Fremdkapital zu verstehen. Demzufolge werden etwaige Zinsanteile, welche in der Gewinn- und Verlustrechnung im Finanzergebnis auszuweisen sind, innerhalb des WACC-Ansatzes im pauschalen Fremdkapitalanteil mitberücksichtigt. Demgegenüber bleibt die Berücksichtigung des Erfüllungsanteils der Zuführungen (bspw. bei Pensionen als Personalkosten) hiervon unberührt.

Die Einführung eines WACC-Ansatzes erscheint auch aus wissenschaftlicher Perspektive geboten. Die Theoreme von Modigliani und Miller¹⁶ bestätigen, dass der Unternehmenswert unabhängig vom Verschuldungsgrad ist und folglich eine WACC-Rate (gewichtete, durchschnittliche Kapitalkostenrate) für alle Netzbetreiber, unabhängig von ihrem Verschuldungsgrad, in gleicher Höhe Anwendung finden kann.

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.

Nach dem bisherigen, prüfintensiven und individuellen System (vgl. § 7 StromNEV) 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.

Daraus folgt, dass der Verwaltungsaufwand durch einen pauschalen Kapitalkostensatz 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 Finanzierungsstruktur 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.

Somit ergibt sich gemäß Tenorziffer 10 Satz 1 und 2 die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung aus der Multiplikation der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten-Rate (WACC-Rate) mit der Verzinsungsbasis.

Die Methodik zur Ermittlung der WACC-Rate wird in der gesonderten Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung geregelt, auf deren Basis eine Festlegung der konkreten WACC-Rate für eine Regulierungsperiode erfolgt.

¹⁶ 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.

Der Wert des pauschalen Kapitalkostensatzes 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. Da die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung als noch zu versteuernde Position verstanden werden muss, ist dieser Term in der WACC-Formel mit einem Steuerfaktor zu multiplizieren, über den eine kalkulatorische Hinzurechnung der Körperschaftsteuer (unter Berücksichtigung der Gewerbesteuer) erfolgt. Fremdkapitalkosten können steuerlich in Abzug gebracht werden, daher bleibt dieser Term ohne Multiplikation mit dem Steuerfaktor:

$$WACC - Rate = (Zinssatz_{EK} \times Quote_{EK}) \times Steuerfaktor + Zinssatz_{FK} \times Quote_{FK}$$

Der Eigenkapitalzinssatz vor Steuern hat damit die Anforderungen einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gemäß § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG zu erfüllen. Zur Methodik der Bestimmung der Kapitalquoten sowie der kalkulatorischen Vergütungssätze für Eigen- und Fremdkapital wird auf die Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung verwiesen.

Die Bestimmung der Verzinsungsbasis ergibt sich aus Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF/GasNEF.

8.3 Verweis auf Methodenfestlegungen (Tenorziffer 5.3)

Gemäß Tenorziffer 5.3 Satz 1 erfolgt ein Verweis auf weitere Methodenfestlegungen zur näheren Bestimmung des Ausgangsniveaus und zur Ermittlung der Verzinsungsbasis (StromNEF/GasNEF) sowie zur konkreten WACC-Rate (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.

Aufgrund der besonderen Bedeutung von Anreizmechanismen (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 2) wird in Tenorziffer 5.3 Satz 2 in diesem Zusammenhang ein Regelbeispiel vorgesehen, wonach auch in Methodenfestlegungen weitere Anreizmechanismen, hier zur Einwerbung von kostenmindernden Zuwendungen und Zuschüssen, vorgesehen werden können.

Diesbezüglich ist in der Festlegung StromNEF in der dortigen Tenorziffer 11 ein Zinsbonus für die Vereinnahmung von qualifizierten Zuschüssen vorgesehen. Der Wortlaut der

kostenmindernden Zuwendungen und Zuschüsse ist weit zu verstehen und soll alle denkbaren Sachverhalte abdecken, bei denen durch Mittel von Dritten ein kostensenkender Effekt auf die Kosten bzw. die Netzentgelte erzielt werden kann. Dies können z.B. Investitionszuschüsse aus Strukturfonds, Fördermittel der Europäischen Union, Baukostenzuschüsse oder staatliche Unterstützung für den Wiederaufbau nach Naturkatastrophen sein.

8.4 Besonderheiten des Geschäftsjahres (Tenorziffer 5.4)

Mit den Regelungen in Tenorziffer 5.4 zur Besonderheit des Geschäftsjahres soll die Regelung in § 6 Abs. 2 ARegV im Wesentlichen fortgeführt werden.

8.4.1 Kosten

Bei der Regelung in Tenorziffer 5.4 Satz 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 soll fortgeschrieben werden. So besteht 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.

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.

8.4.2 Erlöse und Erträge

Als spiegelbildliche Regelung zu Erlösen und Erträgen sieht Tenorziffer 5.4 Satz 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 Satz 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.

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 Satz 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.

Eine Hinzurechnung auf die Kosten des Basisjahres ist im Hinblick auf das Verbot, Plankosten anzusetzen (Ziffer 3.2 der Festlegung StromNEF/GasNEF), weiterhin ausgeschlossen.

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.

9 Preis- und Produktivitätsanpassung der operativen Kosten (Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach Tenorziffer 6)

Zu der Ausgestaltung der Regelungen in Tenorziffer 6.1 zum VPI und 6.2 zum PF gelten die folgenden Ausführungen. Die Regelungen zum VPI nach Tenorziffer 6.1 sind hierbei abschließend, während zu der näheren Ausgestaltung des PF eine Methodenfestlegung nach den Vorgaben in Tenorziffer 6.2 ergehen wird.

9.1 Notwendigkeit eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors

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.

Ziel der Anpassung von Kostenanteilen des Basisjahres nach Tenorziffer 6 mit VPI-PF 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 Netzentgelten sicherzustellen, wie sie sich auch in einem wettbewerblich organisierten Sektor einstellen würde.

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.

Der Verbraucherpreisgesamtindex (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 ange-

passt 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.

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor (PF) 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 gesamtwirtschaftlichen und netzbetreiberspezifischen Einstandspreisentwicklung. Der PF 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 PF ermöglicht somit eine für Netzbetreiber und Netznutzer faire Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode. Es handelt sich beim PF somit nicht um ein Regulierungselement, welches eine der beiden Seiten grundsätzlich bevorzugt oder benachteiligt.

Die Notwendigkeit eines Korrekturinstrumentes zum VPI ist umso dringlicher, je länger die Regulierungsperiode bemessen ist. So würde ein PF 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 PF von 1% im letzten Jahr der Regulierungsperiode zu einer Korrektur von ca. 3% führen.

Der Term, mit dem die anzupassenden Kostenanteile des Ausgangsniveaus an die Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung angepasst werden, ergibt sich aus dem Produkt der jährlichen Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex, welche zuvor mit dem Term PF um das Differential zwischen Gesamt- und Netzwirtschaft korrigiert wurden.

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 korrigiert wurde, welcher ein mehrjähriges Differential zwischen Gesamt- und Netzwirtschaft abbilden sollte:

$$\left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) = \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - (1 + PF)^t + 1\right)$$

Dieser bisherige Anpassungsterm bewirkt jedoch keine mathematisch korrekte Anpassung. Der PF wird bestimmt als Differenz jährlicher Wachstumsraten und muss daher auch als Korrekturterm jährlicher Wachstumsraten angewandt werden.

9.2 Keine Anpassung des Ausgangsniveaus bei bereits erfolgenden Anpassungen

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-PF auf die Kostenanteile beschränkt sein, welche dem Budgetprinzip unterliegen und daher nicht bereits anderweitig jährlich in der Regulierungsformel angepasst werden.

9.2.1 Kapitalkosten

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.

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 StromNEF/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.

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 Aufwandspareparameter im Effizienzvergleich reflektiert.

9.2.2 Volatile Kosten

Die Betriebskosten, abzüglich der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEu}), einschließlich des volatilen Kostenanteils im Basisjahr, werden mit VPI-PF 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-PF angepasst wird (siehe auch Erwägungen zum volatilen Kostenanteil).

9.3 Sektorspezifische Ermittlung des PF

Die Ermittlung des PF erfolgt nach Tenorziffer 6.2 getrennt für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber einerseits und Gasverteilernetzbetreiber und 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 PF kaum sachgerecht abgebildet werden kann.

9.4 Ermittlung des PF für eine Regulierungsperiode

Die Ermittlung des PF 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-PF liegt die Annahme zu Grunde, dass das Differential zwi-

schen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft mittelfristig stabil ist. Dies rechtfertigt einerseits die Bestimmung des PF aus Daten der Vergangenheit. Es rechtfertigt andererseits ebenso den Ansatz, den PF nur einmal pro Regulierungsperiode und für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode zu bestimmen. Ein weiterer Grund für die einmalige Ermittlung des PFs 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 PFs 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 PF ohnehin, wodurch sich eventuelle Vorteile einer noch höheren Frequenz der PF-Ermittlung reduzieren.

9.5 Anwendung des VPI auf die operativen Kosten

Es wird als sachgerecht betrachtet, die Betriebskosten durch den Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) und einen PF 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 PF 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 PF 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.

9.6 Verfahrensregelungen (Tenorziffer 6.1 S. 3)

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 PF 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.

10 Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 7)

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}).

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 Ziffer 7 S. 2 der Festlegung StromNEF/GasNEF) ergeben können, sowie Kosten, die sich aus anderen gesetzlichen Übernahmeverpflichtungen des Netzbetreibers im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb einschließlich Digitalisierungsmaßnahmen ergeben können (siehe z.B. Tenorziffer 7.5 S. 1 Nr. 4).

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).

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.

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, insb. nach § 21a Abs. 1 EnWG, eine Entscheidung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG zu treffen.

Hierzu sollen auf der Ebene einer Rahmenfestlegung zunächst abstrakte Kriterien für die Kategorie der KA_{nEu} festgelegt werden. Diese abstrakten Kriterien zur Ausgestaltung des Rechtsbegriffs sollen nicht nur die Richtschnur zur Einordnung verschiedener Kostenkategorien durch diese Rahmenfestlegung sein, sondern auch eine entsprechende Wirkung für nachfolgende Methodenfestlegungen entfalten, sofern auf dieser Ebene weitere Sachverhalte im Hinblick darauf geprüft werden, ob diese KA_{nEu} darstellen.

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. Neben dem bisher in § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV aufgeführten Katalog umfasst diese Prüfung und Einordnung noch Kosten des Anschlussnetzbetreibers an der Preisobergrenze nach dem MsbG bei Ausstattung eines Zählpunktes mit einem iMSys, die nach der Festlegung BK8-23-007-A als dauerhaft nicht beeinflussbar angesehen werden. 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.

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 hier definierten Kriterien als KA_{nEu} erfüllen, könnte es auch beim Katalog gemäß dieser Rahmenfestlegung verbleiben.

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.

10.1 Kriterien für KA_{nEu} (Tenorziffer 7.1)

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.

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 ökonomischen 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.

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 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 Kriterien ist damit nicht verbunden.

10.2 Exogenität (Tenorziffer 7.2)

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.

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.

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 Mengenkomponekte möglich sein.

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.

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 ökonomische 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 (energie-wirtschaftlichen) Markt faktisch bzw. in Teilen regulatorisch vorgegeben ist.

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.).

10.3 Gleichartigkeit (Tenorziffer 7.3)

Nach den Maßgaben des Kriteriums der Gleichartigkeit sollen Kostenanteile als beeinflussbar gelten, wenn die Position in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise bei einer Vielzahl von Netzbetreibern gegeben ist. Dieser Umstand würde sodann indizieren, dass diese Kosten im Effizienzvergleich durch einen geeigneten Kostentreiber abgebildet werden können und sodann im Ergebnis bei jedem Netzbetreiber der effiziente Kostenanteil anerkannt wird. Auf diese Weise würde selbst bei einer gewissen, ggf. nicht eindeutig bestimmbaren Exogenität etwa des „ob“ des Kostenanfalls mittels des Effizienzvergleichs die jeweils individuell effiziente Kostenhöhe anerkannt werden. Die Einordnung eines entsprechenden Kostenanteils als KA_{nEu} wäre demnach nicht erforderlich.

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 zwischen hier zu beurteilenden Kosten und anderen Kosten, die ihrerseits nicht als KA_{nEu} klassifiziert sind, vorliegt.

10.4 Volatilität (Tenorziffer 7.4)

Wie erörtert, soll im Rahmen des Regulierungsermessens zur Einordnung von KA_{nEu} auch auf das Kriterium der Volatilität abgestellt werden. 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 aufgrund der Eigenart, der Mengen- oder der Preiskomponente aufweisen, können

negative Auswirkungen auf die Aussagekraft des Effizienzvergleichs haben und könnten daher als KA_{nEu} eingestuft werden.

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.

10.5 Werthaltigkeit

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 das gesamthafte Budgetprinzip in den Blick genommen werden.

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.

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.

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.

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).

10.6 Anerkennung von KA_{nEu} (Tenorziffer 7.5 S. 1)

Mit Tenorziffer 7.5 S. 1 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.

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 StromNEF und 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.

10.6.1 Vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte

Weder die vorgelagerten Netzkosten, noch die vermiedenen Netzentgelte waren bisher nach Maßgabe des § 21a EnWG (a.F.) zwingend als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ zu qualifizieren. Gleichwohl hat der Ordnungsgeber 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). Hinsichtlich der vermiedenen Netzentgelte gab es keine vergleichbare Begründung. Im Regierungsentwurf zur Umsetzung des EuGH-Urteils (vgl. BT-Drs. 20/7310, Ziffer 23.) finden die vorgenannten Positionen keine explizite Erwähnung.

Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten nach der aktuellen Rechtslage nach § 18 StromNEV vom Netzbetreiber ein Entgelt, das den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entspricht. Derzeit erhalten nach § 18 Abs. 1 StromNEV nur noch Anlagen, die vor dem 01.01.2023 in Betrieb genommen wurden, vermiedene Netzentgelte. Volatile Anlagen erhalten keine vermiedenen Netzentgelte mehr. Ob es eine Nachfolgeregelung zu § 18 StromNEV geben wird und falls ja, wie diese ausgestaltet wird, ist derzeit offen. Insofern ist die Regelung hier neutral angesetzt und spricht von „vermiedenen Netzentgelten“ ohne Bezug zu einer konkreten Regelung. Damit sind die vermiedenen Netzentgelte nach § 18 StromNEV und auch nach einer etwaigen Nachfolgeregelung umfasst. Daneben

sind vermiedene Netzentgelte nach aktueller Rechtslage nach § 13 Abs. 2 des Energiefinanzierungsgesetzes sowie § 6 Abs. 4 und § 13 Abs. 5 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom Netzbetreiber zu zahlen. Aufgrund der neutralen Formulierung ohne Bezug zu einer konkreten Regelung sind auch diese vormals von § 11 Abs. 1 S. 1 Nr. 8 ARegV erfassten Sachverhalte erfasst. Die Ermittlung der Höhe der vermiedenen Netzentgelte knüpft dabei jeweils an die Netzentgelte der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene an. Insofern erscheint es gut vertretbar die Positionen der vorgelagerten Netzkosten und vermiedenen Netzentgelte gesamthaft zu betrachten.

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 und die vermiedenen Netzentgelte 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. Dazu gehört etwa die Nutzung von Entgelten nach § 19 Abs. 3 StromNEV. Sofern Betriebsmittel singulär von einem Netznutzer in Anspruch genommen werden, können diese über ein gesondertes Entgelt vergütet werden. Erfüllt ein nachgelagerter Netzbetreiber die entsprechenden Voraussetzungen, kann er damit seine vorgelagerten Netzkosten durchaus in gewissem Maße beeinflussen. Sollten in Zukunft entsprechende Beeinflussungen der vorgelagerten Netzkosten vermehrt möglich sein, behält sich die Beschlusskammer eine abweichende Entscheidung vor.

Eine Steuerung dezentraler Erzeugungsanlagen zum Zwecke der Minimierung seiner eigenen Entnahmemengen darf der Netzbetreiber nach Maßgabe des §§ 13 Abs. 2, 14 Abs.1 EnWG nicht vornehmen. Mithin ist auch die Mengenkomponekte exogen geprägt.

Bei Betrachtung der Volatilität der vorgelagerten Netzkosten und der vermiedenen Netzentgelte erweisen sich diese zwar als verhältnismäßig konstant, wenn auch mit ansteigender Tendenz. Allerdings liegen vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte, aufgrund des sogenannten Pancaking-Effekts insb. im Elektrizitätsbereich keineswegs gleichartig bei allen Netzbetreibern vor. Würden die Kosten des vorgelagerten Netzbetreibers bei diesem und (anteilig) den nachgelagerten Netzbetreibern als Aufwandparameter angesetzt ohne (anteilig) die entsprechenden Vergleichsparameter zu berücksichtigen, käme es zu einer einseitigen Verzerrung des Effizienzvergleichs zu Lasten aller nachgelagerten Netzbetreiber.

Im Gasbereich kann es auch im Zuge der fortschreitenden Gasnetztransformation ggf. zu volatilen Effekten kommen.

Anhand der Gesamtwertung der Kriterien insb. der Exogenität, aber auch der z.T. fehlenden Gleichartigkeit soll eine Einstufung dieser Kostenanteile als KA_{nEu} erfolgen.

10.6.2 Versorgungsleistungen

Kosten und Erlöse aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen sollen als KA_{nEu} anerkannt werden, sofern diese Kosten und Erlöse unmittelbar beim Netzbetreiber für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal anfallen. Damit soll 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 werden. Die bisher als Personalzusatzkosten häufig gesamthaft vorgetragenen Kostenanteile sollen demnach differenziert bewertet werden.

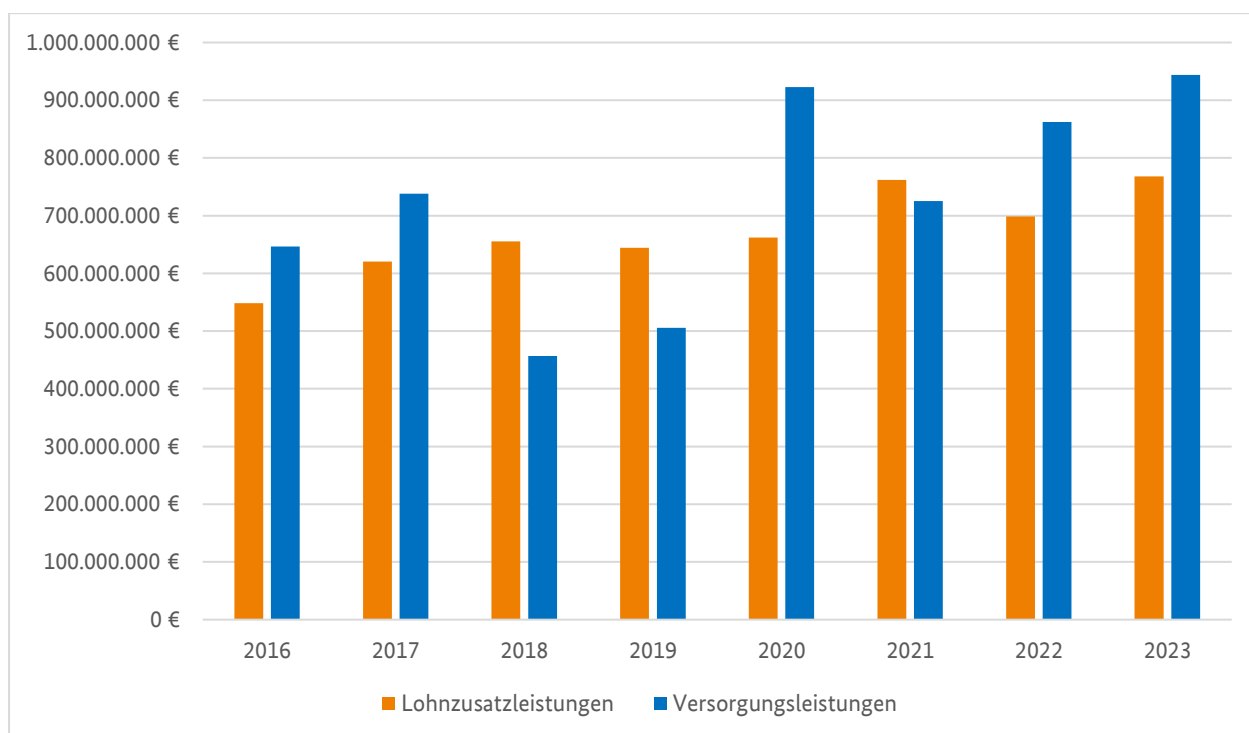
Dies bedeutet nicht, dass die übrigen Kostenanteile der Personalzusatzkosten nicht mehr als solche anerkannt werden könnten oder der Netzbetreiber gehemmt wäre, entsprechend tätig zu werden und z.B. Betriebskindergärten zu betreiben. Es entfällt lediglich die gesonderte regulatorische Behandlung als 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“.

10.6.2.1 Einordnung der Kostenanteile der Versorgungsleistungen in Abgrenzung zu den Lohnzusatzleistungen

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.

Die Position der Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen hat jedenfalls eine hohe wirtschaftliche Relevanz. Die Kosten machen einen Anteil von ca. 7 % an der Summe aller Erlösobergrenzen 2023 aus. 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.



Die Grafik 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.

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.

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 insb. 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 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.

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 begünstigten Personen. In dieser Hinsicht sind die Lohnzusatzleistungen weitgehend mit den grundsätzlichen Personalkosten vergleichbar.

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.

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 letzten Jahren zu erheblichen Schwankungen der Altersversorgungsaufwendungen geführt. Entsprechende Argumente zu den übrigen Personalausatzkosten wurden nicht vorgebracht.

Im Ergebnis sollen Kosten aus Lohnzusatzleistungen und Kosten aus Versorgungsleistungen unterschiedlich behandelt werden. Aufgrund der höheren Volatilität und der geringeren Gleichartigkeit sollen die Versorgungsleistungen als KA_{nEu} eingestuft werden. Die Lohnzusatzleistungen weisen hingegen keine vergleichbare Volatilität auf und sind wie Personalkosten eher gleichartig, so dass eine Einstufung als beeinflussbarer Kostenanteil erfolgen soll.

10.6.2.2 Entfall der Stichtagsregelung

Bei der hier erfolgenden Anerkennung von Versorgungsleistungen als KA_{nEu} soll auf die bisherigen Stichtagsregelung verzichtet werden. 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 Sachverwägungen 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.

10.6.2.3 Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen

Im Hinblick auf den Wortlaut der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen soll durch eine Übernahme dieser Formulierungen aus § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV die bisherige Rechtslage insoweit fortgeführt werden.

10.6.2.4 Geltung für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal

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 entsprechenden Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 S. 1 EnWG bezüglich der buchhalterischen Entflechtung zu verstehen.

10.6.2.5 Abbildung von Zinsanteilen im Rahmen der Anpassungsregelung bei Geltung eines WACC-Ansatzes

Grundsätzlich gilt, dass eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkung von (langfristigen) Rückstellungen, insbesondere Pensionsrückstellungen, innerhalb des WACC-Ansatzes nicht erforderlich ist. Auch Rückstellungen sind als Mittel der Innenfinanzierung als Fremdkapital zu verstehen. Demzufolge werden etwaige Zinsanteile der Zuführungen, welche in der Gewinn- und Verlustrechnung im Finanzergebnis auszuweisen sind, innerhalb des WACC-Ansatzes im pauschalen Fremdkapitalteil mitberücksichtigt. Der Erfüllungsanteils der Zuführungen ist hingegen Teil der Personalkosten.

Unabhängig vom konkreten Modell der Ausgestaltung der Versorgungsleistungen (etwa als Direktzusage, mittels Contractual Trust Agreement (CTA) oder über eine Versorgungskasse) soll 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.

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. Erforderlichenfalls 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.

10.6.3 Kosten des Anschlussnetzbetreibers gemäß § 3 Abs. 1 S. 3 bis 6 i.V.m. § 7 MsbG bzw. § 36 MsbG

Für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber sollen Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber gemäß § 3 Abs. 1 S. 3 bis 6 i.V.m. § 7 MsbG bzw. § 36 MsbG nach § 30 MsbG in ihrer tatsächlichen Höhe entstehen, als KA_{nEu} anerkannt werden. Bei diesen Kosten handelt es sich um den Anteil an den Entgelten zur Ausstattung von Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen (iMSys) nach dem MsbG, den der jeweilige Anschlussnetzbetreiber tragen muss. Unter einem Zählpunkt sind dabei abrechnungsfähige Zählpunkte zu verstehen, die mit einem iMSys ausgestattet sind und für den der § 30 Abs. 5 MsbG dem Messstellenbetreiber nicht untersagt, ein Entgelt gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber abzurechnen.

Die Beschlusskammer sieht die dem Anschlussnetzbetreiber daraus entstehenden Kosten als exogen an, da aufgrund der Rollentrennung von Messstellenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber die Entscheidung über die Ausstattung eines Zählpunktes mit einem iMSys letztlich bei dem nach § 29 i.V.m. § 45 MsbG dazu verpflichteten Messstellenbetreiber liegt. Auch die Höhe der Beteiligung an den Entgelten für die Ausstattung von Zählpunkten mit iMSys ist durch den Anschlussnetzbetreiber nicht beeinflussbar. Es liegt im Ermessen des Messstellenbetreibers, den auf den Anschlussnetzbetreiber entfallenden Teil der Entgelte, maximal in Höhe seines Anteils an der Preisobergrenze (POG), diesem auch in Gänze in Rechnung zu stellen. Bei diesen Kosten handelt es sich somit um solche, die sich aus gesetzlichen Übernahmeverpflichtungen des Netzbetreibers im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb einschließlich Digitalisierungsmaßnahmen nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG ergeben können. Daher sollen nach Tenorziffer 7.5 S. 1 Nr. 4 die Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber nach § 3 Abs. 1 S. 3 bis 6 i.V.m. § 7 MsbG bzw. § 36 MsbG nach § 30 MsbG jährlich dadurch entstehen, dass grundzuständige oder wettbewerbliche Messstellenbetreiber Zählpunkte mit iMSys ausstatten, als KA_{nEu} festgelegt werden.

Klarstellend sei darauf hingewiesen, dass sich die regulatorische Kosteneinordnung der Tenorziffer 7.5 S. 1 Nr. 4 auf die jeweils geltenden POG des MsbG bezieht und nicht auf die zum Zeitpunkt des Erlasses dieser Festlegung geltenden POG abstellt. Denn nach § 48 MsbG legt das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz mindestens alle vier Jahre eine Analyse zur Höhe und Ausgestaltung der POG nach den § 30, § 32 und § 35 MsbG vor. Unter Berücksichtigung des Berichts nach § 48 MsbG ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gemäß § 33 MsbG ermächtigt, Anpassungen der POG vorzunehmen.

Derzeit werden Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber gemäß § 3 Abs. 1 S. 3 bis 6 i.V.m. § 7 MsbG bzw. § 36 MsbG nach § 30 MsbG entstehen, durch die Festlegung BK8-23/007-A als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile eingeordnet. Diese Festlegung wird

durch die vorliegende Regelung abgelöst und soll gemäß Tenorziffer 19 aufgehoben werden.

10.7 Ablehnung von KA_{nEu} (Tenorziffer 7.5 S. 2)

Mit Tenorziffer 7.5 S. 2 werden Kostenanteile explizit nicht als KA_{nEu} anerkannt. Wie eingangs erörtert, werden hier alle weiteren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV behandelt, die eine aktuelle Relevanz für Verteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber haben.

10.7.1 Betriebssteuern

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 sollen nicht als KA_{nEu} anerkannt werden. 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.

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. 0,1 % an den Gesamtkosten einen äußerst geringen Wert auf. Insgesamt ist die wirtschaftliche Relevanz dieser Position vernachlässigbar.

10.7.2 Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen

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.

10.7.3 Betriebs- und Personalratstätigkeit sowie Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskindertagesstätten

Die Kosten für Betriebs- und Personalratstätigkeit, Berufsausbildung und Weiterbildung sowie Betriebskindertagesstätten sollen aufgrund der Gleichartigkeit und der hohen Konstanz nicht als KA_{nEu} anerkannt werden.

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 0,2 % 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.

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 0,8 % der Gesamtkosten tendenziell gegen die Notwendigkeit, diese Kostenanteile als KA_{nEu} einzustufen.

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. 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.

10.7.4 Forschung und Entwicklung

Die Anerkennung von Kosten und Erlösen als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 12a ARegV soll nicht fortgeführt werden. 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.

Die Fortschreibung des § 25a ARegV soll jedoch ohne einen Bezug der Regelung zu KA_{nEu} erfolgen und als Anzeilelement einen etwaigen Aufwuchs der Kosten für Forschung und Entwicklung im Vergleich zum Basisjahr ermöglichen (vgl. Tenorziffer 17). Die bisherige Regelung in § 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 12a ARegV („Forschung und Entwicklung nach Maßgabe

des § 25a“) galt zudem 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.

10.7.5 Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen, Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen

Die Erträge aus der Auflösung dieser Positionen sollen in den Kapitalkostenabgleich überführt werden, 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.

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.

10.7.6 Ablehnung ohne Tenorierung mangels Betroffenheit oder Relevanz

Eine Vielzahl von weiteren Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV hat für Verteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber ohnehin keine Relevanz.

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 Kapitalkostenzuschlag geltend gemacht werden.

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.

10.8 Verweis auf Methodenfestlegung (Tenorziffer 7.6)

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).

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).

10.9 Ermittlung und Anpassung der KA_{nEu} und Verfahrensfragen (Tenorziffer 7.7)

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.

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).

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 und vermiedenen Netzentgelten 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. Die Abwicklung der MsbG-Kosten als Planwert ist aufgrund des Verlaufs des Markthochlaufs der Digitalisierung der Energiewende sachgerecht.

11 Volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8)

Die Kostenkategorie der sogenannten volatilen Kostenanteile soll bezüglich der Grundsätze im Wesentlichen entsprechend zur bisherigen Rechtslage fortgeführt werden. 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.

Volatile Kostenarten stellen demnach einen Mittelweg zwischen den beeinflussbaren Kostenanteilen, welche dem Budgetprinzip und dem Effizienzvergleich im Rahmen der Anreizregulierung unterliegen, und den KA_{nEu} dar, welche keinen Effizienzvorgaben unterliegen und zudem in ihrer tatsächlichen Höhe anerkannt bzw. fortgeführt werden. Volatile Kostenanteile werden hingegen zwar jährlich in der Erlösobergrenze angepasst, unterliegen aber gleichzeitig den Effizienzvorgaben aus einem Effizienzvergleich. Demnach sind sie auch als Bestandteil der Aufwandparameter im Effizienzvergleich zu berücksichtigen. Im Basisjahr bestehen entsprechend Anreize, diese Kosten gering zu halten. Durch das Nachfahren innerhalb der Regulierungsperiode wird jedoch das Budgetprinzip aufgebrochen und kann entsprechend keine Anreizwirkung entfalten. Daher können volatile Kosten mit eigenen, separaten Anreizmechanismen belegt werden, wie dies etwa aktuell bei Verlustenergie der Fall ist.

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.

In der Gesamtschau erscheint die Möglichkeit zur Einordnung von Kosten als volatile Kostenanteile in Ausnahmefällen – insbesondere im Zusammenspiel mit flankierenden Anzeilelementen – weiterhin notwendig und sinnvoll. Dies trägt dem Maßstab der Kostenorientierung unter gleichzeitiger Geltung von Anreizen zur Effizienz Rechnung.

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.

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. Zusätzlich gilt das Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 8 EnWG zur Ausgestaltung von Anreizen für die Verringerung von Kosten für Engpassmanagement. Dieses Regelbeispiel greift die Regelung in § 32 Abs. 1 Nr.4a ARegV auf, wonach bei volatilen Kostenanteilen generell Anreize gesetzt werden können, die gewährleisten, dass volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

Die Regelung in § 11 Abs. 5 S. 3 ARegV, wonach Kapitalkosten oder Fremdkapitalkosten nicht als volatile Kostenanteile gelten, soll nicht fortgeführt werden. Auf diese Weise wird die Regelung zu volatilen Kostenanteilen flexibilisiert und erlaubt in Ausnahmefällen bezogen auf Einzelsachverhalte auch eine Anerkennung von volatilen Kostenanteilen im Zusammenhang mit der Bildung von Rückstellungen.

11.1 Volatile Kostenanteile bei Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (Tenorziffern 8.2 und 8.3)

Auf der Ebene der Festlegung RAMEN werden bezüglich der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber die Kostenanteile für Redispatch festgelegt und Verlustenergie als Regelbeispiel fortgeführt.

11.1.1 Redispatch als volatiler Kostenanteil dem Grunde nach (Tenorziffer 8.2)

Gemäß Tenorziffer 8.2 S. 1 werden auf der Ebene der Festlegung RAMEN die Kosten und Erlöse aus Maßnahmen der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG als volatile Kostenanteile festgelegt. Damit werden die Maßnahmekosten für das sogenannte Redispatch von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern dem Grunde nach zu volatilen Kosten erklärt. Eine Detailregelung zu ergänzenden Regelungen, die gewährleisten, dass Kosten dabei nur in effizientem Um-

fang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, bleibt einer etwaigen weiteren Festlegung vorbehalten (Tenorziffer 8.2 S. 2). Durch diese Ergänzung soll klargestellt werden, dass der Vorbehalt solcher Regelungen zu ergänzenden Anreizmechanismen auch bei solchen volatilen Kostenanteilen gilt, die durch die Festlegung RAMEN dem Grunde nach bereits als volatile Kostenanteile eingeordnet werden.

Nach der bisherigen Rechtslage gelten diese Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 5 S. 1 Nr. 2 ARegV zwar als volatile Kostenanteile. Gemäß § 34 Abs. 8 S. 1 ARegV galten diese aber bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Zudem gilt nach § 34 Abs. 8 S. 2 ARegV, dass diese Kosten erst dann und frühestens ab 2026 in den Effizienzvergleich einbezogen werden, wenn die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 32 Abs. 2 S. 2 ARegV getroffen hat.

Die Kosten für den finanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen gewinnen auch bei den Elektrizitätsverteilernetzbetreibern immer weiter an Bedeutung. Die Kostenposition hat mittlerweile durchaus eine gewisse wirtschaftliche Relevanz. Die Kosten für den finanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (inkl. EinsMan) haben einen Anteil an der Summe aller Erlösobergrenzen 2023 von 2,6%. Allerdings verteilen sich die Kosten auf nur wenige Verteilernetzbetreiber, die Redispatch-Maßnahmen in ihren eigenen Netzen durchführen.

11.1.1.1 Exogenität

Grundsätzlich bestehen für einen Netzbetreiber technische und wirtschaftliche Gestaltungsmöglichkeiten beim Redispatch. Es liegt in seiner Hand, wie er sein Netz instand hält und ausbaut, ob er die Verpflichtungen einer Kooperation in den Planungsregionen gemäß § 14d EnWG effektiv ausnutzt und ausgestaltet oder ob er von den Spielräumen bei der Anschlussherstellung für dezentrale Erzeugungsanlagen Gebrauch macht. Allerdings sind die Kosten der Redispatch-Maßnahmen vom Ausbaugrad des Netzes und der Höhe der dezentralen Einspeisung abhängig, aber gerade letzteres darf ein Netzbetreiber nur in engen Grenzen selbst beeinflussen.

Hinzu kommt, dass der notwendige Netzausbau nicht nur von rechtzeitigen Investitionsentscheidungen und einer vorausschauenden Planung, sondern auch aufgrund von externen Einsprüchen, externen Verfahrensschritten etc. nicht überall mit dem Anschluss der Erneuerbaren Energien schritthält. Gleichzeitig hängt die Dauer der Verwaltungsverfahren allerdings auch maßgeblich von der Qualität der Planungsunterlagen der Netzbetreiber, deren Engagement und Geschick bei der Öffentlichkeitsarbeit und dem entsprechen-

den Ressourceneinsatz in den Verfahren ab. Insofern sind die Möglichkeiten der Netzbetreiber, die anfallenden Kosten zu senken, nicht gänzlich seiner Sphäre zuzuordnen, aber durchaus vorhanden.

In Bezug auf die Exogenität ist jedoch festzuhalten, dass die Redispatch-Mengen durch flexible Anschlussvereinbarungen, angemessenen Netzausbau, (eigentumsübergreifende) Netzoptimierungsmaßnahmen, Prozessoptimierung sowie Prognoseverbesserungen der Netzbetreiber grundsätzlich beeinflussbar sind. Insofern die Beeinflussbarkeit von Redispatch-Maßnahmen nicht uneingeschränkt gegeben ist, ist die wirtschaftliche Anreizwirkung aus dem Effizienzvergleich ein wichtiges Element, die öffentliche Aufmerksamkeit auf diese Themen zu lenken und optimierte Lösungen zu suchen. Im Ergebnis kann nicht davon ausgegangen werden, dass ein Netzbetreiber selbst keinen maßgeblichen eigenen Beitrag zur Entstehung der Kosten leisten kann bzw. leisten konnte.

11.1.1.2 Gleichartigkeit

Die Position liegt zunächst nicht gleichartig bei einer Vielzahl von Netzbetreibern vor. Es bestehen, abhängig vom Ausbaugrad des Netzes und der Höhe der dezentralen Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Verhältnis zur Last, erhebliche Unterschiede zwischen der Entstehung von Kosten bei den einzelnen Netzbetreibern. Redispatch-Maßnahmen unterhalb der ÜNB-Ebene werden zum gegenwärtigen Zeitpunkt mit steigender Tendenz von rund einem Dutzend Elektrizitätsverteilernetzbetreibern regelmäßig durchgeführt. Dies spricht eher gegen die Gleichartigkeit des Kostenanteils. Jedoch ist hierbei zu beachten, dass gleichzeitig ein Nichteinbeziehen der Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich Potential zur Verzerrung des Effizienzvergleichs hat, wenn gleichzeitig Kosten von Maßnahmen zur Vermeidung von Redispatch (insb. Netzausbaukosten) als Aufwandsparemeter eingehen. Der insoweit substitutionale Zusammenhang zwischen Netzausbau und Redispatch ist daher bei der Beurteilung der Gleichartigkeit mit zu berücksichtigen.

11.1.1.3 Volatilität

In Bezug auf die Volatilität ist der finanzielle Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen maßgeblich von den Preisen der Energiemärkte abhängig, die sich insbesondere in den letzten Jahren als besonders volatil erwiesen haben. Zudem ist die Mengenkomponekte hochgradig witterungsabhängig. Im Vergleich zu der Beschaffung von Verlustenergie ist festzuhalten, dass sich bei Redispatch-Kosten die Volatilität der Energiepreise sogar stärker auswirkt als bei der Verlustenergie, weil der Netzbetreiber im Einzelfall keinen Einfluss darauf hat, wann welche Redispatch-Menge finanziell auszugleichen ist. Bei der Verlustenergiebeschaffung kann der Netzbetreiber (den Maßgaben der Festlegung BK6-08-006 folgend) grundsätzlich selber entscheiden, wann er beschafft und welche Menge

er beschafft. Die Mengen und Profile der Verlustenergie haben sich über die letzten Jahre als weniger volatil erwiesen. Demnach liegt in Bezug auf die Redispatchkosten eine hohe Volatilität vor. Diese Einschätzung bezieht sich auf die Mengen- und Preiskomponente.

11.1.1.4 Abschließende Wertung

Die Beeinflussbarkeit durch Netzausbaumaßnahmen und Netzoptimierungsmaßnahmen ist grundsätzlich gegeben und auch der Umstand, dass insoweit Netzausbau, insbesondere vorausschauender Netzausbau, stattfinden muss, ist seit längerem bekannt und wird von den Netzbetreibern selbst immer wieder betont. Dies spricht jedenfalls für eine Einstufung als beeinflussbarer Kostenanteil.

Eine Benachteiligung betroffener Netzbetreiber würde sich zudem nicht einstellen, wenn bzw. weil z.B. wie bisher die installierte EE-Leistung als Vergleichsparameter einfließt. Bei diesem Parameter bleibt bisher zugunsten der betroffenen Netzbetreiber die Abregelungen durch Redispatch-Maßnahmen unberücksichtigt. Zudem gehen Kosten der Vermeidung von Redispatch für Netzausbau und Netzoptimierung in den Effizienzvergleich ein. Ohne Einbezug der Redispatch-Kosten käme es demnach ggf. sogar zu einer Benachteiligung solcher Netzbetreiber, die durch diesen volkswirtschaftlich sinnvollen Kosteneinsatz für Netzausbau und Netzoptimierung Redispatch-Maßnahmen vermeiden. Durch die Einbeziehung der eigenen Redispatchkosten (in Abgrenzung von Kosten für Redispatch-Maßnahmen auf Anweisung des ÜNB) in den Effizienzvergleich wird insoweit dem insoweit auch substitutionalem Verhältnis zwischen Netzausbau und Redispatch Rechnung getragen.

Durch eine Einbeziehung in den Effizienzvergleich folgte, dass stets eine auf Effizienzerwägungen basierende Abwägung zwischen der Abregelung von Einspeisespitzen und einem weiteren Netzausbau erfolgen würde. Auch wenn es in manchen Netzen volkswirtschaftlich nicht sinnvoll ist, das Netz komplett engpassfrei auszubauen und eine gewisse Menge Redispatch demnach in bestimmten Netzen mit starker dezentraler Erzeugung immer gegeben sein wird, sollte dennoch ein möglichst effizienter Ausbau in Abwägung der jeweiligen Kostensituation erfolgen.

Aufgrund dieser Erwägungen stuft die Beschlusskammer die Kosten für Redispatch (Kosten und Erlöse aus Maßnahmen der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG) nicht als KA_{nEu} ein, ordnet diesen Kostenanteil jedoch aufgrund der Volatilität den volatilen Kostenanteilen zu.

11.1.2 Verlustenergie als Regelbeispiel für volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8.3)

Gemäß Tenorziffer 8.3 S. 1 können durch eine Methodenfestlegung weitere Kostenanteile zu volatilen Kostenanteile 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). 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).

Tenorziffer 8.3 S. 1 sieht für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber als Regelbeispiel für volatile Kostenanteile die Kosten für Beschaffung von Verlustenergie vor. Dies entspricht der bisherigen Rechtslage nach § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV.

Als Verlustenergie wird die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie bezeichnet. Unter Verlustenergiekosten fallen damit Kosten der Beschaffung gemäß § 10 Abs. 1 StromNZV bzw. der Festlegung des Ausschreibungsverfahrens für Verlustenergie (BK6-08-006) vom 21.10.2008. Da die Kosten für Verlustenergie von der Entwicklung der allgemeinen Strompreise abhängig sind, wird dieses Kostenelement unter der bisherigen Rechtslage als volatiler Kostenanteil einem eigenen Mechanismus zur Kostenanpassung unterzogen (siehe zuletzt Verfahren BK8-22/003-A bis BK8-22/007-A vom 02.05.2023 für die vierte Regulierungsperiode).

Für die Verlustenergie wird im Rahmen der Anpassung der Erlösobergrenze jährlich ein Beschaffungspreis festgesetzt, der sich nach dem Jahresdurchschnitt (01.07.t-2 – 30.06.t-1) der Tagespreise am Terminmarkt der Strombörse EEX für das jeweilige Frontjahr richtet. Dadurch entsteht ein Anreiz, die Verlustenergie effizient zu beschaffen. Die Verlustenergiemengen werden dabei konstant gehalten, wodurch ein Anreiz entsteht, die Energieeffizienz des Netzbetriebs zu optimieren und Verlustenergiemengen zu senken. Die tatsächlichen Beschaffungskosten bleiben bei diesem Vorgehen grundsätzlich unberücksichtigt. Ab der vierten Regulierungsperiode wurde eine zusätzliche Risikobegrenzung zu Gunsten der Netzbetreiber aufgenommen. Diese tragen zukünftig nur das Risiko von Preisschwankungen in einer Bandbreite von 20% des jeweiligen Referenzpreises. Darüber hinaus gehende Abweichungen werden über das Regulierungskonto erstattet.

Die Kostenpositionen haben aufgrund der erheblichen Schwankungen der Preise eine hohe wirtschaftliche Relevanz für die Netzbetreiber, wo hingegen die Mengen weniger

volatil sind, so dass bei einer Nichtanpassbarkeit dieser Kosten erhebliche Zusatzgewinne oder Zusatzverluste für den Netzbetreiber ergeben könnten.

11.1.2.1 Exogenität

Aufgrund der Abhängigkeit der Beschaffungskosten von schwankenden Marktpreisen liegt einerseits eine gewisse Exogenität der Preiskomponente vor. Jedoch sind die Netzbetreiber in der Beschaffung der Verlustenergie weitgehend frei. Es gelten lediglich die allgemeinen Beschaffungsmaßgaben der Festlegung BK6-08-006, sodass Netzbetreiber merkliche Einflüsse auf die Höhe der Kosten nehmen können, z. B. durch kurzfristige oder langfristige Beschaffung, börsliche oder vertriebliche Beschaffung und auch eine sorgfältige Führung der diversen Bilanzkreise eines Elektrizitätsverteilersnetzbetreibers.

Aufgrund der Größe der Kostenposition und auch der wirtschaftlichen Gestaltungsmöglichkeiten bei den Kosten der Verlustenergie bestehen für den Netzbetreiber grundsätzlich erhebliche Anreize für eine effiziente Beschaffung. Allerdings ist wie erörtert insbesondere die Preiskomponente starken Schwankungen unterworfen, so dass ein vorgesehene Kostenbudget für einen Netzbetreiber bei Änderungen des Kostenniveaus schnell ausgereizt oder stark unterschritten werden könnte, ohne dass ein Netzbetreiber großen eigenen Einfluss darauf nehmen könnte. In der Folge käme es zu eher zufälligen (starken) Verlusten oder (großen) Gewinnen.

Aufgrund dieser Erwägungen ist im Lichte der Volatilität gerade der letzten Jahre von einer relativ hohen Exogenität der Preiskomponente der volatilen Kostenanteile auszugehen.

11.1.2.2 Gleichartigkeit

Die Position der Verlustenergiekosten liegt bei allen Netzbetreibern in gleichartiger Art und Weise vor. Auch bei generell schwankenden Marktpreisen bzw. Preisniveauänderungen liegt eine hohe Gleichartigkeit vor, wenn auch bei unterschiedlichen Beschaffungsstrategien sich die Schwankungen unterschiedlich in den Kosten niederschlagen können. Diese Gleichartigkeit indiziert, dass eine Ausweisung des Kostenanteils nach den Regelungen in Tenorziffer 7.3 als beeinflussbarer Kostenanteil und damit eine Einbeziehung in den Effizienzvergleich möglich ist.

11.1.2.3 Volatilität

Wie erörtert, liegt eine hohe Volatilität der Preiskomponente vor, wodurch auch bei einer gegebenen Gleichartigkeit nach Tenorziffer 7.4 S. 2 eine Einordnung als volatiler Kostenanteil in Frage kommt.

11.1.2.4 Abschließende Bewertung

Vor diesem Hintergrund sollte an der bisherigen Regelungssystematik festgehalten werden. Aufgrund der erforderlichen, detaillierten Einzelregelungen zu Referenzpreisen, Anzelementen und Risikominderungselementen soll die Verlustenergie aber wie bisher zunächst als Regelbeispiel für volatile Kostenanteile eingestuft werden. Die Einzelregelungen bleiben damit einer weiteren Festlegung vorbehalten.

11.2 Volatile Kostenanteile bei Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern (Tenorziffern 8.2 und 8.3)

Auf der Ebene der Festlegung RAMEN werden bezüglich der Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber die Kostenanteile für Treibenergie und Vorwärmkosten als volatile Kostenanteile anerkannt sowie Rückstellungen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation als Regelbeispiel genannt. Bezüglich weiterer Kostenanteile erfolgt ein Verweis auf eine weitere Festlegung.

11.2.1 Treibenergie und Vorwärmkosten als volatile Kostenanteile dem Grunde nach (Tenorziffer 8.2)

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.

Die bisher verordnungsrechtliche Einstufung der Treibenergie als volatile Kosten sollte beibehalten werden. Die Entscheidung zum Bau und dem späteren Einsatz von Verdichtern in Abgrenzung zu größeren Leitungsrohren ist als endogen einzustufen. Demnach liegen diese Kosten zwar nicht gleichartig vor, können und wurden aber durch Parameter im Effizienzvergleich abgebildet (Verdichterleistung) und stehen in einem substitutionalen Verhältnis zu Kapitalkosten. Aufgrund der hohen Volatilität (sowohl Auslastung des Netzes (Mengenkomponente) als auch Preiskomponente) soll jedoch eine Einstufung als volatiler Kostenanteil erfolgen. 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 entgegenschläufiger 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.

11.2.2 Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation als Regelbeispiel für volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8.3)

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). 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).

Tenorziffer 8.3 S. 1 sieht für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber zudem als Regelbeispiel für volatile Kostenanteile Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation vor.

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.

Durch den Wortlaut des Regelbeispiels wird verdeutlicht, dass eine Abbildung lediglich der etwaigen Stilllegungskosten erfolgen sollte und erhöhte Kosten für einen nicht erforderlichen Rückbau nicht erfasst sein sollten.

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. Hierbei wird zu klären sein, ob handelsrechtliche Vorgaben eine Bildung von Stilllegungsrückstellungen erlauben bzw. welche konkreten Kriterien erfüllt sein müssen, damit handelsrechtlich Rückstellungen für Stilllegungen gebildet werden dürfen bzw. müssen. Zu klären wird auch sein, über welchen Zeitraum die Rückstellungen angesammelt werden dürfen bzw. müssen und welche Freiheiten den einzelnen Netzbetreibern hierbei verbleiben.

Aufgrund des gegebenenfalls volatilen Verlaufs der Bildung und auch möglichen Auflösung der Rückstellungen bei aktualisierten Erkenntnissen zur Gasnetztransformation könnte eine Einordnung des Sachverhalts als volatiler Kostenanteil erfolgen. Diese Erwägungen können in einer Methodenfestlegung aufgegriffen werden. Hierbei können auch Regelungen zu Anreizen getroffen werden, die gewährleisten, dass Kosten dabei nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

Eine Einordnung als KA_{nEU} scheidet hingegen aus. So ist die Stilllegung als Gegenstück zum nachfragebedingten Netz(aus)bau nicht exogen, sondern in diesem Sinne Teil der grundsätzlichen Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber. Es werden auch erhebliche Einflüsse auf die Art und Weise, zeitliche Verteilung und die Kosten im Zusammenhang mit der Stilllegung von Anschlüssen oder Netzteilen bestehen. Trotz regionaler Unterschiede wird auch eine Vielzahl von Netzbetreiber von diesem Sachverhalt betroffen sein, wie die Regelung in Art. 57 der Gas-RL zeigt.

Wie erörtert, kommt aufgrund der möglichen Volatilität der Zuführung (etwa erstmalige Zuführungen kurz nach Verabschiedung bzw. Genehmigung einer Stilllegungsplanung oder späteres Nachschießen oder Auflösungen aufgrund der Entwicklung der Gasnetztransformation) eine Einordnung des Sachverhalts durch eine Methodenfestlegung in Betracht.

11.2.3 Weitere Kostenanteile

11.2.3.1 Krisenbedingte Anerkennung von volatilen Kostenanteilen

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 odorisiertem 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 dies-

bezüglichen Sachverhalte sollen nicht durch die Festlegung RAMEN geregelt werden. 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.

11.2.3.2 Weitere mengenabhängige Kostenanteile

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 vereinzelt 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.

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.

11.2.3.3 Maßnahmen zur Erhöhung fester Kapazitäten

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.

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.

Im Rahmen der Zusammenlegung der beiden Marktgebiete NCG und Gaspool zum gemeinsamen Marktgebiet THE wurden die Kosten für den Einsatz von marktbasierter Instrumenten (MBI), die zur Erhöhung von frei zuordenbaren Kapazitäten eingesetzt werden, ebenfalls als volatile Kostenanteile eingestuft. Die Regelungen nehmen Bezug auf die Kosten für marktbasierter 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.

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 eingestuft.

Diese Sachverhalte sollen in einer Methodenfestlegung erörtert werden, da die zu beschaffenden Produkte teilweise austauschbar sind und eine gesamthafte Bewertung von Kosten für Maßnahmen zur Erhöhung fester Kapazitäten erfolgen soll. Bezüglich der MBI gilt zudem ein enger Zusammenhang mit der Festlegung ANIKA, was gegen eine Behandlung auf der Ebene der übergeordneten Festlegung RAMEN spricht.

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.

11.3 Bestimmung und Anpassung der volatilen Kostenanteile (Tenorziffer 8.4)

Bei den Kostenanteilen nach der Ziffer 8.2 ist auf das Kalenderjahr t abzustellen (Planwerte mit Ist-Abgleich im Regulierungskonto nach Ziffer 14).

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.

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).

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. Aufgrund der Volatilität der Kostenanteile erscheint nach wie vor eine Abweichung vom Budgetprinzip mit dem Ansatz als Planwert sachgerecht, insb. im Hinblick auf die volatilen Effekte bei den Preiskomponenten.

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 PF angepasst. Preissteigerungen bei den volatilen Kosten werden somit potentiell doppelt vergütet.

Beide Anpassungen werden grundsätzlich beibehalten. Die Doppelanpassung wird jedoch dadurch kompensiert, dass vom aktuellen Wert der volatilen Kosten die mittels VPI und PF inflationierten volatilen Kostenanteile des Basisjahres abgezogen werden, wodurch die allgemeine Anpassung mittels VPI und PF als Bestandteil der OPEX neutralisiert wird.

12 Kapitalkostenabzug für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (Tenorziffer 9)

Tenzorziffer 9 regelt den Kapitalkostenabzug. Anders als bei Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern sind bei Elektrizitätsverteilernetzbetreibern keine wesentlichen Änderungen im Vergleich zur bisherigen Rechtslage vorgesehen. Die Regelungen zu den fortgeführten Kapitalkosten konnten aufgrund des WACC-Ansatzes jedoch vereinfacht werden.

Auch im Rahmen einer mittelfristig dreijährigen Regulierungsperiode soll grundsätzlich das System des Kapitalkostenabgleichs bestehend aus dem Kapitalkostenabzug und dem Kapitalkostenaufschlag fortgeführt werden. 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 umfassen soll. 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. Für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber ergibt sich dieser Befund aus den notwendigen, erheblichen Investitionen zur Bewältigung der Energiewende. Eine grundsätzliche Weiterentwicklung des Systems der Anreizregulierung in späteren Regulierungsperioden bleibt jedoch vorbehalten.

Im Hinblick auf die OPEX erkennt die Beschlusskammer auch das grundsätzliche Bedürfnis nach einer dynamischen, regulatorischen Abdeckung der energiewendebedingten Auswirkungen. Innerhalb der fünften Regulierungsperiode soll dies mittels einer OPEX-Anpassung abgedeckt werden. Ab der sechsten Regulierungsperiode hingegen wird insoweit das Budgetprinzip im Hinblick auf die OPEX aufrechterhalten und deren Entwicklung bei einer verkürzten Regulierungsperiode hinreichend zeitnah abgebildet.

Bezüglich der Gasverteilernetzbetreiber sei bereits an dieser Stelle erwähnt, dass bei diesen aufgrund der Gasnetztransformation ebenso eine Fortführung des Systems des Kapitalkostenabzugs geboten ist, wobei dieses aufgrund der umgekehrten Dynamik zu einem gesamthaften Kapitalkostenabgleich fortentwickelt wird. Dieser wird insb. auch verstärkt sinkende Kapitalkosten aus der Dynamisierung der Abschreibungsmodalitäten nach z.Z. KANU 2.0 abbilden. Dies stellt eine Nachfolgeregelung zum Transformationselement (TFE) nach KANU 2.0 dar.

12.1 Festlegung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.1)

Tenorziffer 9.1 regelt die allgemeinen Grundsätze zum Kapitalkostenabzug. Wie die Bestimmung des Ausgangsniveaus erfolgt die Bestimmung des Kapitalkostenabzugs durch die Regulierungsbehörde. Aufgrund der Fixierung der fortgeführten Kapitalkosten für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber ist eine einmalige Bestimmung für alle Jahre der Regulierungsperiode möglich. Hiermit ist keine Verfahrensfrage verbunden (s.o. die entsprechenden Ausführungen zur Bestimmung des Ausgangsniveaus).

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.

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.

Für den Gassektor ist die Regelung in Anlage 2a Abs. 1 2. HS zu § 6 ARegV, wonach der Kapitalkostenabzug keine Werte kleiner als null annehmen darf, grundsätzlich nicht fortzuführen, da über den Kapitalkostenabzug auch in Teilen steigende Kapitalkosten abgebildet werden sollen. Hier kann der Kapitalkostenabzug (wie bei der Ermittlung des Transformationselements nach KANU 2.0) auch Werte kleiner als null annehmen.

Ob aufgrund der Bestimmung der Kapitalkosten gemäß dem WACC-Ansatz die Regelung generell entbehrlich geworden ist, oder ob die Regelung aufgrund von Sonderkonstellationen zumindest für den Elektrizitätssektor und ggf. für Einzelfälle im Gassektor fortgeführt werden sollte, wird seitens der Beschlusskammer noch erörtert.

12.2 Berechnung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.2)

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 StromNEF.

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 StromNEF verwiesen.

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 StromNEF zu den Details der Kapitalkostenrate um einen Kettenverweis zur Methodenfestlegung für die Kapitalverzinsung handelt. Durch den Verweis auf die Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF 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 StromNEF, aber auch zur Berücksichtigung von betriebsnotwendigen Grundstücken nach Tenorziffer 10 S. 4 b) der Festlegung StromNEF, die in

ihrem Wertansatz zu Anschaffungskosten unverändert fortgeführt werden. Auf die Regelung zum Zinsbonus nach Tenorziffer 11 der Festlegung StromNEF kommt es beim Kapitalkostenabzug nicht an, da der Zinsbonus nicht den rechnerischen Bestand oder die kalkulatorische Auflösung der Zuschüsse betrifft, sondern allein über die Regelung in Tenorziffer 11.7 abgebildet wird.

Tenorziffer 9.2 d) 2. HS stellt klar, dass die fortgeführte kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung unter Anwendung der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenrate aus dem Ausgangsniveau berechnet wird.

Bezüglich der fortgeführten kalkulatorischen Gewerbesteuer nach Tenorziffer 9.2 e) ergibt sich aus dem Verweis auf Tenorziffer 12 S. 3 der Festlegung StromNEF, dass es auch bei der fortgeführten kalkulatorischen Gewerbesteuer auf die jeweilige Gewerbesteuermesszahl und den jeweiligen Gewerbesteuerhebesatz im Basisjahr ankommt.

Bezüglich der kostenmindernden Auflösungsbeträge der aus Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen nach Tenorziffer 9.2 f) gilt, dass diese zuvor als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten fortgeführt wurden, nunmehr aber im Gesamtsystems des Kapitalkostenabzugs und Kapitalkostenaufschlags berücksichtigt werden.

12.3 Besonderheiten bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten (Tenorziffer 9.3 und 9.4)

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 StromNEF. Es soll keine Abschmelzung dieser Positionen parallel zum übrigen betriebsnotwendigen Vermögen erfolgen, 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 StromNEF, die sich auf die Netzkosten des jeweiligen Basisjahres als repräsentativen Wert bezieht.

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 StromNEF aufgeführten betriebsnotwendigen Grundstücke zu Anschaffungskosten.

Tenorziffer 9.4 regelt sodann die Systematik zur Berücksichtigung der Anlagen im Bau und Anzahlungen. Im System des Kapitalkostenabgleichs bestehend aus Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag soll eine Berücksichtigung der tatsächlich bestehenden

bzw. umgebuchten Anlagen im Bau und Anzahlungen erfolgen. 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).

13 Kapitalkostenabzug für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber (Tenorziffer 9)

Für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt in materieller Hinsicht eine wesentliche Änderung zum bisherigen System. Über den Kapitalkostenabzug sollen nunmehr auch die dynamischen Entwicklungen im Hinblick auf die erweiterten Abschreibungsmodalitäten im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation abgebildet werden. 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 Übergangsregelung eingeführt wurde.

Eine Regelung dahingehend, dass der Kapitalkostenabzug keine Werte kleiner als null annehmen darf, muss aufgrund dieser Systematik bei Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern ohnehin entfallen, da hier ein negativer Kapitalkostenabzug Ausdruck von zulässigen, höheren Kapitalkosten sein kann.

13.1 Grundsätzliche Bestimmung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffern 9.1 bis 9.4)

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.).

Bezüglich der materiellen Regelungen in den Tenorziffern 9.2 bis 9.4 erfolgt an dieser Stelle lediglich ein Verweis auf die Regelungen für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, da insoweit aus Gründen der Übersichtlichkeit ein Gleichlauf der Regelungen beabsichtigt ist.

13.2 Abbildung der Anpassung von Abschreibungsmodalitäten (Tenorziffer 9.5)

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, sollen diese über den Kapitalkostenabzug abgebildet werden. 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 sollen im Kapitalkostenabzug abgebildet werden.

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).

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).

13.3 Ergänzende Abbildung von Teilnetzübergängen und vorzeitigen Anlagenabgängen (Tenorziffer 9.6)

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.

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.

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.

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.

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).

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.

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.

13.4 Verfahrensregelungen (Tenorziffer 9.7)

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. Die Anzeige soll zum 30. Juni eines Jahres für das Folgejahr erfolgen, so dass die angezeigten Sachverhalte vor der 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.

14 Effizienzvergleich (Tenorziffer 10)

Die Regelungen zur Ermittlung von individuellen Effizienzvorgaben entlang eines generellen Abbaupfades sollen bezüglich der Verteilernetzbetreiber dem Grunde nach fortgeführt werden. Aufgrund der Vielzahl der methodischen Detailfragen hierzu soll auf der Ebene der Festlegung RAMEN jedoch nur ein Ansatz in der Regulierungssystematik dem Grunde nach angelegt werden. Für Fernleitungsnetzbetreiber gilt die Regelung unter Tenorziffer 10.2.

14.1 Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber und Gasverteilernetzbetreibe (Tenorziffer 10.1)

Für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber ergeben sich bei der grundsätzlichen Entscheidung zur Ermittlung individueller Effizienzwerte nach Tenorziffer 10.1 Satz 1 im Vergleich zur bisherigen Rechtslage keine Änderungen. 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 Satz 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 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber einzubeziehen sind, die nicht am vereinfachten Verfahren teilnehmen.

Für die Gruppe der Gasverteilernetzbetreiber erfolgt eine 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 abzubauenen Ineffizienzen unter anderem die perspektivisch fortschreitende Heterogenität der Abschreibungsmodalitäten zu berücksichtigen.

Mit der Regelung in Tenorziffer 10.1 Satz 2 erfolgt ein Verweis auf die Methodenfestlegung zum 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 Einzelfragen zum bundesweiten Effizienzvergleich werden demnach in der Methodenfestlegung hierzu geregelt.

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. 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).

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.

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.

Weitere Detailregelungen zu Vorgaben zu den Methoden für die Ermittlung der Effizienzvorgaben (insb. Auswahl und Anzahl der Methoden), zu den Aufwandsparametern (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.

Für den Fall, dass ein Effizienzvergleich für Gasverteiler-netzbetreiber nicht möglich sein sollte, könnten durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG noch ergänzende Regelung zu Effizianzanreizen getroffen werden.

14.2 Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber (Tenorziffer 10.2)

Die Fortentwicklungen auf der Ebene des europäischen Rechtsrahmens zu den Effizienzvorgaben für Fernleitungsnetzbetreiber soll in der Festlegung RAMEN abgebildet werden. 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 der 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 Zielertlöse der Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen die zuständigen Regulierungsbehörden diesen Vergleich und die nationalen Gegebenheiten.“

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.

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 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 Aufwandparameter nach Maßgabe des § 14 ARegV). Entsprechende Fragestellungen werden auch bei der Durchführung und Anwendung des ACER-Effizienzvergleichs zu erörtern sein.

Es wird demnach jeweils zu prüfen sein, ob und wie die konkreten Ergebnisse des ACER-Effizienzvergleichs letztlich in der nationalen Erlösbergrenzenfestlegung berücksichtigt werden können.

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.

Auf der Grundlage dieser Überlegungen ist die Regelung in Tenorziffer 10.2 Satz 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. Ergänzend kann die Bundesnetzagentur einen Effizienzvergleich durchführen. Nähere Regelungen erfolgen durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG.

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 der GasVO übernommen. Ob, welche und 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 ausgegeben 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.

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.

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.

Unabhängig von den Vorgaben zum ACER-Effizienzvergleich ist in Tenorziffer 10.2 Satz 2 vorgesehen, dass ergänzend ein Effizienzvergleich durchgeführt werden kann. Mit der Formulierung wird zunächst offengelassen, ob dabei ein nationaler oder ein internationaler 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 Satz 2 würden die oben bezüglich der Verteilernetzbetreiber aus dem EnWG abgeleiteten Anforderungen (siehe oben) ebenso gelten. Zudem wird auch bei

Fernleitungsnetzbetreibern zu erörtern sein, ob ein solcher Effizienzvergleich im Hinblick auf die gestiegene Heterogenität aufgrund der Dekarbonisierung und der Gasnetztransformation noch belastbar durchgeführt werden kann.

Tenziffer 10.2 Satz 3 regelt abschließend, dass die oben skizzierten Fragen durch eine Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG geregelt werden.

14.3 Verteilungsfaktor (Tenorziffer 10.3)

Die Vorgabe zum rechnerischen Abbau der ermittelten Ineffizienzen erfolgt durch den jeweiligen jährlichen Verteilungsfaktor. Konkrete Vorgaben sind einer Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG 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.

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.

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.

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)

Wie bereits unter den Erwägungen zu Tenorziffer 4.5 erörtert, wird zum Effizienzbonus durch den Zusatz „etwaige(r)“ festgehalten, dass dieses Element zwar gemäß der Festlegung RAMEN 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 Elektrizitätsverteilternetzbetreibern, Gasverteilternetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern erfolgen.

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.

14.5 Besonderheit der Versorgungsaufgabe (Tenorziffer 10.5)

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. Inhaltlich sollen durch die Regelung Besonderheiten abgebildet werden, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Vergleichsparameter nicht hinreichend berücksichtigt wurden. Die weiteren Regelungen zu materiellen Voraussetzungen, Schwellenwerten und den Rechtsfolgen bezüglich der Bereinigung und Anpassung des individuellen Effizienzwertes erfolgen durch eine Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG.

15 Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11)

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 einer Regulierungsperiode auf Grund getätigter Investitionen in den Bestand betriebsnotwendiger Anlagegüter entstehen.

15.1 Allgemeines

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.

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

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 StromNEF/GasNEF.

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 Schlechterstellung der Netzbetreiber geht mit der Berücksichtigung der Erträge im Rahmen der Kapitalkosten nicht einher.

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. Hingegen bleiben Anlagengüter,

die nicht vom Netzbetreiber, sondern von einem Dienstleister aktiviert wurden oder voraussichtlich aktiviert werden, weiterhin nicht berücksichtigungsfähig.¹⁷ Die Erhöhung von Kapitalkosten eines Dienstleisters wird über das Dienstleistungsentgelt vollumfänglich abgegolten. Dies gilt umso mehr, als Dienstleistungen im Wettbewerb beschafft werden können.

15.3 Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung

Die für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendende kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung ergibt sich aus dem Produkt der Verzinsungsbasis und einer gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenrate. Nähere Bestimmungen zur kalkulatorischen Verzinsungsbasis werden durch Tenorziffer 11.5 getroffen. Die nähere Ausgestaltung der Methodik und Berechnung der für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Kapitalkostenrate sind nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung, sondern erfolgen durch eine Methodenfestlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG.

15.4 Verzinsungsbasis

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 StromNEF/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 StromNEF/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 StromNEF/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

¹⁷ vgl. BGH, Beschluss vom 5. Mai 2020 – EnVR 59/19 –, juris Rn. 46.

betriebsnotwendigen Umlaufvermögens, denn insoweit erfolgt keine Abschmelzung im Kapitalkostenabzug.

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 Anzeigzeitraum, 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 StromNEF/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 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.

15.5 Zinsbonus

Nach Tenorziffer 11.7 ist ergänzend bei der Bestimmung des jeweiligen jährlichen Kapitalkostenaufschlags der Zinsbonus gemäß Tenorziffer 11 der Festlegung StromNEF als additive Komponente anzusetzen. Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, die Baukostenzuschüsse sowie Investitionszuschüsse nach dem 31.12.2028 vereinnahmen, können für eine bestimmte Zeit einen Zinsbonus auf einen Anteil der vereinnahmten Beträge erhalten. Nähere Regelungen hierzu ergeben sich aus Tenorziffer 11 der Festlegung StromNEF. Die Regelung sieht eine additive Komponente im Kapitalkostenaufschlag vor, das heißt die Berechnung der eigentlichen Kapitalkosten bleibt von der Regelung zum Zinsbonus unberührt. Dort gehen die Baukostenzuschüsse sowie Investitionszuschüsse in voller Höhe ein. Bei der Berechnung des Zinsbonus sind alle entsprechenden Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse zu berücksichtigen, die Tenorziffer 11 der Festlegung StromNEF vorsieht, also auch solche, die ggf. im oder vor dem Basisjahr vereinnahmt wurden.

15.6 Anzeigeverfahren

Tenorziffern 11.8 sieht ein Anzeigeverfahren für den Kapitalkostenaufschlag vor. Hierbei handelt es sich um eine Verfahrensregelung (siehe Tenorziffer 20). Wie bisher wird Netz-

betreibern 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.

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 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.

Die Anzeigefrist bis zum 30.06. ist notwendig, um der Bundesnetzagentur eine angemessene Datenplausibilisierung zu ermöglichen. Dies umfasst typischerweise eine cursorische Prüfung der Angaben des Netzbetreibers einschließlich an den Netzbetreiber gerichtete Nachfragen, deren Antworten und eine Überprüfung der Antworten. Die cursorische Prüfung konzentriert sich vor allem auf mögliche Ausreißer und Auffälligkeiten. Zur angemessenen Durchführung einer solchen Plausibilisierung ist ein Zeitraum von mindestens sechs Monaten erforderlich.

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.

Über das Regulierungskonto erfolgt dann zu einem späteren Zeitpunkt der Ist-Abgleich einschließlich einer Prüfung aller Ist-Kosten (vgl. Tenorziffer 14).

16 Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12)

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

Die Grundzüge der bisherigen Qualitätsregulierung sollen beibehalten und um neue Elemente – insbesondere zur Abbildung einer Energiewendekompetenz – ergänzt werden. 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.

Die Ausgestaltung und Umsetzung dieser Maßgaben obliegt im Einzelnen einer Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (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

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.

Darüber hinaus ergibt sich aus S. 3, dass eine Qualitätsregulierung zunächst nur für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber erfolgt. Dort hat sich insbesondere das seit vielen Jahre bestehende Qualitätselement zur Netzzuverlässigkeit bewährt. Diese Anwendung soll fortgeführt werden. Daneben ist eine Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung angedacht, insbesondere mit Blick auf die Netzleistungsfähigkeit. Für Gasversorgungsnetze erfolgt zunächst keine Anwendung der Qualitätsregulierung. Ein Ausschluss für die zukünftige Einführung auch im Gasbereich ist hiermit nicht verbunden.

16.3 Festlegung von Kennzahlen

Nach Tenorziffer 12.2 können zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität Kennzahlen hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit oder der Netzservicequalität festgelegt 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.

Dies stellt dem Grunde nach keine Abweichung gegenüber dem bisherigen System der §§18ff. 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.

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 Strom beziehungsweise 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 Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG.

Die Netzleistungsfähigkeit ist nach derzeitiger Rechtslage 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 wird durch Tenorziffer 12.2 S. 2 klargestellt.

Die Energiewendekompetenz im Verteilernetz beschreibt nach derzeitiger Ansicht der Bundesnetzagentur grundsätzlich die gegebenenfalls vorausschauende Umsetzung von 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 Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG vorbehalten.

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 Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG.

16.4 Maßgaben für die Umsetzung der Qualitätsregulierung

Tenzorziffer 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 Tenzorziffer 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 soll auch weiterhin möglich sein.

Nach Tenzorziffer 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 sollen das Verfahren und die Ergebnisse der Anreizregulierung für Verbraucher, Investoren und Netzbetreiber transparenter gemacht und die Veröffentlichungspraxis der Regulierungsbehörden vereinheitlicht werden. Die Bundesnetzagentur 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 Versorgungsqualität sowie die ermittelten Kennzahlvorgaben 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 Kennzahlvorgaben 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 Kennzahlvorgaben, die sich erst im Zuge der Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung ergeben.

Tenziffer 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 Tenziffer 12.3 verstanden werden. Es können Kennzahlvorgaben entwickelt werden. Die Umsetzung eines monetären Elements erfolgt nur, sofern Kennzahlvorgaben entwickelt wurden. Nach der Tenziffer 12.4 S. 3 können – wie beim Qualitätselement nach §§ 18ff. 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 Kennzahlvorgaben.

Der Zusatz "insbesondere" in Tenziffer 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 Tenziffer 12.4 S. 3 bezieht sich auf eine Datenbelastbarkeit im Hinblick auf eine sinnvolle Bestimmung eines Qualitätselements, nicht auf die Datenqualität, die übermittelt wird.

16.5 Weitere Bestimmungen

Tenziffer 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 Kennzahlvorgaben von Relevanz sind.

Wie erwähnt, erfolgen nähere Regelungen zur Ausgestaltung der Qualitätsregulierung einschließlich des Adressatenkreises der Qualitätsregulierung durch eine Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG (vgl. Tenziffer 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.

Bei der Einführung von einzelnen Elementen der Versorgungsqualität und deren Umsetzung ist die Bundesnetzagentur nicht an den Beginn oder die Dauer einer Regulierungs-

periode 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)

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.

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.

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

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.

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.¹⁸ 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.

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.

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.

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 den Leitlinien in § 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, 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 abmildern können. Es ist Obliegenheit und damit zugleich Risiko eines Netzbetreibers auf bei sorgfältiger Betriebs-

¹⁸ vgl. Meissner/Schenk, in: Schoch/Schneider, VwGO, 45. EL Januar 2024, § 74 Rn. 5.

führung 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). Daneben sind an Netzbetreiber die Anforderungen an einen vorsichtig agierenden Kaufmann zu stellen, insbesondere die Beachtung des sog. Vorsichtsprinzip in § 252 Abs. 1 Nr. 4 HGB. Danach gilt für die Bewertung im Jahresabschluss, dass vorsichtig zu bewerten ist, namentlich alle vorhersehbaren Risiken und Verluste, die bis zum Abschlussstichtag entstanden sind, zu berücksichtigen sind. Erforderlichenfalls sind Rückstellungen zu bilden.¹⁹ Hätte ein vorsichtig agierender Kaufmann Rückstellungen gebildet, wird regelmäßig von einer Vorhersehbarkeit auszugehen sein.

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

Ferner setzt eine Anpassung der Erlösobergrenze im Rahmen einer Härtefallregelung voraus, dass im Falle der Beibehaltung eine nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber

¹⁹ Tiedchen, in: Henssler, HGB, § 252 Rn. 66, Stand: 01.09.2023.

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.

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. 1 lit. b), Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO, Art. 58 lit. d) Strom-RL, 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.

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 in den Blick zu nehmen. 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.

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 gefordert wird.²⁰ Dies ist gerade das Pendant zur Möglichkeit zusätzlicher Gewinne im Rahmen der Anreizregulierung. Die geforderte angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals würde erst dann nicht mehr gewährleistet, wenn die Verzinsung auf unabsehbare Zeit durch Kostensteigerungen aufgezehrt würde, die für den Netzbetreiber nicht vorhersehbar waren, ihm nicht zurechenbar sind und für ihn nicht oder jedenfalls zum größten Teil nicht vermeidbar waren.²¹ Für die Bewertung im Einzelfall, inwieweit die Verzinsung auf unabsehbare Zeit 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.

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. 59 Abs. 7 lit. a) Strom-RL, Art. 78 Abs. 7 lit. a) Gas-RL) Rechnung zu tragen.

17.3 Verfahrensregelung

Tenzorziffer 13 Satz 5 ist eine Verfahrensregelung (siehe Tenzorziffer 20). 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 (Tenzorziffer 14)

Die Festlegung dieser Tenzorziffer 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 insbesondere die Auswirkungen jährlich schwankender Mengen sowie Abweichungen zwischen tatsächlich entstandenen Kosten und zulässigen Erlösen abzubilden

²⁰ Vgl. BGH, Beschluss vom 28. Juni 2011 – EnVR 48/10 –, juris Rn. 84.

²¹ Vgl. BGH, Beschluss vom 28. Juni 2011 – EnVR 48/10 –, juris Rn. 80.

hat. Der Gesetzgeber wollte insoweit erkennbar an § 5 ARegV anknüpfen, so dass letzteres auf einen Ist-Abgleich beim Ansatz von Planwerten zielt.

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.

Mit der Regelung wird die allgemeine politische Leitlinie 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. 58 lit. g) Strom-RL, 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.

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.

Tenorziffer 14.1 Satz 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 und der festgelegten Erlösobergrenze. Solche Abweichungen sind am Jahresende sichtbar und werden auf einem Regulierungskonto verbucht.

Nach Tenorziffer 14.1 Satz 2 ist auch die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kostenanteilen nach Tenorziffer 7.5 Satz 1 Nr. 1, 2 und 4 und nach

Tenziffer 8.2 sowie für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kostenanteilen, soweit in einer Festlegung nach Tenziffer 7.6 oder Tenziffer 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 Tenziffer 7 bzw. Tenziffer 8 entsprechen. Dadurch soll insbesondere die Differenz von Plan- und Ist-Kosten einzelner Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (z.B. vorgelagerte Netzentgelte und vermiedene Netzentgelte) sowie volatiler Kostenpositionen erfasst werden.

Nach Tenziffer 14.2 wird auch die Differenz aus dem jährlichen, nach Tenziffer 11.2 Satz 2 teilweise auf Planbasis ermittelten Kapitalkostenaufschlag und dem Kapitalkostenaufschlag, wie er sich bei der Berücksichtigung der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten ergibt, auf dem Regulierungskonto verbucht. [Für Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber: Gleiches gilt für die Differenz aus dem jährlichen, nach Tenziffer 9.6 teilweise auf Planbasis ermittelten Kapitalkostenabzug und dem Kapitalkostenabzug, wie er sich bei der Berücksichtigung der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten ergibt.] Dadurch soll – wie im Falle der Tenziffer 14.1 Satz 2 – die Differenz von Plan- und Ist-Kosten erfasst werden.

Gleichzeitig legt die Rahmenfestlegung die Anwendungsfälle nicht abschließend fest. Nach Tenziffer 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 werden soll (so zuvor nach § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV für die Kosten des Messwesens).

Tenziffer 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 Regelung zur Zinshöhe. Diese soll sich künftig nach dem kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz der für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Kapitalkostenrate nach Tenziffer 11.4 richten. Bei einer Diffe-

renz zugunsten des Netzbetreibers handelt es sich nämlich im Prinzip um ihm zur Verfügung stehendes Fremdkapital, was konsequenterweise in entsprechender Höhe zu verzinsen ist. Gleichzeitig soll die Verzinsung nicht asymmetrisch zu Lasten der Netzbetreiber ausgestaltet sein, 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.

Tenziffer 14.5 Sätze 1 und 2 regeln den Ausgleich des Saldos in materieller Hinsicht. Damit soll insgesamt an einem etablierten Prozess festgehalten werden, der sich bewährt hat. Der ermittelte und verzinst 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 Tenziffer 14.1 bis 14.4 ermittelt wurde. Damit wird erreicht, dass die Netzbetreiber „angesparte“ Erlöse zeitnah in der Erlösobergrenze berücksichtigen können bzw. „zu viel“, d. h. 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 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 Tenziffer 14.5 Satz 3 werden die Annuitäten gemäß Tenziffer 14.4 verzinst. Da in den Annuitäten die jeweilige Differenz des Regulierungskontos aufgeht, ist die Anwendung desselben Zinssatzes folgerichtig. Salden des Regulierungskontos der vierten Regulierungskontos nach § 5 ARegV fließen in die Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze des jeweiligen Jahres t der Regulierungsperiode (St) ein.

Tenziffer 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 Tenziffer 20). Nach Tenziffer 14.6 Satz 1 genehmigt die Regulierungsbehörde auf Antrag den durch

den Netzbetreiber ermittelten Saldo sowie dessen Verteilung. Tenorziffer 14.6 Satz 2 verpflichtet die Netzbetreiber einmal jährlich zum 31. Dezember des Kalenderjahres einen Antrag nach Tenorziffer 14.6 Satz 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).²²

Die Antragspflicht soll sicherstellen, 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.

Tenorziffer 14.6 Satz 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 Gasverteilternetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber gilt dies entsprechend auch für dem Kapitalkostenabzug zugrunde liegende Daten. Dadurch sollen Bewegungen auf dem Regulierungskonto für die genehmigende Regulierungsbehörde transparent, mithin nachvollziehbar, dargestellt werden. Insoweit handelt es sich letztlich um eine Konkretisierung der nach allgemeinen Grundsätzen bestehenden Mitwirkungsobliegenheit, da diese Informationen in der Sphäre des Netzbetreibers liegen.

19 Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen für Elektrizitätsverteilternetzbetreiber (Tenorziffer 15)

Nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 9 EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zu Verfahren zur Berücksichtigung von Netzübergängen. Der Begriff des Ver-

²² vgl. BGH, Beschluss vom 25. Juni 2024 – EnVR 3/22 –, juris Rn. 40.

fahrens dürfte dabei untechnisch zu verstehen sein, 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.

19.1 Elektrizitätsverteilernetze

Die Beschlusskammer hat sich dazu entschieden, die bestehende Regelung des § 26 ARegV für Elektrizitätsverteilernetze inhaltlich im Wesentlichen fortzuführen.

19.1.1 Vollnetzübergang

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 von Erlösobergrenzen mitzuteilen (Tenorziffer 15.8). Hierbei handelt es sich um eine materielle Meldepflicht für alle Netzbetreiber an die zuständige Regulierungsbehörde.

19.1.2 Teilnetzübergang

Auch die Vorgaben zum Teilnetzübergang sollen inhaltlich im Wesentlichen fortgeführt werden. Im Aufbau erfährt die Regelung allerdings Änderungen, um die wegen § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG erforderliche Trennung von Vorschriften des Verfahrens der Regulierungsbehörde und materiellen Regelungen abzubilden.

Der Teilnetzübergang wird weiterhin durch Abänderung der Erlösobergrenzen der beteiligten Netzbetreiber um den auf den übergehenden Netzteil entfallenden Anteil der Erlösobergrenze nachvollzogen (Tenorziffer 15.2). Dies erscheint weiterhin sachgerecht, da auf diese Weise mit dem Teilnetz 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. Dass es in der Folge einer erneuten Festlegung der gesamten Erlösobergrenzen nicht bedarf, wird durch Tenorziffer 15.2 Sätze 3 und 4 ausdrücklich klargestellt. Mit Tenorziffer 15.2 Satz 5 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.

Materiell sind weiterhin zwei Wege der Bestimmung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze vorgesehen. Dies ist zum einen der Regelfall der Vereinbarung der beteiligten Netzbetreiber (Tenorziffer 15.3) und zum anderen ein vorgegebener Aufteilungsmaßstab (Tenorziffer 15.4 bis 15.7). Der Regelfall gewährt der privatautonomen Einigung Vorrang, indem er im Grundsatz eine sachgerechte Bestimmung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze 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 selbst ist hierbei gegenüber § 26 Abs. 3 S. 3, Abs. 4, Abs. 5 und Anlage 4 ARegV unverändert. Tenorziffer 15.7 enthält dabei – wie bisher die Anlage 4 ARegV – einen von der Formulierung in Tenorziffer 15.5 und 15.6 abgeleiteten Term und stellt somit in vereinfachter Form die in der Norm beschriebene Berechnungslogik dar.²³ Es erscheint auch sachgerecht, weiterhin lediglich einen Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils zu bestimmen und nicht im Einzelnen die operativen Kosten zu ermitteln. 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.

Den beteiligten Netzbetreibern bleibt es allerdings unbenommen, im Laufe der Regulierungsperiode für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode eine Vereinbarung nach Ziffer 15.3 zu treffen (Tenorziffer 15.4 Satz 3). Die vereinbarten Anteile an der Erlösobergrenze treten dann an die Stelle der anhand des Aufteilungsmaßstabs bestimmten Anteile, eine rückwirkende Abänderung der vorher gültigen Erlösobergrenzen erfolgt nicht. Das diesbezügliche Verfahren zur erneuten Festlegung ist hiervon abgetrennt für Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur in Tenorziffer 15.10 Satz 3 geregelt.

In verfahrensrechtlicher Hinsicht wird der Teilnetzübergang in den Tenorziffern 15.9 und 15.10 geregelt. Im Falle einer Vereinbarung gilt ein Antragsverfahren (Tenorziffer 15.9). Die Vereinbarung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze ist durch übereinstim-

²³ vgl. Thäsler, in Holznapel/Schütz, Anreizregulierungsrecht, 2. Aufl. 2019, § 26 ARegV Rn. 46.

menden Antrag der Regulierungsbehörde vorzulegen. Diese legt den vereinbarten übergehenden Anteil der Erlösobergrenze fest, es sei denn diese 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.²⁴ Die Festlegung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze 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 15.10). 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 die 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 übergehenden Anteils der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde wirkt dabei auf den Zeitpunkt des Netzübergangs zurück. Tenorziffer 15.10 Satz 2 sieht zudem die Möglichkeit einer vorläufigen Festlegung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze auf Antrag im Falle besonderer Gründe vor. Da die Festlegung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze 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 15.10 Satz 3 das Verwaltungsverfahren bei einer nachträglichen Vereinbarung der beteiligten Netzbetreiber nach Tenorziffer 15.4 Satz 3 geregelt. In diesem Fall legt die BNetzA – wie bisher nach § 26 Abs. 6 ARegV – den Anteil der Erlösobergrenze für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode erneut fest (Tenorziffer 15.10 Satz 3). Die Tenorziffern 15.9 und 15.10 sind Verfahrensregelungen (siehe Tenorziffer 20).

²⁴ vgl. BGH, Beschluss vom 6. Oktober 2015 – EnVR 18/14 –, juris Rn. 18.

19.1.3 Wechsel des zuständigen Netzbetreibers

Die Netzbetreiber haben darüber hinaus unverzüglich den Übergang des Netzbetriebs mitzuteilen, soweit sich ein Wechsel des zuständigen Netzbetreibers ergeben hat (Tenorziffer 15.8 Halbsatz 2). Hierbei handelt es sich um eine materielle Meldepflicht für alle Netzbetreiber an die zuständige Regulierungsbehörde.

19.2 Gasverteilernetze und Fernleitungsnetze

19.2.1 Vollnetzübergang

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.

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.

19.2.2 Teilnetzübergang

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 sowie des jährlichen Kapitalkostenaufschlags berücksichtigt (Tenorziffer 15.2 Satz 1). Insofern wird den unterschiedlichen Regelungen beim Kapitalkostenabzug nach Tenorziffer 9 zwischen Elektrizitätsverteilernetzen einerseits 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 Netzübergänge bei 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. Insofern wird der Teilnetzübergang weiterhin

durch Abänderung der Erlösbergrenzen 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 Erlösbergrenzen nicht bedarf, wird durch Tenorziffer 15.2 Satz 5 ausdrücklich klargestellt. Mit Tenorziffer 15.2 Satz 6 wird klargestellt, dass im Falle eines Antragsverfahrens der aufnehmende Netzbetreiber berechtigt ist, bis zu einer Festlegung des Anteils der Erlösbergrenze für den übergehenden Netzteil vorübergehend angemessene Netzentgelte zu erheben.

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 Satz 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 übergehenden Anteils der Erlösbergrenze 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 Kapitalkosten des übergehenden Netzteils zu den in der Erlösbergrenze des abgebenden Netzbetreibers enthaltenen 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

OPEX₀ sind dabei die OPEX im Ausgangsniveau abzüglich der entsprechenden Kostenteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, so dass wie bisher insbesondere die vorgelagerten Netzkosten nicht einbezogen sind. Die OPEX₀ werden der Effizienzvorgabe unterworfen sowie inflationiert.

Den beteiligten Netzbetreibern bleibt es allerdings unbenommen, im Laufe der Regulierungsperiode für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode eine Vereinbarung nach Ziffer 15.2 Satz 2 zu treffen (Tenorziffer 15.3 Satz 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. Das diesbezügliche Verfahren zur erneuten Festlegung ist hiervon abgetrennt für Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur in Tenorziffer 15.7 Satz 3 geregelt.

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.²⁵ Die Festlegung des 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

²⁵ Vgl. BGH, Beschluss vom 6. Oktober 2015 – EnVR 18/14 –, juris Rn. 18.

Netzübergangs zurück. Tenorziffer 15.7 Satz 2 sieht zudem die Möglichkeit einer vorläufigen Festlegung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze auf Antrag im Falle besonderer Gründe vor. Da die Festlegung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze 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 Satz 3 das Verwaltungsverfahren bei einer nachträglichen Vereinbarung der beteiligten Netzbetreiber nach Tenorziffer 15.3 Satz 3 geregelt. In diesem Fall legt die BNetzA – wie bisher nach § 26 Abs. 6 ARegV – den Anteil der Erlösobergrenze für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode erneut fest (Tenorziffer 15.7 Satz 3). Die Tenorziffern 15.6 und 15.7 sind Verfahrensregelungen (siehe Tenorziffer 20).

19.2.3 Anlagenübergang in ein Wasserstoffnetz

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 Satz 1). Insoweit finden die Maßgaben der Ziffer 15.2 Satz 1 sowie der Ziffern 15.3 und 15.4 entsprechend Anwendung (Tenorziffer 15.8 Satz 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 den Tenorziffern 15.3 und 15.4 vorgegebenen Aufteilungsmaßstab. Von dem festgelegten Aufteilungsmaßstab kann ausnahmsweise bei nachvollziehbarer Begründung abgewichen werden (Tenorziffer 15.8 Satz 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.

In verfahrensrechtlicher Hinsicht ist der zu verminderte 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 Satz 4). Auf diese Weise erhält die Regierungsbehörde Kenntnis von dem Übergang und ihr wird ermöglicht, den durch den Netzbetreiber bestimmten Pauschalbetrag – auch im Interesse der Netznutzer – zu überprüfen.

19.2.4 Wechsel des zuständigen Netzbetreibers

Die Netzbetreiber haben darüber hinaus unverzüglich den Übergang des Netzbetriebs mitzuteilen, soweit sich ein Wechsel des zuständigen Netzbetreibers ergeben hat (Tenorziffer 15.5 Halbsatz 2). Hierbei handelt es sich um eine materielle Meldepflicht für alle Netzbetreiber an die zuständige Regulierungsbehörde.

20 Vereinfachtes Verfahren (Tenorziffer 16)

Eine Regelung zum vereinfachten Verfahren für kleine Verteilernetzbetreiber ist in der Anreizregulierung in den ersten vier Regulierungsperioden vorgesehen gewesen. Diese soll grundsätzlich fortgeführt werden.

20.1 Vereinfachtes Verfahren (Tenorziffern 16.1 bis 16.6)

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.

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 S.1 Nr. 3 sollen auch im vereinfachten Verfahren im Verlauf einer Regulierungsperiode anpassbar sein. 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.

Im Einklang mit der bisherigen Rechtslage soll jedoch keine Anpassbarkeit aufgrund von Forschung und Entwicklung möglich sein.

Auch eine Anwendung der Anpassung der Betriebskosten nach Ziffer 3.2 auf die Unternehmen des vereinfachten Verfahrens erscheint der Beschlusskammer nicht angebracht. Durch die fehlende Einbeziehung dieser Unternehmen in den Effizienzvergleich kann nicht sichergestellt werden, dass die ermittelten Parameter tatsächlich solche sind, die die Versorgungsaufgabe der kleinen Verteilernetzbetreiber mit dem für die Belastung von deren Netzkunden erforderlichen Maß an Gewissheit abbilden. Der Fall liegt insofern umgekehrt als die Übertragung eines annähernd typischen und nunmehr auch angepasst gewichteten Effizienzwertes auf diese Gruppe von Netzbetreibern.

Darüber hinaus würden die kleinen Verteilernetzbetreiber durch die Anwendung des Instruments zu einem erheblichen Verfahrensaufwand gezwungen, weil sie wie die Unternehmen des Regelverfahrens im Einzelnen die Entwicklung der jeweiligen Vergleichsparameter erfassen, dokumentieren und zur Nachprüfung stellen müssten.

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.

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.

Die Regelung soll nach den Tenorziffern 16.2 und 16.3 nicht mehr an die Anzahl der angeschlossenen Kunden anknüpfen, 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. Denn es gibt sehr große und sehr leistungsstarke Unternehmen, die nur sehr wenige Kunden haben.

Es soll stattdessen ein wirtschaftlicher Schwellenwert gebildet werden, 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 abgestellt.

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.

Als wesentliches Kriterium für die periodische Bestimmung des Schwellenwertes wird eine Marktabdeckung der Einbeziehung in das Regelverfahren und damit in den Effizienzvergleich vorgegeben. Die Schwellenwerte orientieren sich an der gegenwärtigen Marktabdeckung. 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 Unternehmen oder Unternehmen innerhalb eines Konzessionsgebietes zusammen als einheitliches Unternehmen behandelt werden.

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.

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 gebildet wird. Dabei werden künftig die Effizienzwerte der kleineren Netzbetreiber im Effizienzvergleich höher gewichtet werden, um eine bessere Annäherung an die beobachtbare Effizienz kleinerer Unternehmen abzubilden. Gemessen an den verfügbaren Werten der dritten Regulierungsperiode hätte dieses Vorgehen z.B. zu einem gewichteten durchschnittlichen Effizienzwert im vereinfachten Verfahren von im Gasbereich 91,6% statt 92,31% und im Strombereich von 93,79% statt 96,92% geführt.

Zudem ist die Möglichkeit einer abweichenden Regelung zu Effizianzanreizen 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.

20.2 Kleinstnetzbetreiberregelung (Tenorziffern 16.7 bis 16.10)

Den jeweils zuständigen Regulierungsbehörden wird nach den Tenorziffern 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 Kostenniveau von bis zu 500.000 EUR von der Anwendung der Anreizregulierung ausgenommen werden. Diese Netzbetreiber sollen auch nicht den förmlichen Vorgaben der Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG unterliegen, 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 Kostenniveau muss ggf. mit der Entwicklung der Netzkosten periodisch aktualisiert werden. Übergangsweise bestimmt sich für die fünfte Regulierungsperiode das bereinigte Kostenniveau als Voraussetzung für die Kleinstnetzbetreiberregelung noch anhand des nach § 23b EnWG veröffentlichten Ausgangsniveaus für die vierte Regulierungsperiode.

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 StromNEF/GasNEF und haben als Netz der allgemeinen Versorgung ihre Entgelte entsprechend im Vorhinein zu bilden und zu veröffentlichen.

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.

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 StromNEF/GasNEF dies nachweislich erlauben würde.

21 Forschung und Entwicklung (Tenorziffer 17)

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.

Die Regelung zu Forschungs- und Entwicklungskosten in § 25a ARegV soll in der Sache im Wesentlichen fortgeführt werden. Die Umsetzung in der Regulierungsformel erfolgt allerdings zukünftig nicht mehr als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil, sondern als Zuschlag für Mehrkosten gegenüber dem Basisjahr.

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. 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.

Berücksichtigungsfähig sind ausschließlich Kosten aufgrund eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung, das durch eine zuständige Behörde eines Landes oder des Bundes, insbesondere des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz oder des Bundesministeriums für Bildung und Forschung bewilligt wurde und fachlich betreut wird. 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.²⁶ 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 lediglich 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.

Tenorziffer 17.3 enthält Verfahrensregelungen (siehe Tenorziffer 20). 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 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 anererkennungsfähig sind. In diesem Fall wird sodann auch die Vorgabe zur Befristung nach Tenorziffer 17.4 Satz 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.

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

²⁶ Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 8. Mai 2019 – VI-3 Kart 45/17 (V) –, juris Rn. 29 f.

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 Mitteilung der angeschlossenen Kunden und der Belegenheit des Netzes (Tenorziffer 18)

Mit den Vorgaben in Tenorziffer 18 wird die Regelung in § 28 S. 2 ARegV fortgeführt. Die Regelung ermöglicht den Regulierungsbehörden die Prüfung der Zuständigkeit nach § 54 Abs. 2 EnWG. Der Begriff der mittelbar angeschlossenen Kunden entspricht hierbei der Regelung in § 54 Abs. 2 S. 1 EnWG. Bezüglich der Belegenheit des Netzes genügt die Angabe des bzw. der jeweiligen Bundesländer.

23 Aufhebung von Festlegungen (Tenorziffer 19)

Mit Tenorziffer 19 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. Gleiches gilt für Festlegung bezüglich Elektrizitätsverteiler-netzbetreibern zu volatilen Kostenanteilen, die zum Ende der vierten Regulierungsperiode befristet sind.

24 Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 20)

Tenorziffer 20 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.

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.

Bezüglich der Einordnung der Regelungen als verfahrensrechtliche Regelungen wird auf die entsprechenden Ausführungen bei den jeweiligen Tenorziffern verwiesen.