Bundesnetzagentur

Große Beschlusskammer Energie

Geschäftszeichen: GBK-25-01-1#1

BESCHLUSS

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

wegen des **Verfahrens zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom)**

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

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

unter Beiladung von

Lichtblick SE, Klostertor 1, 20097 Hamburg, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene –

am 08.12.2025 beschlossen:

1. Adressaten

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

2. Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode

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

2.2 Die Anreizregulierung beginnt nach Maßgabe dieser und weiterer Festlegungen nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG mit der fünften Regulierungsperiode (Beginn 01.01.2029) mit dem Basisjahr 2026.

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

2.4 [1]Netzbetreiber, für die noch keine Erlösobergrenzen bestimmt werden können, unterliegen vorübergehend bis zum Ende einer laufenden Regulierungsperiode den Regelungen nach §§ 23a, 21 EnWG zu einer kostenorientierten Entgeltbildung. [2]Der Übergangszeitraum endet mit Beginn der Regulierungsperiode, für deren Basisjahr eine hinreichende und nachprüfbare Datengrundlage 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 [1]Für die fünfte Regulierungsperiode erfolgt 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. [2]Die zum Basisjahr ermittelten effizienten Kosten je Einheit eines Vergleichsparameters sind entsprechend Ziffern 6.1 und 6.2 fortzuschreiben. [3]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. [4]Die netzbetreiberindividuelle Anpassung kann vom Erreichen einer oder mehrerer Erheblichkeitsschwellen bezüglich der Veränderung der Vergleichsparameter abhängig gemacht werden. [5]Näheres regelt eine Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG.

3.3 [1]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. [2]Am Evaluationsprozess ist der Länderausschuss regelmäßig und anlassbezogen zu beteiligen.

4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze

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

4.2 [1]Anpassungen von festgelegten Erlösobergrenzen während einer laufenden Regulierungsperiode erfolgen jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres der Regulierungsperiode nach Maßgabe dieser Festlegung durch die zuständige Regulierungsbehörde oder den Netzbetreiber. [2]Anpassungen durch den Netzbetreiber bedürfen keiner erneuten Festlegung der Erlösobergrenze durch die zuständige Regulierungsbehörde und unterliegen der abschließenden Prüfung durch die zuständige Regulierungsbehörde im Regulierungskonto gemäß Ziffer 14. [3]Die Netzbetreiber teilen der zuständigen Regulierungsbehörde, soweit nicht für einzelne Elemente der Regulierungsformel ein früherer Zeitpunkt festgelegt wird, jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf alle anpassbaren Bestandteile mit. [4]Die Regelungen zu den Anzeigeverfahren nach Ziffer

11.8 zum Kapitalkostenaufschlag, zu den Antragsverfahren nach Ziffer 13 S. 5 zum Härtefall und Ziffer 14.6 zum Regulierungskonto, die Regelungen zu den Anzeige- und Antragsverfahren zu Netzübergängen nach den Ziffern 15.9 bis 15.10 sowie das Antragsverfahren nach Ziffer 17.3 zu Forschung und Entwicklung bleiben hiervon unberührt.

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

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

4.4 Abweichend von Ziffer 4.3 erfolgt die Festlegung und Anpassung der Erlösobergrenzen in der fünften Regulierungsperiode nach der folgenden Regulierungsformel:

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

4.5 Dabei ist:

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

$KA_{nEu,t}$: 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 10.2 anzuwenden ist.

EW: Der nach Ziffer 10.1 ermittelte und ggf. nach Ziffer 10.4 bereinigte Effizienzwert.

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

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

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

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

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

$OPEX_{Anp,t}$: Der Anpassungswert der operativen Kosten gemäß Ziffer 3.2, der für das Jahr t der fünften Regulierungsperiode anzuwenden ist.

B_t: Der etwaige Effizienzbonus gemäß Ziffer 10.3, 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.

5. Ausgangsniveau

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

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

5.3 [1]Nähere Bestimmungen zur Ermittlung des Ausgangsniveaus, der Verzinsungsbasis sowie des WACC regeln Festlegungen nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 2 und § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 EnWG. [2]Hierbei können auch Anreizmechanismen zur Einwerbung von kostenmindernden Zuwendungen und Zuschüssen vorgesehen werden.

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

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

6. Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

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

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

7. Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen

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

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

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

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

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

1. der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen,
2. betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen, sofern diese Kosten und Erlöse unmittelbar beim Netzbetreiber für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal anfallen
3. 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 einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und des Netzanschlusspunktes einer Messstelle mit einer Steuerungseinrichtung in der tatsächlichen Höhe entstehen,

festgelegt.

7.6 [1]Weitere Kostenanteile können durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG unter Beachtung der Grundsätze in den Ziffern 7.2 bis 7.4 als KA_{nEu} festgelegt werden, einschließlich ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode. [2]Hierbei können solche Kostenanteile außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen.

7.7 [1]Aus dem Ausgangsniveau nach Ziffer 5 sind durch die zuständige Regulierungsbehörde die Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen,

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

8. Volatile Kostenanteile

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

8.2 [1]Als volatile Kostenanteile werden die Kosten und Erlöse 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. [2]Durch Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG können ergänzende Regelungen getroffen werden, die gewährleisten, dass Kosten dabei nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

8.3 [1]Weitere Kostenanteile, 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. [2]Hierbei können solche Kostenanteile außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen.

8.4 [1]Aus dem Ausgangsniveau nach Ziffer 5 sind durch die zuständige Regulierungsbehörde die volatilen Kostenanteile im Basisjahr überzuleiten (VK_0); die VK_0 können einer Vergleichmäßigung gemäß Tenorziffer 7 S. 8 und S. 9 der Festlegung StromNEF unterliegen. [2]Die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf den Wert VK_t erfolgt durch den Netzbetreiber. [3]Bei den Kostenanteilen nach der Ziffer 8.2 ist auf

das Kalenderjahr t abzustellen (Planwerte mit Ist-Abgleich im Regulierungskonto nach Ziffer 14).

9. Kapitalkostenabzug

9.1 [1]Die zuständige Regulierungsbehörde bestimmt einmalig für jedes Jahr der Regulierungsperiode den Kapitalkostenabzug auf Grundlage des nach Ziffer 5 bestimmten Ausgangsniveaus und der darin enthaltenen Kapitalkosten. [2]Der Kapitalkostenabzug ergibt sich aus den im Ausgangsniveau enthaltenen Kapitalkosten abzüglich der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode ($KK_{Ab,t}$), wobei der Kapitalkostenabzug keine Werte kleiner als null annehmen darf. [3]Bei 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 i. V. m. Tenorziffer 13 S. 1 b), c) und d), S. 3 und 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 des WACC 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), S. 3 und 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 [1]Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau werden bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalverzinsung nicht berücksichtigt. [2]Der Anfangs- und Endbestand für geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau beträgt bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten stets null.

10. Effizienzvergleich

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

10.2 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.

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

10.4 [1]Besonderheiten der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers sollen durch eine Bereinigung des Effizienzwerts abgebildet werden. [2]Nähere Regelungen zu den Voraussetzungen des Anspruchs erfolgen durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG. [3]Die Prüfung erfolgt auf Antrag des Netzbetreibers. [4]Nähere Regelungen zu formeller Gestaltung, Inhalt und Struktur des Antrags erfolgen ebenfalls durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG.

11. Kapitalkostenaufschlag

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

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

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

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

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

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

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

11.7 Ergänzend ist bei der Bestimmung des jährlichen Kapitalkostenaufschlags der jeweilige Zinsbonus gemäß Tenorziffer 11 der Festlegung StromNEF als additive Komponente anzusetzen.

11.8 Netzbetreiber 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.

12. Qualitätsregulierung

12.1 [1]Die Qualitätsregulierung dient der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. [2]Ferner soll sie eine umweltverträgliche, preisgünstige und treibhausgasneutrale Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, fördern.

12.2 [1]Zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität können Kennzahlen hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit oder der Netzservicequalität festlegt werden. [2]Die Energiewendekompetenz der Netzbetreiber ist Teil der Netzleistungsfähigkeit. [3]Weitere Bestandteile der Qualitätsregulierung können insbesondere die Digitalisierung und die Aus- und Weiterbildungen sein.

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

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

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

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

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

13. Härtefall

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

14. Regulierungskonto

14.1 [1]Die Differenz zwischen den nach Ziffer 4 zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen wird jährlich vom Netzbetreiber ermittelt und auf einem Regulierungskonto verbucht. [2]Gleiches gilt für die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kostenanteilen nach Ziffer 7.5 Nr. 1 und 3 und nach Ziffer 8.2 und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen. [3]Satz 2 gilt entsprechend, soweit in einer Festlegung nach Ziffer 7.6 oder Ziffer 8.3 der Ansatz von Planwerten mit Ist-Abgleich vorgesehen ist.

14.2 [1]Der 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. [2]Die Differenz ist auf dem Regulierungskonto des

Jahres, für das der Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11.1 ermittelt wurde, zu verbuchen.

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

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

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

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

14.7 In Bezug auf die Ermittlung, Verzinsung und die annuitätische Verteilung der Zu- und Abschläge der Regulierungskontosalden im Hinblick auf die vierte Regulierungsperiode sind die materiellen Bestimmungen der Anreizregulierungsverordnung in der Fassung vom 29.12.2023 anzuwenden.

15. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen

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

15.2 [1]Bei einem teilweisen Übergang eines Elektrizitätsverteilernetzes auf einen anderen Netzbetreiber vermindert sich die ursprünglich festgelegte Erlösobergrenze des abgebenden Netzbetreibers um den Anteil der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil. [2]Die ursprünglich festgelegte Erlösobergrenze des übernehmenden Netzbetreibers erhöht sich um den Anteil der Erlösobergrenze für den übergehenden Netzteil. [3]Der Anteil der Erlösobergrenze wird bis zur nächsten Ermittlung des Ausgangsniveaus nach Ziffer 5 fortgeführt. [4]Einer erneuten Festlegung der Erlösobergrenzen des abgebenden und des aufnehmenden Netzbetreibers innerhalb der Regulierungsperiode bedarf es nicht. [5]Der 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 [1]Erfolgt 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. [2]Der 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. [3]Den 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 [1]Zur Ermittlung der Kapitalkosten nach Ziffer 15.4 werden für jedes verbleibende Jahr der Regulierungsperiode die Kapitalkosten des übergehenden Netzteils nach

Tenorziffer 4.2 S. 2 der Festlegung StromNEF in Verbindung mit Ziffer 9 ermittelt. [2]Grundlage für die Ermittlung der Kapitalkosten des übergehenden Netzteils nach Satz 1 sind die zu übertragenden Verteilungsanlagen, auf deren Übereignung sich die Netzbetreiber verständigt haben. [3]Besteht im Fall des § 46 Abs. 2 S. 2 EnWG 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 Abs. 3 EnWG der Gemeinde nach § 46a EnWG übermittelt wurden. [4]Etwaige 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 ursprünglich festgelegten Erlösobergrenze nach Ziffer 4 des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der darin enthaltenen Kapitalkosten nach Ziffer 9, der vorgelagerten Netzkosten nach Ziffer 7.5 Nr. 1 und der Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber in tatsächlicher Höhe gemäß MsbG nach Ziffer 7.5 Nr. 3 entstehen.

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

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

[2]Dabei 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,

$vorgNK_t$: 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 Nr. 1,

$MsbGK_t$: Die in der ursprünglich für den abgebenden Netzbetreiber festgelegten Erlösobergrenze nach Ziffer 4 des Jahres t der Regulierungsperiode enthaltenen Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber in tatsächlicher Höhe gemäß MsbG nach Ziffer 7.5 Nr. 3 entstehen.

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 [1]Die Vereinbarung nach Ziffer 15.3 ist der zuständigen Regulierungsbehörde durch übereinstimmenden Antrag der beteiligten Netzbetreiber vorzulegen. [2]Diese legt den übergehenden Anteil der Erlösobergrenze entsprechend der Vereinbarung nach Ziffer 15.3 fest.

15.10 [1]Die 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. [2]Machen 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. [3]Die 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 S. 3 durch übereinstimmenden Antrag vorlegen.

16. Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung

16.1 [1]Kleine Netzbetreiber können statt des Effizienzvergleichs zur Ermittlung von Effizienzwerten nach Ziffer 10 die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach den Maßgaben der Ziffern 16.2 bis 16.6 wählen. [2]Bei einer Teilnahme am vereinfachten Verfahren erfolgt keine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund von Forschung und Entwicklung nach Ziffer 17. [3]Die Anwendung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit nach Ziffer 12 bleibt für die fünfte Regulierungsperiode ausgesetzt.

16.2 [1]Für die Bestimmung, ob ein Netzbetreiber als klein im Sinne von Ziffer 16.1 gilt, kommt ein wirtschaftlicher Schwellenwert zur Anwendung. [2]Die Bundesnetzagentur bestimmt diesen Wert und übermittelt ihn den Landesregulierungsbehörden spätestens zum 30.11. des Basisjahres. [3]Der Wert wird durch die Bundesnetzagentur in der ersten vollständigen Kalenderwoche des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres veröffentlicht.

16.3 [1]Als Schwellenwert nach Ziffer 16.2 wird ein Betrag in EUR angesetzt, der sich bei der Einbeziehung aller Verteilernetzbetreiber bis zum Erreichen von 90 % aller angepassten Erlösobergrenzen des Basisjahres ergibt, bereinigt um vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte. [2]Bleibt ein Netzbetreiber mit seiner angepassten Erlösobergrenze des Basisjahres unterhalb dieses Schwellenwerts, steht ihm als kleinem Netzbetreiber im Sinne von Ziffer 16.1 die Teilnahme am vereinfachten Verfahren für die folgende Regulierungsperiode offen. [3]Bei der Bestimmung der Marktabdeckung stellt die Bundesnetzagentur auf die für das Basisjahr bundesweit veröffentlichen angepassten Erlösobergrenzen gemäß § 23b EnWG ab.

16.4 [1]Für die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren bildet die Bundesnetzagentur den Effizienzwert als gewichtetes arithmetisches Mittel aller im bundesweiten Effizienzvergleich nach Ziffer 10 für die vorangegangene Regulierungsperiode ermittelten und nach Ziffer 10.4 bereinigten Effizienzwerte (pauschaler Effizienzwert). [2]Der pauschale Effizienzwert unterliegt keinen nachträglichen Anpassungen. [3]Bei der Gewichtung wird den Effizienzwerten der kleineren Netzbetreiber im Regelverfahren besonders Rechnung getragen. [4]Für den rechnerischen Abbau der ermittelten Ineffizienzen durch den jeweiligen jährlichen Verteilungsfaktor gilt die nach

Tenorziffer 10.2 in einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG getroffene Regelung entsprechend.

16.5 [1]Die Bundesnetzagentur übermittelt den Landesregulierungsbehörden den von ihr nach Ziffer 16.4 ermittelten pauschalen Effizienzwert spätestens zum 30.11. des Basisjahres. [2]Die Bundesnetzagentur veröffentlicht den pauschalen Effizienzwert in der ersten vollständigen Kalenderwoche des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres.

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

16.7 [1]Kleinstnetzbetreiber mit einer angepassten Erlösobergrenze abzüglich vorgelagerter Netzkosten und vermiedener Netzentgelte von bis zu 500.000 EUR können wählen, von der Anwendung der Anreizregulierung nach Ziffer 2.1 und den Vorgaben nach Ziffer 2.4 ausgenommen zu werden, sofern die zuständige Regulierungsbehörde die Kleinstnetzbetreiberregelung der Ziffer 16.8 bis 16.10 für ihren Zuständigkeitsbereich einführt. [2]Die Verpflichtungen gemäß § 6b EnWG bleiben unberührt.

16.8. [1]Für die fünfte Regulierungsperiode bestimmt sich als Voraussetzung für die Kleinstnetzbetreiberregelung nach Ziffer 16.7 S. 1 die angepasste Erlösobergrenze abzüglich vorgelagerter Netzkosten und vermiedener Netzentgelte anhand der nach § 23b EnWG veröffentlichten angepassten Erlösobergrenze des Basisjahres 2026. [2]Innerhalb der fünften Regulierungsperiode sind die Salden des Regulierungskontos nach § 5 ARegV bei der Bestimmung der angepassten Erlösobergrenze für die Kalkulation der Entgelte zu berücksichtigen. [3]Ab der sechsten Regulierungsperiode hat ein Netzbetreiber, für den in der vorherigen Regulierungsperiode die Kleinstnetzbetreiberregelung galt oder für den noch keine Erlösobergrenze bestimmt

worden ist, nebst dem Antrag auf Zugang zur Kleinstnetzbetreiberregelung die Umsatzerlöse aus dem Netzbetrieb aus seinem Tätigkeitsabschluss gemäß § 6b EnWG sowie die Abrechnung der vorgelagerten Netzkosten vorzulegen, um nachzuweisen, dass der Netzbetreiber unter dem Schwellenwert gem. Ziffer 16.7 liegt. [4]Bei der Bestimmung des Schwellenwertes ist weiterhin eine Bereinigung um vorgelagerte Netzkosten vorzunehmen.

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

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

17. Forschung und Entwicklung

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

17.2 [1]Berücksichtigungsfähig sind ausschließlich Kosten aufgrund eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung, das durch eine zuständige Behörde bewilligt wurde und fachlich betreut wird. [2]Abzustellen ist dabei auf die jeweils im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Mehrkosten

gegenüber den Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Basisjahr des Kalenderjahres, für das der Zuschlag gewährt wird. [3]Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, die bereits als Teil des Kapitalkostenaufschlags nach Ziffer 11 oder sonst durch Anpassung der Erlösobergrenze nach Ziffer 4 berücksichtigt wurden, sind nicht berücksichtigungsfähig.

17.3 [1]Die Einbeziehung nach Ziffer 17.1 erfolgt nur auf Antrag des Netzbetreibers. [2]Der Antrag nach Satz 1 ist zum 30. Juni des Vorjahres, für das die Aufwendungen für das jeweilige Forschungs- und Entwicklungsvorhaben in der Erlösobergrenze in Ansatz gebracht werden sollen, bei der Regulierungsbehörde zu stellen. [3]Die Angaben im Antrag müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen das Vorliegen der Genehmigungsvoraussetzungen zu prüfen und eine Entscheidung treffen zu können. [4]Näheres zu formeller Gestaltung, Inhalt und Struktur des Antrags kann die Regulierungsbehörde durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG treffen.

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

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

18. Aufhebung von Festlegungen

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

19. Verfahrensvorschriften

Die Verfahrensvorschriften in den Ziffern 4.1 S. 2, 4.2 S. 2 und S. 4, 6.1 S. 3, 7.7 S. 2, 8.4 S. 2, 10.4 S. 3 und S. 4, 11.2 S. 3, 11.8, 13 S. 5, 14.6, 15.9 und 15.10 sowie 16.6 S. 1 und 2, 16.8 S. 3, 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.

20. Kostenentscheidung

Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

Inhaltsverzeichnis

Tenor

1. Adressaten ... 3
2. Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode ... 3
3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode ... 3
4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze ... 4
5. Ausgangsniveau ... 7
6. Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor ... 8
7. Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen ... 8
8. Volatile Kostenanteile ... 10
9. Kapitalkostenabzug ... 11
10. Effizienzvergleich ... 12
11. Kapitalkostenaufschlag ... 13
12. Qualitätsregulierung ... 15
13. Härtefall ... 16
14. Regulierungskonto ... 16
15. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen ... 18
16. Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung ... 21
17. Forschung und Entwicklung ... 23
18. Aufhebung von Festlegungen ... 24
19. Verfahrensvorschriften ... 25
20. Kostenentscheidung ... 25
Gründe ... 33
I. Sachverhalt ... 33
1. Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert." ... 33
1.1. Inhalt des Eckpunktepapiers NEST ... 33
1.2. Hintergründe ... 33
1.3. Regulierung von Netzen 2005 bis heute ... 34
1.3.1 Geänderte Anforderungen an die Regulierung ... 35
1.3.2 Beibehaltung der Grundkonzeption der Anreizregulierung ... 35
1.3.3 Dauer der Regulierungsperiode ... 36
1.3.4 Kriterien für Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile ... 38
1.4. Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST ... 38
1.4.1 Beibehaltung der Grundkonzeption der Anreizregulierung ... 39
1.4.2 Vereinfachtes Verfahren ... 42
1.4.3 Dauer der Regulierungsperiode ... 43
1.4.4 Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile ... 45
1.4.5 Positionen volatiler Kostenanteile ... 51
2. Verfahrenseinleitung ... 51
3. Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung ... 51
3.1. Expertenaustausch zum Eckpunktepapier NEST ... 51
3.2. Expertenaustausche zum Modellansatz für einen Betriebskosten-Aufschlag ... 52
3.3. Austausch zum Thema "dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile" ... 52
4. Beiladungsantrag ... 53
5. Sachstandpapier Tenor und Erwägungen ... 53
5.1. Inhalte des Sachstandpapiers ... 53
5.2. Stellungnahmen zum Sachstandpapier ... 53
5.2.1 Stellungnahmen zu: Adressaten (Tenorziffer 1) ... 54

5.2.2 Stellungnahmen zu: Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode (Tenorziffer 2) ... 54
5.2.3 Stellungnahmen zu: Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode (Tenorziffer 3) ... 80
5.2.4 Stellungnahmen zu: Regulierungsformel (Tenorziffer 4) ... 90
5.2.5 Stellungnahmen zu: Ausgangsniveau (Tenorziffer 5) ... 94
5.2.6 Stellungnahmen zu: Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Tenorziffer 6) ... 99
5.2.7 Stellungnahmen zu: Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 7) ... 106
5.2.8 Stellungnahmen zu: Volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8) ... 111
5.2.9 Stellungnahmen zu: Kapitalkostenabzug (Tenorziffer 9) ... 119
5.2.10 Stellungnahmen zu: Effizienzvergleich (Tenorziffer 10) ... 120
5.2.11 Stellungnahmen zu: Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11) ... 127
5.2.12 Stellungnahmen zu: Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12) ... 129
5.2.13 Stellungnahmen zu: Härtefall (Tenorziffer 13) ... 133
5.2.14 Stellungnahmen zu: Regulierungskonto (Tenorziffer 14) ... 133
5.2.15 Stellungnahmen zu: Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen (Tenorziffer 15) ... 134
5.2.16 Stellungnahmen zu: Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung (Tenorziffer 16) ... 135
5.2.17 Stellungnahmen zu: Forschung und Entwicklung (Tenorziffer 17) ... 141
5.2.18 Stellungnahmen zu: Mitteilung der angeschlossenen Kunden und der Belegenheit des Netzes ... 141
5.2.19 Stellungnahmen zu: Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 19) ... 142
5.2.20 Stellungnahmen zu sonstigen Aspekten ... 142
6. Auftrennung in zwei separate Verfahren Strom/ Gas ... 146
7. Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung ... 147
7.1. Expertenaustausch zum vereinfachten Verfahren ... 147
7.2. Austausch zu den wirtschaftlichen Auswirkungen ... 147
8. Anhörung des Festlegungsentwurfs ... 147
8.1. Stellungnahmen zu: Anreizregulierung (Tenorziffer 2.1, 2.2) ... 148
8.2. Stellungnahmen zu: Dauer der Regulierungsperiode, Basisjahr (Tenorziffer 2.3) ... 149
8.2.1 Dauer der Regulierungsperiode ... 149
8.2.2 OPEX-Anpassungsmechanismus jenseits der fünften Regulierungsperiode ... 155
8.2.3 Basisjahr ... 161
8.3. Stellungnahme zu: Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode (Tenorziffer 3) ... 161
8.3.1 Anpassung der Betriebskosten im Sinne Tenorziffer 3.2 ... 161
8.3.2 Ausgestaltung des OPEX-Anpassungsmechanismus ... 162
8.3.3 Ausweitung der Anpassung der Betriebskosten auf Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren ... 163
8.3.4 Evaluierungsklausel ... 165
8.4. Stellungnahmen zu: Regulierungsformel (Tenorziffer 4) ... 166
8.4.1 Anwendung des Verbraucherpreisgesamtindexes und generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nur auf OPEX ... 166
8.4.2 Effizienzvorgaben auf Kapitalkosten ... 166
8.4.3 Effizienzvorgaben auf volatile Kostenanteile ... 167
8.4.4 Instrument zur Abbildung von outputinduzierten Kostenänderungen ... 167

8.4.5 Rechnerische Korrektur der Regulierungsformel im Hinblick auf volatile Kostenanteile ... 168
8.5. Stellungnahmen zu: Ausgangsniveau (Tenorziffer 5) ... 168
8.6. Stellungnahmen zu: Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Tenorziffer 6) ... 170
8.6.1 Verbraucherpreisgesamtindex ... 170
8.6.2 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor ... 172
8.7. Stellungnahmen zu: Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen – KAnEu (Tenorziffer 7) ... 174
8.8. Stellungnahmen zu: volatile Kosten (Tenorziffer 8) ... 176
8.8.1 Allgemein ... 176
8.8.2 Redispatch-Kosten ... 176
8.9. Stellungnahme zu: Kapitalkostenabzug (Tenorziffer 9) ... 179
8.10. Stellungnahmen zu: Effizienzvergleich (Tenorziffer 10) ... 179
8.10.1 Fortführung des Effizienzvergleichs ... 179
8.10.2 Anlegen weiterer Anforderungen an den Effizienzvergleich in dieser Festlegung ... 180
8.10.3 Ausgestaltung des Effizienzvergleichs und Abbaupfad ... 181
8.10.4 Anwendung individueller Effizienzwerte nur mit Wirkung in die Zukunft ... 182
8.11. Stellungnahmen zu: Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11) ... 182
8.11.1 Allgemein ... 182
8.11.2 Berücksichtigung Umlaufvermögen ... 183
8.11.3 Anlagen in Bau in der Verzinsungsbasis ... 183
8.11.4 Umfang der Verzinsungsbasis ... 184
8.12. Stellungnahmen zu: Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12) ... 184
8.13. Stellungnahmen zu: Härtefall (Tenorziffer 13) ... 184
8.14. Stellungnahmen zu: Regulierungskonto (Tenorziffer 14) ... 185
8.15. Stellungnahmen zu: Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen (Tenorziffer 15) ... 185
8.16. Stellungnahmen zu: Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung (Tenorziffer 16) ... 186
8.16.1 Berechnungsgrundlage, Schwellenwerte und Marktabdeckungsrate ... 186
8.16.2 Auswirkungen des Schwellenwerts ... 188
8.16.3 OPEX-Anpassungsmechanismus ... 188
8.17. Stellungnahme zu sonstigen Aspekten ... 189
9. Weitere Termine ... 189
10. Weiterer Verfahrensablauf ... 189
II. Rechtliche Würdigung ... 193
1. Zuständigkeit ... 193
2. Ermächtigungsgrundlage ... 193
3. Formelle Rechtmäßigkeit ... 193
4. Rechtlicher Rahmen ... 194
4.1. Europäischer Rechtsrahmen ... 194
4.1.1 Kostenorientierung und Kosteneffizienz ... 195
4.1.2 Anreizsetzung, insb. Setzung von Effizienzanreizen ... 196
4.1.3 Transparenz ... 197
4.1.4 Weitere Maßstäbe und Zielbestimmungen für die Netzentgeltmethodik ... 198
4.1.5 Einzelvorgaben zur Anerkennung von Kosten ... 198
4.2. Nationaler Rechtsrahmen ... 199

5. Adressaten (Tenorziffer 1) 202
6. Fortführung der Anreizregulierung (Tenorziffer 2) 204
6.1. Fortführung der Anreizregulierung 204
6.1.1 Transparenz 205
6.1.2 Kostenorientierung und Kosteneffizienz 205
6.1.3 Anreizsetzung 208
6.1.4 Weitere Maßstäbe und Ziele für die Netzentgeltmethodik 209
6.1.5 Ergebnis der Erwägungen zur Fortführung der Anreizregulierung 212
6.2. Anreizregulierung unter Vorgaben von individuellen Obergrenzen für Erlöse 213
6.3. Individueller Bezug der Effizienzvorgaben 214
7. Dauer der Regulierungsperiode und Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode; Basisjahr (Tenorziffer 2 und 3) 215
7.1. Dauer der Regulierungsperiode 215
7.1.1 Betriebskostenfaktor in Form des sogenannten „Wachstumsausgleichs“ 221
7.1.2 Erweiterung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen 224
7.1.3 Erweiterung des Katalogs der volatilen Kosten 224
7.1.4 OPEX-Pauschale beim Kapitalkostenaufschlag 225
7.1.5 Einführung pauschalierter Härtefallanträge 226
7.1.6 Änderungen beim Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor 226
7.1.7 Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs 228
7.1.8 Verkürzung der Regulierungsperiode 233
7.1.9 Verkürzung der Regulierungsperiode in Kombination mit einer Anpassung der OPEX 244
7.1.10 Würdigung der mehrheitlichen Auffassung des Länderausschusses 248
7.2. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode 257
7.3. Basisjahr 263
7.4. Zeitlicher Anwendungsbereich 264
7.5. Übergangszeit nach Tenorziffer 2.4 264
8. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze (Tenorziffer 4) 265
8.1. Bestimmung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.1) 266
8.2. Anpassung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.2) 266
8.3. Regulierungsformel (Tenorziffern 4.3 und 4.4) 268
8.4. Definitionen der Elemente der Regulierungsformel (Tenorziffer 4.5) 271
9. Ausgangsniveau (Tenorziffer 5) 272
9.1. Festlegung und Grundsätze des Ausgangsniveaus (Tenorziffer 5.1) 272
9.2. OPEX und CAPEX im Ausgangsniveau einschließlich WACC-Ansatz (Tenorziffer 5.2) 275
9.3. Verweis auf Methodenfestlegungen (Tenorziffer 5.3) 279
9.4. Besonderheiten des Geschäftsjahres (Tenorziffer 5.4) 279
9.4.1 Kosten 279
9.4.2 Erlöse und Erträge 280
10. Einstandspreis- und Produktivitätsanpassung der operativen Kosten (Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach Tenorziffer 6) 282
10.1. Anwendung des VPI 282
10.2. Wert des Verbraucherpreisgesamtindexes 283
10.3. Notwendigkeit eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors 289

10.3.1 Entwicklung bis zur vierten Regulierungsperiode ... 291
10.3.2 Notwendigkeit im zukünftigen Regulierungsrahmen ... 291
10.4. Sektorspezifische Ermittlung des Xgen ... 296
10.5. Ermittlung des Xgen für eine Regulierungsperiode ... 296
10.6. Daten zur Ermittlung des Xgen ... 297
10.7. Ausgestaltung des Xgen ... 298
10.8. Weitere Vorschläge zur Ermittlung des Xgen ... 299
10.9. Anmerkung zum Verfahren ... 299
10.10. Verfahrensregelungen (Tenorziffer 6.1 S. 3) ... 299
10.11. Formeländerung Multiplikator ... 300
10.12. Keine Anpassung des Ausgangsniveaus bei bereits erfolgenden Anpassungen ... 300
10.12.1 Kapitalkosten ... 301
10.12.2 Volatile Kosten ... 303
11. Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 7) ... 303
11.1. Kriterien für KA_{nEu} (Tenorziffer 7.1) ... 305
11.2. Exogenität (Tenorziffer 7.2) ... 307
11.3. Gleichartigkeit (Tenorziffer 7.3) ... 308
11.4. Volatilität (Tenorziffer 7.4) ... 309
11.5. Werthaltigkeit ... 309
11.6. Anerkennung von KA_{nEu} (Tenorziffer 7.5) ... 310
11.6.1 Vorgelagerte Netzkosten ... 311
11.6.2 Versorgungsleistungen ... 312
11.6.3 Kosten des Anschlussnetzbetreibers gemäß § 3 Abs. 1 S. 3 bis 6 i. V. m. § 7 MsbG bzw. § 36 MsbG ... 319
11.7. Ablehnung von KA_{nEu} ... 320
11.7.1 Betriebssteuern ... 321
11.7.2 Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen ... 321
11.7.3 Betriebs- und Personalratstätigkeit sowie Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskindertagesstätten ... 324
11.7.4 Forschung und Entwicklung ... 326
11.7.5 Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen, Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen ... 326
11.7.6 Ablehnung mangels Betroffenheit oder Relevanz ... 326
11.8. Verweis auf Methodenfestlegung (Tenorziffer 7.6) ... 327
11.9. Ermittlung und Anpassung der KA_{nEu} und Verfahrensfragen (Tenorziffer 7.7) ... 327
12. Volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8) ... 328
12.1. Kriterien für volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8.1) ... 329
12.2. Anerkennung von volatilen Kostenanteilen (Tenorziffern 8.2 und 8.3) ... 330
12.2.1 Redispatch als volatiler Kostenanteil dem Grunde nach (Tenorziffer 8.2) ... 331
12.2.2 Verlustenergie als Regelbeispiel für volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8.3) ... 340
12.2.3 Beschaffungskosten für Blindleistung ... 343
12.3. Bestimmung und Anpassung der volatilen Kostenanteile (Tenorziffer 8.4) ... 345
13. Kapitalkostenabzug (Tenorziffer 9) ... 346
13.1. Festlegung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.1) ... 348
13.2. Berechnung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.2) ... 349
13.3. Besonderheiten bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten (Tenorziffer 9.3 und 9.4) ... 351
14. Effizienzvergleich (Tenorziffer 10) ... 352
14.1. Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs (Tenorziffer 10.1) ... 352

14.2. Verteilungsfaktor (Tenorziffer 10.2) ... 356
14.3. (Etwaiger) Effizienzbonus (Tenorziffer 10.3) ... 357
14.4. Besonderheit der Versorgungsaufgabe (Tenorziffer 10.4) ... 357
15. Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11) ... 358
15.1. Allgemeines ... 358
15.2. Zusammensetzung des Kapitalkostenaufschlags ... 359
15.3. Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung ... 360
15.4. Verzinsungsbasis ... 360
15.5. Zinsbonus ... 362
15.6. Anzeigeverfahren ... 362
16. Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12) ... 364
16.1. Allgemeines ... 364
16.2. Zielbestimmung und Anwendung ... 364
16.3. Festlegung von Kennzahlen ... 364
16.4. Maßgaben für die Umsetzung der Qualitätsregulierung ... 368
16.5. Weitere Bestimmungen ... 370
17. Härtefall (Tenorziffer 13) ... 372
17.1. Ereignis nach Satz 3 und 4 ... 372
17.2. Nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber ... 374
17.3. Verfahrensregelung ... 376
18. Regulierungskonto (Tenorziffer 14) ... 376
19. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen (Tenorziffer 15) ... 382
19.1. Vollnetzübergang ... 382
19.2. Teilnetzübergang ... 383
19.3. Wechsel des zuständigen Netzbetreibers ... 387
20. Vereinfachtes Verfahren (Tenorziffer 16) ... 388
20.1. Rechtsfolgen des vereinfachten Verfahrens ... 388
20.2. Schwellenwert für das vereinfachte Verfahren ... 390
20.3. Durchschnittlicher Effizienzwert ... 394
20.4. Kleinstnetzbetreiberregelung (Tenorziffern 16.7 bis 16.10) ... 396
21. Forschung und Entwicklung (Tenorziffer 17) ... 398
22. Gesamtabwägung ... 401
22.1. Zielabgleich des Regulierungssystems ... 406
22.1.1 Maßnahmen zu Erhaltung eines attraktiven Investitionsumfeldes ... 406
22.1.2 Maßnahmen zur stärkeren Vereinfachung und für mehr Transparenz ... 408
22.1.3 Maßnahmen für konsequente Anreize zur Erhaltung der Kosteneffizienz ... 409
22.1.4 Maßnahmen zur stärkeren Ausrichtung an den Anforderungen der Energiewende ... 413
22.2. Gesamtbetrachtung des Regulierungssystems ... 414
22.2.1 Änderungen zu Gunsten der Netzbetreiber und zu Lasten der Netznutzer ... 415
22.2.2 Grundsätzlich neutrale Änderungen ... 416
22.2.3 Änderungen zu Gunsten der Netznutzer und zu Lasten der Netzbetreiber ... 417
22.2.4 Entscheidungen zur Beibehaltung des Status quo ... 418
22.2.5 Regelungen zum vereinfachten Verfahren ... 419
22.3. Ergebnis der Abwägung ... 420
23. Aufhebung von Festlegungen (Tenorziffer 18) ... 420
24. Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 19) ... 420
25. Kosten (§ 91 EnWG) ... 421

III. Entscheidung über den Beiladungsantrag 422
IV. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)..... 422

Gründe

I. Sachverhalt

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

1.1. Inhalt des Eckpunktepapiers NEST

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

2 Im Eckpunktepapier hat die Bundesnetzagentur festgehalten:

1.2. Hintergründe

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

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

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

6 Der wesentliche Auftrag der Regulierung sei, im natürlichen Monopol des Netzbetriebs effizientes Verhalten durch Wettbewerbsanreize zu fordern und zu fördern. Dieser Auftrag

erhalte durch die Anforderungen der Energiewende und den erkennbaren Kostenentwicklungen des Energiesystems in der Transformation eine gestärkte Bedeutung.

1.3. Regulierung von Netzen 2005 bis heute

7 Seit Einführung der sektorspezifischen Regulierung in Deutschland im Jahr 2005 sei viel erreicht worden. Politik, Netzbetreiber, Händler, Regulierungsbehörden und auch die Gerichte hätten gemeinsam ein effektives Regulierungssystem entwickelt, das den diskriminierungsfreien Zugang aller neuen 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 sogenannte Beschleunigungsrichtlinien (Richtlinie 2003/54/EG sowie Richtlinie 2003/55/EG) habe dann erstmalig eine Ex-ante-Regulierung der Bedingungen einschließlich der Tarife für den Netzzugang vorgeschrieben. Der Gesetzgeber habe in der Folge Bestimmungen zur Entgeltregulierung erlassen (§§ 21, 21a und 23a EnWG) und diese durch weitreichende Verordnungsermächtigungen (§§ 24, § 21a Abs. 6 EnWG) flankiert, von denen der Verordnungsgeber insbesondere in den Regelwerken der StromNEV, GasNEV und der ARegV intensiven Gebrauch gemacht habe.

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

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

1.3.1 Geänderte Anforderungen an die Regulierung

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

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

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

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

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

1.3.2 Beibehaltung der Grundkonzeption der Anreizregulierung

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

der Verteilernetzebene und Gasnetzbetreiber auf der Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiberebene angewendet werden.

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

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

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

1.3.3 Dauer der Regulierungsperiode

19 Um den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, starke Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in die Bestimmung der Erlösobergrenze einbringen zu können, solle die Regulierungsperiode deutlich verkürzt werden. Die im derzeitigen System vorgesehene fünfjährige Regulierungsperiode führe dazu, dass die beeinflussbaren Kosten eines Netzbetreibers grundsätzlich einmal alle fünf Jahre erfasst und zur Grundlage der Erlösobergrenzenfestlegung gemacht würden.

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

21 Veränderungen (egal ob Aufwüchse oder Absenkungen) bei den individuellen OPEX würden in der vorab vorgegebenen Erlösobergrenze mit Zeitverzug angepasst. Dies biete die

Möglichkeit für die Netzbetreiber, aus Effizienzsteigerungen Gewinne zu generieren. Zwischenzeitliche Kostenzuwächse oder -absenkungen innerhalb einer Regulierungsperiode fänden dabei allerdings möglicherweise nur eine verzögerte oder keine Berücksichtigung.

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

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

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

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

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

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

1.3.4 Kriterien für Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile

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

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

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

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

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

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

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

1.4. Stellungnahmen zum Eckpunktepapier NEST

35 Die berührten Wirtschaftskreise und interessierte Dritte hatten bis zum 29.02.2024 Gelegenheit zur Stellungnahme. Es sind insgesamt 196 Stellungnahmen zum Eckpunktepapier eingegangen. Es haben 127 Netzbetreiber, acht Verbände der Energiewirtschaft, neun

Landesregulierungsbehörden, zehn Energieversorger und Industriekundenvertreter sowie 42 weitere berührte Wirtschaftskreise und interessierte Dritte Stellung genommen.

36 Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen werden nachfolgend thematisch zusammengefasst. Die Zusammenfassung gibt in komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder. Die Stellungnahmen sind veröffentlicht unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Eckpunkte/start.html

1.4.1 Beibehaltung der Grundkonzeption der Anreizregulierung

37 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.

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

39 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.

40 Es wurde auch explizit auf alternative Regulierungsansätze zur Prüfung verwiesen. Etwa wurde eine stärkere Ist-Kosten-Orientierung bezüglich des Strom- und des Gassektors innerhalb einer Anreizregulierung angeregt. Eine Yardstick-Regulierung wurde teilweise explizit abgelehnt, jedoch in anderen Rückmeldungen auch explizit zur Prüfung empfohlen. In einer

Stellungnahme wurde ein Baukastensystem thematisiert, bei dem Anpassungen an die Bedürfnisse jedes Sektors bzw. eines jeden individuellen Netzbetreibers abhängig von seinem aktuellen Entwicklungspfad in Richtung Dekarbonisierung erfolgten, um auf die zunehmende Heterogenität in den Versorgungsaufgaben zu reagieren. Eine Stellungnahme regte an, zumindest für das vereinfachte Verfahren das System der Regulierungsperiode durch ein rollierendes System unter Abstellung auf Tätigkeitsabschlüsse zu ersetzen. Eine Price-Cap Regulierung wurde in zwei Stellungnahmen mit Verweis auf das anstehende Investitionsvolumen als eher kontraproduktiv bewertet.

41 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.

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

43 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.

44 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.

45 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.

46 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.

47 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.

48 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.

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

1.4.2 Vereinfachtes Verfahren

50 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.

51 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.

52 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. 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.

53 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 Yardstick-Ansatz vorgeschlagen. Durch die stärkere Abstraktion von den individuellen Netzkosten werde der Aufwand begrenzt. Anknüpfend an Potentiale zur Effizienzsteigerung betonte eine Stellungnahme, dass bei gleichbleibender Anwendungsquote des vereinfachten Verfahrens, sicherzustellen sei, dass aufgrund lokaler Entscheidungen bedingte Ineffizienzen auch lokal getragen werden.

1.4.3 Dauer der Regulierungsperiode

54 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.

55 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.

56 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.

57 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.

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

1.4.4 Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile

1.4.4.1 Allgemeines

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

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

1.4.4.2 Kriterien für die Herleitung als dnbK

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

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

63 Hinsichtlich des Kriteriums der Werthaltigkeit zeigte sich in den Stellungnahmen ein heterogenes Bild. Auf der einen Seite wurde argumentiert, dass die finanzielle Bedeutung einer Kostenart oder die Höhe einer Kostenposition kein geeignetes Kriterium für die Bestimmung bzw. Kategorisierung von dnbK sein könne. Sofern man die Höhe einer Kostenposition

dennoch heranziehen wolle, sei dies allenfalls in relativer Hinsicht in Bezug auf die Erlösobergrenze eines bestimmten Netzbetreibers zulässig. Andernfalls käme es zu einer Benachteiligung kleiner Netzbetreiber. Ein weiteres Problem dieses Kriteriums sei, dass die Werthaltigkeit bei schwankenden Kosten oder sich ändernden Parametern nur begrenze Aussagekraft haben könne. Demgegenüber erachteten andere Stellungnahmen das Kriterium der Werthaltigkeit durchaus als sachgerecht zur Bestimmung eines dnbK-Katalogs. So seien zum Beispiel kleine Kostenpositionen wie Steuern vernachlässigbar.

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

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

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

1.4.4.3 DnbK-Positionen: Vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte

67 Eine Einstufung der vorgelagerten Netzkosten als exogen wurde von der Branche weit überwiegend geteilt. Einzelne Stellungnahmen zweifelten die generelle

Nichtbeeinflussbarkeit der vorgelagerten Netzkosten an. So könne man diese durch 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 sogenanntes Peakshaving ein dauerhaft positiver Effekt generiert werde, sollten demnach Teile der oder die gesamten vorgelagerten Kosten beinflussbare Kosten sein.

1.4.4.4 DnbK-Position: Personalzusatzkosten

68 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 Tariferhöhungen oder Neueinstellungen als dnbK einzustufen. Während die wirtschaftlich hohe Bedeutung bzw. Werthaltigkeit der Personalzusatzkosten praktische einstimmig anerkannt wurde, gaben einige Konsultationsteilnehmer an, dass Personalzusatzkosten grundsätzlich beeinflussbar seien und daher auch keine dnbK darstellen könnten. Mit Blick auf mögliche Vereinfachungen im Bereich der Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV sei laut verschiedener Stellungnahmen denkbar, eine Personalzusatzkostenpauschale pro Mitarbeiter einzuführen. Aufwendige Abgrenzungsfragen entfielen.

69 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.

70 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.

1.4.4.5 DnbK-Position: Redispatch und Engpassmanagement

71 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.

1.4.4.6 DnbK-Position: Kosten aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgaben

72 Eine Vielzahl an Stellungnahmen adressierte zudem Kosten aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgaben. Demnach sollten gemäß § 21 Abs. 2 S. 5 EnWG Kosten neuer gesetzlicher oder behördlich angeordneter Aufgaben der Netzbetreiber über dnbK berücksichtigt werden, solange keine angemessene Abbildung in der Ausgangsbasis erfolge. Dazu wurden eine Reihe an Kosten-Beispielen genannt, die unter diese Kategorie fallen würden, unter anderem Kosten im Zusammenhang mit / aufgrund des Aufbaus schwarzfallsicherer 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.

1.4.4.7 Weitere dnbK-Positionen

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

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

1.4.5 Positionen volatiler Kostenanteile

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

76 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.

2. Verfahrenseinleitung

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

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

3. Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung

3.1. Expertenaustausch zum Eckpunktepapier NEST

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

80 In dem Termin hat der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) einen sogenannten „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 auswertenbaren Daten fehle.

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

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

3.2. Expertenaustausche zum Modellansatz für einen Betriebskosten-Aufschlag

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

3.3. Austausch zum Thema "dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile"

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

Perspektive der "dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten" vorgestellt. Die vorgetragenen Inhalte seitens der Bundesnetzagentur sind veröffentlicht worden.

4. Beiladungsantrag

85 Mit Schreiben vom 29.11.2024 hat die Lichtblick SE einen Beiladungsantrag gemäß § 66 Abs. 2 Nr. 3 EnWG zum Verfahren unter dem Geschäftszeichen GBK-24-01-3#3 (RAMEN) gestellt. Sie ist der Ansicht, dass durch die Entscheidung ihre Interessen als bundesweit tätiger unabhängiger Stromanbieter erheblich berührt werden. Sie sei in erheblichem Umfang Kundin und Netznutzerin von Stromnetzen, habe zum Eckpunktepapier Stellung genommen und könne auch weiterhin einen sinnvollen Beitrag zur Entscheidungsfindung leisten. Die Beschlusskammer hat die Lichtblick SE darauf hingewiesen, dass das Verfahren in zwei separate Festlegungsverfahren für Strom (RAMEN Strom, GBK-25-01-1#1) und Gas (RAMEN Gas, GBK-25-01-2#1) aufgeteilt worden ist und sie entsprechend dem Inhalt des Beiladungsantrags beabsichtigt, diesen auf das Verfahren RAMEN Strom und RAMEN Gas formlos zu übertragen.

5. Sachstandpapier Tenor und Erwägungen

5.1. Inhalte des Sachstandpapiers

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

5.2. Stellungnahmen zum Sachstandpapier

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

88 Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen werden nachfolgend thematisch zusammengefasst. Die Zusammenfassung orientiert sich an den Tenorziffern und gibt in

komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder. Die Stellungnahmen sind veröffentlicht unter:

89 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-01-3x3_RAMEN/GBK-24-01-3x3_Sachstand_2024_2025.html?nn=1015464

5.2.1 Stellungnahmen zu: Adressaten (Tenorziffer 1)

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

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

5.2.2.1 Fortführung der Anreizregulierung

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

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

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

5.2.2.2 Kostenanstiege und Änderungen in der Versorgungsaufgabe

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

5.2.2.3 Dauer der Regulierungsperiode

95 Diesbezüglich wurde teilweise auf bereits im Konsultationsprozess zum Eckpunktepapier NEST geäußerte Bedenken verwiesen. Siehe hierfür auch die Darstellung in Abschnitt 1.4.3.

96 Viele Stellungnahmen sprachen sich für die Beibehaltung der fünfjährigen Regulierungsperiode aus und/oder kritisierten die beabsichtige Verkürzung der

Regulierungsperiode auf drei Jahre bzw. brachten ihre diesbezügliche Ablehnung zum Ausdruck.

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

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

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

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

101 Es wurde auch vorgebracht, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode seitens der Bundesnetzagentur bereits im Rahmen der Evaluierung der ARegV Anfang 2015 bzw. bei der Novellierung der ARegV im Jahr 2016 thematisiert worden sei. Ebenso sei seinerzeit bereits eine Verkürzung des Zeitraumes für den Abbau von Ineffizienzen innerhalb von drei Jahren als bislang innerhalb von fünf Jahren vorgeschlagen worden. Die Pro- und Contra-Argumente

hätten sich seitdem nicht grundsätzlich verändert, sodass, wie damals, der Vorschlag nicht weiter zu verfolgen sei. Auch ein Vergleich mit der europäischen Regulierungspraxis zeige im Mittel fünfjährige Regulierungsperioden.

102 In vielen Stellungnahmen wurde vorgebracht, dass die Verkürzung der Regulierungsperioden das Ende der Anreizregulierung sei, bzw. diese abgeschafft würde. Den betroffenen Netzbetreibern sollten Anreize gesetzt werden, ihre Kosten zeitnah abzusenken, um den vorgesehen Erlöspfad unterschreiten zu können. Es sei jedoch erkennbar, dass dies in der verkürzten Zeit nicht möglich sei. In längeren Regulierungsperioden profitierten Netzbetreiber länger von ihren Effizienzsteigerungen. Entsprechende Anreize gingen bei der Verkürzung verloren. In diesem Zusammenhang hieß es auch, dass Tenorziffer 2.3. in einem erheblichen Widerspruch zu Tenorziffer 2.1 stehe.

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

104 Es wurde zudem vorgetragen, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode von fünf Jahren auf drei Jahre aus regulatorischer Sicht abzulehnen sei. Diese konterkariere zum einen den angestrebten Bürokratieabbau in Deutschland. Die Netzbetreiber seien bereits ohnehin einem hohen administrativen Aufwand im Regulierungsregime ausgesetzt, der sich durch eine häufigere vollumfängliche Aufbereitung der Kostenprüfungsdaten zusätzlich erhöhen würde.

Auch die von der Bundesnetzagentur dabei angestrebten Vereinfachungen überwögen nicht den zusätzlich entstehenden enormen Aufwand einer verkürzten Regulierungsperiode. Zum anderen würden durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode Anreize zur Kostensenkung beim Netzbetreiber reduziert. Dies widerspräche den Zielen der Anreizregulierung. Vielmehr steige aufgrund eines entsprechend der Regulierungsperiode kürzeren Abbaupfades der Effizienzdruck auf die Netzbetreiber. Es bestehe die Gefahr einer Strukturpolitik durch die Hintertür.

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

106 Bei allen mit RAMEN verbundenen Fristen und Terminsetzungen solle berücksichtigt werden, dass die Verfahren und Prüfvorgänge im Laufe der Zeit tendenziell an Komplexität zunehmen würden. Zudem sei nicht auszuschließen, dass die jüngste Rechtsprechung des EuGH zu Kundenanlagen auf eine weitere Erhöhung des Regulierungsaufwands hinauslaufen werde.

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

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

109 In ähnlicher Weise wurde ausgeführt, dass eine Verkürzung der Regulierungsperioden unmittelbar zu einer Ausweitung der Bürokratie führen würde. Viele Netzbetreiber und die Regulierungsbehörden würden sich gezwungen sehen, zusätzliches Personal einzustellen bzw.

zu binden, um die neuen Anforderungen durch häufigere Kostenprüfungen umzusetzen. Obwohl der Zeitverzug sich bei einer Verkürzung durchschnittlich nur von fünf auf vier Jahre reduziere, werde die Häufigkeit der Kostenprüfungen erheblich und zwar um 67 % gesteigert.

110 Ausgehend von den bisherigen Erfahrungen seinen Kostenprüfungen „in Dauerschleife“ zu befürchten. Bereits in der Stellungnahme zum NEST-Eckpunktepapier sei diese Ablehnung ausführlich begründet worden. In der Stellungnahme zum NEST-Eckpunktepapier habe seien zudem Vorschläge zur Verfahrensvereinfachungen vorgelegt worden, inkl. des Vorschlags für ein „zweistufiges Prüfungsverfahren", auf die die Bundesnetzagentur bislang nicht eingegangen sei. Auch müssten erhebliche Verfahrensvereinfachungen auch unabhängig von der Frage nach der Dauer der Regulierungsperiode implementiert werden. Auch bei einer erheblichen Vereinfachung der Prüfungspraxis würde die Verkürzung der Regulierungsperioden ebenfalls zu höherem administrativem Aufwand führen.

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

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

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

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

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

5.2.2.4 Forderung nach alternativen Anpassungsmechanismen für Kostenanstiege

116 An Stelle der Verkürzung der Regulierungsperiode wurde eine andere Form der Anerkennung von steigenden Kosten aus einer wachsenden Versorgungsaufgabe angeregt. In diesem Zusammenhang wurde auf Kriterien der Bundesnetzagentur „Treffsicherheit“, „Kompatibilität“, „Setzen von Effizienzanreizen“ und „Umsetzbarkeit“ Bezug genommen. So stelle ein parameterbasierter Betriebskosten-Aufschlag während der Regulierungsperiode, anders als die Periodenverkürzung, im Sinne der „Treffsicherheit“ eine angemessene Lösung dar. Die Beschlusskammer erkenne die Treffsicherheit des Anpassungsfaktors zwar grundsätzlich an, da Netzbetreiber nur im Falle eines Parameteraufwuchses eine Anpassung ihrer Erlösobergrenze erhalten, merke jedoch an, dass es aufgrund der dynamischen Entwicklung des Umfeldes Änderungen bezüglich der Kostentreiber und der damit verbundenen Kosten im Zeitverlauf geben könne, die zur Über-/Unterschätzung der Kosten führen könnten.

117 Der Betriebskosten-Aufschlag sei jedoch, unter Abwägung aller Umstände, wesentlich treffsicherer und wirksamer als eine Verkürzung der Regulierungsperiode. Treffsicher meine, dass (bestenfalls) nur tatsächlich angefallene Kosten ohne größeren Zeitverzug in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen wären, nicht deutlich zu viel und nicht deutlich zu wenig. Dies geschehe bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode jedenfalls deutlich zu spät, was sachlogisch dazu führe, dass deutlich zu wenig Kosten im Sinne der Treffsicherheit berücksichtigt würden. Im Gegensatz dazu sei durch einen jährlichen

Betriebskostenaufschlag, der aus den individuellen, genehmigten und effizienten Kosten eines Netzbetreibers abgeleitet sei und sich an tatsächlich vorhandenen Strukturparameterveränderungen orientiere, eine hinreichend genaue Treffsicherheit gegeben. Zudem verringere ein Betriebskosten-Aufschlag den von der Bundesnetzagentur gesehenen Anreiz, Kosten ins Basisjahr zu verschieben.

118 Die Bundesnetzagentur schätze im Kriterium „Kompatibilität“ den Betriebskosten-Aufschlag gem. VKU-Vorschlag als weniger kompatibel mit der bestehenden und grundsätzlich fortgeführten Anreizregulierungsmethodik im Sinne des Budgetansatzes ein. Dem wurde vehement widersprochen. Denn dort würden, wie auch von der Bundesnetzagentur erkannt, keine tatsächlichen Kostenaufwüchse, sondern brancheneinheitliche, effiziente Kostensätze je Strukturparameter angesetzt. Eine Entkoppelung von Erlösen und Kosten bliebe somit trotz innerperiodischer Anpassung erhalten. Das Argument, die innerperiodische Anpassung der Erlösobergrenze sei die Ausnahme, könne hingegen nicht bestätigt werden. Vielmehr enthalte die bisherige und die neue Erlösobergrenzenformel eine Vielzahl von Anpassungselementen, die einer Entwicklung exogener Umstände (z. B. Allgemeine Preissteigerung, Nichtbeeinflussbarkeit) Rechnung trage.

119 Das Kriterium „Kompatibilität“ müsse eine regulatorische Maßnahme auch dahingehend bewerten, ob diese geeignet erscheint, Netzbetreiber zur Erfüllung gesetzlich verankerter Zielsetzungen zu befähigen. Im derzeitigen dynamischen Marktumfeld entstehe -analog der anderen bereits etablierten Anpassungsinstrumente- eine innerperiodisch wirkende Anpassungsnotwendigkeit des regulatorischen Rahmens. Eine Anpassung auf Basis eindeutiger Strukturparameter trage den unterschiedlichen Netzentwicklungsphasen bei Netzbetreibern diskriminierungsfrei und effizient Rechnung und fördere die schnelle Netztransformation. Mit einem zielgerichteten Mechanismus zur innerperiodischen Anpassung der OPEX werde das System der Anreizregulierung minimalinvasiv ergänzt, bis der eingeschwungene Zustand der Versorgungsaufgabe wieder gegeben sei.

120 Das „Setzen von Effizienzanreizen“ werde durch kürzere Regulierungsperioden stark verringert. Die Bundesnetzagentur möchte, „dass die Netzbetreiber wie Unternehmen im Wettbewerb stetig nach Optimierungspotenzialen suchen“. Dieser Anreiz bestehe nur, wenn den Netzbetreibern dafür ausreichend Zeit zugestanden werde und sie auch über einen gewissen Zeitraum davon profitieren dürfen, bevor diese weitergegeben werden. Dieser Kern

der Anreizregulierung würde mit einer Verkürzung der Regulierungsperioden von fünf auf drei Jahre ausgehöhlt.

121 In einer fünfjährigen Regulierungsperiode mit Anpassung der Betriebskosten über effiziente Standardkosten gemäß dem VKU-Vorschlag würden zudem nur Kostensteigerungen in absolut notwendiger Höhe weitergegeben. Der Netzbetreiber hätte sogar noch den Anreiz, mit seinen Kosten die effizienten Standardkosten zu unterschreiten und somit gesenkte Netzkosten an den Letztverbraucher weiterzugeben. Bezüglich des Betriebskosten-Aufschlags komme die Bundesnetzagentur zu der gleichen Erkenntnis. Hinsichtlich der Verkürzung der Regulierungsperiode und der Durchführung der Kostenprüfung kommt sie zu dem Ergebnis, dass häufigere Kostenprüfungen ebenfalls zu Effizienzanreizen führten. Sie verkenne dabei, dass im Rahmen der Kostenprüfung jedoch weitestgehend betriebsnotwendige Kosten und nicht im Vergleich mit der Branche effiziente Kosten festgestellt würden. Insofern obsiege hinsichtlich des Kriteriums „Setzen von Effizienzanreizen" klar der Betriebskosten-Aufschlag.

122 Die Beschlusskammer erachte den Mechanismus des Betriebskosten-Aufschlags weiterhin grundsätzlich als geeignete Alternative zu einer Periodenverkürzung, merke jedoch an, dass derartige Einzelinstrumente die Regulierung komplexer machten und das Budgetprinzip der Anreizregulierung einschränkten. Dieser Aspekt werde nicht geteilt, denn die jährliche Prüfung von wenigen, im Effizienzvergleich verwendeten Strukturparametern (derzeit 9 Parameter x 5 Jahre = 45 Parameter) stelle einen deutlich geringeren Prüfungs- und Erhebungsaufwand als eine doppelt so häufig stattfindende Kostenerhebung im Rahmen der Feststellung des Ausgangsniveaus (mehrere Erhebungsbögen mit hunderten von Datenpunkten) dar. Insofern stelle sich der Betriebskostenaufschlag auch im Kriterium „Umsetzbarkeit" als bessere Alternative gegenüber der Verkürzung der Regulierungsperiode heraus.

123 Zusammenfassend sprachen sich viele Stellungnahmen für eine Beibehaltung der fünfjährigen Regulierungsperiode ergänzt um einen dauerhaften Mechanismus zur OPEX-Anpassung aus.

5.2.2.5 Kriterien zur Beurteilung regulatorischer Instrumente

124 Bezüglich der Kriterien zur Beurteilung regulatorischer Instrumente wurde ausgeführt, dass die Bundesnetzagentur die Auswahl der Kriterien zur Beurteilung der regulatorischen Instrumente auf stringente, inhaltlich nachvollziehbare und möglichst wenig redundante Kriterien beschränken solle. Insbesondere das Kriterium der „Kompatibilität mit den Prinzipien der Anreizregulierung" erscheine in Definition wie Anwendung nicht stringent und teilweise widersprüchlich. So impliziere die jetzige Verwendung des Kriteriums u. a., dass

weder Xgen noch Effizienzvergleich als regulatorische Instrumente kompatibel mit der Anreizregulierung seien; dies sei offenkundig abwegig. Dieses Kriterium solle in Definition wie Anwendung deutlich nachgeschärft oder durch ein stringentes Kriterium ersetzt werden.

125 Die Bundesnetzagentur unterscheide beim Kriterium der Treffsicherheit systematische Abweichungen im Durchschnitt eines Instruments nicht von zufälligen Abweichungen in beide Richtungen. Für eine sachgerechte Bewertung sei diese Unterscheidung jedoch notwendig. Die systematische Abweichung im Durchschnitt werde in der Statistik „Verzerrung“ genannt, mit der „mittleren absoluten Abweichung“ oder der „mittleren quadratischen Abweichung“ werde die Streuung um den Durchschnitt bewertet. Eine Quantifizierung sei vorliegend offenkundig nicht möglich, die Bundesnetzagentur solle jedoch die konzeptionelle Unterscheidung zwischen systematischer Abweichung und zufälliger Abweichung um den Durchschnitt explizit in der Anwendung des Kriteriums Treffsicherheit berücksichtigen. Diese Unterscheidung sei relevant, da das Instrument der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode systematische Abweichungen im Durchschnitt hervorbringe, während die Abweichungen anderer Instrumente (insbesondere SFA-Betriebskostenfaktor und OPEX-Xgen der Netze BW) im Durchschnitt eine gute Treffsicherheit aufweisen würden. Eine darüberhinausgehende Streuung betreffe grundsätzlich alle Instrumente, jedoch nicht notwendigerweise in gleichem Ausmaß.

126 Bei der Beurteilung der regulatorischen Instrumente solle die Bundesnetzagentur nur Effekte berücksichtigen, die ursächlich auf das zu beurteilende regulatorische Instrument zurückgehen. So würden der Verkürzung der Regulierungsperiode einseitig die positiven Aspekte der ohnehin angestrebten regulatorischen Vereinfachungen (WACC-Regulierung etc.) zugerechnet. Dabei seien diese Vereinfachungen ebenso in Verbindung mit anderen regulatorischen Instrumenten (wie bspw. dem für die fünfte Regulierungsperiode geplanten Betriebskostenaufschlag anhand von SFA-Koeffizienten) oder einer Kombination an Instrumenten beschrieben möglich und angestrebt. Der Aufbau eines sogenannten Falschen Dilemmas zwischen Verkürzung der Regulierungsperiode und Regulierungsvereinfachungen führe zu einer verzerrten Bewertung der regulatorischen Instrumente.

127 Die Bundesnetzagentur habe den Bedarf regelmäßigerer Anpassungen der OPEX aufgrund des zunehmend dynamischen Umfelds der Stromnetzbetreiber bereits im NEST-Eckpunktepapier erkannt. Im Sachstandspapier zur RAMEN-Tenorierung habe sie diese Einschätzung bekräftigt. Bei diesem von der Behörde anerkanntem Anpassungsbedarf für dynamische

Kostenänderungen könnten regulierungssystematisch nur innerperiodische Outputveränderungen (also Änderungen der Versorgungsaufgabe durch bspw. die Energiewende) und deren Wirkung auf die Betriebskosten gemeint sein. Denn Kapitalkosten würden über den Kapitalkostenabgleich zeitnah angepasst und die Betriebskosten würden hinsichtlich Inputpreisänderungen und Produktivitätsentwicklung innerhalb der Regulierungsperiode bereits heute und nach Sachstand zur RAMEN-Festlegung auch zukünftig über VPI und Xgen angepasst.

128 Eine Verkürzung der Regulierungsperiode ohne ein weiteres regulatorisches Instrument für outputinduzierte Betriebskostenänderungen sei zur Abbildung des OPEX-Aufwuchses unzureichend. Betriebskostenaufwüchse innerhalb der Regulierungsperiode aufgrund von Veränderungen der Versorgungsaufgabe würden dann systematisch nicht anerkannt bzw. erlöswirksam. Das Regulierungssystem würde somit in Hinblick auf die Betriebskostenanerkennung ab der sechsten Regulierungsperiode strukturell unvollständig sein. Die nicht anerkannten Kostenaufwüchse gingen zu Lasten der Eigenkapitalverzinsung der Netzbetreiber. Ein Instrument zur Abbildung der Betriebskostensteigerungen aufgrund von Outputänderungen innerhalb der Regulierungsperiode sei auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode zwingend notwendig.

129 In den Erwägungen im Sachstandspapier der RAMEN-Festlegung erläutere und begründe die Bundesnetzagentur ihre Entscheidung, outputbasierte Kostenänderungen im OPEX-Bereich (ausschließlich) durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode abbilden zu wollen. Ihr „pflichtgemäßes Ermessen“[2] diesbezüglich stütze die Bundesnetzagentur auf die vier Kriterien Treffsicherheit, Setzung von Effizienzanreizen, Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung sowie administrativer Umsetzbarkeit für die Netzbetreiber.

130 Die vier Kriterien, anhand derer mögliche Instrumente zur Abbildung des OPEX-Aufwuchses bewertet werden sollen, seien mitunter in ihrer Bedeutung und Anwendung unklar. Die Kriterien „Treffsicherheit“ und „administrativer Aufwand“ seien inhaltlich nachvollziehbar.

131 Das Kriterium „Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung“ sei in seiner Bedeutung jedoch unklar. Auch aus seiner Anwendung heraus erschließe sich das Kriterium nicht. Zum einen scheine damit gemeint zu sein, dass ein gegebenes Budget (operative Kosten des Basisjahres?) innerhalb der Regulierungsperiode in seiner Höhe nicht angepasst werden solle.

[2] Anführungszeichen aus Stellungnahme übernommen.

Zum zweiten scheine es um die Entkopplung von Kosten und Erlösen während der Regulierungsperiode zu gehen. Und drittens soll die Anreizwirkung des Effizienzvergleichs zum Tragen kommen. Das Kriterium sei in seiner jetzigen Form sowohl in seiner Bedeutung wie auch in seiner Anwendung nicht kohärent. Dies sei besonders deshalb sehr stark problembehaftet, da dieses Kriterium letztlich den Ausschlag für die Behörde gebe, die Verkürzung der Regulierungsperiode als das überlegene Instrument einzustufen.

132 Das Kriterium „Setzung von Effizienzanreizen“ sei inhaltlich grundsätzlich nachvollziehbar. Sofern es jedoch bereits ein anderes Kriterium mit dem Inhalt „Geltung des Budgetprinzip“ (vgl. „Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung“) gebe, sei das Kriterium zumindest teilweise redundant.

133 Zusammenfassend wurde ausgeführt, die Kriterien seien größtenteils nachvollziehbar gewählt, wenn auch teilweise redundant. Allerdings sei das Kriterium „Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung“ nicht nachvollziehbar und widersprüchlich. Hier führe bereits die Setzung des Kriteriums dazu, dass die Begründung für die Entscheidung für die Verkürzung der Regulierungsperiode ebenso nicht nachvollziehbar und widersprüchlich sei.

134 Die für die Diskussion relevanten regulatorischen Instrumente zur schnelleren Abbildung von OPEX-Änderungen seien die Verkürzung der Regulierungsperiode, der Betriebskostenaufschlag anhand der SFA-Koeffizienten, der Betriebskostenfaktor in Form des Wachstumsausgleichs und der von Netze BW vorgeschlagene OPEX-Xgen.

135 Von der Bundesnetzagentur würden allerdings nur die ersten drei genannten Instrumente anhand der oben aufgeführten vier Kriterien diskutiert. Eine Diskussion des von der Netze BW vorgeschlagenen OPEX-Xgen anhand der vorgeschlagenen Beurteilungskriterien finde nicht statt.

136 Die übrigen von der Bundesnetzagentur diskutierten regulatorischen Instrumente dienten anderen Zwecken und hätten ex definitione andere Zielsetzungen als die Anpassung der Erlösobergrenze an outputbedingte Betriebskostensteigerungen.

137 Der OPEX-Xgen sei von der Netze BW als ein Instrument vorgeschlagen worden, um die outputbasierte Betriebskostenentwicklung während der Regulierungsperiode abzubilden (vgl. Expertengespräche hierzu vom 16.07.2024 und zu den Eckpunkten Produktivitätsfaktor vom 02.09.2024). Der OPEX-Xgen bestehe in seinem Kern in einer Fortschreibung des historischen, branchenweiten Betriebskostentrends während der Regulierungsperiode. Somit decke der

OPEX-Xgen nicht nur Betriebskostenentwicklungen auf Basis der Inputpreis- und Produktivitäts-, sondern auch der Outputentwicklung der Netzbranche ab.

138 Die Bundesnetzagentur verweise darauf, dass „vereinzelt“ Änderungen beim Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor zur schnelleren Abbildung von Kostenänderungen im OPEX-Bereich vorgeschlagen worden seien. Ohne diese Vorschläge (konkret: der OPEX-Xgen der Netze BW) einer Beurteilung anhand der selbst definierten Kriterien (s. o.) zu unterziehen, werde der OPEX-Xgen jedoch, zusammen mit allen anderen denkbaren Instrumenten, die das Problem des OPEX-Aufwuchses über einen Xgen-Ansatz lösen wollen, als definitionsgemäß nicht passend von der Bundesnetzagentur klassifiziert.

139 So schreibe die Bundesnetzagentur schlicht, 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.“

140 Dies sei selbstverständlich nichts weiter als eine definitorische Setzung der Bundesnetzagentur selbst. Es gäbe a priori keinen Grund, weshalb Kostenänderungen aufgrund von Outputänderungen – anders als Kostenänderungen aufgrund von Inputpreis- und Produktivitätsänderungen – nicht durch ein brancheneinheitliches Instrument wie den Xgen abgebildet werden könnten.

141 Die pauschale Entscheidung der Bundesnetzagentur gegen Xgen-Instrumente im Allgemeinen und dem OPEX-Xgen im Besonderen zur Abbildung outputbasierter Betriebskostenänderungen stelle eine reine Tautologie dar und bleibe somit schlicht ohne Begründung.

142 Die Stellungnahme führte weiter aus, dass die von der Bundesnetzagentur vorgenommenen Bewertungen und Einstufungen der Regulierungsinstrumente „Betriebskostenfaktor anhand Wachstumsausgleich (im folgenden Wachstumsausgleichsfaktor)“, „Betriebskostenaufschlag anhand der SFA-Koeffizienten“ und „Verkürzung der Regulierungsperiode ohne zusätzliches Instrument für eine innerperiodische OPEX-Anpassung“ auf Basis der von der Behörde selbst definierten Beurteilungskriterien mitunter unvollständig, sachlich nicht haltbar und teilweise widersprüchlich seien. Darüber hinaus sei die pauschale und auf einer reinen Tautologie beruhende Ablehnung des „OPEX-Xgen“ der Netze BW ohne jede Begründung.

143 Die abgeleitete Gesamteinschätzung zur Vorzugswürdigkeit der Verkürzung der Regulierungsperiode ohne weiteres regulatorische Instrument zur Abbildung outputbasierter OPEX-Änderungen sei daher unzureichend bzw. nicht begründet.

144 Zur Treffsicherheit führte die Stellungnahme aus, dass es grundsätzlich nachvollziehbar sei, dass die Treffsicherheit des Wachstumsausgleichsfaktors als unvollständig bewertet werde, da dieser nur einen Teil der Outputänderungen abdecke. Allerdings sei auch die Verkürzung der Regulierungsperiode unvollständig in Bezug auf das Kriterium der Treffsicherheit, da sie gegenüber einer fünfjährigen Regulierungsperiode zwar eine häufigere – und im ersten Schritt treffsichere – Anpassung der OPEX gewährleiste, jedoch in den Zwischenjahren Outputänderungen vollständig ignoriere. OPEX-Änderungen würden auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode bis zu fünf Jahre lang nicht erlöswirksam. Es sei insofern nicht ohne Weiteres klar und werde in den Erwägungsgründen auch nicht abgewogen, inwiefern die Treffsicherheit des einen oder des anderen Instruments höher sei.

145 Den Ansatz, OPEX-Anpassungen über die Koeffizienten des SFA-Modells nachzufahren, bewerte die Bundesnetzagentur zunächst als treffsicher. Sie wende jedoch ein, dass sich bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode und in einem sich sehr dynamisch entwickelnden Umfeld die identifizierten Kostentreiber und die mit ihnen verknüpften Kosten ändern könnten. Dies könnte sowohl zu einer Überschätzung als auch einer Unterschätzung der Kosten führen.

146 Grundsätzlich sei aber auch diese von der Bundesnetzagentur angeführte Ungenauigkeit im Hinblick auf die Treffsicherheit des SFA-Betriebskostenfaktors gegen die Treffsicherheit der dreijährigen Regulierungsperiode abzuwägen. Die von der Bundesnetzagentur im Hinblick auf den SFA-Betriebskostenfaktor identifizierte nicht optimale Treffsicherheit könne a priori in beide Richtungen gehen und zu viel oder zu wenig OPEX in der Erlösobergrenze berücksichtigen. Ebenso seien drastische Änderungen einzelner Koeffizienten des Effizienzvergleichs nach bisheriger Erfahrung nicht zu erwarten. Die durchschnittliche Abweichung des Instruments sei deshalb als gering zu erwarten.

147 Im Gegensatz dazu gehe die unzureichende Treffsicherheit der Verkürzung der Regulierungsperiode bei outputbasierten OPEX-Anstiegen jedoch systematisch immer zu Lasten der Netzbetreiber. Dieser unzureichenden Treffsicherheit liege – im Gegensatz zu derjenigen des SFA-Betriebskostenfaktors – also eine strukturelle Verzerrung zugrunde. Die

durchschnittliche Treffsicherheit sei somit als geringer zu erwarten als diejenige des SFA-Betriebskostenfaktors.

148 Für die vorzunehmende Abwägung gelte also, dass der SFA-Betriebskostenansatz nicht vollständig treffsicher sei, die durchschnittliche Treffsicherheit aber als höher einzustufen sei als diejenige der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode. Es sei außerdem darauf hinzuweisen, dass die Bundesnetzagentur mögliche Schwächen der Treffsicherheit des SFA-Betriebskostenfaktors auf ein Szenario des sich sehr dynamisch entwickelnden Umfelds aufbaue. Es sei offenkundig und rein denklogisch gegeben, dass unter genau diesem Szenario die reine Verkürzung der Regulierungsperiode eine im besonderen Maße unzureichende Treffsicherheit aufweise.

149 Die Bewertung der Instrumente Verkürzung der Regulierungsperiode und SFA-Betriebskostenansatz als gleichermaßen treffsicher einzustufen, stelle also eine fehlerhafte Beurteilung des Sachverhaltes dar. Es würden systematische Abweichungen im Durchschnitt (reine Verkürzung der Regulierungsperiode) nicht von zufälligen Abweichungen in beide Richtungen (bspw. SFA-Betriebskostenansatz) abgegrenzt. Darüber hinaus liege es auf der Hand, dass eine Kombination der Verkürzung der Regulierungsperiode mit entweder dem SFA-Betriebskostenansatz oder dem Wachstumsausgleichsfaktor treffsicherer sei als eine reine Verkürzung der Regulierungsperiode.

150 Die durchschnittliche Treffsicherheit des OPEX-Xgen hänge davon ab, inwiefern die branchenweite Änderung der Versorgungsaufgabe im historischen Betrachtungszeitraum der branchenweiten Veränderung der Versorgungsaufgabe der aktuellen Regulierungsperiode entspreche. Zudem hänge die Treffsicherheit von der Heterogenität der Änderung der Versorgungsaufgabe unter den Netzbetreibern ab. Ähnlich wie eine Verkürzung der Regulierungsperiode erfasse der OPEX-Xgen alle Kostenbestandteile. Er sei im Durchschnitt als treffsicher zu erwarten. Insbesondere sei es fast sicher der Fall, dass er über eine dreijährige Regulierungsperiode treffsicherer sei als eine reine Verkürzung der Regulierungsperiode.

151 Auch der OPEX-Xgen könne problemlos mit einer Verkürzung der Regulierungsperiode kombiniert werden. Die Treffsicherheit der Kombination sei hierbei im Durchschnitt als deutlich höher zu erwarten als die Treffsicherheit der isolierten Verkürzung der Regulierungsperiode.

152 Im Hinblick auf das Kriterium Umsetzungsaufwand führte die Stellungnahme aus, dass es offenkundig sei, dass alle drei genannten Instrumente einen zusätzlichen administrativen

Aufwand im Vergleich zum Status Quo verursachten. Der durch die Verkürzung der Regulierungsperiode verursachte Zusatzaufwand werde hierbei mit den anderweitig angestrebten Vereinfachungen im Zuge der RAMEN-Festlegung verrechnet.

153 Dieser Vergleich der regulatorischen Instrumente in Bezug auf den zusätzlichen administrativen Aufwand sei in mehrerlei Hinsicht schief. Laut Stellungnahme dürften die angedachten Vereinfachungen vor allem für die Bundesnetzagentur selbst zu Vereinfachungen führen. Bei den Netzbetreibern werde sich dagegen der Aufwand der häufigeren Kostenprüfungen deutlich erhöhen. Offensichtlich sei sich auch die Bundesnetzagentur nicht sicher, ob die angestrebten Verfahrensvereinfachungen überhaupt ausreichend seien, um die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre zu bewältigen. Vielmehr beabsichtige sie zu dieser Frage eine Evaluierung im Jahr 2030 durchzuführen. Und zweitens sei die einseitige Zuordnung von anderweitigen, logisch von der Verkürzung der Regulierungsperiode unabhängigen Verfahrensvereinfachungen künstlich und stehe einer objektiven Beurteilung der Instrumente entgegen. Die als Alternative oder Ergänzung zur Verkürzung der Regulierungsperiode zu vergleichenden regulatorischen Instrumente (SFA-Betriebskostenfaktor, Wachstumsausgleichsfaktor oder der OPEX-Xgen) würden allesamt ebenso im Zusammenspiel mit den administrativen Vereinfachungen umgesetzt werden. Die Verfahrensvereinfachungen könnten also nicht nur der Verkürzung der Regulierungsperiode als „Pluspunkt“ zugeordnet werden, denn sie würden auch unabhängig und ohne eine Verkürzung der Regulierungsperiode umgesetzt.

154 In einem Vergleich der tatsächlich durch die verschiedenen Instrumente anfallenden Umsetzungsaufwände sei vor dem Hintergrund der vorgesehenen Evaluierung augenscheinlich, dass der SFA-Betriebskostenfaktor deutlich weniger Aufwand erzeuge als die Verkürzung der Regulierungsperiode. Dies gelte mit hoher Wahrscheinlichkeit auch für den Wachstumsfaktor. Der OPEX-Xgen würde als einziges Instrument sogar zu einem deutlich geringeren administrativen Aufwand als im Status quo führen, da die überaus komplexe Berechnung eines Törnqvist- oder Malmquistindex im Rahmen der Ermittlung des Xgen entfallen könnte und durch eine sehr aufwandsarme Betriebskostentrendberechnung ersetzt werden würde.

155 Die Bundesnetzagentur bewerte die regulatorischen Instrumente auch hinsichtlich des Kriteriums des administrativen Umsetzungsaufwandes nicht objektiv anhand der

tatsächlichen Eigenschaften der Instrumente. Deshalb liege auch hier eine fehlerhafte Beurteilung des Sachverhaltes vor.

156 Im Hinblick auf das Kriterium Setzung von Effizienzanreizen stufe die Bundesnetzagentur die Verkürzung der Regulierungsperiode, den SFA-Betriebskostenfaktor und den Wachstumsausgleichsfaktor im Wesentlichen als ähnlich ein. Dies sei nachvollziehbar, insbesondere aufgrund der Begründung, dass die Anpassungen der Erlösobergrenze im SFA-Betriebskostenfaktor und im Wachstumsausgleichsfaktor pauschaliert und somit unabhängig von den tatsächlichen und individuellen Kosten eines Netzbetreibers erfolgen würden.

157 Auch bei dem von der Netze BW vorgeschlagenen OPEX-Xgen erfolge eine pauschale Anpassung unabhängig von individuellen und tatsächlichen Betriebskostenänderungen des jeweiligen Netzbetreibers.

158 Festgehalten werden könne, dass alle vier Instrumente das Kriterium der Setzung von Effizienzanreizen gut erfüllten. Da die Bundesnetzagentur mitunter spezielle Effizienzvorteile durch die Verkürzung der Regulierungsperiode sehe, betonte die Stellungnahme, dass sich eine Verkürzung der Regulierungsperiode ohne Weiteres mit jedem der anderen drei Instrumente zur Abbildung der outputinduzierten Betriebskostenänderungen verknüpfen ließe. Die von der Behörde gesehenen speziellen Effizienzvorteile würden sich selbstverständlich auf die entsprechende Kombination an Instrumenten übertragen.

159 Beim Kriterium der Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung bemängelte die Stellungnahme, dass nicht hinreichend klar sei, was die Bundesnetzagentur unter dem Kriterium verstehe. Die unklare Bedeutung dieses Kriteriums sei umso bedauerlicher, als die „bessere Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung bei Gleichwertigkeit mit Blick auf die übrigen Kriterien, insbesondere Treffsicherheit und Setzung von Effizienzanreizen“ für die Behörde den Ausschlag gebe, die Verkürzung der Regulierungsperiode als vorzugswürdig einzustufen. Die Argumentationen der Bundesnetzagentur in Bezug auf das Kriterium der Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung sei weder nachvollziehbar noch widerspruchsfrei. So impliziere die jetzige Verwendung des Kriteriums u. a., dass weder Xgen noch Effizienzvergleich als regulatorische Instrumente kompatibel mit der Anreizregulierung seien; was offenkundig abwegig sei.

160 Hinsichtlich des Kriteriums der Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung führte die Stellungnahme aus, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode die Bundesnetzagentur als mit dem Modell der Anreizregulierung vollständig kompatibel anzusehen scheine. Es werde

zwar keine explizite Bewertung in Bezug auf dieses Kriterium gegeben, aber der Vorteil scheine darin zu bestehen, dass es hier keine „Einschränkungen des Budgetprinzips durch Einzelinstrumente“ gebe, welche „die Regulierung komplexer“ machten.

161 Die im Sachstand durchgeführte Beurteilung der regulatorischen Instrumente anhand des Kriteriums „Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung“ sei in zentralen Aspekten widersprüchlich und nicht stringent. Die Feststellung, der Wachstumsfaktor sei „systemwidrig“ im Hinblick auf die Anreizregulierung werde daraus abgeleitet, dass in der Anreizregulierung „nicht einzelne Kostenpositionen nachgefahren“ würden. So würden im Wachstumsausgleich einzelne Tätigkeiten bzw. Kostenpositionen betrachtet und außer Acht gelassen, dass andere Kostenpositionen sinken könnten.

162 Das Problem bestehe jedoch für jede Art von outputorientierten Regulierungsinstrumenten. So sei es bei outputorientierten Regulierungsinstrumenten grundsätzlich notwendig, die Versorgungsaufgabe durch Parameter zu operationalisieren, denn ansonsten ließen sich unterschiedliche Versorgungsaufgaben nicht monetär beziffern. Dass es keine Operationalisierung – also keine Auflistung von „Tätigkeiten bzw. Kostenpositionen“ gebe – die diese Versorgungsaufgabe perfekt erfassen, sei keine Besonderheit des Wachstumsfaktors. Das Problem stelle sich analog beim Effizienzvergleich: Es gebe nicht die eine Auswahl an Strukturparametern, welche die Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers in allen Dimensionen perfekt erfassen würde. Unterschiedliche Strukturparameter legten das Augenmerk auf unterschiedliche mit der Versorgungsaufgabe verbundene Tätigkeiten. Es könnten jedoch nur wenige Strukturparameter im Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Die Tatsache, dass weitere oder andere Strukturparameter existierten, die das Augenmerk auf andere Tätigkeiten legten und deren Einbezug für Netzbetreiber im Ergebnis zu höheren oder niedrigeren als effizient erkannten Kosten führten, sei aber selbstverständlich kein Indiz dafür, dass ein Effizienzvergleich „systemwidrig“ in Bezug auf das Modell der Anreizregulierung wäre. Gleiches gelte auch für finanzielle Anreize im Hinblick auf spezielle Parameter zur Abbildung von Energiewendekompetenz. Auch sogenannte Energiewendekompetenzparameter würden die tatsächliche Energiewendekompetenz immer nur partiell erfassen.

163 Das beschriebene Grundproblem entstehe schlicht dadurch, dass man sich der Definition der (heterogenen) Versorgungsaufgabe nur annähern könne, es aber keine einzelne, perfekte Beschreibung gebe, die alle Dimensionen der Versorgungsaufgabe erfasse. Bei jeder

tatsächlichen Definition der Versorgungsaufgabe würden deshalb einzelne Aspekte besonders hervorgehoben und andere träten in den Hintergrund. Die von der Bundesnetzagentur in Bezug auf den Wachstumsausgleich konstatierte „Systemwidrigkeit“ reduziere sich so auf eine vermeintliche oder tatsächliche zu geringe Treffsicherheit des Instruments.

164 Auch die Ausführungen der Bundesnetzagentur hinsichtlich der Nicht-Kompatibilität des SFA-Betriebskostenfaktor mit dem Ansatz der Anreizregulierung und dem Budgetprinzip ließen den Leser ratlos zurück. Die Bundesnetzagentur führe dazu aus, dass der Anreizregulierung „gerade die Entkopplung der Erlöse von den Kosten inhärent“ sei und damit verbunden wäre, „dass die innerperiodische Anpassung der Erlösobergrenze die Ausnahme“ sei. Diese Ausführungen seien in mehrerlei Hinsicht wenig schlüssig und nicht überzeugend. Zum einen würden beim Ansatz des SFA-Betriebskostenfaktors die Erlöse von den Kosten des Netzbetreibers vollständig entkoppelt, da die Erlöserhöhung an die Veränderung von Strukturparametern – denjenigen des Effizienzvergleichs! – und eben gerade nicht an Kostenänderungen gebunden sei. Damit sei bereits die Prämisse der Ausführung der Bundesnetzagentur (fehlende Entkopplung von Erlösen und Kosten) schlicht unzutreffend. Zum anderen solle es ja, das sei der Ausgangspunkt der Überlegungen gewesen, gerade um ein regulatorisches Instrument zur innerperiodischen Anpassung aufgrund dynamischer Kostenentwicklungen gehen. Und schließlich würde die Aussage, innerperiodische Anpassungen seien nicht kompatibel mit dem Instrument der Anreizregulierung, auch bedeuten, dass das regulatorische Standardinstrument des Xgen ebenso inkompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung sei. Eine Auffassung mit der sich die Bundesnetzagentur nicht nur in Widerspruch zur ökonomischen Regulierungstheorie, sondern auch zu nahezu jeder Regulierungsbehörde weltweit befinde.

165 Das Kriterium der Kompatibilität mit dem Grundansatz der Anreizregulierung werde also sowohl widersprüchlich wie auch sehr unterschiedlich verwendet. Während beim Wachstumsfaktor das Abstellen auf einzelne Kostenbestandteile angeführt werde, würden beim SFA-Betriebskostenfaktor die Entkopplung von Erlösen und Kosten und die grundsätzliche Kritik an innerperiodischen Anpassungen als Grund für die fehlende Kompatibilität mit der Anreizregulierung angeführt. Es erschließe sich auch nicht, welche Gemeinsamkeit zwischen diesen unterschiedlichen Interpretationen in der Verwendung des Beurteilungskriteriums bestehe. Dies lasse das Kriterium der „Kompatibilität“ sowohl in seiner Konzeption wie in seiner Anwendung als beliebig erscheinen.

166 Die Verkürzung der Regulierungsperiode scheine die Bundesnetzagentur dagegen als vollständig kompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung anzusehen. Dies sei verwunderlich, da in den Erwägungsgründen die europarechtlich gebotene Kostenorientierung (die nach den Ausführungen der Behörde sowohl Kapital- als auch Betriebskosten umfasst), der Fortführung der Anreizregulierung zugrunde liege. Der relevante Maßstab hierfür sei, dass die Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssten. Dieser dynamische objektive Effizienzkostenmaßstab werde beim Kriterium der Treffsicherheit so gefasst, dass es sich um diejenigen Kosten handele, die im Rahmen einer Kostenprüfung als betriebsnotwendige und effiziente Kosten anerkannt worden wären. Es sei offenkundig, dass auch im Verlauf einer verkürzten Regulierungsperiode diese Betriebskosten strukturell höher lägen als diejenigen aus dem Basisjahr. Ansonsten wäre die von der Bundesnetzagentur im gesamten NEST-Prozess getroffene Prämisse des Handlungsbedarfs aufgrund dynamischer, durch die Energiewende bedingter Betriebskostenaufwüchse unzutreffend. Eine reine Verkürzung der Regulierungsperiode stehe somit zumindest für Stromnetzbetreiber im Widerspruch zum objektiven dynamischen Effizienzkostenmaßstab. Die Kompatibilität der Verkürzung der Regulierungsperiode mit den Prinzipien der Anreizregulierung sei vor diesem Hintergrund nicht gegeben.

167 In der Gesamtbeurteilung der von der Bundesnetzagentur vorgenommen Bewertung der regulatorischen Instrumente hinsichtlich des Kriteriums der Kompatibilität mit der Anreizregulierung zeigten sich also besonders erhebliche Defizite. So bleibe die genaue Bedeutung des Kriteriums unklar und es werde entsprechend auch nicht stringent angewandt. Die Kritikpunkte an den Instrumenten Wachstumsfaktor und SFA-Betriebskostenfaktor seien als solche nicht haltbar, da diese Kritikpunkte sich auf Kerninstrumente der Anreizregulierung wie den Effizienzvergleich oder den Xgen in derselben Weise anwenden ließen. Dagegen sei das von der Bundesnetzagentur favorisierte regulatorische Instrument einer Verkürzung der Regulierungsperiode dasjenige Instrument, das am wenigsten mit den Prinzipien der Anreizregulierung kompatibel sei.

168 Kompatibel mit dem Grundansatz der Anreizregulierung sei zudem das von der Netze BW vorgeschlagene Instrument des OPEX-Xgen. Der OPEX-Xgen entkoppele die Erlösanpassung von den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers (analog wie beim bestehenden Xgen) und beziehe sich auf „alle“ Kostenkomponenten und -positionen. Auch eine Operationalisierung

der Versorgungsaufgabe mit den damit einhergehenden Unschärfen sei hier deshalb im Gegensatz zu allen anderen Instrumenten nicht notwendig.

169 Die Stellungnahme führte erneut aus, dass sich eine Verkürzung der Regulierungsperiode mit einem anderen Instrument, sei es dem Wachstumsfaktor, dem SFA-Betriebskostenfaktor oder dem OPEX-Xgen ohne Weiteres verknüpfen lasse. Die Ergänzung mit einem der genannten Instrumente könnte die mangelnde Kompatibilität der Regulierungsperiodenverkürzung mit dem Ansatz der Anreizregulierung beseitigen.

170 Insbesondere wäre eine Kombination aus Verkürzung der Regulierungsperiode und dem OPEX-Xgen nach dem Vorschlag der Netze BW anhand jedes einzelnen von der Behörde zur Beurteilung herangezogenen Kriteriums der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode überlegen. Beim Kriterium Effizienz bestünde kein Unterschied, bei den verbleibenden Kriterien wäre die genannte Kombination der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode jeweils deutlich überlegen.

5.2.2.6 Basisjahr

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

5.2.2.7 Effizienzvorgaben

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

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

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

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

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

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

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

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

5.2.2.8 Administrative Umsetzbarkeit der Verkürzung

180 Viele Stellungnahmen forderten ein, dass die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben sicherzustellen sei. Anderenfalls bestünde die Gefahr, den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb i. S. d. § 11 EnWG zu gefährden.

181 Auch wird vorgebracht, dass es nach den gegenwärtigen Erfahrungen mit Kostenprüfung, Effizienzvergleich und Festlegungen der Bundesnetzagentur zu EK-Zinssatz und Xgen zu befürchten sei, dass die Unternehmen im ersten Jahr noch ohne festgelegte Erlösobergrenze

agieren müssten. Die gesetzliche Maxime der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit stünde infrage, wenn noch keine Regulierungsvorgabe bestehe. Aus Gründen der Rechtssicherheit solle diese Thematik nicht unterschätzt werden.

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

183 Es wurde zudem vorgetragen, dass die Länder ebenfalls signalisiert hätten, dass sie kaum in der Lage wären, derart kurzfristig – also bei Verkürzung der Regulierungsperiode - zu agieren. Eine sich immer weiter aufstauende Verzögerung der einzelnen Verfahren wäre die Folge. Diesbezüglich wurde angeregt, dass Verfahrensvereinfachungen genutzt würden, um wenigstens die Fristen innerhalb fünfjähriger Regulierungsperioden einzuhalten. Genannt wurde hier etwa Bescheide der Erlösobergrenzen und zu Regulierungskontosalden. Ein vollständiges „Regulierungschaos“[3] wurde befürchtet, wenn bestehende Verzögerungen durch Verkürzung der Regulierungsperioden verschärft würden. Daneben würden neben vereinzelten Vereinfachungen auch Ausweitungen des Regulierungsaufwands in Aussicht gestellt. Insgesamt sei zu bezweifeln, dass die Vereinfachungen zu der Verkürzung des Prüfzyklus geeignet sind.

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

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

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

[3] Anführungszeichen aus Stellungnahme übernommen.

5.2.2.9 Sach- und Einzelfallgerechtigkeit sowie Pauschalisierungen

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

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

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

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

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

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

5.2.2.10 Kapitalgeber

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

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

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

5.2.2.11 Prüfpraxis und Nachweis- und Berichtspflichten

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

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

zu schmälern und den Zeitverzug der OPEX-Steigerungen abzufedern. In diesem Zusammenhang wird auch die Berücksichtigung von Plankosten angeregt.

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

199 Es wurde zudem eine deutliche Verringerung der Kostennachweispflicht bzw. hinsichtlich aufwandsgleicher Kosten und kostenmindernder Erlöse/Erträge eine Anerkennung auf Basis des handelsrechtlichen Jahresabschlusses, welcher bereits der Prüfung und Testierung eines Wirtschaftsprüfers unterlag, befürwortet. Die diesbezüglichen Berichtspflichten sollten auf ein minimales Maß beschränkt werden bzw. sich nur auf denjenigen Teil der Kosten/Erlöse beziehen, der vom Jahresabschluss abweiche, also die Hinzurechnungen und Kürzungen inklusive Plankosten.

5.2.2.12 Ausnahmeregelung nach Tenorziffer 2.4

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

5.2.2.13 Zuständigkeit der Bundesnetzagentur

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

202 Eine Stellungnahme führte konkreter aus, dass die Bundesnetzagentur weder für die Festlegung der Dauer der Regulierungsperiode noch für diesbezügliche Abänderungen sachlich zuständig sei, wie sie in Tenorziffer 2.3 S. 1 und Tenorziffer 3.1 vorgesehen seien. Gemäß § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG sei die Bundesnetzagentur zwar grundsätzlich u. a. zuständig für die bundesweit einheitliche Festlegung der Bedingungen und Methoden für den Netzzugang, der Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a EnWG sowie nach den §§ 24 bis 24b EnWG. Wegen § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG dürften aber die Vorgaben bundesweit einheitlicher Festlegungen nicht das

Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden berühren. Die (Festlegung der) Dauer der Regulierungsperiode berühre in diesem Sinne aber das Verwaltungsverfahren der Länder. Dies begründe sich, wie folgt: Die Regelung in § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG sei zwingend im Lichte der verfassungsrechtlichen Vorgaben in Art. 30 GG und Art. 84 Abs. 1 S. 1 und 2 GG sowie in Art. 84 Abs. 1 S. 5 und 6 GG auszulegen. Gemäß Art. 30 GG sei die Ausübung der staatlichen Befugnisse und die Erfüllung der staatlichen Aufgaben Sache der Länder, soweit das Grundgesetz – wie für das EnWG – keine andere Regelung treffe oder zulasse. Führten die Länder die Bundesgesetze – wie das EnWG – als eigene Angelegenheit aus, regelten die Länder (auch) die Einrichtung der Behörden und das Verwaltungsverfahren, Art. 84 Abs. 1 GG, und könnten, wenn Bundesgesetze etwas anderes bestimmten, gemäß Art. 84 Abs. 1 S. 2 GG davon abweichende Regelungen treffen.

203 Dabei könne der Bund zwar gemäß Art. 84 Abs. 1 S. 5 GG in Ausnahmefällen wegen eines besonderen Bedürfnisses nach bundeseinheitlicher Regelung das Verwaltungsverfahren ohne Abweichungsmöglichkeit für die Länder regeln; diese Gesetze bedürften jedoch gemäß Art. 84 Abs. 1 S. 6 GG der Zustimmung des Bundesrates. Die Regelungen in § 54 Abs. 3 S. 3 und 7 EnWG seien im Zuge des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2023 (BGBl. I Nr. 405, nachfolgend: EnWG-Novelle) eingefügt worden. Die EnWG-Novelle sei nicht als sogenanntes Zustimmungsgesetz ausgestaltet und demnach auch nicht mit Zustimmung des Bundesrates beschlossen worden.

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

Sinne eines verfahrensmäßigen Verhaltens der Verwaltung selbst bewirke und zwangsläufig ein korrespondierendes Verhalten der Verwaltung auslöse.

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

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

5.2.3.1 Übergangsweise Dauer von fünf Jahren für die fünfte Regulierungsperiode

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

5.2.3.2 Anpassung der Betriebskosten im Sinne Tenorziffer 3.2

207 Eine Vielzahl von Stellungnahmen begrüßte, dass die Bundesnetzagentur anerkenne, dass Kostenänderungen bei den OPEX zukünftig schneller anzuerkennen seien.

208 Die vorgesehene Betriebskostenanpassung wurde in vielen Stellungnahmen begrüßt und/oder als sinnvoll angesehen. Es fand sich aber auch die gegenteilige Positionierung: Eine Anpassung der OPEX im Laufe der Regulierungsperiode sei nicht sachgerecht, weil insoweit die Interessen der Netznutzer an möglichst günstigen Netzentgelten nicht berücksichtigt würden. OPEX seien trotz konstanter Stromkreislänge in den letzten Jahren massiv angestiegen. Insoweit sei von ineffizienten Kosten auszugehen. Auch bei den Personalkosten bestünden Ineffizienzen. Durch den jährlichen Aufschlag entfiele auch jedweder Anreiz zu Effizienzsteigerungen. Dass die Beschlusskammer für die fünfte Regulierungsperiode letztmalig eine Dauer von fünf Jahren festlegen wolle, ändere daran nichts.

209 Von Befürwortern wurde hingegen vorgetragen, dass eine OPEX-Anpassung aufbauend auf dem Effizienzvergleich in Form des sogenannten BASE-Ansatzes für die dritte Regulierungsperiode zu passgenauen Ergebnissen geführt hätte. Hierzu wurden Berechnungen angefügt. In Stellungnahmen wurde auch darauf verwiesen, dass diese Methode sicherstelle, dass die Anpassung der OPEX-Budgets konsistent und an die sich ändernden Versorgungsaufgaben angepasst erfolge, ohne dass es zu einer Überkompensation komme. Dies sei durch die Darstellungen des VKU für die dritte Regulierungsperiode nachgewiesen worden.

210 Der Ansatz wurde zudem als treffsicher beschrieben. Er setzte Effizienzanreize, da nur effiziente Kosten aus dem Effizienzvergleich zur Anwendung kämen, und auch die Umsetzung sei in einem vertretbaren Umfang möglich.

211 Die Bindung der OPEX-Anpassung an Parameter der Versorgungsaufgabe stelle sicher, dass eine Anpassung der Betriebskostenbudgets nur so lange erfolge, wie auch das Ausmaß der Versorgungsaufgabe zunehme.

212 Es wurde jedoch auch darauf hingewiesen, dass der Netzbetrieb von erheblichen Kostenremanenzen geprägt sei. Beispielsweise könne bei einem vorübergehenden Rückgang der zeitgleichen Jahreshöchstlast nicht automatisch von einem OPEX-Rückgang ausgegangen werden, während ein Anstieg in der Regel auf eine Zunahme der OPEX schließen lasse.

213 Schwellwerte für die Berücksichtigung eines OPEX-Anstiegs sollten mit Bedacht gewählt werden, um vor allem Bagatellanpassungen zu verhindern.

214 Es wurde in diesem Zusammenhang auch gefordert, dass sicherzustellen sei, dass Erheblichkeitsschwellen der Parameterentwicklung ausschließlich dazu dienten, Bagatellen zu vermeiden.

215 Hierzu wurde auch gefordert, dass eventuelle Erheblichkeitsschwellen sachgerecht und für die Netzbetreiber transparent nachvollziehbar zu ermitteln wären. Die Erheblichkeitsschwellen sollten nicht dazu führen, dass es zu einer restriktiven Anwendung des OPEX-Aufwuchses komme.

216 Eine effiziente Kostenstruktur der Netzbetreiber werde durch den Bezug der Anpassung auf den Effizienzvergleich sowie durch die auch zukünftig zu erwartenden Effizienzvergleiche gewährleistet.

217 Es sei sicherzustellen, dass keine Anpassung der Betriebskosten unter das Niveau des Basisjahres beispielsweise aufgrund einer volatil schwankenden Jahreshöchstlast erfolge.

218 Da sich die Versorgungsaufgabe aktuelle sehr dynamisch ändere, solle zudem geprüft werden, inwiefern der t-2-Bezug bei der Ermittlung der zu Grunde liegenden Parameter in ein t-0-Bezug umgewandelt werden könne.

219 Es wurde aber auch angemerkt, dass zu berücksichtigen sei, dass die Strukturparameter zeitlich versetzt zur Kostenentwicklung wirkten - beispielsweise müsse zunächst das Netz ausgebaut werden (Parameter Netzlänge), bevor dann sukzessive weitere Messstellen (Parameter Messstellen) angeschlossen werden könnten und sich auch die Jahreshöchstlast erhöhen könne. Bezüglich der Jahreshöchstlast sei darüber hinaus anzumerken, dass diese aufgrund von Abhängigkeiten von exogenen Einflussfaktoren wie beispielsweise Witterungsbedingungen (Einspeisung vs. Bezug) und Konjunktur von Gewerbe/Industrie vermutlich weniger geeignet sei, um als Parameter in die Ermittlung des OPEX-Ausgleiches einzufließen.

220 In diesem Zusammenhang wurde auch eine Nichtberücksichtigung negativer Parameterentwicklungen befürwortet. Es findet sich aber auch die gegenteilige Positionierung: Sollte der Aufschlag tatsächlich eingeführt werden, sei zumindest sicherzustellen, dass negative Änderungen zugunsten der Netznutzer berücksichtigt würden.

221 Es fand sich auch die Forderung, dass die Bundesnetzagentur die Netzbetreiber gezielt anreizen solle, ihre Netze und Prozesse zu digitalisieren. Diese Maßnahmen seien auch für die Verbraucherinnen und Verbraucher vorteilhaft. Anreize zur Kostensenkung müssten allerdings bestehen bleiben. Es wurde gefordert, bei jährlicher Anpassung der Erlösobergrenzen im Hinblick auf die operativen Kosten, starke Anreize zur Kosteneffizienz beizubehalten.

5.2.3.3 Ausweitung der Anpassung der Betriebskosten auf Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren

222 Die Ausweitung auf die Unternehmen im vereinfachten Verfahren wurde vielfach gefordert. Die Beschränkung auf Regelverfahren wurde auch als nicht begründbar oder inakzeptabel bezeichnet und als eine nicht zu rechtfertigende strukturelle Schlechterstellung angesehen.

223 Es sei bisher nicht überzeugend dargetan worden, weshalb die Problematik bei kleinen Stromnetzbetreibern grundsätzlich anders zu bewerten sei und dieses regulatorische Instrument nur im Regelverfahren zur Verfügung stehen solle.

224 Mit Blick auf die wachsenden operativen Kosten auch für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren sei die Beschränkung auf Regelverfahren nicht nachvollziehbar. Das dynamisierte Umfeld der Stromnetzbetreiber sei maßgeblich exogen durch die gesetzlichen Vorgaben und steigende Anforderungen an den Netzbetrieb geprägt, und somit ungeachtet von Unternehmensgröße oder unternehmensindividuellen Entscheidungen unter Berücksichtigung personeller Ressourcen. Ein Zuwarten auf den Effekt einer schnelleren Abbildung durch die Verkürzung der Regulierungsperiode erweise sich demgegenüber als nicht in gleicher Weise geeignet: Zum einen stelle sich dieser Effekt frühestens ab der siebten Regulierungsperiode ein, Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren müssten somit noch weit mehr als zehn Jahre abwarten. Zum anderen sei der positive Effekt der Verkürzung ohnehin nur marginal.

225 Hilfsweise sei eine fakultative Teilnahmeoption am OPEX-Ausgleichsmechanismus für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren mit Bindung für die gesamte Regulierungsperiode vorstellbar.

226 Es wurde auch darauf verwiesen, dass die Anwendung auf VNB des vereinfachten Verfahrens, laut Ausführungen des VKU, leicht umsetzbar sei.

227 Im Übrigen wurde es als widersprüchlich erachtet, dass die Bundesnetzagentur zum vermeintlichen Vorteil für kleinere Netzbetreiber einerseits die Datenerhebung für Strukturparameter zur Anwendung des Betriebskostenaufschlags vermeiden wolle, gleichzeitig jedoch eine Ausdehnung der Qualitätsregulierung auf ebendiese Netzbetreiber beabsichtige mit der Konsequenz, dass Daten zu erheben wären, die bislang noch nicht vorlägen oder teils überhaupt nicht mit hinnehmbaren Aufwand ermittelt werden könnten.

228 Es wurde auch darauf hingewiesen, dass nach bisheriger Ausgestaltung das Qualitätselement nur zu sehr geringen Auf- oder Abschlägen führe. Im Gegensatz dazu würde nur ein übergangsweiser Betriebskostenaufschlag die zusätzlichen Kosten der Netzbetreiber decken, die durch eine Ausweitung der Versorgungsaufgabe anfallen. Gerade die Jahre 2029 bis 2033 würden angesichts der gesetzlich vorgesehenen Treibhausgasneutralität bis 2045 voraussichtlich von einem hohen Transformationsdruck gekennzeichnet sein.

229 Im Falle der Nicht-Ausweitung wurde eine Wettbewerbsverzerrung befürchtet.

230 Auch wurde eine systematische Schlechterstellung von kleinen bzw. leistungsschwächeren Netzbetreibern, die sich für die Möglichkeit der Teilnahme am vereinfachten Verfahren entschieden haben, bemängelt. Es sei nicht ersichtlich, dass Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren einen geringeren Anpassungsbedarf hätten, als diejenigen im Regelverfahren. Der pauschale Verweis auf die Möglichkeit, in das Regelverfahren zu wechseln, sei angesichts der hieran anknüpfenden sonstigen Anforderungen nicht verhältnismäßig.

231 Es wurde auch ausgeführt, dass die Kompatibilität dieses Modells mit dem vereinfachten Verfahren eine explizit hervorgehobene Rolle spiele. Erforderlich sei lediglich die zusätzliche Feststellung von (Ausgangs-)Vergleichsparametern im Basisjahr. Dass in der Begründung zu Tenorziffer 16.1. angeführte Argument, es könne mit Blick auf die Interessen der Netzkunden nicht in der erforderlichen Gewissheit gewährleistet werden, dass die ermittelten Parameter tatsächlich solche sind, die die Versorgungsaufgabe der kleinen Verteilernetzbetreiber abbilden, könne im Übrigen durch Anwendung sachgerechter pauschaler Korrekturfaktoren minimiert werden.

232 Sofern ein datenbasierter Anpassungsmechanismus für alle Netzbetreiber nicht realisierbar sein sollte, wurde angeregt einen pragmatischeren Lösungsansatz zu wählen, der im Ergebnis sachgerecht für alle Netzbetreiber ist.

5.2.3.4 Alternative Formen der Anpassung der Betriebskosten

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

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

235 Es wurde auch anregt, dass die Bundesnetzagentur den Vorschlag des OPEX-Xgen gleichberechtigt zu den anderen regulatorischen Instrumenten anhand der von ihr aus dem

Europarecht hergeleiteten Kriterien zur Beurteilung der Instrumente untersuchen solle. Aktuell werde der Vorschlag ohne Begründung und rein tautologisch allein aufgrund einer definitorischen, ohne Bezug zum Sachverhalt stehenden Setzung seitens der Bundesnetzagentur verworfen. (Siehe auch Abschnitt 5.2.2.4)

5.2.3.5 Anpassung der Betriebskosten in der vierten Regulierungsperiode

236 Die Einführung des Instrumentes oder eines solchen Instrumentes bereits in der vierten Regulierungsperiode wurde gefordert und beispielsweise als essentiell, notwendig oder unerlässlich bezeichnet.

237 Die diesbezüglich durch die Bundesnetzagentur vorgesehene Prüfung wurde begrüßt.

238 Auch wurde vorgetragen, dass seit dem letzten Basisjahr die Betriebskosten von Elektrizitätsversorgungsnetzbetreibern aufgrund der Energie-, Verkehrs- und Wärmewende, aber auch aufgrund anderer Prozesse wie z. B. des Umbaus der Netze aufgrund Urbanisierung und Digitalisierung deutlich gestiegen seien. Dies betreffe neben den Personal- und Materialkosten auch Kosten für die Überwachung der Infrastruktur, um mögliche Eingriffe in kritische Infrastruktur zu vermeiden. Auch wenn der Umsetzungsgrad in den einzelnen Unternehmen noch unterschiedlich sein möge, so sei doch fest davon auszugehen, dass alle Unternehmen bis Ende der vierten Regulierungsperiode einen entsprechenden Aufwuchs verzeichnen würden. Es sei unerlässlich, die Netzbetreiber bereits jetzt entsprechend zu entlasten, um die o.g. Ziele nicht zu verfehlen.

239 Beispielhaft wurde auf gesteigerte Investitionen verwiesen und darauf, dass in diesem Zusammenhang seit 2021 verstärkt Personal eingestellt worden sei. Damit werde die Bereitschaft signalisiert bezüglich der OPEX in Vorleistung zu gehen. Wenn der OPEX-Aufschlag jedoch nicht zeitnah zur Anwendung käme, sähe man sich gezwungen, den weiter geplanten Personalaufbau zu stoppen.

240 Auch wurde vorgetragen, dass in einer Phase zum Teil exponentiell steigender Anforderungen an Netzbetreiber die verzögerte Berücksichtigung energiewendebedingter Betriebskostensteigerungen zu einer wirtschaftlichen Schlechterstellung der Netzbetreiber führe, die kontraproduktiv sei.

241 Es fand sich auch die entgegengesetzte Positionierung: Das OPEX-Modell sei nicht auf die bereits laufende vierte Regulierungsperiode anzuwenden.

5.2.3.6 Fortführung der Anpassung der Betriebskosten nach der fünften Regulierungsperiode

242 Die Fortführung der Anpassung der Betriebskosten auch über die fünfte Regulierungsperiode hinaus wurde ebenfalls gefordert. Sie sei unabhängig von der Dauer der Regulierungsperiode notwendig. So wurde etwa ausgeführt, dass bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode Kostenunterdeckungen auf Grund von Wachstum bzw. der Veränderung der Versorgungsaufgabe bestehen blieben. Die Regulierungssystematik für die operativen Kosten müsse so angelegt sein, dass die effizienten OPEX über die EOG gedeckt werden können, sonst entständen den Netzbetreibern zusätzliche Finanzierungskosten, die in einem WACC-Ansatz nicht erfasst würden und zu Lasten der Eigenkapitalverzinsung gingen.

243 Ohne eine Anpassung der Betriebskosten nach der fünften Regulierungsperiode, bestehe eine strukturelle Lücke im Regulierungssystem.

244 Es sei weder mit regulierungsökonomischen Prinzipien noch mit § 21 Abs. 2 EnWG vereinbar, dass outputbasierte Betriebskostensteigerungen im Regulierungssystem überhaupt nicht abgebildet würden.

245 Auch wurde vorgebracht, dass es fahrlässig wäre, die Energiewende und deren Kostensteigerung von vorneherein auf Regulierungsperioden zu begrenzen oder im Sinne einer zeitnahen Anerkennung von Kosten eine dauerhafte Veränderung des Regulierungssystems auf kürzere Periodendauern vorzunehmen. Diese wirke gegenüber einer langen Regulierungsperiode dämpfend auf die Innovationskraft der Netzbetreiber und ihr Potenzial, echte Effizienzen zu heben. Somit wäre gegebenenfalls sogar eine dynamisierte Energiewende in ihrer Geschwindigkeit verlangsamt.

246 Auch wurde gefordert, dass kein Entweder-oder-Prinzip bezüglich der Anpassung der Betriebskosten und der Verkürzung der Regulierungsperiode gelten solle. In diesem Zusammenhang wurde auch ausgeführt, dass eine Anpassung allein über VPI und Xgen keinerlei Veränderung der Versorgungsaufgabe berücksichtige.

247 Es wurde zudem vorgebracht, dass auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode ein Instrument zur Abdeckung outputbasierter Betriebskostenerhöhungen während der Regulierungsperiode notwendig sei. Notwendig sei also eine Kombination des Instruments „Verkürzung der Regulierungsperiode“ mit einem weiteren regulatorischen Instrument zur Abbildung von Betriebskostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode. Solche Kombinationen an regulatorischen Instrumenten untersuche die Bundesnetzagentur im

Sachstandspapier zu Tenor und Erwägungen jedoch nicht. Da es keinen a priori Grund gäbe, der gegen eine Kombination an Instrumenten spreche, würden solche Kombinationen an Instrumenten derzeit ohne Begründung nicht berücksichtigt.

248 Die Bundesnetzagentur solle die Verkürzung der Regulierungsperiode jeweils im Zusammenspiel mit i) dem Betriebskostenaufschlag anhand der SFA-Koeffizienten („VKU-Modell"), ii) des OPEX-Xgen („Netze BW-Modell"), iii) des Betriebskostenfaktors anhand des Wachstumsausgleichsfaktors („BDEW-Modell") untersuchen. Diese drei Kombinationen sollten jeweils explizit dem Einzelinstrument einer reinen Verkürzung der Regulierungsperiode gegenübergestellt und beurteilt werden.

249 An anderer Stelle wurde vorgebracht, dass im Hinblick auf die Handhabbarkeit und den einhergehenden Verwaltungsaufwand eine fünfjährige Regulierungsperiode mit einer jährlichen OPEX-Anpassung im Vergleich zu einer dreijährigen Regulierungsperiode die zu bevorzugende Variante darstelle.

250 Zudem wurde ausgeführt, dass sich dieses Instrument in einem eingeschwungenen Zustand der Versorgungsaufgabe über sich nur gering entwickelnde Parameter selbst abschaffe. In diesem Sinne sei auch fraglich, ob eine separate Definition der Erlösobergrenzenformel für verschiedene Regulierungsperioden notwendig sei.

251 Eine Mittelwertbildung könne auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode nicht die richtige Startbasis für die Erlöse der nächsten Regulierungsperiode ermitteln. Sie werde bei steigenden OPEX – die im Rahmen der Transformation der Energienetze in den nächsten Jahren zu erwarten seien – immer einen Teil des Anstiegs vernachlässigen, da sie den inflationsbedingten Kostenanstieg innerhalb der geprüften Regulierungsperiode und den Kostenanstieg aufgrund zusätzlicher Aufgaben nicht erfasse.

252 Auch wurde vorgetragen, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode nicht erforderlich sei, wenn der Mechanismus auch darüber hinaus fortgeführt würde.

5.2.3.7 Evaluierung nach Tenorziffer 3.3

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

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

255 Auch wurde ausgeführt, dass in der Evaluierung Gründe dargelegt werden sollten, warum von einem gut funktionierenden System abgewichen werden sollte. Die für die fünfte Regulierungsperiode geplante Einführung einer OPEX-Anpassung werde das Regulierungssystem sinnvoll ergänzen und zukunftsfähig machen.

256 Es wurden auch Bedenken geäußert, dass zum Evaluierungszeitpunkt noch nicht genug Erfahrungen, insbesondere zu Verfahren nach Festlegung der Erlösobergrenze gesammelt seien. Schließlich würden viele der angedachten Anpassungen erst zum 1.1.2029 wirksam.

257 Auch wird darauf hingewiesen, dass 2030 Basisjahr im Gasbereich sei. Die relevanten Festlegungen für Gas müssten bis Ende 2028 feststehen.

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

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

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

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

262 Zwingend müssten zudem dabei die "gewonnenen Erkenntnisse aus der Rechtsprechung"[4] in die Bewertung einfließen und demnach im Zweck ergänzt werden.

263 Auch wurde angeregt, im Rahmen der Evaluierung die Fortführung Betriebskostenanpassung zu prüfen. Diesbezüglich wurde auch eine Prüfpflicht gefordert.

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

265 Es wurde zudem bezüglich der Ausrichtung der Evaluierung ausgeführt, dass die OPEX-Anpassung davon nicht umfasst sein könne, da eine Feststellung der Wirksamkeit dieses Instruments ein gewichtiges Argument gegen den Übergang in die dreijährige Regulierungsperiode darstellen würde. Genau dies müsse aber angesichts der Alternativenfunktion beider Maßnahmen nach gerade einen Hauptansatzpunkt der Evaluierung bilden. Erst wenn auf gesicherter Erkenntnisbasis feststünde, dass das insoweit in den Auswirkungen mildere Mittel der OPEX-Anpassung nicht ausreichend sei, könne eine Verkürzung der Periodendauer in Betracht kommen.

266 Auch wurde darauf hingewiesen, dass es angesichts der Ausführungen der GBK, dass ein Betriebskosten-Aufschlag aufbauend auf dem Effizienzvergleich sich am ehesten als geeignete Alternative zu einer Verkürzung der Regulierungsperiode erweise, mit Blick auf die Evaluierung, kontraproduktiv sei, einen erheblichen Teil der Netzbetreiber a priori aus einer zur Periodenverkürzung ernsthaft geeigneten Verfahrensalternative auszuklammern. Insofern würde eine Evaluierung auf einer verschmälerten Erkenntnisbasis beruhen und zu einer Verzerrung der Ergebnisse führen.

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

[4] Anführungszeichen aus Stellungnahme übernommen.

5.2.4 Stellungnahmen zu: Regulierungsformel (Tenorziffer 4)

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

5.2.4.1 Anwendung des Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nur auf OPEX

269 Die einseitige Beseitigung von Inkonsistenzen im Regulierungsrahmen sei sachlich nicht richtig. Der Entfall der Inflationierung der CAPEX sei nicht verhältnismäßig, zumal andere Fehler in der Regulierungsformel wie der zweijährige Verzug bei der Anwendung des Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) nicht beseitigt würden. Bezüglich des Entfalls der Inflationierung der CAPEX sei sicherzustellen, dass der Zinsanteil für das Eigenkapital den Inflationsausgleich gewährleisten müsse.

5.2.4.2 Effizienzvorgaben auf Kapitalkosten

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

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

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

5.2.4.3 Effizienzvorgaben auf volatile Kostenanteile

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

274 Vielmehr dürften volatile Kosten aus systematischen Gründen keiner Effizienzvorgabe unterliegen. Der Wert VK_t bilde die volatilen Kosten im Zeitpunkt t ab. Jegliche Einsparungen im Vergleich zum Wert VK_0 seien somit direkt in der Erlösobergrenze über den Wert VK_t berücksichtigt. Jedoch würden zusätzlich über die Effizienzvorgaben einschließlich auf den Wert VK_0 die im Effizienzvergleich festgestellte Ineffizienzen pauschal erlösmindernd angesetzt. Damit könne die Effizienzvorgabe durch Einsparungen bei den volatilen Kosten faktisch nicht erreicht werden und es bestehe kein Anreiz für die Netzbetreiber, volatile Kosten einzusparen. Vielmehr müssten die Effizienzvorgaben in anderen Kosten Kostenpositionen gehoben werden, was nicht möglich und nicht verursachungsgerecht sei.

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

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

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

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

5.2.4.4 Rechnerische Korrektur der Regulierungsformel im Hinblick auf volatile Kostenanteile

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

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

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

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

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

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

5.2.4.5 Verlustenergie als volatile Kosten in der Regulierungsformel

283 Die Regulierungsformel sei bezüglich der Effizienzvorgaben auf die volatilen Kostenanteile, insbesondere bei den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, nicht sachgerecht. Die Kosten für die Verlustenergie würden im Basisjahr im Rahmen eines Partialbenchmarkings bezüglich der Menge auf Effizienz geprüft. Gleichzeitig gingen die Basisjahrkosten in den Effizienzvergleich ein. Die Preise für die jährliche Beschaffung könnten jährlich an den Referenzpreis multipliziert mit der im Basisjahr geprüften Menge angepasst werden. Bei der Bestimmung des Referenzpreisniveaus seien also auch schon Anreizelemente enthalten, so dass deren Anwendung nicht zum Ausgleich der tatsächlichen Kosten führe. Somit enthielten die volatilen Kosten für die Verlustenergie bereits Effizienzvorgaben. Laut Regulierungsformel sollen aber die Verlustenergiekosten des Basisjahres mit der individuellen Effizienzvorgabe belegt werden. Damit würden diese Kosten mit einer doppelten Effizienzvorgabe belegt. Gleichzeitig entfalle die bisherige Inflationierung der Basisjahrkosten für die Netzverluste, die diesen Nachteil ausgleichen könne.

5.2.4.6 Anzeigeverfahren zur Anpassung der Erlösobergrenze

284 Das Anzeigeverfahren zur Anpassung der Erlösobergrenze wurde begrüßt.

5.2.4.7 Korrekturterm auch bei Messstellen von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern

285 Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende finde auch eine Transformation im Messstellenbetrieb der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber statt. Bis zum Jahr 2032 müssten 95 % der auszustattenden Messstellen mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sein. Der Zählerbestand bei den Verteilernetzbetreibern werde somit bis zum Jahr 2032 ausgebaut sein. Die neu eingebauten intelligenten Zähler würden dem Anlagevermögen des grundzuständigen Messstellenbetreiber zugeordnet werden. Aufgrund der 20-jährigen Nutzungsdauer der Anlagengruppe „Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger“ komme es zu entsprechenden vorzeitigen Anlagenabgängen beim Verteilernetzbetreiber. Eine Abbildung dieser Kosten über das Ausgangsniveau sei aufgrund des Zeitverzugs nicht hinreichend. Der Zeitverzug sollte über eine Berücksichtigung der Kosten im Kapitalkostenaufschlag berücksichtigt werden.

286 Da bis zum Jahr 2032 der Großteil der kalkulatorischen Restbuchwerte der Zähler beim Verteilernetzbetreiber ausgebucht sein würden, genüge eine Regelung für die fünfte Regulierungsperiode. Hierbei seien lediglich die Anlagenabgänge ab dem Jahr 2027 zu berücksichtigen, da die Anlagenabgänge der Jahre 2022 bis einschließlich 2026 Bestandteil des

Ausgangsniveaus für die fünfte Regulierungsperiode seien und dort kumuliert mit 1/5 der Basisjahrkosten zu berücksichtigen seien.

287 Die Berücksichtigung der jährlichen Anlagenabgänge könne beispielsweise im Rahmen des Kapitalkostenaufschlages erfolgen, in dem dort die kalkulatorischen Restbuchwerte des Jahres – fortentwickelt bis zum Ende der Regulierungsperiode – berücksichtigt werden. Die Restbuchwerte der Anlagenabgänge der Jahre 2027 und 2028 könnten zusammen mit den Abgängen des Jahres 2029 im Kapitalkostenaufschlag des Jahres 2029 berücksichtigt werden. Bei einem Ansatz des Restwerts zum Ende der fünften Regulierungsperiode bedürfe es keiner Anpassung des Kapitalkostenabzugs. Etwaige Verkaufs- und Verschrottungserlöse seien kostenmindernd zu berücksichtigen.

5.2.4.8 Verfahrensregelungen

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

5.2.5 Stellungnahmen zu: Ausgangsniveau (Tenorziffer 5)

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

5.2.5.1 Kriterien zur Bestimmung des Ausgangsniveaus

290 Die Formulierungen zur Anerkennung nur solcher Kosten, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen sowie der Ausschluss von Kosten, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, ließen einen über den eigentlichen Effizienzvergleich hinausgehenden weiteren Effizienzvergleich vermuten. Eine solche Effizienzbetrachtung bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus sei nicht sachgerecht. Vielmehr seien betriebsnotwendige Kosten vollständig im Ausgangsniveau anzuerkennen. Erst im Folgeprozess des Effizienzvergleichs erfolge sodann eine Gegenüberstellung mit strukturell vergleichbaren Netzbetreibern. Darüber hinaus sollten derartige Grundsätze zum

Ausgangsniveau aus systematischen Gründen der Festlegung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus vorbehalten bleiben.

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

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

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

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

5.2.5.2 Materielle Regelungen zur Bestimmung des Ausgangsniveaus

295 Bezüglich der folgenden Regelungen wurden nicht nur inhaltliche Anmerkungen getätigt, sondern auch geltend gemacht, dass diese aus systematischen Gründen erst auf der Ebene der Festlegung StromNEF/GasNEF zu treffen seien, um eine stringente, kaskadierende Festlegungsstruktur zu wahren. Darunter fielen die Regelung bzw. insbesondere die

Erwägungen zur Gewerbesteuer sowie die Regelungen zur Besonderheit des Geschäftsjahres. Ausführungen zur Berechnung der Gewerbesteuer innerhalb des WACC sollten nachfolgenden Festlegungen überlassen werden (wobei der Vom-Hundert-Ansatz als nicht sachgerecht bezeichnet wurde).

5.2.5.3 Besonderheit des Geschäftsjahres

5.2.5.3.1 Prüfansätze zur Bestimmung einer Besonderheit der Kosten

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

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

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

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

5.2.5.3.2 Gesamthafte Betrachtung der Kostensituation

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

5.2.5.3.3 Regelung zur Besonderheit des Geschäftsjahres bei Erlösen und Erträgen

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

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

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

304 Die methodischen Folgen der Regelungen seien nicht erkennbar, da gemäß den Erwägungen eine Behandlung der Erlöse und Erträge spiegelbildlich wie die Behandlung der Kosten erfolgen solle, aber bei den Kosten gerade keine Erhöhung zugelassen werden. Im Ergebnis sollten vielmehr besonders hohe Erlöse und Erträge spiegelbildlich zu den Kosten gekürzt werden können, um ein sachgerechtes Ausgangsniveau zu gewährleisten. Hingegen sei eine Anrechnung von Plan-Erlösen und ein Ausschluss von Plan-Kosten nicht zu rechtfertigen.

5.2.5.3.4 Positive und negative Besonderheiten sowie Plankosten

305 Es wurde gefordert, auch sogenannte negative Besonderheiten zu berücksichtigen. Dies seien im Basisjahr besonders gering ausfallende Kosten bzw. besonders hoch ausfallende Erlöse oder Erträge. Es sei eine Regelung aufzunehmen, die es der Regulierungsbehörde in diesen Fällen ermögliche, eine Erhöhung von Kosten und eine Verringerung von Erlöspositionen im Vergleich zur Gewinn- und Verlustrechnung des Basisjahres einzubeziehen. Nur durch einen

einheitlichen Maßstab für die Behandlung von positiven und negativen Besonderheiten könnte im Ergebnis ein angemessenes Niveau an betriebsnotwendige Netzkosten und damit ein repräsentatives Ausgangsniveau für die gesamte Regulierungsperiode ermittelt werden.

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

5.2.5.3.5 Differenzierung von OPEX und CAPEX

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

5.2.5.3.6 WACC

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

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

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

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

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

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

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

5.2.6.1 Verbraucherpreisgesamtindex (Tenorziffer 6.1)

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

314 In vielen Stellungnahmen wurde gefordert, die zeitverzögerte Berücksichtigung der Inflation (t-2) beim Ansatz des VPI zu beseitigen. Diese stelle einen weitreichenden systematischen Nachteil für Netzbetreiber dar, da zum einen das durchschnittliche Preisniveau des jeweiligen Jahres nicht erlösseitig über die Netzentgelte vereinnahmt werden könne und zum anderen der zweijährige Zeitverzug selbst erlösseitig nie aufgeholt werde, da jeweils zwei Jahresscheiben fehlten. Kritisiert wurde zudem, dass aus den Erwägungsgründen keine sachlichen Gründe für eine Fortführung des bisherigen zweijährigen Zeitverzugs erkennbar seien. Kritisiert wurde in diesem Zusammenhang ferner, dass lediglich eine aus Netzbetreibersicht nachteilige Korrektur der Inflationierung von Kapitalkosten und volatilen Kosten erfolge, aber nicht auch des zweijährigen Zeitverzugs. Dies sei nicht nachvollziehbar, da der Zeitversatz eine Inkonsistenz im Regulierungssystem darstelle. In quantitativer Hinsicht sei dieser Zeitverzug von ähnlicher Bedeutung wie die thematisierte „Doppelanpassung von Kapitalkosten“. Bei einer dreijährigen Regulierungsperiode sei die quantitative Bedeutung des Zweijahresverzugs relativ zur „Doppelinflationierung“ der Kapitalkosten sogar größer.

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

316 Teilweise wurde gefordert, die Inflationierung von Kapitalkosten fortzuführen, teils auch ausdrücklich zusätzlich zur Beseitigung des zweijährigen Zeitverzugs (vgl. Abschnitt 5.2.4.2). Teilweise wurde vorgetragen, dass bei einem Entfall der Inflationierung der CAPEX ein sachgerechter Nominalzinssatz entwickelt werden müsste.

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

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

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

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

5.2.6.2 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Tenorziffer 6.2)

321 In mehreren Stellungnahmen wurde insbesondere im Hinblick auf den Transformationsprozess der Netze in Zweifel gezogen, dass es eine höhere Produktivität der Netzwirtschaft gegenüber der Gesamtwirtschaft gebe. Eine solche sollte bei der Analyse durch die Bundesnetzagentur konkret herausgearbeitet und empirisch begründet werden, auch um das gesetzliche Gebot wissenschaftlicher Standards zu erfüllen.

322 Teilweise wurde auch im Strombereich die Abschaffung des Xgen und die alleinige Erlösanpassung mittels des VPI gefordert. Zur Begründung wurde angeführt, die Regulierungsbehörde habe diesen Faktor bisher nicht nachgewiesen und auch nicht valide prognostiziert. Fehlprognosen hätten die Netzbetreiber massiv belastet. Für die dritte Regulierungsperiode habe kein nennenswerter oder gar ein negativer Unterschied zwischen Netz- und Gesamtwirtschaft vorgelegen, so dass eine alleinige Erlösanpassung mittels des VPI auch nicht zum Nachteil der Netzkunden gewesen wäre. Bei einem Festhalten am Xgen solle eine Korrektur des VPI um Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschritts in der Netzwirtschaft jedenfalls nur im Ausnahmefall nach Plausibilitäts- und Erheblichkeitsprüfung erfolgen. Kritisiert wurde zudem, die Bundesnetzagentur lege den Begriff der Besonderheit, beispielsweise bei den Besonderheiten der Versorgungsaufgabe nach § 15 ARegV, sehr viel restriktiver als hier aus.

323 Zusätzlich wurde teilweise angeführt, dass die Abschaffung sowohl bei den Netzbetreibern als auch bei den Regulierungsbehörden zu Vereinfachungen führe. Es stelle sich auch die Frage, ob noch wesentliche Unterschiede zwischen der Gesamtwirtschaft und dem Netzbetrieb gegeben seien. Auch sei fraglich, ob der damit verbundene bürokratische Aufwand (insbesondere hoher Prüfungsaufwand, wiederholte höchstrichterliche Auseinandersetzungen sowie die daraus resultierende Verlängerung der Verfahrensdauer) gerechtfertigt sei.

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

Treiberanalyse, Hypothesenbildung und Hypothesentest sowie eine Bewertung der Kosten und Nutzen.

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

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

327 In mehreren Stellungnahmen wurde eine Methodenvielfalt zur Verifizierung sowie eine Stabilitätshypothese für die Übertragbarkeit vergangenheitsbezogener Daten in die Zukunft gefordert. Das Verlassen auf eine Methode, etwa nur die Malmquist-Methode, berge aufgrund der jeweiligen Vor- und Nachteile der Methoden das Risiko einer fehlerhaften Festlegung. Die Reduktion des Aufwands dürfe nicht zu Lasten der Robustheit gehen und das Risiko von Fehlprognosen weiter vergrößern. Eine Beschränkung auf den Malmquist-Index werde dem Umstand nicht gerecht, dass der Xgen erhebliche Auswirkungen auf die wirtschaftliche Lage und damit die Handlungsfähigkeit von Netzbetreibern habe. Eine Methodenvielfalt erlaube die Plausibilisierung der Ergebnisse und ermögliche eine Bestabrechnung aus Sicht der Netzbetreiber, was die methodischen Unsicherheiten abmildere. Teils wurde ausdrücklich gefordert, die Ermittlung über den Törnqvist beizubehalten. Als weitere statistische Methode wurde eine Kleinste-Quadrate-Schätzung mit Zeittrend entsprechend dem Vorgehen in Österreich vorgeschlagen.

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

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

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

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

332 Schließlich wurde kritisiert, der Sachstand nehme verschiedene Ergebnisse des von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachtens zur zukünftigen Ausgestaltung des Xgen vorweg. Verschiedene der gutachterlich zu prüfenden Ausgestaltungsmöglichkeiten würden

durch den Wortlaut der Tenorziffer 6.1 von vorneherein ausgeschlossen. Dies betreffe das Fortbestehen des Xgen selbst, den Vorschlag eines OPEX-Inflators, die Branchenvorschläge für einen OPEX-Xgen und zur Abbildung der OPEX-Anpassung ausschließlich auf Basis des VPI sowie den Zweijahresverzug.

5.2.6.3 Berücksichtigung von Änderungen der Versorgungsaufgabe im Produktivitätsfaktor

333 In mehreren Stellungnahmen wurde eine Berücksichtigung von Änderungen der Versorgungsaufgabe im Xgen zumindest für den Fall gefordert, dass die OPEX-Anpassung nicht über die fünfte Regulierungsperiode hinaus fortgeführt werde.

334 Ein OPEX-Aufwuchs innerhalb einer Periode werde durch einen (bisher) erlösreduzierenden Xgen nicht reflektiert. Es wurde vorgetragen, dass es weder mit regulierungsökonomischen Prinzipien noch mit § 21 Abs. 2 EnWG vereinbar sei, outputbasierte Betriebskostensteigerungen überhaupt nicht abzubilden. Eine Erlösregulierung, die systematisch und strukturell bestimmte Kostenkomponenten von vorneherein nicht berücksichtige, erlaube es auch effizienten Netzbetreibern nicht, die regulatorisch festgelegte Eigenkapitalverzinsung zu erwirtschaften. Grundsätzlich müsse in einem System mit Erlösobergrenzenregulierung im Gegensatz zu einer Preisobergrenzenregulierung nicht ausschließlich die Einstandspreisentwicklung und der Produktivitätsfortschritt des Netzbetriebs abgebildet werden, sondern auch die Kostenentwicklungen. Wenn es in den Erwägungen heiße, es sei ein wesentlicher Regulierungsgrundsatz, dass einzelne Kostenarten in der Erlösobergrenze nicht doppelt während einer Regulierungsperiode angepasst werden, müsse spiegelbildlich gelten, dass Netzbetreiber ihre Kosten bei effizientem Verhalten jedoch mindestens einmal regulatorisch erstattet bekommen, d. h. bestimmte Kostenarten dürften nicht von vorneherein gar nicht in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, wie dies im Hinblick auf das Betriebskostenwachstum in Folge von Output-Wachstum und ebenso im Hinblick auf den Zweijahresverzug im Sachstandspapier der Fall sei.

335 Für eine Abbildung innerhalb des Xgen wurde ein sogenannter „OPEX-Xgen“ vorgeschlagen. Die Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung beziehe sich definitorisch stets nur auf eine produzierte Einheit des Outputs. Daher decke die Anpassung durch VPI und Xgen schon konzeptionell den Betriebskostenanstieg in Folge von Outputänderungen bzw. Änderungen der Versorgungsaufgabe nicht ab. Die Kosten des Basisjahres seien – anders als in den Erwägungen zum Xgen beschrieben – nicht nur durch die Inputpreise und die Produktivität

bestimmt, sondern gleichermaßen durch die Versorgungsaufgabe. Andernfalls könnte im Effizienzvergleich ausschließlich auf den Vergleich der Kosten abgestellt werden und eine Verwendung von Strukturparametern wäre nicht notwendig.

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

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

Xgen dar. Die regulatorischen Vorteile sowie die Abwägung der Vor- und Nachteile einer solchen Aufteilung seien daher explizit vorzunehmen und zu begründen.

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

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

5.2.7.1 Kriterien für die Herleitung als KA_{nEu}

339 Die Kriterien für die Herleitung eines Kostenanteils als KA_{nEu} wurden in den Stellungnahmen überwiegend dem Grunde nach als nachvollziehbar bewertet. Einige Stellungnahmen forderten Klarstellungen in Bezug auf das Verhältnis der Kriterien untereinander sowie deren Gewichtung. Die Unvorhersehbarkeit der Anwendung der Kriterien schaffe insofern Unsicherheiten. Ferner wurde kritisiert, dass die Und-Verknüpfung zwischen den Kriterien "Exogenität", "Gleichartigkeit" und "Volatilität" nicht sachgerecht sei. Auch solle der Verweis auf eine „geringe Werthaltigkeit“ näher definiert bzw. insoweit ein Schwellenwert festgelegt werden. Außerdem sei die Abgrenzung zu volatilen Kostenanteilen mit Blick auf das Kriterium der „Volatilität“ unbestimmt.

340 Darüber hinaus wurden weitere Kriterien vorgeschlagen, auf deren Basis die Herleitung von KA_{nEu} erfolgen könne. So wurde vereinzelt vorgetragen, dass bei der Kategorisierung von Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, weitere Kriterien bei Kostenänderungen, z. B. aus gesetzlichen und behördlichen Vorgaben, Verzögerungen durch behördliche, öffentliche, ökologische, zivilrechtliche und marktliche Engpässe zu berücksichtigen seien. Ebenfalls vereinzelt kam die Anregung, als weiteres Kriterium Kostenbestandteile aufzunehmen, deren Berücksichtigung im Effizienzvergleich aus übergeordneten Gründen nicht sinnvoll erscheint. Beispielsweise könnten die Ziele gemäß § 1

EnWG gefährdet sein, wenn bestimmte Kostenanteile dem Effizienzdruck unterlägen. Eine Stellungnahme forderte zudem die Aufnahme des substitutionalen Zusammenhangs einer Kostenposition mit einer anderen dem Effizienzvergleich unterstehenden Position als zusätzliches Kriterium. Schließlich wurde noch zur besseren Verständlichkeit die Umbenennung des Kriteriums der fehlenden Gleichartigkeit in „Vergleichbarkeit“ angeregt.

5.2.7.2 Wegfall der bestehenden Position der Personalzusatzkosten

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

342 Der Fachkräftemangel sei eine der größten Herausforderungen, die es zu bewältigen gelte. Marktkonforme Vergütung, Urlaub, Gesundheitsprogramme, etc. seien elementar, um qualifizierte Kräfte gewinnen und halten zu können. Die Kosten müssen in der Erlösobergrenze abgebildet werden können. Es sei daher wichtig, dass die bisherigen Positionen im Sinne des § 11 Abs. 2 Nr. 9-11 ARegV als KA_{nEu} beibehalten werden. Vereinzelt wurde darüber hinaus gefordert, auch Löhne und Gehälter bzw. die gesamten Personalkosten als KA_{nEu} zu qualifizieren. Das Budgetprinzip bei Personalkosten schmälere die sozialen Standards zu Lasten der Mitarbeitermotivation und –bindung. Darüber hinaus ist in einer Stellungnahme gefordert worden, dass auch die Personalzusatzkosten von konzernverbundenen Dienstleistern als KA_{nEu} zu berücksichtigen seien. Denn wenn der Mitarbeiter beim Netzbetreiber angestellt wäre, der die Tätigkeit beim Dienstleister ausführt, dann seien die Personalkosten berücksichtigungsfähig. In der StromNEF/GasNEF werde erläutert, dass die Kosten von konzernverbundenen Dienstleistern nur in der Höhe anerkannt werden, als hätte der Netzbetreiber die Leistung selbst erbracht. Da konzernverbundene Dienstleister größtenteils die Leistung für eine Vielzahl von Netzbetreibern erbringen, können entsprechende Synergien gehoben werden Dadurch seien die anfallenden Kosten geringer, als wenn jeder Netzbetreiber die Tätigkeit in seinem Hause ausübe.

5.2.7.2.1 Lohnzusatzleistungen

343 In Bezug auf die Behandlung von Lohnzusatzleistungen wurde häufig auf den Willen des Verordnungsgebers im Rahmen der Schaffung des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV verwiesen. So habe der Verordnungsgeber durch die Regelung sicherstellen wollen, dass keine Anreize zur Absenkung des sozialen Niveaus für Arbeitnehmer gesetzt werden. Durch die Behandlung der

Lohnzusatzleistungen als beeinflussbare Kostenanteile werden die Kosten dem Effizienzdruck ausgesetzt. Für Netzbetreiber, die einen Effizienzwert unter 100 % haben, ergebe sich dadurch der Anreiz, die entsprechenden Kosten unter das vom Verordnungsgeber als schutzwürdig bewertete Niveau abzusenken.

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

345 Ferner seien die Kriterien Exogenität, fehlende Gleichartigkeit sowie Volatilität auch in Bezug auf Lohnzusatzleistungen erfüllt. Die Energiewende sei exogen verursacht. Der Spielraum der Netzbetreiber zur Verringerung der Lohnzusatzleistungen sei zudem durch das Arbeitsrecht bereits eingeschränkt – Stichwort „betriebliche Übung“. Als betriebliche Übung bezeichne man im Arbeitsrecht den Umstand, dass ein Arbeitnehmer aus der regelmäßigen Wiederholung bestimmter Verhaltensweisen des Arbeitgebers zu Recht ableiten darf, dass der Arbeitgeber sich auch in Zukunft bzw. auf Dauer auf diese Art verhalten werde – etwa bei der Gewährung von Leistungen und Vergünstigungen – und dadurch Rechtsansprüche auf solche Leistungen begründet werden. Durch die betriebliche Übung würden freiwillige Leistungen des Arbeitgebers zu verpflichtenden, denen sich der Arbeitgeber nicht mehr einseitig entziehen könne. Zur Gewinnung von Mitarbeitern sei die Gewährung von Lohnzusatzleistungen hingegen wichtig. Auch die Volatilität sei mittel bis hoch zu bewerten. Die Kosten stiegen in diesem Bereich, dies sei aus der von der Bundesnetzagentur dargestellten Entwicklung der Kostenposition von 2016 bis 2023 erkennbar. Auch zeigten sich dort Schwankungen zwischen den Jahren in Höhe von 100 Mio. €. Schließlich seien die in dieser Position anfallenden Kosten nicht gleichartig. Da die Netzbetreiber unterschiedlich von der Energiewende betroffen seien, ergäben sich auch unterschiedliche Personalbedarfe bzw. Personalaufbaubedarfe. Auch gebe es unterschiedlich ausgestaltete Tarifverträge zwischen großen und kleinen Netzbetreibern.

5.2.7.2.2 Betriebsratskosten

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

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

5.2.7.2.3 Aus- und Weiterbildungskosten

348 Überwiegend wurde zudem gefordert, die Aus- und Weiterbildungskosten als KA_{nEu} einzuordnen. Die unterbliebene Einordnung sei angesichts des demografischen Wandels und dem Gelingen der Energietransformation ein falsches Signal. Als Antwort auf den Fachkräftemangel hätten viele Stadtwerke in den letzten Jahren organisatorische Umstrukturierungen vorgenommen, um die Auszubildenden direkt bei der Netzgesellschaft anzustellen.

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

5.2.7.3 Forderung weiterer Einzelpositionen

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

5.2.7.3.1 Redispatch

351 Einzelne Stellungnahmen forderten die Anerkennung der Redispatchkosten als KA_{nEu}. Die Wiedergabe der entsprechenden Stellungnahmen erfolgt gemeinsam mit dem Vortrag zur Einordnung der Kosten als volatile Kostenanteile (vgl. Abschnitt 5.2.8.5).

5.2.7.3.2 Steuern und Umlagen

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

5.2.7.3.3 Kosten für die Nutzung des 450 MHz Funknetzes

353 Einige Stellungnahmen forderten die Kosten für die Nutzung des 450 MHz Funknetzes als KA_{nEu} einzustufen.

354 Das 450-MHz-Funknetz leiste einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit, Resilienz der Energieversorgung und Digitalisierung der Energiewende und ermögliche eine gesetzlich verpflichtende schwarzfallfeste Kommunikation. Es handele sich somit um exogene Kosten. Insofern verweisen die Stellungnahmen auch auf den Maßnahmenkatalog der Übertragungsnetzbetreiber sowie eine Empfehlung des Bundesamts für Katastrophenschutz. Die Volatilität der Kosten ergebe sich aus aufgrund des Hochlaufs der Technologie steigenden Kosten in den nächsten Jahren. Eine Gleichartigkeit sei deshalb nicht gegeben, weil die Netzbetreiber individuell planten. Die Unterschiede spiegelten sich in den verschiedenen Ausbaugeschwindigkeiten der einzelnen Netzbetreiber wieder.

355 Es müsse einen Anreiz geben, dass Netzbetreiber zur Gewährleistung Versorgungssicherheit und Resilienz der Energieversorgung und Digitalisierung der Energiewende die 450-MHz Technologie einsetzen können.

5.2.7.3.4 Blindleistungskosten

356 Einige Stellungnahmen trugen zudem vor, dass Blindleistungskosten die genannten Kriterien ebenfalls erfüllen und daher als KA_{nEu} einzustufen seien. Denn der Blindleistungsbedarf eines Netzbetreibers werde maßgeblich durch die Einspeiser- und Kundenstruktur (inkl. nachgelagerte Netzbetreiber) sowie deren jeweiliges Entnahme- und Einspeiseverhalten beeinflusst. Die Preise für die Blindleistungsvorhaltung und die Blindarbeit werden bei marktgestützten Beschaffungsverfahren durch die Anbieter am Markt bestimmt (Exogenität). Außerdem seien die Netzbetreiber je nach Einspeise- und Kundenstruktur und deren Entwicklung höchst unterschiedlich betroffen (fehlende Gleichartigkeit). Erhebliche

Schwankungen bei Einspeise- und Entnahmemengen, Zubau von Erzeugungsanlagen und regionalen Charakter von Blindleistung sowie die marktgestützte Beschaffung führten zur Volatilität der Kosten.

5.2.7.3.5 Kosten aufgrund gesetzlicher oder behördlicher Vorgabe

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

5.2.7.4 Sonstiges

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

359 Während die Aufnahme der Kosten des Anschlussnetzbetreibers gemäß § 3 Abs. 1 S. 3 bis 6 i. V. m. § 7 MsbG bzw. § 36 MsbG in den Katalog der KA_{nEu} begrüßt wurde, wurde gleichzeitig eine Ergänzung mit Blick auf die kürzlich in Kraft getretene EnWG Novelle gefordert. So solle die Regelung neben der Ausstattung von Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen auch auf die Ausstattung mit Steuerungseinrichtungen anwendbar sein.

360 Es wurde ferner darauf hingewiesen, dass der Negativkatalog der Tenorziffer 7.5 S. 2[5] keinen eigenständigen Regelungsgehalt entfalte und daher entfallen solle.

5.2.8 Stellungnahmen zu: Volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8)

5.2.8.1 Allgemein

361 Im Hinblick auf die Regelungen der Tenorziffer 8 wurde kritisiert, dass alle als volatil eingestuften Kostenarten vollständig dem Effizienzvergleich und der Abbauvorgabe unterliegen. Dies stehe im Widerspruch zu der Einordnung der Bundesnetzagentur, dass

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

volatile Kosten einen Mittelweg zwischen den beeinflussbaren Kostenanteilen und den Kostenarten, welche keinen Effizienzvorgaben unterliegen, darstellen.

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

5.2.8.2 Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie

363 Mit Blick auf die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie wurde vorgetragen, dass deren Zuordnung zu den volatilen Kostenanteilen verbindlich erfolgen solle, statt es lediglich als Regelbeispiel festzulegen. Teilweise wurde dieses Vorgehen hingegen auch begrüßt, da eine gesonderte Festlegung für die Ausgestaltung sinnvoll erscheine. Es wurde ferner darauf hingewiesen, dass neben der Preiskomponente auch die Mengenkomponente volatil sei und daher die Beschaffungskosten insgesamt als volatile Kostenanteile festgelegt werden müssten. Die Verlustenergiemenge sei insbesondere abhängig von der tatsächlichen Belastung der Betriebsmittel. Die Belastung der Betriebsmittel ergebe sich aus dem Abnahme- und Einspeiseverhalten der Netznutzer, das von Seiten der Netzbetreiber nicht zu beeinflussen sei. Verschiedene Faktoren wie steigende Absatzmengen, hohe EE-Erzeugung zum Letztverbrauch (Rückspeisungen verursachen Netzverluste) oder längere Transportwege führten – insbesondere zukünftig – zu steigenden Verlustenergiemengen. Hierauf habe der Netzbetreiber wenig Einfluss.

364 Darüber hinaus wurde kritisiert, dass im Rahmen der Kostenprüfung die Verlustenergiemengen einer gesonderten Effizienzprüfung unterliegen. In diesem Zusammenhang wurde gefordert, dass die dort angewendeten Grenzen für Verlustenergie nicht mehr pauschal seitens der Beschlusskammer 8 vorgegeben werden, sondern dass sie sich an der jeweiligen Netzsituation des Netzbetreibers orientieren.

5.2.8.3 Betriebsverbrauchskosten

365 Vereinzelt wurde gefordert, die Kosten für den Betriebsverbrauch für die Bewirtschaftung der Betriebsmittel der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber künftig auch als volatile Kosten festzulegen, da die Energiepreise in den letzten Jahren stark geschwankt haben.

5.2.8.4 Kosten für die Beschaffung von Blindleistung

366 Ebenfalls vereinzelt wurde vorgetragen, dass die Beschaffungskosten für Blindleistung als volatile Kostenanteile einzuordnen seien. Die erhebliche Volatilität der Kosten ergebe sich aufgrund deutlicher Schwankungen bei Einspeise- und Entnahmemengen, dem Zubau von Anlagen und dem regionalen Charakter von Blindleistung. Hieraus leiteten sich regional und jährlich unterschiedliche Bedarfe ab, die bei der marktgestützten Beschaffung zu volatilen Preisen führten. Dieser Effekt werde darüber hinaus durch Schwankungen am Energiemarkt verstärkt.

5.2.8.5 Redispatchkosten

367 Die Einordnung der 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 (im Folgenden vereinfachend: Redispatchkosten) als volatile Kostenanteile wurde hinsichtlich der damit einhergehenden jährlichen Anpassbarkeit begrüßt. Da Preise den Schwankungen an der Strombörse unterliegen und die Mengen witterungsabhängig seien, sei es angemessen, die Preis- und Mengenkomponente der Kosten als volatil einzustufen. Hinsichtlich der daraus folgenden Einbeziehung in den Effizienzvergleich ergab sich aus den Stellungnahmen ein geteiltes Bild.

368 Zum Teil wurde der Ansatz auch in dieser Hinsicht begrüßt, da es ein wichtiger Schritt sei, um die Vergleichbarkeit der Stromverteilernetzbetreiber im Effizienzvergleich zu gewährleisten, insbesondere auch bei Anwendung hierfür relevanter Parameter im Benchmark, wie beispielsweise die installierte Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien. Städtische Netzbetreiber hätten auf Grund von städtebaulichen Vorgaben strukturelle Besonderheiten mit relevanten Mehrkosten (z. B. für Baumschutz, Zwang zur Verkabelung, Umbauung und Schalldämmung von Umspannwerken), die ebenfalls in den Effizienzvergleich eingingen und bisher keinen entsprechenden Strukturparameter haben oder herausgerechnet werden. Darüber hinaus stünden auch städtische Netzbetreiber, wie von Redispatch betroffenen Netzbetreibern, vor der Aufgabe, die politische Zielsetzung der Energietransformation mit dem Netzausbau zu synchronisieren und dabei die z.T. unsicheren energiepolitischen Vorgaben für die Netzaus- und -umbauplanung mit zu berücksichtigen. Der in der Vergangenheit nicht stattgefundene, aber heute notwendige Netzausbau sei zur damaligen Zeit eine effiziente (Nicht-)Investitionsentscheidung gewesen. Redispatchkosten seien heute

ein Pendant für noch nicht realisierten notwendigen Netzausbau für die Integration von EE-Einspeisung. Redispatchkosten des Einen seien aktuell hohe Netzausbaukosten des Anderen.

369 Darüber hinaus sei der Bundesnetzagentur zuzustimmen, dass Redispatch und Netzausbau dem Grunde nach Substitute seien. Dies spreche für eine Gleichartigkeit der Kostenposition im Sinne von Tenorziffer 7.3. Ein Einbezug in den Effizienzvergleich sei ferner auch deshalb erforderlich, um eine Verzerrung des Effizienzvergleichs zum Nachteil solcher Netzbetreiber, die im Vergleich den Netzausbau stärker vorantreiben, auszuschließen. Kosten, die mit vorausschauendem Netzausbau einhergehen, würden ansonsten dem Effizienzvergleich unterworfen, während Redispatchkosten durch Abregelungen nicht dem Effizienzvergleich unterworfen wären. Dieser Schiefstand könne durch Einbezug der Redispatchkosten als volatile Kosten in den Effizienzvergleich behoben werden. Da man Redispatchkosten durch Netzausbau – trotz des Zeitverzuges zwischen unternehmerischer Entscheidung und ihrer Wirkung an dieser Stelle – vermeiden könne, bestehe auch keine Exogenität von Redispatchmengen im Sinne von Tenorziffer 7.2.

370 Auf der anderen Seite wurde die beabsichtigte Einbeziehung in den Effizienzvergleich mitunter deutlich kritisiert.

371 Der Netzanschluss von EE-Anlagen sei kurzfristig zu realisieren, der benötigte Netzausbau hingegen brauche deutlich länger. Um dennoch EE-Anlagen anzuschließen, sei Redispatch erforderlich. Es bestehe gerade kein substitutionaler Zusammenhang zwischen Netzausbau und Abregelung bzw. zwischen Redispatchkosten und dem Netzausbau für die Integration von erneuerbaren Energien. Dies werde durch aktuelle Auswertungen und künftige Entwicklungen nahegelegt. Eine Einbeziehung in den Effizienzvergleich gefährde die Umsetzung energiepolitischer Ziele. Zudem sei die Wirtschaftlichkeit der betroffenen Unternehmen in Gefahr.

372 Die Rahmenbedingungen und Anforderungen an die Energieversorgung haben sich seit 2021 deutlich verändert, was unter anderem auch zu mehrfachen Verschärfungen der energiepolitischen Klimaziele geführt habe. Die daraus resultierende Dynamik beim Zubau von EE-Erzeugungsanlagen – insbesondere auch außerhalb der Förderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) bzw. in der Direktvermarktung - habe massiv zugenommen und werde zukünftig weiter an Fahrt aufnehmen. Diese Entwicklung betreffe unausweichlich eine kleine Gruppe ohnehin schon besonders von der Energiewende betroffener Netzbetreiber. Diese Gruppe sei im Vergleich zur Gesamtheit der Netzbetreiber einer explizit zu

berücksichtigenden Sonderbetroffenheit ausgeliefert, was maßgeblich in der regulatorischen Bewertung anzuerkennen sei. Ungleiche Sachverhalte einzelner massiv betroffener Netzbetreiber seien insbesondere im Regulierungsrecht durch differenzierte Behandlung Rechnung zu tragen, da regulierte Unternehmen keine Chance hätten, sich einer spezifischen Ungleichbehandlung durch die (unmögliche) Verlagerung ihres Netzgeschäfts zu entziehen. Die massiv von Redispatch betroffenen Netzbetreiber hätten daher einen justitiablen Rechtsanspruch auf differenzierte Betrachtung im Verhältnis zum Gros der nicht oder nur wenig betroffenen Netzbetreiber.

373 Zudem seien Netzbetreiber mit nachgelagerten Netzbetreibern besonders betroffen, da Kenntnis des Zubaus von EE-Anlagen – die oft ursächlich für eine Redispatchmaßnahme sind – erst mit der Fertigstellung der EE-Anlagen eintrete. In diesen Fällen gebe es somit keinen zeitlichen Versatz zwischen der Errichtung der EE-Anlagen und der Erforderlichkeit des Netzausbaus, da der Netzbetreiber keine Kenntnis von der Errichtung der EE-Anlage habe und somit unmittelbar die resultierende Rückspeisung abführen bzw. Redispatchmaßnahmen fahren müsse.

374 In Bezug auf die bis zum 30.09.2021 gültige Rechtslage, im Rahmen derer die heutigen Redispatchkosten weit überwiegend als Kosten der Verteilernetzbetreiber nach der Härtefallregelung gemäß § 15 EEG a.F. entstanden, sei aufgrund des passiven Verhalten der Bundesnetzagentur davon auszugehen, dass die betroffenen Netzbetreiber in der Vergangenheit alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hätten. Denn die Netzbetreiber hätten die Zahlungen nach der Härtefallregelung nur dann bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen dürfen, wenn die Maßnahme erforderlich gewesen sei und er sie nicht zu vertreten gehabt habe. Nach § 15 Abs. 2 S. 2 EEG a.F. habe der Netzbetreiber die Maßnahme insbesondere dann zu vertreten gehabt, wenn er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft habe.

375 Die große Mehrzahl der betroffenen Netzbetreiber habe im Anwendungsbereich des § 15 Abs. 2 EEG a.F. mit Billigung der Bundesnetzagentur sämtliche aus der Härtefallregelung entstehenden Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte berücksichtigt. Die Bundesnetzagentur sei dem jedoch nicht unter Ausnutzung der ihr nach dem EEG und dem EnWG gegebenen Aufsichtsrechte entgegengetreten. Die Netzbetreiber, die ihre Härtefallkosten vollständig in die Netzentgelte wälzen durften, haben daher im

Umkehrschluss aus § 15 Abs. 2 EEG a.F. davon ausgehen dürfen, dass sie in der Vergangenheit alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hätten. Diese damalige Beurteilung dürfe nicht anlasslos in ihr Gegenteil verkehrt werden.

376 Da der Anschluss von EEG-Anlagen um ein Vielfaches schneller erfolge, als der Netzbetreiber selbst bei effizientester Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen in der Lage sei, seine Netzkapazität den ständig und schnell wachsenden Anschlussanfragen anzupassen, könnten die zwischenzeitlich vom Netzbetreiber zwingend zu zahlenden Redispatchkosten von diesem praktisch nicht beeinflusst werden.

377 Im Kontext der Exogenität werde daher die Aussage der Bundesnetzagentur, dass die Netzbetreiber einen wesentlichen eigenen Beitrag zur Höhe der Redispatchkosten zu verschulden haben, entschieden zurückgewiesen. Die herangezogenen Beispiele suggerierten einen Einfluss der Netzbetreiber auf die Redispatchkosten, der vor dem Hintergrund der bisher geltenden Rahmenbedingungen und der Praxis in der Form tatsächlich nie existiert habe. Insbesondere aufgrund des Hochlaufs an zu integrierenden EE-Anlagen bestünde aktuell auf der Ebene der Verteilernetze keine effektiven Gestaltungsmöglichkeiten bei den Verpflichtungen einer Kooperation in den Planungsregionen gemäß § 14d EnWG. Redispatch-Maßnahmen werden oft durch kurzfristige und unvorhersehbare Ereignisse ausgelöst, wie z. B. plötzliche Änderungen in der Stromerzeugung oder im Verbrauch, die nicht durch langfristige Planungsprozesse vorhersehbar seien. Die Kooperation gemäß § 14d EnWG könne solche kurzfristigen und exogenen Faktoren nicht vollständig berücksichtigen oder verhindern.

378 Auch die von der Bundesnetzagentur benannten "Spielräume bei der Anschlussherstellung für dezentrale Erzeugungsanlagen" gebe es faktisch nicht. Insbesondere bei der Frage der Herstellung des Netzanschlusses gemäß § 8 EEG bestünden de facto keinerlei Spielräume. Gemäß § 8 EEG sind Netzbetreiber zum vorrangigen und unverzüglichen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas an das Netz der allgemeinen Versorgung verpflichtet. Die Frage, ob ein Netzbetreiber eine EEG-Anlage anschließen müsse oder nicht, stelle sich faktisch nicht. Denn § 8 Abs. 4 EEG regele, dass die Netzanschlussverpflichtung auch dann bestehe, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach § 12 EEG möglich werde. § 12 EEG wiederum statuiere einen individuellen Anspruch eines jeden Einspeisewilligen gegenüber dem Netzbetreiber auf Netzausbau. Für den Zeitraum bis zur vollständigen

Abnahmemöglichkeit des Stroms sei der Netzbetreiber berechtigt, die Anlagen im Falle drohender Netzengpässe zu regeln und gleichzeitig verpflichtet, die hierdurch entstehenden sogenannten Redispatchkosten zu tragen. Eine Wahl habe der Netzbetreiber hierbei nicht.

379 Auch flexible Anschlussvereinbarungen führten in der Praxis nicht zwangsläufig zu einer Senkung der Redispatchkosten. Die Flexibilität der Anschlussvereinbarungen allein reiche nicht aus, um die komplexen Herausforderungen des Netzbetriebs zu bewältigen. Die Notwendigkeit von Redispatchmaßnahmen hänge oft von großräumigen Netzengpässen ab, die durch überregionale Stromflüsse verursacht werden. Flexible Anschlussvereinbarungen im Verteilernetz könnten diese übergeordneten Engpässe nicht direkt beeinflussen, da sie in erster Linie lokale Anpassungen beträfen. Zudem erforderte die Implementierung und Verwaltung flexibler Anschlussvereinbarungen zusätzliche Investitionen in Technologie und Infrastruktur, wie z. B. intelligente Messsysteme und Kommunikationsplattformen, die zunächst flächendeckend umgesetzt werden müssten. Auch sei die Koordination zwischen verschiedenen Netzbetreibern und Stromerzeugern komplex und zeitaufwendig. Dies führe aktuell noch dazu, dass die erwarteten Einsparungen durch eine verbesserte Flexibilität nicht realisiert werden könnten.

380 Ferner gebe es mehrere wesentliche Ursachen für Verzögerungen beim Netzausbau, jedoch sei die Qualität der Planungsunterlagen nicht der Hauptgrund für diese Verzögerungen. Langwierige Genehmigungsverfahren seien ein bedeutender Faktor. Die Qualität der Planungsunterlagen könne zwar Einfluss auf die Dauer der Genehmigungsverfahren haben, sei aber nicht der ausschlaggebende Faktor. Zum Beispiel nehme die Planungsphase im Bereich der Hochspannung lediglich 20 % der gesamten Umsetzungsdauer eines durchschnittlichen Netzausbauvorhabens ein. Weitere wesentliche Verzögerungsgründe seien Widerstände aus der Bevölkerung und von Interessengruppen, technische und logistische Herausforderungen sowie finanzielle und wirtschaftliche Unsicherheiten.

381 Auch werde der Vorwurf der mangelnden Öffentlichkeitsarbeit ausdrücklich zurückgewiesen. Durch eine geschickte und umfassende Öffentlichkeitsarbeit werde schon heute die Akzeptanz und Unterstützung für den Netzausbau in der Bevölkerung maximiert. Dabei seien transparente Kommunikation, aktive Bürgerbeteiligung, gezielte Kampagnen, Zusammenarbeit mit Medien und langfristige Bildungsarbeit zentrale Elemente der Strategie der Netzbetreiber.

382 Nicht zuletzt sei auf die erheblichen Anstrengungen der letzten Jahre zu verweisen, die unternommen worden seien, um den Netzausbau voranzutreiben und dadurch die Redispatchkosten zu reduzieren. Zu nennen seien hier der Bau neuer und die Verstärkung bestehender Leitungen und das Setzen auf moderne Technologien und intelligente Netzlösungen wie Smart Grids und digitale Steuerungssysteme. Diese Maßnahmen hätten aufgrund der Erhöhung der Netzkapazität zu einer Reduzierung von Engpässen geführt und den Anstieg von Redispatchkosten abschwächt.

383 Darüber hinaus wurde darauf verwiesen, dass der Verordnungsgeber in der ARegV-Novelle 2021 eine Übergangsregelung statuiert habe, wonach Redispatch-Kosten frühestens ab der fünften Regulierungsperiode unter angemessener Berücksichtigung des zeitlichen Versatzes zwischen der Errichtung von EE-Anlagen und dem notwendigen Netzausbau in den Effizienzvergleich Eingang finden können. Somit habe der Verordnungsgeber eine Konsultation und inhaltlich tiefe Befassung mit der Frage der angemessenen Berücksichtigung des zeitlichen Versatzes angelegt und diese nicht als optional, sondern als Grundbedingung für eine Entscheidung in dieser Sache vorausgesetzt. Aufgrund der starken wirtschaftlichen Betroffenheit einzelner Netzbetreiber sei bei Veränderung der aktuellen Einordnung der Redispatch-Kosten gegenüber dem Status quo eine angemessene Anhörung in Form einer eigenen Konsultation zu gewährleisten.

384 Auch für die fünfte und sechste Regulierungsperiode werden sich die Verteilernetze in einem dynamischen Investitionshochlauf befinden und kein eingeschwungener Zustand bestehen. Die inhaltliche Fortführung der Übergangsregelung sei daher weiterhin sachgerecht. Unter Berücksichtigung der energiepolitischen EE-Ausbauziele und dem damit einhergehenden Transformationsprozess der originären Verteilernetzfunktion, der regional stark unterschiedlich ausfalle, dürfe die Einbeziehung der Kosten aus Redispatch in den Effizienzbenchmark nicht erfolgen.

385 Ferner wurde zu bedenken gegeben, dass die geplante Einbeziehung der durch den Anschlussnetzbetreiber verursachten Aufwendungen auf Grund von Engpässen, die nicht aus dem Übertragungsnetz resultieren, in den Effizienzvergleich zu kurz greife. Neben Maßnahmen, die zur Unterstützung des Übertragungsnetzbetreibers ergriffen werden, dürften auch Maßnahmen, die zur Unterstützung anderer Verteilernetzbetreiber ergriffen werden, nicht dem Anschlussnetzbetreiber angelastet werden. Die Einbeziehung der durch

eigene Engpässe verursachten Kosten könne nur insoweit erfolgen, soweit diese Kosten für den Netzbetreiber auch tatsächlich beeinflussbar seien.

386 Außerdem gebe es keine sachlichen Gründe, für eine unterschiedliche Behandlung von Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern. Die Ursachen für Abregelungen seien identisch. Die Thematik sollte mithin bei beiden gleichbehandelt werden bzw. einem zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern separat geführten Konsultationsprozess unterliegen.

387 Schließlich wurde vorgeschlagen, eine Durchschnittsbildung über bspw. drei Jahre vorzunehmen, um die Volatilität der in das Ausgangsniveau und somit den Effizienzvergleich eingehenden Redispatchkosten des Basisjahres zu begrenzen.

5.2.8.6 Sonstiges

388 Ferner wurde kritisiert, dass teilweise nur auf die Möglichkeit einer Festlegung verwiesen werde (z. B. Kosten aus Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen), obgleich es einer solchen zusätzlichen Festlegungskompetenz angesichts des neuen gesetzlichen Rahmens nicht bedürfte.

389 Eine Stellungnahme forderte zudem, dass die Kosten für durch dritte betriebene Speicheranlagen gem. § 11a EnWG analog zu den volatilen Kostenanteilen anpassbar sein sollten.

5.2.9 Stellungnahmen zu: Kapitalkostenabzug (Tenorziffer 9)

390 Eine Stellungnahme regte einen Gleichlauf der Regelungen für Strom- und Gasbereich an.

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

392 In einer Stellungnahme wurde gefordert, das betriebsnotwendige Umlaufvermögen – wie bisher – im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs, sowohl im Kapitalkostenabzug als auch im Kapitalkostenaufschlag, anhand der Entwicklung der Netzkostenbasis fortzuentwickeln, da

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

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

394 In einer Stellungnahme wurde eine Korrektur der Verzinsungsbasis um Baukostenzuschüsse mit der Begründung gefordert, dass andernfalls trotz Zinsbonus der Anreiz zur Erhebung zu niedrig sei. Zudem wurde gefordert, auch bei Netzanschlusskostenbeiträgen einen Zinsbonus zu gewähren sowie die Bonusquote auf 40 % anzuheben sowie erstmalig für Zuschüsse, die ab 2026 vereinnahmt werden, anzuwenden und den Wert auch auf nachfolgende Kostenprüfungen mit Blick auf die jeweiligen kalkulatorischen Restbuchwerte von vor dem Jahr 2026 vereinnahmte Zuschüsse anzuwenden.

395 Eine Stellungnahme forderte, während der Regulierungsperiode erfolgende Anlagenabgänge nach dem Basisjahr zu bereinigen, um im Interesse der Netznutzer die Kostenerfassung auf (noch) sachgerechte Netzkosten zu beschränken.

396 Eine weitere Stellungnahme schlug vor, den Kapitalkostenaufschlag und den Kapitalkostenabzug durch eine jährliche Anzeige des gesamten kalkulatorischen Ist-Anlagevermögens sowie von Plan-Investitionen im Regulierungskonto zu ersetzen. Auf diese Weise würden auch Anlagenabgänge innerhalb einer Regulierungsperiode tatsächlich erfasst. Im Strombereich würde dann im Kapitalkostenabzug lediglich das Auslaufen der Abschreibungen noch abgebildet.

5.2.10 Stellungnahmen zu: Effizienzvergleich (Tenorziffer 10)

5.2.10.1 Individuelle Effizienzwerte

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

5.2.10.2 Fortführung des Effizienzvergleichs, aber Anlegen weiterer Kriterien und Ausgestaltung des Effizienzvergleichs

398 Grundsätzlich wurden die Weiterführung und Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs mit den bestehenden Methoden und Systematiken unter Berücksichtigung der aktuellen Rechtsprechung begrüßt.

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

5.2.10.2.1 Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit

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

401 Es sei darzustellen, durch welche Mechanismen der Effizienzvergleich die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gewährleisten solle. Dabei solle das Verhältnis des Umfangs der Unsicherheit der Effizienzwertermittlung (Methodenunsicherheiten, Modellunsicherheiten und Datenunsicherheiten) und des Umfangs der benötigten Sicherheitsmechanismen erörtert werden und dargelegt werden, wie eine Methodenfestlegung das Ausreichen der in ihr festgelegten Sicherheitsmechanismen nachzuweisen habe. Bisher seien Sicherheitsmechanismen zwar erörtert worden, es fehle jedoch an einer Konzeption und einer Operationalisierung des konkreten Zusammenhangs zwischen den Sicherheitsmechanismen und der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzzielen.

402 Inhaltlich seien angesichts der weiter anwachsenden Herausforderungen der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber Abstriche bei den bestehenden Sicherheitsmechanismen

abzulehnen. Dies betreffe die Mindesteffizienz, die Vergleichbarkeitsrechnung, die Bestabrechnung zwischen Methoden und Kostenarten und die Skalierung der SFA-Werte. Auch der Abbaupfad wurde als solcher Sicherheitsmechanismus genannt. Es sei nicht abzusehen, dass die Unsicherheiten abnehmen werden, vielmehr sei im Hinblick auf die unterschiedliche Betroffenheit von der Energiewende von einer steigenden Heterogenität und damit steigenden Unsicherheiten zwischen den Netzbetreibern auszugehen.

5.2.10.2.2 Auswahl der Vergleichsparameter

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

5.2.10.2.3 Heterogenität und strukturelle Vergleichbarkeit

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

405 Der Begriff der strukturellen Vergleichbarkeit aus Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Verordnung (EU) 2019/943 (Strom-VO), der bisher nur eine Rolle in den Erwägungen der Bundesnetzagentur zum anzulegenden Kostenmaßstab spiele, müsse weiter für den Prozess des Effizienzvergleichs konkretisiert werden. Bisher würden in den Effizienzvergleichen lediglich Zusammenhänge zwischen aggregierten Strukturmerkmalen des Netzes und Aufwandsparametern untersucht. Dies bilde zwar einen wichtigen Aspekt der Versorgungsaufgabe ab, sei jedoch unzureichend. Vielmehr sollten die verschiedenen Aspekte der strukturellen Vergleichbarkeit anhand von Merkmalsklassen behandelt werden. Dabei sei zu erörtern, inwiefern Netzbetreiber anhand von netzstrukturellen Merkmalen, gebietsstrukturellen Merkmalen, Inhomogenitätsmerkmalen und möglichen weiteren Merkmalsklassen tatsächlich vergleichbar gemacht werden könnten. Sofern Netzbetreiber

nicht in einem ausreichenden Maß vergleichbar gemacht werden könnten, solle eine Einteilung anhand objektiver Kriterien in abgrenzbare Teilgruppen erfolgen.

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

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

5.2.10.2.4 Methoden zur Effizienzwertermittlung

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

5.2.10.2.5 Vorausschauender Netzausbau

409 Es solle eine Regelung aufgenommen werden, dass die Effekte des vorausschauenden Netzausbaus gemäß § 1 Abs. 2 EnWG und § 14d Abs. 1 EnWG im Rahmen des Effizienzvergleichs berücksichtigt werden müssen. Die Regulierung müsse gemäß § 1 Abs. 2 Nr. 1 EnWG i. V. m. § 21a Abs. 3 S. 2 EnWG einen vorausschauenden Netzausbau berücksichtigen. Der vorhandene Regulierungsrahmen setzt dafür keine Anreize.

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

Hochspannungsleitungen sei wegen der langen Genehmigungszeiträume für neue Trassen erst in einigen Jahren zu rechnen.

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

5.2.10.2.6 Erreichbarkeit eines Effizienzwertes von 100 %

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

5.2.10.2.7 Mindesteffizienz

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

5.2.10.2.8 Bestabrechnung

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

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

5.2.10.2.9 Abbaupfad

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

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

5.2.10.2.10 Keine Anwendung des Effizienzwertes auf CAPEX und volatile Kosten

418 Zu den Einwendungen gegen die Anwendung des Effizienzwertes auf CAPEX und volatile Kosten siehe Abschnitt 5.2.4.2 und 5.2.4.3.

5.2.10.2.11 Anlagen im Bau im Aufwandsparameter

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

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

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

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

5.2.10.2.12 Effizienzbonus

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

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

5.2.10.3 Durchführung vor der Regulierungsperiode

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

5.2.10.4 Besonderheit der Versorgungsaufgabe

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

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

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

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

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

5.2.11 Stellungnahmen zu: Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11)

5.2.11.1 Baukostenzuschüsse

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

432 Der Zinsbonus nach Tenorziffer 11.7 solle nicht nur auf Baukostenzuschüsse, sondern auch auf Netzanschlusskostenbeiträge Anwendung finden. Beide Instrumente verfolgen die gleiche Zielsetzung (Finanzierungsbeitrag für Netzinvestitionen). Außerdem sei bisher ein separater Ausweis von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträge nicht notwendig gewesen. Für den Zinsbonus werde dies nun erforderlich. Dies verursache einen hohen Aufwand bei den Netzbetreibern, da in internen Prozessen und Büchern (bisher) keine separate Ausweisung vorgenommen werde. Es widerspräche auch dem Ziel einer vereinfachten und pauschalierten Kapitalkostenbestimmung.

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

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

5.2.11.2 Anlagen im Bau

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

5.2.11.3 Anzeigefrist

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

5.2.11.4 Sonstiges

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

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

439 Außerdem würden Neuinvestitionen systematisch benachteiligt. Denn der KKAuf-Mechanismus sehe aktuell keine Anerkennung der Vorhaltung von Umlaufvermögen bei der Verzinsung vor. Zeitgleich werde durch den KKAb-Mechanismus das zu verzinsende Umlaufvermögen reduziert. Einem Netzbetreiber stünden also effektiv weniger Mittel zur Erfüllung weiterer oder neuer Aufgaben zur Verfügung. Zur Lösung beitragen könnte

beispielsweise die Kopplung der Anerkennung von zusätzlichen OPEX-Budgets im Laufe einer Periode an die getätigten Neuinvestitionen

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

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

5.2.12 Stellungnahmen zu: Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12)

5.2.12.1 Adressatenkreis

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

Qualitätsregulierung auf Netzbetreiber im Regelverfahren etwa 85 % aller Endverbraucher erfasst, dies sei ausreichend.

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

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

5.2.12.2 Veröffentlichung von Daten, Kennzahlen und Kennzahlenvorgaben

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

446 Auf der anderen Seite wurde eine weitgehende Veröffentlichung aller Daten begrüßt und gefordert. Im Sinne der Transparenz sollten alle Daten, die von der Bundesnetzagentur zu Bildung von Kennzahlen und Kennzahlenvorgaben verwendet werden, netzbetreiberindividuell und nicht anonym veröffentlicht werden. Dies betreffe insbesondere auch die Daten zur Störungsstatistik (Einzelstörungsdaten der gemeldeten Versorgungsunterbrechungen). Eine nicht-anonymisierte Veröffentlichung der Störungsstatistik erhöhe die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der ermittelten Kennzahlenvorgaben für die Netzzuverlässigkeit.

5.2.12.3 Energiewendekompetenz

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

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

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

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

und Lösungen, die von vielen betroffenen Netzbetreibern umgesetzt werden könnten. Die Bundesnetzagentur solle dabei eine koordinierende Rolle übernehmen und sicherstellen, dass die entwickelten Lösungen anerkannt werden.

5.2.12.4 Sonstiges

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

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

453 Im Hinblick auf Tenorziffer 12.5 wurde gefordert, die Formulierung dahingehend zu ergänzen, dass bei der Ermittlung und Ausgestaltung der Kennzahlenvorgaben auch topographische Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber zu berücksichtigen seien. Ebenfalls wurde angeregt, in Tenorziffer 12.5 weitere Kriterien für die Ableitung von Kennzahlenvorgaben in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit aufzunehmen. Maßgebliche Kriterien insoweit seien Transparenz und Nachvollziehbarkeit, Einfachheit und geringer Verwaltungsaufwand sowie Objektivität.

454 Bei der Ausgestaltung des Bescheids sei für Zwecke der Verfolgung von Qualitätselementarschäden (Unterbrechungen durch Eingriffe Dritter) eine klare thematische Trennung des konventionellen Qualitätselements und neuen Aspekten (z. B. Energiewendekompetenz) im Bescheid erforderlich, um die Geltendmachung von Regressansprüchen zu vereinfachen. Versicherer interessierten sich nicht für Energiewendekompetenz.

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

5.2.13 Stellungnahmen zu: Härtefall (Tenorziffer 13)

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

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

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

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

460 In einer Stellungnahme wurde gefordert, eine Anpassbarkeit der Verlustenergiemengen innerhalb der Regulierungsperiode über einen Härtefallantrag zu ermöglichen, wenn kein anderweitiger Mechanismus eingeführt werde. Eine Stellungnahme forderte in diesem Zusammenhang eine Aufweichung der bislang vorgesehenen Gesamtbetrachtung der Kosten- und Vermögenssituation dahingehend, dass der isolierte (Ergebnis-)Effekt aus einem exogenen Ereignis über die Härtefallregelung in der Erlösobergrenze ausgeglichen werde.

5.2.14 Stellungnahmen zu: Regulierungskonto (Tenorziffer 14)

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

462 Eine Stellungnahme kritisierte die Öffnung der Regelung für weitere über das Regulierungskonto abzuwickelnde Sachverhalte. Soweit erforderlich, solle es im Einzelfall

einer themenbezogenen Festlegung vorbehalten sein, eine derartige Regelung auf der Basis von § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 6 EnWG zu treffen.

463 Gefordert wurde eine Regelung zur Überführung von Kosten für konventionelle Zähler jenseits einer Preisobergrenze in die Netznutzung, um Preisverwerfungen aufgrund des Auslaufens konventioneller Zähltechnik für die Kunden dieser Zähler zu verhindern.

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

465 Es wurde angeregt, statt auf die physikalisch durchgeleiteten Absatzmengen zu den jeweiligen in Anspruch genommenen Leistungswerten auf den vom Wirtschaftsprüfer testierten Wert im Jahresabschluss abzustellen. Dies vermeide Differenzen zum Jahresabschluss und reduziere den operativen Arbeitsaufwand stark, zumal der Mehrwert der komplizierten Überleitungsrechnung nicht ersichtlich sei. Teils werde dies durch Regulierungsbehörden schon praktiziert. Im Anschluss daran wurde als Verfahrensvereinfachung ein Verzicht auf die Nachweisrechnung der Erlöse aus Netzentgelten (Tabellenblatt „E1. Erzielb. Erlöse“) im Strombereich vorgeschlagen.

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

466 In einer Stellungnahme wurde vorgeschlagen, für den Pauschalbetrag das Verhältnis der Kapitalkosten nur bezogen auf die betroffene Netzebene heranzuziehen. Insbesondere auf der Hochspannungsebene und der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung unterscheide sich die Kostenstruktur und das OPEX-/CAPEX-Verhältnis sehr grundlegend von dem entsprechenden OPEX-/CAPEX-Verhältnis in der Mittel- und Niederspannungsebene. Ein deutlich höherer OPEX-Anteil auf der Hochspannungsebene führe dazu, dass bei einer Netzabgabe, die ausschließlich die Mittelspannungs- und Niederspannungsebene betrifft, der Pauschalbetrag für die zu übergebende Erlösobergrenze deutlich zu hoch ausfalle, was zusätzliche wirtschaftliche Anreize für Gebietsaufsplitterungen schaffe.

467 Eine Stellungnahme hielt Tenorziffer 15.3 für nicht hinreichend bestimmt. In der Tenorziffer selbst sei klarzustellen, ob und inwieweit eine Bindung der Regulierungsbehörde an die Vereinbarung bestehe, sowie der Umfang einer Überprüfung auf Sachgerechtigkeit der Vereinbarung klarzustellen. Auch müsse das Vorgehen bei fehlender Sachgerechtigkeit der Vereinbarung tenoriert werden, etwa eine Aufteilung nach Tenorziffer 15.4. Zudem sei klarzustellen, dass eine Parteivereinbarung keine Rückwirkung habe (Tenorziffer 15.4 S. 3).

Tenorziffer 15.4 S. 3 2. HS sei durch einen Hinweis auf Tenorziffer 15.10 S. 3 zu ersetzen, da erst die neue Festlegung - und nicht bereits die Parteivereinbarung – die ursprünglich ergangene Festlegung ersetze.

468 Es wurde zudem gefordert, Tenorziffer 15.5 dahingehen abzuändern, dass stets die tatsächlich übergegangenen Verteilungsanlagen maßgeblich für die Ermittlung der Kapitalkosten des übergehenden Netzteils sind und nicht die zu übertragenden Verteilungsanlagen, auf deren Übereignung sich die beteiligten Netzbetreiber verständigt haben. Dann könne Tenorziffer 15.5 S. 3 in der bisherigen Fassung gestrichen werden.

469 Eine Stellungnahme merkte an, die in Ziffer 15.7 dargestellte Formel gebe entgegen Tenorziffer 15.4 nur den nach Ziffer 15.6 definierten Pauschalbetrag wider, nicht hingegen die Kapitalkosten des übergehenden Netzteils.

470 Mit dem Ziel des Wegfalls von Fortführungserklärungen wurde eine Regelung angeregt, wonach der übernehmende Netzbetreiber aufgrund eines vollständigen Netzüberganges in die laufenden energiewirtschaftlichen Verwaltungsverfahren des abgebenden Netzbetreibers eintritt und diese mit dem übernehmenden Netzbetreiber unter Ausscheiden des abgebenden Netzbetreibers fortzuführen sind, auch wenn eine solche Regelung durch die Bundesnetzagentur wegen § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG nicht bundesweit einheitlich im Sinne des § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG festgelegt werden dürfe.

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

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

5.2.16.1 Allgemeines

472 Die Stellungnahmen sprachen sich mehrheitlich gegen die Anpassung der Teilnahmevoraussetzungen für das vereinfachte Verfahren und für die Beibehaltung der bisherigen Regelung aus. Der wirtschaftliche Schwellenwert bilde die Heterogenität der Branche nicht ausreichend ab und setze Fehlanreize bei der Wahl der Verfahren (dazu näher s.u.). Insgesamt wurde angenommen, dass die Einführung des neuen Schwellenwerts negativen Auswirkungen für die Netzbetreiber habe. Es wurde angemerkt, dass sich mit jedem Effizienzvergleich die einbezogenen Unternehmen und gegebenenfalls auch die Parameter

des Effizienzvergleichs ändern könnten, was zu mangelnder Kontinuität führe. Die bisherige Regelung für die Teilnahme am Regelverfahren über die Kundenschwellen von 15.000 Kunden im Gas und 30.000 Kunden im Strom hingegen wurde als einfach zu handhaben, eindeutig und unbürokratisch bewertet. Es habe sich in der Vergangenheit bewährt. Ferner wurde argumentiert, dass anstelle des Schwellenwerts Alternativen bestünden, den Kundenbegriff mit einem festen Strukturparameter (z. B. Anzahl Messlokationen, Anschlusspunkte oder Letztverbraucher) zu belegen, für die bereits eine Definition seitens der Bundesnetzagentur existiere.

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

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

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

476 Um diese Ineffizienzen zu heben, müsse der operative Betrieb der Verteilernetze in leistungsstarke Cluster zusammengefasst werden. Eine Änderung der in der Regel kommunalen Eigentümerstruktur sei hierfür nicht erforderlich. Dies könne durch Anreize für

eine gemeinsame Bewirtschaftung von Netzclustern gefördert werden (Bonus-/Malus-System).

5.2.16.2 Änderung der Teilnahmevoraussetzungen am vereinfachten Verfahren

5.2.16.2.1 Berechnungsgrundlagen Schwellenwerte, Effizienzwerte, Marktabdeckungsraten

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

478 Es wurden mehrheitlich Forderungen nach mehr Transparenz über die verwendete Datengrundlage sowie über Kriterien, anhand derer die Marktabdeckungsraten ermittelt wurden, gestellt. Der Schwellenwert basierend auf dem Ausgangsniveau der Vorperiode wurde auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Informationen als benachteiligende Alternative gesehen. Die Kostensituation der Netzbetreiber sei ständigen Entwicklungen unterlegen, die dazu führten, dass sich der Schwellenwert dynamisch entwickele. Die daraus folgende Intransparenz führe zu mangelnder Planbarkeit für die Netzbetreiber. Insofern wurde kritisiert, dass keine Planungssicherheit bestehe, welches Verfahren auf den jeweiligen Netzbetreiber letztlich Anwendung finde. Entsprechend müssten Netzbetreiber vorsorglich Daten für beide Verfahren vorhalten.

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

480 Es wurde ferner angeregt, vermiedene Netzentgelte in den Wortlaut des bereinigten Ausgangsniveaus aufzunehmen. Gleichzeitig wurde auf die Beeinflussbarkeit des wirtschaftlichen Schwellenwertes bei Anwendung von KANU 2.0 hingewiesen. Es müsse

sichergestellt sein, dass der Schwellenwert zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren nicht durch solche Faktoren verzerrt werde.

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

482 Im Hinblick auf die Marktabdeckungsraten von 90 % im Strom und 82 % im Gas wurde wiederholt kritisiert, dass die Schwellenwerte nicht nachvollziehbar seien und entsprechend eine Bestimmungsgrundlage sowie Begründung der gewählten Werte detaillierter zu erörtern sei. Außerdem sei im Strombereich die Höhe der Marktabdeckungsraten vor dem Hintergrund der Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte kritisch zu prüfen. Für den Gasbereich wurde mitunter gefordert, dass die Marktabdeckungsrate von 82 % auf 80 % oder niedriger abgesenkt werden solle.

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

5.2.16.2.2 OPEX-Anpassungsmechanismus und FuE

484 Viele Stellungnahmen merkten an, dass es sachlich nicht gerechtfertigt sei, den OPEX-Anpassungsmechanismus nur für Unternehmen im Regelverfahren einzuführen. Kleinere Netzbetreiber seien stärker von den regulatorischen Anforderungen betroffen als große Netzbetreiber, weshalb Betriebskostensteigerungen für kleine Netzbetreiber ein erhebliches Kosten- und Liquiditätsrisiko darstellen würden. So würden kleinere Netzbetreiber einer größeren wirtschaftlichen Belastung unterliegen, da sie gezwungen seien, steigende Betriebskosten über Jahre vorzufinanzieren. Zudem sei es seitens der Regulierungsbehörde widersprüchlich, OPEX-Daten auch von kleinen Netzbetreibern für die regulatorische Bewertung zu nutzen, ihnen jedoch gleichzeitig die Flexibilität des OPEX-Anpassungsmechanismus zu verwehren. Die Regelung stelle eine systematische

Schlechterstellung von kleinen bzw. leistungsschwächeren Netzbetreibern dar, die sich für die Möglichkeit der Teilnahme am vereinfachten Verfahren entschieden haben.

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

5.2.16.2.3 Auswirkungen des Schwellenwerts

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

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

5.2.16.2.4 Fehlende Attraktivität des vereinfachten Verfahrens

488 Aus Sicht vieler Stellungnahmen seien die Prozessvereinfachungen im vereinfachten Verfahren auf reduzierte Datenmeldepflichten (Effizienzvergleich, Qualitätselement und Anpassung dnbK) begrenzt. Insgesamt wurde argumentiert, dass Anreize für Netzbetreiber, sich für das vereinfachte Verfahren zu entscheiden, geschwächt würden. Mit Blick auf die angestrebte Reduzierung des Regulierungsaufwands wiesen Netzbetreiber die Bundesnetzagentur darauf hin, das vereinfachte Verfahren auch zukünftig attraktiv zu halten, um Fehlanreize zum Wechsel in das Regelverfahren und den damit verbundenen Mehraufwand zu vermeiden. Sinn und Zweck der bisherigen Regelung sei es gewesen, zu

vermeiden, dass kleinere Netzbetreiber durch den hohen regulatorischen Aufwand überproportional belastet werden. Die geplanten Änderungen würden dazu führen, dass Unternehmen, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen, benachteiligt würden. So würde die Anzahl der am Effizienzvergleich teilnehmenden Unternehmen deutlich höher ausfallen als von der Bundesnetzagentur im Expertenaustausch am 14.03.2025 präsentiert.

5.2.16.3 Kleinstnetzbetreiberregelung

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

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

491 Viele Stellungnahmen kritisierten außerdem, dass die Anwendung der Kleinstnetzbetreiberregelung auf Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (originär und durch Organleihe) beschränkt sei. Es wurde eine einheitliche Vorgehensweise gefordert, da andernfalls das Risiko einer geografischen Ungleichbehandlung von Netzbetreibern bestehe.

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

493 Schließlich wurde die Kleinstnetzbetreiberregelung von einzelnen Stellungnahmen auch insgesamt abgelehnt. Die Erfahrungen aus der Zeit der Verbändevereinbarungen hätten

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

5.2.17 Stellungnahmen zu: Forschung und Entwicklung (Tenorziffer 17)

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

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

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

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

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

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

5.2.19 Stellungnahmen zu: Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 19)

499 Eine Stellungnahme nannte folgende Tenorziffern zur Ergänzung als Verfahrensvorschriften: Tenorziffern 2.1 S. 1, 3.1. und 4.2 S. 1 und S. 3, Tenorziffer 12.4 S. 4[6], Tenorziffer 15.8 sowie Tenorziffer 18[7].

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

5.2.20 Stellungnahmen zu sonstigen Aspekten

5.2.20.1 Rechtlicher Rahmen

501 Eine Stellungnahme führte aus, dass die Wahl der Methode und deren Ausgestaltung zwar bei der unabhängigen Regulierungsbehörde liege, die wesentlichen Elemente, die eine Anreizregulierung ausmachten und damit die wesentlichen Maßstäbe einer Netzentgeltregulierung im Wege einer Anreizregulierung, aber bereits im Gesetz selbst geregelt seien. Hierzu wurde auf die Gesetzesbegründung zur EnWG-Novelle 2023 – BT-Drs. 7310/23, Seite 82, verwiesen.

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

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

regelmäßig überprüfen müsse, ob festgelegte Modelle sowie ihre methodische Operationalisierung dem Stand der Wissenschaft entsprechen.

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

504 In einer Stellungnahme wurde angemerkt, sowohl Richtlinie (EU) 2019/944 (Strom-RL) und Richtlinie (EU) 2024/1788 (Gas-RL) als auch Strom-VO und Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-VO) beinhalteten nur Vorgaben zur Bildung der Netzentgelte. Hieraus könne kein unmittelbarer Rückschluss hinsichtlich der Kostenanerkennung im Zuge der Anreizregulierung geführt werden. Kritisiert wurde, dass in den Erwägungen zum rechtlichen Rahmen eine Erstattung von Ist-Kosten oder Vollkosten wegen der europarechtlichen Vorgabe zur Kostenorientierung ausgeschlossen werde. Im Durchschnitt und über die Zeit solle grundsätzlich immer ermöglicht werden, dass die Ist- und Vollkosten eines (effizienten) Netzbetreiber anerkannt werden.

5.2.20.2 Kritik an strukturellen Verschlechterungen

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

Modell. Sachverhalte würden lediglich zu Lasten der Netzbetreiber korrigiert. Es entstehe der Eindruck, dass es systemisch einseitig um Kostensenkungen gehe, obwohl die Veränderung der Versorgungsaufgabe aufgrund der Energiewende mit entsprechenden Kostenaufwüchsen auch bei den Betriebskosten einhergehe.

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

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

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

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

5.2.20.3 (Fehlende) Vereinfachungen

510 Vielfach wurde kritisiert, dass es an Vereinfachungen des Regulierungssystems fehle, und ein signifikanter Abbau bürokratischer Hürden insb. Berichtspflichten und Datenvorratshaltung

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

511 Als Verfahrensvereinheitlichung und -vereinfachung wurde vorgeschlagen, die Erhebungsbögen (Kapitalkostenabschlag, Kapitalkostenaufschlag im Gas, Anlage zu KANU, Regulierungskonto, Biogas usw.) zu harmonisieren und möglichst unverändert zu lassen. Bei Abschaffung des Antragsverfahrens für den Kapitalkostenaufschlag genüge es, einen einzigen jährlichen Bogen inkl. SAV-IDS für das Gesamtanlagevermögen abzufragen, in dem die Ist-Anlagen und Abgänge des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres gem. Tätigkeitsabschluss und die Plananlagen für Kapitalkostenaufschlag und Kapitalkostenaufschlag im Gas enthalten sind. Dieser könne Grundlage für Entgeltbildung aller Segmente aber auch für das Regulierungskonto sein.

5.2.20.4 Kritik an der zukünftigen Festlegungssystematik

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

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

5.2.20.5 Rechtschutz

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

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

5.2.20.6 Besonderheiten von Industrienetzen

516 In einer Stellungnahme wurde gefordert, die individuellen Besonderheiten von Industrienetzen zu berücksichtigen, insbesondere mit Blick auf die sogenannte Energiewendekompetenz (vgl. Abschnitt 5.2.12).

6. Auftrennung in zwei separate Verfahren Strom/ Gas

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

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

Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas) unter dem Geschäftszeichen GBK-25-01-2#1 eröffnet.

519 Somit ist das zuvor unter dem Geschäftszeichen GBK-24-01-3#3 geführte Verfahren– soweit es Elektrizitätsverteilernetzbetreiber betraf – in dem Verfahren für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom, GBK-25-01-1#1) aufgegangen. Gleichzeitig wurde das Verfahren unter dem Geschäftszeichen GBK-24-01-3#3 eingestellt.

7. Weitere Öffentlichkeitsbeteiligung

7.1. Expertenaustausch zum vereinfachten Verfahren

520 Am 14.03.2025 fand ein offener Expertenaustausch zum vereinfachten Verfahren und zur Kleinstnetzbetreiberregelung statt. In diesem Termin ist der diesbezügliche Regelungsentwurf aus dem am 16.01.2025 veröffentlichten Sachstandspapier vorgestellt und mit Stakeholdern, Wissenschaftlern und interessierten Akteuren diskutiert worden. Es wurde konkret anhand der zur Konsultation stehenden und zuvor von allen Regulierungsbehörden zusammengetragenen Größe „bereinigtes Ausgangsniveau“ unternehmensscharf die Auswirkung auf den Schwellenwert und die Zusammensetzung der Gruppe der Unternehmen im Regelverfahren vorgestellt.

7.2. Austausch zu den wirtschaftlichen Auswirkungen

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

8. Anhörung des Festlegungsentwurfs

522 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde durch Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs am 18.06.2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur sowie des Tenorentwurfs am 25.06.2025 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur die Gelegenheit gegeben, zu der beabsichtigten Festlegung Stellung zu nehmen. Zugleich wurde den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Dem Bundeskartellamt wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

523 Es wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zum Festlegungsentwurf bis zum 30.07.2025 gegeben. Es sind insgesamt 166 Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf innerhalb der Konsultationsfrist eingegangen. Es haben 144 Netzbetreiber, 6 Verbände der

Energiewirtschaft, 4 Landesregulierungsbehörden sowie 12 weitere berührte Wirtschaftskreise und interessierte Dritte Stellung genommen. Zudem hat der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) zu ausgewählten Fragen der zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen Stellung genommen.[8] Weiterhin gab es in den Sitzungen mit den Landesregulierungsbehörden am 26.06., 28.08. sowie am 11.09.2025 mündliche Aussprachen zu den Festlegungsentwürfen.

524 Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen werden nachfolgend thematisch zusammengefasst. Die Zusammenfassung orientiert sich an den Tenorziffern und gibt in komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder, insbesondere soweit es sich gegenüber der Gelegenheit zur Stellungnahme zum Sachstandspapier um neue Argumente handelt.

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

8.1. Stellungnahmen zu: Anreizregulierung (Tenorziffer 2.1, 2.2)

526 Die Fortführung der Anreizregulierung wurde grundsätzlich begrüßt.

527 Die durchschnittlichen Effizienzwerte der vierten Regulierungsperiode Strom hätten gezeigt, dass die Anreizregulierung erfolgreich gewesen sei.

528 In einer Stellungnahme wurde darauf hingewiesen, dass deutliche Verschärfungen der Anreizregulierung notwendig seien, um angemessene Ergebnisse für die Netznutzer zu erreichen. Eine andere Stellungnahme weist darauf hin, dass die angedachten Regelungen zur Fortführung der Anreizregulierung zu einem Investitionsstillstand führen würden und die Anforderungen gem. § 1 EnWG nicht mehr erfüllbar seien. Dies hätte gravierende negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und die Erreichung der Klimaschutzziele.

529 Die Gesamteffekte aus allen NEST-Maßnahmen ergäben, nach den Ausführungen in einer Stellungnahme, ein negatives Gesamtergebnis. Dies stehe im Gegensatz zu den Annahmen der Bundesnetzagentur, die von einer positiven Durchschnittsbetrachtung ausgehe.

[8] Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur, Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/WAR/WAR_Conclusio_23_7_2025.pdf.

8.2. Stellungnahmen zu: Dauer der Regulierungsperiode, Basisjahr (Tenorziffer 2.3)

8.2.1 Dauer der Regulierungsperiode

530 Das Ziel der schnelleren Abbildungsmöglichkeiten von Kostenänderungen im OPEX-Bereich wurde weiterhin begrüßt, eine Verkürzung der Regulierungsperiode allerdings überwiegend abgelehnt. Stattdessen wurde vielfach eine fünfjährige Regulierungsperiode mit einem Instrument zur innerperiodischen Anpassung im OPEX-Bereich gefordert. Dabei wurde auch kritisiert, dass Kostenprüfungen in kürzeren Intervallen nicht geeignet seien, zu Vereinfachung und Bürokratieabbau beizutragen, einem wesentlichen Ziel des N.E.S.T-Prozesses. Mit dem OPEX-Anpassungsmechanismus stünde ein bereits in anderen europäischen Ländern etabliertes, milderes und damit geeigneteres Mittel zur Verfügung.

531 Auf der anderen Seite wurde eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf zwei Jahre bei gleichzeitiger Streichung des Kapitalkostenabgleichs gefordert. Dessen Beibehaltung trotz Verkürzung der Regulierungsperiode erhalte einen Bias zugunsten von CAPEX-Investitionen und verwässere die in einem Budget-Ansatz enthaltenen Effizienzanreize.

532 Auch wurde vorgeschlagen, vor einer Verkürzung der Regulierungsperiode abzuwarten, etwa bis die Bescheidungsgeschwindigkeiten deutlich zunimmt oder KI zum Einsatz kommt.

533 In Bezug auf die Ablehnung einer Verkürzung der Regulierungsperiode wurde im Wesentlichen der Vortrag zum Sachstandspapier (siehe hierzu Abschnitt 5.2.2) aufrechterhalten und/oder wiederholt. Den Stellungnahmen zum Sachstandspapier sei nur unzureichend begegnet worden. Insbesondere sei der zusätzliche administrative Aufwand für Netzbetreiber und Regulierungsbehörden bei der Abwägungsentscheidung nicht ausreichend berücksichtigt bzw. gänzlich unberücksichtigt geblieben. Ferner wurde gerügt, die Begründung genüge nicht der Anforderung, dass sachkundige Dritte die Entscheidungen nachvollziehen können müssten.

534 Zur Begründung der Ablehnung wurden weiterhin folgende Punkte angeführt und teilweise vertieft: Verringerung bzw. Wegfall der Anreizwirkung des Budgets, Ungeeignetheit zur schnelleren Abbildung von Kostenänderungen, Unverhältnismäßigkeit in Abwägung mit Anpassungsmechanismus, Umsetzungsaufwand bzw. fehlende administrative Umsetzbarkeit, Zweifel an, aber auch Ablehnung von Pauschalierungen und Vereinfachungen, Nichterreich-/Nichtübertreffbarkeit der Effizienzvorgaben aufgrund Verkürzung des Abbaupfades sowie fehlende Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für bundesweite Festlegung (siehe zu neuem Vortrag Abschnitt 8.2.1.1).

535 Ferner wurde gefordert, die Verkürzung der Regulierungsperiode nicht vor der Evaluierung festzulegen. Eine Festlegung der Regulierungsperiode auf drei Jahre sei inkonsistent und würde das Ergebnis der Evaluierung vorwegnehmen. Für die Beibehaltung der fünfjährigen Regulierungsperiode würde dadurch eine Änderung der Festlegung erforderlich. Stattdessen solle eine Öffnungsklausel festgelegt werden, so dass es für die Änderung der Dauer der Regulierungsperiode keiner Befassung und Konsultation der RAMEN-Festlegung und gegebenenfalls weiterer Festlegungen bedürfte. Zudem lägen nach der Evaluierung auch Erkenntnisse aus der Praxis zum OPEX-Anpassungsinstrument vor, die bei der Bewertung heranzuziehen seien.

536 Eine Stellungnahme merkte an, dass bei Übernahme eines Netz(teils) während eines Basisjahres die Basisjahre nicht die aufwandsgleichen Kosten der folgenden Regulierungsperiode abdeckten. Die tatsächlichen Kosten seien dann systematisch dauerhaft höher als die Kosten im Ausgangsniveau. Dies werde über eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre allenfalls leicht abgemildert, aber nicht gelöst.

537 Mit Blick auf den Prozess wurde der Vorwurf erhoben, die nun getroffene Festlegung zeige eine Missachtung der konsolidierten Rückmeldungen zahlreicher Netzbetreiber, Verbände und Landesregulierungsbehörden, die sich mehrheitlich gegen die Verkürzung ausgesprochen hätten. Die fehlende Berücksichtigung dieser Stimmen werfe Fragen zur Legitimität und Transparenz des Verfahrens auf.

538 Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) hält eine Verkürzung in der Gesamtschau für gut begründbar. Durch die Verkürzung werde zwar tendenziell der Anreiz zur Kostensenkung geschmälert, Kostensenkungen aber schneller an die Nachfrager durchgereicht. Letzteres erscheine unter anderem sinnvoll, um die im Rahmen der grünen Transformation angestrebte Elektrifizierung vieler Wirtschafts- und Lebensbereiche schneller voranzutreiben. Bei einer gleichzeitigen Verkürzung des Abbaupfades für Ineffizienzen werde ein Anreiz gegen das Aufblähen der Kosten im Basisjahr gesetzt. Gleichwohl bestehe der Nachteil, dass der administrative Aufwand ansteigen werde.

8.2.1.1 Ablehnung einer Verkürzung der Regulierungsperiode

539 In Bezug auf die administrative Umsetzbarkeit wurde gegenüber dem Vortrag zum Sachstandspapier (siehe hierzu insb. Abschnitt 5.2.2.8) zusätzlich angeführt: Verfahrensvereinfachung sollten zur Einhaltung von Fristen und Reduzierung von Bearbeitungsrückständen innerhalb einer fünfjährigen Regulierungsperiode genutzt werden.

Aufgrund von Bearbeitungsrückständen müssten die Netzentgelte praktisch auf Grundlage von Antragswerten kalkuliert werden und die Netzkunden zunächst oftmals zu viel bezahlen. Der Ausgleich über das Regulierungskonto komme wegen Todes oder Wegzuges nicht bei allen Netzkunden an. Dies erhöhe auch die Volatilität der Netzentgelte. Insbesondere bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode müsse die Bestimmung des Effizienzwertes und die Festlegung der Erlösobergrenze vor Beginn der einer Regulierungsperiode erfolgen, da ansonsten Effizienzmaßnahmen bereits vor Festlegung vollständig umgesetzt sein müssten. Auch aufgrund der Änderung der Schwelle beim vereinfachten Verfahren müssten die Erlösobergrenzen bundesweit so rechtzeitig feststehen, dass die prozentual davon zu ermittelnden Schwellenwerte für jeden Netzbetreiber rechtzeitig feststehen. Bei einer Verkürzung sei auch zu berücksichtigen, dass durch steigenden Aufwand bei der Datenerhebung und -prüfung finanzieller Mehraufwand bei den Netzbetreibern für Personal und externen Beratungsbedarf, aber auch Verwaltungsgebühren entstünde. Hochgerechnet auf etwa 900 Netzbetreiber ergebe sich für die Verkürzung der Regulierungsperiode gegenüber der Einführung einer Anpassung der operativen Kosten ein Mehraufwand von rund 18 bis 27 Millionen Euro, der über die Netzentgelte von den Verbrauchern getragen werden müsste. Darüber hinaus führten Vereinfachungen für die Bundesnetzagentur im Gegenzug teils auch zu weiterem Mehraufwand für den Netzbetreiber (zum Beispiel die Umstellung von Nettosubstanzerhaltung auf Realkapitalerhaltung). Hinzu komme noch der Umstellungsaufwand aufgrund möglicher Anpassungen im Regulierungsrahmen (z. B. vereinfachtes Verfahren). Vorgebracht wurde zudem, die Verkürzung laufe im Ergebnis auf eine verminderte Prüftiefe und damit eine vereinfachungsbedingt eingeschränkte Kontrolle hinaus, so dass ineffiziente Kosten den Netznutzern auferlegt würden. Darüber hinaus wurde der Argumentation im Festlegungsentwurf entgegengetreten, dass für die Etablierung neuer Prozesse oder Umsetzung von Projekten zusätzlich eingestelltes Personal nach Abschluss dieser Prozesse und Projekte für weitere Aufgaben zur Verfügung stünde. Personal könne nicht beliebig in verschiedenen Bereichen eingesetzt werden, da Prozesse und Projekte des Netzbetreibers komplex seien und umfangreiche Fachkenntnisse erforderten. Andernfalls entstünden Aus- und Weiterbildungskosten in nicht unerheblichen Umfang, die nicht mehr als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, anerkannt würden, was zu einer Kostenunterdeckung führen würde. Ferner wurde angeführt, dass durch die vorgesehenen Nachteile des vereinfachten Verfahrens eine nicht unerhebliche Zahl von Netzbetreibern künftig ins reguläre Verfahren wechseln werde.

540 Nicht ausreichend gewürdigt sei auch die Problematik langer Gerichtsverfahren. Die Erfahrungen ließen erwarten, dass die vor jeder Regulierungsperiode durchzuführenden Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur nicht so rechtzeitig abgeschlossen sein werden, dass auch daran sich anschließende Gerichtsverfahren noch vor dem Ende der jeweiligen verkürzten Regulierungsperiode beendet sind. Der Bestand von Entscheidungen aus vorangegangenen Regulierungsperioden bleibe weit über das Ende dieser Regulierungsperioden hinaus unsicher und sei unter Umständen aufwendig zu korrigieren. Als Beispiel angeführt wurde der Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode Gas.

541 In Bezug auf die Ablehnung der Verkürzung unter Verweis auf den Abbaupfad wurde gegenüber dem Vortrag zum Sachstandspapier (siehe hierzu insb. Abschnitt 5.2.2.7) zusätzlich vorgetragen: Die Verkürzung des Abbaupfades erfolge ohne eine fachliche Neubewertung der Effizienzpotenziale oder inhaltliche Begründung. Die Verkürzung führe zu einem permanenten Effizienzdruck, der die Flexibilität der Netzbetreiber weiter einschränke und langfristige Optimierungsstrategien aushebele. Durch zu kurze Perioden werde ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb gefährdet. Es wurde sich dafür ausgesprochen, die Länge des Abbaupfades auch bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode bei fünf Jahren zu belassen. Ferner wurde vorgetragen, es sei nicht nachvollziehbar, dass in der fünften Regulierungsperiode von der bisher angewandten Systematik des Gleichlaufs von Dauer der Regulierungsperiode und Abbaupfad abgewichen werde, um dann in der sechsten Regulierungsperiode wieder auf die aktuelle gleichlaufende Systematik zurück zu wechseln. Zu einer fünfjährigen Regulierungsperiode gehöre zwingend auch ein fünfjähriger Abbaupfad. Eine Abkehr vom Gleichlauf zwischen Dauer der Regulierungsperiode und Abbaupfad stelle die Sinnhaftigkeit einer Übergangsperiode insgesamt in Frage.

542 In Bezug auf den Einwand, der Bundesnetzagentur fehle die Zuständigkeit für die bundesweite Festlegung einer Verkürzung bzw. der Dauer der Regulierungsperiode, wurde gegenüber dem Vortrag zum Sachstandspapier (siehe hierzu insb. Abschnitt 5.2.2.13) zusätzlich vorgetragen: Das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden sei berührt, da Verfahren, Organisation und Ausstattung geändert werden müssten, um die Aufgaben bei einer Verkürzung noch hinreichend zu erfüllen. Den Landesregulierungsbehörden verbleibe weniger Zeit für die mit der Dauer der Regulierungsperiode zusammenhängenden Prüfungshandlungen. Ferner wurde vorgetragen, eine Verkürzung der Regulierungsperiode

dürfe aufgrund der Autonomie der Länder bei der Verfahrensausgestaltung gem. § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG nur im Benehmen mit den Ländern erfolgen.

543 Zudem wurde vorgebracht, eine Verkürzung der Regulierungsperiode würde durch häufigere Anpassungen zentraler Erlösparameter Unsicherheiten in der Investitionsplanung sowie bei der Finanzierung hervorrufen, woraus eine Verzögerung des Netzausbaus und damit der Energiewende resultieren könnte. Die Unsicherheit stehe im Widerspruch zum europäischen Rechtsrahmen, und zwar dem Ziel der Sicherstellung langfristiger Investitionsanreize und Stabilität nach Art. 18 Abs. 1 und 8 Strom-VO und Art. 17 Abs. 1 Gas-VO. Auch widerspreche die Verkürzung den internationalen Best Practices. Der von der Bundesnetzagentur selbst zitierte CEER-Report weise eine durchschnittliche Regulierungsperiode von rund fünf Jahren aus. Eine Verkürzung auf drei Jahre würde Deutschland hier isolieren und der europäischen Harmonisierung entgegenlaufen.

544 Darüber hinaus wurde angeführt, eine Verkürzung der Regulierungsperiode beseitige den Basisjahreffekt nicht. Auch bei kürzeren Perioden sei das Basisjahr weiterhin die zentrale Referenzgröße. Die Bundesnetzagentur selbst betone, dass die Prüfintensität steigen müsse, um die gewünschten Effekte zu erzielen, was wiederum im Widerspruch zur behaupteten Verwaltungsvereinfachung stehe. Eine Verkürzung sei zur Schwächung des Basisjahreffektes auch nicht erforderlich. Die Regulierungsbehörden könnten auffällige Kostenentwicklungen im Basisjahr korrigieren. Auch entwickele der Effizienzvergleich den Anreiz, gerade diesen Basisjahreffekt zu minimieren.

8.2.1.2 Kriterien zur Beurteilung regulatorischer Instrumente

545 In Bezug auf die Kriterien zur Beurteilung regulatorischer Instrumente wurde der Vortrag zum Sachstandspapier (siehe hierzu Abschnitt 5.2.2.5) im Wesentlichen aufrechterhalten und/oder wiederholt. Zusätzlich wurden folgende neue Punkte vorgebracht:

546 Es wurde kritisiert, dass keine Gewichtung der Kriterien anhand ihrer relativen Bedeutung erfolge. Der Treffsicherheit sei das größte Gewicht beizumessen, da dieses als einziges Kriterium direkt mit der Kostenorientierung verknüpft sei. Unterschiede im Umsetzungsaufwand dürften nur nachrangig zu den inhaltlichen Kriterien in die Bewertung einfließen.

547 Es sollte zwischen der Treffsicherheit bei der Startbasis der Erlösobergrenze und der Treffsicherheit im Verlauf der Regulierungsperiode unterschieden werden. In Bezug auf die Treffsicherheit bei der Startbasis fehle es an einer Einbeziehung der Auswirkungen der

Pauschalierungen und Standardisierungen sowie einer dosierten Prüfung in die Bewertung. Bei Vereinfachungen der Kostenprüfung und/oder einer Durchschnittsbildung würde die Startbasis der Erlöse für die kommende Regulierungsperiode deutlich weniger exakt erfasst als bei einer gründlichen Prüfung in einer fünfjährigen Regulierungsperiode unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Kosten des jeweiligen Netzbetreibers.

548 In Bezug auf das Kriterium der Setzung von Effizienzanreizen wurde vorgetragen, dass diese durch kürzere Regulierungsperioden stark verringert würden. Aufgrund des kurzen Zeitraums ginge der Anreiz zu Effizienzsteigerungen verloren, da Netzbetreiber nicht mehr von diesen Effizienzmaßnahmen profitieren könnten. Der Betriebskostenaufschlag sei daher mit Blick auf das Kriterium „Setzen von Anreizen“ als höherwertig einzuschätzen.

549 Kritisiert wurde, dass ein Kriterium, welches die unveränderte Geltung des Basisjahrbudgets zur Bewertung heranziehe, im Widerspruch zu allen regulatorischen Instrumenten stehe, die eine innerperiodische Anpassung des Betriebskostenbudgets aufgrund veränderter Versorgungsaufgaben zum Ziel haben. Insofern nehme die Auswahl des Beurteilungskriteriums die Bewertung der Einzelinstrumente vorweg, ohne dass für die Auswahl des Kriteriums selbst überzeugende Gründe vorlägen. Überdiese wäre bei dieser Definition auch das regulatorische Instrument des Xgen nicht vereinbar mit der Anreizregulierung.

550 Vorgebracht wurde, dass bei dem Kriterium der Kompatibilität mit dem Anreizregulierungssystem kein Bezug zum Maßstab der Kostenorientierung erkennbar sei. Bei einem Kriterium, das die unveränderte Geltung des Basisjahrbudgets voraussetze, liege sogar ein Widerspruch zur Kostenorientierung in Bezug auf innerperiodische exogene Kostensteigerungen vor. Ferner wurde vorgebracht, dass gerade eine Verkürzung der Regulierungsperiode inkompatibel mit der Anreizregulierung sei, da die Anreizwirkung zur Effizienzsteigerung verloren gehe.

551 Zudem würden die konkreten Nachteile der nicht berücksichtigten Ansätze (OPEX-Aufschlag, Branchenvorschlag „OPEX-Xgen“ und Wachstumsausgleich) in Bezug auf das Kriterium Kompatibilität mit der Anreizregulierung weder benannt noch nachgewiesen.

552 Der Verweis in der Begründung des Entwurfs auf Über- und Unterdeckungen und Substitutionen zwischen Aufgabenbereichen verkenne, dass ein deutlicher Nettoeffekt in Richtung einer steigenden Versorgungsaufgabe zu erwarten sei („starke Dynamik“). Die reine Verkürzung der Regulierungsperiode könne ex definitione Verschiebungen zwischen

Aufgabenbereichen nur von einem Basisjahr zum nächsten Basisjahr abbilden. Am ehesten wäre eine Abbildung durch den Branchenvorschlag „OPEX-Xgen“ basierend auf historischen Entwicklungen möglich. Massive Verschiebungen in den Ausgabenbereichen und zwischen CAPEX und OPEX seien innerhalb einer (verkürzten) Regulierungsperiode unrealistisch, insbesondere mit Blick auf die regulatorischen Nutzungsdauern der Betriebsmittel. Eine solche Verschiebung würde im Übrigen eine so enorme Dynamik implizieren, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode in höchstem Maße nicht treffsicher sein könnte.

553 In Bezug auf das Kriterium der administrativen Umsetzbarkeit wurde vorgebracht, die Argumentation mit einer Schwächung des Basisjahreffektes durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode sei konstruiert.

554 Als weiteres Kriterium wurde die Vermeidung von Fehlanreizen angeregt und unter diesem Gesichtspunkt ein innerperiodischer OPEX-Anpassungsmechanismus für vorzugswürdig gehalten. Durch die Verkürzung würden aufgrund stark begrenzter finanzieller Mittel nur zwingend notwendige Maßnahmen ergriffen. Eine nachhaltige Betriebsführung und Instandhaltung des Netzes - als Herzstück der Energiewende - werde nicht erreicht. Demgegenüber stelle ein Betriebskostenaufschlag gemäß VKU-Vorschlag ein angepasstes effizientes Kostenniveau für eine skalierte Versorgungsaufgabe zur Verfügung und gebe damit exakt den Anreiz, mit den effizienten Kosten des Basisjahres diese gestiegene Versorgungsaufgabe zu bewirtschaften.

8.2.2 OPEX-Anpassungsmechanismus jenseits der fünften Regulierungsperiode

555 In vielen Stellungnahmen wurde über die fünfte Regulierungsperiode hinaus statt bzw. teilweise auch neben einer Verkürzung der Regulierungsperiode ein Instrument zur innerperiodischen Anpassung im OPEX-Bereich gefordert. In diesem Zusammenhang wurde erneut vorgebracht, dass ohne einen Mechanismus zur Abbildung von Änderungen der Betriebskosten, die auf eine Veränderung der Versorgungsaufgabe zurückgehen, eine systematische Lücke bestünde, und zwar unabhängig davon, ob die Regulierungsperiode drei oder fünf Jahre betrage (siehe hierzu Abschnitt 5.2.3.6). Dies mache es Netzbetreibern unmöglich, ihre effizienten (Betriebs-) Kosten zu erwirtschaften. Dies widerspreche dem Grundsatz, dass Netzkosten anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, sowie dem in § 21 Abs. 2 S. 3 EnWG normierten Merkmal der Wettbewerbsanalogie. Im Wettbewerb würden Kosten, die auf eine Veränderung der Outputmenge zurückgehen, über die Erlöse erstattet. Durch eine Verkürzung

der Regulierungsperiode ändere sich die Grundproblematik nicht, nur der betroffene Zeitraum werde verkürzt. Daher sei die jährliche Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf die outputinduzierten operativen Kosten dauerhaft zu verankern. Alternativ wurde eine Ausgestaltung des Xgen vorgeschlagen, die die Entwicklung von Änderungen der Versorgungsaufgabe berücksichtige. Zusätzlich wurde zur Begründung darauf verwiesen, dass Personalzusatzkosten zukünftig nicht mehr als KAnEu eingestuft würden, so dass wachsende Personalkosten auch nicht mehr teilweise gewälzt werden könnten.

556 Nach den Ausführungen der Behörde zur Dynamik der Energiewende und den damit einhergehenden schnelleren Kostenänderungen sowie dem von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen Strom müsse auch zukünftig von einer wachsenden Versorgungsaufgabe und damit outputindizierten Betriebskostenaufwüchsen ausgegangen werden. Entgegengetreten wurde einer Annahme, wonach Netzbetreiber nach der fünften Regulierungsperiode keinen signifikanten OPEX-Aufwuchs mehr haben würden. Die Energiewende werde bis zur sechsten Regulierungsperiode bzw. bis Ende 2031 als Basisjahr der sechsten Regulierungsperiode nicht abgeschlossen sein. Es wäre technisch und wirtschaftlich auch nicht möglich, die Stromnetze bis 2031 auf das politische Ziel 2045 auszubauen.

557 Ohnehin sei der OPEX-Aufschlag durch seine Struktur auf den Fall begrenzt, dass beim Netzbetreiber aufgrund eines Wachstums seiner Versorgungsaufgabe neue Kosten innerhalb der Regulierungsperiode entstehen. Nur dann erhalte der Netzbetreiber einen Zuschlag auf die OPEX, da die im Effizienzvergleich verwendeten Parameter und damit auch die effizienten Kosten des Netzbetreibers ansteigen. Müsse der Netzbetreiber kein zusätzliches Wachstum seiner Versorgungsaufgabe bewältigen, verzeichne er keinen Anstieg der Parameter und erhalte somit auch keinen Betriebskostenaufschlag. Überdeckungen würden vermieden.

558 Im Hinblick auf eine Fortführung in der sechsten Regulierungsperiode wurde auch darauf verwiesen, dass der Zeitraum bis zur Verkürzung der Regulierungsperioden respektive zur Verfahrensbeschleunigung vor der Evaluierung zu kurz sei.

559 Zudem wurde angeführt, die Bundesnetzagentur begründe in Bezug auf die Übertragungsnetzbetreiber, dass ein vom Budgetprinzip abweichendes Regulierungsmodell zulässig sei, wenn die Netzbetreiber einen hohen Anteil an Kostenpositionen aufweisen, die jährlich aktualisiert werden und deshalb nicht beeinflusst werden können (80 % bei Übertragungsnetzbetreibern). Eine Auswertung der Daten der VNB-Strom für das

Geschäftsjahr 2024, die auf der Internetseite www.netzentgelttransparenz.de veröffentlicht sind, ergebe einen Anteil jährlich anzupassender Kosten (= Kapitalkosten für neue Investitionen sowie dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und Regulierungskonto) von durchschnittlich 60 %, so dass ein OPEX-Zuschlag als Abkehr vom Budgetprinzip ein zulässiges und überdies geeignetes Mittel sei.

560 Im Einzelnen traten Stellungnahmen der Argumentation entgegen, die Digitalisierung könne und solle mit Ressourceneinsparungen und Kostensenkungen einhergehen. Denn Anstiege der OPEX durch Mengenwachstum im Anlagevermögen (Wartung / Instandsetzung) ließen sich nicht digitalisieren. Überdies wurde vorgebracht, auch digitalisierte und automatisierte Arbeitsabläufe verursachten bei zusätzlichen Aufgaben zusätzliche Kosten, auch wenn das Niveau des Kostenwachstums geringer sein sollte. Eine solche Reduktion des Kostenwachstums würde in einer dreijährigen Regulierungsperiode durch die zeitnahe Durchführung des Effizienzvergleichs auch schnell abgebildet.

561 Zudem wurde die Aussage für widersprüchlich gehalten, der Anpassungsbedarf für dynamische Betriebskostenänderungen sei nicht Ausgangspunkt der Überlegungen zur Entwicklung eines regulatorischen Instruments zur innerperiodischen Anpassung, wenn zugleich dynamische Betriebskostenänderungen Begründung für die Verkürzung der Regulierungsperiode seien.

8.2.2.1 OPEX-Aufschlag bzw. OPEX-Anpassungsmechanismus

562 Es wurde vorgebracht, ein OPEX-Aufschlag bzw. ein OPEX-Anpassungsmechanismus sei treffsicherer als eine Verkürzung der Regulierungsperiode.

563 Es sollte zwischen der Treffsicherheit bei der Startbasis der Erlösobergrenze und der Treffsicherheit im Verlauf der Regulierungsperiode unterschieden werden (siehe oben). Im Verlauf der Regulierungsperiode weise die dreijährige Regulierungsperiode einen Zeitverzug von bis zu fünf Jahren auf, wohingegen der OPEX-Anpassung trotz des zweijährigen Zeitverzugs bei der Bestimmung der Standardkosten im Vorteil sei.

564 Es sei zudem nicht zu erwarten, dass sich die Kostentreiber zunehmend dynamisch verändern, wie die relativ konstanten Parameter im Effizienzvergleich der letzten Regulierungsperioden, die als Kostentreiber identifiziert wurden, zeigten. Substanzielle Änderungen der Parameter oder gar der Kostentreiber des Effizienzvergleichsmodells im Zeitverlauf einer (verkürzten) Regulierungsperiode unterstellten eine Dynamik, die die Treffsicherheit der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode als vollkommen unzureichend erscheinen lasse. Davon

zu trennen sei der Aspekt der Skalierung der Versorgungsaufgabe seit dem Basisjahr. Diese müsse aktuell abgebildet werden (wie z. B. heute durch Kapitalkostenaufschlag für CAPEX). Diese Aspekte vermische die Bundesnetzagentur unter dem Stichwort „Aktualität der Regulierung“.

565 Auch erhöhe die reine Möglichkeit, dass zukünftig im Effizienzvergleich nicht lineare Modelle angewendet werden könnten, zwar in geringem Ausmaß den Umsetzungsaufwand, ändere aber nichts an der Treffsicherheit des Modells.

566 Gefordert wurde, die Effekte des OPEX-Aufschlags zu quantifizieren und zu bewerten, wie stark sich die effizienten Standardkosten im Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode gegenüber den effizienten Standardkosten in der vorhergehenden Regulierungsperiode geändert hätten. Der VKU habe entsprechende Zahlen in der Konsultation vorgelegt.

567 Zudem wurde in einer Stellungnahme angeführt, der OPEX-Aufschlag reduziere einen möglichen Anreiz zur Kostenverlagerung in die Basisjahre stark.

568 Ferner wurde vorgetragen, die Kompatibilität der OPEX-Anpassung mit dem Modell der Anreizregulierung werde nicht dadurch herabgesetzt, dass damit ein zusätzliches Instrument über das Budgetprinzip hinaus benötigt werde. Im Regulierungssystem gebe es mit dem Qualitätselement, dem Regulierungskonto und dem Kapitalkostenaufschlag bereits innerperiodische Anpassungen. Der Betriebskostenaufschlag basiere nur auf exogenen Parametern und stelle daher keinen Widerspruch zum Budgetprinzip dar. Der Netzbetreiber erhielte insofern ein lediglich um Strukturparameter skaliertes Basisjahrbudget, mit dem er die gestiegene Versorgungsaufgabe umsetzen muss. Ein Betriebskostenaufschlag werde auch in anderen Regulierungssystemen wie dem österreichischen umgesetzt, ohne dass das österreichische Regulierungssystem weniger kompatibel mit der Anreizregulierung sei.

569 Auch bei der OPEX-Anpassung würden die Erlöse von den Kosten des Netzbetreibers vollständig entkoppelt, da die Erlöserhöhung an die Veränderung von Strukturparametern und eben gerade nicht an Kostenänderungen gebunden ist. Es fehle damit gerade nicht an einer Entkopplung der Erlöse von den Kosten.

570 Teilweise wurde allerdings auch der OPEX-Anpassungsmechanismus für nicht ausreichend erachtet. Die Kosten stiegen sowohl in der Strom- wie auch in der Gasverteilung im Zeitverlauf (Gas einmalig wegen Hochlauf, Strom dauerhaft wegen Klimaneutralität)

8.2.2.2 Wachstumsfaktor

571 In Bezug auf den Vorschlag eines Wachstumsfaktors wurde zusätzlich vorgebracht, die Argumentation hinsichtlich der Kompatibilität eines Wachstumsfaktors und der an anderer Stelle angedachten Einführung eines Bonus für Energiewendekompetenz sei inkonsistent. Auch ein Bonus für Energiewendekompetenz beziehe sich nur auf ausgewählte Prozesse und Aktivitäten des Netzbetreibers und somit einzelne Kostenbestandteile.

8.2.2.3 Branchevorschlag „OPEX-Xgen“

572 Es wurde angemerkt, dass der Beschlussentwurf in Bezug auf den Branchenvorschlag „OPEX-Xgen“ von einem fehlerhaften Sachverhalt ausginge. Der Vorschlag sehe nicht vor, für die Ableitung des Kostentrends auf Werte der Kostenprüfung vor dem Effizienzvergleich abzustellen. Vielmehr beinhalte der Vorschlag, für die Ableitung des Kostentrends die aus dem Effizienzvergleich resultierenden effizienten Betriebskosten heranzuziehen. Die abgeleitete Bewertung, dass der „OPEX-Xgen“ das Kriterium des Setzens von Effizienzanreizen weniger gut erfülle, sei deswegen unzutreffend.

573 Dem Bestehen eines Endogenitätsproblems wurde entgegengetreten. Einzelne oder wenige Netzbetreiber könnten den Kostentrend aller Netzbetreiber nur in vernachlässigbarem Umfang beeinflussen. Einer Verabredung des überwiegenden Teils der Netzbetreiber stünde entgegen, dass jede einzelne Netzbetreiber mit Blick auf den Effizienzvergleich einen Anreiz hätte, eine solche Verabredung nicht einzuhalten („Gefangenendilemma“). Darüber hinaus sei ein solches Vorgehen – wenn überhaupt – nur einmalig möglich, da der Effekt ansonsten noch übertroffen werden müsste. Ferner wurde angemerkt, dass auf eine statistische Ermittlung der durchschnittlichen branchenweiten OPEX-Steigerung abgestellt werden könnte, und zwar mittels OLS-Regression der Betriebskosten zum Zeitpunkt t auf die Betriebskosten des Zeitpunktes t-1. Alle Netzbetreiber im Regelverfahren gingen dann mit dem gleichen Gewicht ein.

574 Auch treffe nicht zu, der Branchenvorschlag „OPEX-Xgen“ würde sich ändernde Umstände bei hoher Dynamik nur mit geringer Treffsicherheit erfassen. Soweit Einschränkungen der Treffsicherheit mit dynamischen Entwicklungen begründet werden, müssten diese auch der Treffsicherheit der Verkürzung der Regulierungsperiode angelastet werden.

575 Auch sei der Branchenvorschlag „Xgen“ mit dem Grundansatz der Anreizregulierung vereinbar. Dieser entkoppele die Erlösanpassung von den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers

(analog wie beim bestehenden Xgen) und beziehe sich auf „alle“ Kostenkomponenten und -positionen.

576 Ferner wurde nochmals vorgebracht, dass der maßgebliche Vergleich ab der sechsten Regulierungsperiode die reine Verkürzung der Regulierungsperiode gegenüber einer Verkürzung kombiniert mit dem Branchenvorschlag „OPEX-Xgen“ sei (siehe unten).

8.2.2.4 Kombination einer Verkürzung der Regulierungsperiode mit Instrument zur innerperiodischen OPEX-Anpassung

577 In Bezug auf eine Kombination einer Verkürzung der Regulierungsperiode mit einem Instrument zur innerperiodischen OPEX-Anpassung wurde der Vortrag zum Sachstandspapier im Wesentlichen aufrechterhalten und/oder wiederholt.

578 Zwar gehe eine Verkürzung der Regulierungsperiode mit einer höheren Treffsicherheit im Vergleich zu einer längeren Regulierungsperiode einher. Gerade bei kürzeren Regulierungsperioden steige allerdings auch die Treffsicherheit sowohl des OPEX-Ausschlags als auch des Branchenvorschlags „OPEX-Xgen“. Insbesondere könne der OPEX-Xgen mittels einer Verkürzung des Betrachtungszeitraums für den Kostentrend auch zeitnah aktuelle Kostenentwicklungen abbilden.

579 Zusätzlich wurde vorgebracht, der Verweis auf die Möglichkeit von Über- und Unterdeckungen des Budgets stünde in Widerspruch zum Ausgangspunkt, einer staken Dynamik der Versorgungsaufgabe aufgrund der Energiewende. Es sei aus dem Kontext offenkundig, dass damit ein insgesamt deutliches Ansteigen der Versorgungsaufgabe gemeint sei. Insofern gingen die abstrakten Überlegungen zu möglichen Über- und Unterdeckungen grundsätzlich fehl.

8.2.2.5 OPEX-Anpassungsmechanismus in der vierten Regulierungsperiode

580 Gefordert wurde erneut die Einführung eines OPEX-Anpassungsmechanismus noch in der vierten Regulierungsperiode. Gegenüber dem Vortrag zum Sachstandspapier (siehe hierzu Abschnitt 5.2.3.5) wurde ergänzend vorgetragen: Der durchschnittliche OPEX-Aufwuchs der letzten Jahre verrate wenig über die tatsächliche Situation vieler Netzbetreiber, da die Spreizung der Kostenaufwüchse innerhalb der Branche erheblich sei. Für einige Netzbetreiber, deren Kostenentwicklung weit über dem Schnitt liege, kommt damit ein OPEX-Element für die fünfte Regulierungsperiode zu spät. Eine Durchschnittsbetrachtung für den Nachweis struktureller Kostenaufwüchse sei nicht der geeignete Ansatz und sollte reevaluiert werden.

581 Verwiesen wurde zudem auf eine Untersuchung des Verbände-Projektes „Benchmarking Transparenz“ (BMT). Diese habe gezeigt, dass es schon im Jahr 2024 gegenüber dem Basisjahr 2021 zu deutlichen Kostenaufwüchsen bei den aufwandsgleichen Kosten gekommen sei. Mindestens ein Viertel der Netzbetreiber habe Kostensteigerungen von über 25%. Wenn diese Kostenunterdeckung noch nicht in dem von der Bundesnetzagentur erwarteten Maße zu erkennen sei, könne das daran liegen, dass die Energiewende in den jeweiligen Netzgebieten in unterschiedlichen Geschwindigkeiten vollzogen werde.

582 Ferner wurde gefordert, eine erneute Evaluierung der OPEX-Aufwüchse für die Jahre 2025 bis 2028 vorzunehmen, um belastbare Aussagen darüber treffen zu können, inwiefern strukturelle Kostenunterdeckungen auch in den nächsten Jahren innerhalb der vierten Regulierungsperiode bestehen.

8.2.3 Basisjahr

583 Es wurde kritisiert, dass bei einer dreijährigen Regulierungsperiode das erste Jahr der Regulierungsperiode das Basisjahr für die folgende Regulierungsperiode ist. Den Netzbetreibern werde so die Möglichkeit genommen, Optimierungspotenziale umzusetzen.

584 Das zweitletzte Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode als Basisjahr festzulegen, wurde auch mit der Begründung vorgeschlagen, den Zeitversatz in Hinblick auf die hohe Dynamik der Kosten zu verkürzen.

8.3. Stellungnahme zu: Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode (Tenorziffer 3)

8.3.1 Anpassung der Betriebskosten im Sinne Tenorziffer 3.2

585 Auf der einen Seite wurde die Anwendung der OPEX-Anpassung in der fünften Regulierungsperiode begrüßt.

586 Auf anderer Seite wurden die Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode als eher negativ bewertet. Es sollte eine schrittweise Umstellung auf eine zunächst dreijährige und dann zweijährige Regulierungsperiode erfolgen, damit auf die OPEX-Anpassung, aber auch auf den Kapitalkostenabgleich verzichtet werden könne. Die OPEX-Anpassung bedeute eine erhebliche Schwächung der Anreizfunktion des Budgetansatzes. Die Gewährung eines Betriebskostenfaktors sei ein genereller Aufschlag, dem keine tatsächlichen Kosten gegenüberstehen müssten. Damit habe diese Regelung das Potential, den Netznutzern höhere Kosten abzuverlangen, ohne dass dem ein tatsächlicher Bedarf oder gar ein tatsächlicher

Nutzen gegenüberstehe. Dies sei nicht mehr mit einer effizienten Leistungserbringung durch den Netzbetreiber in Einklang zu bringen.

587 Es wurde auch vorgetragen, der vorgesehene OPEX-Anpassungsmechanismus sei nicht ausreichend zur Abdeckung der Kostenanstiege. Hierzu wurde angeführt: Aus der Verwendung der Koeffizienten auf Basis des Effizienzwerts im Basisjahr ergebe sich ein Zeitverzug. Zum anderen sei der operative Aufwand aus gesteigerter Quantität und Komplexität der Aufgaben der Netzbetreiber sowie IT-Anpassungen durch neue Prozesse nicht erfasst. Es wurde vorgeschlagen, Kostensteigerungen, die durch neue Prozesse und Aufgaben verursacht werden, durch ein Monitoring von ausgewählten Vergleichsunternehmen zu erfassen und hieraus einen Anpassungsfaktor für alle Netzbetreiber abzuleiten. Ein Zeitversatz ergebe sich zudem daraus, dass Maßnahmen zunächst geplant und Personal eingestellt werde bevor der Zubau und die konkrete Anpassung der jeweiligen Struktur-Parameterausprägung erfolge.

588 Ferner wurde kritisiert, dass ausschließlich die als effizient anerkannten Kosten je Einheit eines Vergleichsparameters zugrunde gelegt werden. In der Vergangenheit als „ineffizient“ klassifizierte Kostenanteile könnten durch politisch oder regulatorisch getriebene starke Kostensteigerungen notwendig und sachlich begründet werden.

8.3.2 Ausgestaltung des OPEX-Anpassungsmechanismus

8.3.2.1 Erheblichkeitsschwelle

589 Teilweise wurde angemerkt, dass eine Erheblichkeitsschwelle dann nachvollziehbar sei, wenn sie der Minimierung von Verwaltungsaufwand diene. Nicht nachvollziehbar sei hingegen eine Erheblichkeitsschwelle unter Verweis darauf, dass gewöhnliche Schwankungen im Rahmen des Budgetprinzips hinzunehmen seien. Hier bleibe unklar, was gewöhnliche Schwankungen seien. Jedenfalls müssten Kostenanstiege aufgrund eines Wachstums von Aufgaben über ein Instrument im Regulierungssystem abgedeckt werden. Zudem wurde vorgebracht, die Erheblichkeitsschwelle dürfe nicht dazu führen, dass ein großer Teil der Netzbetreiber von dem Mechanismus ausgeschlossen würde.

590 Teilweise wurde vorgebracht, es solle auf Erheblichkeitsschwellen verzichtet werden. Die Bestimmung diskriminationsfreier Erheblichkeitsschwellen sei aufgrund der Heterogenität der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber mit einem unverhältnismäßig hohen Aufwand verbunden und die Kostenauswirkungen für den Netznutzer seien nur marginal. Der

Prüfungsaufwand der Parameterentwicklung sei deutlich geringer als die Bestimmung von für jeden Netzbetreiber sachgerechten Erheblichkeitsschwellen.

8.3.2.2 Planwerte

591 Es wurde gefordert, die tatsächlichen Änderungen der zugrunde zu legenden Parameter auf Basis von Planwerten des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode zu berücksichtigen. Andernfalls sei eine zeitnahe und vollständige Anerkennung von steigenden Kosten nicht sichergestellt. Teilweise wurde vorgetragen, die Verwendung von Planwerten müsse in der Erlösobergrenzenformel festgelegt sein.

8.3.2.3 Keine Anpassungen unter das Niveau des Basisjahres

592 Es wurde vorgebracht, bei der Ausgestaltung sei sicherzustellen, dass keine Anpassung der Betriebskosten unter das Niveau des Basisjahres erfolge, beispielsweise aufgrund einer volatil schwankenden Jahreshöchstlast. In diesem Zusammenhang wurde erneut auf Kostenremanenzen verwiesen (etwa Schwankungen der zeitgleichen Jahreshöchstlast selbst bei einer wachsenden Versorgungsaufgabe).

8.3.2.4 Bereinigung der effizienten Kosten gemäß Effizienzvergleich (TOTEX) um volatile Kosten

593 Zwar wurde anerkannt, dass durch die volatile Kostenregelung gewisse Kostenanpassungen erfolgten. Es wurde zugleich angemerkt, dass eine Bereinigung der effizienten Kosten gemäß Effizienzvergleich (TOTEX) um volatile Kosten nicht pauschal erfolgen dürfe. Es sei etwa zu berücksichtigen, dass eine Zunahme der Verlustenergiemengen und eine damit einhergehende Steigerung der Kosten im aktuellen Regulierungsregime über das Element volatile Kosten nicht abgebildet werde. In solchen Fällen müsse entweder eine komplette Kostenanpassung über das Element volatile Kosten oder aber eine teilweise Berücksichtigung im netzbetreiberindividuellen OPEX-Anteil erfolgen.

8.3.3 Ausweitung der Anpassung der Betriebskosten auf Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren

594 Es wurde erneut gefordert, den OPEX-Anpassungsmechanismus für alle Verteilnetzbetreiber unabhängig von ihrer Teilnahme am regulären oder vereinfachten Verfahren (zumindest freiwillig) vorzusehen. Zur Begründung wurde gegenüber dem Vortrag zum Sachstandspapier (siehe hierzu Abschnitt 5.2.3.3) vertiefend vorgetragen: Die Nichtanwendung stelle eine Ungleichbehandlung dar. Kleine Netzbetreiber seien ebenso von den energiewendebedingten Aufwüchsen der Betriebskosten betroffen wie große. Das vereinfachte Verfahren sei durch den

Gesetzgeber als spezielle Ausprägung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes eingeführt worden und nicht zur Bestrafung der kleinen Netzbetreiber. Es sei unproblematisch möglich, dass Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren mit einem reduzierten Datensatz den Ausgleich erhielten. Ergänzend wurde in einer Stellungnahme eine Auflistung vorgelegt, wo die im Effizienzvergleich für die vierte Regulierungsperiode verwendeten Parameter vorlägen bzw. ermittelt werden könnten (EHB Monitoring, Veröffentlichungspflichten, Datenbank e-net, Marktstammdatenregister). Ferner stünde der Verweis auf eine Entlastung von unverhältnismäßigem administrativem Aufwand im Widerspruch zu zusätzlichen Komponenten wie dem EE-Wälzungsmechanismus oder dem erweiterten Qualitätselement, deren Aufwand um ein Vielfaches höher sei. Die BNetzA verteidige deren Einführung mit der Verhältnismäßigkeit zum Nutzen. Dies gelte in gleichem Maße für den OPEX-Faktor, da dieser den Aufwuchs der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers angemessen berücksichtige. Auch widerspreche die Abschaffung der 5%-Pauschale dem Argument des Vereinfachungszwecks. Die Dokumentation und Ermittlung von Versorgungsleistungen sei mit einem administrativen Aufwand verbunden, dessen Nutzen nicht erkennbar sei.

595 Zudem wurde vorgetragen, die Behauptung, die Effekte systematischer Verzerrungen in der OPEX-Fortschreibung seien bei kleinen Netzbetreibern weniger ausgeprägt, sei nicht nachvollziehbar und nicht belegt. Die Einführung des EE-Wälzungsmechanismus für alle Netzbetreiber entkräfte diese Behauptung. Die Energiewende und deren Transformation entwickelten sich regional sehr unterschiedlich und hätten nichts mit der Größe des Netzbetreibers zu tun, sondern sei von anderen Faktoren abhängig.

596 Ferner wurde vorgeschlagen, die Entscheidung über die Teilnahme am Anpassungsmechanismus mit Blick auf einen zusätzlichen Aufwand der Netzbetreiber durch die Abgabe von Daten den Netzbetreibern zu überlassen.

597 Schließlich wurde angemerkt, der pauschale Verweis auf die Möglichkeit, in das Regelverfahren zu wechseln, sei angesichts der hieran anknüpfenden sonstigen Anforderungen nicht verhältnismäßig.

598 Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) sprach sich dagegen aus, dass Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren zwar nicht am Effizienzvergleich teilnehmen, aber an etwaigen Steigerungen bei Betriebskosten partizipieren.

8.3.4 Evaluierungsklausel

599 In Bezug auf die Evaluierungsklausel wurde der Vortrag zum Sachstandspapier (siehe hierzu Abschnitt 5.2.3.7) im Wesentlichen aufrechterhalten und/oder wiederholt. Zusätzlich wurden folgende Punkte vertieft:

600 Es wurde vorgetragen, der Evaluierungsbericht müsse spätestens im 1. Halbjahr 2030 vorliegen. Sofern die Bundesnetzagentur im Rahmen einer Evaluierung zu dem Ergebnis kommen sollte, an fünfjährigen Regulierungsperioden festzuhalten, sei der Abschluss der Evaluierung zum 31. Dezember 2030 nicht ausreichend mit Blick auf das Basisjahr im Gas 2030 und im Strom 2031.

601 Zudem wurde kritisiert, dass offenbliebe, anhand welcher Kriterien, Daten und Maßstäbe die Evaluierung erfolgen solle. Ohne klare methodische Vorgaben bestehe die Gefahr, dass die Evaluierung intransparent verlaufe oder das Ergebnis politisch motiviert seien werde. Gefordert wurde eine aktive Einbindung der Netzbetreiber. Die Bundesnetzagentur sei verpflichtet, nach allgemeinen verwaltungsrechtlichen Grundsätzen (Verhältnismäßigkeit, Transparenz, Gleichbehandlung, Rechtssicherheit) sowie im Lichte der Grundrechte (Art. 12 und 14 GG) eine fundierte und nachvollziehbare Bewertung der Wirksamkeit der Vereinfachungen vorzunehmen. Nur so bliebe das Vertrauen der Unternehmen in einen stabilen und investitionsfreundlichen Regulierungsrahmen gewahrt. Eine Entscheidung über die Verkürzung der Regulierungsperiode sollte erst getroffen werden, wenn ein gemeinsam getragener, empirisch abgesicherter Erkenntnisstand vorliege. In diesem Zusammenhang wurde teilweise nochmals vorgebracht, dass nicht erkennbar sei, dass eine signifikante Verschlankung der Prozesse und Entlastung durch die genannten Vereinfachungen erreicht würde.

602 Gefordert wurde nochmals, auch Erkenntnisse aus der Praxis zum OPEX-Anpassungsinstrument in die Evaluierung einzubeziehen. Ferner wurde gefordert, die Evaluierung dahingehend zu erweitern, inwiefern der transformationsbedingte OPEX-Hochlauf 2031 abgeschlossen sein könne.

603 Ferner wurde erneut vorgeschlagen, eine generelle Regelung zur Evaluierung des Regulierungsrahmen in der RAMEN-Festlegung aufzunehmen und nicht nur als Sonderregelung für die fünfte Regulierungsperiode. Vor dem Hintergrund der dynamischen Entwicklung und den geplanten Änderungen des Regulierungsrahmens, sollte der Regulierungsrahmen einer regelmäßigen Prüfung und Beurteilung unterzogen werden. Für die

Evaluierung wurde zudem angeregt, diese durch eine mit Wissenschaftlern besetzte Expertenkommission begleiten zu lassen oder eine wissenschaftliche Kommission nach § 64 EnWG einzusetzen.

8.4. Stellungnahmen zu: Regulierungsformel (Tenorziffer 4)

8.4.1 Anwendung des Verbraucherpreisgesamtindexes und generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nur auf OPEX

604 Die Beschränkung der Anwendung des Verbraucherpreisgesamtindexes (VPI) und generellen sektoralen Produktivitätsfaktors (Xgen) auf OPEX wurde weit überwiegend als nachvollziehbar bewertet. Teilweise wurde gefordert, die Anwendung des VPI und des Xgen auf CAPEX beizubehalten, wenn die Effizienzvorgaben auf die CAPEX angewandt werden.

605 Gegen die Beschränkung wurde angeführt, dass der EK-Zinssatz im Gegensatz zum FK-Zinssatz nicht über die Regulierungsperiode angepasst werde, so dass die Inflationierung der CAPEX innerhalb der Regulierungsperiode nicht adäquat abgebildet werde. Zur adäquaten Abbildung des VPI müsste der EK-Zinssatz ebenfalls während der Regulierungsperiode angepasst werden, was aber komplizierter wäre als eine Beibehaltung des Status quo (VPI und Xgen auf CAPEX und Effizienzvorgaben auf CAPEX). Alternativ sollten die CAPEX ohne beide Bestandteile in die EOG eingehen.

606 Zudem wurde vorgebracht, die wirtschaftlichen Auswirkungen des Entfallens der Anwendung des VPI und des Xgen auf CAPEX lägen bei dem Netzbetreiber individuell oberhalb der Abschätzung der Bundesnetzagentur. Die Umstellung beim WACC-Ansatz müsse dies ausgleichen, damit nicht durch eine reine Systemumstellung dem Netzbetreiber ein Nachteil erwachse. Dies müsse für alle Netzbetreiber gelten, also auch für Netzbetreiber mit niedrigeren oder höheren CAPEX-Anteilen.

8.4.2 Effizienzvorgaben auf Kapitalkosten

607 Wie schon zum Sachstandspapier wurde die Anwendung der Effizienzvorgaben auf CAPEX kritisiert. Effizienzvorgaben auf CAPEX seien nicht zumutbar erreichbar und übertreffbar. Die Ermittlungslogik für die CAPEX (Kosten des Basisjahres abzüglich KKAb, zuzüglich KKAuf) erlaube keinen Abbau von vermeintlichen Ineffizienzen. Dies stelle ein Investitionshemmnis dar. Wenn die Effizienzvorgaben auf die CAPEX angewandt werden, dann sollte wie bisher auch der VPI und Xgen auf die CAPEX angewandt werden.

608 Zusätzlich wurde vorgetragen, die begrenzte bzw. fehlende Optimierungsmöglichkeiten auf FK- und EK-Seite sprächen gegen die Anwendung der Effizienzvorgaben auf CAPEX. Vorgebracht wurde zudem, dass etwa eine Umschichtung von EK zu FK zwangsläufig zu höheren FK-Zinsen für den jeweiligen Netzbetreiber führen würde und damit keine Kostensenkung realisierbar sei.

609 Ferner wurde angermerkt, die Bundesnetzagentur unterstelle damit, dass vermeintliche Ineffizienzen, welche sich im Effizienzvergleich rechnerisch aus vergangenen, behördlich genehmigten und im NEP verpflichtend vorgegebenen Investitionsentscheidungen ergäben, durch zukünftige Einsparungen an anderer Stelle abgebaut werden müssten.

8.4.3 Effizienzvorgaben auf volatile Kostenanteile

610 Wie schon zum Sachstandspapier wurde gefordert, dass volatile Kostenanteile zwar in den Effizienzvergleich eingehen können, nicht jedoch der Effizienzvorgabe unterliegen sollten. Ergänzend wurde angemerkt, volatile Kosten seien im Wesentlichen nicht beeinflussbar. Auch sei es nicht sachgerecht, volatile Kostenanteile den Effizienzvorgaben zu unterwerfen, ohne dass eine abschließende Entscheidung getroffen sei, welche Kosten künftig als volatile Kostenanteile eingestuft werden.

611 Darüber hinaus wurde gefordert, volatile Kosten vollständig vom Effizienzvergleich auszunehmen, um einen möglichst wirksamen Beitrag zur Vereinfachung der Regulierung zu erreichen.

612 In Bezug auf die Anwendung der Effizienzvorgabe auf Verlustenergieaufwendungen wurde zudem vorgetragen, dass keine ineffizienten Verlustenergieaufwendungen im Ausgangsniveau enthalten sein könnten. Die Verlustenergiemengen unterlägen bereits einem Effizienz-Benchmark, da die anerkennungsfähigen Mengen im Basisjahr über Referenzwerte bestimmt werden. Der Verlustenergiepreis wiederum sei einheitlich festgelegt.

8.4.4 Instrument zur Abbildung von outputinduzierten Kostenänderungen

613 Wie schon zum Sachstandspapier wurde ein dauerhaftes Instrument zur Abbildung von innerperiodischen Betriebskostenänderungen, die auf eine Änderung der Versorgungsaufgabe zurückgehen, in die Regulierungsformel gefordert.

8.4.5 Rechnerische Korrektur der Regulierungsformel im Hinblick auf volatile Kostenanteile

614 Die gegenüber dem Sachstandspapier vorgenommene Korrektur der Regulierungsformel im Hinblick auf volatile Kostenanteile wurde begrüßt, allerdings vorgeschlagen, statt des Korrekturterms die volatilen Kosten als eigenständige Kostenkategorie zu behandeln.

615 In einer anderen Stellungnahme wurde die rechnerische Korrektur der Regulierungsformel im Hinblick auf volatile Kostenanteile für fehlerhaft gehalten, da der volatile Kostenanteil VK_t bereits ein effizienter Kostenbestandteil für das jeweilige Regulierungsjahr sei. Ein effizienter volatiler Kostenanteil müsse nicht noch um die Ineffizienz, VPI und Xgen korrigiert werden. Ein effizienter volatiler Jahreswert (VK_t) könnte als ein regulierter volatiler Kostenanteil zwischen Netzbetreiber und Regulierungsbehörde für jedes Jahr der Regulierungsperiode festgelegt werden.

8.5. Stellungnahmen zu: Ausgangsniveau (Tenorziffer 5)

616 In Bezug auf die die Regelungen zum Ausgangsniveau nach Tenorziffer 5 wurde insbesondere die Einführung eines WACC grundsätzlich begrüßt.

617 Eine Stellungnahme kritisierte mit Blick auf die Einführung des WACC, dass keine Übergangsregelung vorgesehen sei, da es Netzbetreiber gebe, die aufgrund von rechtlich zulässigen Gegebenheiten aus der Vergangenheit faktisch nicht in der Lage seien, eine derartige Umstellung ihrer Finanzierung im breiten Rahmen umzusetzen. Dies habe die Bundesnetzagentur auch im Evaluierungsbericht vom 21.01.2015 erkannt (S. 434). Es sei daher eine Übergangsregelung erforderlich, um den Anforderungen des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes und des Vertrauensschutzes von bestehenden Rechtspositionen gerecht zu werden.

618 In Bezug auf Tenorziffer 5.1 wurde vorgetragen, dass der Maßstab, bestimmte Kostenpositionen nicht anzuerkennen, weil sie sich unter Wettbewerbsbedingungen nicht einstellen würden, weder trennscharf operationalisiert noch sachgerecht anwendbar sei. Aufgrund der erheblichen Informationsasymmetrie zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden sei eine objektive Beurteilung darüber, welche Kosten unter Wettbewerbsbedingungen entstehen würden, ohnehin erschwert. Außerdem entstünden Wettbewerbsvorteile in der Regel nicht durch die Einsparung einzelner Kostenarten, sondern durch die effiziente Kombination verschiedener Faktoren. Eine isolierte Kürzung einzelner Kostenarten verkenne diesen Zusammenhang und führe zu nicht sachgerechten

Partialbenchmarks. Zudem enthielten die Stellungnahmen erneut Kritik an der Regelung und Reichweite des Effizienzkostenmaßstabs. In der Anreizregulierung sei eine Effizienzvorgabe im Ausgangsniveau hinfällig (im Gegensatz zur Cost-Plus-Regulierung vorher), dies sei aber nicht korrigiert worden. Eine solche Korrektur sei nun vorzunehmen. Es dürften keine effizienzbasierten Kürzungen im Ausgangsniveau vorgenommen werden, Ineffizienzen würden durch den Effizienzvergleich aufgedeckt und müssten über die Regulierungsperiode abgebaut werden. Effizienzbasierte Kürzungen würden unterstellen, dass die Kosten sofort abbaubar seien. Es bestünden Wechselwirkungen zwischen einer Effizienzprüfung im Ausgangsniveau und dem Effizienzvergleich. So könne der Effizienzvergleich durch ein uneinheitliches Vorgehen der Regulierungsbehörden bei der Effizienzprüfung im Rahmen der Kostenprüfung verzerrt werden. Kritisiert wurde insbesondere auch die Vergleichsbetrachtung bei der Verlustenergie, die einen Partialbenchmark darstelle. Zudem wurde das methodische Vorgehen im Rahmen des Vergleichs der Verlustenergiemengen in den zurückliegenden Kostenprüfungen kritisiert. Partialbenchmarks im Hinblick auf bestimmte Kostenpositionen dürften nicht erfolgen, weil sonst ein doppelter Benchmark stattfinde. Die Effizienzprüfung sei auf Basis der ungekürzten Verlustenergiemengen und der standardisierten Preiskomponenten im Rahmen des Effizienzvergleichs vorzunehmen.

619 Mit Blick auf die Regelungen in Tenorziffer 5.4 wurde erneut das unterschiedliche Vorgehen bei Kosten und Erlösen kritisiert und abgelehnt. Dies stelle eine methodische Ungleichbehandlung zu Lasten der Netzbetreiber dar. Ausgangspunkt müsse der geprüfte Jahresabschluss sein und es sollten keine über die Gewinn- und Verlustrechnung hinausgehenden Erlöse angesetzt werden. Es müsse sichergestellt sein, dass Regulierungsmaßstäbe auf realen und überprüfbaren Daten basierten.

620 Vereinzelt wurde ferner vorgetragen, dass die Anwendung der Regelung nach Tenorziffer 5.4 S. 1 auf einzelne Kostenpositionen Fehlanreize setze, möglichst viele Kosten ins Basisjahr zu verlagern um auskömmliche Budgetierung zu erreichen. Eine sachgerechte Lösung sei die Einführung von Glättungsmechanismen über mehrere Jahre. Im Übrigen sei der Maßstab „Kosten, wie sie sich im Wettbewerb einstellen würden“ vollständig aus dem Prüfungsstandard zu streichen, da sich hieraus keine klaren und nachvollziehbaren Anerkennungsmaßstäbe ergäben.

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

8.6.1 Verbraucherpreisgesamtindex

621 Insgesamt wurde die Argumentation zum zweijährigen Zeitverzug beim VPI in den Stellungnahmen stark kritisiert. So sei die Beibehaltung des zweijährigen Zeitverzugs nicht gerechtfertigt. Der Plan-Ist Abgleich sei ein bewährtes Instrument im aktuellen Regulierungsrahmen, um Prognoseunsicherheiten zu Gunsten oder zu Lasten der Netzbetreiber periodenübergreifend auszugleichen. Die Argumentation seitens der BNetzA, dass den Netzbetreibern mit Aufhebung des Zeitverzugs Planungssicherheit verloren ginge, wurde nicht geteilt. Der zweijährige Zeitverzug prognostiziere eine systematische Kostenunterdeckung aufgrund des fehlenden Inflationsausgleichs. So wurde erneut vorgetragen, dass das Problem des zweijährigen Zeitverzugs nicht nur durch einen Plan-Ist-Abgleich, sondern durch den Term VPIt/VPIt-3 aufgelöst werden könnte. Außerdem wurde in Stellungnahmen argumentiert, dass es nicht darum ginge, vor Beginn des Jahres eine möglichst exakte Veränderung des VPI vorab in die EOG einpreisen zu können, sondern eine Lösung für die bislang systematisch erfolgende Nichtberücksichtigung von Inflationseffekten eines 2-Jahres-Zeitraums zu finden. Weiter wurde vorgetragen, dass die Kosten im Basisjahr nicht repräsentativ seien. So würden sich die Inputkosten bei gleichbleibender Inputmenge durch die stetig steigenden Inputpreise systematisch erhöhen. Die Argumentation der BNetzA, dass nur Übertragungsnetzbetreiber besondere Transformationsaufgaben hätten, wurde nicht geteilt. Die Transformationsaufgabe der Verteilnetzbetreiber sei gleichzusetzen mit der der Übertragungsnetzbetreiber, es stünden technologische, strukturelle und regulatorische Veränderungen bevor, die auch hier keinen Zeitverzug sachgerecht machen würden. Weitergehend wurde argumentiert, dass die Aussage, dass Tarifvertragsparteien erst nachträglich auf die vergangene Inflation reagieren würden, eine nicht belegte Behauptung der BNetzA darstelle. Vielmehr gäbe es nur eine schwache zeitverzögerte Reaktion zwischen Lohnsteigerungen und dem VPI.

622 Darüber hinaus wurde der t-2 Zeitverzug erneut wegen der geplanten Veränderungen bei VPI/Xgen kritisiert, welche durch Herausnahme der CAPEX nachteilig auf die Netzbetreiber wirken würden. Als Argument gegen dieses Vorgehen wurde genannt, dass dadurch eine systematische Kostenunterdeckung der Kostenbudgets für die Netzbetreiber entstünde. Die BNetzA verkenne den Sinn und Zweck des regulatorischen Instruments der VPI/Xgen zur Anpassung der Erlösobergrenze. Dieser bestünde darin, exogene Kostenänderungen, die

innerhalb der Regulierungsperiode auftreten, also auch zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode, auf Basis von Parametern, die nicht vom Netzbetreiber beeinflusst werden könnten, abzubilden. Stellungnahmen adressierten ein einseitiges Vorgehen der BNetzA, da Inkonsistenzen im Regulierungssystem, die zu Gunsten der Netzbetreiber ausfallen, von der BNetzA beseitigt würden, während Inkonsistenzen, die zu Lasten der Netzbetreiber anfallen, keinen Handlungsbedarf auslösten. Der Beibehalt des t-2 Verzugs sei unzureichend begründet.

623 Weitere Stellungnahmen argumentierten, dass selbst ein VPI mit Zeitverzug nachträglich durch das Statistische Bundesamt korrigiert würde. Wichtiger sei weniger eine gute Schätzung des VPI als vielmehr die korrekte wirtschaftliche Abbildung sachgerechter zulässiger (inflationierter) Erlöse. Ein mehrjährig ausgelegtes Anreizsystem erfordere eine Anpassung der Erlösobergrenze, da die Anpassung der Erlösobergrenze auf Basis exogener Parameter erfolge und unabhängig von der netzbetreiberindividuellen Kostenentwicklung sei. Zusätzlich zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor würde die Vorenthaltung der erlösseitigen Berücksichtigung von zwei Jahren Preissteigerungen gegenüber dem Basisjahr wie eine generelle Effizienzvorgabe wirken.

624 Stellungnahmen regten auch an, die Beseitigung des Zeitverzugs und den Abbaupfad für Ineffizienzen separat zu betrachten. VPI und Xgen würden dafür sorgen, dass Preisänderungen und Produktivitätsfortschritte zeitnah abgebildet würden, während der Abbaupfad hingegen den schrittweisen Abbau von Ineffizienzen als Ziel habe. Dahingehend wurde argumentiert, dass der Gutachter der BNetzA in seinem Diskussionspapier feststellte, dass der t-2 Verzug bei der VPI-Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze zu einer Unterdeckung der effizienten Kosten bei nominal steigenden Kostenverläufen führe und diese Wirkung reziprok zu der Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten sei. Somit stünden die aktuellen Festlegungsentwürfe im Widerspruch zu den Empfehlungen des eigenen Gutachters der BNetzA. Stellungnahmen forderten erneut eine klare und eindeutig formulierte Ziel- und Zweckbestimmung der VPI-Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze. Die BNetzA solle das regulatorische Ziel, mit der Anreizregulierung durch das Budgetprinzip eine Anpassung an exogene Kostenänderungen zu ermöglichen, ohne die Anreize für eine kosteneffiziente Betriebsführung zu beeinträchtigen, in die Rahmenfestlegung aufnehmen.

625 Dem Argument, dass eine vorgezogene Inflationierung auf Plan-Basis bestehende Fehlanreize in Hinblick auf das Basisjahr verstärken würden, wurde nicht zugestimmt. Sofern ein

Netzbetreiber aus der Hebung von Kosteneffizienzpotenzialen zusätzliche Renditen erwirtschaften könnte, wären Anreize dazu unbeeinflusst, egal ob die Inflationierung der Erlöse t-2 oder t-0 erfolge. Sollte ein Netzbetreiber trotz der Prüfung auf Besonderheiten des Basisjahres durch die BNetzA die Möglichkeit haben, Kosten möglichst im Basisjahr anfallen zu lassen, würden diese Anreize nicht durch die t-0 Inflationierung der Erlösobergrenze verändert.

626 Stellungnahmen hinterfragten die gesetzte Vorgehensweise, zunächst den VPI zur Anpassung der Erlösobergrenze zu verwenden und diesen dann in einem zweiten Schritt um die Differenz zwischen historischer VPI-Änderung und historischer netzwirtschaftlicher Einstandspreis-Produktivitätsentwicklung zu korrigieren. Die BNetzA würde den Nutzen dieser "Zwischenschaltung" des VPI nicht erläutern, weshalb nicht ersichtlich sei, ob der VPI überhaupt die richtige Wahl des Preisindexes darstelle.

627 Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) führte aus, dass die Heranziehung des VPI des vorletzten Kalenderjahres den Vorteil habe, dass jeweils bereits bekannte Werte zugrunde gelegt werden können. Ohne den sogenannten „t-2“-Versatz müssten die Netzentgelte mit Erwartungswerten oder Plangrößen berechnet werden und somit ggf. später auch korrigiert werden. Dies würde bei den Netzbetreibern zu Budgetunsicherheit führen und zusätzlichen bürokratischen Aufwand verursachen. Zudem verwies der WAR darauf, dass die tatsächlichen Kosten teilweise der VPI-Entwicklung ebenfalls „hinterherlaufen“, etwa bei Indexmieten und anderen indizierten Verträgen. Auch die Lohnentwicklung in Tarifabschlüssen orientiere sich regelmäßig an Inflationsraten der jüngeren Vergangenheit. Außerdem lege die ökonomische Theorie nahe, dass die Netzbetreiber Anreize und aufgrund der vorhandenen Informationsasymmetrie auch Möglichkeiten haben, die Kosten im sogenannten Basisjahr strategisch „aufzublähen“. In diesem Sinne wirke der „t-2“-Versatz als kleines Korrektiv.

8.6.2 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

628 In den Stellungnahmen wurde vorgetragen, dass Unsicherheit bezüglich der geplanten Änderung auf Daten von Netzbetreibern aus dem vereinfachten Verfahren bestände. Sie wiesen darauf hin, dass die Verwendung lediglich des Malmquist-Index mit hohen Unsicherheiten verbunden sei und nicht dem wissenschaftlichen Standard entspräche. Eine größere Methodenvielfalt könne den Unsicherheiten bei der Ermittlung der Produktivitätsentwicklung besser gerecht werden. Der Malmquist-Index würde die Kosten

nicht adäquat berücksichtigen, da Kosten als Funktion der Output-Mengen ohne Berücksichtigung der Inputpreise bestimmt würden. Zusätzlich würde die bisherige Umsetzung von der korrekten Methodik abweichen, da durch die Verwendung von TOTEX oder OPEX als Berechnungsgrundlage allokative Effizienzveränderungen sowie regionale Unterschiede in der Inputpreisbildung unberücksichtigt blieben. Insgesamt wurde für die Verwendung mehrerer Methoden plädiert. Andere Stellungnahmen forderten die Abschaffung des allgemeinen sektoralen Produktivitätsfaktors, da die notwendige Datengrundlage insbesondere in den ersten Regulierungsjahren mit zu großen Unsicherheiten behaftet sei. Einige Stellungnahmen stellten der Aussage der BNetzA, dass der Aufwand der Datenerhebung des Xgen gerechtfertigt sei, gegenüber, dass dann ebenso zur Absicherung der Robustheit der Ergebnisse auch der Einsatz verschiedener Methoden gerechtfertigt sei. Beim generellen sektoralen Produktivitätsfaktor komme die BNetzA dem eigenen Anspruch der sachgerechten Weiterentwicklung der Instrumente nicht nach. Eine Prognose solle nur erfolgen, wenn Benachteiligungen der Netzbetreiber künftig sicher ausgeschlossen werden könnten.

629 In weiteren Stellungnahmen wurde angemerkt, dass die Prognose des Xgen sich auf die Differenz der VPI-Änderung und der Änderung der netzwirtschaftlichen Bestandteile in der Regulierungsperiode und nicht auf die Differenz der gesamt- und netzwirtschaftlichen Bestandteile beziehen sollte. Die BNetzA unterlasse es, eine Erwartungshaltung in Bezug auf die Richtung der Abweichung zu formulieren. Dass jedwede Abweichung eines gemessenen Xgen von Null als Begründung für eine Besonderheit zwischen Netz- und Gesamtwirtschaft herangezogen würde, sei statistisch nicht haltbar. Es scheine sich um eine Glaubensfrage zu handeln und es fehle eine Rechtfertigung, weshalb Besonderheiten der Netzbetreiber zu erwarten wären.

630 In weiteren Stellungnahmen wurde argumentiert, dass die Ausweitung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors um zwei Jahre zwar grundsätzlich logisch sei, jedoch sei die rechnerische Ermittlung bislang in keiner einzigen Regulierungsperiode zu ihrem jeweiligen Beginn endgültig abgeschlossen gewesen. Entsprechend würde das Vorziehen von individuellen Effizienzvorgaben scheitern, da diese nur umgesetzt werden könnten, wenn deren Höhe bekannt wäre.

631 Andere Stellungnahmen trugen außerdem vor, dass die Xgen-Werte in der ersten und zweiten Regulierungsperiode überschätzt gewesen seien. Ein Catchup von 3 %-Punkten erscheine sehr

unwahrscheinlich und müsse seitens der BNetzA näher begründet werden. Die Überschätzung des Xgen in der 3. Regulierungsperiode führe zu überhöhten Produktivitätsvorgaben an Netzbetreiber, die so nicht realistisch und fair seien, da sie zu Lasten der Netzrendite gingen. Durch überhöhte Vorgaben ausgelöste Netzentgeltsenkungen müssten auch auf Netznutzerseite nicht als fair wahrgenommen werden.

8.7. Stellungnahmen zu: Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen – KAnEu (Tenorziffer 7)

632 Eine Stellungnahme forderte, über die derzeit vorgesehenen Kostenkategorien (beeinflussbare Kosten, volatile Kosten und KAnEu) hinaus eine weitere Kostenkategorie zu etablieren, die dem Umstand Rechnung trage, dass manche Kosten zwar in gewissem Ausmaß beeinflussbar sein, aber ungeeignet für den Effizienzvergleich. Die bislang angelegte strikte Verbindung sollte aufgetrennt werden und nicht jedwede Anreizsetzung zwingend mit dem Einbezug in Effizienzvergleich verknüpft werden.

633 Vereinzelt wurden die in Tenorziffer 7.5 festgelegten KAnEu-Positionen als nicht erforderlich erachtet. So bestünden insbesondere in Bezug auf vorgelagerte Netzkosten (Tenorziffer 7.5 Nr. 1) Möglichkeiten der Beeinflussung. Auch die Einstufung nach Tenorziffer 7.5 Nr. 3 sei nicht zwingend, da zumindest alle Netzbetreiber gleich betroffen seien und damit kein Nachteil im Effizienzvergleich drohe.

634 Die fehlende Einordnung der Lohnzusatzleistungen als KA_{nEu} wurde erneut in vielen Stellungnahmen kritisiert. Ergänzend zum Sachstandspapier wurde dabei insbesondere darauf verwiesen, dass die bisherige Einstufung als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil bei der Abmilderung von steigenden Kosten durch Personalzuwachs geholfen habe. Dies entfalle nun. Außerdem wurde betont, dass Tarifverträge sehr wohl zwischen großen Flächennetzbetreibern und Stadtwerken sehr unterschiedlich ausgestaltet seien. Dies spreche gegen die Gleichartigkeit der Kosten. Auch bestehe für den einzelnen Netzbetreiber häufig wenig Einflussmöglichkeiten auf die Ausgestaltung von Tarifverträgen, insbesondere wenn die Verträge für einen Konzernverbund geschlossen werden.

635 Hinsichtlich der Aus- und Weiterbildungskosten wurde wie bereits im Sachstandspapier vorgetragen, dass die Energiewende die Netzbetreiber ganz unterschiedlich betreffe und daher keine Gleichartigkeit im Sinne der Tenorziffer 7.3 bestehe. Allgemein zu Personalzusatzkosten wurde zudem ausgeführt, dass Effizienzwettbewerb in diesem Bereich

zu negativen Einbußen bei Personalqualität und -quantität führen könne und dies wiederum negative Auswirkungen auf die Versorgungsqualität haben könne.

636 Schließlich wurde vereinzelt die Forderung wiederholt, die Regelung in Tenorziffer 7.5 Nr. 2 aus Gleichbehandlungsgesichtspunkten auch auf Personal von verbundenen Unternehmen zu erweitern.

637 Die Korrektur des WACC-Ansatzes hinsichtlich der Pensionsrückstellungen wurde in den Stellungnahmen vielfach als nicht sachgerecht erachtet. So wurde vorgetragen, dass ein netzbetreibereinheitlicher WACC die Fremdkapitalzinsaufwendungen systemimmanent vollständig abdecke. Das Zinsergebnis laut GuV habe unberücksichtigt zu bleiben. Nur so sei ein wissenschaftlich konsistenter, transparenter und unbürokratischer Wechsel zu einem pauschalen WACC-Ansatz gewährleistet, der auch dem Stand der internationalen Regulierungspraxis entspreche und damit das Kriterium der Vergleichbarkeit (ohne komplexe Nebenrechnungen) erfülle. Ein solcher WACC decke auch jegliche Zinsaufwendungen und Zinserträge für zinstragende Rückstellungen pauschal ab. Zudem sei die mögliche doppelte Verzinsung kein Argument hiergegen, da die Vereinfachung klar für einen ""reinen"" WACC-Ansatz spreche. Schließlich sei ein pauschaler Ansatz und ein jährliches Nachfahren der GuV-Position deckungsgleich. Teilweise wurde auch eine Wahlmöglichkeit vorgeschlagen.

638 Vereinzelt wurde die Beibehaltung der Entgelte für dezentrale Einspeisung gefordert. Insbesondere in Netzen mit viel Last leisteten vermiedene Netzentgelte einen Beitrag zur Vermeidung von vorgelagerten Netzkosten. Mit dem Wegfall der vermiedenen Netzentgelte könne daher eine erhebliche Kostensteigerung einhergehen, da das Entgelt für dezentrale Einspeisung derzeit etwa 25% des Entgelts für die vorgelagerten Netze betrage.

639 Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) begrüßt, den Katalog der als nicht beeinflussbar geltenden Kosten deutlich zu reduzieren. Dies reduziere nicht nur den bürokratischen Aufwand der Kontrolle der sachgerechten Kostenzuschlüsselung erheblich. Vielmehr sei es in der Sache richtig, dass diese Kosten durch die Netzbetreiber beeinflussbar sind. Sie sollten damit ebenso wie andere Kostenarten einem Effizienzvergleich unterliegen. Die Einstufung der oben genannten Kostenarten als nicht beeinflussbar setze gravierende Fehlanreize. Besonders deutlich werde dies am Beispiel der Redispatch-Kosten. Gelten diese als nicht beeinflussbar, hätten die Netzbetreiber im Grunde keinerlei Anreize, die Redispatch-Kosten durch Investitionen in das eigene Netz oder Umspannanlagen (etwa den Bau von Phasenschiebertransformatoren) zu reduzieren. Während Investitionen in das Netz und in zum

Netz gehörige Anlagen als beeinflussbar gelten und somit (zurecht) dem Effizienzvergleich unterworfen seien. Dies schaffe offenkundig einen Fehlanreiz, zu wenig in Anlagen zur Senkung der Redispatch-Kosten zu investieren. Auch Personalzusatzkosten und Kosten für den Betrieb von Betriebskindertagesstätten seien durch die Netzbetreiber dauerhaft beeinflussbar. Mit Blick auf Personalzusatzkosten entstünden zudem regulatorisch induziert Fehlanreize in Bezug auf die Entscheidung zwischen Eigenfertigung und Fremdbezug. Würden Leistungen intern durch eigenes Personal erbracht, gelten Personalzusatzkosten aktuell als nicht beeinflussbar. Werden die Leistungen hingegen ausgelagert und von externen Dienstleistern erbracht, gelten deren Kosten als beeinflussbar. Insgesamt begrüßt der WAR, Kosten möglichst umfänglich einem Effizienzvergleich zu unterziehen, um eine regulatorische Arbitrage möglichst zu vermeiden und um die Entstehung von Fehlanreizen zu verhindern und letztlich auch den bürokratischen Kontrollaufwand zu reduzieren. Im Effizienzvergleich seien die Vergleichsparameter zur Berücksichtigung des erweiterten Katalogs der Kosten, die dem Effizienzvergleich unterliegen, sachgerecht anzupassen. Das gelte insbesondere für die Redispatch-Kosten, bei denen der alternative Netzausbau sehr verschiedenen Bedingungen unterliegen könne.

8.8. Stellungnahmen zu: volatile Kosten (Tenorziffer 8)

8.8.1 Allgemein

640 Im Hinblick auf die Regelungen der Tenorziffer 8 wurde erneut vorgetragen, dass die Einstufung der Verlustenergie als volatiler Kostenanteil verbindlich erfolgen solle und auch die Mengenkomponente erfassen solle. Neu gegenüber dem Sachstandspapier vom 16.01.2025 war die Forderung in einzelnen Stellungnahmen, Beschaffungsaufwendungen für Ausgleichsenergie und die EEG-Abwicklung ebenfalls als volatile Kostenanteile einzustufen. Netzbetreiber sollten hier von nicht beeinflussbaren Risiken freigestellt werden. Auch gebe es in dem Bereich kein Erlöspotenzial.

8.8.2 Redispatch-Kosten

641 Neben einzelnen Stellungnahmen, die die Einstufung der Redispatch-Kosten als volatile Kosten und die damit einhergehende Einbeziehung in den Effizienzvergleich weiterhin als sachlich richtig zur Vermeidung von Schiefständen ansahen, bekräftige die überwiegende Anzahl an Stellungnahmen ihre Kritik an der Einbeziehung in den Effizienzvergleich. Im Einzelnen:

642 Es gebe bereits kein Anlass für die Einbeziehung der Kosten in den Effizienzvergleich. Die Sorge der Bundesnetzagentur, dass die bisherige Nichteinbeziehung zu zurückhaltenden Investitionsentscheidungen geführt habe, sei nicht haltbar und nicht nachgewiesen. Es sei nicht bekannt und es gebe auch insbesondere keine Belege dafür, dass Netzbetreiber ihr Netz zu langsam ausgebaut hätten, auch weil man die Kosten "bequem" über Redispatch-Kosten habe abwälzen können. In diesem Zusammenhang wurde betont, dass der vorausschauende Netzausbau, den die Bundesnetzagentur als Argument bemühe, kein Ausbau „auf Verdacht“ sei. So gebe es keinen Netzbetreiber, der seiner Netzausbaupflicht nach § 12 Abs 1 EEG nicht nachgekommen sei.

643 Darüber hinaus wurde wie bereits zum Sachstandspapier vom 16.01.2025 vorgetragen, dass Redispatch-Kosten die KAnEu Kriterien nach Tenorziffer 7 erfüllten und insbesondere als überwiegend exogen einzuordnen sind. Ergänzend wurde ausgeführt, dass der Zubau von EE-Anlagen durch den Netzbetreiber nicht effektiv zu steuern sei und auch FCAs dies nicht spürbar ändern könnten. Im Übrigen gebe es diese erst seit Februar 2025. Daher seien sie nur für neue Anlagen relevant, für bereits am Netz befindliche Anlagen, die ebenfalls zu Engpässen beitragen, helfe dieses Mittel nicht. Der Festlegungsentwurf verweise auf tatsächlich nichtexistierende Spielräume.

644 In Bezug auf den Faktor Dauer der Genehmigungsverfahren wurde ergänzend vorgetragen, dass die zuständigen Landesbehörden aufgrund schlechter Personalausstattung sehr lange für die Genehmigungen benötigten. Außerdem wirkten sich nicht erteilte Genehmigungen auf Ebene des Übertragungsnetzes faktisch exogen auf der Verteilernetzebene aus. Der Verweis auf Kooperationsmöglichkeiten gemäß § 14d EnWG sei lediglich ein Schlagwort. Eine Analyse der Realisierbarkeit und nachhaltiger Effekte seitens der Bundesnetzagentur unterbleibe. Ferner quantifiziere die Bundesnetzagentur an keiner Stelle das Maß der Endogenität der Redispatch-Kosten, was aber zur Beurteilung der Sachgerechtigkeit der Entscheidung erforderlich sei.

645 Darüber hinaus wurde erneut die fehlende Gleichartigkeit der Kosten betont. Auch in diesem Zusammenhang wiesen einzelne Stellungnahmen ergänzend zum Vortrag im Sachstandspapier vom 16.01.2025 auf die fehlende Quantifizierung der verzerrenden Wirkungen in der aktuellen Rechtslage hin.

646 Schließlich stelle die Einbeziehung der Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich eine Benachteiligung gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern dar. Die Handlungs- und

Gestaltungspielräume beim Netzausbau seien für diese nicht geringer als für Verteilernetzbetreiber. Für die Verteilernetzbetreiber gelten die Vorgaben des NAP nach § 14d EnWG. Die Regulierungsbehörde könne beispielsweise nach § 14d Abs. 1 S. 3 EnWG Anpassungen verlangen. Im Übrigen stütze der Verweis auf die Exogenität bei den Übertragungsnetzbetreibern die These, dass Redispatch-Kosten insgesamt exogen seien. Denn trotz ausdifferenzierten gesetzlichen Rahmens, einschließlich Beschleunigungsinstrumente und intensiver aufsichtsbehördlicher Kontrolle durch die Bundesnetzagentur, der Netzausbau regelrecht aufzwinge, schafften es auch die Übertragungsnetzbetreiber nicht, ihre Redispatch-Kosten durch Netzausbau zu verringern. Gerade für den HS-Bereich sei Situation beim Netzausbau mit der HöS vergleichbar;

647 Ferner stimme die Aussage, Netzbetreiber haben sich seit 2021 auf die Entscheidung einstellen können, nur zu Teilen. Vielmehr habe man sich darauf einstellen können, dass die Bundesnetzagentur sich im Vorfeld einer solchen Entscheidung umfangreich mit Beeinflussbarkeit dieser Kosten auseinandersetze. Eine Abweichung der Bundesnetzagentur von Regelungen der ARegV sei daher gerade nicht absehbar gewesen.

648 Schließlich sei zu bedenken, dass in der HS-Ebene von Netzausbauzeiten von 7-10 Jahren ausgegangen werde. Das bedeutet, Planungen für die HS-Ebene für die Jahre 2025/26 mussten bereits in den Jahren 2016-18 erfolgen. Damalige Prognose-Szenarien aus dem NEP erwarteten für das Zieljahr 2030 eine installierte EE-Leistung an Land von 137,9 GW (2017) und 185,7 GW (2019) sowie für die Jahre 2035 eine installierte EE-Erzeugungsleistung an Land von 149,8 GW (2017) und 199,7 GW (2019) entsprechend den jeweiligen Bescheiden der Bundesnetzagentur im Szenario B. Laut genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2025 waren 2024 EE-Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von 177,9 GW an Land an die Verteil- und Übertragungsnetze angeschlossen. Dies bedeute, dass die Entwicklung der an Land installierten EE-Erzeugungsleistung im Jahr 2024 gegenüber den Szenariorahmen des NEP um mindestens 6 Jahre voraus ist. Die von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenarios bestätigten daher genau den bisher erfolgten Netzausbau. Insgesamt müsse festgehalten werden, dass die Feststellungen zur überwiegenden Beeinflussbarkeit der Redispatch-Kosten durch die betroffenen Verteilernetzbetreiber kurz- und mittelfristig nicht der Realität entsprächen. Einzig Redispatchmaßnahmen auf Grundlage der Nutzung des Planungsmittels der Spitzenkappung seien vollständig durch den Netzbetreiber zu beeinflussen.

8.9. Stellungnahme zu: Kapitalkostenabzug (Tenorziffer 9)

649 Die Differenzierung der Regelungen zwischen dem Strom- und Gasbereich wurde begrüßt. Die Weiterführung der bewährten Regeln im Strombereich, wie das Einfrieren der Bestände aus dem Basisjahr für die Vorräte, der Pauschalbetrag für das Umlaufvermögen und die Festschreibung einer Methodik zur Berücksichtigung von vorzeitigen Anlagenabgängen sei angemessen.

650 In einer weiteren Stellungnahme wurde, bei grundsätzlichem Verständnis der angestrebten Regelung, eine weitergehende Begründung seitens der Bundesnetzagentur für ein Abstellen „auf Null“ bei einem negativen Kapitalkostenabschlag gefordert. Zudem fehle eine ausreichende Begründung für die Fixierung des Umlaufvermögens auf den Basisjahrwert. Aufgrund der Investitionsdynamik im Strombereich (höhere Investitionen als die Verringerung des Anlagenbestands) solle das Umlaufvermögen sowohl im Kapitalkostenabzug, als auch im Kapitalkostenaufschlag fortentwickelt werden. Die bisherige Regelung zur Anerkennung des Umlaufvermögens im Kapitalkostenabzug sei beizubehalten und auf den Kapitalkostenaufschlag zu übertragen.

651 Zur Gleichbehandlung mit dem Kapitalkostenaufschlag solle die Regelung, dass der Kapitalkostenabzug keinen Wert kleiner als Null annehmen darf, gestrichen werden. Durch die zusätzliche Berücksichtigung kostenmindernder Erlöse sei der Kapitalkostenabzug nicht mit der bisherigen Umsetzung in der ARegV vergleichbar.

652 In einer Stellungnahme wurde gefordert, Anlagen im Bau erst mit Inbetriebnahme in die Kapitalbasis aufzunehmen, da sie vorher noch nicht zur Wertschöpfung beitragen würden.

8.10. Stellungnahmen zu: Effizienzvergleich (Tenorziffer 10)

8.10.1 Fortführung des Effizienzvergleichs

653 Die Weiterführung des Effizienzvergleichs wurde grundsätzlich begrüßt.

654 Vereinzelt wurde der Effizienzvergleich allerdings auch in Frage gestellt. Hierzu wurde angeführt: Die Unterschiede in den Effizienzwerten hätten sich zunehmend verringert und die Effizienzwerte insgesamt deutlich verbessert. Jedenfalls sei die Robustheit und Sachgerechtigkeit zu verbessern.

655 Auch wurden differenzierte Effizienzziele für kleinere Netzbetreiber gefordert. Das einheitliche Effizienzvorgabensystem verkenne die strukturellen Unterschiede zwischen Stadt- und Flächenverteilnetzbetreibern und führe zu systemischen Wettbewerbsnachteilen

für Betreiber mit hoher Netzlänge, geringerer Kundendichte und überdurchschnittlicher EE-Einspeisung.

656 Unter Verweis auf Veröffentlichungen zur durchschnittlichen Rendite auf eingesetztes Eigenkapital wurde in Frage gestellt, ob die angedachten Maßnahmen zur Stärkung der Kosteneffizienz ausreichten.

8.10.2 Anlegen weiterer Anforderungen an den Effizienzvergleich in dieser Festlegung

657 Es wurde erneut gefordert, grundlegende Anforderungen bereits in dieser Festlegung zu regeln und nicht einer nachgeschalteten Ebene von Methodenfestlegungen vorzubehalten, was systemwidrig sei. Damit würden noch keine methodischen Entscheidungen vorweggenommen, sondern lediglich wesentliche abstrakte Rahmenvorgaben gesetzt, was gerade dem Sinn und Zweck der vorliegenden Rahmenfestlegung entspreche.

658 Als in dieser Festlegung anzulegende Anforderung an den Effizienzvergleich wurden erneut die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben, eine Konkretisierung des Begriffs der strukturellen Vergleichbarkeit und eine Erläuterung der Rolle von Sicherungsmechanismen (einschließlich Abbaupfad) genannt.

659 Als Konkretisierung dieser Anforderung solle bereits in dieser Festlegung geregelt werden, dass ein Effizienzwert von 100 % in der jeweiligen Methode erreichbar sein müsse (Übernahme der Formulierung aus Anlage 3 zu § 12 ARegV) und dass ein Effizienzwert von 100 % nicht nur als Zwischenschritt, sondern ergebniswirksam, d. h. nach einer etwaigen Abrechnung der Ergebnisse mehrerer verwendeter Einzelmethoden erreichbar sein müsse (Verankerung des Best-of-Four-Ansatzes).

660 Mit Blick auf die Anforderung der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit wurde ausgeführt: Aus Art. 18 Strom-VO ließe sich ableiten, dass die „Tarifmethoden“ in generell abstrakter Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der hieraus hervorgehenden Effizienzvorgaben für die betroffenen Netzbetreiber sicherstellen müssten. Aus Art. 18 Strom-VO folge insbesondere die Verpflichtung der Regulierungsbehörde, bei der Methodenwahl zur Bestimmung der Effizienzvorgaben sicherzustellen, dass die tatsächlichen Kosten vom Netzbetreiber insoweit erlöst werden können, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (Erreichbarkeit), wobei durch die regulierungsbehördlichen Tarifmethoden langfristig angemessene Anreize zur Steigerung von Effizienz gesetzt werden müssen (Übertreffbarkeit).

661 Ferner wurde die Aussage kritisiert, dass auch für die Methodenfestlegung die rechtlichen Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes greifen würden. Ohne eine Konkretisierung dieser Kriterien sei es kaum möglich zu beurteilen, wie der Effizienzvergleich die abstrakten Vorgaben aus dem europäischen Recht und dem Energiewirtschaftsgesetz umsetze.

8.10.3 Ausgestaltung des Effizienzvergleichs und Abbaupfad

662 Teilweise wurde erneut gefordert, Vorgaben zur Ausgestaltung des Effizienzvergleichs (Methoden, Effizienzvergleich mit standardisierten Kapitalkosten ohne Mittelwertbildung, Vorgaben für die Auswahl der Vergleichsparameter und zur Abbildung der Heterogenität der Versorgungsaufgaben, Bestabrechnung) sowie den Abbaupfad in dieser Festlegung zu regeln. Auch wurde erneut zur inhaltlichen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs sowie zum Abbaupfad (insb. Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit sowie wissenschaftlich belastbare Begründung) vorgetragen.[9]

663 In Bezug auf den Abbaupfad wurde im Einzelnen die Ausführung kritisiert, dass das EU-Recht nur die Gewährung effizienter Kosten zulasse und eine Streckung des Abbaupfades über mehrere Jahre vor diesem Hintergrund gegenüber anderen Zielen abzuwägen sei. Das EU-Recht gebe nur generelle und langfristig angelegte Rahmenbedingungen vor. Einschlägig bleibe daher das EnWG, welches ausdrücklich eine Verteilung der Effizienzvorgaben fordere, die eine Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit ermögliche (§ 21a Abs. 1 EnWG). Zudem sei es ein Kernelement der Anreizregulierung, dass als ineffizient ausgewiesene Kosten kurz- bis mittelfristig nicht vollständig sanktioniert werden, sondern erst über die Periodendauer abgebaut werden müssen und gleichzeitig Anreize für darüberhinausgehende Effizienzsteigerungen bestehen. Zudem wurde vorgebracht, der Maßstab der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit sei keine durch Abwägung der Zielsetzungen des § 1 EnWG zu bestimmende Größe. Vielmehr sei mit der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben eine Schwelle vorgegeben, deren Unterschreitung als Gefährdung der Netzsicherheit bzw. Lebensfähigkeit der Netze (§ 1 EnWG) zu werten sei. Auch wurde angemerkt, in Österreich sei unter Abwägung gegenüber anderen Regulierungszielen am Abbaupfad von 7,5 Jahren festgehalten worden. Ferner sei eine Verkürzung des Abbaupfades

[9] Die Ausgestaltung des Effizienzvergleich und die Festlegung des Abbaupfades sind nicht Gegenstand dieses Verfahrens, sondern des Verfahrens der Methodenfestlegung Effizienzvergleich. Auf eine weitergehende Zusammenfassung der Argumente wird daher aus verfahrensökonomischen Gründen verzichtet.

nicht mit dem EU-Ziel vereinbar, dass langfristig angemessene Anreize zur Steigerung von Effizienz gesetzt werden müssen.

664 Zudem wurde angeregt, Änderungen des Effizienzvergleichs zunächst auszuklammern, um diese vertieft zu untersuchen und mit der Branche zu diskutieren.

665 Ferner wurde angemerkt, es fehle an einer Regelung zum Abbaupfad für das vereinfachte Verfahren. Der Verweis auf die Methodenfestlegung Effizienzvergleich gehe hier fehl, weil diese nicht für die Vereinfacher gelte. Darüber hinaus wurde angeregt, in Bezug auf den Verteilungsfaktor zwischen den Festlegungen einheitliche Begrifflichkeiten zu verwenden, insbesondere mit Blick auf eine anwenderfreundliche Rechtsanwendung. In der Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich werde in Tenorziffer 18 jeweils eine Legaldefinition als individuelle Effizienzvorgabe vorgenommen. Wie der Verteilungsfaktor anzuwenden ist, ergebe sich erst aus der Begründung.

8.10.4 Anwendung individueller Effizienzwerte nur mit Wirkung in die Zukunft

666 Es wurde gefordert, dass ein individueller Effizienzwert nur mit Wirkung für die Zukunft angewendet werden dürfe. Erfolge die Festlegung nicht vor der Regulierungsperiode, so könne der individuelle Effizienzwert erst im darauffolgenden Jahr angesetzt werden. So werde eine Rückwirkung auf die bereits vereinnahmte Erlösobergrenze ausgeschlossen.

8.11. Stellungnahmen zu: Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11)

8.11.1 Allgemein

667 In den Stellungnahmen wurde sich mehrheitlich für die Umstellung des Kapitalkostenaufschlags vom Antragsverfahren zum Anzeigeverfahren ausgesprochen.

668 Einige Stellungnahmen lehnten die Nutzung des Kapitalkostenaufschlags ab und befürworteten stattdessen eine weitere Verkürzung der Regulierungsperioden auf zwei Jahre. Der Kapitalkostenaufschlag würde eine Besserstellung der CAPEX gegenüber OPEX verursachen. Eine jährliche Anpassung der OPEX sei mit dem Budget-Ansatz nicht mehr möglich, weshalb konsequent auch bei den CAPEX auf Anpassungen während der Regulierungsperiode verzichtet werden sollte. Darüber hinaus wurde die Berücksichtigung der kalkulatorischen Gewerbesteuer gänzlich abgelehnt. Andere Stellungnahmen argumentierten, dass nur tatsächlich abgeführte Beträge in die Erlösobergrenze einfließen dürften, da ansonsten Beträge zu Lasten der Netznutzer vereinnahmt würden, denen keine tatsächlichen Belastungen des Netzbetreibers gegenüberstünden. Auch beim Zinsbonus würden den

zusätzlichen Erlösen der Netzbetreiber keine Kosten gegenüberstehen, weshalb dieser abgelehnt wurde.

8.11.2 Berücksichtigung Umlaufvermögen

669 In einigen Stellungnahmen wurde kritisiert, dass der Vorschlag, das in die Verzinsungsbasis eingehende betriebsnotwendige Umlaufvermögen entsprechend der Entwicklung der kalkulatorischen Restbuchwerte des Sachanlagevermögens anzupassen, unberücksichtigt bleibe. Eine Fortschreibung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens sei erforderlich und sachgerecht, da sich aufgrund einer unberücksichtigten Investitionsdynamik eine deutliche Unterdeckung bei dem unterstellten betriebsnotwendigen Umlaufvermögen einstellen würde. Stellungnahmen argumentierten, dass im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags Effekte auf das Umlaufvermögen nur dann nicht berücksichtigt werden müssten, sofern die Verteilernetze sich in einem eingeschwungenen Zustand befänden. Der massive Netzausbau überschreite die um reinen Substanzerhalt notwendigen Investitionen und die sich aus Abschreibungen ergebenen Rückflüsse deutlich. Für die Differenz zwischen Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag müsse im Rahmen der Erlösobergrenze auch zusätzliches Umlaufvermögen Berücksichtigung finden.

8.11.3 Anlagen in Bau in der Verzinsungsbasis

670 Weitere Stellungnahmen kritisierten auch die Berücksichtigung von Anlagen im Bau in der Verzinsung im Ausgangsniveau, da diesen Kosten im Ausgangsniveau noch keine Strukturparameter gegenüberstünden und innerhalb der Regulierungsperiode die dann aktuellen Anlagen in Bau und deren Verzinsung erlöswirksam würden. In Bezug auf die Verzinsung von Anlagen im Bau beriefen sich Stellungnahmen auf ein BGH-Urteil (BGH-Beschluss EnVR 43/14 vom 10.11.2015), welches besage, dass es im Anschaffungsjahr dazu kommen könne, dass zumindest ein Teil der in Rede stehenden Kosten mehrfach berücksichtigt würde. Dies sei insbesondere dann der Fall, wenn ein Teil der Kosten schon im vorangegangenen Jahr für Anlagen im Bau aktiviert wurde. Die potenzielle Doppelberücksichtigung würde jedoch durch einen systemimmanenten Effekt ausgeglichen, wodurch über die gesamte Nutzungsdauer betrachtet diese Vorgehensweise zu einem ausgewogenen Ergebnis führen würde. Es wurde weiterhin argumentiert, dass dieses Urteil auch nach Auslaufen der Verordnungen StromNEV und GasNEV relevant sein sollte.

8.11.4 Umfang der Verzinsungsbasis

671 Außerdem wurde kritisiert, dass die BNetzA eine Verzinsung der Anlagegüter im Umfang erhaltener Baukosten- und Investitionszuschüsse sowie Netzanschlusskostenbeiträge als nicht sachgerecht ansehe. Zinsfrei zur Verfügung stehendes Kapital sei zwar unmittelbar frei von Finanzierungskosten, Kapital aus Baukostenzuschüssen würde aber mittelbar neue Finanzierungskosten auslösen. Dies würde zu einer strukturellen Finanzierungslücke führen, die sämtliche Netzbetreiber betreffe und dadurch volkswirtschaftlich relevant sei.

8.12. Stellungnahmen zu: Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12)

672 In Bezug auf die Reglungen zur Qualitätsregulierung wurden die ergänzenden Erläuterungen in der Begründung im Wesentlichen begrüßt und bestätigt. Einzelne Stellungnahmen forderte weiterhin eine präzisere Formulierung im Hinblick auf die Veröffentlichungen sowie die Berücksichtigung von topographischen Unterschieden der Netzgebiete. Außerdem wurde in einigen Stellungnahmen vorgetragen, dass im Rahmen der Tenorziffern 12.4 sowie 12.5 die wissenschaftliche Grundlage stärker in den Fokus gerückt werden müsse. Auch wurde vorgeschlagen, die Möglichkeit individueller Zielvereinbarungen mit der Bundesnetzagentur im Rahmen der Qualitätsregulierung zu erlauben.

673 Des Weiteren wurde erneut vorgetragen, dass das Qualitätselement und die Energiewendekompetenz zwei eigenständige Systeme bilden müssten. Zumindest sollte die Ausgestaltung beider Instrumente in eigenständigen Methodenfestlegungen erfolgen oder es sollte eine Klarstellung in der vorliegenden Festlegung insoweit erfolgen, dass in Tenorziffer 12.6 auf Methodenfestlegungen (Plural) verwiesen wird. Mit Blick auf die Energiewendekompetenz wurde ergänzend zum Sachstandspapier vom 16.01.2025 zudem vorgetragen, dass auch die Entwicklung vor dem Jahr 2022 betrachtet werden müsse. Andernfalls drohe eine Benachteiligung von Netzbetreibern, die Energiewende bereits seit Jahren umsetzen. Mitunter wurde auch gefordert, dass jedes Unternehmen freiwillig entscheiden können müsse, ob es am Mechanismus der Energiewendekompetenz teilnehme.

8.13. Stellungnahmen zu: Härtefall (Tenorziffer 13)

674 In einer Stellungnahme wurde angemerkt, die Voraussetzungen der Härtefallregelung seien so eng gefasst, dass diese keinen ausreichenden Schutzmechanismus für unerwartete Entwicklungen darstelle. Viele, auch unvorhergesehene und externe wirtschaftlichen Belastungen des Netzbetreibers würden nicht aufgefangen. In der Stellungnahme wurde auch

die fehlende Übernahme der Regelung aus § 16 Abs. 2 ARegV kritisiert. Gefordert wurde eine Absenkung der Voraussetzung, auch in Bezug auf Darlegungslast und Nachweise.

8.14. Stellungnahmen zu: Regulierungskonto (Tenorziffer 14)

675 Es wurde – wie schon zum Sachstandspapier – angeregt, statt auf die physikalisch durchgeleiteten Absatzmengen zu den jeweiligen in Anspruch genommenen Leistungswerten auf den vom Wirtschaftsprüfer testierten Wert im Jahresabschluss abzustellen. Im Anschluss daran wurde angemerkt, die Formulierungen in 14.1 S. 1 („erzielbaren Erlöse“) und 14.6 S. 3 („tatsächlich erzielten Erlöse“) wichen voneinander ab.

676 In einer Stellungnahme wurde als Frist des Antrags zum Regulierungskonto der 30.06. des folgenden Kalenderjahres statt dem 31.12. des folgenden Kalenderjahres vorgeschlagen, um eine frühere Anpassung zu ermöglichen. Die tatsächlichen Netzentgelterlöse für den Jahresabschluss lägen den Netzbetreibern bis Ende des ersten Quartals des Folgejahres vor.

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

677 Eine Stellungnahme schlug – wie schon zum Sachstandspapier – vor, für den Pauschalbetrag das Verhältnis der Kapitalkosten nur bezogen auf die betroffene Netzebene heranzuziehen. Ergänzend wurde vorgetragen, dass sich eine belastbare Schlüsselung der OPEX auf Basis vorhandener Daten (Berichtspflichten, bspw. gemäß Nachfolgeregelungen zu § 28 Nr. 3 und Nr. 5 ARegV) unter Berücksichtigung der bekannten Verteilung des Anlagevermögens je Spannungsebene mit angemessenem (vergleichsweise minimalen) Aufwand durchführen ließe. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode verringere zwar den Zeitverzug der wirtschaftlichen Auswirkungen eines nicht nach Spannungsebenen differenzierten Pauschalbetrags, behebe aber nicht das zugrunde liegende Problem. Ferner greife der Verweis auf die Verkürzung der Regulierungsperiode die Evaluierung vorweg.

678 Eine Stellungnahme kritisierte das Abstellen auf die Daten aus dem Konzessionsvergabeverfahren als in der Praxis kaum umsetzbar. Ein Netzbetreiberwechsel sei ohne eindeutige Einigung über das übergehende Anlagevermögen faktisch nicht möglich. Vielmehr solle eine verbindliche Einigung über das übergehende Vermögen zwingende Voraussetzung sein.

679 Ferner wurde angemerkt, die Formel in Ziffer 15.7 müsse eine Summe wiedergeben, da sich nach Ziffer 15.4 der Anteil der Erlösobergrenze aus den Kapitalkosten des übergehenden

Netzteils nach Ziffer 15.5 zuzüglich eines Pauschalbetrags für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils nach Ziffer 15.6 berechne.

8.16. Stellungnahmen zu: Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung (Tenorziffer 16)

8.16.1 Berechnungsgrundlage, Schwellenwerte und Marktabdeckungsrate

680 Stellungnahmen kritisierten – wie schon im Sachstandpapier - die Änderung der Teilnahmevoraussetzungen am vereinfachten Verfahren. Vorteile des bisher auf die Kundenanzahl abstellenden Schwellenwerts wurden als nicht ausreichend berücksichtigt gesehen. So seien definitorische Unklarheiten durch eine Begriffsdefinition in der Festlegung oder durch die Heranziehung eindeutiger Strukturparameter „leicht“ zu vermeiden. Weitergehend wurde argumentiert, dass die Begriffe des Haushaltskunden und Letztverbrauchers rechtlich in § 3 EnWG definiert seien und entsprechend dem wirtschaftlichen Schwellenwert gegenüber zu bevorzugen seien. Sofern die BNetzA große und leistungsstarke Unternehmen genauer im Blick haben wolle, könnten diese durch eine ergänzende Regelung aus dem Anwendungsbereich des vereinfachten Verfahrens ausgenommen werden.

681 Gleichzeit wurde vortragen, es seien die Besonderheiten in der Kostensituation von Industrienetzbetreibern unberücksichtigt gelassen worden. Vor allem Industrienetzbetreiber unterlägen hohen technischen Anforderungen der Industrie an Versorgungssicherheit/Redundanzen, welches schnell zu höheren Kosten führen könne als bei anderen Stromnetzbetreibern der allgemeinen Versorgung. Diesem Umstand solle durch einen Zuschlag auf den wirtschaftlichen Schwellenwert oder einem Abschlag auf die bereinigten Netzkosten von Industrienetzbetreibern Rechnung getragen werden.

682 Die Berechnung des wirtschaftlichen Schwellenwerts würde nicht nach den nach §21a Abs. 2 EnWG erforderlichem Maßstab des Standes der Wissenschaft ökonomischen, ökometrischen und regulatorischen Methoden erfolgen. Es wurde darauf hingewiesen, dass es seitens der Landesbehörden keine Verpflichtung gebe, die final geprüften Ausgangsniveaus vor dem Stichtag zur Veröffentlichung des Schwellenwertes durch die BNetzA mitzuteilen. Es bestünde so die Möglichkeit, dass die Kostensituation einer erheblichen Anzahl maßgeblicher Netzbetreiber bei der Ermittlung der Schwellenwerte unberücksichtigt bliebe. Ein Hindernis wurde darin gesehen, dass Landesregulierungsbehörden die erforderliche Datengrundlage zur Bestimmung der Teilnahmevoraussetzungen rechtzeitig bestimmt bekommen würden. Eine

von der BNetzA angesprochene ausreichende Marktabdeckung sei unter diesen Umständen nicht gewährleistet. Außerdem wurde darauf hingewiesen, dass die BNetzA und die Landesregulierungsbehörden in der Vergangenheit bestimmte Punkte bei der Ermittlung der Ausgangsniveaus unterschiedlich beurteilt hätten.

683 Andere Stellungnahmen argumentierten grundsätzlich gegenteilig, dass das vereinfachte Verfahren auf wenige Netzbetreiber begrenzt sein sollte, da Ausnahmen eine ungerechtfertigte Strukturpolitik zu Gunsten kleiner Einheiten bedeuten würden. Für den Effizienzvergleich, der auf statistischen Verfahren beruht, wäre eine möglichst große Anzahl von Netzbetreibern sinnvoller, weshalb die Marktabdeckung deutlich erhöht werden sollte.

684 Stellungnahmen trugen vor, dass die angekündigte Vorgehensweise im Zusammenhang mit dem Effizienzwert im vereinfachten Verfahren ohne weitere Begründung letztlich nur zu einer Verschärfung der Effizienzvorgaben im vereinfachten Verfahren führen würde. Weiterhin sei unklar, wie beim pauschalen Effizienzwert ein arithmetisches Mittel aus einer unterschiedlich gewichteten Menge definiert werden solle. Darüber hinaus wurde die Frage gestellt, ob ein arithmetischer oder gewichteter Mittelwert zur Anwendung kommen soll und ob der Durchschnitt der Effizienzwerte der kleinen Netzbetreiber von den anderen Netzbetreibern separat ermittelt würde. Durch die parallel angehörte Veränderung im Effizienzvergleich komme es zu Rückwirkungen auf die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren.

685 Weiterhin wurde argumentiert, dass die BNetzA die stärkere Gewichtung kleiner Netzbetreiber im Effizienzwert nicht ausreichend begründet habe, weshalb diese als sachgrundlos eingestuft wurde.

686 In Stellungnahmen wurde um Klarstellung gebeten, wie Teilnehmer des vereinfachten Verfahrens im Rahmen der Qualitätsregulierung behandelt würden. Weitere Kritikpunkte zu Rechtsfolgen für Unternehmen im Vereinfachten Verfahren im Rahmen der Qualitätsregulierung sind dort zu diskutieren.

687 Weitere Stellungnahmen trugen vor, dass es konsequenter und für die Rechtsanwendung auch klarer sei, in Ziffer 16.5 „Regulierungsbehörde“ durch „BNetzA“ zu ersetzen, da die Ermittlung des Effizienzwerts nur durch die BNetzA erfolge. Darüber hinaus wurde angeregt, eine Regelung zum Abbaupfad in RAMEN aufzunehmen.

8.16.2 Auswirkungen des Schwellenwerts

688 In Stellungnahmen wurde außerdem vorgetragen, dass es zwingend notwendig sei, die Auswirkungen des Einbezugs neuer Netzbetreiber auf den Effizienzvergleich zu analysieren und gegebenenfalls zu adressieren. Diese Stellungnahmen werden im Weiteren in der Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich gewürdigt.

689 Außerdem wurde argumentiert, dass Netzbetreiber mit hohen EEG-Anschlusskosten schneller die Wahlmöglichkeit zum vereinfachten Verfahren verlieren würden. Aus diesem Grund sollte entweder die Summenbildung der Erlösobergrenze nach Abzug der EEG-Mehrkosten erfolgen oder ein anderer Abgrenzungsmechanismus für das vereinfachte Verfahren gewählt werden. Alternativ könnte auf die Zahl der angeschlossenen Zählerpunkte abgestellt werden. Die Daten zur Bestimmung des Grenzwertes lägen der BNetzA vor.

690 Es wurde darauf hingewiesen, dass der durch die steigende Anzahl an Unternehmen im Regelverfahren steigende Prüfaufwand in den Behörden dem Ziel der Verkürzung der Regulierungsperioden klar entgegenstehe. Weitergehend wurde argumentiert, dass die Höhe des bereinigten Ausgangsniveaus eines Netzbetreibers nicht auf personelle und administrative Kapazitäten zur Bewältigung der zahlreichen regulatorischen Aufgaben im regulären Verfahren schließen lassen könne. Ausgehend vom Effizienzmaßstab des § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG würde ein Netzbetreiber nur Personal und Infrastruktur im Bereich der Regulierung in Abhängigkeit der Anzahl der an sein Netz angeschlossenen Kunden aufbauen. Durch eine Teilnahme am Regelverfahren würde "künstlich" ein umfangreicher Ressourcenaufbau erforderlich, der durch die umfangreiche Datenerhebungen und Berichtspflichten verursacht würde.

8.16.3 OPEX-Anpassungsmechanismus

691 Die zeitnahe Weitergabe von energiewendebedingt steigenden operativen Kosten sei für kleine Netzbetreiber genauso dringend erforderlich wie für größere Netzbetreiber. Dies würde den Unternehmen im vereinfachten Verfahren nicht gerecht, da sie sich für das Gelingen der Energiewende vor Ort einsetzen würden. Der Ausschluss des OPEX-Aufschlags für Unternehmen aus dem vereinfachten Verfahren würde dazu dienen, möglichst viele Unternehmen aus dem vereinfachten Verfahren in das Regelverfahren zu drängen. Außerdem wurde darauf hingewiesen, dass die 5 % Pauschale für Behandlung der dnbK bzw. KAnEu beibehalten werden solle, um kleine Unternehmen, die ohnehin nur einen geringen Teil am

Ausgangsniveau ausmachen, nicht weiter zu belasten. Die Energiewende könne nur gelingen, wenn das Verteilnetz kontinuierlich ausgebaut würde.

8.17. Stellungnahme zu sonstigen Aspekten

692 Des Weiteren wurde in einzelnen Stellungnahmen auf die rechtliche Erforderlichkeit einer Folgenabschätzung der mit dieser Festlegung getroffenen Regelungen hingewiesen. So müsse die Regulierungsbehörde stets die Grundrechtsrelevanz ihrer Entscheidungen überprüfen und Grundrechtsverletzungen verhindern. Um dies zu gewährleisten, müsse die Behörde im Rahmen einer Folgenabschätzung auch die Langzeitwirkung ihrer Regelungen berücksichtigen und erhebliche Beeinträchtigungen bei den regulierten Unternehmen vermeiden.

693 Eine Folgenabschätzung sei ferner aufgrund des verfassungsrechtlich verankerten Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes erforderlich. Die grundrechtlich geforderte Verhältnismäßigkeitsprüfung könne nicht ohne Folgenabschätzung erfolgen, da hiernach die Schwere des Eingriffs mit dem verfolgten Ziel in ein Verhältnis gesetzt werden müsse. Erfolge keine Folgenabschätzung, müsse konsequenterweise von einem Ermessensausfall der Behörde ausgegangen werden.

694 Darüber hinaus wurde erneut zum Begriff Stand der Wissenschaft (§ 21a Abs. 2 EnWG) vorgetragen. So beziehe sich der Begriff „Stand der Wissenschaft“ auf den aktuellen wissenschaftlichen Erkenntnisstand, der sich etwa aus der Forschungsliteratur, bewährten Methoden und internationaler Best Practices ableite. Insbesondere bei Schätzwerten müsse ein Vorgehen nach dem Stand der Wissenschaft Ansätze zur Validierung und Korrektur von Schätzfehlern beinhalten und alternative methodische Ansätze verwenden (Methodenpluralismus).

9. Weitere Termine

695 In einer Sondersitzung des Beirats der Bundesnetzagentur am 17.09.2025 hat die Bundesnetzagentur über den Stand der Verfahren des NEST-Prozesses informiert, die vorgenommene Positionierung fachlich erläutert und mit den Beiratsmitgliedern diskutiert.

10. Weiterer Verfahrensablauf

696 Der Länderausschuss wurde gemäß § 54 Abs. 3 EnWG förmlich befasst. Die Beschlusskammer hat dem Länderausschuss hierzu den Beschlussentwurf am 30.10.2025 übersandt. Das Benehmen des Länderausschusses nach § 54 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG wurde in der Sitzung des Länderausschusses am 13.11.2025 nicht hergestellt. Der Länderausschuss übermittelte seine

mehrheitliche Auffassung am 24.11.2025. Der Inhalt der mehrheitlichen Auffassung wird nachfolgend zusammengefasst.

697 Der Länderausschuss erklärte, er begrüße die mit dem NEST-Prozess einhergegangene Überprüfung und Novellierung der bisherigen Regulierungssystematik und unterstütze ausdrücklich die Regelungen zum vereinfachten Verfahren, einschließlich der Aufnahme der Kleinstnetzbetreiberregelung, die Einführung des WACC bei der Ermittlung der Kapitalkosten, die Pauschalierung bei der Anerkennung des Umlaufvermögens, die Umstellung von der Nettosubstanzerhaltung auf die Realkapitalerhaltung, den neuen Katalog der KA_{nEu} sowie die Nichtanwendung des Verbraucherpreisgesamtindexes (VPI) auf CAPEX. Der Länderausschuss wies darauf hin, dass im Laufe des NEST-Prozesses beabsichtigte Maßnahmen und Instrumentarien im stetigen Diskurs mit dem Länderausschuss auf den Prüfstand gestellt und Anregungen und Kritik des Länderausschusses in mehreren Punkten aufgenommen wurden (kalkulatorische Gewerbesteuer, Evaluierung, OPEX-Anpassung im vereinfachten Verfahren, Anpassungen bei Kleinstnetzbetreiberregelung und Kapitalverzinsung).

698 Die Herstellung des Benehmens habe der Länderausschuss aufgrund der vorgesehenen Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode auf drei Jahre abgelehnt. Hier bestünden aus Sicht des Länderausschuss eine Vielzahl rechtlicher und tatsächlicher Bedenken, die der Länderausschuss kontinuierlich während des NEST-Prozesses geäußert habe.

699 Erstens stehe die geplante Verkürzung der Regulierungsperiode nicht im Einklang mit der Regelung des § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG. Nach § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG sollen die Effizienzvorgaben 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. Aus Sicht des Länderausschusses habe die Laufzeit einer Regulierungsperiode entscheidenden Einfluss darauf, ob Netzbetreiber bestehende Ineffizienzen signifikant abbauen können. Denn Netzbetreiber würden von ihren Anstrengungen überwiegend erst am Ende einer fünf Jahre umfassenden Regulierungsperiode profitieren. Der Länderausschuss gehe daher davon aus, dass ein Übertreffen der Effizienzvorgaben innerhalb einer nur drei Jahre andauernden Regulierungsperiode für eine Vielzahl von Netzbetreibern – trotz der in den Festlegungen RAMEN vorgesehenen Anpassungen – faktisch ausgeschlossen wäre.

700 Zweitens sei eine Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode aufgrund der damit verbundenen Schmälerung oder gar Aufhebung der Anreizwirkung nicht mit dem Telos der

§§ 21 Abs. 2 S. 1 und 21a Abs. 1 S. 1 EnWG vereinbar. Nach der in § 21 Abs. 1 Satz 1 EnWG enthaltenen Legaldefinition sei unter Anreizregulierung eine Methode zu verstehen, die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt. Eine Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode konterkariere Sinn und Zweck der Anreizregulierung. Netzbetreibern verblieben etwaige Gewinnmöglichkeiten bei einer Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode – wenn überhaupt – nur noch für einen entsprechend kürzeren Zeitraum, wenn er im Laufe der Regulierungsperiode die Kosten unter die Erlösobergrenze senke. Diese Tatsache dürfte nicht nur zu einer Abmilderung des Anreizeffektes führen, sondern zu einer Schmälerung oder gar Aufhebung der Anreizwirkung.

701 Drittens sehe der Länderausschuss nicht ausreichend gewürdigt, dass durch die mit der Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode einhergehende zeitliche Verdichtung ein Qualitätsverlust bei der Bewältigung der Vielzahl an Regulierungsaufgaben drohe. Der entstehenden Gefahr, Prüfungen nicht mehr mit der gebotenen Sorgfalt rechtssicher durchführen zu können, werde nicht hinreichend Rechnung getragen. Die Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode führe zu Ressourcenproblemen bei den Netzbetreibern, bei den Landesregulierungsbehörden und wahrscheinlich auch bei der Bundesnetzagentur selbst. Der zusätzliche, nicht unerhebliche Personalaufwand auf Seiten der Landesregulierungsbehörden sei weder in der Gesetzesbegründung zur EnWG-Novelle noch im nachfolgenden Prozess berücksichtigt. Die in den Festlegungen RAMEN geplanten Vereinfachungen seien bei weitem nicht ausreichend, um diesen Mehraufwand zu kompensieren. Es fehle zudem eine kritische Auseinandersetzung mit den Auswirkungen langer Beschwerdeverfahren gegen grundlegende Festlegungen auf die Verwaltungsverfahren der Regulierungsbehörden. Eine empirische Betrachtung zeige, dass die vor jeder Regulierungsperiode durchzuführenden allgemeinen Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur nicht so zügig abgeschlossen werden können, dass daran anschließende Gerichtsverfahren noch vor Ende einer Regulierungsperiode beendet seien. Hierdurch bleibe der Bestand von Entscheidungen aus vorangegangenen Regulierungsperioden weit über deren Ende hinaus unsicher; ggf. bedürfe es gar aufwändiger und daher fehleranfälliger Korrekturen. Trete dies bereits bei einer fünf Jahre dauernden Regulierungsperiode ein, sei davon auszugehen, dass dies erst recht bei einer geplanten Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode der Fall sein werde.

702 Viertens ist der Länderausschuss der Auffassung, dass die Nachteile einer Verkürzung der Regulierungsperiode für die Netzbetreiber aber auch für die Verbraucher nicht hinreichend berücksichtigt seien. So sei zwar eine Bezifferung genauer ökonomischer Effekte zum jetzigen Zeitpunkt ausgeschlossen. Fest stehe aber, dass die Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode zu einem Kostenaufwuchs auf Netzbetreiberseite führe. Denn ein kürzerer Prüfungsintervall gehe zwangsläufig mit einem Kostenanstieg für Dienstleistungen, insbesondere Rechts- und Beratungskosten, auf Netzbetreiberseite einher. Der Länderausschuss bezweifele, dass die vorgesehenen Verfahrensvereinfachungen diesen Aufwuchs ausgleichen werden. Zudem könne die Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode vor allem kleine bis mittlere Netzbetreiber überfordern. Gerade diese Netzbetreiber gerieten zum Teil bereits unter einer fünfjährigen Regulierungsperiode an ihre Belastungsgrenze. Verkürzte Prüfungsintervalle und eine häufigere Aufbereitung des Datenmaterials für Kostenprüfungen verschärften die Situation.

703 Der Länderausschuss habe auch den Vorschlag zu einem umgekehrten Vorgehen gegenüber der Sonderreglung für die fünfte Regulierungsperiode unterbreitet, und zwar zunächst an einer fünfjährigen Regulierungsperiode festzuhalten, aber deren möglichen Verkürzung auf drei Jahre zu evaluieren.

704 Hinsichtlich der weiteren Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

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

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

2. Ermächtigungsgrundlage

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

708 Gemäß § 29 Abs. 1 EnWG kann eine Festlegung durch die Regulierungsbehörde gegenüber allen Netzbetreibern, hier Elektrizitätsverteilernetzen, erfolgen.

3. Formelle Rechtmäßigkeit

709 Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

710 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde nach § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Beschlusskammer hat mittels Internetveröffentlichung den Festlegungsentwurf am 18.06.2025 zur Konsultation gestellt. Zahlreiche Unternehmen und Verbände haben zu dem veröffentlichten Festlegungsentwurf Stellung genommen.

711 Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Der Länderausschuss wurde mit Schreiben vom 30.10.2025 gemäß § 54 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG

ebenfalls förmlich befasst. Ein Benehmen wurde in der Sitzung vom 13.11.2025 nicht hergestellt.

4. Rechtlicher Rahmen

4.1. Europäischer Rechtsrahmen

712 Zu den Zuständigkeiten der Regulierungsbehörden in Bezug auf die Regulierung von Elektrizitätsverteilernetzen zählt es, anhand transparenter Methoden die Entgelte oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen (Art. 59 Abs. 1 lit. a) Richtlinie (EU) 2019/944 (Strom-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.

713 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).

714 Dabei erfolgt im Europarecht keine systematische Differenzierung der Maßstäbe der Ebene der Netzkostenermittlung (und der Ableitung der zulässigen Erlöse) sowie der Bemessung der Netzentgelte. Vielmehr wird die Netzkostenermittlung – die durch dieses Festlegungsverfahren adressiert wird – als ein Schritt im Gesamtprozess der Bestimmung der Höhe und Bemessung der Netzentgelte behandelt. Die einschlägigen Normen betreffen sämtliche Schritte hin zur Bildung von Netzentgelten, also auch schon die Entscheidung darüber, welche Kosten über Netzentgelte refinanziert werden können.

715 Maßstäbe, die im europäischen Recht unter dem Begriff der „Entgeltbildung“ genannt werden, erfassen demnach auch die Ermittlung der zulässigen Netzkosten, die in einem weiteren Schritt im Rahmen der Netzentgeltbildung zuzuordnen sind. Hierunter fällt insbesondere die Bestimmung der zulässigen Erlöse der Netzbetreiber einschließlich der Methode. Aus europarechtlicher Perspektive ist die Ermittlung der zulässigen Netzkosten ein Schritt im Rahmen eines Gesamtprozesses, der in der Bestimmung der Netzentgelte mündet.[10]

716 Dies verdeutlicht etwa auch Art. 18 Abs. 1 S. 1 Verordnung (EU) 2019/943 (Strom-VO), mit dem Erfordernis, dass die Entgelte die Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen

[10] Vgl. ACER report on network tariff practices, 26 März 2025, Rn. 225, abrufbar unter: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdff.

eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden. Naturgemäß kann dies nicht erst in der Netzentgeltsystematik umgesetzt werden, sondern vorgelagert bei der Bestimmung der Kostenbasis. Ähnliches wird auch durch Art. 18 Abs. 8 S. 1 Strom-VO zum Ausdruck gebracht, wonach die Tarifmethoden den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern Anreize für den kosteneffizientesten Betrieb und Ausbau ihrer Netze bieten müssen. Naturgemäß ist dieser Passus auf den allgemeinen Regulierungsrahmen zu beziehen und nicht erst auf die Netzentgeltsystematik.

717 Eine Erlösobergrenzen-basierte Anreizregulierung ist dabei nicht das einzige europarechtlich zulässige Regulierungsmodell. Es müssen lediglich gewisse qualitative Anforderungen, die sich aus den Maßstäben ergeben, erfüllt sein. Auch etwa eine Yardstick-Regulierung oder eine Preisobergrenzenregulierung sind grundsätzlich möglich. Es gibt gerade nicht nur ein europarechtlich zulässiges Regulierungsmodell (siehe hierzu auch Abschnitt 6.1).

4.1.1 Kostenorientierung und Kosteneffizienz[11]

718 Von wesentlicher Bedeutung ist der Grundsatz der Kostenorientierung. Die Netzentgelte dürfen ausschließlich tatsächliche Kosten des Netzbetriebs berücksichtigen und keine Kosten mit dem Netzbetrieb nicht zusammenhängender Zwecke umfassen, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 und S. 2 Strom-VO. Aus dem Wortlaut (Widerspiegeln der Ist-Kosten bzw. Kostenorientierung) lässt sich bereits ableiten, dass ein Voll- oder Istkostenmaßstab nicht gemeint ist, sondern vielmehr eine Kostenorientierung.[12]

719 Ein weiterer zentraler europarechtlicher Grundsatz ist, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO). Ineffiziente Kostenansätze dürfen dementsprechend nicht an die Netznutzer weitergewälzt werden. Daraus abgeleitet ergibt sich auch, dass Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden dürfen (siehe ausführlich Rn. 734).

720 Dieser allgemeine Maßstab der Kostenorientierung erfährt weitere Konkretisierungen:

[11] Auf diesen Maßstab und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Kostenorientierung und Kosteneffizienz" Bezug genommen.
[12] Vgl. EuGH, Urteil vom 16. Juli 2020 – C-771/18 –, juris Rn. 43; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 16. September 2020 – VI-3 Kart 750/19 –, juris Rn. 141.

- 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).

- Quersubventionen zwischen den Übertragungs-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten oder anderen Tätigkeiten inner- oder außerhalb des Elektrizitätsbereichs sind zu verhindern (Art. 59 Abs. 1 lit. j Strom-RL).

- Art. 18 Abs. 2 lit. a), Abs. 8 Strom-VO enthält 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 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.

4.1.2 Anreizsetzung, insb. Setzung von Effizienzanreizen[13]

721 Durch die Methodik 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.

722 Dieser Maßstab erfährt 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

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

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).

4.1.3 Transparenz[14]

723 Primärziel dieses Kriteriums ist die Sicherstellung einer Regulierung, die inhaltlich klar, bestimmt und im Interesse des Binnenmarktes überregional zugänglich ist, sodass es den betroffenen Marktteilnehmern möglich ist, die wirtschaftlichen Folgen der Regulierung vorherzusehen, vgl. Erwägungsgrund 26, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO, Art. 6 Abs. 1 S. 2, Art. 59 Abs. 1 lit. a) Strom-RL, Anhang XIII Nr. 1 Richtlinie (EU) 2023/1791 (Energieeffizienz-RL).

724 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). Die Tarife und die Methoden sind vor ihrem Inkrafttreten zu veröffentlichen (Art. 6 Abs. 1 S. 2, Art. 59 Abs. 8 Strom-RL). Hierunter fallen nicht allein die Methoden der Netzentgeltbildung im Sinne des nationalen Begriffsverständnisses, sondern alle Schritte im Rahmen des Gesamtprozesses, der in der Bestimmung der Netzentgelte mündet. Denn bei der Ermittlung der zulässigen Netzkosten handelt es sich aus europarechtlicher Perspektive um eine Vorstufe (s. o.). Demnach ist bereits die Methodik zur Ermittlung der zulässigen Netzkosten anhand transparenter Kriterien festzulegen oder zu genehmigen und die Methoden zu veröffentlichen.

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

4.1.4 Weitere Maßstäbe und Zielbestimmungen für die Netzentgeltmethodik

4.1.4.1 Netzsicherheit[15]

725 Die anerkennungsfähigen Netzkosten haben zudem der Notwendigkeit der Netzsicherheit Rechnung zu tragen (Art. 18 Abs. 1 Strom-VO).

4.1.4.2 Energieeffizienz[16]

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

4.1.4.3 Energie- und Klimapläne, Umweltauswirkungen sowie öffentliche Akzeptanz

727 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[17]

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

4.1.5 Einzelvorgaben zur Anerkennung von Kosten

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

---

[15] Auf diese Zielbestimmungen und die rechtlichen Herleitungen einschließlich der normativen Verankerung im europäischen Rechtsrahmen wird nachfolgend mit dem Begriff "Netzsicherheit" Bezug genommen.

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

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

730 Entsprechende Vorgaben sind dabei allerdings nicht pauschal mit einer Verpflichtung zu einem Vollkostenansatz gleichzusetzen.[18] Vielmehr sind die jeweils aufgeführten Kostenkategorien zwar bei der Berechnung der Netzentgelte zu berücksichtigen, dies hat jedoch nicht zwingend vollumfänglich zu geschehen.[19] Im Einklang damit steht es grundsätzlich auch, diese Kostenpositionen allein über das Budgetprinzip in den Erlösobergrenzen zu berücksichtigen.[20] Den Vorgaben in EU-Verordnungen zur Deckung der aufgrund der Verpflichtungen aus diesen Verordnungen anfallenden Kosten lässt sich nur entnehmen, dass die dort genannten Kostenkategorien bei der Berechnung der Netzzugangsentgelte zu berücksichtigen sind, während Kostenkategorien, bezüglich derer die Berücksichtigung bei der Netzentgeltberechnung nicht ausdrücklich angeordnet ist, auch gänzlich unberücksichtigt bleiben können.[21]

4.2. Nationaler Rechtsrahmen

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

732 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.

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

[18] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 53.
[19] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 53.
[20] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 81 ff.
[21] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 76 m.w.N.

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.

734 Nach § 21 Abs. 1 S. 1 EnWG müssen die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang insbesondere angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Gemäß § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG werden die Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. Dabei können auch zukünftig wirkende Kostenänderungen aus netzbezogenen Maßnahmen berücksichtigt werden, die aus der Integration von erneuerbaren Energien in das Energieversorgungssystem folgen (§ 21 Abs. 2 S. 2 EnWG). Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden (§ 21 Abs. 2 S. 3 EnWG). Dieser Grundsatz ist dabei eine Ausprägung der europarechtlichen Vorgabe, wonach die Entgelte die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck zu bringen haben, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (Art. 18 Abs. 1 Strom-VO). Das Kriterium der Kosteneffizienz und das Merkmal der Wettbewerbsanalogie sind dabei zwei Seiten derselben Medaille. Im Wettbewerb setzt sich der effiziente Anbieter durch, so dass sich der Wettbewerbspreis im Gleichgewicht auf dem Niveau der Kosten eines effizienten Betreibers einpendelt. Wenn nur diese effizienten, sich im Wettbewerb einstellenden Kosten anerkannt werden, ist damit automatisch ein Anreiz zu einer effizienten Leistungserbringung verbunden.[22] 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).

735 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

[22] Groebel, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, 4. Aufl. 2023, § 21 Rn. 68.

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.

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

5. Adressaten (Tenorziffer 1)

737 Die Festlegung richtet sich gemäß Tenorziffer 1 S. 1 grundsätzlich bundesweit an alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 3 Nr. 3 EnWG[23].

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

739 Diese Festlegung adressiert nicht die Betreiber von Übertragungsnetzen nach § 3 Nr. 10 EnWG[24], und zwar weder solche ohne noch solche mit Regelzonenverantwortung nach § 3 Nr. 10a EnWG[25]. Dies schließt auch selbständige Betreiber von grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen nach § 3 Nr. 31 EnWG[26] 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 harmoniert: Der Anteil der jährlich anzupassenden Kosten (Kapitalkosten für neue

[23] § 3 Nr. 9 EnWG in der Fassung des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BR-Drs. 383/25.
[24] § 3 Nr. 16 EnWG in der Fassung des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BR-Drs. 383/25.
[25] § 3 Nr. 17 EnWG in der Fassung des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BR-Drs. 383/25.
[26] § 3 Nr. 91 EnWG in der Fassung des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BR-Drs. 383/25.

Investitionen sowie der bisherigen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten inklusive freiwilliger Selbstverpflichtungen) an den Gesamtkosten beträgt rund 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 gemäß der Schätzungen des Monitoringberichts zum Start der 21. Legislaturperiode „Energiewende. Effizient. Machen." vom September 2025, die auf aktuellen Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber beruhen, voraussichtlich rund 440 Mrd. €[27] für die Umsetzung des Netzentwicklungsplans Strom 2023-2037/2045 investieren. Zugleich bietet die überschaubare Anzahl an Betreibern von Übertragungsnetzen andere regulatorische Ansätze, um diesen starken Sonderentwicklungen zu begegnen. Die stark von den Verteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern abweichenden 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. Seit Einführung der Regulierung von Elektrizitäts- und Gasnetzbetreibern ist die Anreizregulierung mit dem immanenten Budgetprinzip und einer ex-ante aus Vergangenheitszahlen ermittelten Vorgabe für die Erlösentwicklung die Regel. Ein reines Kostenprüfungsverfahren mit einer nachlaufenden Missbrauchsaufsicht ist aus regulierungstheoretischer und ökonomischer Sicht die Ausnahme. Eine effektive Regulierung ist allein aufgrund der reinen Zahl der regulierten Unternehmen und angesichts der Dynamik der Aufgaben aufgrund der Informationsasymmetrie im Wege von stark einzelfall- und aufsichtsbezogenen Verfahren nicht durchführbar. Die Anreizregulierung durch diese Festlegung und die zugehörigen Methodenfestlegungen muss und wird den regulierungsökonomischen Anforderungen für einen effizienten, sicheren, kostengünstigen Betrieb der Elektrizitätsverteilernetze sicherzustellen haben. Das vorgeschlagene Jährlichkeitsprinzip bei den Übertragungsnetzbetreibern[28] mit komplementären Effizienzanreizen und nachlaufenden

[27] EWI & BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 13, 79.
[28] Vgl. Eckpunkte zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber (GBK-25-01-1#2), abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene1_Rahmen/UENB/start.html

Betriebsprüfungen stellt eine temporäre und gebotene zweitbeste Lösung dar. Die Besonderheit der Transformationsaufgabe der Übertragungsnetzbetreiber wird auch nicht ernsthaft in Abrede gestellt. Die hier gewählte Lösung ist in anderen Fällen weder geboten, noch lässt sie sich auf eine Vielzahl weiterer Netzbetreiber übertragen.

740 Die Festlegung gilt gemäß Tenorziffer 1 S. 2 nicht gegenüber Betreibern von geschlossenen Verteilernetzen nach § 110 EnWG. In Bezug auf diese Verteilernetze ist nach § 110 Abs. 1 EnWG die Anreizregulierung nach § 21a EnWG in Umsetzung des Art. 38 Strom-RL ausgeschlossen.

6. Fortführung der Anreizregulierung (Tenorziffer 2)

6.1. Fortführung der Anreizregulierung

741 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.

742 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.

743 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.

744 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.[29]

745 Ökonomischer Ansatz- und Ausgangspunkt der Regulierung ist dabei zunächst das Wesen der Elektrizitätsnetze 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 bezüglich der eigenen Kosten, Handlungsoptionen und Effizienzpotenzialen.

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

6.1.1 Transparenz

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

6.1.2 Kostenorientierung und Kosteneffizienz

748 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

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

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

749 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.

750 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.[30] Unentdeckte Ineffizienz geht dabei zu Lasten der Netznutzer, die die Netzkosten tragen müssen. Durch die informatorischen Nachteile entzieht sich der Umfang der ineffizienten Kosten zunächst der Kenntnis der zuständigen Regulierungsbehörde. Diesem Hang zur ineffizienten Produktion und der asymmetrischen Informationslage kann gegebenenfalls durch besonders intensive unternehmensindividuelle Prüfung der Kosten und Unternehmensabläufe begegnet werden. Die Beschränkung der anerkannten Kosten auf effiziente Kosten ist dabei jedoch umso herausfordernder, insb. je mehr Unternehmen zu prüfen, aber auch, je ausgeprägter die asymmetrische Informationslage und tendenziell auch je komplexer die Strukturen, Entscheidungen und Abläufe in den regulierten Unternehmen sind.

751 Eine Anreizregulierung, wie sie in Deutschland seit 2009 zur Anwendung kommt, bedient sich eines Effizienzvergleiches, um Ineffizienzen zu identifizieren. Ineffizienzen sind dann in der Folge über Effizienzvorgaben in der Folge rechnerisch abzubauen. Kosten und Erlöse[31] eines Netzbetreiber werden hierbei durch den Vergleich mit strukturell vergleichbaren Netzbetreibern und über eventuelle Effizienzvorgaben teilweise voneinander entkoppelt.

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

[31] Siehe Abschnitt II.6.2 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.

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.

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

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

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

755 Eine Yardstick-Regulierung schließlich beschränkt in ihrer Reinform[32] 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

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

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.

756 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.[33] 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.[34]

6.1.3 Anreizsetzung

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

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

[34] 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.

758 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.

759 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.

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

6.1.4 Weitere Maßstäbe und Ziele für die Netzentgeltmethodik

6.1.4.1 Netzsicherheit

761 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.

762 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 Elektrizitätsverteilernetze wird die Qualitätsregulierung seit Jahren erfolgreich angewendet. Mit dieser Festlegung wird zudem zukünftig die Möglichkeit eröffnet, im Rahmen der Qualitätsregulierung neben Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit auch die Netzservicequalität zu adressieren. Zudem soll die

Begriffsbestimmung der Netzleistungsfähigkeit dergestalt ergänzt werden, dass sie die Energiewendekompetenz miterfasst. Werden die Engpassmanagementkosten als Kosten eines unterlassenen oder verzögerten Netzausbaus zukünftig in den Effizienzvergleich einbezogen, setzt dies Anreize für einen beschleunigten und vorausschauenden Netzausbau.

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

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

6.1.4.2 Verbraucherfreundlichkeit

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

766 Angesichts der Möglichkeit, eine begleitende Qualitätsregulierung zu etablieren und insbesondere vor dem Hintergrund der insgesamt guten Erfahrungen mit der Qualitätsregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber 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.

6.1.4.3 Umweltauswirkungen

767 Aus den europarechtlichen wie auch nationalrechtlichen Zielen der Verringerung der Umweltauswirkungen bzw. der Umweltverträglichkeit und Treibhausgasneutralität lässt sich keine Rangfolge der Regulierungsformen ableiten. Zwar ist es grundsätzlich denkbar, dass die induzierten Bestrebungen zur Kostensenkung unter Anreizregulierung oder in entsprechend gesteigerter Form unter Yardstick-Regulierung auch zu Lasten der Umweltverträglichkeit gehen können. Gleichwohl bestehen per se unter einer Cost-Plus-Regulierung jedenfalls auch keine Anreize, Umweltauswirkungen zu beschränken. 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.

6.1.4.4 Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens

768 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 Elektrizitätsverteilernetzen 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 für netzdimensionierenden Ausbau von ca. 110 Mrd. Euro bis 2033, dieser erhöht sich bis 2045 auf knapp über 200 Mrd. Euro.[35] 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.[36] 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.

[35] Vgl. Netzausbaupläne 2024 der NAP-pflichtigen Verteilernetzbetreiber (vgl. § 14d EnWG), siehe auch: https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/215544/update-verteilernetze-bis-2045.

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

Beispielsweise könnte ein Übergang zur fünften Regulierungsperiode zu einer Yardstick-Regulierung auch mangels Erfahrungen mit einem solchen System zunächst zu Investitionszurückhaltung führen. Eine solche Verunsicherung und Ablehnung wird auch in Stellungnahmen der Branche zum Eckpunktepapier deutlich. Dabei verkennt die Beschlusskammer auch nicht, dass Länder, die eine Yardstick-Regulierung anwenden, sich beispielsweise jedenfalls nicht per se schlechteren Kreditratings gegenübersehen müssen.[37]

6.1.5 Ergebnis der Erwägungen zur Fortführung der Anreizregulierung

769 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.

770 Eine Yardstick-Regulierung auf der anderen Seite setzt auch in Vergleich zur Anreizregulierung gesteigerte Effizienzanreize. Durch die Kombination von kurzen Regulierungsperioden und hohen Effizienzanreizen, nähert sie sich einem echten Wettbewerbsmarkt weiter an. Eine Yardstick-Regulierung wurde daher auch ursprünglich bereits für die dritte Regulierungsperiode von der Bundesnetzagentur angestrebt.[38] 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

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

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

Beschlusskammer für die fünfte Regulierungsperiode nochmals einmalig eine fünfjährige Regulierungsperiode vor. In dieser Zeit sollen die mit dieser und weiteren Festlegungen nach §§ 21, 21a EnWG angestrebten Vereinfachungen erprobt und umgesetzt werden. Auch daher, vor dem Hintergrund der insgesamt guten Erfahrungen mit der Anreizregulierung und im Interesse einer gewissen Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens, ist ein Übergang zur Yardstick-Regulierung nach Überzeugung der Beschlusskammer derzeit nicht angezeigt.

771 Die Anreizregulierung wird daher mit dieser und weiterer Festlegungen nach §§ 21, 21a EnWG fortgeführt und zugleich weiterentwickelt. Fortführung des Regulierungssystems heißt dabei nicht, dass es bei der Ausgestaltung keine Anpassungen gibt und sich das ökonomische Gesamtergebnis nicht ändert. Die ökonomischen Auswirkungen der Anpassungen wurden abgeschätzt, mit der Branche konsultiert (vgl. Abschnitt I.7.2) und abgewogen. Durch diesen Regulierungsrahmen in Verbindung mit den relevanten Methodenfestlegungen, insbesondere zur Ermittlung des Ausgangsniveaus (StromNEF), zum Effizienzvergleich, zur Kapitalverzinsung, zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor sowie zur Qualitätsregulierung, wird in der ex-ante Betrachtung ihrer Wirkungen ein ausgewogenes ökonomisches Ergebnis gewährleistet.

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

6.2. Anreizregulierung unter Vorgaben von individuellen Obergrenzen für Erlöse

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

774 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.

775 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.

776 Auch besteht bei einer Preisobergrenzenregulierung die Notwendigkeit, Fixkosten auf Preisobergrenzen umzulegen. Hierfür ist mindestens implizit eine Mengenprognose erforderlich. Werden Abweichungen von der Mengenprognose nicht über ein Regulierungskonto oder andere Mechanismen ausgeglichen, entsteht der Anreiz für die Netzbetreiber, die abgesetzten Mengen zu unterschätzen. Dieser Anreiz bestände unter einer Erlösobergrenzenregulierung mit Regulierungskonto zum Ausgleich von Mengenschwankungen nur, wenn es für Netzbetreiber im Vergleich zur Kreditaufnahme am Kapitalmarkt vorteilhaft wäre, sich Liquidität über fehlerhafte Mengenprognosen vom Netznutzer zu beschaffen. Hierfür hat die Bundesnetzagentur jedoch derzeit keine Anhaltspunkte. Zudem wäre es grundsätzlich denkbar, einem missbräuchlichen Verhalten mittels asymmetrischer Regulierungskontozinssätze entgegen zu wirken.

777 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.

778 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.

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

6.3. Individueller Bezug der Effizienzvorgaben

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

Gruppeneffizienzvorgaben vorzusehen, wird kein Gebrauch gemacht. Entsprechende Effizienzvorgaben wären nur zu begründen, wenn hinreichend abgrenzbare Gruppen von Netzbetreibern gebildet werden könnten und diese sachgerecht einer einheitlichen Effizienzvorgabe unterworfen werden könnten. Dies ist für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber als Hauptgruppen – zumindest derzeit - nicht ersichtlich. Daneben zeugen auch die unterschiedlichen Effizienzwerte davon, dass es in der Vergangenheit den Netzbetreibern in unterschiedlichem Maße gelungen ist, effizient zu sein oder zu werden. Auch vor diesem Hintergrund erscheint der Beschlusskammer das Festhalten an individuellen Effizienzvorgaben angemessen.

7. Dauer der Regulierungsperiode und Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode; Basisjahr (Tenorziffer 2 und 3)

7.1. Dauer der Regulierungsperiode

781 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.

782 Die Dauer der Regulierungsperiode darf die Beschlusskammer bundesweit einheitlich festlegen. Hierdurch wird insbesondere nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden nach § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG berührt.

783 Dies gilt auch, wenn die Regelung in § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG im Lichte der verfassungsrechtlichen Vorgaben des Art. 84 Abs. 1 GG ausgelegt wird und berücksichtigt wird, dass das Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2023 (BGBl. I Nr. 405) nicht als sogenanntes Zustimmungsgesetz ausgestaltet war.

784 Dem Begriff des Verwaltungsverfahrens im Sinne des Art. 84 Abs. 1 GG unterfallen nur solche Regelungen, die das „Wie“ des Verwaltungshandelns betreffen, nicht jedoch solche, die allein das „Ob“ eines Verwaltungshandelns vorgeben. Der Begriff „Verwaltungsverfahren“ in Art. 84 Abs. 1 GG adressiert demnach den Zugriff des Bundes auf das „Wie“ des Verwaltungshandelns von Verwaltungsbehörden der Länder.[39] Dies umfasst Bestimmungen, welche die Tätigkeit der

[39] BVerfG, Beschluss vom 13. September 2005 – 2 BvF 2/03 –, juris Rn. 159; BVerfG, Beschluss vom 25. Juni 1974 – 2 BvF 2/73 –, juris Rn. 77.

Verwaltungsbehörden im Blick auf die Art und Weise der Ausführung der Gesetze regeln.[40] Demgegenüber handelt es sich um keine Regelung des Verwaltungsverfahrens, wenn eine Regelung lediglich ein Verwaltungshandeln auslöst oder beendet.[41] Dies reicht nicht aus, auch wenn dadurch die Interessen der Länder als Träger der Ausführungskompetenz berührt werden.[42] Dies entspricht auch Sinn und Zweck des Art. 84 Abs. 1 GG, nämlich der Schutz der Organisationsgewalt der Länder.[43] Dass aus Regelungen des Bundes den Ländern Aufgaben zur Ausführung erwachsen, ist vielmehr der Regelfall. Art. 83 GG enthält gerade den Grundsatz, dass die Länder die Bundesgesetze als eigene Angelegenheit ausführen. Dass die Länder ein Bundesgesetz als eigene Angelegenheiten ausführen, führt allein nicht dazu, dass ein solches Gesetz als Regelung des Verwaltungsverfahrens einzuordnen und zustimmungsbedürftig wäre. Vielmehr wird in Art. 84 GG die Regelung des Verwaltungsverfahrens für die Ausführung des Bundesgesetzes hiervon getrennt geregelt. Die Sachlage stellt sich insoweit nicht anders dar als bei bloßer Bestimmung des Zeitpunktes des Inkrafttretens eines Gesetzes, wodurch ebenfalls der Zeitpunkt der Ausführung des Gesetzes und damit eines Verwaltungshandelns eingegrenzt wird.

785 Vor diesem Hintergrund handelt es sich auch um keine Vorschrift mit materiell-rechtlichem Inhalt und zugleich verfahrensrechtlicher Bedeutung (sogenannte doppelgesichtige Normen). Eine solche liegt vor, wenn die den Bürger (bzw. hier die Netzbetreiber) betreffende materiell-rechtliche Vorschrift zugleich ein korrespondierendes verfahrensmäßiges Verhalten der Verwaltung bewirkt.[44] Festgelegt werden muss damit nicht nur irgendein, sondern ein verfahrensmäßiges Verhalten der Verwaltung.[45] Das ist nicht der Fall, wenn eine Norm einen materiell-rechtlichen Anspruch gewährt und damit zwar ein Handeln der Behörde erzwingt, aber das Verfahren hierfür - auch indirekt - nicht mit festlegt.[46] Bei der Festlegung der Dauer

[40] BVerfG, Beschluss vom 13. September 2005 – 2 BvF 2/03 –, juris Rn. 159; BVerfG, Urteil vom 17. Juli 2002 – 1 BvF 1/01 –, juris Rn. 48; BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 103; BVerfG, Urteil vom 10. Dezember 1980 – 2 BvF 3/77 –, juris Rn. 104, 106; BVerfG, Beschluss vom 25. Juni 1974 – 2 BvF 2/73 –, juris Rn. 77.
[41] BVerfG, Urteil vom 17. Juli 2002 – 1 BvF 1/01 –, juris Rn. 48; BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 103.
[42] BVerfG, Urteil vom 17. Juli 2002 – 1 BvF 1/01 –, juris Rn. 48; BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 103.
[43] Vgl. BeckOK GG/Suerbaum, 58. Ed. 15.6.2024, Art. 84 GG Rn. 34; Dürig/Herzog/Scholz/F. Kirchhof, 104. EL April 2024, Art. 84 GG Rn. 82.
[44] BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 109.
[45] BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 109.
[46] BVerfG, Beschluss vom 8. April 1987 – 2 BvR 909/82 –, juris Rn. 109.

der Regulierungsperiode wird gerade nur ein Handeln der Behörde erzwungen, aber das Verfahren hierfür nicht mit festlegt.

786 Die Beschlusskammer hat den grundsätzlichen Bedarf kurzfristigerer Anpassungen in einem zunehmend dynamischen Umfeld bereits im Eckpunktepapier NEST erkannt. Die im derzeitigen System vorgesehene fünfjährige Regulierungsperiode führt dazu, dass die Kosten eines Netzbetreibers grundsätzlich einmal alle fünf Jahre erfasst und zur Grundlage der Erlösobergrenzenfestlegung gemacht werden. Beschlusskammer und Netzbetreiber erwarten, dass die Energiewende zur fünften Regulierungsperiode weiter an Fahrt aufnimmt und damit eine Dynamik entwickeln kann, in der sich die Kosten eines Netzbetreibers in kürzeren Abständen verändern können. Diese Einschätzung wurde auch im Rahmen der Konsultation des Eckpunktepapiers NEST weit überwiegend geteilt.

787 Entgegen dem Vortrag in vielen Stellungnahmen konnte die Beschlusskammer im Zuge der Auswertung zum Festlegungsverfahren der Beschlusskammer 8 zur Datenerhebung der Kosten- und Erlösentwicklung 2024 bei Elektrizitätsverteilernetzbetreibern (BK8-25-001-A) für die laufende 4. Regulierungsperiode allerdings nicht feststellen, dass die zunehmende Dynamik bereits mit konkreten Betriebskostenaufwüchsen einhergeht, die durch die zugestandenen Erlösobergrenzen nicht im Wesentlichen abgedeckt wären.

788 Eine zunehmende Dynamik legen insbesondere die Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes, der nationale Energie- und Klimaplan[47] und das Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung[48] sowie der darauf aufbauende gesetzliche Rahmen nahe.

789 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 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.[49]

---

[47] Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans, August 2024, abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240820-aktualisierung-necp.pdf?

[48] Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung, Oktober 2023, abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/20231004-klimaschutzprogramm-der-bundesregierung.pdf

[49] Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung, Oktober 2023, S. 4.

790 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 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.

791 Entgegen dem Vortrag aus einigen Stellungnahmen ist es damit nicht bereits Ausgangspunkt der Überlegungen, ein regulatorisches Instrument zur innerperiodischen Anpassung zu entwickeln. Ausgangspunkt der Überlegungen ist vielmehr zunächst, dass Beschlusskammer und Netzbetreiber erwarten, dass die Energiewende zur fünften Regulierungsperiode weiter an Fahrt aufnimmt und sich damit eine Dynamik entwickeln kann, infolge derer sich die Kosten eines Netzbetreibers in kürzeren Abständen verändern können.

792 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 Effizienzanreizen, 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.

793 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 berücksichtigt

werden als im Rahmen von Kostenprüfung und Effizienzvergleich als betriebsnotwendige und effiziente Kosten anerkannt worden wären. Die Beschlusskammer ist sich dabei auch der Unterschiede zwischen systematischen Abweichungen und Streuung bewusst und hat sie in ihre Abwägung einbezogen (siehe etwa in Bezug auf die Verkürzung der Regulierungsperiode: Rn. 852). Dieses Kriterium spiegelt 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.[50] 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.[51] 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.

794 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.

[50] Säcker/Meinzenbach, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 21 EnWG Rn. 10.
[51] Vgl. Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 37 vom 11.09.2024, S. 12

795 Mit dem Kriterium der Kompatibilität des Instruments mit der Anreizregulierung wird in den Blick genommen, 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 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 skizierten Aspekte der unionsrechtlichen Maßstäbe der Kostenorientierung und Kosteneffizienz als auch der Anreizsetzung aufgegriffen.

796 Das Kriterium Kompatibilität des Instruments mit der Anreizregulierung umfasst in Abgrenzung zum Kriterium Effizienzanreize mögliche Wechselwirkungen oder Widersprüche zu ansonsten vorgesehenen Elementen oder Charakteristika des Anreizregulierungsrahmens. Dies kann auch die Ermittlung der Höhe von eventuell vorgesehenen Aufschlägen auf die Erlösobergrenze pro Einheit einer adressierten Outputänderung umfassen. Es liegt im Kern der Anreizregulierung, dass die Regulierungsbehörde nicht über ein notwendiges Maß hinaus in unternehmerische Entscheidungsprozesse eingreift oder auch nur Einsicht nehmen müsste. Der Effizienzvergleich, der gemeinsam mit dem Budgetansatz die zentrale Triebfeder dafür ist, dass die Netzbetreiber wie Unternehmen im Wettbewerb stetig nach Optimierungspotenzialen suchen, verfolgt einen Gesamtkostenansatz. Durch die periodisch wiederkehrende Kostenprüfung und den Vergleich der Netzbetreiber untereinander werden neben Änderungen in den strukturellen Gegebenheiten und Kosten auch Änderungen in den Aufgaben erfasst. Dies umfasst möglicherweise hinzukommende wie möglicherweise herausfallende Aufgaben, aber auch Verschiebungen innerhalb der Aufgabenbewältigung. Wurden etwa Aufgaben in der Vergangenheit eher CAPEX-lastig erfüllt und erfüllen diese Aufgaben einige Netzbetreiber mehr und mehr OPEX-lastig, kann dies über Basisjahrbetrachtung und Effizienzvergleich erfasst und der gesamthaften Effizienzbetrachtung unterzogen werden. Ein durch Informationsasymmetrie mit Schwierigkeiten behaftetes Herausschälen einzelner Aspekte oder von Einzelsachverhalten ist dabei nicht erforderlich. Damit trägt das Kriterium auch dem Maßstab der Kostenorientierung Rechnung, da dem Herausschälen einzelner Aspekte oder von Einzelsachverhalten gerade das

Risiko von Mehrfachanerkennung und damit einem Übersteigen der tatsächlichen Kosten inhärent ist. Insofern trägt ein Gesamtkostenansatz auch der Kostenorientierung Rechnung.

797 Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass das Kriterium Kompatibilität mit der Anreizregulierung keineswegs eine unveränderte Geltung des Basisjahrbudgets impliziert und damit der generelle sektorale Produktivitätsfaktor oder der Effizienzvergleich nicht mit der Anreizregulierung vereinbar wären. Der Effizienzvergleich ist vielmehr eines der zentralen Elemente innerhalb der Anreizregulierung. Zur Notwendigkeit eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors wird auf die Ausführungen im Abschnitt 10 verwiesen.

798 Soweit in Stellungnahmen gefordert wurde, im Rahmen des Kriteriums Kompatibilität mit der Anreizregulierung auch in den Blick zu nehmen, inwieweit Netzbetreiber zur Erfüllung gesetzlich verankerter Zielsetzungen befähigt werden, entspricht dies nicht der Zielrichtung des Kriteriums, das systematische Stringenz in den Blick nimmt. Überdies ist diese Zielsetzung bereits durch das Kriterium der Treffsicherheit abgebildet. Durch dieses werden gerade die Kostenorientierung, aber auch die Erhaltung der Lebensfähigkeit der Netze in den Blick genommen (s. o.). Damit ist es für die Gesamtabwägung wesentlich und wird gewährleistet, dass Netzbetreiber zur Erfüllung gesetzlich verankerter Zielsetzungen befähigt sind.

799 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:

7.1.1 Betriebskostenfaktor in Form des sogenannten „Wachstumsausgleichs“

800 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 sogenannten „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.

801 Durch die Verwendung von Standardkostensätzen ist die Anpassung unabhängig von den tatsächlichen Kosten, so dass aufgrund der Möglichkeit, die Standardkostensätze zu über- und unterschreiten, Effizienzanreize 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 Klimaplans, zu dessen Verwirklichung die Methodik nach Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO beitragen soll.

802 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 Doppelanerkennung. Um eine Vermeidung von Doppelanerkennung 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. Auch angesichts der bestehenden Informationsasymmetrie käme die

erforderliche Zuordnung einer Prozesskostenanalyse gleich und wäre – insbesondere mit Blick auf die Anzahl an Netzbetreibern – 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 auswertenbare Datenbasis fehle. Hier erscheint eine zeitnahe und belastbare Herleitung angemessener Standardkosten kaum umsetzbar.

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

804 Der sogenannte „Wachstumsausgleich“ zeigt sich auch als weniger kompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung. Mit der Anreizregulierung ist verbunden, dass im Ausgangspunkt nicht einzelne Kostenpositionen 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 geht insoweit nicht nur zu Lasten der Treffsicherheit des Instrumentes, sondern führt auch zu einer Schieflage, die sich als systemwidrig gegenüber dem Grundansatz der Anreizregulierung erweist. Dem Konzept aus Budget und wiederkehrender Effizienzprüfung ist es immanent, dass Kostenänderungen und Verschiebungen zwischen Kostenpositionen gesamthaft zu betrachten sind. Das Herausschälen netzbetreiberindividueller Änderungen innerhalb der Regulierungsperiode, etwa bei einzelnen Kostenbestandteilen, ist daher insgesamt auf ein notwendiges Minimum zu beschränken. Mit Blick auf die unterschiedlichen Zielrichtungen besteht auch keine Inkonsistenz mit der angedachten Einführung des Elements der Energiewendekompetenz. Letzteres zielt nicht auf die Abbildung von Netzkosten, sondern ist ein zusätzliches Anreizelement.

805 Die in den Stellungnahmen aufgebaute Analogie zwischen dem sogenannte „Wachstumsausgleich“ und dem Effizienzvergleich in Hinblick darauf, dass es keine Operationalisierung gebe, die die Versorgungsaufgabe perfekt erfassten, geht fehl. Zwar ist es zutreffend, dass auch der Effizienzvergleich nur eine begrenzte Zahl an Strukturparametern

umfasst. Der Effizienzvergleich verfolgt allerdings einen Gesamtkostenansatz, der gerade auch Verschiebungen innerhalb der Kostenpositionen erfasst. So werden Kostensteigerungen und Kostensenkungen einer Gesamtbetrachtung zugeführt und nicht einseitig einzelne Bereiche herausgegriffen.

7.1.2 Erweiterung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen

806 Teilweise schlugen Stellungnahmen auch eine Erweiterung des sogenannten Katalogs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten vor, insbesondere mit Blick auf Personalkosten und IT-Aufwendungen. Dem stehen schon grundsätzliche rechtliche Erwägungen entgegen. Der Katalog der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, als Nachfolgeregelung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile steht nicht im Belieben der Regulierungsbehörde. Hierüber können nur solche Positionen abgewickelt werden, bei denen eine Ausnahme vom Budgetprinzip und Effizienzvergleich sowie ggf. -vorgabe gerechtfertigt ist. Hierfür hat die Bundesnetzagentur die in Tenorziffer 7 dargestellten Kriterien entwickelt. Dass Personalkosten und IT-Aufwendungen diese Kriterien erfüllen, ist nicht ersichtlich. Ein solches Vorgehen wäre auch nicht sachgerecht. 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 Effizienzanreize gesetzt. Vielmehr würden die Effizienzanreize durch Herausnahme der Kosten aus dem Budgetprinzip sowie dem Effizienzvergleich geschwächt. Es bestünde weder im Basisjahr durch Effizienzvergleich noch im Laufe der Regulierungsperiode ein Effizienzanreiz. Zudem würden Substitutionen zwischen Kostenpositionen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen und solchen Kostenanteilen, die dem Effizienzvergleich unterliegen, begünstigt.

7.1.3 Erweiterung des Katalogs der volatilen Kosten

807 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 Katalog volatiler Kosten steht nicht im Belieben der Regulierungsbehörde. Hierüber können nur solche Positionen abgewickelt werden, bei denen aufgrund der Volatilität eine Ausnahme vom

Budgetprinzip gerechtfertigt ist. Dies ist mit Blick auf Personalkosten und IT-Aufwendungen nicht ersichtlich. Unabhängig davon gelten die vorstehenden Argumente zur Erweiterung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, im Grundsatz in gleicher Weise. Allein unterliegen volatile Kostenpositionen – anders als KA_{nEu}, – dem Effizienzvergleich, womit Effizienzanreize im Basisjahr bestehen.

7.1.4 OPEX-Pauschale beim Kapitalkostenaufschlag

808 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.

809 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.

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

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

7.1.5 Einführung pauschalierter Härtefallanträge

812 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.

7.1.6 Änderungen beim Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor

813 Vereinzelt wurden Änderungen beim Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor zur schnelleren Abbildung von Kostenänderungen im OPEX-Bereich vorgeschlagen, sogenannter „OPEX-Xgen“. Dieser bestehe im Kern in einer Fortschreibung des historischen, branchenweiten Betriebskostentrends während der Regulierungsperiode, die sowohl von der Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung als auch von der Veränderung der Versorgungsaufgabe beeinflusst werden. Als systematisches Element eines Anreizregulierungskonzepts, wie es hier fortgeführt wird, adressieren Verbraucherpreisindex und Produktivitätsfaktor nicht die Frage einer Änderung der Versorgungsaufgabe, sondern gerade davon abgegrenzt ausschließlich die allgemeine Geldwertentwicklung und die Kombination aus sektorspezifischer Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung (vgl. die Ausführungen hierzu in Abschnitt 10).

814 Diese inhaltliche Trennung müsste nicht notwendigerweise fortgeführt werden. Der aus der Branche vorgeschlagene sogenannte OPEX-Xgen begegnet jedoch bezüglich beider hierdurch adressierter Aspekte erheblichen Bedenken.

815 Bezüglich der Funktion des Branchenvorschlags OPEX-Xgen in Hinblick auf die allgemeine Geldwertentwicklung und der Kombination aus sektorspezifischer Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung wird dabei auf das Verfahren der Methodenfestlegung Xgen verwiesen.

816 Bezüglich der Funktion des Branchenvorschlags OPEX-Xgen in Hinblick auf die Berücksichtigung von Kosten, die aus einer Veränderung der Versorgungsaufgabe resultieren, spricht gemäß der in Abschnitt 7.1 dargestellten Kriterien lediglich die leichte administrative Umsetzbarkeit für dieses Instrument. Mit Blick auf die übrigen Kriterien erweist es sich als weniger geeignet als die Verkürzung der Regulierungsperiode.

817 Wenn Kostenänderungen einzelner oder weniger Netzbetreiber die „Steigung“ des Trends beeinflussen können, so würde die Fortschreibung OPEX-Steigerungen im Basisjahr einer Regulierungsperiode belohnen. Spiegelbildlich würden OPEX-Senkungen, also auch Effizienzsteigerungen, zu flacheren Trendverläufen und damit niedrigeren Erlösobergrenzen führen. Im Basisjahr bestehende Fehlanreize würden so weiter verstärkt, die auch der wirksamen Begrenzung der Kosten auf das effiziente Maß entgegenwirken. Die durch das Instrument bestehenden Effizienzanreize zwischen den Basisjahren vermögen diesen Nachteil nicht aufzuwiegen. Dieser Fehlanreiz und die potentiell negative Rückwirkung auf den Effizienzvergleich führt dabei auch zur im Vergleich geringeren Kompatibilität mit der Anreizregulierung.

818 Gerade bei hoher Dynamik besteht zudem die Gefahr, dass die Extrapolation der OPEX-Entwicklung sich ändernde Umstände gerade nicht oder mit geringerer Treffsicherheit erfasst und unter- oder überschätzt. Insbesondere Trendwenden werden in beide Richtungen nur mit erheblichem Zeitverzug abgebildet. So kann es zur Fortschreibung eines fallenden Kostentrends kommen, obwohl Kosten ansteigen, oder zur Fortschreibung eines steigenden Kostentrends, obwohl Kosten sinken. Zudem unterstellt eine solche Extrapolation auf Basis der Kosten in den Basisjahren, dass die Kosten sich zwischen den Basisjahren entsprechend entwickeln. Die nachfolgende Abbildung zeigt anschaulich, dass dies nicht der Fall ist. Da die OPEX (abzüglich kostenmindernder Erträge und Erlöse) nach dem Basisjahr zunächst sinken und erst später wieder ansteigen und ihr lokales Maximum im nächsten Basisjahr erreichen, führt der Vorschlag zu einer systematischen Überschätzung. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode bildet die Veränderungen, denen sich ein Netzbetreiber gegenübersieht, insgesamt mit höherer Treffsicherheit ab, da die Kosten aus den jeweiligen Basisjahren

genau(er) geprüft werden und im Rahmen des Effizienzvergleiches gesamthaft analysiert werden.

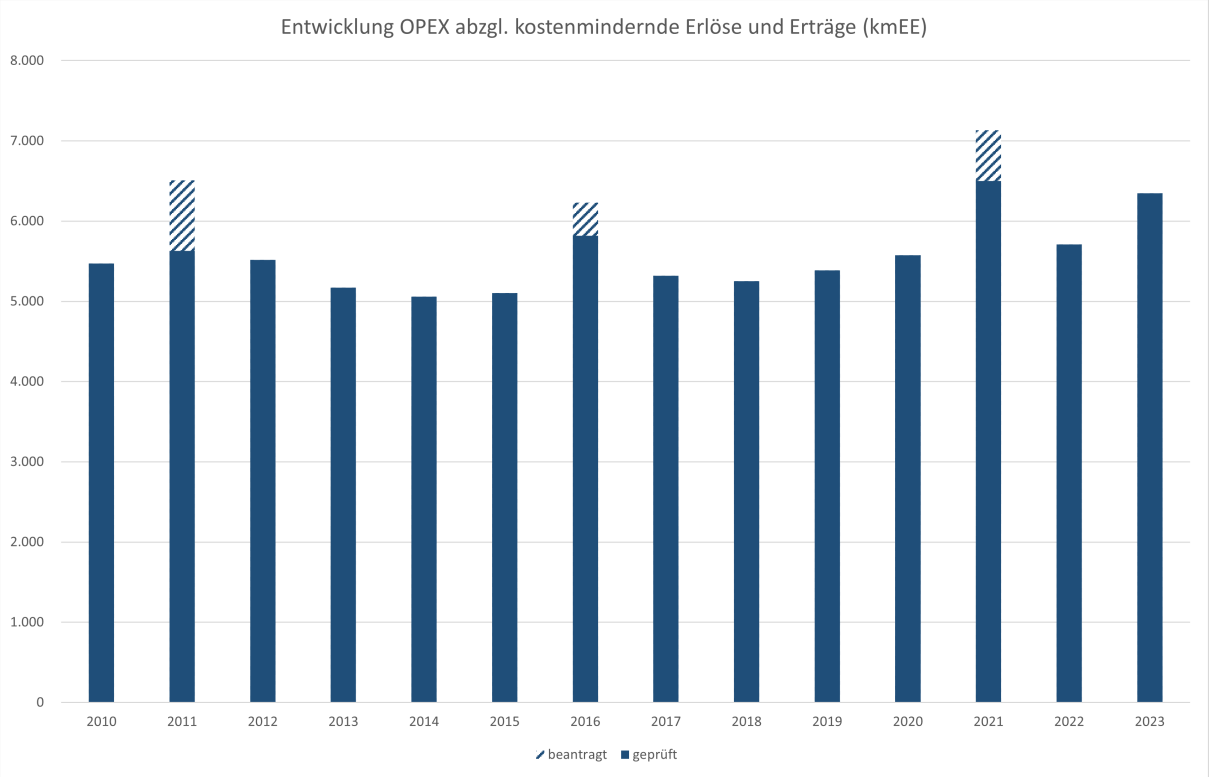


Abbildung: Entwicklung der OPEX abzüglich kostenmindernder Erlöse und Erträge bei Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (Daten der 80 NAP-pflichtigen VNB)[52]

7.1.7 Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs

819 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

[52] Die Beschlusskammer hat auf Grundlage der der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten aus den Kostenprüfungen, den Verfahren zur Ermittlung des Produktivitätsfaktors sowie den jeweiligen Tätigkeitsabschlüssen die jährlichen OPEX abzüglich kostenmindernder Erlöse und Erträge von 2010 bis 2023 ermittelt. Aufgrund von Sondereffekten wie z. B. Netzübergängen, Systemumstellungen oder Fehleintragungen ist die Ermittlung naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet, welche jedoch auf das Gesamtergebnis keinen wesentlichen Einfluss haben.

Vergleichsparameter des Effizienzvergleichs bilde die gestiegenen Betriebskosten der geänderten Versorgungsaufgabe ab.

820 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, was – je nach konkreter Ausgestaltung - auch zu einem negativen Betriebskosten-Aufschlag führen kann. Die Berücksichtigung sinkender Strukturparameter ginge dabei über den Vorschlag der Branche hinaus. Andernfalls käme es jedoch zu einer asymmetrischen Behandlung.

821 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. Basiert die SFA dabei wie etwa für die vierte Regulierungsperiode für die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber auf einem normiert-linearen Modell, lassen sich die Koeffizienten direkt als effiziente Kosten je Vergleichsparameter interpretieren. Bei nicht-linearen Modellen oder Abstellen auf nicht-parametrische Methoden wären diese abzuleiten. Durch Multiplikation der Koeffizienten des SFA-Modells mit der Änderung des jeweiligen Vergleichsparameters erfolgt die Kostenfortschreibung im Betriebskosten-Aufschlag dabei linear. Daher ist die Treffsicherheit des Betriebskosten-Aufschlages, wenn die Kosten der Netzbetreiber im Rahmen des Effizienzvergleiches am besten durch lineare Modelle abgebildet werden, höher, als wenn die Kosten am besten durch etwa nicht-lineare Modelle abgebildet werden. Ist der Zusammenhang zwischen Kostenentwicklung und Vergleichsparametern nicht-linear, führt eine lineare Extrapolation zu Unschärfen. Dabei sind systematische Über- oder Unterschätzungen möglich. Es wäre nicht sachgerecht für die Grundsatzentscheidung die

Prämisse zu unterstellen, dass der Effizienzvergleich auch zukünftig wieder auf einem normiert-linearen Modell basiert, wenn nicht ausgeschlossen werden kann, dass zukünftig die Kosten am besten durch nicht-lineare Modelle abgebildet werden können. Dass dies nicht ausgeschlossen ist, zeigt schon der Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber der beispielsweise in der vierten Regulierungsperiode in der SFA auf einer nicht-linearen Spezifikation basiert. Diese grundsätzliche Möglichkeit schwächt die Eignung des Vorschlags als dauerhaft anzuwendendes Anpassungsinstrument. Zudem umfasst der Effizienzvergleich nicht nur die OPEX, sondern auch die Kapitalkosten der Netzbetreiber sowie volatile Kostenanteile als Teil der OPEX. Da über den Betriebskosten-Aufschlag nur Änderungen in Bezug auf Kosten adressiert werden sollen, die nicht ohnehin der innerperiodischen Anpassung unterliegen, ist eine Herunterskalierung von Gesamtkostenbetrachtung auf OPEX-Betrachtung ohne volatile Kostenanteile erforderlich, was ebenfalls zu Unter- oder Überschätzungen führen kann.

822 Auch birgt der Betriebskosten-Aufschlag grundsätzlich das Risiko einer Doppelanerkennung von Kosten. Ist etwa Personal für Prozesse, welche in Änderungen der Strukturparametern münden, im Basisjahr bereits vorhanden, wird dieses über das Budget abgebildet. Die innerperiodische OPEX-Anpassung aufgrund der Änderung der Strukturparameter führt dann letztlich zu einer Doppelanerkennung. Der Betriebskosten-Aufschlag ist durch seine Struktur gerade nicht auf den Fall begrenzt, dass beim Netzbetreiber aufgrund eines Wachstums seiner Versorgungsaufgabe neue Kosten innerhalb der Regulierungsperiode entstehen. Als pauschaler Ansatz entsteht er auch dann, wenn das Wachstum der Versorgungsaufgabe mit im Budget vorhandenen Ressourcen durchgeführt wird. Bereits im Basisjahr 2026 eingestelltes Personal, um etwa ein gestiegenes Antragsvolumen zu bearbeiten, ist im Budget der fünften Regulierungsperiode abgebildet. Ein gleichmäßiges Anwachsen der Versorgungsaufgabe ist bereits durch das Budget abgebildet (siehe hierzu Rn. 901). Sind im Budget beispielsweise die Betriebskosten für den Anschluss von 100 Erzeugungsanlagen pro Jahr abgebildet, ist ein Anwachsen der Versorgungsaufgabe gegenüber dem Basisjahr jedenfalls in dieser Größenordnung bereits abgedeckt.

823 Auch vor diesem Hintergrund ist der Zusammenhang zwischen einem Anwachsen der Strukturparameter und einem Anwachsen der OPEX nicht zwingend. Auch der Vergleich der

Kostenentwicklung von einem Basisjahr zum nächsten Basisjahr[53] trifft nicht notwendigerweise eine belastbare Aussage dazu, inwieweit eine OPEX-Anpassung in den Jahren zwischen den Basisjahren zu einer (ungefähren) Deckung der tatsächlichen Kosten oder einer Überdeckung führt. Für die Jahre 2016 bis 2020 ist kein (erhebliches) Anwachsen der OPEX zu beobachten, vielmehr nach dem Basisjahr 2016 sogar ein Absinken. Ein Aufwuchs zeigt sich erst im Basisjahr 2021.

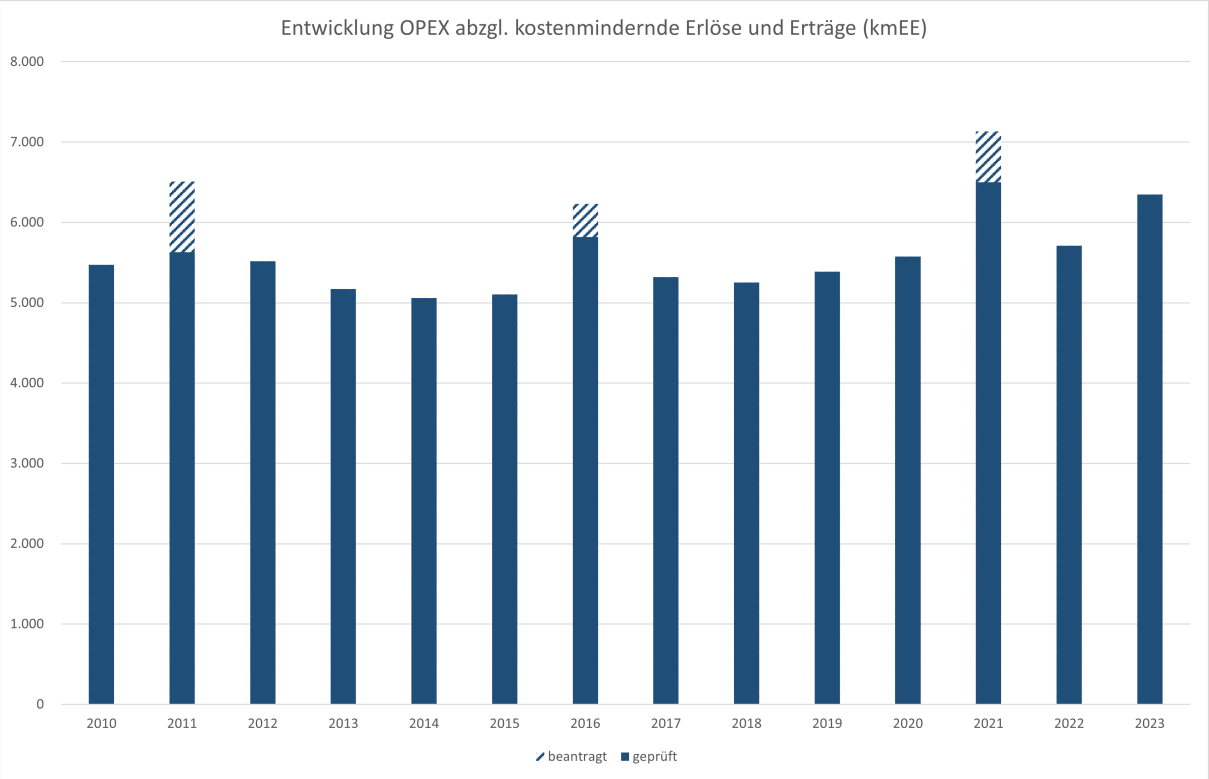


Abbildung: Entwicklung der OPEX abzüglich kostenmindernder Erlöse und Erträge bei Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (Daten der 80 NAP-pflichtigen VNB)

824 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.

825 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 jedenfalls für Netzbetreiber im Regelverfahren aber

[53] Zeitraum, welcher Gegenstand des Expertenaustauschs zum Modellansatz für einen Betriebskosten-Aufschlag des VKU vom 10.09.2024 war, Folien abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2024/09_2024/2_Folien_VKU.html?nn=1052120.

grundsätzlich vor, so dass insoweit kein erheblicher Aufwand entsteht. Für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren müssten die Basisjahrwerte der Vergleichsparameter und die jeweiligen fortgeschriebene Jahreswerte ermittelt werden, wobei der Aufwand im Vergleich zur umfassenden Strukturdatenabfrage zur Durchführung des Effizienzvergleichs deutlich geringer ist. Gerade im Vergleich zum sogenannten „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, bzw. würden bei Rückgriff auf nicht-lineare SFA-Modelle oder nicht-parametrischen Methoden aus dem Effizienzvergleich abgeleitet.

826 Im Ergebnis zeigt sich 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 und das Herausschälen netzbetreiberindividueller Änderungen innerhalb der Regulierungsperiode, etwa bei einzelnen Kostenbestandteilen, auf ein notwendiges Minimum beschränkt werden sollte. Wenn durch zunehmende Dynamik die Repräsentativität des Basisjahres im Verlauf der Regulierungsperiode in einem potentiell nicht mehr angemessenen Maße abnimmt bzw. in Frage gestellt wird, ist insofern eine schnellere Abfolge von Basisjahren bei kürzeren Regulierungsperioden vorzugswürdig. Einer insgesamt gesteigerten Dynamik bei Kosten und Strukturen wird dann zugleich durch schnellere Abfolge von Kostenprüfung und dem Effizienzvergleich der Netzbetreiber untereinander begegnet. Eine innerperiodische Anpassung durch den Betriebskosten-Aufschlag – insofern also ein Aufweichen des Basisjahr-Budget-Zusammenhangs – ohne gleichsam potentielle Dynamiken auch beim Effizienzkostenmaßstab zu reflektieren, erscheint im Vergleich dann unvollständig und schlechter mit dem Ansatz der Anreizregulierung vereinbar.

827 Insoweit besteht auch kein Widerspruch zum beabsichtigten Jährlichkeitsprinzip bei den Übertragungsnetzbetreibern. Das abweichende Regulierungsmodell ist nicht allein damit begründet, dass der Anteil der jährlich anzupassenden Kosten an den Gesamtkosten bei den Übertragungsnetzbetreibern rund 80 % beträgt (siehe hierzu Ausführungen zu Tenorziffer 1). Insbesondere ist auch zu berücksichtigen, dass die überschaubare Anzahl an Betreibern von Übertragungsnetzen andere regulatorische Ansätze ermöglicht, welche die besonderen Umstände der Übertagungsnetzbetreiber erfordern.

828 Auch die Forderungen in Hinblick auf vorgetragene Kostenremanenzen – die im Rahmen der entsprechenden Festlegung nach § 21a Abs. 2, Abs. 3 S. 1 EnWG zur Umsetzung und näheren Ausgestaltung der Anpassung der Betriebskosten nach Tenorziffer 3.2 für die fünfte Regulierungsperiode zu würdigen sein werden – zeigen anschaulich die im Vergleich bessere Kompatibilität mit der Anreizregulierung der Verkürzung der Regulierungsperiode gegenüber dem Betriebskosten-Aufschlag.

829 Der Vortrag aus den Stellungnahmen, der Betriebskosten-Aufschlag reduziere den Anreiz, Kosten in das Basisjahr zu verschieben, überzeugt die Beschlusskammer nicht. Dieser Anreiz bestände mit Betriebskosten-Aufschlag, bei ansonsten unveränderten Bedingungen, fort. Entsprechende Anreize resultieren darüber hinaus aus der Möglichkeit, auch ein explizit als ineffizient hoch erkanntes Kostenniveau temporär über Netzentgelte refinanzieren zu können.

830 Die OPEX-Anpassung ist insbesondere auch kein sachgerechtes Instrument, um unterjährige Netzübergänge, insbesondere im Basisjahr, besser abzubilden. Der Umgang mit unterjährigen Netzübergängen ist zwar nicht unproblematisch. Diese können allerdings in der Kostenprüfung sowie im Rahmen der Regelung nach Tenorziffer 15 angemessen berücksichtigt werden.

7.1.8 Verkürzung der Regulierungsperiode

831 Zwar erscheint ein Betriebskosten-Aufschlag aufbauend auf dem Effizienzvergleich als am ehesten geeignete Alternative zur Verkürzung der Regulierungsperiode. Die Beschlusskammer hält allerdings eine Verkürzung der Regulierungsperiode weiterhin für vorzugswürdig. Wesentlich ist insoweit die bessere Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung bei Gleichwertigkeit mit Blick auf die übrigen Kriterien, insbesondere Treffsicherheit und Setzung von Effizienzanreizen. Dabei ist die zusammenfassende Bewertung zur Treffsicherheit nicht so zu verstehen, dass diese im Einzelnen identisch wäre. In diese Bewertung wurde insbesondere schon einbezogen, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode etwas langsamer auf die Dynamik reagiert und es damit, wie es Wesen des Budgetprinzips ist, vorübergehend zu einem Unter- oder Überschreiten der tatsächlichen Kosten kommen kann, auch wenn diese effizient sind. In Bezug auf die Anpassung selbst führen Kostenprüfung und Effizienzvergleich allerdings zu einer deutlich höheren Treffsicherheit als der Betriebskosten-Aufschlag aufbauend auf dem Effizienzvergleich (siehe zu den Einschränkungen Rn. 820). In der Vergangenheit war beispielsweise jedenfalls direkt nach dem Basisjahr kein branchenweiter Anstieg der OPEX abzüglich kostenmindernder Erträge und Erlöse zu beobachten (siehe

Abbildung in Rn. 823). Auch der geringere Umsetzungsaufwand einer Implementierung und Abwicklung einer Betriebskosten-Anpassung aufbauend auf dem Effizienzvergleich gegenüber einer Verkürzung der Regulierungsperiode vermag die inhaltliche Vorzugswürdigkeit einer Verkürzung der Regulierungsperiode nicht aufzuwiegen (siehe hierzu auch Abschnitt 7.1.7). Unabhängig davon hat sich die Beschlusskammer vor dem Hintergrund des administrativen Mehraufwands mit Vereinfachungen im Rahmen der Verkürzung der Regulierungsperiode beschäftigt (siehe hierzu Rn. 841 ff.). Das heißt nicht, dass die genannten Vereinfachungen durchgängig nur bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode umsetzbar wären. Teilweise werden diese allerdings auch spezifisch durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode ermöglicht. Einem administrativen Mehraufwand aus kürzeren Regulierungsperioden und damit auch häufigeren damit verbundenen Verfahren wirkt die Schwächung des Basisjahreffektes entgegen, wodurch die Prüfung auf Besonderheiten des Geschäftsjahres dosierter erfolgen kann. Der Anreiz, Kosten möglichst im Basisjahr anfallen zu lassen, ist umso stärker, je länger ein Netzbetreiber von (nicht erkannten) Ineffizienzen profitieren kann. Die Schwächung des Basisjahreffekts wirkt mindernd auf den administrativen Aufwand sowohl auf Seiten von Netzbetreibern als auch auf Seiten von Regulierungsbehörden. Durch den beschleunigten Prüfzyklus setzt sich auch die Behörde selbst dem Erfordernis aus, die Verfahren schlanker und aufwandsärmer zu führen. Im Ergebnis werden die Verfahren auch für die Netzbetreiber zwar häufiger, aber bürokratie- und aufwandsärmer sein und zumindest in Teilen auch automatisierbar sein. Ein verkürzter Prüfturnus in den Kostenprüfungen erfordert auch die stärkere Setzung von Schwerpunkten, so dass der Aufwand jeder einzelnen Prüfung niedriger sein kann. In der Praxis bestehen Potenziale für Standardisierung und Automatisierung der Prozesse, die auch außerhalb der RAMEN-Festlegung angestrebt werden. Ein steigender Aufwand durch die Verkürzung soll damit gerade vermieden werden. Zur Überprüfung der Beschleunigungswirkung werden die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente nach Tenorziffer 3.3 evaluiert.

832 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. Die 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), zu

vermeiden. Mikroregulierung birgt auch das Risiko, dass es zu Doppelanerkennungen kommt und bei Anpassungen Kostensenkungen an anderer Stelle außer Betracht bleiben. Komplexität ist hierbei nicht mit administrativem Aufwand bei der Umsetzung von Einzelinstrumenten gleichzusetzen. Vielmehr geht es um die Auswirkungen eines zerfasernden Regelungssystems, was letztlich auch den Aufwand erhöht. 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. In der Vergangenheit war jedenfalls direkt nach dem Basisjahr kein branchenweiter Anstieg der OPEX abzüglich kostenmindernder Erträge und Erlöse zu beobachten (siehe Abbildung in Rn. 823). Einzelne Kostenpositionen können sich zudem 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.

833 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. Zudem ist eine Skalierung vorzunehmen, da der Effizienzvergleich auch CAPEX und volatile Kostenanteile berücksichtigt. Soweit der Effizienzvergleich keine lineare bzw. normiert-lineare SFA umfasst, müssen zudem effiziente Kosten je Einheit eines Vergleichsparameters abgeleitet werden. Dies kann sowohl zu einer Überschätzung als auch einer Unterschätzung der Kosten führen. Für eine vertiefende Darstellung sei auf Randnummer 820 verwiesen. Insofern ist eine in den Stellungnahmen postulierte insgesamt höhere Treffsicherheit oder auch insgesamt höhere durchschnittliche Treffsicherheit des Betriebskosten-Aufschlags nach Ansicht der Beschlusskammer gerade nicht gegeben.

834 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.

835 Der Budgetansatz bei den OPEX setzt weiterhin einen Effizienzanreiz für OPEX. Dieser Effizienzanreiz ist zwar umso höher, je länger die Regulierungsperiode ist. Bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode profitieren damit Unternehmen kürzer von ihren Kostensenkungen. Andererseits erfolgen häufigere Kostenprüfungen, und es ergeben sich eine Reihe an Faktoren, die einen positiven Effizienzanreiz setzen, jedenfalls wenn die Verkürzung der Regulierungsperiode mit einem mit der kürzeren Regulierungsperiode gleichlaufenden Abbaupfad für identifizierte Ineffizienzen einhergeht: Ein beschleunigter Abbaupfad erhöht den Druck, im Basisjahr lediglich effiziente Kostenstrukturen auszuweisen und hierüber den Effizienzwert zu verbessern oder zumindest nicht zu verschlechtern. Der bisher gegebene Anreiz, Kosten in das Basisjahr zu verschieben, um aus dem erhöhten Erlösniveau Zusatzgewinne zu vereinnahmen, wird durch die kürzere Dauer der Regulierungsperiode und den ggf. schnelleren Abbaupfad reduziert. Wie unter Abschnitt 6 ausgeführt, erfüllt der Effizienzvergleich seine Aufgabe umso besser, je schwächer dieser Basisjahranreiz ist.

836 Auch durch den Effizienzvergleich werden die Erlöse von den eigenen Kosten des Netzbetreibers entkoppelt. Mit den Kapitalkosten und den volatilen Kosten unterliegt ein wesentlicher Anteil der Kosten von Netzbetreibern nicht dem Budgetprinzip, wohl aber dem Effizienzvergleich. Für diese Kosten werden die Anreize aus dem Effizienzvergleich mit einer Verkürzung der Regulierungsperiode erhöht. Wie hoch das Potenzial ist, kann zwar nicht abgeschätzt werden. Es ist aber gerade Aufgabe, über den „simulierten Wettbewerb“ (§ 21 Abs. 2 Satz 3 EnWG) Effizienzpotenziale offenzulegen, die dem Regulierer bei einer Kostenprüfung allein aufgrund von Informationsasymmetrien verborgen bleiben. Ein vermeintlicher erheblicher Widerspruch zwischen den Tenorziffern 2.3 und 2.1 oder gar eine Abschaffung oder Aushöhlung der Anreizregulierung besteht nach Überzeugung der Beschlusskammer nicht. Der Anreiz für den Netzbetreiber, Kosten gegenüber dem Ausgangsniveau und dem daraus abgeleiteten Budget zu senken, weil er die Kostenunterschreitung als Zusatzerlös behalten darf, sinkt durch die Verkürzung der Regulierungsperiode. Insofern kann aber nicht von einer Inkompatibilität mit dem Instrument der Anreizregulierung gesprochen werden. Es wird lediglich ein gegebener Anreiz abgemildert, der seinerseits gleichzeitig auch ungewollte Nebenwirkungen zur Folge hatte, nämlich den

mehrfach thematisierten Anreiz für den Netzbetreiber, Kosten insbesondere ins Basisjahr zu verschieben und dadurch Zusatzerlöse zu generieren, ohne dass diese dem Netzkunden langfristig zu Gute kämen, indem in der Folgeperiode tatsächlich eine Verringerung des Ausgangsniveaus konstatiert werden könnte. Die Erkenntnisse der Prüfpraxis der Bundesnetzagentur zeigen, dass es trotz der Möglichkeit intensiver Kostenprüfungen und trotz der Möglichkeit, Besonderheiten des Basisjahres zu berücksichtigen und auszugleichen nicht gelingt, den Informationsvorsprung der Netzbetreiber hinreichend abzuschwächen und den typischen „Badewanneneffekt“ einer Kostensteigerung gerade im Basisjahr zu vermeiden. Vor diesem Hintergrund ist die Schwächung des Kostensenkungsanreizes ambivalent zu bewerten und mit der Schwächung des Basisjahreffekts ins rechte Verhältnis zu setzen. Von einer Inkompatibilität mit den Grundsätzen der Anreizregulierung ist nach Abwägung diese Gesichtspunkte nicht auszugehen.

837 Hinsichtlich der Kapitalkosten werden effiziente Finanzierungsanreize zukünftig auch über einen WACC gesetzt. Darüber hinaus dürften die Effizienzpotenziale 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 Effizienzanspruch nicht in den Hintergrund treten.

838 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 werden Ineffizienzen der Gesamtkosten früher identifiziert und bei einer Verkürzung des Abbaupfades stärker sanktioniert.

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

840 Auf drei Jahre verkürzte Regulierungsperioden erlauben auch allgemein die schnellere Anpassung der Erlösobergrenzen an neue Entwicklungen, ohne dass dafür zusätzliche Anpassungen des Regulierungssystems notwendig sind und alle Entwicklungen vorhergesehen werden müssten.

841 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.

842 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.

843 Die vorgesehenen Änderungen des Regulierungsrahmens hinsichtlich der Einführung eines WACC, einer Standardisierung bei der Ermittlung des Umlaufvermögens sowie der deutlichen Verschlankung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (bisher: dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten), und der Wegfall des Stichtages für den Abschluss von Versorgungsleistungen führen zu einer administrativen Entlastung der Netzbetreiber und Regulierungsbehörden und werden so eine deutliche Beschleunigung ermöglichen. Die Einführung der Kleinstnetzbetreiberregelung als „supervereinfachtem“ Verfahren führt zu einer weiteren Entbürokratisierung.

844 Vereinfachungen und Bürokratieabbau sind in dieser und nachfolgenden Methodenfestlegungen vor allem dort angelegt, wo sie gleichzeitig möglichst die regulatorischen Zielsetzungen verstärken. Insbesondere die Einführung des WACC baut erhebliche Bilanzgestaltungs- und Diskussionspotentiale für die Prüfung ab. Die Festlegung eines standardisierten EK- und FK-Zinses schafft öffentliche Transparenz, welche Fremdfinanzierungskosten für die Branche als effizient angesehen werden. Die Standardisierung bei der Ermittlung des Umlaufvermögens beendet in gleicher Weise umfassende Diskussionen der Vorperioden. Die deutliche Verschlankung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, reduzieren den Aufwand sowohl

für die Kostenprüfung als auch die jährlichen Prüfungen des Regulierungskontos. Es ist darüber hinaus im Interesse einer Anreizsetzung für gesamthafte Effizienzbemühungen, einen möglichst großen Kostenblock des Unternehmens dem Effizienzvergleich zuzuordnen. Ausnahmen führen zu Fehlsteuerungen und Fehlanreizen für Effizienzbemühungen. So führte der Stichtag in der bisherigen Regelung zu Personalzusatzkosten zu umfangreichen Diskussionen bei notwendigen Weiterentwicklungen von Tarifverträgen und tariflichen Vereinbarungen. Gleichzeit behinderte die entsprechende dnbK-Position die unternehmensübergreifende Kooperation und stellte eine Behinderung von Effizienzbemühungen dar. Die vorgesehene Umstellung von Nettosubstanz- auf Realkapitalerhaltung vereinfacht die Kostenprüfung und erhöht die Transparenz. Der vorgesehene Verzicht auf Törnqvist-Prüfung verschlankt und entbürokratisiert die Bestimmung des Xgen sehr stark.

845 Durch die Verkürzung der Regulierungsperiode selbst schwindet außerdem die Bedeutung des Basisjahrs und damit Optimierungspotenzial und Optimierungsanreiz der Netzbetreiber. Das hat zur Folge, dass die Prüfung auf Besonderheiten des Geschäftsjahres weniger intensiv erfolgen kann. Das Verschiebepotenzial der Netzbetreiber in das Basisjahr würde begrenzt und die Strategie überhöhter Basisjahrwerte wäre durch die schnellere und stärkere Sanktionierung auch weniger attraktiv und der Effizienzvergleich auch dadurch gestärkt. Die Überprüfung etwaiger „Besonderheiten des Geschäftsjahres“ könnte insofern dosierter erfolgen. Die Verkürzung der Regulierungsperiode wird dadurch selbst zum Mittel zur Vereinfachung und Beschleunigung (siehe hierzu auch Rn. 831).

846 Ergänzend werden im Rahmen der Methodenfestlegung zum Produktivitätsfaktor Anpassungen umgesetzt, die eine deutliche Beschleunigung ermöglichen.

847 Weitere Vereinfachungen und Beschleunigungen können sich durch die Ausgestaltung von Prozessen als Anzeige- statt als Antragsverfahren ergeben. Mit Blick auf eine Implementierung von Genehmigungsfiktionen ist allerdings auch zu berücksichtigen, dass die Netznutzer ein berechtigtes Interesse an einer Überprüfung haben, wenn ein Verfahren schon als Antragsverfahren ausgestaltet ist. Damit wäre es jedenfalls nicht ohne Weiteres vereinbar, dass sich Verzögerungen aus der Sphäre der Behörde im Wege der Fiktion potentiell durch unterbleibende Prüfung zu Lasten der Netznutzer auswirken können.

848 Diese Festlegung legt allerdings nur den zukünftigen Regulierungsrahmen fest, der wie die abstrakt-generelle Regelung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) einen hohen

Abstraktionsgrad aufweist. Pauschalierungen und Standardisierung bei der Kostenprüfung und weiteren Prüfprozessen sind wie auch die Prüfpraxis nicht Gegenstand dieser Festlegung. Um dennoch zu gewährleisten, dass die erforderlichen und angestrebten Vereinfachungen und Beschleunigungen der Prüfprozesse eine Verkürzung der Regulierungsperiode ermöglichen, wird gerade eine Sonderregelung für die fünfte Regulierungsperiode festgelegt und es werden die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente evaluiert (vgl. Tenorziffer 3.3). Dabei sind angesichts der Zahl von über 800 Elektrizitätsverteilernetzbetreibern Pauschalierungen und Standardisierungen gerade geboten, um mit einem angemessenen Prüfungsaufwand sachgerechte Regulierungsvorgaben zu erhalten. Auch bei Pauschalierungen und Standardisierungen wird dabei ein angemessenes Regulierungsergebnis, auch bezogen auf den einzelnen Netzbetreiber, gewährleistet.

849 Der Einwurf in mehreren Stellungnahmen, Pauschalierungen und die Verkürzung an sich führten zu Unsicherheiten, ist für die Beschlusskammer nicht nachvollziehbar. Dies gilt insbesondere für den Schluss, die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen würden gefährdet, sowie den Vorwurf, stabile wirtschaftliche Rahmenbedingungen blieben bei der Bewertung der Verkürzung außer Betracht. Dies ist gerade nicht der Fall. Vielmehr wird diese Zielsetzung durch das Kriterium der Treffsicherheit bei der Bewertung abgebildet. Durch dieses werden gerade die Kostenorientierung, aber auch die Erhaltung der Lebensfähigkeit der Netze in den Blick genommen (s. o.). Damit ist es für die Gesamtabwägung wesentlich und wird gewährleistet, dass Netzbetreiber zur Erfüllung gesetzlich verankerter Zielsetzungen befähigt sind. Zusätzlich werden durch den Kapitalkostenaufschlag Neuinvestitionen weiterhin ohne Zeitverzug und ohne Unterscheidung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in der Erlösobergrenze berücksichtigt und Kapitalkosten dadurch gerade besonders adressiert.

850 Dass mit der Verkürzung der Regulierungsperiode eine häufigere Anpassung zentraler Erlösparameter erfolgt, ist gerade bezweckt. Dass es dadurch auch in kürzeren Abständen zu einem Absinken der Erlösobergrenze kommen kann, ist die notwendige Kehrseite zu der Möglichkeit, dass die Kostenprüfung in kürzeren Abständen ein Anwachsen der Erlösobergrenze ergeben kann. Es wäre asymmetrisch, Kostenaufwüchse schneller abzubilden, aber Kostensenkungen nicht im gleichen Abstand an die Netznutzer weiterzugeben. Für einen effizienten Netzbetreiber ergeben sich hieraus grundsätzlich auch keine erheblichen Unsicherheiten, da gerade nur die tatsächlichen Kosten aktueller abgebildet

werden. Neuinvestitionen werden über den Kapitalkostenaufschlag weiterhin ohne Zeitverzug und ohne Unterscheidung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in der Erlösobergrenze berücksichtigt.

851 In Bezug auf das Erfordernis von Nachweis- und Berichtspflichten wird auf die Begründung der jeweiligen Regelung dieser Pflichten verwiesen. Schon aus Rechtsgründen sind diese, unabhängig vom Ziel der Bürokratieentlastung, auf notwendige Nachweise, Datenmeldungen und Berichte beschränkt. Soweit in Stellungnahmen speziell gefordert wurde, die Kostennachweispflichten zu verringern, wird auf das Verfahren der Festlegung StromNEF verwiesen.

852 Eine Anerkennung von auf Cloud-Dienstleistungen basierende IT-Kosten als Investitionen wäre systemwidrig. Hier orientiert sich die Beschlusskammer aus Transparenzgründen am Handelsrecht. Die Beschlusskammer teilt aber grundsätzlich das Ziel, dass es regulatorisch möglichst keinen Unterschied machen sollte, ob eher CAPEX- oder eher OPEX-basierte Technologie eingesetzt werden. Stattdessen bietet die Verkürzung der Regulierungsperiode die Möglichkeit, derartige Verschiebungen in kürzeren Abständen zu erfassen und zugleich der Effizienzbetrachtung zuzuführen. Für andere geforderte Einzelinstrumente und Antworten auf neue Aufgaben liefert die Verkürzung der Regulierungsperiode ebenfalls eine systematische Lösung ohne den Budgetansatz aufbrechen zu müssen. Auch in der Historie der Anreizregulierungsverordnung wurden immer wieder Sonderregelungen zur Kostenanerkennung für neue oder sich ändernde Sachverhalte gefordert und teils mittels Verordnungsänderungen etabliert. Die Verkürzung der Regulierungsperiode bietet hingegen systematisch Abhilfe, ohne zugleich Eingriffe in den Regelungsrahmen vornehmen zu müssen.

853 Der wiederholt vorgebrachte Einwand, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode nicht ausreiche, um auf die verschärfte Dynamik zu reagieren, und auch der Verweis auf einen durchschnittlichen Zeitverzug von fünf Jahren, der lediglich auf vier Jahre verkürzt werde, überzeugt die Beschlusskammer weiterhin nicht. Über die Dauer der Regulierungsperiode ist unter Abwägung von Vor- und Nachteilen und unter Berücksichtigung von ggf. komplementierenden Elementen zu entscheiden. Aus Sicht der Beschlusskammer bildet eine dreijährige Regulierungsperiode einen geeigneten Kompromiss aus einer regelmäßigeren Anpassung der Kosten einerseits und Anreizen zur Effizienzsteigerung andererseits über das Budgetprinzip. Eine noch schnellere Anpassung an sich ändernde Umstände würde zwar durch eine darüberhinausgehende Verkürzung der Regulierungsperioden ermöglicht. Bereits gegen

die Verkürzung auf drei Jahre wurden jedoch erhebliche Bedenken zum Ausdruck gebracht. Mindestens weite Teile dieser Bedenken würden dann in gesteigerter Form einer weiteren Verkürzung auf etwa zwei Jahre begegnen. Eine weitergehende Verkürzung der Regulierungsperiode auf zwei Jahre wird daher derzeit von der Beschlusskammer nicht angestrebt. Hierbei wird insoweit auch den Bedenken gegen die Verkürzung Rechnung getragen. In Bezug auf Verweise auf durchschnittliche Zeitverzüge oder etwa auch Zeitverzüge, die bei direkt nach dem Basisjahr auftretenden OPEX-Aufwüchsen entstehen würden, ist zudem anzumerken, dass insbesondere die beiden Jahre, die in fünfjährigen Regulierungsperioden am weitesten vom Basisjahr entfernt sind, durch die Verkürzung adressiert werden. Soweit monoton steigende Kostenverläufe vorlägen, würden insofern gerade die Jahre mit der größten Abweichung vom Basisjahrwert adressiert. Schließlich sind die als Alternativen zur Verkürzung diskutierten Optionen nach Abwägung der Beschlusskammer weniger geeignet.

854 Auch dem Vortrag, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode ohne ein weiteres regulatorisches Instrument zur Abbildung outputinduzierter Betriebskostenänderungen unzureichend sei, weil Betriebskostenaufwüchse innerhalb der Regulierungsperiode aufgrund von Veränderungen der Versorgungsaufgabe dann systematisch nicht anerkannt bzw. erlöswirksam würden, folgt die Beschlusskammer nicht. Forderungen nach einer innerperiodischen Anpassung der Betriebskosten werden insbesondere mit der Kostenentwicklung in Bereichen IT und Personal aufgrund der verschärften Dynamik der Energiewende begründet. Soweit etwa zusätzliches Personal für neue Aufgaben und Prozesse oder für bestehende, aber anwachsende Aufgaben, wie beispielsweise Antragsbearbeitung und -prüfung von EE-Anschlussbegehren oder gesteigertem Netzausbaubedarf im Zuge der Energiewende benötigt wird, werden derartige Kosten über die Basisjahrsystematik im Budget erfasst. Selbst quantitative Niveausprünge, etwa bei der Antragsbearbeitung, führen somit gerade nicht zu einer systematischen Unterdeckung, da die Kosten mit Durchlaufen eines Basisjahres in die Budgetbildung eingehen. Flacht die Dynamik im Zeitverlauf wieder ab oder werden durch zunehmende Erfahrung, Weiterentwicklung oder Digitalisierung von Abläufen eingespielte Prozesse weniger personalintensiv, werden über das Budgetprinzip nach dem Basisjahr sinkende OPEX spiegelbildlich auch nicht unmittelbar wieder abgeschöpft. Insoweit ist die Möglichkeit von Kostenunter- und Kostenüberdeckung dem Budgetansatz inhärent. Zugleich steht für die Etablierung neuer Prozesse oder Umsetzung von Projekten, beispielsweise die Digitalisierung einzelner Prozesse, zusätzlich eingestelltes Personal nach

Abschluss dieser Prozesse und Projekte für weitere Aufgaben zur Verfügung. Insoweit machen neue Anforderungen und Aufgaben und damit selbst eine dauerhafte Dynamik gerade nicht Jahr für Jahr jeweils zusätzliches Personal notwendig und es entsteht gerade keine systematische Kostenunterdeckung. Die Verkürzung der Regulierungsperiode mindert gleichwohl auch das Risiko oder Ausmaß der zeitweisen Unterdeckung zu Lasten der Netzbetreiber und spiegelbildlich dann auch das Risiko oder Ausmaß der zeitweisen Überdeckung zu Lasten der Netznutzer. Dass zusätzlich eingestelltes Personal – wie teils vorgetragen – nach Etablierung neuer Prozesse oder Umsetzung von Projekten nicht in anderen Bereichen eingesetzt werden könnte, aber dennoch im Unternehmen verbleibt, ist hingegen nicht nachvollziehbar. Bei dieser Argumentation würde ein Netzbetreiber zulasten der Netznutzer Personal vorhalten, welches keiner effizienten Tätigkeit zugeführt werden kann. Wie im Wettbewerbsmarkt wäre zu erwarten, dass ein effizientes Unternehmen diesen Zustand vermeidet, etwa durch Inanspruchnahme eines Dienstleisters gerade bei temporären Prozessen und Projekten oder die Weiterbildung des eingesetzten Personals.

855 Die Beschlusskammer rechnet ohnehin vorgesehene Vereinfachungen nicht einseitig positiv der Verkürzung der Regulierungsperiode zu. Jedoch ist die Beschlusskammer überzeugt, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode eine Beschleunigung des Prüfzyklus voraussetzt, die wiederum deutliche Vereinfachungen bei der Kostenbestimmung voraussetzt. Diese Einschätzung spiegelt sich auch in den Stellungnahmen wider. Da Vereinfachungen notwendige Bedingung der Verkürzung sind, ist es aus Sicht der Beschlusskammer notwendig, diese auch bei der Bewertung der Option Verkürzung der Regulierungsperiode in die Abwägung mit einzubeziehen. Käme die Beschlusskammer etwa zu dem Ergebnis, dass es grundsätzlich nicht möglich wäre, den Prüfzyklus im notwendigen Maße zu beschleunigen, wäre die Verkürzung zwangsläufig keine in Betracht kommende Maßnahme. Dies ist jedoch gerade nicht der Fall.

856 Soweit in Stellungnahmen in Bezug auf die Dauer der Regulierungsperiode auf die Regulierungspraxis in anderen Mitgliedstaaten verwiesen wurde, ist diese Praxis zunächst nicht verbindlich für die Entscheidung. Der Beschlusskammer ist allerdings bewusst, dass sich eine Regulierungsperiode von drei Jahren eher am unteren Rand der Regulierungspraxis in anderen Mitgliedstaaten bewegt, wobei sich eine fünfjährige Regulierungsperiode ebenso wenig in der Mitte, sondern eher am oberen Rand bewegt.[54]

[54] Vgl. CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024 vom 03.02.2025, S. 168.

857 Abschließend ist anzumerken, dass die Empfehlung des *ACER report on network tariff practices* vom 26.03.2025, dem nach Art. 18 Abs. 10 Strom-VO gebührend Rechnung zu tragen ist, der Verkürzung der Regulierungsperiode nicht entgegensteht. Unter Abschnitt 6.1 des Berichts heißt es, dass die Dauer der „tariff methodology period" mindestens vier Jahre betragen solle. Diese Empfehlung bezieht sich indes nicht auf die Dauer der Regulierungsperiode als solches, sondern auf die Dauer, für die die Bedingungen und Methoden der Regulierung festgelegt werden. Dieses Begriffsverständnis legt bereits der Wortlaut („methodology") nahe. Bestätigt wird dies auch durch die ergänzenden Informationen in Abbildung 27 des Berichts. So heißt es dort, dass es in Deutschland in Bezug auf die Dauer der „tariff methodology period" keine definierte Periode gebe. Die bisher durch die ARegV und StromNEV und in Zukunft durch Festlegungen der Bundesnetzagentur aufgestellten Bedingungen und Methoden der Regulierung unterliegen grundsätzlich keiner zeitlichen Beschränkung bzw. definierten Periode.

7.1.9 Verkürzung der Regulierungsperiode in Kombination mit einer Anpassung der OPEX

858 Jedenfalls bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode ist zusätzlich ein weiterer Mechanismus zur innerperiodischen Anpassung an steigende und sinkende Betriebskosten nicht erforderlich. Hier ist eine Abbildung im Rahmen des Budgetprinzips auch in einem zunehmend dynamischen Umfeld mit Kostenänderungen im OPEX-Bereich ausreichend, zumal Kostenänderungen nicht einseitig mit Kostensteigerungen gleichzusetzen sind. Eine gewisse Pauschalität liegt in der Natur des über die Erlösobergrenze zur Verfügung gestellten Budgets, das - anders als ein kostenscharfer Ansatz - zu Über- und Unterdeckungen führen kann. So werden auch gegenüber dem Basisjahr reduzierte Betriebskosten nicht in den einzelnen Erlösobergrenzen nachgetragen. Das Budgetprinzip kann sich in den einzelnen Regulierungsperioden für die Netzbetreiber damit grundsätzlich sowohl wirtschaftlich vorteilhaft als auch nachteilig auswirken. So kann jedenfalls in der Gesamtbetrachtung aller beeinflussbaren Kosten wegen gegenläufiger Entwicklungen einzelner Positionen der Höhe nach das zur Verfügung gestellte Budget zur Deckung sämtlicher Ist-Kosten auskömmlich sein.[55] Durch die Verkürzung der Regulierungsperiode wird der Zeitraum, in dem die Netzbetreiber das Risiko von Unterdeckungen tragen und die Chance zu Überdeckungen erhalten, verkürzt und damit insgesamt die Risken vor dem Hintergrund eines zunehmend

[55] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 83.

dynamischen Umfelds reduziert. Daneben ist in der Abwägung, ob zusätzlich ein Mechanismus zur innerperiodischen OPEX-Anpassung erforderlich ist, zu berücksichtigen, dass auch bei einem dreijährigen Prüfzyklus weiterhin Anpassungen innerhalb der Regulierungsperiode erfolgen (siehe hierzu Rn. 834).

859 Unabhängig davon führt eine Prüfung der Kombination der Verkürzung der Regulierungsperiode mit einer Option zur innerperiodischen Anpassung der Betriebskosten auch in der Sache nicht zu einem anderen Ergebnis. Dies gilt insbesondere für die Kombinationen mit einem Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs, einem sogenannten „Wachstumsausgleich“ und dem Branchenvorschlag OPEX-Xgen.

860 Die Kombination Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs mit einer Verkürzung der Regulierungsperiode weist insgesamt - auch im Vergleich zur isolierten Verkürzung der Regulierungsperiode - zwar tendenziell eine höhere Treffsicherheit auf. Änderungen bei den identifizierten Kostentreibern und mit ihnen verknüpften Kosten im Zeitablauf wären bei einer dreijährigen Regulierungsperiode geringer als bei einer fünfjährigen. Eine resultierende Überschätzung oder Unterschätzung der Kosten wäre entsprechend im Vergleich geringer. Insofern spricht das Kriterium Treffsicherheit tendenziell für eine Kombination beider Elemente. Zu beachten ist dabei jedoch, dass zukünftige Effizienzvergleiche nicht notwendigerweise eine SFA mit normiert-linearem Modell aufweisen werden. Falls dies nicht der Fall wäre, würde dies, aufgrund der dann notwendigen Ableitung effizienter Kosten je Einheit eines Strukturparameters, die Treffsicherheit vermindern.

861 Bezüglich der Effizienzanreize wird auf die Darstellung bei der Verkürzung der Regulierungsperiode verwiesen. Hier ergeben sich durch die Kombination aus Verkürzung und Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs weder geschwächte noch gestärkte oder beispielsweise doppelte Effizienzanreize.

862 Bezüglich des administrativen Aufwands wird auf die Ausführungen beim Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs und der Verkürzung der Regulierungsperiode verwiesen. Die dort jeweils dargelegten Argumente gelten dabei auch bei Kombination der beiden Elemente fort. Sie verstärken oder schwächen sich jedoch nicht gegenseitig. Im Vergleich zur alleinigen Verkürzung der Regulierungsperiode ist der administrative Aufwand bei Kombination der beiden Elemente höher.

863 Auch bezüglich der Kompatibilität mit der Anreizregulierung gelten die Ausführungen zum Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs und der Verkürzung der Regulierungsperiode jeweils fort. Der Betriebskosten-Aufschlag zeigt sich – wie andere Einzelinstrumente – als weniger kompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung, in dem die innerperiodische Anpassung der Erlösobergrenze die Ausnahme ist und das Herausschälen netzbetreiberindividueller Änderungen innerhalb der Regulierungsperiode, etwa bei einzelnen Kostenbestandteilen, auf ein notwendiges Minimum beschränkt werden sollte. In der Folge ist die isolierte Verkürzung der Regulierungsperiode einer Kombination aus Verkürzung der Regulierungsperiode und Betriebskostenanpassung in Hinblick auf das Kompatibilitätskriterium überlegen.

864 Zudem wurde in den Stellungnahmen eine Ungleichbehandlung von Gas- und Elektrizitätsversorgungsnetzbetreibern abgelehnt. Klarstellend sei hierzu angemerkt, dass eine differenzierte Behandlung unterschiedlicher Sachverhalte (hierzu auch Abschnitt II, 7.2 der Festlegung RAMEN Gas (GBK-25-01-2#1)) keine Ungleichbehandlung darstellt. Unterschiedliche Vorgehensweise zwischen den Sektoren sind vielmehr aus sachlichen Gründen geboten. Dies kommt auch durch die sektorspezifische Aufteilung des Festlegungsverfahrens RAMEN zum Ausdruck. Gleichwohl hält die Beschlusskammer an dem Ziel fest, nach Möglichkeit parallellaufende Regulierungsrahmen zwischen den Sektoren vorzusehen. Die übergangsweise Einführung des Betriebskosten-Aufschlags in der fünften Regulierungsperiode rechtfertigt sich dabei damit, dass, ebenfalls übergangsweise, die fünfte Regulierungsperiode noch einmal fünf Jahre dauert. Da die Verkürzung der Regulierungsperiode angemessen und auch ausreichend ist, um auf die zu erwartende Dynamik der Energiewende zu reagieren, kann auch dem Ziel der weitgehenden Parallelität zwischen den Regulierungssystemen der Sektoren durch Wirksamwerden der Verkürzung mit der sechsten Regulierungsperiode auch wieder stärker Rechnung getragen werden. Die stattdessen ebenfalls im Rahmen der Stellungnahmen geforderte Ausweitung der Betriebskostenanpassung auf den Gassektor ist im Vergleich weniger geeignet, um die weitgehende Parallelität zwischen den Sektoren zu erreichen. So ist im Gassektor die Anwendung einer Betriebskostenanpassung auf Basis der SFA-Koeffizienten bereits bei isolierter Betrachtung weniger geeignet als im Stromsektor. Diesbezüglich wird auf die Ausführungen in der Festlegung RAMEN Gas Abschnitt II, 7.1 verwiesen.

865 In der Gesamtschau ist als Ergebnis der Abwägung der Beschlusskammer die Verkürzung der Regulierungsperiode ohne gleichzeitige Anwendung des Betriebskosten-Aufschlags im Vergleich zur Verkürzung der Regulierungsperiode mit Anwendung des Betriebskosten-Aufschlags vorzuzugswürdig. Bezüglich der Effizienzanreize sind beide Optionen gleich zu bewerten. Durch die im direkten Vergleich geringere Kompatibilität des Betriebskosten-Aufschlags mit der Anreizregulierung ist die Kombination der beiden Optionen der isolierten Verkürzung unterlegen. Zudem ergibt sich durch Kombination der beiden Optionen ein erhöhter administrativer Aufwand gegenüber einer isolierten Verkürzung der Regulierungsperiode. Die Steigerung der Treffsicherheit vermag diese Nachteile nicht aufzuwiegen, zumal hierbei ebenfalls nur der zusätzliche Beitrag zur Treffsicherheit der Betriebskostenanpassung bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode maßgeblich ist. Zusätzlich dient die Beschränkung des Betriebskosten-Aufschlages auf die Übergangsphase der fünften Regulierungsperiode dem Ziel, die Regulierungsrahmen für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber möglichst parallellaufend auszugestalten.

866 Im Analogieschluss folgt unmittelbar auch, dass die Abwägung zwischen der Kombination aus Verkürzung der Regulierungsperiode und Wachstumsausgleich sowie der isolierten Verkürzung der Regulierungsperiode zu Gunsten der isolierten Verkürzung der Regulierungsperiode ausfällt.

867 Die oben unter Rn. 802 und 804 zur Treffsicherheit, administrativer Umsetzbarkeit und Kompatibilität mit der Anreizregulierung des Wachstumsausgleichs vorgebrachten Kritikpunkte behalten ihre Gültigkeit auch bei Kombination des Instrumentes mit einer Verkürzung der Regulierungsperiode.

868 Bezüglich der Effizienzanreize wird auf die Darstellung bei der Verkürzung der Regulierungsperiode verwiesen. Hier ergeben sich durch die Kombination aus Verkürzung und Wachstumsausgleich weder geschwächte noch gestärkte oder beispielsweise doppelte Effizienzanreize.

869 Ebenso folgt daraus, dass die Abwägung zwischen der Kombination aus Verkürzung der Regulierungsperiode und dem Branchenvorschlag OPEX-Xgen sowie der isolierten Verkürzung der Regulierungsperiode zu Gunsten der isolierten Verkürzung der Regulierungsperiode ausfällt.

870 Hierbei bestehen zunächst die Bedenken bezüglich der Funktion in Hinblick die allgemeine Geldwertentwicklung und die Kombination aus sektorspezifischer Einstandspreis und – Produktivitätsentwicklung, siehe Abschnitt 10.

871 Zwar ist die Treffsicherheit des Branchenvorschlags OPEX-Xgen bei kürzeren Regulierungsperioden tendenziell höher als bei fünfjährigen Regulierungsperioden, weil der Zeitraum der möglichen Trendänderungen kürzer ist. Doch gelten insbesondere die dargestellten Einschränkungen bezüglich der Treffsicherheit und der für sich genommen kritisch zu sehende Fehlanreiz und die davon potentiell ausgehende negative Rückwirkung auf den Effizienzvergleich auch bei Kombination fort.

7.1.10 Würdigung der mehrheitlichen Auffassung des Länderausschusses

872 Das Benehmen des Länderausschusses nach § 54 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG wurde nicht hergestellt. Der Länderausschuss übermittelte mit Schreiben vom 24.11.2025 eine mehrheitliche Auffassung. Nach § 54 Abs. 3 S. 6 EnWG hat die Bundesnetzagentur in diesem Fall die mehrheitliche Auffassung des Länderausschusses bei ihrer Festlegung zu berücksichtigen und, soweit sie dessen Auffassung nicht folgt, im Rahmen ihrer Festlegung zu begründen, warum eine Berücksichtigung der mehrheitlichen Auffassung des Länderausschusses nicht erfolgen konnte.

873 Mit Blick auf die abweichende Auffassung des Länderausschusses zur Dauer der Regulierungsperiode ist eine Berücksichtigung im Sinne einer Änderung nicht erfolgt. In der Sache hält die Beschlusskammer den Ansatz einer dreijährigen Regulierungsperiode nach einer Übergangsphase mit einer fünfjährigen fünften Regulierungsperiode nach Tenorziffer 3.1 in Verbindung mit der Evaluationsklausel nach Tenorziffer 3.3 nach umfassender Abwägung, auch im Lichte der Bedenken des Länderausschusses, für vorzugswürdig (vgl. Rn. 792 ff. sowie Abschnitte 7.1.1 bis 7.1.9).

874 Nach Auffassung des Länderausschusses sei eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre aufgrund der Regelung in § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG ausgeschlossen. Hiernach sollen die Effizienzvorgaben 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.

875 Diesbezüglich ist zunächst festzuhalten, dass es keinen zwingenden Gleichlauf zwischen der Dauer der Regulierungsperiode und der Dauer und Ausgestaltung des Abbaupfades gibt. Insofern stützt diese Argumentation grundsätzlich nicht die Verweigerung des Benehmens im

Hinblick auf die Dauer der Regulierungsperiode, sondern zielt im Wesentlichen auf den Abbaupfad der Ineffizienzen ab.

876 Hierbei zeigt bereits das Beispiel der ersten Regulierungsperiode, in der der Abbaupfad rechnerisch auf zwei Regulierungsperioden gestreckt war (§ 16 Abs. 1 ARegV a.F.), dass sich die Dauer der Regulierungsperiode und der Abbaupfad nicht entsprechen müssen. Entsprechende Forderungen zu einer generellen Verlängerung des Abbaupfades über eine Regulierungsperiode hinaus auf 7,5 oder 10 Jahre wurden auch im aktuellen Umfeld erhoben. Die Beschlusskammer hätte darüber hinaus auch ein Regulierungssystem im Sinne einer Yardstick-Regulierung festgelegen können, bei der identifizierte, individuelle Ineffizienzen in keiner Weise anerkannt werden (siehe hierzu Rn. 755).

877 Ein kürzerer Abbaupfad entspricht deutlich besser den Maßgaben des Europarechts. Denn dies setzt die europarechtliche Vorgabe um, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Strom-VO). Ineffiziente Kostenansätze dürfen dementsprechend nicht an die Netznutzer weitergewälzt werden. Dies entspricht auch den Zielen des nationalen Energiewirtschaftsrechts in § 1 Abs. 1 EnWG, eine u. a. möglichst preisgünstige, verbraucherfreundliche und effiziente Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas zu gewährleisten. Dem würde am besten entsprochen, wenn ein sofortiger Abbau der Ineffizienzen festgelegt würde, sodass eine Wälzung an Netznutzer ausbliebe. Diese Erwägungen zeigen, dass die Dauer des Abbaupfades das Ergebnis eines umfassenden Abwägungsprozesses ist (siehe hierzu die Erörterungen in der Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich GBK-25-02-1#2, dort Abschnitt II.22 zur individuellen Effizienzvorgabe und zum Abbaupfad, die im Anschluss an diese Festlegung erlassen werden soll).

878 Eine pauschale Ablehnung der Zulässigkeit eines verkürzten Abbaupfades im Vergleich zu fünf Jahren widerspricht offenkundig auch den Vorstellungen des Gesetzgebers, jedenfalls sofern eine strikte Verknüpfung mit der Dauer der Regulierungsperiode unterstellt wird (was die Beschlusskammer grundsätzlich nicht teilt). Denn nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 1 EnWG soll die Dauer einer Regulierungsperiode fünf Jahre nicht überschreiten. Demnach sind Regulierungsperioden von beispielsweise jedenfalls 3 oder 4 Jahren bereits im Rahmen des Regelbeispiels als Möglichkeit vorgegeben. Eine Verknüpfung zwischen der Länge der Regulierungsperiode und dem Abbaupfad unterstellt, ergibt sich aus dem Regelbeispiel also die jedenfalls grundsätzliche Möglichkeit eines verkürzten Abbaupfades im Vergleich zum

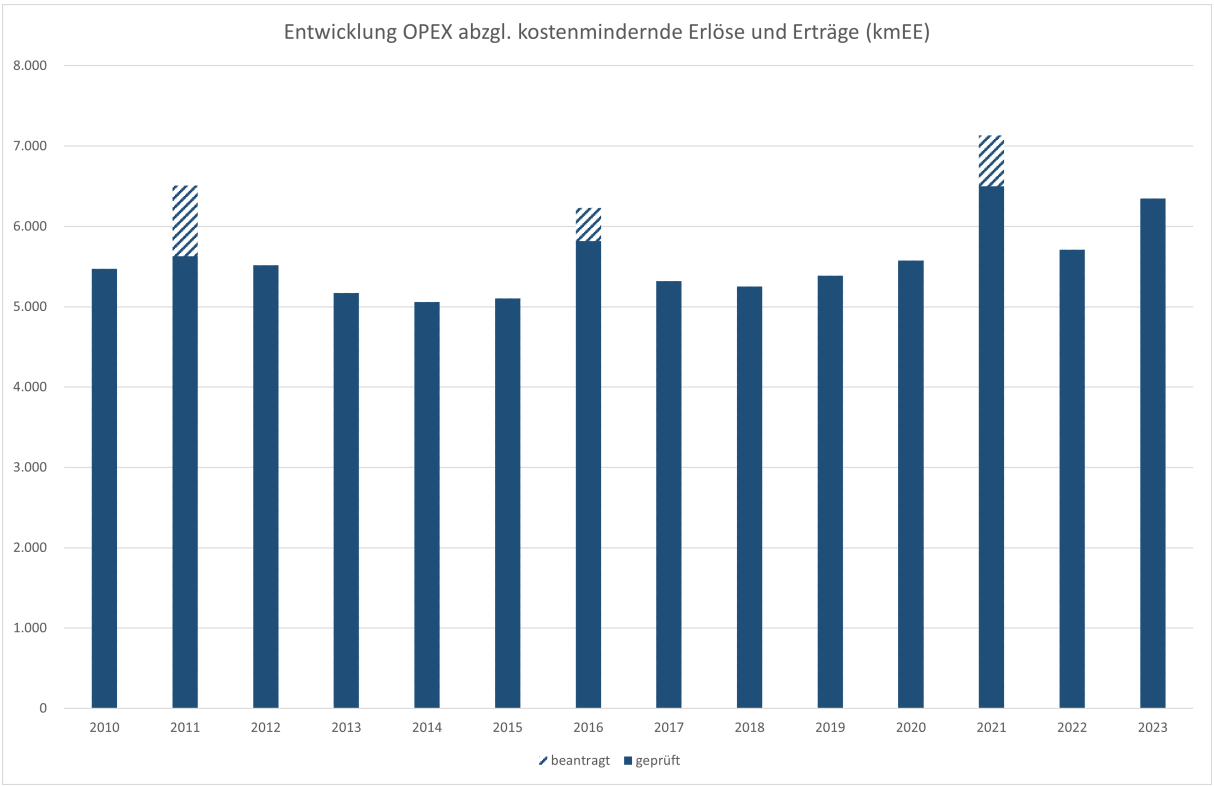
Status quo. Im Übrigen hatte § 21a Abs. 3 S. 1 EnWG in der bis zum 29.12.2023 geltenden Fassung vorgesehen, dass die Regulierungsperiode zwei Jahre nicht unterschreiten und fünf Jahre nicht überschreiten darf. Mithin wären also deutlich kürzere Regulierungsperioden und, in der Argumentation der Verknüpfung mit dem Abbaupfad verbleibend, auch deutlich kürzere Abbaupfade möglich gewesen. Zudem ist auch eine Dauer der Regulierungsperiode von weniger als fünf Jahren auch im europäischen Vergleich nicht unüblich. Schließlich hat die Monopolkommission im 10. Sektorgutachten[56] die Verkürzung der Regulierungsperiode im Hinblick auf die Gasverteilernetze begrüßt. Die Monopolkommission hat in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass hiermit Verteilungsfragen verbunden seien. So erhöhe eine längere Periode tendenziell den Gewinn der Netzbetreiber und führe zu höheren Netzentgelten, während eine Verkürzung der Regulierungsdauer den Gewinn der Netzbetreiber und auch die Netzentgelte verringern würde.

879 Die Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben nach § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG steht einer Verkürzung des Abbaupfades auch insofern nicht entgegen, als die Erreichbarkeit der Effizienzvorgabe durch weitere Sicherungsmechanismen wie die Methodenpluralität, die Abrechnungsmethode, Mindesteffizienzwerte, die Ausreißeranalyse sowie die Möglichkeit bereinigter Effizienzwerte hinreichend sichergestellt wird. Daneben bleibt eine Korrektur der individuellen Effizienzvorgabe entsprechend der bisherigen Vorgabe in § 16 Abs. 2 ARegV möglich, wobei dies nunmehr im Rahmen der Härtefallregelung nach Tenorziffer 13 erfolgt (siehe hierzu Rn. 1301).

880 Schließlich teilt die Beschlusskammer nicht die vorgebrachte Auffassung, dass Netzbetreiber den Abbau von Ineffizienzen überwiegend erst zum Ende einer fünf Jahre umfassenden Regulierungsperiode vornehmen könnten und erst dann von den Effizienzsteigerungen selbst profitierten.

881 Die Auswertung der OPEX-Entwicklung zeigt, dass insofern vielmehr eine starke Senkungsvorgabe in den ersten Jahren sachgerecht sein kann, da hier Ineffizienzen allein aufgrund des Basisjahreffektes unterstellt werden können.

[56] Monopolkommission (2025): Energie 2025: Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges Energiesystem, 10. Sektorgutachten, Gutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG vom 04.11.2025, S.170.



882

Abbildung: Entwicklung der OPEX abzüglich kostenmindernder Erlöse und Erträge bei Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (Daten der 80 NAP-pflichtigen VNB)

883 Dieser Effekt wird vom WAR als Aufblähen der Kosten im Basisjahr bezeichnet (siehe Rn. 538). Der Abbau dieser (von Netzbetreibern künstlich hochgetriebenen) Kosten bzw. Ineffizienzen ist grundsätzlich bereits ohne wesentliche Anstrengungen möglich. Der Abbau dieser Kosten (sofern hier überhaupt von einem Abbau gesprochen werden kann, er könnte auch als automatischen Entfall bezeichnet werden), gelingt nachweislich entgegen der Auffassung des Länderausschusses nicht erst im vierten oder fünften Jahr der Regulierungsperiode, also im sechsten oder siebten Jahr nach dem Basisjahr, sondern regelmäßig und im Wesentlichen bereits im ersten Jahr nach dem Basisjahr, also sogar vor Beginn der Regulierungsperiode und somit vor dem ersten Jahr des Abbaupfades. Der Effekt zeigt sich nicht nur am Absinken der Kosten nach den jeweiligen Basisjahren, sondern auch am sprunghaften Aufwuchs gegenüber den Vorjahren der jeweiligen Basisjahre.

884 Die Beschlusskammer hat in ihre Entscheidung insbesondere auch einbezogen, wie sich eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf Fehlanreize und Effizienzanreize auswirkt. Der Effizienzanreiz aus dem Budgetansatz ist zwar umso höher, je länger die Regulierungsperiode ist. Bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode profitieren damit Unternehmen kürzer von ihren Kostensenkungen. Andererseits erfolgen häufigere Kostenprüfungen, und es ergeben sich eine Reihe an Faktoren, die einen positiven Effizienzanreiz setzen, jedenfalls wenn die

Verkürzung der Regulierungsperiode mit einem mit der kürzeren Regulierungsperiode gleichlaufenden Abbaupfad für identifizierte Ineffizienzen einhergeht: Ein beschleunigter Abbaupfad erhöht den Druck, im Basisjahr lediglich effiziente Kostenstrukturen auszuweisen und hierüber den Effizienzwert zu verbessern oder zumindest nicht zu verschlechtern. Der bisher gegebene unerwünschte Fehlanreiz, Kosten in das Basisjahr zu verschieben, um aus dem erhöhten Erlösniveau Zusatzgewinne zu vereinnahmen, wird durch die kürzere Dauer der Regulierungsperiode und den ggf. schnelleren Abbaupfad reduziert. Wie unter Abschnitt 6 ausgeführt, erfüllt der Effizienzvergleich seine Aufgabe umso besser, je schwächer dieser Basisjahreffekt ist (vgl. Rn. 835). Insgesamt lassen sich demnach mehrere Effekte auf die Fehlanreize und Anreize zur Effizienzsteigerung mit unterschiedlicher Wirkrichtung bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode ausmachen. Ein Effekt ist, dass Netzbetreiber weniger lang von kostensenkenden Maßnahmen (z.B. Umstrukturierung) profitieren, die ihrerseits mit einmaligen Kosten verbunden sein können. Senkt der Netzbetreiber im Laufe der Regulierungsperiode die Kosten unter die Erlösobergrenze, verbleiben ihm etwaige Gewinnmöglichkeiten bei einer Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode nur noch für einen entsprechend kürzeren Zeitraum. Dies führt nur zu einer Abmilderung des Effizienzanreizes aus dem Budgetansatz. Rechnerisch betrachtet konnte ein Netzbetreiber im Status quo, der einen Euro aufgrund von effizienzsteigernden Maßnahmen eingespart hat, den Effizienzgewinn über bis zu fünf Jahre als Zusatzrendite in Höhe von fünf Euro erhalten (vereinfacht gerechnet). Bei einer dreijährigen Regulierungsperiode verringert sich die Zusatzrendite auf maximal drei Euro, also um 40 %. Im Anschluss profitieren jeweils die Netznutzer von der Kostensenkung.

885 Entgegen dem Länderausschuss hält die Beschlusskammer die Anreizwirkung nicht für aufgehoben. Dem Netzbetreiber bieten sich weiterhin deutliche Gewinnmöglichkeiten bei einem Unterschreiten der Erlösobergrenze. Wie erörtert, folgen aus einer Verkürzung der Regulierungsperiode zwei gegenläufige Effekte, die den Anreiz zur Effizienzsteigerung erhöhen. Für Netzbetreiber zahlt es sich weniger aus, die Kosten im Basisjahr strategisch „aufzublähen“[57]. Aufgrund der Verkürzung der Regulierungsperiode kann hiervon zwei Jahre weniger profitiert werden. Ein mit Blick auf die Rendite „schlechtes Jahr“ im Basisjahr (also

[57] Vgl. Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur, Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, S. 8, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/WAR/WAR_Conclusio_23_7_2025.pdf.

auch der einmalige Verzicht auf einen entsprechenden Gewinn in der vorherigen Regulierungsperiode) führt nur noch zu drei statt fünf Jahren mit höherer Erlösobergrenze.

886 Durch Schmälerung der für alle Netzbetreiber entstehenden Fehlanreize, das Basisjahr zu gestalten, wird die Möglichkeit des Effizienzvergleichs gestärkt, Kosten auf das tatsächlich effiziente Maß zu beschränken. Der sogenannte Basisjahreffekt wirkt der wirksamen Begrenzung der Kosten auf das effiziente Maß entgegen. Ein relativer Effizienzvergleich ist in seinen Ergebnissen abhängig von den einbezogenen Netzbetreibern. Das heißt, dass der Effizienzvergleich die Erlöse nur insoweit auf effiziente Kosten beschränken kann, als die in diesem Sinne besten Netzbetreiber als Peer-Unternehmen tatsächlich keine Ineffizienzen mehr aufweisen. Verblieben bei diesen Unternehmen im Basisjahr bzw. im Effizienzvergleich noch Ineffizienzen, so prägten diese Ineffizienzen den Maßstab. Die Verkürzung ist demnach sowohl mit Legaldefinition als auch mit Telos der §§ 21 Abs. 2 S. 1 und 21a Abs. 1 S. 1 EnWG zur Anreizregulierung vereinbar, wobei die Beschlusskammer weder europarechtlich noch nationalrechtlich grundsätzlich daran gehindert wäre, ein anderes Modell der Regulierung als eine Anreizregulierung einschließlich etwaiger Mischformen zu implementieren.

887 Bedenken des Länderausschusses in Bezug auf die praktische Umsetzung einer Verkürzung der Regulierungsperiode hat die Beschlusskammer einbezogen und insoweit auch der mehrheitlichen Auffassung des Länderausschusses Rechnung getragen. Dies ist insbesondere auch bereits im Vorfeld der formalen Befassung des Länderausschusses erfolgt.

888 Die Beschlusskammer hat sich ausführlich mit dem administrativen Aufwand auseinandergesetzt und insbesondere festgehalten, 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 (vgl. Rn. 841 ff.).

889 Angesichts der Stellungnahme des Länderausschusses hat sich die Beschlusskammer die Vereinfachungen nochmals vor Augen geführt und sie im Hinblick auf den Verfahrensablauf in den Landesregulierungsbehörden gewürdigt. Das Verfahren in den Regulierungsbehörden des Bundes wie der Länder ist schon bisher dadurch geprägt, dass nach Ablauf des Basisjahres unter hohem sachlichen wie zeitlich Druck eine Kostenprüfung stattfinden muss sowie ein Effizienzvergleich und eine Festlegung des allgemeinen sektoralen Produktivitätsfortschritts zu erfolgen hat. All dies hat vor dem Beginn der Regulierungsperiode zu erfolgen und ist

demzufolge gänzlich unabhängig von deren Dauer. Die Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode ändert mit anderen Worten an den Haupt-Aufwandsträgern nichts.

890 Darüber hinaus hat die Beschlusskammer insofern wesentliche Verfahrensvereinfachungen etabliert. Die Pauschalierung des Umlaufvermögens, die Beschränkung auf die Realkapitalerhaltung, die Einführung eines WACC und darin die Festlegung eines Fremdkapitalzinses statt eine Fremdkapitalkostenprüfung, die deutliche Verschlankung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, sowie die Streichung des Törnqvist-Ansatzes im Rahmen des Xgen sind Beispiele dafür, warum die regulatorische Belastung sowohl bei den Regulierungsbehörden als auch bei den Netzbetreibern in der Phase der Festlegung der Erlösobergrenzen tatsächlich geringer werden wird. Wäre der bürokratische Aufwand bei Behörden und Netzbetreibern tatsächlich nicht zu bewältigen, hätte sich die Diskussion nicht um die Verkürzung der Regulierungsperiode drehen dürfen, sondern man hätte über einen längeren Vorlauf von Basisjahr und Start der Regulierungsperiode diskutieren müssen. Dergleichen ist aber von keiner Seite vorgetragen worden. Durch die Einführung der Kleinstnetzbetreiberregelung werden im Übrigen gerade die sehr kleinen Netzbetreiber und die für diese hauptsächlich zuständigen Landesregulierungsbehörden zusätzlich entlastet.

891 Zutreffend ist der Hinweis, dass dem eine häufigere Wiederholung des Verfahrens zur Festlegung der Erlösobergrenze gegenübersteht, die den Aufwand für die Beteiligten wieder erhöht. Hier ist durch Pauschalierungen und zunehmende Routine der Weg in die Automatisierung vorgezeichnet, sodass der Wiederholung des Prüfungsprozesses keine entscheidende aufwandssteigernde Bedeutung zukommt. Schon heute sind die Netzbetreiber und ihre Verbände offenkundig bereits in der Lage kurzfristig abzuschätzen, wie sich Änderungen des Regulierungsrahmens auf ihre Erlösobergrenzen auswirken werden. Das bedeutet im Umkehrschluss, entsprechende Rechnungen sind jederzeit kurzfristig ohne nennenswerten Aufwand möglich. Die Erhöhung der Frequenz der Erlösobergrenzen Bestimmung von fünf auf drei Jahre kann daher keinen wesentlichen Unterschied machen. Die Ermittlung der Kosten des Basisjahres sollte in einem modernen Unternehmen, das diesen Prozess zum fünften bzw. sechsten Mal durchläuft, keine wirkliche Herausforderung mehr sein.

892 Dagegen ist aus Sicht der Beschlusskammer das Argument, im Zuge einer fünfjährigen Regulierungsperiode bestehe die zeitliche Möglichkeit, etwaige Gerichtsentscheidungen

sowohl im Hinblick auf mögliche Korrekturen der fünften Regulierungsperiode als auch rechtzeitig zur Vorbereitung der sechsten Regulierungsperiode umzusetzen, nicht tragfähig. Das Regulierungssystem kann sich nicht davon abhängig machen, ob und wie viele Unternehmen gegen die Entscheidungen der Regulierungsbehörden klagen. Damit würden sich die Regulierungsbehörden erpressbar machen. Aufgabe des Regulierers ist es nicht einen „Deal“ mit Netzbetreibern zu schließen, sondern eine sachlich gut begründete Entscheidung zu treffen, welche die berechtigten Interessen der Netzbetreiber wie der Netznutzer aufgreift. Das gilt sowohl für die Entscheidungen im Einzelfall als auch für die bundesweiten Festlegungen der Beschlusskammer. Außerdem lässt sich auch die Dauer von Gerichtsverfahren gar nicht in Entscheidungen über den sachgerechten Regulierungsrahmen einbeziehen, denn weder die Zahl der Klagenden noch die notwendige Ausstattung der Gerichte liegen in der Hand der Beschlusskammer. Schließlich hat der neue § 75 Abs 3a EnWG (BT-Drs. 21/2793 S. 98) ohnehin jeder zeitlichen Planung von Rechtsbehelfen gegen Entscheidungen der Großen Beschlusskammer Energie den Boden entzogen, da diese auch noch nach Jahren und bereits mehrfach erfolgter gerichtlicher Überprüfung erneut inzident angegriffen werden können.

893 Nach der Konsultation des Eckpunktepapiers NEST hat die Beschlusskammer zur praktischen Absicherung eines Übergangs in die Phase der dreijährigen Regulierungsperioden zudem eine Sonderregelung für die fünfte Regulierungsperiode aufgenommen. Die fünfte Regulierungsperiode dauert nochmals fünf Jahre und vor dem Übergang zu einer dreijährigen Regulierungsperiode wird eine Evaluierung erfolgen, 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 (vgl. Tenorziffer 3).

894 Nach der Anhörung des Festlegungsentwurfs hat die Beschlusskammer klarstellend als Regelung verankert, dass am Evaluationsprozess der Länderausschuss regelmäßig und anlassbezogen beteiligt wird (vgl. Tenorziffer 3.3 S. 2). Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Landesregulierungsbehörden zum gesamten Prozess Stellung nehmen und den Blick aus der Länderpraxis einbringen können (vgl. Rn. 905). Auch hat die Beschlusskammer klargestellt, dass ein Umstieg auf eine dreijährige Regulierungsperiode nur dann erfolgen soll, wenn eine solche umsetzbar ist (vgl. Rn. 904).

895 Um zum Zeitpunkt der formalen Befassung des Länderausschusses weiterhin bestehenden Zweifeln an der praktischen Umsetzung einer Verkürzung der Regulierungsperiode zu begegnen, hat die Beschlusskammer den Gegenstand der Evaluierung konkretisiert (vgl. Rn. 906). Damit wird nochmals verdeutlicht, dass die praktische Umsetzbarkeit der Verkürzung gerade Voraussetzung derselbigen ist.

896 Die Bedenken des Länderausschusses im Hinblick auf die volkswirtschaftlichen Auswirkungen hat die Beschlusskammer gewürdigt. Als Nachteile werden vom Länderausschuss aufgrund der Verkürzung der Regulierungsperiode häufiger anfallende Dienstleistungskosten, insbesondere Rechts- und Beratungskosten genannt. Die Verfahrensvereinfachungen könnten diesen Aufwuchs nicht ausgleichen. Gleichzeitig hat der Länderausschuss eingeräumt, dass eine Bezifferung genauer ökonomischer Effekte zum jetzigen Zeitpunkt ausgeschlossen sei.

897 Zur Überzeugung der Beschlusskammer stellen sich die hier vorgebrachten Mehrkosten jedoch als für das Gesamtsystem nicht ausschlaggebend dar. Gewisse Mehrkosten und administrative Mehraufwände mögen sich zwar aus der häufigeren Verfahrensführung zur Kostenprüfung und Bescheidung der Erlösobergrenzen ergeben. Jedoch sind bereits in diesem Verfahren Vereinfachungen vorgesehen, die die gesteigerte Häufigkeit kompensieren. So werden aufgrund von Pauschalierungen keine vertieften Angaben mehr zum Umlaufvermögen (Angaben zum Bestand oder optionale Cash-Flow-Rechnung) oder zur Passivseite der Bilanz erforderlich sein. Ebenso entfallen umfangreiche Angaben zu Lohnzusatzkosten und weiteren ehemaligen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenpositionen sowie Abgrenzungsfragen bei Versorgungsleistungen im Rahmen der Überleitungsrechnung und damit auch im jährlichen Regulierungskonto. Eine wesentliche administrative Entlastung erfolgt zudem durch den Entfall des Törnqvist beim Xgen. Dieser war in der Vergangenheit mit erheblichen Datenerhebungen bei den Netzbetreibern verbunden. Dadurch wird der Mehraufwand durch die häufigeren Kostenprüfungen deutlich kompensiert. Für die kleinsten Netzbetreiber wird zudem mit der Kleinstnetzbetreiberregelung eine sehr weitgehende administrative Entlastung eröffnet. Die etwaigen volkswirtschaftlichen Auswirkungen im Sinne einer Erhöhung der Netzentgelte bzw. bundesweiten Kosten der Netzbetreiber sind zudem ins Verhältnis zu den effizienzsteigernden Maßnahmen und Effekten zu setzen, die mit der verkürzten Regulierungsperiode einhergehen (s.o.), und sind daher im Ergebnis als marginal zu bewerten.

7.2. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode

898 Zum gegenwärtigen Stand ist allerdings noch nicht abschließend gesichert, ob die angeregten Maßnahmen tatsächlich bereits im ausreichenden Maße zu einer Beschleunigung der Prüfprozesse beitragen werden. Vor diesem Hintergrund erscheint die administrative Umsetzbarkeit einer dreijährigen Regulierungsperiode zwar möglich und nach Überzeugung der Beschlusskammer vorzugswürdig. Sie ist aber abhängig davon, dass sich die beabsichtigen Vereinfachungen auch in der Praxis bei den Netzbetreibern und Regulierungsbehörden bewähren. Dies trägt auch den Bedenken in mehreren Stellungnahmen Rechnung, die rechtliche und wirtschaftliche Unsicherheiten durch zeitliche Verzögerungen sahen. Gleichzeitig wird damit auch etwaigem Umstellungsaufwand der Netzbetreiber aufgrund der Anpassungen des Regulierungsrahmens Rechnung getragen werden.

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

900 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 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 Tenorziffer 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.

901 Die Beschlusskammer folgt dem Vortrag, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode ohne ein weiteres regulatorisches Instrument zur Abbildung outputinduzierter Betriebskostenänderungen unzureichend sei, weil Betriebskostenaufwüchse innerhalb der Regulierungsperiode aufgrund von Veränderungen der Versorgungsaufgabe dann systematisch nicht anerkannt bzw. erlöswirksam würden, wie dargestellt nicht. Gleichwohl unterstützt die auf die fünfte Regulierungsperiode beschränkte übergangsweise Einführung der Betriebskosten-Anpassung auf Basis des Effizienzvergleiches hier zusätzlich gerade diejenigen Netzbetreiber, die sich hoher Dynamik in Folge der Energiewende gegenübersehen. Wie ausgeführt, können selbst quantitative Niveausprünge in der Aufgabenbewältigung bei effizienter Aufgabenerfüllung im Rahmen des Budgetprinzips auch nach den Regelungen der Anreizregulierungsverordnung bereits umfassend refinanziert werden. Durch die Verkürzung der Regulierungsperiode erfolgt eine Anpassung des Budgets über Kostenprüfung und Effizienzvergleich in Hinblick auf jegliche Dynamik häufiger und schneller. Mit der Betriebskosten-Anpassung werden Netzbetreiber mit besonders dynamischer Entwicklung gleichwohl mit zusätzlichen und früher bereitgestellten finanziellen Mitteln in einer Phase unterstützt, in der sie beispielsweise zusätzliches Personal einstellen, neue Teams bilden und neue Prozesse etablieren oder Prozesse digitalisieren müssen. Die Betriebskosten-Anpassung stellt auch insoweit eine Übergangslösung dar. Soweit durch die Dynamik die effizienten OPEX

ansteigen, werden sie sodann durch das Budget der nächsten Regulierungsperiode abgebildet. Die Digitalisierung von Prozessen kann und sollte nach der Implementierung zudem im Zeitverlauf auch mit Ressourceneinsparungen und damit Kostensenkungen einhergehen, die über das Budgetprinzip nicht unmittelbar wieder abgeschöpft werden. Entsprechend folgt daraus auch gerade nicht, dass die Betriebskosten-Anpassung überhaupt dauerhaft angebracht wäre. Das Basisjahr zur sechsten Regulierungsperiode ist das Jahr 2031. Auch im Einklang mit den Stellungnahmen ist davon auszugehen, dass bis zu diesem Zeitpunkt bereits erhebliche Fortschritte bei der Etablierung neuer Prozesse, der Digitalisierung oder der betrieblichen Umstellung auf neue Antragsmengen etc. realisiert wurden. Soweit dies dauerhaft mit höheren effizienten Betriebskosten einhergehen sollte, werden diese Kosten in die Budgetbildung zur sechsten Regulierungsperiode eingehen. Im umgekehrten Fall, wenn dies nicht mit dauerhaft höheren effizienten Betriebskosten einhergeht oder aber, falls sich bei Netzbetreibern bis 2031 keine entsprechende Dynamik entwickelt haben sollte, ist jedenfalls keine über die Verkürzung der Regulierungsperiode hinausgehendes Instrument zur regulatorischen Abbildung der entsprechenden Dynamiken erforderlich.

902 Eine OPEX-Anpassung aufbauend auf dem Effizienzvergleich in der nochmals fünfjährigen fünften Regulierungsperiode ist allerdings auch ausreichend. Die vorgetragenen Gründe, aus denen eine OPEX-Anpassung nicht ausreichend zur Abdeckung etwaiger Kostenanstiege sei, treffen teils schon nicht zu, im Übrigen überzeugen sie nicht. Erstens wurde vorgetragen, dass die Verwendung der Koeffizienten aus dem Effizienzvergleich, der auf das Basisjahr abstellt, vor allem die Durchschnittskosten der Vergangenheit widerspiegele. Dies blendet aus, dass die Koeffizienten nach Tenorziffer 3.2 S. 2 mittels Verbraucherpreisgesamtindex und Xgen fortzuschreiben sind. Eine Lücke entsteht hier nicht. Zweitens wurde vorgetragen, es ergebe sich ein Zeitversatz daraus, dass Maßnahmen zunächst geplant und Personal eingestellt werde, bevor der Zubau und die konkrete Anpassung der jeweiligen Strukturparameter erfolge. Dieser Zeitversatz wirkt sich aber gerade nicht einseitig zulasten der Netzbetreiber aus. Vielmehr kann sich bei dem vorgetragenen Sachverhalt gerade auch eine Doppelanerkennung von Kosten ergeben, wenn diese vorgezogene Einstellung des Personals im Basisjahr erfolgt ist (siehe hierzu Rn. 822). Drittens wurde gefordert, zusätzlich operativen Aufwand aus gesteigerter Quantität, Komplexität oder IT-Anpassungen durch ein Monitoring von ausgewählten Vergleichsunternehmen zu erfassen und hieraus einen weiteren Anpassungsfaktor für alle Netzbetreiber abzuleiten. Dies käme angesichts der bestehenden Informationsasymmetrie einer Prozesskostenanalyse gleich. Diese wäre – insbesondere mit

Blick auf die Anzahl an Netzbetreibern – mit erheblichem Aufwand auch auf Seiten der Netzbetreiber verbunden. Um eine Vermeidung von Doppelanerkennung sicherzustellen, müssten letztlich sämtliche (operativen) Kosten der Netzbetreiber oder eine repräsentative Stichprobe einer detaillierten Analyse unterzogen werden, um die prozessscharfe Zuordnung nachvollziehen zu können. Kosten müssten abgrenzungsscharf und verursachungsgerecht den einzelnen Tätigkeiten bzw. Prozessschritten zugeordnet werden. Dabei müssten solche Kosten außer Betracht bleiben, die entweder bereits über das Budgetprinzip abgegolten sind oder als Kapitalkosten und Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, innerperiodisch angepasst werden (siehe hierzu auch Rn. 802). Insgesamt zeigen diese unterschiedlichen Aspekte, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode die zielgenauere und sachgerechte Lösung darstellt.

903 In Bezug auf die in den Stellungnahmen vorgebrachten Anmerkungen zur Ausgestaltung der OPEX-Anpassung wird insoweit auf diese separate Festlegung verwiesen.

904 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 S. 1). Ein Umstieg auf eine dreijährige Regulierungsperiode soll nur dann erfolgen, wenn eine solche umsetzbar ist.

905 Gemäß Tenorziffer 3.3 S. 2 ist der Länderausschuss am Evaluationsprozess regelmäßig und anlassbezogen zu beteiligen. So wird sichergestellt, dass die Landesregulierungsbehörden zum gesamten Prozess Stellung nehmen und den Blick aus der Länderpraxis einbringen können.

906 Konkreter Gegenstand der Evaluierung ist der Abgleich des für eine ordnungsgemäße Verfahrensführung erforderlichen Zeitplans mit den praktischen Erfahrungen während der vorgelagerten Prozesse der fünften Regulierungsperiode wie insbesondere Kostenprüfung (mit Bestimmung des Ausgangsniveaus und der Überleitungsrechnung), Bestimmung der WACC-Rate, Durchführung des Effizienzvergleichs, Bestimmung des Xgen und Bescheidung der Erlösobergrenzen. Die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen Bestandteilen des Regulierungskonzepts sollen hierbei umgesetzt und praktisch erprobt werden. Dadurch soll festgestellt werden, inwieweit die geplanten Abläufe und Meilensteine erreicht werden konnten und inwieweit bei Abweichungen von den geplanten Abläufen etwaige Optimierungspotenziale bestehen. Hierdurch wird gewährleistet, dass der

Übergang in die Phase der dreijährigen Regulierungsperioden auf sicherer Grundlage erfolgt. Die Bundesnetzagentur wird die Einzelprozesse und den Gesamtprozess einem fortlaufenden Monitoring unterziehen und dabei die Landesregulierungsbehörden und den Länderausschuss intensiv einbeziehen. Gerade im Hinblick auf die mehrheitliche Auffassung des Länderausschusses strebt die Bundesnetzagentur dabei eine enge Begleitung des Gesamtprozesses, eine möglichst hohe zeitlich Koordination, frühzeitige Übermittlung von Zeitplänen, Absprachen bei der Effektuierung der Prüfpraxis, kurzfristige Information über eventuell auftretende Schwierigkeiten und gemeinsame Lösungsvorschläge an. Auch die Beschlusskammer hat kein Interesse daran, eine Regelung, die sich nach Evaluierung als zeitlich zu knapp gestrickt erwiesen hätte, gleichwohl einzuführen. Sie nimmt daher die Evaluierung sehr ernst. Die Beschlusskammer weist allerdings auch darauf hin, dass die Bundesnetzagentur mit voller Kraft an der erfolgreichen Umsetzung des neuen Regulierungsrahmens arbeiten und eventuellen Versuchen, durch mangelnde Kooperation eine dauerhafte Rückkehr zur fünfjährigen Regulierungsperiode zu bewirken, in aller Deutlichkeit entgegentreten wird.

907 Den Zeitplan zur Evaluierung hält die Beschlusskammer auch im Lichte der Stellungnahmen weiterhin für sachgerecht. Bedenken gegen die Umsetzbarkeit einer Verkürzung der Regulierungsperiode werden damit begründet, dass die einer Regulierungsperiode vorgelagerten Prozesse wie Kostenprüfung, Effizienzvergleich oder Bescheidung der Erlösobergrenzen zu lange dauern würden und es hierbei in der Vergangenheit zu Verzögerungen gekommen ist. Gerade hierauf zielen weite Teile der Vereinfachungen jedoch ab. Insofern liegen zum Evaluierungszeitpunkt bereits umfassende Erkenntnisse zur Frage vor, ob die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen Bestandteilen des Regulierungskonzepts vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen ausreichend für den Umstieg auf die dreijährige Regulierungsperiode sind.

908 Es ist auch nicht geboten, die Formulierung in Tenorziffer 3.3 offener zu wählen oder einen Fokus auf die übergangsweise in der fünften Regulierungsperiode vorgesehene Betriebskostenanpassung zu legen. Da die Verkürzung der Regulierungsperiode als Ergebnis der Abwägung die vorzugswürdige Alternative darstellt, steht das Ziel der Evaluierung hiermit im Einklang. Bei der OPEX-Anpassung handelt es sich – wie dargelegt (vgl. Abschnitt 7.1) – gerade um kein milderes, gleich geeignetes Mittel. Vielmehr stellt ein Mechanismus zur OPEX-Anpassung, der Änderungen einer Kostenart innerperiodisch nachfährt, eine Sonderregelung

in der Regulierungssystematik dar. Daher ist Maßstab nicht, ob die Sonderregelung ausreichend ist, sondern, ob eine Sonderregelung erforderlich ist. Überdies scheidet eine Evaluierung der Alternativen auf gesicherter Erkenntnisbasis schon deshalb aus, weil für die Verkürzung der Regulierungsperiode eine solche vor Implementierung nicht besteht. Im Umkehrschluss bedeutet die Evaluierung auch, dass, wenn vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente noch nicht als ausreichend bewertet würden, angemessene Maßnahmen zu ergreifen wären. Welche Maßnahmen dies im Einzelfall wären, wäre im Lichte der Evaluierungsergebnisse zu beleuchten. Nur klarstellend sei darauf hingewiesen, dass die Beschlusskammer davon ausgeht, dass die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen Bestandteilen des Regulierungskonzepts für die Umstellung auf dreijährige Regulierungsperioden ausreichend sein werden.

909 In Hinblick auf die Durchführung der Evaluierung ist es aus Sicht der Beschlusskammer nicht erforderlich, an dieser Stelle eine nähere Eingrenzung vorzunehmen. Die nähere Ausgestaltung bleibt insoweit der Evaluierung selbst vorbehalten. Die Arbeitshilfe zur Evaluierung von Regelungen der Bundesregierung, die in Stellungnahmen genannt wurde, enthält lediglich einen Rahmen zur Überprüfung der Wirkung von Gesetzen und Rechtsverordnungen.[58] Die Arbeitshilfe bezieht sich nicht auf Festlegungen im Sinne des EnWG.

910 Es ist aus Sicht der Beschlusskammer im Interesse der Verlässlichkeit und Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens jedenfalls keine wünschenswerte Alternative, dauerhaft vor jeder Regulierungsperiode erneut über eine Verkürzung, Verlängerung oder Beibehaltung der Länge für die kommende Regulierungsperiode zu befinden. Im Übrigen würde es sich dabei – aufgrund der Rechtswirkung nach außen – jeweils um eine Festlegung handeln, so dass relevante prozessökonomische Vorteile gegenüber einer Änderung der spezifischen Tenorziffer dieser Festlegung nicht erkennbar sind.

911 Bezüglich der in den Stellungnahmen vorgetragen Forderungen, die Betriebskosten-Anpassung bereits in der laufenden vierten Regulierungsperiode anzuwenden, wie auch in Bezug auf die ebenfalls vorgebrachte diesbezügliche Ablehnung wird zudem klarstellend darauf hingewiesen, dass die Frage einer eventuellen Festlegung einer Anpassung der

[58] Vgl. Arbeitshilfe zur Evaluierung von Regelungen der Bundesregierung, Dezember 2024, S. 1.

Betriebskosten innerhalb der vierten Regulierungsperiode nicht Gegenstand dieser Festlegung ist.

7.3. Basisjahr

912 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 das drittletzte Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode festgehalten (Tenorziffer 2.3 S. 2).

913 Der Festlegung eines späteren Basisjahrs (z. B. zweitletztes Kalenderjahr) stehen insbesondere praktische Erwägungen entgegen. Die Kritik an einer dreijährigen Regulierungsperiode wurde vielfach auch damit begründet, dass Prozesse nicht in der vorgesehenen Zeit abgeschlossen würden, weshalb auch eine Evaluierung vorgesehen ist. Entsprechende Bedenken würden sich in gesteigerter Form gegen ein späteres Basisjahr richten.

914 Dass es sich beim Basisjahr damit um das erste Jahr der Regulierungsperiode handelt, steht dem nicht entgegen. Netzbetreibern wird damit insbesondere nicht die Möglichkeit genommen, Optimierungspotenziale umzusetzen. Es ist Ziel der Anreizregulierung, dass Netzbetreiber wie im Wettbewerb stehende Unternehmen kontinuierlich nach Optimierungspotentialen suchen und Verbesserungen anstreben. Dieses Streben sollte – wie im Wettbewerb – dabei nicht in einigen Jahren stärker ausgeprägt sein als in anderen, etwa weil es sich um ein Basisjahr oder gerade nicht um ein Basisjahr handelt.

915 Auch ein in diesem Zusammenhang in Stellungnahmen möglicherweise implizierter zeitlicher Ablauf, in dem erst die Festlegung einer Erlösobergrenze oder eines individuellen Effizienzwertes die Suche nach Optimierungspotentialen begründe, vermag die Beschlusskammer nicht zu überzeugen. Netzbetreiber, die in einer solchen zeitlichen Abfolge und Kausalkette agierten, würden lediglich dauerhaft und zeitverzögert auf die dynamische Effizienzgrenze reagieren. Ein solches Verständnis stände im Widerspruch zum europa- und nationalrechtlich angelegten Effizienzgebot.

916 Die Beschlusskammer hat in ihre Abwägungen eingestellt, dass in der angelegten Systematik auf Basis der Regulierungsformel und des absehbaren Verteilungsfaktors ein im Vergleich zu einer fünfjährigen Regulierungsperiode mit fünfjährigen Abbaupfad insoweit rechnerisch ein höheres Ausgangsniveau erwartet werden könnte. So würden 66 % statt 40 % der Ineffizienzen einfließen. Jedoch ist dieser Umstand im Zusammenhang mit den erheblichen

Basisjahreffekten zu sehen (siehe hierzu Rn. 992), die sich aufgrund der Verkürzung der Regulierungsperiode in Zukunft so nicht mehr einstellen werden. Zudem setzt der Effizienzvergleich nicht an Durchschnittskosten an, sondern an die Kosten des bzw. der als effizient identifizierten Netzbetreiber in der Betrachtungsgruppe. Damit steht grundsätzlich nicht zu befürchten, dass der Abbaupfad und der Restbestand der rein rechnerisch zuerkannten Ineffizienzen einen übergebührlichen Einfluss auf die effizienten Kosten der nächsten Regulierungsperiode hat. Denn die Anreizwirkung stellt vielmehr grundsätzlich sicher, dass ein Netzbetreiber für sich genommen die größtmöglichen Effizienzanstrengungen unabhängig vom rechnerischen Abbaupfad unternimmt, so wie dies bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen der Fall ist (und damit auch nicht zum Beginn der Regulierungsperiode zuwartet), da er andernfalls zu befürchten hätte, dass ein oder mehrere andere Netzbetreiber in erheblichem Maße in der nächsten Regulierungsperiode durch Kostenvorteile die Effizienzgrenze für ihn setzen werden.

7.4. Zeitlicher Anwendungsbereich

917 Der Beginn des zeitlichen Anwendungsbereichs der Festlegung ist der fünften Regulierungsperiode vorgelagert. Das erste Basisjahr, in dem die neuen Regelungen zur Anwendung kommen, ist im Bereich der Elektrizitätsverteilernetze das Jahr 2026. Der Systematik des Anreizregulierungsmodells folgend treten die Regelungen dieser Festlegung also nicht erst nach Außerkrafttreten der ARegV und der StromNEV in Kraft, sondern beanspruchen zeitlich aufgrund der vorgelagerten Kostenprüfung bereits während der vierten Regulierungsperiode mit Auswirkungen auf die fünfte Regulierungsperiode Geltung.

7.5. Übergangszeit nach Tenorziffer 2.4

918 Mit Tenorziffer 2.4 wird die Übergangszeit aus § 1 Abs. 2 ARegV fortgeführt. Netzbetreiber, für die noch keine Erlösobergrenzen bestimmt werden können, unterliegen vorübergehend bis zum Ende einer laufenden Regulierungsperiode den Regelungen nach §§ 23a, 21 EnWG zu einer kostenorientierten Entgeltbildung. Der Übergangszeitraum endet mit Beginn der Regulierungsperiode, für deren Basisjahr eine hinreichende und nachprüfbare Datengrundlage des jeweiligen Netzbetreibers vorliegt. Wenn der Netzbetreiber im Basisjahr als solcher tätig ist und damit einen Jahres- und Tätigkeitsabschluss aufstellt, liegen in der Regel hinreichende Daten vor. Darüber hinaus kann auch auf einem Rumpfgeschäftsjahr aufgesetzt werden, sofern die Daten zur Bildung eines repräsentativen Ausgangsniveaus hinreichend sind. Im Vergleich zur konsultierten Fassung wurde hier eine Regelung näher am Wortlaut von

§ 1 Abs. 2 S. 2 ARegV gewählt, um eine hinreichende Flexibilität zu gewährleisten und in diesen Fällen den Zeitraum des temporären Aussetzens der Anreizregulierung zu verkürzen.

919 Keine Anwendung findet Tenorziffer 2.4 auf Fallkonstellationen, in denen ein Netzgebiet bereits ganz oder teilweise von der Festlegung einer Erlösobergrenze nach Tenorziffer 2.1 erfasst wird. Geht also beispielsweise ein Energieversorgungsnetz, für das bereits eine Erlösobergrenze festgelegt wurde, ganz oder teilweise auf einen neuen Betreiber über (beispielsweise im Rahmen einer Rekommunalisierung), so sind in einem solchen Fall die Vorschriften dieser Festlegung, insbesondere Tenorziffer 15, anzuwenden (BR-Drs. 312/10b, S. 13).

920 Tenorziffer 2.4 findet auch keine Anwendung auf Unternehmen im Rahmen der Kleinstnetzbetreiberregelung gemäß Tenorziffer 16.7.ff., wenn die zuständige Behörde von der Regelung Gebrauch macht. Die Durchführung einer initialen Kostenprüfung würde dem Sinn und Zweck der Kleinstnetzbetreiberregelung widersprechen.

8. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze (Tenorziffer 4)

921 Tenorziffer 4 enthält eine im Vergleich zur bisherigen Rechtslage gebündelte Darstellung aller Elemente der Regulierungsformel im Hinblick auf die erstmalige Festlegung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.1) und die darauf basierenden Anpassungen im Verlauf einer Regulierungsperiode (Tenorziffer 4.2) gemäß der in den Tenorziffern 4.3 bis 4.5 dargelegten Regulierungsformel.

922 Dabei stellen die Bestandteile der Regulierungsformel zusammengenommen in Verbindung mit der Dauer der Regulierungsperiode als Kernbereich sicher, dass einerseits das ökonomische Gesamtergebnis insbesondere mit Blick auf die Lebensfähigkeit der Netze (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG) sowie eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) gewährleistet wird (siehe hierzu Rn. 736) und andererseits die Netznutzer nicht mit höheren Kosten belastet werden als gerechtfertigt. Zum Kernbereich zählen insbesondere die Regelung zur Anwendung der Effizienzvorgabe auf die Gesamtkosten (TOTEX-Basis), zum maßgeblichen Wert des Verbraucherpreisgesamtindexes, zur Anwendung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, zu Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag sowie zur OPEX-Anpassung in der fünften Regulierungsperiode. Insofern wird jedenfalls im Falle einer Teilaufhebung in diesem Kernbereich in den Blick zu nehmen sein, inwiefern weiterhin gewährleistet ist, dass einerseits das ökonomische Gesamtergebnis die gesetzlichen Anforderungen erfüllt und andererseits die Netznutzer nicht

mit höheren Kosten belastet werden als gerechtfertigt. Lediglich klarstellend weist die Beschlusskammer darauf hin, dass die Bundesnetzagentur gem. § 29 Abs. 2 EnWG befugt ist, eine nach § 29 Abs. 1 EnWG getroffene Festlegung nachträglich zu ändern, soweit dies erforderlich ist, um sicherzustellen, dass sie weiterhin den gesetzlichen Anforderungen genügt.

8.1. Bestimmung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.1)

923 Tenorziffer 4.1 S. 1 sieht eine klarstellende Regelung vor, wonach die Erlösobergrenzen für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode von der zuständigen Regulierungsbehörde vorbehaltlich der Anpassungen nach Tenorziffer 4.2 festzulegen sind. Tenorziffer 4.1 S. 2 regelt in verfahrensrechtlicher Hinsicht, dass das Verfahren zur Festlegung von Erlösobergrenzen wie auch bisher von Amts wegen eingeleitet wird. Lediglich bei Tenorziffer 4.1 S. 2 handelt es sich um eine Verfahrensregelung. Tenorziffer 4.1 S. 1 sieht hingegen in materieller Hinsicht vor, dass im Rahmen der ex-ante Regulierung die Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 21a Abs. 1 S. 2 2. Alt EnWG erfolgt, wonach die Anreizregulierung insbesondere Vorgaben von Obergrenzen für die Gesamterlöse aus Entgelten für den Netzzugang beinhalten kann.

8.2. Anpassung der Erlösobergrenzen (Tenorziffer 4.2)

924 Tenorziffer 4.2 S. 1 enthält zunächst eine materielle Regelegung, wonach die Anpassung von festgelegten Erlösobergrenzen dem Grunde nach abschließend nach den Maßgaben der Festlegung RAMEN erfolgt. Das heißt, dass sämtliche Anpassungsmöglichkeiten in der Festlegung RAMEN dem Grunde nach angelegt sind. Teilweise erfolgt die genauere Ausgestaltung der Anpassungsmöglichkeiten, wie etwa beim Qualitätselement, nach der Maßgabe von weiteren Methodenfestlegungen.

925 Der materielle Zeitpunkt für alle Anpassungen ist einheitlich zum 1. Januar eines Kalenderjahres einer Regulierungsperiode vorgesehen. Hierunter fallen alle Elemente der Regulierungsformel, die mit einem Index „t“ bzw. „i“ (Produktoperator beim Term VPI-Xgen) versehen sind. Einige dieser Elemente, wie der Abbaupfad für die Ineffizienzen oder der Kapitalkostenabzug bei Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, stehen ex ante fest, so dass diese bereits vorab von der Regulierungsbehörde festgelegt werden können.

926 Weitere Anpassungen, die nicht ex ante feststehen, können durch den Netzbetreiber oder die Regulierungsbehörde ausgeführt werden. Hierzu enthält Tenorziffer 4.2 S. 1 eine klarstellende Regelung, dass insofern eine Anpassung durch den Netzbetreiber oder die

Regulierungsbehörde erfolgen kann. Diese rein klarstellende Feststellung ist noch keine Verfahrensregelung. Erst die Entscheidung im Einzelfall, eine Anpassungsmöglichkeit im Wege eines Antragsverfahrens oder Anzeigeverfahrens vorzusehen oder sogar auf eine (Vorab)Anzeige zu verzichten, ist eine Verfahrensregelung. Ergänzend hierzu enthält Tenorziffer 4.2 S. 2 eine Regelung zu derartigen Verfahrensregelungen (und ist damit selber eine Verfahrensregelung), wonach eine Anpassung durch den Netzbetreiber keiner erneuten Festlegung der Erlösobergrenzen bedarf und in dieser Konstellation als systematische Folge eine abschließende materielle Prüfung durch die Regulierungsbehörde im Rahmen des Regulierungskontos nach Tenorziffer 14 erfolgt.

927 Tenorziffer 4.2 S. 3 sieht sodann eine generelle, materielle Meldepflicht für alle Netzbetreiber an die zuständige Regulierungsbehörde vor. Hiernach teilen die Netzbetreiber der zuständigen Regulierungsbehörde jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf alle anpassbaren Bestandteile mit, soweit nicht für einzelne Elemente der Regulierungsformel ein früherer Zeitpunkt festgelegt wird. An dieser Stelle wird die Mitteilungspflicht in § 28 S. 1 ARegV fortgeführt, soweit die Erlösobergrenze betroffen ist. Die Regelung betrifft alle Anpassungen der Erlösobergrenze, also auch solche, für die eine vorherigen Anzeige durch die Netzbetreiber vorgesehen ist oder die einem Antragsverfahren unterliegen. Als materielle Meldepflicht handelt es sich hierbei nicht um eine Verfahrensregelung. Festgelegt wird eine einseitige Mitteilungspflicht der Netzbetreiber, ohne dass eine verfahrensrechtliche Regelung zum Umgang mit den gemeldeten Daten getroffen wird.

928 Die Entscheidung im Einzelfall, ob eine Anpassung per Antrags- oder Anzeigeverfahren erfolgt oder auf eine Anzeige verzichtet wird und lediglich die generelle Mitteilungspflicht in Tenorziffer 4.2 S. 3 greift, stellt sodann eine verfahrensrechtliche Regelung dar. Deswegen wird in Tenorziffer 4.2 S. 4 klarstellend festgehalten, dass die materielle Mitteilungspflicht nach Tenorziffer 4.2 S. 3 einerseits und ebendiese verfahrensrechtlichen Entscheidungen etwa zum Kapitalkostenaufschlag voneinander unberührt bleiben. Aufgrund des engen Zusammenhangs dieser Klarstellung zu den entsprechenden verfahrensrechtlichen Regelungen und der Nennung der Verfahrensregelungen stellt auch diese Klarstellung eine Verfahrensregelung dar.

8.3. Regulierungsformel (Tenorziffern 4.3 und 4.4)

929 Die Tenorziffern 4.3 und 4.4 enthalten die maßgebliche Regulierungsformel. Tenorziffer 4.3 sieht die grundsätzliche Regulierungsformel vor. Bezüglich der Anpassungsmöglichkeit im Hinblick auf operative Kosten 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).

930 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.

931 Außerdem erfolgt mit der Regulierungsformel eine Korrektur des Abgleichs der volatilen Kosten, mittels der eine Doppelanerkennung ausgeschlossen wird (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffern 6 und 8). Auch wird die Doppelinflationierung von CAPEX behoben, indem die Anwendung von Verbraucherpreisgesamtindex und generellem sektoralem Produktivitätsfaktor nur auf OPEX erfolgt (siehe hierzu die Ausführungen in Abschnitt 10.12.1).

932 Die Effizienzvorgabe wird weiterhin auch auf volatile Kostenanteile angewandt. Die Beschlusskammer sieht es als systematisch richtig an, dass auch diese nicht nur in den Effizienzvergleich eingehen, sondern daran anschließend auch der Effizienzvorgabe unterliegen.

933 Auch bei volatilen Kostenanteilen handelt es sich um beeinflussbare Kostenanteile, die als Teil der Gesamtkosten dem Effizienzvergleich und der Effizienzvorgabe unterliegen (TOTEX-Basis). Die Formulierung im Sachstandspapier, volatile Kostenanteile seien ein „Mittelweg“ zwischen den beeinflussbaren Kostenanteilen und den KA_{nEu}, bedeutete nicht, dass volatile Kostenanteile nur eingeschränkt beeinflussbar wären. Vielmehr bezog sich die Aussage lediglich darauf, dass diese wie KA_{nEu} anpassbar sind, aber – anders als diese – dem Effizienzvergleich und daran anschließend der Effizienzvorgabe unterliegen.

934 Soweit Kostensenkungen bei volatilen Kostenanteilen weder zum Abbau von Ineffizienzen eingesetzt werden können noch als Gewinn in der laufenden Regulierungsperiode zur

Verfügung stehen, bildet dies vielmehr die notwendige Kehrseite der Ausnahme vom Budgetprinzip, nach der Kostensteigerungen zugunsten der Netzbetreiber unmittelbar zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze führen. Die sich im umgekehrten Falle potentiell zu Gunsten der Netznutzer auswirkenden Folgen von sinkenden volatilen Kosten bringen das System insofern in die nötige Balance. Insoweit handelt es sich um keinen zu kompensierenden Nachteil, dass in der Regulierungsformel unterstellt wird, dass die festgestellten Ineffizienzen fortbestehen. Andernfalls wäre zu unterstellen, dass diese in jedem Fall abgebaut werden, ohne dass dies aufgrund der Anpassung an Kostensteigerungen feststellbar wäre. Dann entfiele allerdings gerade die notwendige Kehrseite der Ausnahme vom Budgetprinzip. Dies gilt allgemein und unabhängig von der konkreten Position, die als volatiler Kostenanteil festgelegt wird. Daher ist es auch unschädlich, dass diese Festlegung die volatilen Kostenanteile nicht abschließend bestimmt. Die Anwendung der Effizienzvorgaben auf volatile Kostenanteile verstößt auch nicht gegen die Maßgabe aus § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG, wonach die Effizienzvorgaben so gestaltet sein sollen, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Zwar können Kostensenkungen infolge der Anpassung in der laufenden Regulierungsperiode nicht zum Abbau von Ineffizienzen genutzt werden. Umgekehrt führen Kostensteigerungen aber auch nicht dazu, dass der Netzbetreiber zu überproportionalen Einsparungen bei anderen Kostenanteilen gezwungen ist, um Kostenanstiege bei volatilen Kosten auszugleichen. Dies wäre bei uneingeschränkter Anwendung des Budgetprinzips ohne die Kategorie volatile Kosten gerade der Fall. Zu berücksichtigen ist auch, dass die abzubauenden Ineffizienzen nur eine rechnerische Größe in Form eines Anteils der Gesamtkosten darstellen. Als effizient eingestufte Kostenpositionen, die dem Abbau von Ineffizienzen von vornherein entzogen sind, sind im System der Anreizregulierung nicht vorgesehen.[59] Die Regulierung trifft gerade nicht die Entscheidung, bei welchen Kostenbestandteilen im Einzelnen Ineffizienzen abzubauen wären (siehe hierzu auch die Ausführungen zu Tenorziffer 10.2).[60]

935 Darüber hinaus ist auch die Anwendung des Effizienzwertes auf Kapitalkosten sachgerecht. Die Beschlusskammer sieht es als systematisch richtig an, dass auch diese nicht nur in den Effizienzvergleich eingehen, sondern daran anschließend auch der Effizienzvorgabe unterliegen. Auch bei Kapitalkosten handelt es sich um beeinflussbare Kostenanteile, die als

[59] So wörtlich: OLG Düsseldorf, Beschluss vom 13. November 2013 – VI-3 Kart 19/13 (V) –, juris Rn. 53.
[60] Vgl. dazu auch: OLG Düsseldorf, Beschluss vom 13. November 2013 – VI-3 Kart 19/13 (V) –, juris Rn. 44 ff.

Teil der Gesamtkosten dem Effizienzvergleich und der Effizienzvorgabe unterliegen (TOTEX-Basis). Die Effizienzvorgaben sind genereller 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. Daran anknüpfend steht der Anwendung auch nicht entgegen, dass die Umsetzung von individuellen Effizienzvorgaben bei langen Nutzungsdauern nicht kurzfristig realisierbar wäre. Aus der Vorgabe zum rechnerischen Abbau der ermittelten Ineffizienzen folgen keine konkreten betriebswirtschaftlichen oder unternehmensindividuellen Vorgaben der Regulierungsbehörde zum Abbau von Ineffizienzen bzw. konkreten Kosten (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 10.2). Vor diesem Hintergrund besteht auch kein Anlass, die Anwendung der Effizienzvorgabe zu kompensieren, etwa durch eine Beibehaltung einer doppelten Anpassung von Kapitalkosten an die Inflation. Soweit vorgetragen wurde, dass ein übermäßig kapitalintensives Verhalten von Netzbetreibern aus praktischen Gründen (Ressourcenknappheit bei Material, Personal und Finanzen) nicht zu befürchten und ohnehin immer die kosteneffizienteste Maßnahme veranlasst werde, ist nicht nachvollziehbar, weshalb die Einbeziehung in den Effizienzvergleich und die Anwendung der Effizienzvorgabe zum Nachteil der Netzbetreiber gereicht. Bestehen allerdings Ineffizienzen, widerspräche eine dauerhafte Überwälzung von Ineffizienzen auf die Netznutzer der Vorgabe, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.

936 Die Verwendung der Gesamtkosten hat den ökonomischen Vorteil, dass keine falschen Anreize für eine suboptimale Kapitalintensität gesetzt werden, da eine Substitution von Betriebs- durch Kapitalkosten grundsätzlich keine Änderung der Effizienzwerte bedingt. Die Feststellung der Effizienz darf sich nicht auf eine bestimmte Kostenart beschränken. Eine Beschränkung der Effizienzvorgaben nur auf OPEX ist nicht sachgerecht. Beeinflussbare Kostenanteile bzw. ineffiziente Kosten können auch in CAPEX enthalten sein. Diese dem Effizienzdruck zu entziehen, würde die Perpetuierung ineffizient hoher CAPEX bedeuten und würde den Grundsatz verletzen, dass im Rahmen der Regulierung nur Kosten anerkennungsfähig sind, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Zudem geht das Argument, CAPEX seien nach Durchführung der Investition generell nicht mehr beeinflussbar, was zu einer übermäßigen Belastung der OPEX führe, ins Leere. Erstens zeigt die Einführung eines WACC, dass schon bei den Finanzierungsstrukturen der CAPEX entsprechendes Optimierungspotential besteht. Mithin

können insoweit auch Effizienzvorgaben erreicht werden. Zweitens müsste die logische Konsequenz des genannten Arguments lauten, die Effizienzvergleiche generell vor den tatsächlichen Investitionen durchzuführen. Das ist erkennbar nicht sachgerecht. Entscheidend für die Anwendung der Effizienzvorgaben auch auf TOTEX ist - neben der bereits oben genannten Möglichkeit der Existenz ineffizienter CAPEX - die unterschiedlichen Kapitalintensitäten der Netzbetreiber. Eine Anwendung der Effizienzvorgaben lediglich auf OPEX würde eine Schlechterstellung derjenigen Netzbetreiber bedeuten, die vergleichsweise hohe OPEX-Anteile aufweisen. Dies wäre nicht sachgerecht. Es würde einen regulatorischen Anreiz für die Netzbetreiber in Richtung kapitalintensiver Strategien setzen. Nur so wird ein ganzheitlicher Anreiz zu Effizienzsteigerungen gesetzt und Fehlanreize und Fehlallokationen, werden vermieden.

937 Darüber hinaus ist aus Sicht der Beschlusskammer ein Korrekturterm aufgrund der Transformation im Messstellenbetrieb nicht erforderlich. Eine entsprechende Regelung wurde in einzelnen Stellungnahmen aufgrund der Kosten, die aus vorzeitigen Anlagenabgängen im Bereich der Anlagengruppe „Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger“ entstehen, gefordert. Sofern den Netzbetreibern hieraus Kosten entstehen, kann eine angemessene Berücksichtigung dieser Kosten im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus erfolgen. Beispielsweise wurden bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus der vierten Regulierungsperiode die Kosten aus vorzeitigen Anlagenabgängen geprüft und anteilig im Ausgangsniveau berücksichtigt, einschließlich der Anlagengruppe „Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger“.

8.4. Definitionen der Elemente der Regulierungsformel (Tenorziffer 4.5)

938 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).

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

940 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 Festlegungen nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) und nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) ergeben, dass diese Elemente nicht oder noch nicht eingeführt werden.

9. Ausgangsniveau (Tenorziffer 5)

941 Tenorziffer 5 enthält die Regelungen zu den Grundsätzen der Ermittlung des Ausgangsniveaus für eine Regulierungsperiode. Nach wie vor wird im Rahmen der Anreizregulierung grundsätzlich auf die Kostenlage eines Netzbetreibers im Basisjahr der Regulierungsperiode aufgesetzt (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffer 2).

9.1. Festlegung und Grundsätze des Ausgangsniveaus (Tenorziffer 5.1)

942 Tenorziffer 5.1 regelt allgemeine Grundsätze für die Bestimmung des Ausgangsniveaus. Nach Tenorziffer 5.1 S. 1 erfolgt die Bestimmung des Ausgangsniveaus durch die zuständige Regulierungsbehörde. Hierbei handelt es sich um eine klarstellende materielle Regelung im Rahmen der ex-ante-Regulierung.

943 Tenorziffer 5.1 S. 2 bis S. 4 fassen die wesentlichen rechtlichen Grundsätze zusammen, die bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus zu berücksichtigen sind. Das Ausgangsniveau beschränkt sich hiernach auf die betriebsnotwendigen Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers und berücksichtigt eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen hierbei nicht berücksichtigt werden.

944 Bei Tenorziffer 5.1 S. 2 handelt es sich um eine Wiedergabe von § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG zu den geltenden Maßstäben der der Kostenorientierung und Kosteneffizienz. Der Grundsatz findet sich bereits auf der Ebene des europäischen Rechtsrahmens (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO). Netznutzer dürfen demnach nicht mit ineffizienten Kostenansätzen belastet werden. Eine spiegelbildliche Regelung im Sinne der Wettbewerbsanalogie, dass sämtliche Kostenbestandteile, die sich im Wettbewerb einstellen würden, berücksichtigt werden müssen, hat entgegen des Vortrags einzelner Stellungnahmen nicht zu erfolgen. Beispielsweise wird ein Wettbewerbsunternehmen auch erhebliche Beträge in Marketing und ähnliches investieren, was bei einem natürlichen Monopolisten nicht zwingend der Fall sein muss. Umgekehrt erlauben die unionsrechtlichen Vorgaben durchaus eine zeitliche oder sachliche Entkopplung der Kosten von den zugestandenen Erlösen, wie sie mit dem

Budgetprinzip zwangsläufig verbunden ist oder mit einem europarechtlich ebenfalls zulässigen Yardstick-Ansatz verbunden wäre. Ein Vollkostenansatz kommt im Einklang mit den europarechtlichen Vorgaben nicht zu Anwendung (siehe auch Abschnitt 4.1.1).

945 Zudem dürfen die Kosten nach Tenorziffer 5.1 S: 4 keine damit nicht zusammenhängenden Bestandteile zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen. Dieser Grundsatz ist nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Strom-VO ausdrücklich vorgegeben. 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.

946 Im Rahmen der Konsultationen zu den Festlegungen StromNEF/GasNEF wurde vorgetragen, es bestünden Wechselwirkungen zwischen der Effizienzprüfung und dem Effizienzvergleich. So könne der Effizienzvergleich durch ein uneinheitliches Vorgehen der Regulierungsbehörden bei der Effizienzprüfung verzerrt werden. Auch dürften keine Partialbenchmarks im Hinblick auf bestimmte Kostenpositionen erfolgen, weil sonst ein doppelter Benchmark stattfinde, der zu verzerrten Ergebnissen führe.

947 Der Effizienzgrundsatz ist aus Sicht der Beschlusskammer als zentrales Element wettbewerblich strukturierter Märkte weiterhin bereits im Rahmen der Kostenprüfung im Sinne einer Wettbewerbssimulation im natürlichen Monopol sowohl als Auslegungshilfe als auch als selbständiger Prüfungsmaßstab maßgeblich.[61] Die allgemeine Vorgabe in § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG („Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen“) wird folglich für die Kostenprüfung nicht durch die spezifischen Regelungen des anreizregulatorischen Effizienzvergleichs verdrängt. Die Prüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus nimmt somit nicht einen durchzuführenden Effizienzvergleich vorweg. Durch den Effizienzkostenmaßstab im Ausgangsniveau wird sichergestellt, dass sich der Effizienzvergleich nicht überwiegend auf ineffiziente Kosten bezieht, die im Vergleich untereinander nicht als solche zu identifizieren wären. Die bereits bekannten ineffizienten Kosten werden in einem ersten Schritt eliminiert, damit für den zweiten Schritt, den Effizienzvergleich, keine verfälschten Ergebnisse entstehen. Damit ist keine Vorwegnahme des Effizienzvergleichs verbunden, insbesondere erfolgt nach diesem methodischen Ansatz keine doppelte Berücksichtigung derselben Ineffizienz

[61] Vgl. Grün, Kosten in der Entgeltregulierung von Stromnetzen, S. 169; BGH, Beschluss vom 25.04.2023 - EnVR 32/21 - Rn. 31.

einerseits in der Kostenprüfung, andererseits im Verfahren des Effizienzvergleichs. Denn wenn ineffiziente Kosten bereits eindeutig in der Kostenprüfung identifizierbar sind, bleiben sie nach diesem Ansatz im späteren Effizienzvergleich von vorneherein außen vor. Dies ist entscheidend, um den Effizienzkostenmaßstab schon in der Kostenprüfung effektiv zur Geltung kommen zu lassen. Die Alternative wäre, bestimmte ineffiziente Kosten im Rahmen der Kostenprüfung bewusst „durchzureichen", damit sie sodann in den Effizienzvergleich einfließen. Dies wäre nicht sachgerecht. Soweit die Anwendung des Effizienzkostenmaßstabs in der Kostenprüfung erfolgt, fließen hingegen als eindeutig ineffizient identifizierte Kosten nicht in den Effizienzvergleich ein, weil sie vorher gekürzt werden. Dies könnte auch zum Vorteil betroffener Netzbetreiber im Effizienzvergleich sein. In diesem Zusammenhang sind auch vergleichende Betrachtungen zwischen Netzbetreibern bereits in der Kostenprüfung möglich[62], so etwa bei der Prüfung der Verlustenergiemengen im Basisjahr, sofern hiermit keine Vorwegnahme des Effizienzvergleichs verbunden ist. Die Beschlusskammer sieht im Zusammenspiel der Festlegungen RAMEN Strom und StromNEF die grundsätzliche Zulässigkeit solcher Vergleichsbetrachtungen aus den vorliegend dargelegten Gründen als erforderlich an. Bei derartigen Vergleichen, wie sie bislang bei der Verlustenergiemenge durchgeführt wurden, ist nämlich sichergestellt, dass in Bezug auf eine bestimmte Kostenart strukturell vergleichbare Netzbetreiber auf objektiver Basis miteinander verglichen werden, und dort Kosten identifiziert werden, die bei effizienten, strukturell vergleichbaren Netzbetreiber nicht entstehen würden.[63] Dies ist systematisch mit dem im nächsten Schritt erfolgenden Effizienzvergleich nicht vergleichbar, dieser hat methodisch eine andere Zielsetzung. Auch erfolgt durch den insoweit fehlenden Abbaupfad der Ineffizienzen keine Ungleichbehandlung. Zugleich können die Netzbetreiber im Verfahren der Kostenprüfung individuelle Besonderheiten geltend machen, die bei entsprechender Nachweisführung individuelle Anpassungen ermöglichen. Über die Ausgestaltung einer spezifischen Methodik etwaiger Vergleiche im Rahmen der Prüfung des Ausgangsniveaus ist in den Kostenprüfungsverfahren für die jeweilige Regulierungsperiode gesondert zu entscheiden.

[62] Effizienz- und Vergleichsbetrachtungen im Rahmen der Kostenprüfung befürwortend Grün, Kosten der Entgeltregulierung von Stromnetzen, S. 146 ff; OLG Schleswig, Beschluss vom 02.04.2014 - 16 Kart 3/13 - Rn. 87 ff. a.A. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 28.04.2021 - VI-3 Kart 798/19 - S. 62 f., unter Verweis auf Meinzenbach in Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl., § 6 ARegV Rn. 20.

[63] Vergleichsbetrachtungen zur Verlustenergie im Rahmen der Kostenprüfung bestätigend OLG Saarbrücken, Beschluss vom 13.01.2021 - 1 Kart 6/18 - S. 18 ff.; OLG Schleswig, Beschluss vom 02.04.2014 - 16 Kart 3/13 - Rn. 87 ff.

Konkrete Regelungen zu vergleichenden Betrachtungen in der Kostenprüfung sind nicht Gegenstand dieser Festlegung.

948 Die Grundsätze nach Tenorziffer 5.1 gelten unbeschadet besonderer Festlegungsregelungen für die Prüfung jeglicher Netzkosten. Kosten sind im Ausgangspunkt nicht zu berücksichtigen, sofern und soweit sie nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes dienen. Über diese wesentlichen Grundsätze hinaus gelten 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).

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

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

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

951 In systematischer Hinsicht ist eine eindeutige Trennung der OPEX und CAPEX[64] 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).

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

953 Im Gegensatz zur bisherigen Rechtslage wird diese Verzinsung nun sowohl für Eigen- als auch für Fremdkapital einheitlich kalkulatorisch bestimmt. 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

[64] Zum Begriffsverständnis von OPEX und CAPEX vgl. Tenorziffer 4.2 der Festlegung StromNEF.

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.

954 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.

955 Eine Entkopplung der Kapitalverzinsung von der tatsächlichen, individuellen Finanzierungsituation ermöglicht es den Netzbetreibern, unabhängig von einer etwaigen regulatorischen Anerkennung ihre Kapitalkosten betriebswirtschaftlich zu optimieren. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund bilanzieller, organisatorischer und gesellschaftsrechtlicher Gestaltungsspielräume und -notwendigkeiten. Insofern ist die Kapitalkostenvergütung über den WACC-Ansatz ein Instrument zur auch europarechtlich gebotenen Effizienzsteigerung.

956 Eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkung von (langfristigen) Rückstellungen, insbesondere Pensionsrückstellungen im Zusammenhang mit KA_{nEu}, ist innerhalb des WACC-Ansatzes zunächst nicht erforderlich. Langfristige Rückstellungen sind als Fremdkapital zu verstehen. Das bedeutet, in einem ersten Schritt werden für die Ermittlung der pauschalen Fremdkapitalverzinsung im Rahmen des WACC auch Pensionsrückstellungen im Zusammenhang mit KA_{nEu} berücksichtigt. Allerdings ist in einem zweiten Schritt die im Rahmen des WACC ermittelte, pauschale Fremdkapitalverzinsung im Hinblick auf die im Basisjahr bestehenden Pensionsrückstellungen zu korrigieren, da die darauf entfallenden Zinskosten über die Regelung der KA_{nEu} jährlich angepasst werden. Zinsanteile der Zuführungen, welche in der Gewinn- und Verlustrechnung im Finanzergebnis auszuweisen sind, sind für die Berechnung der Pauschalen innerhalb des WACC-Ansatzes nicht relevant (siehe hierzu Abschnitt 11.6.2.5). Die Berücksichtigung des Erfüllungsanteils der Zuführungen

bei KA_{nEu} (bspw. bei Pensionen als Personalkosten) als OPEX und die Anpassung als KA_{nEu} bleibt mangels Bezugs zu Fremdkapitalkosten hiervon gänzlich unberührt.

957 Die Einführung eines WACC-Ansatzes erscheint auch aus wissenschaftlicher Perspektive geboten. Die Theoreme von Modigliani und Miller[65] bestätigen, dass der Unternehmenswert unabhängig vom Verschuldungsgrad ist und folglich ein WACC (gewichteter, durchschnittlicher Gesamtkapitalkostensatz) für alle Netzbetreiber, unabhängig von ihrem Verschuldungsgrad, in gleicher Höhe Anwendung finden kann.

958 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.

959 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 sogenannter EKII-Zinssatz zu bestimmen, dessen Methodik in der Verordnung geregelt war. Beide Prüfschritte entfallen im Rahmen des WACC-Ansatzes.

960 Daraus folgt, dass der Verwaltungsaufwand durch einen pauschalen Gesamtkapitalkostensatz sowohl auf Seiten der Regulierungsbehörden, als auch auf Seiten der Netzbetreiber reduziert werden kann, ohne eine rechtmäßige Ermittlung der angemessenen Kapitalkosten zu konterkarieren. Auch entfallen (Fehl-)Anreize der Netzbetreiber, die Finanzierungstruktur des Unternehmens gegen den regulatorischen Rahmen zu optimieren und damit teilweise u. a. erhebliche Rechts- und Beratungskosten auszulösen, ohne dass eine im eigentlichen Sinne betriebswirtschaftlich optimale Finanzierungsstruktur erreicht würde.

961 Somit ergibt sich gemäß Tenorziffer 10 S. 1 und S. 2 die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung aus der Multiplikation des gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (WACC) mit der Verzinsungsbasis.

[65] 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.

962 Die Methodik zur Ermittlung des WACC wird in einer gesonderten Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG (Methodenfestlegung Kapitalverzinsung) geregelt, auf deren Basis eine Festlegung des konkreten WACC für eine Regulierungsperiode erfolgt.

963 Der Wert des pauschalen Gesamtkapitalkostensatzes ist entsprechend dem WACC-Konzept zu ermitteln. Dazu werden jeweils angemessene und risikoangepasste Vergütungssätze für den Einsatz von Eigen- und Fremdkapital gesondert ermittelt und anhand einer regulatorisch ermittelten Kapitalquote entsprechend gewichtet.

964 Zur Methodik der Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes / Gesamtkapitalkostensatzes wird auf die Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG (Methodenfestlegung Kapitalverzinsung) verwiesen.

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

966 Die Einführung einer Übergangsregelung, um etwaige Nachteile gegenüber bestehenden Finanzierungsmodellen auszugleichen, ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht erforderlich. Wie oben bereits ausgeführt, ermöglicht die Entkopplung der Kapitalverzinsung von der tatsächlichen, individuellen Finanzierungsituation es den Netzbetreibern, unabhängig von einer etwaigen regulatorischen Anerkennung ihre Kapitalkosten betriebswirtschaftlich zu optimieren. Ein „Nachteilsausgleich“ im Rahmen des Ausgangsniveaus würde dieses Ziel einer gebotenen Vereinheitlichung unterlaufen. So weisen auch einige Netzbetreiber darauf hin, dass möglichst ein WACC ohne aufweichende Sonderregeln festgelegt werden sollte. Der WAR spricht sich ebenfalls gegen eine Ausgleichs- oder Übergangsregelung aus. Es sei Aufgabe der Anreizregulierung, wettbewerbsanaloge Entgelte zu simulieren. Wenn auf Wettbewerbsmärkten Unternehmen zu ungünstigen Zeitpunkten Fremdkapital aufnehmen oder aus anderen Gründen hohe Fremdkapitalkosten haben, liege dies in der Verantwortung des Unternehmens. Eine Überwälzung auf die Nachfrager sei im Wettbewerb hingegen ausgeschlossen, sofern nicht sehr viele Unternehmen gleich gehandelt haben. Die betroffenen Unternehmen müssten, so der WAR, dann mit einer geringeren Eigenkapitalverzinsung auskommen, so wie dies auch auf Wettbewerbsmärkten der Fall wäre. Die Beschlusskammer verweist mit Blick auf das Erfordernis einer Übergangsregelung ergänzend auch auf die Ausführungen zu Tenorziffer 7 der Festlegung StromNEF.

9.3. Verweis auf Methodenfestlegungen (Tenorziffer 5.3)

967 Gemäß Tenorziffer 5.3 S. 1 erfolgt ein Verweis auf weitere Methodenfestlegungen zur näheren Bestimmung des Ausgangsniveaus und zur Ermittlung der Verzinsungsbasis (StromNEF) sowie zum konkreten WACC (Methodenfestlegung Kapitalverzinsung). Hierbei wird auf die Regelbeispiele nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 2 und § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 EnWG verwiesen, wonach Regelungen zur Bestimmung eines Ausgangsniveaus oder einer Kostenbasis sowie zu den Kosten für die Netzentgeltermittlung hinsichtlich des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen und den Elektrizitätsversorgungsnetzen getroffen werden können.

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

969 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.

9.4. Besonderheiten des Geschäftsjahres (Tenorziffer 5.4)

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

9.4.1 Kosten

971 Bei der Regelung in Tenorziffer 5.4 S. 1 zu Kosten wird sprachlich lediglich verkürzt auf das Basisjahr abgestellt. Bezogen auf die Regelung zu Kosten erfolgt somit keine Änderung zur bisherigen Rechtslage. Die Regelung hat sich etabliert und wird fortgeschrieben. So besteht nach wie vor aufgrund der Informationsasymmetrie und dem grundsätzlichen Basisjahreffekt, wie sie sich auch in einer dreijährigen Regulierungsperiode darstellen werden, ein faktisches Bedürfnis für die Regelung (siehe zu den Effekten die Ausführungen zu Tenorziffer 2). Insbesondere aufgrund der Informationsasymmetrie zwischen den Regulierungsbehörden und den Netzbetreibern ist eine auf eine Kostensenkung beschränkte Regelung sachgerecht.

Entsprechende kostenerhöhende Maßnahmen ergeben sich bereits aus dem Basisjahreffekt und sollen durch die Regelung im Interesse einer Anerkennung von nur betriebsnotwendigen Kosten kompensiert werden. Aus Sicht der Beschlusskammer führen weder die Transformationsphase des Energiesektors noch die Verkürzung der Regulierungsperiode dazu, dass der Basisjahreffekt gänzlich entfällt.

972 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.

973 Soweit in den Stellungnahmen kritisiert wurde, die Festlegung skizziere eine Methodik zur pauschalen Aberkennung jeglicher Besonderheiten des Geschäftsjahres mittels standardisierter Mittelwertbetrachtung ohne Einzelfallprüfung, ist klarzustellen, dass die Beschlusskammer mit der vorliegenden Festlegung keine Methodik zur Prüfung von Besonderheiten des Geschäftsjahres vorskizziert. Die konkrete Ausgestaltung angemessener Prüfansätze hat im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus zu erfolgen. Dabei ist die Wahrung der gesetzlichen und höchstrichterlichen Vorgaben selbstverständlich. Eine teilweise in den Stellungnahmen geforderte gesamthafte Betrachtung der Kostensituation ist hingegen abzulehnen, da sie dem Sinn und Zweck der Regelung zuwiderlaufen würde.

9.4.2 Erlöse und Erträge

974 Als spiegelbildliche Regelung zu Erlösen und Erträgen sieht Tenorziffer 5.4 S. 2 vor, dass auch insoweit Anpassungen an den Werten aus dem Basisjahr erfolgen können. Bei der Berechnung von Netzkosten und der Frage, ob diese betriebsnotwendig sind, ist es grundsätzlich irrelevant, ob durch einen Basisjahreffekt überhöhte Kosten oder atypisch geringe Erlöse oder Erträge ausgewiesen werden, zumal beide ähnlichen Gestaltungsmöglichkeiten der Unternehmen unterliegen. Bei der Regelung zu Erlösen und Erträgen erfolgt ergänzend zum Wortlaut von Tenorziffer 5.4 S. 1 eine Klarstellung, dass hier im Ergebnis auf die Erlöse und Erträge eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers abzustellen ist. Damit erfolgt eine Anknüpfung an das maßgebliche Kriterium zur Bewertung der Betriebsnotwendigkeit der gesamten Kostenbasis.

975 Im Ergebnis ist in diesen Fällen ein angemessener Wert anzusetzen, der über den Wert der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnungen hinausgehen kann. Hierbei handelt es sich lediglich um eine spiegelbildliche Regelung zu den Kosten nach Tenorziffer 5.4 S. 1, wo im Ergebnis eine Kürzung von Kosten auf einen angemessenen Wert erfolgen kann. Dies ist auch

aus systematischen Gründen sachgerecht. So kann es aus Sicht des Netznutzers im Hinblick auf ein überhöhtes Netzentgelt nicht darauf ankommen, ob die nicht betriebsnotwendige (Gesamt)kostenbasis sich aus erhöhten Kosten oder aus nicht repräsentativen Erlösen oder Erträgen ergibt. Eine ungeprüfte Übertragung von Erlösen und Erträgen würden dem Sinn einer Kostenprüfung zuwiderlaufen und nicht sicherstellen, dass lediglich die (Gesamt)kosten anerkannt würden, die der Betriebsführung eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Als Anwendungsfälle denkbar sind insbesondere Gestaltungsmöglichkeiten bei Bestandsveränderungen, bei den aktivierten Eigenleistungen oder bei der Auflösung von Rückstellungen.

976 In den konkreten Fällen, in denen eine Anwendung der Regelung zu Erlösen und Erträgen denkbar ist, wird insbesondere zu bewerten sein, inwiefern ein Netzbetreiber bei einer bestehenden, ggf. auch konstanten Kostenbasis ausgerechnet im Basisjahr einen atypisch geringen Erlös oder Ertrag aufgrund von Sondereffekten aufweist. Bei der Anwendung der Regelung ist sicherzustellen, dass keine isolierte Betrachtung von verringerten Erlösen erfolgt und ein möglicher Zusammenhang mit verringerten Kosten in den Blick genommen wird. Es ist dem Netzbetreiber unbenommen, darzulegen, welche nachvollziehbaren Gründe zu den atypisch geringen Erlösen oder Erträgen geführt haben oder dass gleichermaßen die korrespondierenden Kosten gesunken sind.

977 Einem Partialbenchmark, wie in einzelnen Stellungnahmen angemerkt, kommt diese Regelung nicht gleich. Es handelt sich nicht um einen Quervergleich von verschiedenen Unternehmen, sondern es erfolgt vielmehr – wie auch bei Tenorziffer 5.4 S. 1 – lediglich eine Betrachtung des betroffenen Unternehmens selbst.

978 Eine Hinzurechnung auf die Kosten des Basisjahres ist im Hinblick auf das Verbot, Plankosten anzusetzen (Tenorziffer 3.2 der Festlegung StromNEF), weiterhin ausgeschlossen. Die in einzelnen Stellungnahmen geforderte Aufnahme einer Regelung für sogenannte negative Besonderheiten, was faktisch eine Hinzurechnung auf die Kosten des Basisjahres darstellen würde, ist daher abzulehnen.[66]

[66] Nähere Ausführungen mit Blick auf das Verbot, Plankosten anzusetzen, finden sich in der Festlegung StromNEF unter Abschnitt 7. Netzkostenermittlung durch Kostenprüfung (Tenorziffer 3).

979 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.

980 Eine allgemeine Missbrauchsregelung[67] könnte die Regelung nicht ersetzen. Sie wäre mit Blick auf die Zielsetzung der Regelung jedenfalls kein adäquater Ersatz. Die Regelung zielt nicht allein auf die Verhinderung missbräuchlicher Gestaltung, sondern auf die Repräsentativität des Basisjahres als Kostenbasis für die kommende Regulierungsperiode.

10. Einstandspreis- und Produktivitätsanpassung der operativen Kosten (Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach Tenorziffer 6)

981 Die Festlegungen in Tenorziffer 6 beruhen auf § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG. Danach ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, im Wege der Festlegung das Anreizregulierungsmodell näher auszugestalten, insbesondere Regelungen zu treffen zum Verfahren bei der Berücksichtigung der Inflationsrate unter Einbeziehung der Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschritts in der Netzwirtschaft. Der Begriff des Verfahrens ist dabei untechnisch zu verstehen. Der Gesetzgeber wollte insoweit erkennbar an §§ 8, 9 ARegV anknüpfen, die gerade materielle Vorgaben enthalten.

982 Zu der Ausgestaltung der Regelungen in Tenorziffer 6.1 zum Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) und 6.2 zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen) gelten die folgenden Ausführungen. Die Regelungen zum VPI nach Tenorziffer 6.1 sind hierbei abschließend, während zu der näheren Ausgestaltung des Xgen eine Methodenfestlegung nach den Vorgaben in Tenorziffer 6.2 ergehen wird.

10.1. Anwendung des VPI

983 Es wird als sachgerecht betrachtet, die Betriebskosten (siehe Abschnitt 10.12.1 zu Kapitalkosten) durch den VPI und einen Xgen als Korrektur dieses VPIs anzupassen. Zwar umfasst der VPI neben der gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung die Inputpreisentwicklung aller Inputgüter (also Arbeit und Kapital), sodass grundsätzlich auch ein alternativer Index infrage käme, welcher zielgenauer nur die Einstandspreisentwicklung derjenigen Inputgüter abbildet, welche die Betriebskosten ausmachen. In Österreich wird

[67] Vgl. Heim, Eckpunktepapier NEF und Festlegungsentwurf RAMEN der BNetzA – Einführung einer allgemeinen Missbrauchsregelung (Teil 1), EWeRK 2025, 11.

beispielsweise solch ein Netzbetreiberpreisindex (NPI) verwendet. Allerdings ist der NPI in Österreich ein Inputpreisindex, der also keine Produktivitätssteigerungen betrachtet. Folgerichtig wird der Xgen in Österreich, anders als in Deutschland, nicht als Differential zum verwendeten Preisindex berechnet. Insofern kann der österreichische Ansatz nicht als Leitbild dienen. Zudem ist der etablierte VPI bereits in der Lage, gesamthaft Produktivitätsveränderungen und Inputpreisveränderungen in einem Index abzubilden, wodurch eine Anwendung der Residualmethode möglich wird. Solange der Xgen als Differential zu demjenigen Preisindex berechnet wird, als dessen Korrekturinstrument er anschließend verwendet wird, ist die resultierende Anpassung im Allgemeinen prognostisch unverzerrt. Für den VPI spricht, dass er ein allgemein anerkannter und zeitnah präzise verfügbarer Preisindex ist, und dass eine zusätzliche Festlegung eines alternativen Preisindex, der ggf. auch noch über die Zeit angepasst werden müsste, vermieden werden kann. Die Verwendung des VPI erhöht daher die Kontinuität und Planungssicherheit für alle Beteiligten.

10.2. Wert des Verbraucherpreisgesamtindexes

984 Herangezogen wird, wie in der ersten bis einschließlich vierten Regulierungsperiode auch, weiterhin der Wert des durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i der Regulierungsperiode als letzter verfügbarer Ist-Wert.

985 Die Heranziehung des letzten verfügbaren Ist-Wertes entspricht zunächst dem Grundansatz im Regulierungssystem. Der Budgetansatz der Anreizregulierung setzt durch die zeitweise Entkopplung von Kosten und Erlösen – auch neben der Effizienzvorgabe – Anreize, Optimierungspotentiale zu heben und so temporär Zusatzgewinne zu realisieren (siehe hierzu auch Abschnitt 6.1.2). Das Budget sollte dabei soweit wie möglich ex ante feststehen, also vor Beginn des jeweiligen Jahres. Andernfalls kann es dazu kommen, dass sich das Budget im Nachgang als niedriger herausstellt, was aus unternehmerischer Perspektive – in der Wirkung – einer nachträglichen Kürzung ähnlich sein dürfte. Durch den Ansatz von Planwerten mit anschließendem Plan-Ist-Abgleich geht auch zulasten der Netzbetreiber Planungssicherheit verloren. Abweichungen, welche letztlich beim Ansatz von Planwerten nicht vermeidbar sind, wären unter Verzinsung auszugleichen. Ist-Werte sind hingegen gesicherte Werte, mit denen Transparenz und Verlässlichkeit für alle Beteiligten besteht. Darüber hinaus ist der Ansatz von Planwerten mit Plan-Ist-Abgleich in der Abwicklung erheblich aufwendiger, da notwendigerweise Prognosen zu erstellen sind und ein Abgleich zwischen Prognosewert und

anzusetzendem Wert vorzunehmen ist. Auch der WAR wies darauf hin, dass die Heranziehung des VPI des vorletzten Kalenderjahres den Vorteil hat, dass jeweils bereits bekannte Werte zugrunde gelegt werden können.[68] Vor diesem Hintergrund stellt der Ansatz von Planwerten im Regulierungssystem eine Ausnahme dar.

986 Mit Blick auf den VPI sind die Gründe für diesen Grundansatz gerade einschlägig. Dies gilt insbesondere für ein möglichst ex ante feststehendes Budget und damit verbundener Planungssicherheit. Insoweit bestehen wesentliche Unterschiede zum Kapitalkostenaufschlag, bei dem Planwerte herangezogen werden. Beim Kapitalkostenaufschlag wird beim Ist-Abgleich auf die individuellen Kapitalkosten abgestellt. Eine nachträgliche Kürzung beim Plan-Ist-Abgleich entspricht dadurch eins zu eins gegenüber den Planansätzen geringeren Kapitalkosten. Damit entsteht hier gerade keine relevante Planungsunsicherheit. Auch ungeplante und unbeabsichtigte Verzögerungen, etwa bei der Bescheidung von Erlösobergrenzen, bieten keine Begründung dafür, bewusst eine entsprechende Reduktion der Planungssicherheit im Regulierungsrahmen anzulegen.

987 Der letzte verfügbare Ist-Wert des VPI ist dabei der Wert des vorletzten Kalenderjahres (t-2). Auch der VPI-Wert des Vorjahres (t-1) ist vor Veröffentlichung der Netzentgelte des jeweiligen Jahres noch nicht veröffentlicht. Der Wert des VPI des Vorjahres wurde vom Statistischen Bundesamt zuletzt am 16. Januar des Folgejahres veröffentlicht.[69]

988 Mittelfristig strebt die Europäische Zentralbank (EZB) eine Inflationsrate von 2 % an. Der EZB-Rat versteht dieses Ziel als ein symmetrisches Ziel. Symmetrie bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der EZB-Rat negative Abweichungen von diesem Zielwert als ebenso unerwünscht betrachtet wie positive. Das Inflationsziel von 2 % bildet einen klaren Anker für die Inflationserwartungen, was für die Gewährleistung von Preisstabilität von entscheidender Bedeutung ist.[70] Vor diesem Hintergrund sind dauerhaft unterhalb von 2 % liegende Inflationen ebenso wie dauerhaft oberhalb von 2 % liegenden Inflationen eher unwahrscheinlich. Im Rahmen gewöhnlicher Schwankungen um den Zielwert von 2 % wirkt sich die Heranziehung des Wertes des vorletzten Kalenderjahres nur in geringem Umfang aus

[68] Vgl. Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur, Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, S. 8, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/WAR/WAR_Conclusio_23_7_2025.pdf.
[69] Vgl. für 2024: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2025/01/PD25_020_611.html.
[70] Vgl. Erklärung zur geldpolitischen Strategie der Europäischen Zentralbank vom 8.7.2021, Nr. 5, abrufbar unter: https://www.ecb.europa.eu/home/search/review/html/ecb.strategyreview_monpol_strategy_statement.de.html.

und gleicht sich, auch bei einem Nachlaufen, über den Zeitverlauf aus. Kommt es trotz des Zielwertes der EZB von 2 % zu einem Sprung der Inflation – wie etwa im Zuge des Überfalls Russlands auf die Ukraine – hätte auch ein Planansatz nicht abgeholfen, da gerade solche Entwicklungen bei der Ermittlung eines geeigneten Prognosewertes noch nicht berücksichtigt werden konnten. Ein Planwert hätte dabei den Sprung der Inflation ebenfalls nicht abgebildet. Vielmehr wäre es hier bis zum Plan-Ist-Abgleich ebenfalls zu einem Zeitversatz gekommen.

989 Hinzu kommt, dass aus einem Anstieg des VPI häufig erst zeitversetzt ein Anstieg der realen Kosten des Netzbetreibers resultiert. Beispielweise reagieren die Tarifvertragsparteien mit höheren Gehältern (und daraus folgenden Erhöhungen der Personalkosten) regelmäßig nachträglich auf die vergangene Inflation.[71] Andere Gründe für Lohnsteigerungen wie eine gestiegene Produktivität und hohe Gewinne sollen damit nicht ausgeblendet werden, auch diese erfolgen aber typischerweise nachträglich und werden daher mit einem Zeitversatz bei der Anwendung des Terms VPI-Xgen pauschaliert, aber sachgerecht abgebildet. Auch bei einer expliziten Koppelung an die Inflation (z. B. Indexmiete) dürfte sich bei Mietzins, Pachtzins und Entgelt für Dienstleistungen (einschließlich Software) ein Zeitversatz von mindestens einem Jahr ergeben. Während Unternehmen in wettbewerblichen Märkten vor der Herausforderung stehen, wie und wann sie gestiegene Preise an ihre Kunden weitergeben können, ist dies im gegebenen System für die regulierten Unternehmen immer gewährleistet, wie dargestellt zeitnah und in der tatsächlichen Höhe.

990 Auch das Unterbleiben einer Inflationierung zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode infolge der Heranziehung des VPI-Wertes des vorletzten Kalenderjahres ist keine Inkonsistenz aufgrund des Ansatzes von Ist-Werten, sondern Ausfluss des Ansatzes, dass das System insgesamt vom Basisjahr als repräsentativem Zustand startet („Repräsentativität der Basisjahres“). Daraus folgt, dass nicht nur der VPI erst im ersten Jahr der Regulierungsperiode startet, sondern auch der Xgen und insbesondere der Abbaupfad für vorliegende Ineffizienzen. Letzteres führt dazu, dass das Ausgangsniveau zwei Jahre lang keiner Abbauvorgabe unterworfen wird, obwohl Netzbetreiber zu jeder Zeit und in jeder Konstellation Effizienzanstrengungen unternehmen sollten und diese auch den Kunden gutbringen müssen, so wie dies bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen der Fall

[71] So auch: Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur, Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, S. 8, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/WAR/WAR_Conclusio_23_7_2025.pdf.

ist (siehe hierzu auch die Ausführungen zu Tenorziffer 10.2). Bei einer Umstellung müsste entsprechend auch der Abbaupfad mit dem Basisjahr beginnen, so dass beispielsweise bei einem dreijährigen Abbaupfad im ersten Jahr der Regulierungsperiode der Abbau der Ineffizienzen bereits vollständig abgeschlossen sein müsste. Ein selektives Vorgehen wäre eine nicht gerechtfertigte Inkonsistenz. Ein Vorziehen des Xgen und des Abbaupfades wäre auch möglich, ohne dass die regulatorisch festgestellte Summe der Ineffizienzen bereits im Basisjahr bekannt sind. Es handelt sich bis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode ohnehin nur um eine Rechengröße. Bei der Festlegung der Effizienzvorgabe 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 (siehe hierzu Rn. 1239).

991 Auch aus der Beseitigung der Doppelanpassung von Kostenanteilen, die bereits anderweitig jährlich in der Regulierungsformel angepasst werden (Kapitalkosten, volatile Kostenanteile) folgt nicht, dass nicht mehr der Wert des VPI des vorletzten Kalenderjahres herangezogen werden dürfte. Insoweit fehlt es schon an einem systematischen Zusammenhang.

992 Unabhängig von der systematischen Konsistenz ist auch zu beobachten, dass die OPEX abzüglich kostenmindernder Erträge und Erlöse nach dem Basisjahr typischer Weise zunächst sinken, erst später wieder ansteigen und ihr lokales Maximum im nächsten Basisjahr erreichen, so dass eine etwaige wirtschaftliche Lücke bisher nicht feststellbar war.

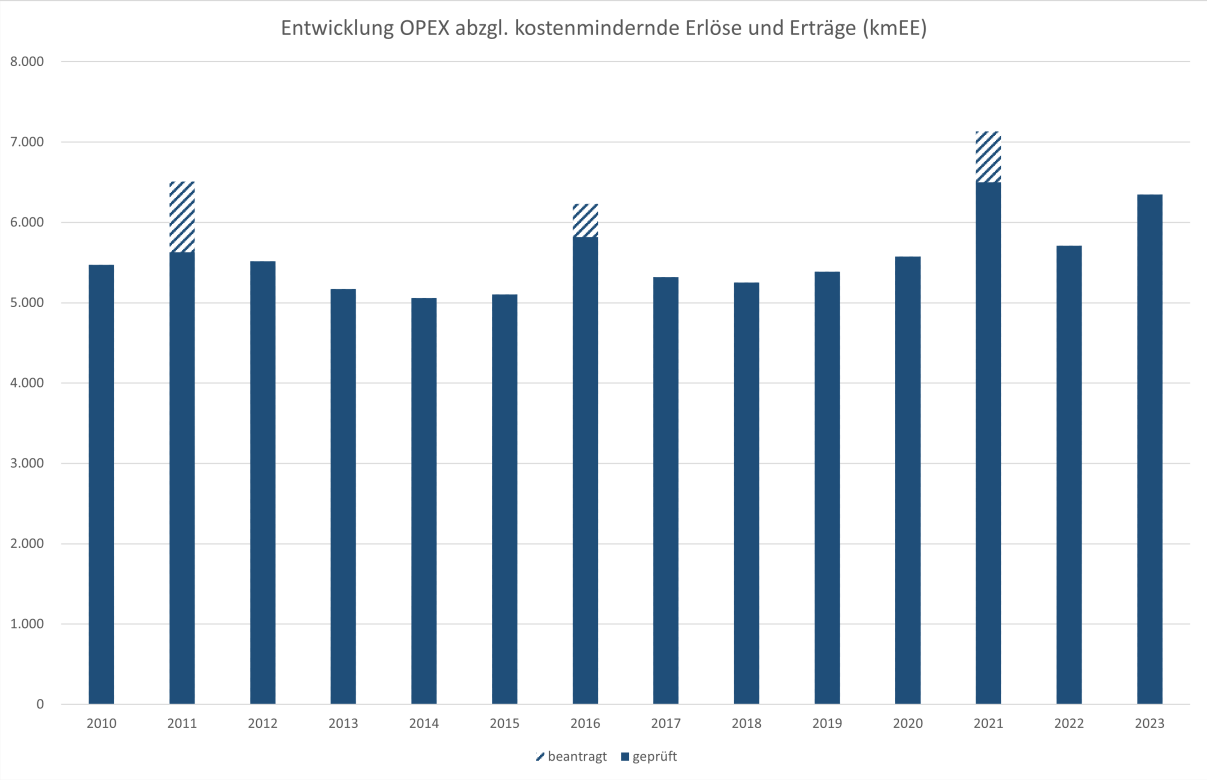


Abbildung: Entwicklung der OPEX abzüglich kostenmindernder Erlöse und Erträge bei Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (Daten der 80 NAP-pflichtigen VNB)

993 Bei Heranziehung des VPI des vorletzten Kalenderjahres ist eine Unterdeckung der effizienten Kosten gerade nicht zu beobachten. Der Basisjahreffekt (auch nach Kostenprüfung) und die Heranziehung des VPI des vorletzten Kalenderjahres führen wirtschaftlich zu einem Ausgangspunkt im ersten Jahr der Regulierungsperiode („Repräsentativität des Basisjahres"), der jedenfalls keine Unterdeckung zulasten der Netzbetreiber aufweist. Nominal steigende Kostenverläufe sind insbesondere nach dem Basisjahr nicht zu erkennen. Eine Beseitigung ist daher – ungeachtet der ebenfalls benannten Restriktionen[72] – nicht geboten. In diesem Zusammenhang sprach der WAR davon, dass die Netzbetreiber Anreize und aufgrund der vorhandenen Informationsasymmetrie auch Möglichkeiten haben, die Kosten im sogenannten Basisjahr strategisch „aufzublähen". In diesem Sinne wirke der „t-2"-Versatz als Korrektiv.[73]

994 Schließlich würde eine vorgezogene Inflationierung auf Plan-Basis bestehende Fehlanreize in Hinblick auf das Basisjahr verstärken. Denn nähme man eine Inflationierung bereits ab dem Basisjahr vor, bestünden dadurch für die Netzbetreiber zusätzlich verstärkte Anreize, Kosten

[72] Vgl. WIK, Diskussionsbeitrag Nr. 519, Dezember 2024, Ausgestaltungsmöglichkeiten eines generellen X-Faktors bei der Neugestaltung des deutschen Regulierungsrahmens, S. 12 f.
[73] Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur, Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, S. 8, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/WAR/WAR_Conclusio_23_7_2025.pdf.

möglichst im Basisjahr anfallen zu lassen. Je stärker die Kosten im Verlauf der Regulierungsperiode ausgehend vom Basisjahrwert angehoben werden, desto größer ist der Anreiz, Kosten möglichst im Basisjahr anfallen zu lassen. Dieser sogenannte Basisjahreffekt läuft jedoch der wirksamen Begrenzung der Kosten auf das effiziente Maß durch den Effizienzvergleich zuwider (vgl. zum Basisjahreffekt auch Rn. 753 f.).

995 Vor diesem Hintergrund ist auch der Vorschlag, den zweijährigen Zeitverzug auch beim VPI des Basisjahres einzubauen (VPI_{i-3} in der Formel), nicht sachgerecht. Aus den vorstehenden Gründen besteht schon keine Inkonsistenz durch die Heranziehung des VPI-Wertes des vorletzten Kalenderjahres, der durch einen solchen Alternativvorschlag abzuhelfen wäre. Überdies würde auf diese Weise eine Inflationierung mit Werten erfolgen, die bereits in das Ausgangsniveau eingeflossen sind.

996 Insoweit besteht auch kein Widerspruch zum beabsichtigten Jährlichkeitsprinzip bei den Übertragungsnetzbetreibern. Den Zeitverzug bei der Anpassung des VPI zu beseitigen, ist nicht Intention der geänderten Regulierungsmethodik der Übertragungsnetzbetreiber, sondern eine methodische Folge. Das Jährlichkeitsprinzip mit komplementären Effizienzanreizen und nachlaufenden Betriebsprüfungen stellt dabei eine temporäre und gebotene zweitbeste Lösung dar. Die Besonderheit der Transformationsaufgabe der Übertragungsnetzbetreiber wird im Rahmen der Konsultationen auch nicht ernsthaft in Abrede gestellt (siehe hierzu auch Ausführungen zu Tenorziffer 1). Sie ist in anderen Fällen weder geboten, noch lässt sie sich auf eine Vielzahl weiterer Netzbetreiber übertragen. Dabei kommt zudem auch im Jährlichkeitsprinzip kein „Plan-VPI“ zur Fortschreibung aus einem Basisjahr zur Anwendung, sondern es wird auf festgestellte Kostenentwicklungen abgestellt. Kostensenkungen in bestimmten Kostenarten sind in gleicher Weise unmittelbar anzusetzen. Mithin gehen in der Methodik der Übertragungsnetzbetreiber auch Chancen für Optimierungserträge, die gerade Sinn und Zweck der Anreizregulierung sind, verloren. Dies wird in der Diskussion des Systems für Übertragungsnetzbetreiber auch kritisch angemerkt. Das Jährlichkeitsprinzip bei den Übertragungsnetzbetreibern folgt auch aus der Angleichung der Regulierungssysteme Onshore und Offshore bei den Übertragungsnetzbetreibern. Das Offshore-Anschlussnetz ist ein schnell wachsender Teil des Übertragungsnetzes und wird derzeit in einem Jährlichkeitsprinzip reguliert und im Rahmen der Offshore-Netzumlage gesondert refinanziert. Vergleichbare Situationen gibt es bei den Verteilernetzbetreibern nicht.

997 Soweit in Stellungnahmen zum Sachstandspapier zudem kritisiert wurde, es habe eine Begründung in den Erwägungsgründen gefehlt, sei darauf hingewiesen, dass es sich lediglich um ein Sachstandspapier mit ersten Erwägungen handelte, die sich auf die Erörterung von Änderungen gegenüber dem Status quo fokussierten.

10.3. Notwendigkeit eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors

998 Entsprechend der Tenorziffer 6.2 ist für die adressierten Netzbetreiber gemäß Tenorziffer 1 weiterhin die Anwendung eines Xgen zur Korrektur des in der Erlösobergrenze angesetzten Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) vorgesehen. Die Beschlusskammer hat zunächst geprüft, inwiefern im zukünftigen Regulierungsrahmen eine Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors in der Energiewirtschaft notwendig bleibt. In einigen Stellungnahmen zu den Eckpunkten wurde vorgetragen, aufgrund der anstehenden Herausforderungen bei der Transformation der Netze seien weitere kurzfristige Produktivitätsverbesserungen nicht zu erwarten. Vielmehr würden energiewendebedingte Herausforderungen anstehende Produktivitätsverringerungen bedeuten. Im Nachfolgenden wird dargelegt, dass für den Xgen Unterschiede zwischen der Netz- und Gesamtwirtschaft relevant sind und diese weiterhin bestehen und auch, dass mit Blick auf andere Länder hinsichtlich der anstehenden Transformationsprozesse in der Strom- und Gasnetzwirtschaft die Anwendung eins Xgen geboten ist.

999 Die Rechtfertigung zur zukünftigen Anwendung eines Xgen ist zunächst konzeptioneller Art. Da die Netz- und Gesamtwirtschaft sich unterscheiden, ist prima facie davon auszugehen, dass die Produktivitäts- und Einstandspreisentwicklungen in der Netzwirtschaft im Vergleich zur Gesamtwirtschaft weiterhin unterschiedlich verlaufen. Eine wie immer geartete Erkenntnis, dass sich Netzwirtschaft und Energiewirtschaft im Gleichklang weiterentwickeln, ist nicht erkennbar. Je nach Entwicklung der Unterschiede kommt dann das Gebot zur Anwendung, dass zur Fortentwicklung der Erlösobergrenze von Netzbetreibern nur auf die effizienten Kosten der Netzbranche abgestellt wird. Zur Fortentwicklung der Erlösobergrenze von Netzbetreibern darf allerdings nur auf die effizienten Kosten der Netzbranche abgestellt werden. Nur so kann für eine Imitation von Wettbewerb auf nicht-wettbewerblich organisierten Märkten wie der Netzwirtschaft gesorgt werden, was wiederum Konsumenten schützt.[74] Würde hingegen die Erlösobergrenze von Netzbetreibern mit Kostenentwicklungen fortgeschrieben, die nicht repräsentativ für die Kostenentwicklung der effizienten Kosten sind,

[74] Gutachten zur zukünftigen Ausgestaltung des sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK 2025, S. 3.

so würde es zu ungerechtfertigten Über- oder Unterdeckungen der Netzbetreiber kommen. Bei einer anderen Entwicklung des Verhältnisses von Netzwirtschaft zu Gesamtwirtschaft kommt dagegen das Gebot zur Anwendung, dem Netzbetreiber ausreichend Mittel für die Bewältigung seiner Aufgaben zur Verfügung zu stellen und die Lebensfähigkeit der Netze zu sichern.

1000 Auch der wissenschaftliche Gutachter bestätigt die Notwendigkeit eines Xgen in der Regulierungsformel.[75] Konzeptionell ist der Xgen ein flexibles System, welches sowohl Über- als auch Unterdeckungen in der Netz- im Vergleich zur Gesamtwirtschaft identifizieren kann. Auch wenn der Xgen historisch gesehen positiv war, so bedeutet dies nicht, dass ein zukünftiger Xgen nicht auch negativ werden kann. Letzterer Fall würde bedeuten, dass die EOG gerechtfertigter Weise stärker als der VPI steigen würde.[76]

1001 Die Ermittlung eines Xgen ist somit nach der Prüfung der Beschlusskammer sowohl im Strombereich als auch im Gasbereich auch zukünftig ab der fünften Regulierungsperiode notwendig und geboten. Hierzu wird zunächst die historische Herleitung des Xgen in der ARegV skizziert (siehe 10.3.1) und in einem weiteren Schritt wird die Notwendigkeit der Ermittlung des Xgen im zukünftigen Regulierungsrahmen im Strombereich (siehe 10.3.2.2) dargestellt.

1002 Im Rahmen der Konsultation wurde ebenfalls gefordert, dass auch die Regulierungspraxis im Ausland und deren Übertragbarkeit geprüft werden solle. Im Rahmen des von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachtens wurde diese Frage geprüft. Im Rahmen des Gutachtens wurden deshalb beispielhaft die Regulierungssysteme in Österreich, den Niederlanden und Großbritannien untersucht. Die Auswahl bedeutet nicht, dass es in anderen Ländern keine Berücksichtigung des Produktivitätsfortschritts gäbe. Diese Länder wurden ausgewählt, da die dortigen Gegebenheiten grundsätzliche Ähnlichkeiten zu Deutschland aufweisen. So durchlaufen die Energiesysteme dieser Länder ebenfalls Transformationsprozesse. Diese Überprüfung hat ergeben, dass auch diese Länder einen Xgen ermitteln und anwenden. Eine Ähnlichkeit zum österreichischen System besteht darin, dass auch hier nur die OPEX mit einem Xgen angepasst werden. Insofern finden sich in der zukünftigen Regulierung auch Elemente wieder, die so auch im Ausland praktiziert werden.

[75] Gutachten zur zukünftigen Ausgestaltung des sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK 2025, S. 73 f.
[76] Gutachten zur zukünftigen Ausgestaltung des sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK 2025, S. 12 f.

Gleichzeitig ist es nicht sachrichtig, automatisch weitere Elemente aus der ausländischen Regulierung in Deutschland zu übernehmen.

10.3.1 Entwicklung bis zur vierten Regulierungsperiode

1003 Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor wurde 2007 in § 9 ARegV normiert (BGBl. 2007 Teil I Nr. 55). In den ersten beiden Regulierungsperioden wurde die Höhe des Xgen in § 9 Abs. 2 ARegV vorgeschrieben. Demnach betrug der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für Gas- und Stromnetzbetreiber in der ersten Regulierungsperiode jährlich 1,25 % und in der zweiten Regulierungsperiode jährlich 1,5 %. Ab der dritten Regulierungsperiode lag die Festlegung des Xgen im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur. Für Stromnetzbetreiber betrug demnach der Xgen in der dritten Regulierungsperiode 0,90 % und in der vierten Regulierungsperiode 0,86 %. Für Gasnetzbetreiber betrug der Xgen in der dritten Regulierungsperiode 0,49 % und in der vierten Regulierungsperiode 0,87 %.

1004 Bei der Festlegung dieser Werte hat die Beschlusskammer durch die Verwendung des Malmquist- und Törnqvist-Indexes eine Bandbreite an Werten festgelegt. Sie hat sich zur abschließenden Festlegung am unteren Rand dieser Bandbreite orientiert. Für Stromnetzbetreiber in der dritten Regulierungsperiode lag der Xgen nach Malmquist bei 1,35 % und nach Törnqvist bei 1,82 %. Zur Vermeidung von Brüchen zwischen dem Strom- und Gassektor und angesichts der Tatsache, dass es sich um die erstmalige Festlegung handelte, hat sich die Beschlusskammer entschieden, einen zusätzlichen Sicherheitsabschlag zu gewähren und den Xgen auf 0,90 % festzulegen. In der vierten Regulierungsperiode lag die Bandbreite im Strombereich bei 1,11 % (Malmquist) und 0,86 % (Törnqvist). Im Gasbereich der dritten Regulierungsperiode lag sie bei 0,92 % (Malmquist) und 0,49 % (Törnqvist). In der vierten Regulierungsperiode im Gasbereich lag sie bei 1,28 % (Malmquist) und 0,87 % (Törnqvist).

10.3.2 Notwendigkeit im zukünftigen Regulierungsrahmen

10.3.2.1 Grundsatz

1005 Wie im Gutachten des WIK auf Seite 3 ff. dargelegt wird, hat der Xgen die grundlegende Aufgabe, in natürlichen Monopolen für wettbewerbsanaloge Dynamiken zu sorgen. Durch den Xgen soll der zur Anpassung der Erlösobergrenze genutzte Preisindex so angepasst werden, dass Netzbetreiber nur ihre effizienten Kosten erstattet bekommen. Überhöhte Kosten, die so im Wettbewerb nicht realisierbar wären, sollten nicht erstattet werden. Da der Verbraucherpreisgesamtindex zur jährlichen Anpassung der Erlösobergrenze herangezogen

wird, setzen sich die notwendigen Anpassungen dieses Index aus zwei Komponenten zusammen: Einstandspreis- und Produktivitätsänderungen, welche als Differenz zu der jeweiligen gesamtwirtschaftlichen Größe betrachtet werden.[77]

1006 Aufgrund seiner Berechnungsweise ist der Xgen ein sehr flexibles Instrument: Gäbe es keine Differenzen bei den Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklungen zwischen der Netz- und Gesamtwirtschaft, wäre der Xgen gleich Null. Historisch gesehen war die Produktivitätsentwicklung in der Netzwirtschaft höher als in der Gesamtwirtschaft bzw. die Einstandspreisentwicklung niedriger in der Netz- als in der Gesamtwirtschaft, was in einem positiven Xgen resultierte. Grundsätzlich können sich diese Entwicklungen aber zukünftig auch ändern (beispielsweise durch überdurchschnittliche Kostensteigerungen auf Grund hoher Gleichzeitigkeit der Nachfrage nach netzbetreiberspezifischen Investitionsgütern oder Fachkräften), was sich auf den Xgen durchschlagen würde. Prinzipiell kann der Xgen auch negativ werden, was eine Erhöhung der Erlösobergrenze über die Steigerungsrate des Verbraucherpreisgesamtindex hinaus bedeuten würde.

1007 Diese inhärente Flexibilität rechtfertigt und erfordert auch zukünftig die Anwendung des Xgen im Regulierungssystem. Allerdings werden sich zukünftig im Strom- wie auch im Gasbereich gewichtige Transformationsdynamiken vollziehen. Wie die beiden folgenden Abschnitte darlegen, ist die Anwendung eines Xgen in beiden Netzbereichen trotz bzw. gerade wegen dieser Transformationsdynamiken auch zukünftig nach Ansicht der Beschlusskammer sachgerecht.

1008 Auch die bisherige Praxis zur Festlegung des Xgen legt nahe, dass sich in Zukunft ein von Null abweichender Xgen ergeben wird. In der dritten und vierten Regulierungsperiode haben sich bei der Ermittlung des Xgen in beiden Sektoren konstant positive Werte ergeben.[78] Darüber hinaus fand ein generelles Absinken des Xgen nicht statt: Auch wenn die berechneten Werte im Strombereich zwischen der dritten und vierten Regulierungsperiode sanken, so stiegen sie im Gasbereich an. Die Überprüfung des von der Beschlusskammer beauftragten Gutachters hat ergeben, dass der Verbraucherpreisgesamtindex nicht in der Lage ist, insbesondere die Entwicklung der OPEX abzubilden, da beide Reihen nicht korrelieren. In Summe ist somit der in der Konsultation geforderte Nachweis erbracht, dass in Zukunft davon auszugehen ist, dass sich die Einstandspreise und Produktivität in der Netzbranche und Gesamtwirtschaft nicht

[77] Vgl. Gutachten zur zukünftigen Ausgestaltung des sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK 2025, S. 3.
[78] Vgl. BK4-22-085 und BK4-24-028.

gleich entwickeln. Auch ist dem Eindruck entgegenzutreten, dass nur, weil ein Xgen einen gegebenenfalls als niedrig wahrgenommenen Wert annimmt, dieser keine bedeutenden monetären Auswirkungen hat. Da der Xgen ein Prozentwert ist, hat er durchaus eine spürbare Auswirkung auf die Erlösobergrenze in absoluten Größen. Letztendlich geht es bei der Thematik VPI-Xgen um die sachgerechte Abbildung der effizienten Kosten der Netzbetreiber. Das bedeutet, dass einerseits Netzbetreibern ihre effizienten Kosten zugestanden werden müssen, andererseits eine über die effizienten Kosten hinausgehende Erlösobergrenze jedoch zu Lasten der Netznutzer gehen würde, was ebenfalls zu vermeiden ist. Es zeigt sich auch, dass der Xgen bereits bei niedrigen Werten erhebliche monetäre Auswirkungen hat. Beispielsweise ergeben Berechnungen für den festgelegten Xgen im Strombereich der vierten Regulierungsperiode, dass eine Erhöhung des Xgen um einen Prozentpunkt über die gesamte Regulierungsperiode hinweg die Erlösobergrenze aller Netzbetreiber im Regelverfahren insgesamt um rund 1,8 Milliarden Euro senken würde. Bei einem Anteil der OPEX an den TOTEX von 65 % beliefe sich der Effekt eines nur auf die OPEX angewandten Xgen auf knapp 1,2 Milliarden Euro. Gleichzeitig verdeutlichen diese Werte auch die Größenordnungen, in denen den Netzbetreiber Geld fehlen könnte, wenn eine umgekehrte Entwicklung eintreten würde und diese nicht über den Xgen abgebildet würde. In Summe rechtfertigen diese Argumente die Anwendung eines Xgen.

1009 Schließlich muss festgehalten werden, dass die Methodik eines Xgen unabhängig von der Länge der Regulierungsperiode ist. Argumenten aus der Konsultation, dass bei kürzeren Regulierungsperioden keine Anwendung eines Xgen notwendig ist, kann nicht gefolgt werden. In einem Budgetprinzip muss unabhängig von der Länge einer Regulierungsperiode die Erlösobergrenze jährlich angepasst werden. Dabei darf die Anpassung nur um netzspezifische Einstandspreiserhöhungen abzüglich von Produktivitätssteigerungen erfolgen. Denn sowohl Über- als auch Unterdeckungen hinsichtlich der Kosten der Netzbetreiber sind zu vermeiden. Hierbei ist es der Xgen, der erst eine sachgerechte Anpassung der Erlösobergrenze leistet.

1010 Im Rahmen der Konsultation wurde gefordert, dass die Beschlusskammer klarstellen solle, dass der Xgen lediglich auf die Abbildung der effizienten Betriebskosten (OPEX) abzielt und nicht – wie impliziert – auf die Abbildung der gesamten effizienten Kosten (TOTEX). Dem kann nicht entsprochen werden. Der Xgen dient dazu, innerhalb einer Regulierungsperiode die geprüften Kosten des Basisjahres sachgerecht weiterzuentwickeln. Dies ist das grundlegende Konzept des Xgen. Die Frage, auf welche Kostenarten der Xgen angewendet wird, ist davon

unabhängig und betrifft die Besonderheiten des Regulierungssystems. Im deutschen Regulierungsrahmen ist die Anpassung der Kapitalkosten (CAPEX) mittels Kapitalkostenabgleich vorgesehen, was bedeutet, dass eine zusätzliche Anpassung der Kapitalkosten mittels Xgen nicht zulässig ist. Der Kapitalkostenabgleich bewirkt, dass die Kapitalkosten in jedem Jahr aktualisiert in die Erlösobergrenze einfließen, wodurch bereits jährlich eine Anpassung der Kapitalkosten an Mengen-, Inputpreis- und Produktivitätsänderung erfolgt. Eine zusätzliche Anpassung der CAPEX durch den Xgen-Index ist daher nicht erforderlich und auch nicht sachgerecht (vgl. auch Abschnitt 10.12.1), zumal auch schon keine Anwendung des VPI auf die CAPEX vorgesehen ist.

10.3.2.2 Xgen im Strombereich

1011 Wie das WIK-Gutachten zum Xgen[79] auf Seite 8 ff. darlegt, erfolgt im Zuge der Energiewende im Strombereich ein zunehmender Umbau des Energiesystems, welcher durch drei Charakteristika geprägt ist: Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung. Angebotsseitig findet ein Ausbau erneuerbarer Energien (insb. Wind- und Solarenergie) statt. Gleichzeitig erhöht sich die durchschnittliche Transportentfernung und die elektrischen Eigenschaften der Erzeugung wandeln sich grundlegend, da die erzeugte Energie inzwischen überwiegend umrichtergesteuert eingespeist wird. Nachfrageseitig findet eine Verschiebung hin zum Anschluss von neuen Verbrauchern (bspw. Wärmepumpen und Elektroautos) mit neuen, noch unbekannten Gleichzeitigkeitsfaktoren statt.[80] Nach Erkenntnissen aus der Konsultation werden diese Dynamiken generell so auch in der Branche gesehen. Beides bedingt, dass Verteilernetzbetreiber vor tiefgreifenden Änderungen in technischer, organisatorischer und finanzieller Hinsicht stehen. Neben dem Ausbau der Verteilnetze und der Einbindung dezentraler Speichersysteme steht die technische Transformation hin zur intelligenteren Netzsteuerung. Diese Entwicklungen legen nahe, dass umfangreiche Investitionen in die Stromnetzinfrastruktur zukünftig notwendig werden.

1012 Soweit absehbar, wird der Investitionsbedarf sowohl betriebs- als auch kapitalkostenseitig steigen.[81] Ob sich die Betriebskosten durch die Einführung von neuen digitalen Technologien erhöhen oder eher sinken, ist offen. Digitalisierung ist in der Gesamtwirtschaft zwar nicht nur, aber immer auch ein Instrument der Kostensenkung. Zugestanden sei, dass in einer

[79] Gutachten zur zukünftigen Ausgestaltung des sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK 2025.
[80] Bauermann, Kaczmarczyk, Krebs, Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe, Hans-Böckler-Stiftung Study Nr. 97 2024.
[81] Gutachten zur zukünftigen Ausgestaltung des sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK 2025, S. 10 ff.

Einführungsphase Kostenerhöhungen vorkommen können. Mittelfristig dient Digitalisierung aber sowohl der Verbesserung der Dienstleistung als auch der Senkung des Aufwands. Dagegen werden die Kapitalkosten durch den Ausbau und die Verstärkung bestehender Übertragungs- und Verteilnetzleitungen steigen. Auch wenn die allgemeinen Tendenzen der Entwicklung des Stromsektors absehbar sind, so ist insbesondere die konkrete Entwicklung der Betriebskosten mit gewissen Unsicherheiten verbunden. Hintergrund ist, dass bspw. Effizienzsteigerungen, Skaleneffekte und ein (durch Netzausbau oder bessere Prognoseinstrumente) reduzierter Bedarf an Redispatchmaßnahmen für eine Senkung der Betriebskosten sorgen können.[82]

1013 Auch der Zeithorizont spielt hierbei eine Rolle. Kurzfristig ist es durchaus denkbar, dass Kostensteigerungen zu Produktivitätsrückgängen führen. Langfristig könnte sich das Bild durch die Realisierung von Skaleneffekten und technologischen Innovationen umdrehen. Solche Produktivitätssteigerungen würden somit erst verzögert sichtbar, obwohl die mit ihnen verbundenen Kosten bereits jetzt anfallen.[83] Aufgrund seiner Flexibilität ist der Xgen in der Lage, eine sachgerechte Anpassung der effizienten Kosten im Zeitverlauf vorzunehmen. Sowohl kurzfristig steigende Kosten durch Produktivitätsrückgänge, als auch langfristig sinkende Kosten durch Produktivitätssteigerungen können hierdurch an die Netzkunden weitergegeben werden. Gleichzeitig ist der Xgen in der Lage, bei kurzfristigen Produktivitätsrückgängen für eine Erhöhung der Kostenbasis zu sorgen. Zusätzlich handelt es sich im Strombereich um sich graduell verschiebende Kostenparameter, die durch den Effizienzvergleich abbildbar sind. Dies unterstreicht, dass auch eine sachgerechte Ermittlung des Xgen möglich ist. Darüber hinaus gibt es mit dem Kapitalkostenabgleich wirksame Mechanismen, kurzfristig die durch die Transformation der Stromnetze bedingte Erhöhung der Kapitalkosten bei den Netzbetreibern abzubilden.

1014 Soweit zudem kritisiert wurde, die Beschlusskammer lege den Begriff der Besonderheit, beispielsweise bei den Besonderheiten der Versorgungsaufgabe nach § 15 ARegV, sehr viel restriktiver aus als hier, lassen die diesbezüglichen Stellungnahmen außer Acht, dass es sich um nicht vergleichbare Sachverhalte handelt. Die Versorgungsaufgabe wird in der Regel bereits durch die Vergleichsparameter im Effizienzvergleich abgebildet. Nur wenn die Versorgungsaufgabe ausnahmsweise durch die Auswahl der Vergleichsparameter nicht

[82] Gutachten zur zukünftigen Ausgestaltung des sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK 2025, S. 10, m.w.N.
[83] Gutachten zur zukünftigen Ausgestaltung des sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK 2025, S. 11 ff.

hinreichend berücksichtigt ist, kann eine Besonderheit vorliegen. § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV spricht daher auch nicht nur von Besonderheit der Versorgungsaufgabe, sondern von „Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe im Sinne des Vorliegens außergewöhnlicher struktureller Umstände“. Das heißt, die Besonderheit ist hier die Ausnahme. Demgegenüber ist es beim Xgen die Regel, dass die Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung der Netzwirtschaft nicht mit der der Gesamtwirtschaft übereinstimmt (s. o.). Das heißt, die Besonderheit ist hier gerade der Regelfall.

10.4. Sektorspezifische Ermittlung des Xgen

1015 Es ist geboten, dass in der Gas- und Stromnetzwirtschaft jeweils für jede Regulierungsperiode ein genereller sektoraler Produktivitätsfaktor in einer separaten Einzelfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG festgelegt wird. Die Gas- und Stromnetzwirtschaft agieren auf unterschiedlichen Märkten. Die Herausforderungen beider Netzwirtschaften entwickeln sich sehr unterschiedlich. Schon dies spricht dafür, die bisherige Praxis separater Xgen-Festlegungen beizubehalten. Darüber hinaus wäre durch eine einheitliche Festlegung auch mit keiner relevanten Vereinfachung bei der Ermittlung des Xgen zu rechnen, da weiterhin Daten für beide Sektoren separat benötigt würden und jeweils einzelne Berechnungen vorzunehmen wären. In der Gasnetzwirtschaft kann es dazu kommen, dass ein besonderes Verfahren gemäß Tenorziffer 6.3 der Festlegung RAMEN Gas notwendig wird.

1016 Neben der inhaltlichen Divergenz begründet sich eine separate Einzelfestlegung auch aus verfahrenstechnischen Erwägungen. Die Regulierungsperioden in der Gas- und Stromnetzwirtschaft beginnen zeitversetzt. Die Regulierungsperiode der Gasnetzwirtschaft beginnt ein Jahr vor derjenigen der Stromwirtschaft. Bei einer zusammengefassten Einzelfestlegung würde der Entscheidungszeitpunkt für die Stromnetzwirtschaft vorgezogen. In Zusammenhang mit der tatsächlich unterschiedlichen Entwicklung der Netzwirtschaften erscheint es nicht gerechtfertigt, diese Entscheidung für die Stromnetzwirtschaft vorzuziehen.

10.5. Ermittlung des Xgen für eine Regulierungsperiode

1017 Die Ermittlung des Xgen erfolgt zu Beginn einer Regulierungsperiode für die Dauer einer gesamten Regulierungsperiode. Dies steht im Einklang mit dem grundsätzlichen Ansatz der Anreizregulierung, der in der Entkopplung von Kosten und Erlösen eines Netzbetreibers für die Dauer der Regulierungsperiode besteht. Dem Ansatz der Anpassung der Kosten des Basisjahres mittels VPI-Xgen liegt die Annahme zu Grunde, dass das Differential zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft mittelfristig stabil ist. Dies rechtfertig einerseits die

Bestimmung des Xgen aus Daten der Vergangenheit. Es rechtfertigt anderseits ebenso den Ansatz, den Xgen nur einmal pro Regulierungsperiode und für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode zu bestimmen. Ein weiterer Grund für die einmalige Ermittlung des Xgens pro Regulierungsperiode ist praktischer Natur. Im Sinne der Verfahrensbeschleunigung wird auf Daten zurückgegriffen werden, die in bereits bestehenden Verfahren von der Bundesnetzagentur erhoben werden. Die bestehenden und sich hier anbietenden Datengrundlagen werden im bisherigen System einmalig pro Regulierungsperiode von der Bundesnetzagentur erhoben, geprüft und plausibilisiert. Daraus ergibt sich, dass die Ermittlung des Xgens mit einer höheren Frequenz einen erheblichen zusätzlichen Aufwand bei den Netzbetreibern und der Regulierungsbehörde bedeuten würde. Durch die geplante Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre verkürzt sich der Anwendungszeitraum des Xgen ohnehin, wodurch sich eventuelle Vorteile einer noch höheren Frequenz der Xgen-Ermittlung reduzieren.

1018 Die Bundesnetzagentur soll wie bisher den Xgen möglichst vor Beginn der Regulierungsperiode festlegen. Es handelt sich dabei aber – wie bisher – um keine Ausschlussfrist. Ein Ausschluss wäre nicht damit vereinbar, dass die Erlösobergrenze so festzulegen ist und die in ihre Festlegung eingehenden Werte so zu bemessen sind, dass die Netznutzungsentgelte auf der Grundlage der Kosten einer effizienten Leistungserbringung unter Einschluss einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals bestimmt werden.[84]

10.6. Daten zur Ermittlung des Xgen

1019 Die Einbeziehung der Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschritts in der Netzwirtschaft erfolgen unter Einbeziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet. Weiterhin verzichtet werden kann bei der Ermittlung auf die Verwendung der Daten von Netzbetreibern, die die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach Tenorziffer 16 gewählt haben. Damit kann auch weiterhin eine Methodik zur Anwendung kommen, die auf dem Effizienzvergleich aufbaut, an dem nur Netzbetreiber im Regelverfahren teilnehmen. Die Formulierung „Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet“ bedeutet ohnehin nicht, dass Daten aller Netzbetreiber verwendet werden müssen. Vielmehr werden hierdurch räumliche Grenzen definiert und eine geografische Anforderung an die einzubeziehenden Netzbetreiber aufgestellt. Besondere

[84] Vgl. BGH, Beschluss vom 26. Oktober 2021 – EnVR 17/20 –, juris Rn. 54.

Vorgaben für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren werden sowohl in dieser Festlegung, als auch in der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Xgen) konkretisiert. Generell ist festzuhalten, dass für die Bestimmung des Xgen eine belastbare und über die Zeit konsistente Datengrundlage notwendig ist. Für die Netzbetreiber des Regelverfahrens liegen umfangreich plausibilisierte Strukturdaten in sehr hoher Datenqualität vor. Dies rechtfertigt, bei der Ermittlung des Xgen auf Daten von Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren zu verzichten. Des Weiteren kann es notwendig sein, ergänzende Datenerhebungen zur Sicherstellung einer belastbaren, konsistenten und plausiblen Datengrundlage durchzuführen.

10.7. Ausgestaltung des Xgen

1020 Die Beschlusskammer hält daran fest, nähere Vorgaben und Regelungen zum Xgen nicht in dieser Festlegung vorzunehmen, sondern einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Xgen) zu überlassen. In Bezug auf Stellungnahmen hierzu, etwa zu Methodik, Prognosequalität und Evaluierung der Prognosegüte der Vergangenheit als Bestandteil des Prognoseprozesses, wird auf die Methodenfestlegung Xgen verwiesen.

1021 Es ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht erforderlich, bereits in der Festlegung RAMEN sachgerechte Maßstäbe für die Bestimmung des Xgen auch im Hinblick auf die Prognosequalität zu benennen, damit die Ermittlung wissenschaftlich fundiert und robust erfolgt. Denn es ist bereits bislang Prüfungsmaßstab, dass die verwendeten Methoden wissenschaftlichen Standards entsprechen. Eine explizite Aufnahme entsprechender Kriterien in die Rahmenfestlegung erscheint vor diesem Hintergrund nicht geboten. Vielmehr ist die Ausgestaltung der Methodik der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor) vorbehalten. Auf dieser Stufe wird die Methodik entsprechend des europäischen und nationalen Rechtsrahmens konkretisiert. Die vorliegende Festlegung setzt den Rahmen für die Weiterentwicklung der Anreizregulierung. Hierbei ist der Xgen ein Baustein.

1022 Ferner tritt die Beschlusskammer der Behauptung entgegen, die Prognosegüte sei so schlecht, dass von der Anwendung des Instruments Xgen gänzlich abgesehen werden müsse. Es kann vorkommen, dass durch Sondereffekte im Anwendungszeitraum die tatsächlich eintretenden Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklungen anders als die Anpassung durch VPI und den festgelegten Xgen verlaufen. Es ist davon auszugehen, dass die Abweichungen sich langfristig ausgleichen. Die behauptete Abweichung in der dritten Regulierungsperiode ist

allenfalls eine singuläre Betrachtung und betrifft nur einen sehr kurzen Zeitraum, der von Sondereffekten wie der Corona-Pandemie und dem Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine geprägt ist. Diese Ereignisse haben zu drastischen Anstiegen der Einstandspreise verschiedener Güter geführt; jedoch waren Netz- und Gesamtwirtschaft davon nicht unbedingt in dem Maße differenziell betroffen, wie es dem langfristigen Mittel und damit dem festgelegten Xgen entsprach. Dieser Sachverhalt vermag ein gänzliches Absehen von der Ermittlung eines Xgen nicht zu begründen.

10.8. Weitere Vorschläge zur Ermittlung des Xgen

1023 E.ON und Netze BW haben in ihren Konsultationsbeiträgen vorgeschlagen, den Zweck des Xgen neu zu festzulegen: Er solle ganz allgemein dazu dienen, exogene Betriebskostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode abzubilden. Diesem Vorschlag ist die Beschlusskammer nicht gefolgt. Dieser Ansatz vermengt das schlichte mengenbedingte Wachstum von Kosten mit der Frage der Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung. Für ein Mengenwachstum ist grundsätzlich die Verkürzung der Regulierungsperiode und übergangsweise die OPEX-Anpassung die richtige Antwort.

10.9. Anmerkung zum Verfahren

1024 Das Sachstandspapier hat keine Ergebnisse des von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachtens zur zukünftigen Ausgestaltung des Xgen vorweggenommen. Im Zuge der Entwicklung des NEST-Prozesses werden verschiedene Aspekte der zukünftigen Anreizregulierung parallel bearbeitet und entwickelt. Die zum Sachstandspapier erfolgte Konsultation der Tenorziffern stellten insoweit keine abschließende Entscheidung der Beschlusskammer und keine Vorgaben für das Ergebnis von Gutachten dar, die im Zuge der Methodenfestlegungen Teilaspekte dieser Festlegung betreffen. Insoweit berücksichtigt die Beschlusskammer die Ergebnisse aus dem Gutachten zur zukünftigen Ausgestaltung des Xgen und entwickelt eine sachgerechte Weiterentwicklung des Xgen, sowohl in dieser Festlegung, als auch in der entsprechenden Methodenfestlegung, im Zuge derer das Gutachten erstellt wurde.

10.10. Verfahrensregelungen (Tenorziffer 6.1 S. 3)

1025 Gemäß Tenorziffer 6.1 S. 3 wird im Hinblick auf die entsprechende Verfahrensfrage geregelt, dass die Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf den VPI (der Xgen steht zu diesem Zeitpunkt bereits fixiert fest) durch den Netzbetreiber erfolgt. Der Einordnung als

Verfahrensregelung ergibt sich daraus, dass auf ein Antragsverfahren oder eine Vorabanzeige verzichtet wird.

10.11. Formeländerung Multiplikator

1026 Die Regulierungsformel (Tenorziffer 4) sieht als funktionale Form der Anwendung von VPI und Xgen folgenden Term vor:

$$\prod_{i=1}^{t}\left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - Xgen\right)$$

1027 Dies unterscheidet sich von der in der ARegV verwendeten funktionalen Form:

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

1028 Da es sich bei dem Xgen um die Differenz der jährlichen Wachstumsraten von Netz- und Gesamtwirtschaft handelt, ist es mathematisch korrekt, die jährlichen Wachstumsfaktoren des VPI zu korrigieren, und diese korrigierten jährlichen Wachstumsfaktoren multiplikativ zu verknüpfen. In einem wissenschaftlichen Artikel[85] wurde darauf hingewiesen, dass die Formel aus der ARegV mathematisch nicht ganz korrekt ist. Sie führte zu einer überhöhten EOG, wenn $VPI_t/VPI_0 - Xgen_t > 1$, also wenn die Inflationsrate größer ist als der Xgen (was in der Vergangenheit meist der Fall war). Die praktische Anwendung wird durch die Formel nicht komplizierter: Zwar sind die Informationen über den Start- und Endwert des VPI (im Jahr t also: Basisjahr und t-2) nicht mehr ausreichend, jedoch sind alle Informationen über jährliche Entwicklung dazwischen vorhanden und wurden bereits zur Festlegung der EOGs vor dem Jahr t benutzt.

10.12. Keine Anpassung des Ausgangsniveaus bei bereits erfolgenden Anpassungen

1029 Ein wesentlicher Regulierungsgrundsatz ist, dass einzelne Kostenarten in der Erlösobergrenze nicht doppelt während einer Regulierungsperiode angepasst werden. Zur Vermeidung einer Doppelanpassung muss die Anwendung von VPI-Xgen auf die Kostenanteile beschränkt sein, welche dem Budgetprinzip unterliegen und daher nicht bereits anderweitig jährlich in der Regulierungsformel angepasst werden.

[85] Pfrommer, Tobias (2022): „Die Fortschreibung der Erlösobergrenze durch Verbraucherpreisindex und X-Faktor: Ein konzeptioneller Fehler in der deutschen Anreizregulierung“, Zeitschrift für Energiewirtschaft 46.2 (2022): 121-129.

10.12.1 Kapitalkosten

1030 Ein Grundsatz der Regulierung ist, dass Kostenpositionen nicht doppelt erstattet werden sollten, da dies auch im Wettbewerb langfristig nicht realisierbar wäre. Die Einführung des Kapitalkostenabgleichs in die Regulierungsformel der ARegV wirkt diesem Prinzip allerdings entgegen: Seit dieser Einführung werden Kapitalkosten im Kapitalkostenabgleich jährlich angepasst und unterliegen somit nicht mehr dem Budgetprinzip. Zusätzlich werden Kapitalkosten laut Regulierungsformel der ARegV allerdings weiterhin mit VPI-Xgen angepasst. Ein Ziel der vorliegenden Festlegung ist, diese „Doppelanpassung“ zukünftig zu vermeiden.

1031 Die Regulierungsformel der ARegV verdeutlicht diese Problematik. Seit der Einführung des Kapitalkostenabgleichs berechnete sich die Erlösobergrenze gemäß folgender Formel:

1032 $$EOG_t = KA_{dnb,t} + \left(\boldsymbol{KA_{vnb,t}} + (\mathbf{1} - \boldsymbol{V_t}) \times \boldsymbol{KA_{b,t}} + \frac{B_0}{T}\right) \times \left(\frac{\boldsymbol{VPI_t}}{\boldsymbol{VPI_0}} - \boldsymbol{Xgen_t}\right) + \boldsymbol{KKA_t} + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t.$$

1033 Im Folgenden liegt der Fokus auf den fett markierten Termen, welche die im Kontext des Xgen relevanten Terme sind. Zur besseren Veranschaulichung ist es hilfreich, den Kostenblock, auf den VPI – Xgen angewandt wird ($KA_{vnb,t}$ und $KA_{b,t}$), in zwei Teile umzuformen: $OPEX_0$ (Betriebskosten des Basisjahres) und $CAPEX_t$ (Kapitalkosten des Jahres t, welche wiederum aus den CAPEX des Basisjahres abzüglich des Kapitalkostenabzug des Jahres t bestehen). Beide Teile werden anschließend noch um die jährliche individuelle Produktivitätsvorgabe $Xind_t = V_t \times (1 - EW)$ korrigiert (EW ist der Effizienzwert und V_t der Verteilungsfaktor). Neu hinzukommende Kapitalkosten während einer Regulierungsperiode werden im Kapitalkostenaufschlag (KKA_t) abgebildet. Damit lautet der relevante Teil der obigen Formel im bestehenden System:

1034 $$(CAPEX_t + OPEX_0) \times (1 - Xind_t) \times \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - Xgen_t\right) + KKA_t.$$

1035 Diese Darstellung verdeutlicht, dass die CAPEX des Basisjahres bisher einerseits durch den Kapitalkostenabgleich sowie andererseits zusätzlich mit VPI-Xgen angepasst werden: Veränderungen bei den Kapitalkosten werden zunächst komplett über den Kapitalkostenabgleich angepasst. Die während einer Regulierungsperiode neu hinzukommenden Kapitalkosten werden im Kapitalkostenaufschlag abgebildet, die abgeschriebenen Kapitalkosten aus dem Basisjahr fallen aus der Erlösobergrenze durch den

Kapitalkostenabschlag heraus. Somit ist die zusätzliche Anwendung von VPI-Xgen auf die Kapitalkosten des Basisjahres für Bestandsinvestitionen doppelt und nicht gerechtfertigt.

1036 Darüber hinaus 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 bewertet, sodass sich Abschreibungen anhand der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten bestimmen und folglich keine Anpassung während der Regulierungsperiode notwendig ist.

1037 Auf diese doppelte Anpassung der CAPEX wurde im Rahmen der Konsultation des NEST-Eckpunktepapiers hingewiesen. Es existieren auch wissenschaftliche Artikel, welche auf diesen „konzeptionellen Fehler" des Xgen verweisen.[86] Eine Fortführung der bestehenden VPI-Xgen-Systematik ohne jegliche Anpassungen ist offenkundig nicht gerechtfertigt. Auch die Branchengutachter schließen sich dieser Einschätzung an und stellen fest, dass an diesem Punkt Einigkeit zwischen der Branche und der Beschlusskammer herrscht.[87]

1038 Indem die Anwendung des Xgen auf Kapitalkosten zukünftig entfällt, findet im zukünftigen Regulierungsrahmen keine Doppelanpassung der Kapitalkosten mehr statt. Somit werden Kapitalkosten (nur noch) über den Kapitalkostenabgleich und Betriebskosten über VPI-Xgen angepasst.

1039 Eine Alternative wäre, das System des Kapitalkostenaufschlags zukünftig nicht mehr anzuwenden und sowohl die Betriebs- als auch die Kapitalkosten mit dem Term VPI-Xgen anzupassen. Dem gegenüber ist einzuwenden, dass sich das System des Kapitalkostenabgleichs praktisch bewährt hat. Es ist in der Lage, während einer Regulierungsperiode hinzukommende Investitionen zielgenau abzubilden und in der Erlösobergrenze anzusetzen. Ein alternatives System mit einer Anpassung durch VPI-Xgen würde nicht diese Zielgenauigkeit aufweisen. Auch von Branchenseite wurde keine in diese Richtung gehende Änderung gefordert. Insofern ist der zukünftige Wegfall der Anwendung von VPI-Xgen auf Kapitalkosten die naheliegendste Möglichkeit, die Doppelanpassung fortan zu vermeiden.

---

[86] Pfrommer und Kanberger (2023), Wie zwei konzeptionelle Fehler des Xgen eine Unterdeckung der Erlösobergrenzen von Strom- und Gasnetzbetreibern verursachen, ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN 73, Heft 4.

[87] Gugler und Liebensteiner (2025), Zukünftige Ausgestaltung des Xgen in der deutschen Anreizregulierung – Gutachten im Auftrag des BDEW, Polynomics, S. 46.

1040 Dem Vortrag in der Konsultation, dass die beschriebene doppelte Anpassung der CAPEX einen Sicherungsmechanismus für die Netzbetreiber darstelle, der vor Fehlprognosen des Xgen schütze, kann nicht gefolgt werden. Der Xgen hat bereits konzeptionell als Ziel, in Zusammenwirkung mit dem VPI die Erlösobergrenze so anzupassen, dass nur die Steigerung der effizienten Kosten an Netzkunden weitergegeben wird. Gerade deswegen gilt es zu vermeiden, dass der ermittelte Xgen verzerrt ist – in beide Richtungen. Darüber hinaus verfängt auch der Vortrag nicht, dass in der Vergangenheit der Xgen zu Lasten der Netzbetreiber ermittelt worden sei.

10.12.2 Volatile Kosten

1041 Im bisherigen System der ARegV gibt es auch bei der Anpassung der volatilen Kosten analog zu den Kapitalkosten eine Doppelanpassung, die zukünftig zu vermeiden ist.

1042 Die Betriebskosten, abzüglich der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEu}), einschließlich des volatilen Kostenanteils im Basisjahr, werden mit VPI-Xgen angepasst. Die KA_{nEu} werden demgegenüber aufgrund ihrer bereits vorgesehenen individuell erfolgenden Anpassung nicht ein zweites Mal angepasst. Der volatile Kostenanteil wird zunächst in den Effizienzvergleich einbezogen, um eine Anwendung der individuellen Effizienzvorgabe auf diesen Kostenanteil zu gewährleisten. Der volatile Kostenanteil wird jedoch ebenfalls jährlich angepasst (Tenorziffer 8.4). Dadurch wird auch die Preisentwicklung dann bereits unmittelbar berücksichtigt. Die daraus entstehende Doppelanpassung wird adressiert, indem auch der Wert des volatilen Kostenanteils des Basisjahres als Korrekturterm innerhalb der Regulierungsformel bei der jährlichen Aktualisierung mit VPI- Xgen angepasst wird (siehe auch Erwägungen zum volatilen Kostenanteil).

11. Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 7)

1043 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}).

1044 Mit der Regelung in Tenorziffer 7 wird die allgemeine politische Leitlinie in § 21a Abs. 1 S. 4 EnWG aufgegriffen, wonach bei der Ermittlung von Obergrenzen die durch den jeweiligen Netzbetreiber beeinflussbaren Kostenanteile und die von ihm nicht beeinflussbaren Kostenanteile unterschieden werden sollen. Zudem enthält § 21a Abs 3 S. 3 Nr. 3 EnWG ein Regelbeispiel zur Unterscheidung von beeinflussbaren Kostenanteilen und solchen Kostenanteilen, bei denen keine Effizienzvorgaben umsetzbar oder die einer gesonderten

nationalen oder europäischen Verfahrensregulierung unterworfen sind, einschließlich ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode. Hierbei können insbesondere Kostenanteile als nicht beeinflussbar angesehen werden, die sich aus tatsächlich entstehenden Betriebssteuern und Abgaben sowie aus gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten (siehe hierzu jedoch Tenorziffer 7 S. 2 der Festlegung StromNEF) 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 Nr. 3).

1045 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).

1046 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.

1047 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.

1048 Hierzu werden auf der Ebene dieser Festlegung zunächst abstrakte Kriterien für die Kategorie der KA_{nEu} festgelegt. Diese abstrakten Kriterien zur Ausgestaltung des Rechtsbegriffs sind nicht nur die Richtschnur zur Einordnung verschiedener Kostenkategorien durch diese Rahmenfestlegung, sondern entfalten auch eine entsprechende Wirkung für nachfolgende Methodenfestlegungen, sofern auf dieser Ebene weitere Sachverhalte im Hinblick darauf geprüft werden, ob diese KA_{nEu} darstellen.

1049 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 Methodenfestlegung behandelt 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.

1050 Auch weitere Sachverhalte, die bereits jetzt an die Regulierungsbehörde herangetragen wurden, können auf der Ebene einer etwaigen Methodenfestlegung beizeiten anhand der Kriterien dieser Rahmenfestlegung eingeordnet werden. Sollte jedoch eine Vorprüfung der Beschlusskammer ergeben, dass keine weiteren Kostenanteile die hier definierten Kriterien als KA_{nEu} erfüllen, könnte es auch beim Katalog gemäß dieser Rahmenfestlegung verbleiben.

1051 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 keine praktische Relevanz.

11.1. Kriterien für KA_{nEu} (Tenorziffer 7.1)

1052 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.

1053 Mit der Abkehr vom Wortlaut der alten Fassung des § 21 Abs. 4 EnWG („Kostenanteile, die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden beruhen“) macht der Gesetzgeber in dem vom ihm formulierten Regelbeispiel nunmehr deutlich, dass die Einordnung der Kostenanteile vorrangig anhand ökonomischer Kriterien erfolgen kann. Wesentliches Kriterium ist demnach die Nicht-Umsetzbarkeit von Effizienzvorgaben. Aus einer ökonomischen Sicht kann hierzu betrachtet werden, inwiefern betriebswirtschaftlich eine Beeinflussung des Anfalls und der

Höhe der Kosten möglich ist. Aus einer ergänzenden ökonometrischen Untersuchung könnte zudem die Herleitung und Wirkweise des Effizienzvergleichs betrachtet werden (Welche Folgen im Effizienzvergleich hätte die Berücksichtigung der Kosten als Teil des Aufwandsparameters? Könnte der Kostenanteil im bestehenden oder künftigen Effizienzvergleich (voraussichtlich) durch bestehende oder neue Parameter abgebildet werden?). Die Beschlusskammer erachtet diese Aspekte bzw. Fragestellungen als sachgerechten Ausgangspunkt für die Abgrenzung von beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen im Sinne von § 21a Abs. 1 S. 4 EnWG.

1054 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 zum Eckpunktepapier NEST hat die Beschlusskammer die Ausgestaltung und Abgrenzung der Kriterien konzeptionell fortentwickelt. Im Folgenden erfolgen eine vertiefte Herleitung und Begründung der Kriterien unter Berücksichtigung der im Rahmen der bisherigen Konsultation vorgebrachten Stellungnahmen. Eine strikte Hierarchie der im Tenor definierten Kriterien ist damit nicht verbunden. Das Kriterium der Werthaltigkeit hingegen ist lediglich ergänzend heranzuziehen.

1055 Die Beschlusskammer sieht auch im Lichte der Stellungnahmen zum Sachstandspapier keinen Bedarf, weitere Kriterien zur Einordnung einer Kostenkategorie als KA_{nEu} aufzunehmen.

1056 Kosten aufgrund behördlicher oder gesetzlicher Vorgaben stellen kein geeignetes Kriterium zur Einordnung dar. Die Tatsache, dass Kosten aus behördlichen oder gesetzlichen Vorgaben resultieren, trifft grundsätzlich keine Aussage zu der Frage, ob Effizienzvorgaben hinsichtlich dieser Kostenposition umsetzbar sind. Zwar können behördliche oder gesetzliche Vorgaben die Beurteilung der Exogenität oder auch die Beurteilung der Gleichartigkeit (gilt die Vorgabe für alle Unternehmen oder nur für eine begrenzte Anzahl?) beeinflussen. Als abstraktes Kriterium zur Beurteilung der Frage, ob Effizienzvorgaben umsetzbar sind, sind behördliche oder gesetzliche Vorgaben aber nicht geeignet. Aufgrund der möglichen Berücksichtigung dieser Aspekte über die vorgeschlagenen Kriterien ist die Aufnahme eines solchen Kriteriums auch nicht erforderlich. Auch Verzögerungen durch behördliche, öffentliche, ökologische, zivilrechtliche und marktliche Engpässe sind nicht als eigenständiges Kriterium zu

berücksichtigen. Sämtliche Aspekte können hinreichend über die von der Beschlusskammer vorgeschlagenen Kriterien Berücksichtigung finden.

1057 Schließlich ist auch die Forderung, Kostenbestandteile aufzunehmen, deren Berücksichtigung im Effizienzvergleich aus übergeordneten Gründen nicht sinnvoll erscheine, abzulehnen. Als Beispiel wurde in diesem Zusammenhang genannt, dass die Ziele gemäß § 1 EnWG gefährdet sein könnten, wenn bestimmte Kostenanteile dem Effizienzdruck unterlägen. Aus praktischer Sicht ist zunächst festzustellen, dass die Anwendung und Abgrenzung dieses Kriterium mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden wäre. Entscheidend ist, dass der Gesetzgeber die Unterscheidung von beeinflussbaren Kosten und nicht beeinflussbaren Kosten (KA_{nEu}) nicht an das Erreichen der Ziele gemäß § 1 EnWG geknüpft hat, sondern die ökonomische Fragestellung in den Vordergrund gerückt hat, ob Effizienzvorgaben umsetzbar sind. Es ist zudem nicht ersichtlich, dass die Nicht-Einordnung einer Kostenposition als KA_{nEu}, bei der unternehmerische Effizienzmaßnahmen möglich sind, die Ziele des § 1 EnWG gefährdet. Die kriteriengestützte Bestimmung der KA_{nEu} dient vielmehr der Erreichung der Ziele des § 1 EnWG, insbesondere der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas.

11.2. Exogenität (Tenorziffer 7.2)

1058 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.

1059 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.

1060 Die Formulierung macht auch deutlich, dass selbst bei Kosten, deren Anfall dem Grunde nach dem Einfluss eines Netzbetreibers entzogen sein möge, dennoch ein Einfluss der Höhe nach bestehen kann. In solchen Konstellationen sind die Netzbetreiber gehalten, die Höhe des Kostenanteils im Rahmen ihrer Einflussmöglichkeit auf einen effizienten Maßstab zu

begrenzen. Sofern z. B. die Preiskomponente eines Kostenanteils vorgegeben sein sollte, kann nach wie vor ein Einfluss auf die Mengenkomponente möglich sein.

1061 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.

1062 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 hat (siehe hierzu unten zu Tenorziffer 7.4 und entsprechende übergeordnete ökonometrische Überlegungen). Jedoch kann auch bei einer individuellen, ökonomischen Betrachtung die Volatilität eines Kostenanteils dazu führen, dass dieser als exogen einzustufen ist. Beispielsweise kann dies für eine Preiskomponente gelten, wenn diese am (energiewirtschaftlichen) Markt faktisch bzw. in Teilen regulatorisch vorgegeben ist.

1063 Demnach wird im Rahmen des Regulierungsermessens zwar einerseits besonderer Fokus auf das Kriterium der Exogenität zu legen sein, zumal dieses Kriterium sich deutlich am Wortlaut der rechtlichen Vorgaben orientiert. Gleichzeitig werden im Rahmen des Regulierungsermessens auch die Kriterien der Volatilität und der Gleichartigkeit im Hinblick auf die Fragestellungen zum Effizienzvergleich zu erörtern sein (s.u.).

11.3. Gleichartigkeit (Tenorziffer 7.3)

1064 Das Kriterium der Gleichartigkeit ist ein negativ gewandetes Kriterium. Das bedeutet, gleichartige Kosten sprechen *gegen* die Einordnung als KA_{nEu}. Nach den Maßgaben des Kriteriums der Gleichartigkeit gelten Kostenanteile als beeinflussbar, wenn die Position in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise bei einer Vielzahl von Netzbetreibern gegeben ist. Bei gleichartigen Kosten besteht eine gute Aussicht, dass diese Kosten im Effizienzvergleich

durch einen geeigneten Kostentreiber angemessen abgebildet werden können. Negative Auswirkungen der Einbeziehung zulasten einzelner Netzbetreiber sind dann nicht zu erwarten. Die Einordnung eines entsprechenden Kostenanteils als KA_{nEu} ist demnach nicht erforderlich.

1065 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.

11.4. Volatilität (Tenorziffer 7.4)

1066 Wie erörtert, wird im Rahmen des Regulierungsermessens zur Einordnung von KA_{nEu} auch auf das Kriterium der Volatilität abgestellt. Innerhalb der Exogenität kommt es hierbei auf unternehmensindividuelle Betrachtungen an (s. o.). Bei der Bewertung als eigenes Kriterium ist wie beim Kriterium der Gleichartigkeit eine übergeordnete Betrachtung im Hinblick auf den Effizienzvergleich entscheidend. Kostenanteile, die eine hohe Volatilität aufweisen, können negative Auswirkungen auf die Aussagekraft des Effizienzvergleichs haben und könnten daher als KA_{nEu} eingestuft werden. Die Volatilität kann sich aufgrund der Eigenart, der Mengen- oder der Preiskomponente des Kostenanteils ergeben.

1067 Sofern dies verneint wird und die Kosten als beeinflussbar eingestuft werden (beispielsweise, weil sie wie die Treibenergie mit anderen beeinflussbaren Kostenkategorien korrespondieren können), können entsprechende Positionen jedoch noch der eigenen Kategorie der volatilen Kostenanteile nach Tenorziffer 8 zugeordnet werden.

11.5. Werthaltigkeit

1068 Grundsätzlich gilt, dass je geringer die Werthaltigkeit einer Position ist, es sich desto eher bei einer regulatorischen Betrachtung um beeinflussbare Kostenanteile handelt. Denn bei dieser Bewertung kann auch die Bedeutung der Kostenposition in Relation zum Gesamtbudget in den Blick genommen werden.

1069 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.

1070 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.

1071 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.

1072 Jedoch wird auch auf der Ebene der Festlegung RAMEN das Kriterium aufgegriffen, sofern es sich um eindeutig nicht werthaltige und damit im Gesamtsystem der Anreizregulierung vernachlässigbare Kostenpositionen handelt (s.u. zu den Betriebssteuern, die lediglich 0,1 % der Netzkosten ausmachen).

11.6. Anerkennung von KA_{nEu} (Tenorziffer 7.5)

1073 Mit Tenorziffer 7.5 werden die konkreten KA_{nEu} für Verteilernetzbetreiber als solche festgelegt. Die Regelung gilt für Kosten und Erlöse, da bezüglich dieser Kostenanteile eine gesamthafte Anpassung sachgerecht ist.

1074 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). Dies betrifft die gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV sowie die Konzessionsabgaben nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 ARegV.

11.6.1 Vorgelagerte Netzkosten

1075 Die vorgelagerten Netzkosten waren bisher nicht nach Maßgabe des § 21a EnWG (a.F.) zwingend als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ zu qualifizieren. Gleichwohl hat der Verordnungsgeber die vorgelagerten Netzkosten in den Katalog des § 11 Abs. 2 ARegV mit der Begründung aufgenommen, dass die erforderliche Inanspruchnahme der vorgelagerten Netzebene für den Netzbetreiber nicht beeinflussbar sei (BR-Drs. 417/07, Beschluss, S. 3). Im Regierungsentwurf zur Umsetzung des EuGH-Urteils (vgl. BT-Drs. 20/7310, Ziffer 23.) findet die vorgenannte Position keine explizite Erwähnung.

1076 Der nachgelagerte Netzbetreiber hat keinen Einfluss auf die Veränderung der Netzentgelte des vorgelagerten Netzbetreibers. Diese sind ausschließlich durch die regulatorisch anerkannten Kosten des vorgelagerten Netzbetreibers und dessen Absatzprognose getrieben. Die Preiskomponente für die vorgelagerten Netzkosten ist mithin weitestgehend exogen. Zu einem ganz überwiegenden Anteil werden auch die Absatzmengen durch den tatsächlichen Bezug der Letztverbraucher aus dem Netz des nachgelagerten Netzbetreibers determiniert (Arbeit). Aber auch die vom Letztverbraucher in Anspruch genommene Leistung, und damit auch seine eigene Jahreshöchstlast, kann der nachgelagerte Netzbetreiber bisher nur in engen Grenzen beeinflussen. 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.

1077 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 Mengenkomponente exogen geprägt.

1078 Bei Betrachtung der Volatilität der vorgelagerten Netzkosten erweisen sich diese zwar als verhältnismäßig konstant, wenn auch mit ansteigender Tendenz. Allerdings liegen vorgelagerte Netzkosten aufgrund des sogenannten Pancaking-Effekts insbesondere im Elektrizitätsbereich keineswegs gleichartig bei allen Netzbetreibern vor. Würden die Kosten des vorgelagerten Netzbetreibers bei diesem und (anteilig) den nachgelagerten Netzbetreibern als Aufwandsparameter angesetzt, ohne (anteilig) die entsprechenden

Vergleichsparameter zu berücksichtigen, käme es zu einer einseitigen Verzerrung des Effizienzvergleichs zu Lasten aller nachgelagerten Netzbetreiber.

1079 Anhand der Gesamtwertung der Kriterien insbesondere der Exogenität, aber auch der z.T. fehlenden Gleichartigkeit erfolgt eine Einstufung dieses Kostenanteils als KA_{nEu}.

1080 Die im Sachstandspapier Tenorierung mit Erwägungen noch enthaltene KA_{nEu}-Position der vermiedenen Netzentgelte (Tenorziffer 7.5 S. 1 Nr. 2 im Sachstandspapier) ist nach aktuellem Stand nicht mehr relevant und entfällt daher. Insoweit wird einerseits auf das derzeit laufende Verfahren zur „Abschmelzung der Entgelte für dezentrale Erzeugung in den Jahren 2026 bis 2028“ (GBK-25-02-1#1) verwiesen. Hiernach ist beabsichtigt, die vermiedenen Netzentgelte bereits ab 2026 schrittweise abzuschmelzen, sodass ab 2029 keine Entgelte für dezentrale Einspeisung mehr ausgezahlt werden sollen. Darüber hinaus treten die nach §§ 21a und 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen, und damit auch § 18 StromNEV, ohnehin zum 31.12.2028 außer Kraft.[88] Ohne eine Nachfolgeregelung sind Entgelte für dezentrale Einspeisung ab dem Jahr 2029 daher auch unabhängig vom Ausgang des Festlegungsverfahren GBK-25-02-1#1 nicht mehr zu gewähren. Mithin bedarf es keiner Einstufung vermiedener Netzentgelte in Bezug auf KA_{nEu}.

11.6.2 Versorgungsleistungen

1081 Kosten und Erlöse aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen werden als KA_{nEu} anerkannt, sofern diese Kosten und Erlöse unmittelbar beim Netzbetreiber für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal anfallen. Damit wird von den ehemaligen „Personalzusatzkosten“ nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 bis 11 ARegV lediglich der Sachverhalt der Versorgungsleistungen in der hier tenorierten Form als KA_{nEu} anerkannt. Die bisher als Personalzusatzkosten häufig gesamthaft vorgetragenen Kostenanteile werden demnach differenziert bewertet.

1082 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

[88] Vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2023 (BGBl. I Nr. 405).

Anreizregulierung anerkannt. Mit der Verneinung des Status als KA_{nEu} entfällt lediglich die Möglichkeit, die Kosten ohne einen Effizienzdruck an die Netznutzer „durchzureichen“.

11.6.2.1 Einordnung der Kostenanteile der Versorgungsleistungen in Abgrenzung zu den Lohnzusatzleistungen

1083 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.

1084 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.

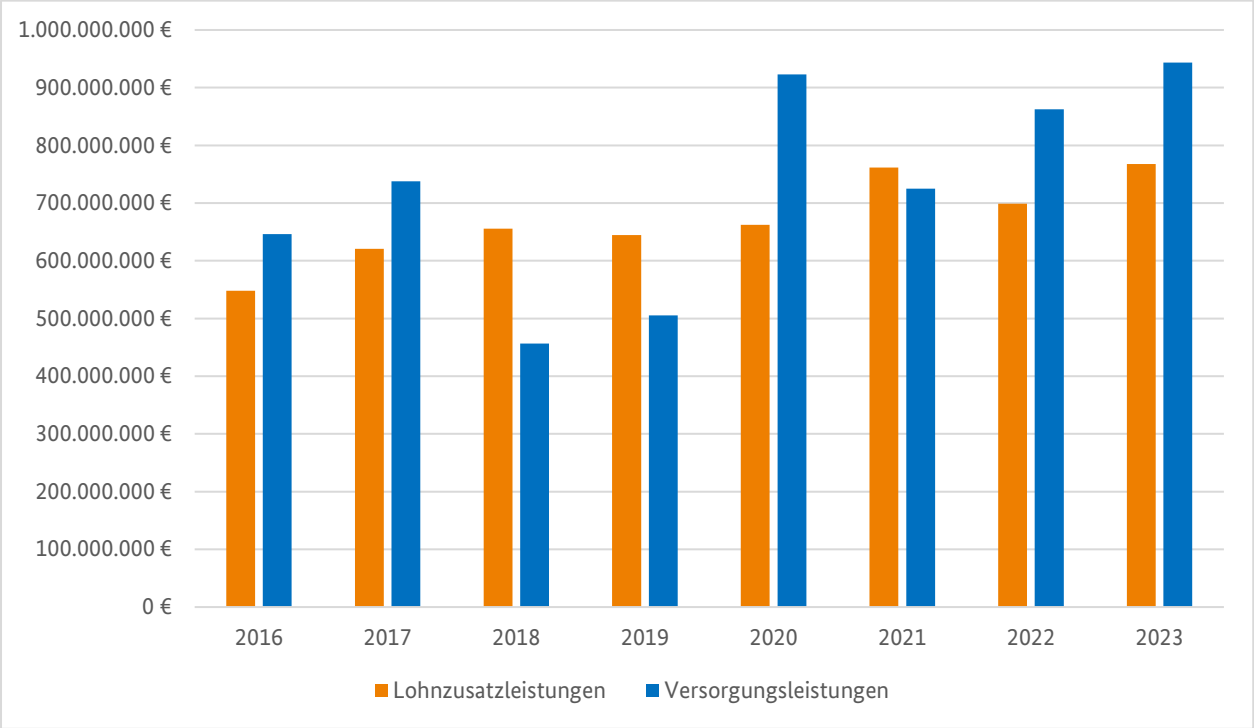


Abbildung: Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen von Elektrizitätsverteilernetzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (2016-2023)

1085 Die Abbildung veranschaulicht jedoch, dass die Versorgungsleistungen eine höhere Volatilität aufweisen als die Lohnzusatzleistungen. Intuitiv ist dies ohne weiteres nachvollziehbar, da die Versorgungsleistungen, je nach Ausgestaltung (z. B. im Treuhandmodell), deutlich stärker von etwa Börsenwertentwicklungen abhängig sind. Einschränkend ist bei der Differenzierung der Kosten zu beachten, dass die zu Grunde liegende Datenlage bis zum Jahr 2019 bzw. 2020 aufgrund von Fehleintragungen der Netzbetreiber möglicherweise nicht mit hinreichender Gewissheit belastbar ist.

1086 Anders als die Versorgungsleistungen, fallen die Lohnzusatzleistungen für eigenes Personal grundsätzlich gleichartig bei allen Netzbetreibern an und weisen eine geringe Volatilität auf. 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.

1087 Bei den Versorgungsleistungen verhält es sich hingegen so, dass diese sehr häufig auf Betriebsvereinbarungen beruhen und sehr unterschiedlich ausgestaltet sind. Während eine Vielzahl von Netzbetreibern sogenannte Versorgungskassen oder Versicherungen zur Altersabsicherung heranziehen, arbeiten andere Netzbetreiber mit sogenannten Treuhandmodellen. Beide Systeme führen insbesondere im Zeitverlauf zu sehr unterschiedlichen Kostenbelastungen bei den Netzbetreibern. Während bei den Lohnzusatzleistungen eher von einer geringen Volatilität auszugehen ist, ist diese bei den Versorgungsleistungen eher hoch. Bei den Versorgungsleistungen wählen die Netzbetreiber zwischen den verschiedensten Modellen, die in unterschiedlichem Maße Kosten hervorrufen. Beispielsweise können Versorgungsleistungen durch unmittelbare Zusagen des Netzbetreibers ohne wesentliche Zusatzabsicherung bewirkt werden. Dieser Sachverhalt wird sodann mit Rückstellungen beim Netzbetreiber abgebildet, bei denen aufgrund von Zinseffekten eine aufwandsseitige Volatilität der Zinskomponente bestehen kann. Alternativ 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.

1088 Auch kollektiv-arbeitsvertraglich verankerte Lohnzusatzleistungen können vom Netzbetreiber grundsätzlich beeinflusst und angepasst werden. Der Netzbetreiber hat auf längere Sicht betrachtet und auf den Zeitpunkt der Kostenverursachung bezogen, einen erheblichen Einfluss auf das Entstehen und die Anwendung einer kollektiv-arbeitsrechtlichen Vereinbarung. Zudem beeinflusst er in hohem Maße das zu Grunde liegende Mengengerüst, sprich die Anzahl der begünstigen Personen. In dieser Hinsicht sind die Lohnzusatzleistungen weitgehend mit den grundsätzlichen Personalkosten vergleichbar.

1089 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 aus. 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.

1090 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 Personalzusatzkosten wurden nicht vorgebracht.

1091 Im Ergebnis werden Kosten aus Lohnzusatzleistungen und Kosten aus Versorgungsleistungen unterschiedlich behandelt. Aufgrund der höheren Volatilität und der geringeren Gleichartigkeit werden die Versorgungsleistungen als KA_{nEu} eingestuft. Die Lohzusatzleistungen weisen hingegen keine vergleichbare Volatilität auf und sind wie

Personalkosten eher gleichartig, so dass eine Einstufung als beeinflussbarer Kostenanteil erfolgt.

11.6.2.2 Entfall der Stichtagsregelung

1092 Bei der hier erfolgenden Anerkennung von Versorgungsleistungen als KA_{nEu} wird auf die bisherige Stichtagsregelung verzichtet. Ein solcher Stichtag lässt sich nicht aus den formulierten Kriterien in Bezug auf die Exogenität, Volatilität und Gleichartigkeit ableiten. Auch jenseits dieser ausformulierten Kriterien dürfte sich eine solche Stichtagsregelung im Hinblick auf reine Sacherwägungen nur schwerlich begründen lassen. Die Beschlusskammer behält sich jedoch vor, die Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen z. B. im Hinblick auf das Kriterium der Branchenüblichkeit bezogen auf die Energiewirtschaft und/oder die Gesamtwirtschaft zu prüfen und erforderlichenfalls die Regelung dementsprechend einzuschränken.

11.6.2.3 Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen

1093 Im Hinblick auf den Wortlaut der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen wird durch eine Übernahme dieser Formulierungen aus § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV die bisherige Rechtslage insoweit fortgeführt.

11.6.2.4 Geltung für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal

1094 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.

1095 Die Regelung ist nicht auf entsprechende Kosten von konzernverbundenen Dienstleistern zu erstrecken. Schon unter § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV war höchstrichterlich geklärt, dass die insoweit vorgenommene Differenzierung zwischen Personalkosten und Kosten für Dienstleistungen mit höherrangigem Recht vereinbar ist. Sie trägt dem Umstand Rechnung, dass sich aus betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarungen längerfristige Bindungen ergeben können, denen sich ein Netzbetreiber, der davon betroffene Arbeitnehmer einsetzt, nicht ohne weiteres entziehen kann, während Kosten, die dem Netzbetreiber für die Inanspruchnahme von Dienstleistungen entstehen, auch dann nicht zu einer in vergleichbarer

Weise unumgänglichen Belastung führen, wenn die Leistungen von einem verbundenen Unternehmen erbracht werden.[89] Die Beschlusskammer hält daher an der Regelung in Tenorziffer 7.5 Nr. 2 fest.

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

1096 Unabhängig vom konkreten Modell der Ausgestaltung der Versorgungsleistungen (etwa als Direktzusage, mittels Contractual Trust Agreement (CTA) oder über eine Versorgungskasse) erfolgt eine gesamthafte Anpassung des Kostenanteils im Laufe einer Regulierungsperiode einschließlich aller etwaigen Zinskomponenten. 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.

1097 Eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkung von (langfristigen) Rückstellungen, insbesondere Pensionsrückstellungen im Zusammenhang mit KA_{nEu}, ist innerhalb des WACC-Ansatzes zunächst nicht erforderlich (siehe hierzu Abschnitt 9.2). Das bedeutet, in einem ersten Schritt werden für die Ermittlung der pauschalen Fremdkapitalverzinsung im Rahmen des WACC auch Pensionsrückstellungen im Zusammenhang mit KA_{nEu} berücksichtigt. Allerdings ist in einem zweiten Schritt die im Rahmen des WACC ermittelte, pauschale Fremdkapitalverzinsung im Hinblick auf die im Basisjahr bestehenden Pensionsrückstellungen zu korrigieren, da die darauf entfallenden Zinskosten über die Regelung der KA_{nEu} jährlich angepasst werden. Zinsanteile der Zuführungen, welche in der Gewinn- und Verlustrechnung im Finanzergebnis auszuweisen sind, sind für die Berechnung der Pauschalen innerhalb des WACC-Ansatzes nicht relevant. Dies verdeutlicht die folgende beispielhafte Berechnung:

1098 Bei einer beispielhaften gesamten Verzinsungsbasis von 100 und einem angenommenen Anteil des Fremdkapitals im WACC-Ansatz von 60 % wäre also die Verzinsungsbasis für das Fremdkapital 60, und zwar unabhängig vom tatsächlichen Bestand der Pensionsrückstellungen. Auch auf die Entwicklung des Bestandes im Verlauf der Regulierungsperiode kommt es nicht an. Zinsanteile etwa aus entsprechenden Pensionsrückstellungen, welche in der Gewinn- und Verlustrechnung im Finanzergebnis auszuweisen sind, werden innerhalb des WACC-Ansatzes im pauschalen Fremdkapitalanteil zunächst unterschiedslos mitberücksichtigt. Im Beispiel bleibend ergäbe sich demnach bei einem angenommen FK-Zinssatz von 3 % und einer Verzinsungsbasis für das Fremdkapital von

[89] BGH, Beschluss vom 12. November 2019 –EnVR 109/18.

60 (100 x 60 %) eine pauschale Fremdkapitalverzinsung von 1,8 (60 x 3 %). Angenommen, in der Bilanz wird für Pensionsrückstellungen ein Bestand im Basisjahr von 10 ausgewiesen, reduziert sich die pauschale Fremdkapitalverzinsung damit rechnerisch auf 1,5 (1,8 – 10 x 3 %). Die verbleibende pauschale Fremdkapitalverzinsung von rechnerisch 1,5 wird über den Kapitalkostenabzug nach Tenorziffer 9 und unter Anwendung der Effizienzvorgaben nach Tenorziffer 10 fortgeführt. Die insoweit erfolgende Korrektur der pauschalen Fremdkapitalverzinsung ergibt sich daraus, dass der Korrekturbetrag als Teil der KA_{nEu} jährlich anpassbar ist. Er unterliegt anders als die pauschale Fremdkapitalverzinsung im Übrigen gerade keiner Effizienzvorgabe nach Tenorziffer 10. Ohne diese Korrektur ergäbe sich aufgrund der vollständigen Anerkennung von $KA_{nEu,t}$ für Versorgungsleistungen eine doppelte Verzinsung der Pensionsrückstellungen.

1099 Die Anpassung des in der Gewinn- und Verlustrechnung enthaltenen, tatsächlichen Zinsaufwands für Pensionsrückstellungen erfolgt demnach jährlich über die Regelungen zu KA_{nEu}. Tenorziffer 7 S. 3 der Festlegung StromNEF steht dieser Anpassung aufgrund der Ausnahme für KA_{nEu} (vgl. Tenorziffer 7 S. 4 Festlegung StromNEF) nicht entgegen. Dies stellt eine gesamthafte Anpassung des Kostenanteils im Laufe einer Regulierungsperiode einschließlich der Zinskomponenten sicher. Gleichzeitig werden Finanzierungsrisiken im Zuge von Versorgungsleistungen reduziert, beispielsweise bei Schwankungen der Zinserträge aus CTA-Vereinbarungen oder bei Schwankungen der handelsrechtlichen Zinszuführungen für Rückstellungen. Hieraus können sich hohe Zinskosten in den betreffenden Jahren ergeben. Dies war zuletzt in den Jahren 2022 und 2023 der Fall. Die jährliche Anpassungsmöglichkeit der angefallenen, tatsächlichen Zinskosten als Teil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV verhinderte, dass die Netzbetreiber die insoweit außergewöhnlich hohen Kosten ohne Kompensationsmöglichkeit tragen mussten.

1100 Im Ergebnis wird die diesbezügliche Verwaltungspraxis sicherstellen, dass es im Zuge der Anpassungen nicht zu einer doppelten Anerkennung von Kosten kommen wird. Hierbei müssen die innerhalb des WACC-Ansatzes pauschal anerkannten Zinskosten im Hinblick auf den Abgleich der Kostenanteile $KA_{nEu,0}$ und $KA_{nEu,t}$ berücksichtigt werden. Wie zuvor beschrieben, muss ein Teil der über den WACC-Ansatz pauschal anerkannten Fremdkapitalzinsen anhand der tatsächlichen Verhältnisse der Rückstellungsbestände im Basisjahr bezüglich der Versorgungsleistungen als Teil von $KA_{nEu,0}$ bestimmt, von $CAPEX_0$ abgezogen und als $KA_{nEu,t}$ angepasst und fortgeführt werden. In einer Gesamtschau

überwiegen die Vorteile der Korrektur, wie der Ausschluss von Doppelanerkennungen oder auch die Reduzierung der Finanzierungsrisiken bei Versorgungsleistungen, den überschaubaren Aufwand, der zur Ermittlung der Korrektur im Basisjahr entsteht.

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

1101 Für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber werden 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. Bei diesen Kosten handelt es sich um den Anteil an den Entgelten zur Ausstattung von Zählpunkten einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und des Netzanschlusspunktes einer Messstelle mit einer Steuerungseinrichtung, den der jeweilige Anschlussnetzbetreiber nach dem MsbG tragen muss. Es werden nur die Kosten für iMSys an abrechnungsfähigen Zählpunkten berücksichtigt. Als abrechnungsfähig gelten nur solche Zählpunkte, die mit einem iMSys nach § 29 Abs. 1 und 2 MsbG ausgestattet sind und für die der § 30 Abs. 5 MsbG dem Messstellenbetreiber nicht untersagt, ein Entgelt gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber abzurechnen. Es werden nur Kosten für Steuerungseinrichtungen an abrechnungsfähigen Netzanschlusspunkten berücksichtigt. Als abrechnungsfähig gelten nur solche Netzanschlusspunkte, die nach § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG mit einer Steuerungseinrichtung ausgestatten sind.

1102 Die Beschlusskammer sieht die dem Anschlussnetzbetreiber daraus entstehenden Kosten als exogen an, da aufgrund der Rollentrennung von Messstellenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber die Ausstattung von Zählpunkten einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und des Netzanschlusspunktes einer Messstelle mit einer Steuerungseinrichtung letztlich der nach § 29 i. V. m. § 45 MsbG dazu verpflichtete Messstellenbetreiber umsetzt. Auch die Höhe der Beteiligung an den Entgelten für die Ausstattung von Zählpunkten einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und des Netzanschlusspunktes einer Messstelle mit einer Steuerungseinrichtung 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.

1103 Klarstellend sei darauf hingewiesen, dass sich die regulatorische Kosteneinordung der Tenorziffer 7.5 Nr. 3 auf die jeweils geltenden POG des MsbG bezieht und nicht auf die zum Zeitpunkt des Erlasses dieser Festlegung geltenden POG abstellt. Denn nach § 33 MsbG wird die Bundesnetzagentur ermächtigt durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG einzelne oder alle Preisobergrenzen nach den §§ 30 und 32 sowie einzelne oder alle Vermutungstatbestände nach § 35 anzupassen, aufzuheben oder neue Preisobergrenzen oder Vermutungstatbestände festzulegen.

1104 Derzeit werden Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber aus seinem Anteil an den Entgelten zur Ausstattung von Zählpunkten mit iMSys 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 (Festlegung zur regulatorischen Behandlung der beim Anschlussnetzbetreiber nach MsbG entstehenden Kosten) als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile eingeordnet. Diese Festlegung wird durch die vorliegenden Regelungen abgelöst und gemäß Tenorziffer 18 aufgehoben.

11.7. Ablehnung von KA_{nEu}

1105 Wie eingangs erörtert, werden hier alle weiteren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV und die aufgrund einer Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG als dauerhaft nicht beeinflussbare eingestuft sind, behandelt, die eine aktuelle Relevanz für Netzbetreiber haben. Das Sachstandspapier enthielt in Tenorziffer 7.5 eine Auflistung der im Vergleich zu § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV abgelehnten KA_{nEu} Positionen. In verschiedenen Stellungnahmen wurde angemerkt, dass dieser Auflistung keine eigenständige Regelungswirkung zukomme und daher entfallen solle. Diesen Aspekt hat die Beschlusskammer aufgegriffen und die entsprechende Auflistung in Tenorziffer 7.5 entfernt. Aus der verbleibenden, positiven Regelung der Tenorziffer 7.5 ergibt sich, dass die übrigen Kostenpositionen aus § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV nach Ansicht der Beschlusskammer die Voraussetzungen der Tenorziffern 7.1 bis 7.4 nicht erfüllen. Konkretisierend hierzu hat die Beschlusskammer klargestellt, dass eine vertiefte Erörterung der Voraussetzungen der Tenorziffern 7.1 bis 7.4 nur in Bezug auf Kostenanteile stattgefunden hat, die entweder nach § 11 Abs. 2 ARegV oder aufgrund einer Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile eingestuft sind.

1106 Soweit in Stellungnahmen darüber hinaus eine Einstufung von weiteren Kosten, wie beispielsweise die Kosten für den Aufbau des 450-MHz Funknetzes, als KA_{nEu} gefordert wurde, erfolgt vor diesem Hintergrund durch diese Festlegung keine Entscheidung. Weitere Sachverhalte, die bereits jetzt an die Regulierungsbehörde herangetragen wurden, können auf

der Ebene einer etwaigen Methodenfestlegung beizeiten anhand der Kriterien dieser Rahmenfestlegung eingeordnet werden. Sollte jedoch eine Vorprüfung der Beschlusskammer ergeben, dass keine weiteren Kostenanteile die hier definierten Kriterien als KA_{nEu} erfüllen, könnte es auch beim Katalog gemäß dieser Rahmenfestlegung bleiben (siehe hierzu auch Rn. 1049 f.).

11.7.1 Betriebssteuern

1107 Die zuvor in § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV aufgrund der Vorgabe aus § 21a Abs. 4 S. 2 2. HS EnWG (a.F.) als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteil anerkannten Betriebssteuern werden nicht als KA_{nEu} anerkannt. Unter Betriebssteuern in diesem Sinne sind alle Steuern zu verstehen, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind (BR-Drs. 417/07, S. 51). Damit stellen Ertragssteuern (Steuern auf Einkommen und Gewinn) keine Betriebssteuern dar. Unter die Betriebssteuern fallen die KfZ-Steuer, die Grundsteuer und die Stromsteuer.

1108 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.

11.7.2 Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen

1109 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 zunächst auf die entsprechenden Ausführungen bei der Anerkennung der Versorgungsleistungen verwiesen.

1110 Darüber hinaus hat die Beschlusskammer sich auch von den folgenden Erwägungen leiten lassen:

1111 Sozialpartnerschaft, Tarifautonomie und Wertschätzung werden nach Überzeugung der Beschlusskammer durch den angestrebten Regulierungsrahmen nicht gefährdet. Den Sozialpartnern der Netz- und Energiewirtschaft ist es nach wie vor unbenommen möglich, Tarifverträge und Betriebsvereinbarungen frei zu verhandeln und zu beschließen. Branchenweite Regelungen sind dann für alle Netzbetreiber einschlägig, was hier die Gleichartigkeit der daraus resultierenden Kosten unterstreicht. Auch die Kosten werden weiter anerkannt - im Rahmen der „normalen“ Kostenanerkennung. Ein „Durchreichen“ an den Endkunden ohne Effizienzdruck ist (tarif-)rechtlich weder gefordert noch wäre dies im

Wettbewerbsmarkt der Fall. In Bezug auf Sozialpartnerschaft, Tarifautonomie und Wertschätzung sind die Lohnzusatzleistungen auch weitgehend mit den grundsätzlichen Personalkosten vergleichbar, die schon durch den Verordnungsgeber nicht als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil eingeordnet wurden.

1112 In diesem Zusammenhang ist auch zu erwähnen, dass die Einbeziehung solcher Kosten in das Budgetprinzip für die Netzbetreiber und die Beschäftigten auch Vorteile bieten kann. Denn damit ist die Sicherheit verbunden, ein entsprechendes Budget für die gesamte Regulierungsperiode zur Verfügung zu haben und frei verwenden zu können. Dagegen müssen die nicht dem Effizienzvergleich unterliegenden Kosten im Detail jährlich nachgefahren werden, das heißt gegebenenfalls auch nach unten korrigiert werden.

1113 Lohnzusatzleistungen erfüllen nicht die Kriterien Exogenität, fehlende Gleichartigkeit und Volatilität. In Bezug auf die Exogenität wurden in den Stellungnahmen insbesondere die Energiewende als exogener Faktor, dadurch bedingte oder aus anderen Gründen steigende Personalbedarfe genannt.

1114 Die Beschlusskammer erkennt durchaus an, dass bezüglich der Anforderungen der Energiewende und der Digitalisierung qualifiziertes Personal erforderlich ist. Jedoch könnte diese Erwägung auch bei einer Vielzahl von weiteren Kostenpositionen angeführt werden, da diese Aspekte einen sehr wesentlichen Teil der grundsätzlichen energiewirtschaftlichen Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ausmachen. Es wäre daher nicht sachgerecht, allein aufgrund des Bezugs zur Energiewende hier eine Anerkennung als KA_{nEu} vorzunehmen. Häufig wurde zudem auf im Zuge der Energiewende steigende Personalbedarfe und damit steigende Personalkosten verwiesen. Auch hieraus ergibt sich jedoch keine überwiegende Exogenität der Kostenposition. Zunächst ist festzuhalten, dass auch eine steigende Tendenz einer Kostenposition nicht zwingend die Beeinflussbarkeit der entsprechenden Position beeinträchtigt. Soweit es aufgrund der Energiewende zu einer Änderung oder auch Erweiterung der Versorgungsaufgabe kommt, muss jeder Netzbetreiber individuell bewerten, wie er die neuen Aufgaben am effizientesten erfüllen kann. Dies kann durch die Neueinstellung qualifizierten Personals erfolgen, wobei auch in diesem Fall die grundsätzliche Beeinflussbarkeit von Lohnzusatzleistungen nicht ausgeschlossen wäre (vgl. Rn. 1088). Neben Personalaufwuchs gibt es in der Regel indes auch Alternativen, um neue Aufgaben zu erfüllen, bspw. das vermehrte Setzen auf Dienstleistungen oder verstärkte Investitionen in Automatisierung. Es verbleibt demnach ein nicht unerheblicher Einfluss auf die Kosten. Im

Übrigen können solche Entwicklungen zukünftig durch die Einführung der dreijährigen Regulierungsperiode schneller und unbürokratischer nachgefahren werden. Netzbetreiber müssen die Notwendigkeit der jeweiligen Kosten dann nicht mehr jährlich aufbereiten, abgrenzen und belegen. Hier standen in der Vergangenheit teilweise die Höhe der Kosten von Einzelsachverhalten und der zu betreibende Aufwand sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch auf Seiten der Regulierungsbehörden in einem Missverhältnis. In der anstehenden fünften Regulierungsperiode, die letztmalig eine Dauer von fünf Jahren haben wird, ist zudem die Einführung eines gesonderten Instruments zur Abbildung von Betriebskosten gemäß Tenorziffer 3.2 vorgesehen. Hierdurch können Änderungen aller Betriebskosten mit einem vereinfachten Ansatz während der Regulierungsperiode abgebildet werden.

1115 Auch eine gesteigerte Volatilität der Lohnzusatzleistungen lässt sich nicht feststellen. Zwar ist im Zeitverlauf der Jahre 2016 bis 2023 eine moderate Steigerung der Kosten aus Lohnzusatzleistungen zu beobachten gewesen (siehe Abbildung 1 oben). Eine moderate Steigerung führt jedoch nicht zur Volatilität einer Kostenposition. Von den betrachteten sieben Jahren ist lediglich in einem Fall, nämlich zwischen den Jahren 2020 und 2021, dem Basisjahr der vierten Regulierungsperiode Strom, ein etwas größerer Sprung von ca. 662 Mio. € auf ca. 762 Mio. € zu beobachten. Dieser Sprung ist jedoch nicht zu vergleichen mit den deutlich häufigeren und größeren Schwankungen im Bereich der Versorgungsleistungen. Da die Lohnzusatzleistungen im Gegensatz zu den Versorgungsleistungen nicht in relevantem Umfang abhängig von der Zinsentwicklung oder Börsenwertentwicklung sind, ist nicht zu erwarten, dass sich dieser Umstand ändert.

1116 Allein die Tatsache, dass Netzbetreiber unterschiedlich von der Energiewende betroffen seien und sich dadurch auch unterschiedliche Personalbedarfe bzw. Personalaufbaubedarfe ergäben, führt nicht zur fehlenden Gleichartigkeit der Kosten. Im Vordergrund steht, ob Kosten im Effizienzvergleich durch einen geeigneten Kostentreiber abgebildet werden können. Es ist für eine Gleichartigkeit im Sinne der Tenorziffer 7.3 daher ausreichend, wenn die Kostenposition bei einer Vielzahl von Netzbetreibern in zumindest ähnlicher Weise auftritt. Die Energiewende betrifft grundsätzlich sämtliche Netzbetreiber. Unterschiedliche Betroffenheit aufgrund von strukturellen Unterschieden (z. B. Größe des Netzgebiets, städtische oder ländliche Prägung, etc.) ist kein Sachverhalt, der auf die Energiewende beschränkt ist. Strukturelle Unterschiede sind im Effizienzvergleich zu berücksichtigen. Sie widerlegen die grundsätzliche Gleichartigkeit der Kostenposition aber nicht.

1117 Auch mag es dem Grunde nach zutreffen, dass es unterschiedlich ausgestaltete Tarifverträge zwischen großen und kleinen Netzbetreibern gibt. Auf diese Unterschiede kommt es für die Frage der Gleichartigkeit der Kosten nicht an. Es ist für die Gleichartigkeit nicht entscheidend, ob eine gewisse Lohnzusatzleistung in gleicher Höhe gewährt wird oder ob eine Vielzahl an Netzbetreibern genau die gleiche Lohnzusatzleistung gewähren. Kosten sind gleichartig im Sinne der Tenorziffer 7.3, wenn sie zumindest in ähnlicher Weise bei einer Vielzahl von Netzbetreibern gegeben sind. Es ist in der Folge Aufgabe des Effizienzvergleichs Unterschiede – bei gleicher grundsätzlicher Betroffenheit – als Ineffizienzen aufzudecken.

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

1118 Die Kosten für Betriebs- und Personalratstätigkeit, Berufsausbildung und Weiterbildung sowie Betriebskindertagesstätten werden aufgrund der Gleichartigkeit und der hohen Konstanz nicht als KA_{nEu} anerkannt.

1119 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.

1120 Die Kriterien Volatilität und fehlende Gleichartigkeit sind aus Sicht der Beschlusskammer nicht erfüllt. Die Anzahl der Betriebsratsmitglieder richtet sich nach der Größe der Belegschaft und schwankt üblicherweise nicht. Im Übrigen spricht die Tatsache, dass der Betriebsrat abhängig von der Anzahl der Belegschaft ist, nicht gegen die Gleichartigkeit. Ein Beleg für die Volatilität der Kosten ist dies ebenfalls nicht.

1121 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.

1122 Im Hinblick auf Anreizwirkungen gilt, dass bei den Positionen der Betriebs- und Personalratstätigkeit sowie Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und bei Betriebskindertagesstätten durchaus gewisse Handlungsmöglichkeiten bestehen, diese Kostenanteile effizient auszugestalten und daher diese Kostenpositionen dem Effizienzvergleich unterliegen können. Auch in Bezug auf diese Kosten erkennt die Beschlusskammer durchaus an, dass bezüglich der Anforderungen der Energiewende und der Digitalisierung qualifiziertes Personal erforderlich ist. Wie zuvor bereits ausgeführt, wäre es jedoch nicht sachgerecht, allein aufgrund des Bezugs zur Energiewende hier eine Anerkennung als KA_{nEu} vorzunehmen.

1123 Nach dem Vortrag der Stellungnahmen seien die erforderlichen Kriterien auch in Bezug auf Aus- und Weiterbildungskosten erfüllt. Aufgrund der demografischen Entwicklung der Belegschaften der Netzgesellschaften gebe es sehr unterschiedliche Ausbildungsbedarfe und damit auch eine individuelle Entwicklung je Netzgesellschaft und daher sehr unterschiedliche Kosten zwischen den Netzbetreibern (fehlende Gleichartigkeit). Dem ist entgegenzuhalten, dass letztlich sämtliche Netzbetreiber von demografischen Entwicklungen betroffen sind. Hier kann es zwar unterschiedliche Ausmaße geben. Es handelt sich aber nicht um netzbetreiberspezifische Entwicklungen, sondern um in erster Linie regionale Phänomene, sodass es immer eine Reihe von Netzbetreibern geben wird, die in ähnlicher Weise betroffen sind. Für die Höhe von Weiterbildungskosten hat die demografische Entwicklung allenfalls eine untergeordnete Bedeutung. Das Kriterium der fehlenden Gleichartigkeit ist nach Auffassung der Beschlusskammer mithin nicht erfüllt.

1124 Schließlich ist auch eine Volatilität der Position nicht zu erkennen. Das Kriterium der Volatilität ist nichts bereits erfüllt, wenn sich Kosten lediglich nicht konstant entwickeln oder wenn sie unterschiedlich steigen. Wie zu Tenorziffer 7.4 erläutert, kommt es insbesondere auf eine übergeordnete Betrachtung im Hinblick auf den Effizienzvergleich an. Beispielsweis lässt sich eine Schwankungsbreite der Berufsaus- und Weiterbildungskosten, die negative Auswirkungen auf die Aussagekraft des Effizienzvergleichs erwarten ließen, aus den Vergangenheitsdaten nicht ablesen. Diese Erkenntnis wird durch den in den Stellungnahmen in diesem Zusammenhang vorgebrachten Hinweis, die entsprechenden Kosten seien zwischen 2016 und 2023 – also einem achtjährigen Zeitraum – um ca. 45 % gestiegen, nicht erschüttert.

1125 Aus ökonomischer Perspektive ist es zudem wichtig, dass Netzbetreiber die unternehmerische Wahlfreiheit haben, gut qualifiziertes neues Personal einzustellen, welches entsprechend

teurer ist und über die Personalkosten ohne Einschränkung in den Effizienzvergleich eingehen, oder sein vorhandenes Personal aus- und weiterzubilden. Beide Möglichkeiten stehen in einem Substitutionsverhältnis. Zu welchem Grad er zwischen den beiden Optionen wählt, sollte durch Effizienzabwägungen determiniert und nicht durch regulatorische Sonderbehandlungen der Aus- und Weiterbildungskosten verzerrt werden.

11.7.4 Forschung und Entwicklung

1126 Die Anerkennung von Kosten und Erlösen als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 12a ARegV wird nicht fortgeführt. Der Anteil dieser Kosten an den Gesamtkosten beträgt nahe 0 % (Anteil an den Erlösobergrenzen 2023). Die Forschungs- und Entwicklungstätigkeit ist zudem sehr endogen geprägt. Anfall und Höhe der entsprechenden Kosten sind stark vom Netzbetreiber beeinflussbar.

1127 Die Fortschreibung des § 25a ARegV erfolgt jedoch ohne einen Bezug der Regelung zu KA_{nEu} und ermöglicht als Anreizelement einen etwaigen Aufwuchs der Kosten für Forschung und Entwicklung im Vergleich zum Basisjahr (vgl. Tenorziffer 17). Die bisherige Regelung in § 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 12a ARegV („Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a“) galt zudem nicht für die Kosten im Basisjahr als KA_{dnb}, sondern für den Zuschlag nach § 25a ARegV. Hiermit wurde die Anpassung des Zuschlags innerhalb der Regulierungsperiode umgesetzt.

11.7.5 Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen, Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen

1128 Die Erträge aus der Auflösung dieser Positionen werden in den Kapitalkostenabgleich überführt, was gemäß der bisherigen Rechtslage für die Bestandspositionen bereits der Fall ist. Dies ist im Hinblick auf die Anreizwirkung sachgerecht. Netzbetreiber sollen entsprechende Beiträge und Zuschüsse verursachungsgerecht zur Kostenminderung erheben bzw. beantragen. Die Positionen sind zudem gleichartig und weitestgehend konstant.

1129 Im Gasbereich kann die Flexibilisierung der Auflösungsmodalitäten über die entsprechenden Regelungen auch im Kapitalkostenabzug abgebildet werden. Etwaige Fragestellungen im Hinblick auf die Standardisierung dieser Kapitalkosten betrifft die Bestimmung des Aufwandsparameters für den Effizienzvergleich durch eine entsprechende Methodenfestlegung.

11.7.6 Ablehnung mangels Betroffenheit oder Relevanz

1130 Eine Vielzahl von weiteren Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV hat für Verteilernetzbetreiber ohnehin keine Relevanz.

1131 Kosten für die Nachrüstung von Wechselrichtern im Sinne von § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 ARegV sind seit 2019 nicht mehr angefallen. Durch den Entfall der Investitionsmaßnahmen sind zudem die Positionen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 und 6a ARegV nicht mehr relevant. Erdkabelmehrkosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 ARegV sind seit 2019 nicht mehr in dieser Kategorie angefallen und könnten ohnehin unmittelbar über den Kapitalkostenaufschlag geltend gemacht werden.

1132 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. Ebenso sind verfahrensregulierte Kosten (§ 11 Abs. 2 S. 2 und 3 ARegV) für Verteilernetzbetreiber nicht von praktischer Relevanz.

11.8. Verweis auf Methodenfestlegung (Tenorziffer 7.6)

1133 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).

1134 Tenorziffer 7.6 S. 2 stellt als reine Ermessensvorschrift klar, dass hierbei auch das Kriterium der Werthaltigkeit aufgegriffen werden kann (s. o. etwa zu Betriebssteuern als deutlich nicht werthaltiger Kostenanteil).

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

1135 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.

1136 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).

1137 Bezüglich dieser Anpassung regeln Tenorziffer 7.7 S. 3 und 4 wiederum in rein materieller Hinsicht, ob bei der Anpassung auf Ist-Werte (t-2) oder Planwerte mit Ist-Abgleich im Regulierungskonto abzustellen ist. Bezüglich der Kostenanteile für Versorgungsleistungen ist demnach auf Ist-Werte abzustellen. Dies entspricht der bisherigen Rechtslage. Die

abweichende Anerkennung von Planwerten bei vorgelagerten Netzkosten mit einem Abgleich im Regulierungskonto stellt im Ergebnis im Wesentlichen ein Abstellen auf Ist-Werte dar, da diese Werte im Zeitpunkt der Entgeltbildung aufgrund der vorherigen Veröffentlichung von Entgelten der vorgelagerten Netzebenen in der Regel bereits abschließend feststehen. Die Abwicklung der MsbG-Kosten als Planwert ist aufgrund des Verlaufs des Markthochlaufs der Digitalisierung der Energiewende sachgerecht.

1138 Die in einzelnen Stellungnahmen geäußerte Empfehlung, zukünftig sämtliche KA_{nEu} zeitgleich (t0) in der Erlösobergrenze anzuerkennen und sich damit auch bei den betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen vom zweijährigen Zeitverzug (t-2) zu lösen, folgt die Beschlusskammer nicht. Der Grundgedanke des „Jährlichkeitsprinzips", der der systemischen Sonderstellung der Übertragungsnetzbetreiber und den besonderen Herausforderungen und Entwicklungen des Übertragungsnetzes Rechnung trägt (vgl. hierzu Rn. 739), lässt sich auf den Regulierungsansatz der vorliegenden Festlegung nicht übertragen. Vielmehr spricht die mit dieser Festlegung verfolgte Grundkonzeption gegen die Ausweitung der zeitgleichen Anerkennung (t0) (vgl. ausführlich Rn. 985 ff.). Eine zeitgleiche Anerkennung von Kosten (t0) soll im konzipierten Regulierungssystem – wie auch im bisher geltenden System – auf sachlich begründete Ausnahmen beschränkt bleiben. In Bezug auf die Anerkennung und Anpassung von Versorgungsleistungen nach Tenorziffer 7.5 Nr. 2, 7.7 liegt eine solche Ausnahme nicht vor. Eine Vereinfachung wäre im Fall von Versorgungsleistungen hiermit nicht zu erreichen. Denn im Gegensatz zu beispielsweise den vorgelagerten Netzkosten liegen diese Werte zum Zeitpunkt der Entgeltbildung nicht nahezu abschließend vor.

12. Volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8)

1139 Konzeptionell hat sich die Beschlusskammer auch hier dazu entschieden, im Sinne einer zügigen Verfahrensführung auf der Ebene der Rahmenfestlegung nicht nur abstrakte Kriterien festzulegen, sondern auch Kostenanteile, die bisher verordnungsrechtlich als volatile Kostenanteile angesehen werden, anhand der definierten Kriterien abschließend zu prüfen und entsprechend einzuordnen. Weitere Sachverhalte können erforderlichenfalls auf der Ebene einer weiteren Methodenfestlegung abgehandelt werden. Dieses Konzept entspricht grundsätzlich auch der bisherigen Systematik, wonach der Verordnungsgeber einen Katalog von Kostenanteilen nach den bisherigen Maßgaben verordnungsrechtlich bestimmt hat und

zugleich die Regulierungsbehörde für weitere Sachverhalte die Einordnung bestimmen konnte.

1140 Auch weitere Sachverhalte, die bereits jetzt an die Regulierungsbehörde herangetragen wurden, können auf der Ebene einer etwaigen Methodenfestlegung (vgl. Tenorziffer 8.3) beizeiten anhand der Kriterien dieser Rahmenfestlegung eingeordnet werden.

12.1. Kriterien für volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8.1)

1141 Die Kostenkategorie der sogenannten volatilen Kostenanteile wird bezüglich der Grundsätze im Wesentlichen entsprechend zur bisherigen Rechtslage fortgeführt. Dies betrifft gemäß Tenorziffer 8.1 S. 1 Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann. Hierunter können Kosten, Erlöse und auch Erträge fallen. Nach Tenorziffer 8.1 S. 2 erfolgt die Bewertung der Volatilität entsprechend den Vorgaben in Tenorziffer 7.4 S. 1, wonach die Bewertung der Volatilität auf Grundlage der Eigenart des Kostenanteils oder anhand eines Faktors des Kostenanteils (Mengen- oder Preiskomponente) erfolgen kann.

1142 Volatile Kostenanteile werden jährlich in der Erlösobergrenze angepasst (VK_t), unterliegen im Hinblick auf die Höhe im Basisjahr (VK_0) aber gleichzeitig den Effizienzvorgaben aus einem Effizienzvergleich. Demnach sind sie auch als Bestandteil der Aufwandsparameter im Effizienzvergleich zu berücksichtigen. Im Basisjahr bestehen entsprechend Anreize, diese Kosten gering zu halten. Durch das Nachfahren innerhalb der Regulierungsperiode wird jedoch das Budgetprinzip teilweise aufgebrochen und kann entsprechend insoweit keine Anreizwirkung entfalten. Daher können volatile Kosten mit eigenen, separaten Anreizmechanismen belegt werden, wie dies etwa aktuell bei Verlustenergie der Fall ist.

1143 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.

1144 Da die volatilen Kostenanteile im Basisjahr insbesondere im Effizienzvergleich mittels Vergleichsparametern abgebildet werden können und substitutionale Verhältnisse zu anderen

Kostenarten bestehen (so etwa beim Redispatch zu Netzausbaukosten), wird auch weiterhin der Effizienzwert auf den Term VK_0 angewandt. Dadurch, dass der Wert VK_0 nunmehr auch durch eine Vergleichmäßigung auf ein repräsentatives Niveau gesetzt werden kann, wo dies erforderlich ist, erfolgt zudem diese Effizienzvorgabe auch nicht auf Kostenbestandteile, die aufgrund der Volatilität im Basisjahr besonders hoch oder besonders gering ausgefallen sind.

1145 In der Gesamtschau erscheint die Möglichkeit zur Einordnung von Kosten als volatile Kostenanteile in Ausnahmefällen – insbesondere im Zusammenspiel mit flankierenden Anreizelementen – weiterhin notwendig und sinnvoll. Dies trägt dem Maßstab der Kostenorientierung unter gleichzeitiger Geltung von Anreizen zur Effizienz Rechnung.

1146 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.

1147 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.

12.2. Anerkennung von volatilen Kostenanteilen (Tenorziffern 8.2 und 8.3)

1148 Auf der Ebene der Festlegung RAMEN werden bezüglich der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber die Kostenanteile für Redispatch festgelegt und Verlustenergie als Regelbeispiel fortgeführt.

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

1149 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 Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, bleibt einer etwaigen weiteren Festlegung vorbehalten (Tenorziffer 8.2 S. 2). Durch diese Ergänzung wird klargestellt, 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.

1150 Schon nach der bisherigen Rechtslage gelten diese Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 5 S. 1 Nr. 2 ARegV als volatile Kostenanteile. Zwar galt 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 entsprechende Anwendungs-Festlegung nach § 32 Abs. 2 S. 2 ARegV getroffen hat. Alle Beteiligten konnten sich aber durch die entsprechende Änderung der Anreizregulierungsverordnung im Jahre 2021[90] rechtzeitig darauf einstellen, dass eine entsprechende Einbeziehung der Kosten in den Effizienzvergleich erfolgen wird. BR-Drs. 405/21 Seite 27 enthielt schon damals die Einschätzung, dass eine grundsätzliche Einordung der betreffenden Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar als „überkommen“ (gemeint war „überholt“) anzusehen ist. Die in 2021 erfolgende Einstufung des Verordnungsgebers ist im sachlichen Zusammenhang mit der Einführung des Kapitalkostenabgleichs erfolgt. Das Ziel damit bewusste Anreize zu zügigen Investitionen in Netzausbau zu setzen, bedurfte der Flankierung durch entsprechenden Druck auf die bei nicht rechtzeitigem Ausbau entstehenden Engpassmanagementkosten. So heißt es in BR-Drs. 405/21 Seite 11: „*Trotz erheblicher Bemühungen, den Netzausbau und die Energiewende voranzubringen, zeigt sich, dass Engpassmanagementkosten im Bereich der Elektrizitätsversorgungsnetze sich nach wie vor auf einem hohen Niveau befinden bzw. teilweise auch noch weiter ansteigen. Um eine Verringerung dieser Kosten anzureizen, wird ein neues Anreizinstrument für die Übertragungsnetzbetreiber eingeführt und ein in der Anreizregulierung bereits bestehender*

[90] Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung vom 27.07.2021 (BGBl. I S. 3229 (Nr. 49)).

Anreiz für die Verteilernetzbetreiber durch eine neue Einordnung der betreffenden Kosten als volatile Kostenbestandteile weiter gestärkt." Die Befugnis der Bundesnetzagentur die Wertung des Verordnungsgebers nicht in einer Festlegung umzusetzen war primär für den Fall gedacht, dass das Entstehen von Engpassmanagementkosten *ausschließlich* (BR-Drs. 405/21 Seite 31) auf Gründen beruht, die außerhalb des Einflusses der Verteilernetzbetreiber liegen. Mit der in Tenorziffer 8.2. vorgenommenen Einordnung schreibt die Bundesnetzagentur im Kern die bisherige Rechtslage fort und setzt einen für alle Netzbetreiber absehbaren und schon in 2021 für notwendig erachteten Verhaltensanreiz.

1151 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 (ehemals auch Einspeisemanagement-Maßnahmen) 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.

12.2.1.1 Exogenität

1152 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.

1153 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 entsprechenden Ressourceneinsatz in den Verfahren ab. Insofern sind die Möglichkeiten, die anfallenden Kosten zu senken, nicht gänzlich der Sphäre der Netzbetreiber zuzuordnen, aber Einfluss

durchaus relevant vorhanden. Das Gleiche gilt in Bezug auf weitere Verzögerungsgründe beim Netzausbau, die in den Stellungnahmen angeführt wurden. So seien neben langwierigen Genehmigungsverfahren weitere wesentliche Verzögerungsgründe Widerstände aus der Bevölkerung und von Interessengruppen, technische und logistische Herausforderungen sowie finanzielle und wirtschaftliche Unsicherheiten. Sämtliche dieser Verzögerungsgründe liegen zwar nicht vollständig in der Hand des Netzbetreibers. Gleichzeitig bestehen in Bezug auf alle Aspekte Einfluss- und Optimierungsmöglichkeiten der Netzbetreiber, sodass die insofern hohen Anforderungen an die Exogenität im Sinne der Tenorziffer 7.1 nicht erfüllt sind.

1154 In Bezug auf die Exogenität ist festzuhalten, dass die Redispatch-Mengen durch flexible Anschlussvereinbarungen, angemessenen Netzausbau, (eigentumsübergreifende) Netzoptimierungsmaßnahmen, Prozessoptimierung sowie Prognoseverbesserungen der Netzbetreiber grundsätzlich beeinflussbar sind. Soweit die Entstehung von Engpassmanagementkosten auch auf Dritteinflüssen beruht, ist die wirtschaftliche Anreizwirkung aus dem Effizienzvergleich ein wichtiges Element, Anreize zu setzen, um die diese Themen in besserer Kooperation mit den Dritten anzugehen und optimierte Lösungen zu suchen. Im Ergebnis kann nicht davon ausgegangen werden, dass ein Netzbetreiber selbst keinen maßgeblichen eigenen Beitrag zur Entstehung bzw. Vermeidung der Kosten leisten kann bzw. leisten konnte.

1155 Soweit in den Stellungnahmen die Exogenität mit Blick auf den weiterhin existierenden Zeitverzug zwischen der Realisation von Vorhaben und dem Ausbau des Netzes abgelehnt wird, greift diese Argumentation aus Sicht der Beschlusskammer zu kurz. Auch eine kurz-, mittel- und langfristige Netzausbauplanung gehört zu den ureigenen Aufgaben der Netzbetreiber. Die koordinierte Netzausbauplanung durch Regionalszenarien und Netzausbaupläne (NAP) erleichtert diesen Prozess.

1156 Soweit ferner vorgetragen wurde, dass Kooperationen gemäß § 14d EnWG die für Redispatch-Maßnahmen typischen kurzfristigen und exogenen Faktoren nicht vollständig berücksichtigen oder verhindern könne, ist zu konstatieren, dass eine vollständige Verhinderung von Redispatch-Maßnahmen durch dieses Instrument nicht die Erwartungshaltung ist. Zweifellos stellen Kooperationsvereinbarungen ein Instrument dar, das zu einer Verringerung von Redispatch beitragen kann. Gelingt es einem Netzbetreiber, durch den geschickten Einsatz dieses Instruments, seine Redispatch-Kosten zu senken, soll dies auch belohnt werden. Dies gelingt über die Einbeziehung der Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich.

1157 Auch die Aussage, dass de facto keinerlei Spielräume bei Herstellung des Netzanschlusses gemäß § 8 EEG bestünden, kann die Beschlusskammer in dieser Form nicht teilen. Netzbetreiber haben nach § 8 EEG und nach § 17 EnWG durchaus Instrumente zur Hand, um in vernünftigem Umfang Netzanschlussbegehren zu bewerten, zu steuern (beispielsweise durch entsprechende Veröffentlichung von geeigneten Anschlussregionen oder durch Zuweisung geeigneterer Netzanschlusspunkte) und zu optimieren.

1158 Schließlich ist die Beschlusskammer überzeugt, dass mit der neu geschaffenen Möglichkeit der flexiblen Anschlussvereinbarung (FCA) gemäß § 8a EEG weitere Spielräume hinzugekommen sind. In FCA-Verträgen kann vorgesehen werden, dass der Netzanschlusspetent (z. B. zeitliche) Einschränkungen der Nutzbarkeit der Netzanschlusskapazität akzeptieren muss, wenn er an einer bestimmten Stelle an das Netz angeschlossen werden will. Die Anlagen würden in diesen Fällen dann z. B. nicht in den Sommermonaten zur Mittagszeit einspeisen dürfen, wenn bereits absehbar viel Solarstrom ins Netz eingespeist wird. Nach erfolgtem Netzausbau können die Einschränkungen in der Regel wieder aufgehoben werden bzw. sie werden von vornherein nur befristet vereinbart. Eine Entschädigung für die nicht eingespeisten Strommengen erfolgt bei FCAs nicht. Mit einem FCA kann gleichzeitig ein naher Netzverknüpfungspunkt angeboten und auf die ggfs. überlasteten Netzstrukturen Rücksicht genommen werden. Diese Regelung beginnt bereits wenige Wochen nach Inkrafttreten, Wirkung zu entfalten. Die Branche arbeitet derzeit an einer Vereinheitlichung der Vertragsbedingungen. Erste Netzbetreiber verhandeln bereits FCAs mit Anlagenbetreibern.

1159 Demnach bleibt es aus Sicht der Beschlusskammer dabei, dass Redispatch-Kosten in der Gesamtschau die Anforderungen an die Exogenität nach Tenorziffer 7.2 nicht erfüllen.

12.2.1.2 Gleichartigkeit

1160 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 Übertragungs-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 Aufwandsparameter eingehen. Der insoweit substitutionale Zusammenhang zwischen Netzausbau und Redispatch ist daher bei der Beurteilung der Gleichartigkeit mit zu berücksichtigen. Dass bisher eine eher überschaubare Anzahl an Netzbetreibern Redispatch-Maßnahmen regelmäßig durchführt, ist insofern auch nicht gleichbedeutend damit, dass notwendigerweise nur diese Anzahl an Netzbetreibern mit entsprechenden Herausforderungen konfrontiert ist.

12.2.1.3 Volatilität

1161 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 Mengenkomponente 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 Redispatch-Kosten eine hohe Volatilität vor. Diese Einschätzung bezieht sich auf die Mengen- und Preiskomponente.

12.2.1.4 Unterschiede zu Übertragungsnetzbetreibern

1162 Soweit vorgetragen wurde, dass es eine Ungleichbehandlung mit Blick auf Redispatch-Kosten der mit dieser Festlegung adressierten Netzbetreiber und der Übertragungsnetzbetreiber gebe, so bestehen aus Sicht der Beschlusskammer eine Vielzahl von Unterschieden, die die jeweiligen Herangehensweisen rechtfertigen. Zunächst ist indes festzuhalten, dass die Beschlusskammer in beiden Fällen von einer grundsätzlichen Beeinflussbarkeit des Redispatch durch den Verteilernetzbetreiber bzw. Übertragungsnetzbetreiber ausgeht.

1163 Die Einbeziehung der Redispatch-Kosten der Netzbetreiber in den Effizienzvergleich betrifft nur die eigenen Redispatch-Kosten, also solcher Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG, die durch Engpässe im eigenen Netz und nicht durch Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz veranlasst sind. Letztere bilden weiterhin den weitaus größten Anteil aller Redispatch-Kosten.

In den letzten Jahren erreichten die bei den Übertragungsnetzbetreibern anfallenden Redispatch-Kosten mindestens das Siebenfache der Kosten für Redispatch-Maßnahmen der mit dieser Festlegung adressierten Netzbetreiber, in manchen Jahren sogar das Zwanzigfache.[91] Dabei erkennt die Beschlusskammer durch die Kategorisierung als volatile Kostenanteile an, dass die Redispatch-Kosten durch volatile Marktpreise sowie schwankenden Witterungsbedingungen beeinflusst werden. Die Ausgestaltung einer sachgerechten Einbeziehung der volatilen Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich ist eine Anforderung an die Durchführung des Effizienzvergleichs (siehe auch Rn. 1168).

1164 Ein Argument ist zudem, dass sich für die Verteilernetzbetreiber belastbare Effizienzvergleichsmodelle ermitteln lassen, während die Effizienzvergleichsmodelle für die Übertragungsnetzbetreiber in der Vergangenheit nicht oder nicht ohne Einschränkungen verwendet werden konnten. Ein Effizienzvergleich auf Basis der TOTEX ist für die Übertragungsnetzbetreiber, wie wiederholt dargestellt[92], derzeit nicht durchführbar. Schon die Verursachungsbeträge der Übertragungsnetzbetreiber untereinander sind weniger rechtssicher zuordenbar als innerhalb eines einzelnen Verteilernetzes. Auch vor diesem Hintergrund besteht eine Rechtfertigung der unterschiedlichen Herangehensweisen. Zudem besteht das unter Rn. 1168 f. skizzierte Problem der Ungleichbehandlung von Netzbetreibern, die in Netzausbau zur Vermeidung von Redispatch-Kosten investieren und solchen, die dies nicht oder in geringerem Umfang tun, im Hinblick auf den Effizienzvergleich bei den Übertragungsnetzbetreibern nicht.

1165 Ein weiterer Unterschied liegt in der Regelungsdichte der Netzausbauplanung für Übertragungsnetzbetreiber im Vergleich zu den hier adressierten Netzbetreibern. Die Gestaltungs- und Handlungsspielräume der Übertragungsnetzbetreiber sind sowohl in der Frage, ob überhaupt ausgebaut wird als auch in den Fragen, wann, wo und mit welcher technischen Lösung das Netz ausgebaut ist wesentlich geringer als die der Verteilernetzbetreiber.

1166 Manche Netzbetreiber argumentieren auch damit, die Redispatch-Kosten könnten ein solch exorbitantes Niveau erreichen, das eine Berücksichtigung im Effizienzvergleich ausschlösse

[91] Diesem Verhältnis liegen für die Jahre 2022 und 2023 die gemeldeten IST-Werte der Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber zugrunde; für die Jahre 2024 und 2025 liegen Plan-Werte zugrunde.
[92] Vgl. z. B. Schlussbericht der relativen Referenznetzanalyse zur Ermittlung der Effizienzwerte der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur vierten Regulierungsperiode vom 10.11.2023, S. 8f., abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/gutachtenreferenznetzanalyse_4.RegP.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

und legen dafür Projektionsrechnungen über eine künftige Entwicklung beim Redispatch vor. Dem ist entgegen zu halten, dass derartige Rechnungen weder glaubhaft noch zielführend sind. Schon bei den insofern deutlich erfahreneren Übertragungsnetzbetreibern sind Redispatch-Kostenabschätzungen in keiner Weise belastbar. Darüber hinaus verfügen die Netzbetreiber unter anderem durch den neuen § 8a EEG inzwischen –neben dem primären Instrument des Netzausbaus- über Handlungsmöglichkeiten, das Entstehen von Redispatch-Kosten deutlich zu beeinflussen und zu vermeiden. Die Netzbetreiber können flexible Anschlussvereinbarungen treffen, in denen die Wirkleistungseinspeisung mit Rücksicht auf die Möglichkeiten des Netzes beschränkt wird (s. o.). Davon unberührt bleibt auch die Möglichkeit aus § 8 EEG, dem Anschlusssuchenden einen netztechnisch günstigeren Anschlusspunkt zuzuweisen. Sinn dieser Regelungen ist gerade, den Anschluss weiterer EE-Erzeugung möglich zu machen, ohne die Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber ausufern zu lassen. Die Einbeziehung in den Effizienzvergleich setzt den Anreiz, diese Instrumente auch zu nutzen bei gleichzeitiger Abfederung der wirtschaftlichen Risiken durch die Einstufung als volatile Kostenanteile.

12.2.1.5 Abschließende Wertung

1167 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.

1168 Eine strukturelle Benachteiligung betroffener Netzbetreiber stellt sich zudem nicht ein, solange adäquate Vergleichsparameter, wie beispielsweise im Rahmen der vierten Regulierungsperiode die installierte EE-Leistung, in den Effizienzvergleich einfließen. Bei dem Parameter installierte EE-Leistung bleibt bisher zugunsten der betroffenen Netzbetreiber die Abregelungen durch Redispatch-Maßnahmen unberücksichtigt. Zudem gehen Kosten der Vermeidung von Redispatch für Netzausbau und Netzoptimierung, also insbesondere die Kapitalkosten aus Investitionen in den Netzausbau, vollständig in den Effizienzvergleich ein. Ohne Einbezug der Redispatch-Kosten käme es demnach sogar zu einer Benachteiligung solcher Netzbetreiber, die durch diesen volkswirtschaftlich sinnvollen Kosteneinsatz für Netzausbau und Netzoptimierung Redispatch-Maßnahmen vermeiden. Durch die Einbeziehung der eigenen Redispatch-Kosten (in Abgrenzung von Kosten für Redispatch-

Maßnahmen auf Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers) in den Effizienzvergleich wird dem insoweit auch substitutionalem Verhältnis zwischen Netzausbau und Redispatch Rechnung getragen.

1169 Berechnungen der Beschlusskammer haben bestätigt, dass sich strukturelle Benachteiligungen betroffener Netzbetreiber bei der Aufnahme adäquater Vergleichsparameter nicht einstellen. Hierfür hat die Beschlusskammer auf Basis der Effizienzvergleichs der vierten Regulierungsperiode Vergleichsberechnungen unter Einbeziehung der Redispatch-Kosten von 24 Netzbetreibern, die im Jahr 2021 Redispatch-Kosten aufwiesen, durchgeführt. Darunter waren auch solche Netzbetreiber, die sowohl absolut als auch relativ (im Verhältnis zu ihren Gesamtkosten) besonders hohe Redispatch-Kosten hatten. Für die Vergleichsberechnung wurde das bestehende Effizienzvergleichsmodell der vierten Regulierungsperiode verwendet. Es wurde keine neue Kostentreiberanalyse durchgeführt, die Vergleichsparameter wurden nicht korrigiert und es wurde eine variable Effizienzgrenze (d. h. die Effizienzwerte aller Netzbetreiber können sich verändern) angewendet.

1170 Das Ergebnis dieser Vergleichsberechnung zeigte keine nennenswerten Veränderungen auf die bestabgerechneten Effizienzwerte aller Netzbetreiber und die Modellgüte. Der durchschnittliche Best-of-Four-Wert stieg über alle Netzbetreiber um 0,23 %-Punkte (für die 24 Netzbetreiber mit Redispatch-Kosten um 0,27 %-Punkte, für die übrigen Netzbetreiber um 0,21 %-Punkte). Angesichts der genannten konstant gehaltenen Parameter ist das Ergebnis selbstverständlich „mit Vorsicht zu genießen“. Es ist nicht mehr, aber auch nicht weniger als eine heute mögliche vorläufige Folgenabschätzung und eine Indikation, dass der Einbeziehung der Redispatch-Kosten jedenfalls keine prinzipiellen Bedenken aus dem möglichen Ergebnis des Benchmarks entgegenstehen. Dessen ungeachtet wird die Bundesnetzagentur selbstverständlich eine neue Kostentreiberanalyse durchführen. Beim Effizienzvergleich werden die betroffenen Wirtschaftskreise weiterhin von Beginn an umfangreich eingebunden (siehe hierzu insbesondere die Ausführungen zu den Tenorziffern 3.1 und 10 der Festlegung zum Effizienzvergleich). Dabei werden auch Vorschläge zur sachgerechten und angemessenen Berücksichtigung der Redispatch-Kosten bezogen auf die jeweilige Regulierungsperiode zu prüfen sein.

1171 Die Einbeziehung der Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich ist eine Antwort auf eine Verzerrung, die andernfalls zwischen Netzbetreibern, die stärker auf Netzausbau setzen,

gegenüber denen, die Redispatch stärker zulassen, im Effizienzvergleich auftritt. Es muss systemisch gelingen, das wirtschaftliche Optimum der möglichen Handlungsfelder zu erfassen. Wirtschaftliche Anreize zu setzen, das Netz zügig bedarfsgerecht auszubauen und Möglichkeiten der Betriebsführung auszunutzen, ist durchaus eine Aufgabe der Regulierung. Durch eine Einbeziehung in den Effizienzvergleich folgt, 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 (siehe dazu die Wertung des § 11 Abs. 2 EnWG), sollte dennoch ein möglichst effizienter Ausbau in Abwägung der jeweiligen Kostensituation erfolgen.

1172 Schließlich verfängt der Verweis in den Stellungnahmen auf eine Billigung der Bundesnetzagentur in Bezug auf die bis zum 30.09.2021 gültige Rechtslage gemäß § 15 EEG a.F. nicht. Demnach habe die große Mehrzahl der betroffenen Netzbetreiber im Anwendungsbereich des § 15 Abs. 2 EEG a.F. mit Billigung der Bundesnetzagentur sämtliche aus der Härtefallregelung entstehenden Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte berücksichtigt Die Bundesnetzagentur sei dem jedoch nicht unter Ausnutzung der ihr nach dem EEG und dem EnWG gegebenen Aufsichtsrechte entgegengetreten. Die Netzbetreiber, die ihre Härtefallkosten vollständig in die Netzentgelte wälzen durften, haben daher im Umkehrschluss aus § 15 Abs. 2 EEG a.F. davon ausgehen dürfen, dass sie in der Vergangenheit alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hätten. Diese damalige Beurteilung dürfe nicht anlasslos in ihr Gegenteil verkehrt werden. Unabhängig von der Frage, inwieweit dieser Umkehrschluss tatsächlich so getroffen werden konnte, kann von einer anlasslosen Verkehrung der Beurteilung in ihr Gegenteil ohnehin keine Rede sein. Spätestens seit der Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung vom 21.05.2021 war allen Marktakteuren klar, dass auch in Bezug auf Redisptach-Kosten Effizienzvorgaben in Zukunft angewendet werden. In der Verordnungsbegründung heißt es explizit, dass die grundsätzliche Einordnung dieser Position als dauerhaft nicht beeinflussbar als überkommen anzusehen ist (s. o.). Zudem war die Frage der regulatorischen Behandlung von Redispatch-Kosten bereits seit langem Gegenstand von branchenweiten Diskussionen. Die Bundesnetzagentur hat im Zuge des vom Bundeswirtschaftsministerium durchgeführten Branchendialogs im Jahr 2020 bereits nachdrücklich gefordert, dass die Redispatch-Kosten (Engpassmanagementkosten) bei

Verteilernetzbetreibern als sogenannte „volatile Kosten“ in den Effizienzvergleich einbezogen werden sollten.[93]

1173 Neben der grundsätzlichen Einstufung als volatile Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 5 Nr. 2 ARegV schaffte der Verordnungsgeber eine Übergangsregelung, nach der Redispatch-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 (vgl. § 34 Abs. 8 S. 2 ARegV; siehe auch Rn. 1150). Insofern ist festzuhalten, dass die Einordnung der Redispatch-Kosten nach Tenorziffer 8.2 die verordnungsrechtliche Grundentscheidung fortführt. Auch wird das vorliegende Verfahren mit mehreren umfassenden Konsultationen der in den Stellungnahmen geäußerten Forderung einer inhaltlich tiefen Befassung und Konsultation zu dem Thema gerecht. Im Übrigen ist es Ausdruck der Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur, von den Regelungen des Verordnungsgebers auch abweichen zu können.

1174 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.

12.2.2 Verlustenergie als Regelbeispiel für volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8.3)

1175 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). In einzelnen Stellungnahmen wurde die Formulierung Tenorziffer 8.3 S. 1 am Ende als zu eng kritisiert. Diese Kritik weist die Beschlusskammer zurück. Die Formulierung ist dem bisherigen Verordnungsrahmen entlehnt (vgl. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV) und ermöglicht die sachgerechte Ausgestaltung von Effizienzanreizen.

1176 Wie bei Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, können hierbei ferner gemäß Tenorziffer 8.3 S. 2 im Rahmen des Regulierungsermessens Kostenanteile trotz

[93] Vgl. Stellungnahme der Bundesnetzagentur zum Branchendialog zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung des Bundeswirtschaftsministeriums, abrufbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/NetzeUndNetzausbau/branchendialog-zur-weiterentwicklung-der-anreizregulierung.html.

Volatilität außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen (siehe hierzu die Erwägungen zu Tenorziffer 7.6 S. 2).

1177 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.

1178 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).

1179 Im derzeit geltenden System gemäß der Festlegung BK8-22/003-A wird für die Verlustenergie 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 Effizienz 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.

1180 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.

12.2.2.1 Exogenität

1181 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 Elektrizitätsverteilernetzbetreibers.

1182 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 vorgesehenes 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.

1183 Aufgrund dieser Erwägungen ist im Lichte der Volatilität gerade der letzten Jahre von einer relativ hohen Exogenität der Preiskomponente der volatilen Kostenanteile auszugehen.

12.2.2.2 Gleichartigkeit

1184 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.

12.2.2.3 Volatilität

1185 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.

12.2.2.4 Abschließende Bewertung

1186 Vor diesem Hintergrund wird an der bisherigen Regelungssystematik festgehalten. Aufgrund der erforderlichen, detaillierten Einzelregelungen zu Referenzpreisen, Anreizelementen und Risikominderungselementen wird die Verlustenergie aber wie bisher zunächst als

Regelbeispiel für volatile Kostenanteile eingestuft. Die Einzelregelungen bleiben damit einer weiteren Festlegung vorbehalten.

1187 Im Hinblick auf die Beschaffungskosten für Verlustenergie wurde im Rahmen der Konsultation vielfach vorgetragen, dass deren Zuordnung zu den volatilen Kostenanteilen verbindlich erfolgen solle, statt diese lediglich als Regelbeispiel festzulegen. Ferner wurde darauf hingewiesen, dass neben der Preiskomponente auch die Mengenkomponente volatil sei und daher die Beschaffungskosten insgesamt als volatile Kostenanteile festgelegt werden müssten.

1188 Die Beschlusskammer erkennt keine durchgreifenden Gründe, die Regelung in Ziffer 8.3 S. 1 anzupassen. Die Regelung gewährleistet die notwendige Flexibilität bei der Anerkennung der Beschaffungskosten für Verlustenergie als volatile Kostenanteile sowie bei der Ausgestaltung von geeigneten Effizienzanreizen. Derzeit spricht zwar aus den oben genannten Erwägungen viel für eine Volatilität der Preiskomponente und eine entsprechende Anerkennung als volatile Kostenanteile. Es ist aber zumindest denkbar, dass sich in der Zukunft, beispielweise aufgrund von Änderungen am Strommarkt, diese Volatilität stark verringert. Auf der anderen Seite konnte die Bundesnetzagentur bislang keine Volatilität bei den Verlustenergiemengen erkennen. Gleichwohl ist es nicht ausgeschlossen, dass sich dies in Zukunft ändert. Auch wenn viele der in den Stellungnahmen genannten Gründe bereits seit vielen Jahren angeführt werden (z. B. steigende Absatzmengen, hohe EE-Erzeugung zum Letztverbrauch, längere Transportwege), ohne dass die Bundesnetzagentur bisher einen flächendeckenden Anstieg der Verlustenergiemengen feststellen konnte, ist denkbar, dass diese Gründe zukünftig zu einem erheblichen Mengenanstieg führen oder beitragen werden. Insofern ermöglicht die Einzelfestlegung, die üblicherweise für eine Regulierungsperiode gilt, in flexibler Weise die Berücksichtigung der zukünftigen, tatsächlichen Gegebenheiten. Mit einer verbindlichen Regelung der Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile bereits auf Ebene der vorliegenden Festlegung könnte den beschriebenen Gegebenheiten nicht hinreichend Rechnung getragen werden. Das Gleiche gilt für die Ausgestaltung geeigneter Effizienzanreize bei der Beschaffung der Verlustenergie. Dieses Vorgehen hat sich zudem seit mehreren Regulierungsperioden bewährt.

12.2.3 Beschaffungskosten für Blindleistung

1189 Einige Stellungnahmen forderten, die Beschaffungskosten für Blindleistung als volatile Kostenanteile einzuordnen. Die Beschlusskammer sieht von einer verbindlichen Einordnung

dieser Kosten als volatile Kostenanteile in der vorliegenden Festlegung ab. Dies bedeutet nicht, dass die Volatilität der entsprechenden Kosten abgelehnt wird.

1190 Nach Tenorziffer 8.3 S. 1 können weitere Kostenanteile 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. Demnach können auch die Beschaffungskosten für Blindleistung ungeachtet der insoweit fehlenden verbindlichen Einordnung in dieser Festlegung in einer nachfolgenden Festlegung als volatile Kostenanteile festgelegt werden.

1191 Unter „Blindleistung“ ist nach Maßgabe der Festlegung der Beschlusskammer 6 vom 25.06.2024 (Aktenzeichen: BK6-23-072) die Erbringung einer Dienstleistung zur Spannungsregelung nach § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG zu verstehen. Vereinfacht dargestellt ist Blindleistung danach eine Leistung, die im Wechselstromnetz benötigt wird, um die elektrischen und magnetischen Felder, die die Stromleiter (z. B. Leitungen, Transformatoren, Schaltanlagen) in einem Wechselstromnetz umgeben, auf- und abzubauen. Der Auf- und Abbau der elektrischen und magnetischen Felder erfolgt dabei periodisch mit der Netzfrequenz 50-mal pro Sekunde. In einem Wechselstromnetz ist die Blindleistung eine unvermeidbare Begleiterscheinung des eigentlich bezweckten Transports von Wirkleistung zwischen Erzeugung und Last.

1192 Mit der Festlegung BK6-23-072 wurde gegenüber den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern und den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen, soweit sie die Hochspannungsebene betreiben, eine marktgestützte Beschaffung von Blindleistung angeordnet. Die Beschaffungspflicht erstreckt sich danach auf den Bereich der Blindleistung, der nicht bereits durch eigene Netzbetriebsmittel des Netzbetreibers generiert oder nach den Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen (TAR) oder den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) von den Anlagenbetreibern kostenfrei zur Verfügung gestellt wird.

1193 In der vierten Regulierungsperiode sind die Beschaffungskosten für Blindleistung für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 und 10 EnWG[94], welche die Netzebene Höchstspannung, die Umspannebene Höchstspannung zu Hochspannung oder bzw. und die Netzebene Hochspannung betreiben, gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. §§ 11 Abs.

[94] § 3 Nr. 9 und 16 EnWG in der Fassung des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BR-Drs. 383/25.

5, 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV in Verbindung mit der Festlegung BK8-24-006-A bis BK8-24-010-A vom 09.10.2024 als volatile Kostenanteile eingestuft. Die Beschlusskammer 8 hat die Einstufung als volatile Kostenanteile insbesondere damit begründet, dass durch die gemäß den Vorgaben der Festlegung BK6-23-072 angeordnete marktgestützte Beschaffung die Kosten erstmals einer marktgestützten Beschaffung unterworfen werden. Dadurch könne es zu nennenswerten Kostenaufwüchsen bei den betroffenen Netzbetreibern kommen. Außerdem stelle die Vorgehensweise sicher, dass die Beschaffungskosten der Blindleistung einem Effizienzmaßstab unterworfen werden.

1194 Diese Erwägungen behalten aus Sicht der Beschlusskammer auch für die fünfte Regulierungsperiode für die betroffenen Netzbetreiber grundsätzlich ihre Gültigkeit. Gleichzeitig ist nicht ausgeschlossen, dass – beispielsweise nachdem die marktgestützte Beschaffung einen eingespielten Zustand erreicht hat – sich die Umstände, die für die Einordnung als volatile Kostenanteile maßgeblich waren, zukünftig ändern. Zudem ergeben sich auch hier eine Reihe an kleinteiligen Umsetzungsfragen (z. B. Fragen des konkreten Adressatenkreises, der Anpassung, der Mengenberücksichtigung oder von Effizienzanreizen). Die vorliegende Festlegung ist für die Beantwortung dieser Detailfragen nicht geeignet. Die Beantwortung sollte auf einer nachfolgenden Festlegungsebene erfolgen.

1195 Vor diesem Hintergrund erweist sich das Vorgehen der Beschlusskammer als sachgerecht. Dies erlaubt der Bundesnetzagentur die Volatilität der Beschaffungskosten für Blindleistung in regelmäßigen Abständen (z. B. jede Regulierungsperiode) zu bewerten und je nach Ergebnis eine entsprechende Festlegung einschließlich sämtlicher sich stellender Einzelfragen zu treffen.

12.3. Bestimmung und Anpassung der volatilen Kostenanteile (Tenorziffer 8.4)

1196 Bei den Kostenanteilen nach der Ziffer 8.2 ist auf das Kalenderjahr t abzustellen (Planwerte mit Ist-Abgleich im Regulierungskonto nach Ziffer 14).

1197 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. Dabei kann der volatile Kostenanteil im Basisjahr (VK_0) gemäß Tenorziffer 7 S. 8 und S. 9 der Festlegung StromNEF einer Vergleichmäßigung unterliegen, wobei die Frage, ob und wie eine solche Vergleichmäßigung erfolgt, einer gesonderten Festlegung überlassen bleibt (im Hinblick auf das „ob“ einer Vergleichmäßigung von Redispatch-Kosten siehe Tenorziffer 7 S. 8 und S. 9 der Festlegung StromNEF).

1198 Wie die eigentliche Bestimmung des Ausgangsniveaus durch die Regulierungsbehörde stellt dies noch keine Verfahrensregelung dar.

1199 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).

1200 Bezüglich dieser Anpassung regelt Tenorziffer 8.4 S. 3 wiederum in rein materieller Hinsicht, dass bezüglich der in der Festlegung RAMEN anerkannten volatilen Kostenanteile eine Anpassung anhand von Planwerten erfolgt. Dies entspricht der bisherigen Rechtslage und vermeidet Übergangsproblematiken.

1201 Bei der jährlichen Anpassung der volatilen Kostenanteile ist, analog zu den Kapitalkosten, eine „Doppelanpassung“ zu vermeiden. Im bisherigen Regulierungsrahmen wird die Veränderung der volatilen Kostenanteile nach dem Basisjahr über den Term VK_t - VK_0 abgebildet. Dies führt zu einer Doppelanpassung: Einerseits werden die VK_0 explizit mittels VK_t auf das Preisniveau des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode angepasst. Andererseits werden sie aber auch als Bestandteil der OPEX allgemein mittels VPI und Xgen angepasst. Preissteigerungen bei den volatilen Kosten werden somit potentiell doppelt vergütet.

1202 Beide Anpassungen werden grundsätzlich beibehalten. Die Doppelanpassung wird jedoch dadurch kompensiert, dass vom aktuellen Wert der volatilen Kosten die mittels VPI und Xgen inflationierten volatilen Kostenanteile des Basisjahres abgezogen werden, wodurch die allgemeine Anpassung mittels VPI und Xgen als Bestandteil der OPEX neutralisiert wird.

1203 Unabhängig von der Frage, inwiefern die volatilen Kostenanteile nicht nur in den Effizienzvergleich einfließen sollten, sondern der Wert VK_0 auch mit Effizienzvorgaben versehen werden sollte, sieht die Formel nunmehr eine rechnerische Korrektur vor. Demnach werden nur solche Inflationssteigerungen des Wertes VK_0 abgezogen, die im ersten Teil der Formel aufgrund des Verteilungsfaktors auch anerkannt werden. Soweit eine weitergehende Änderung der Formel in Bezug auf volatile Kostenanteile vorgeschlagen wurde, würde eine solche nicht nur zu einer rechnerischen Korrektur führen, sondern die Anwendung der Effizienzvorgabe auf volatile Kostenanteile dem Grunde nach beseitigen.

13. Kapitalkostenabzug (Tenorziffer 9)

1204 Tenorziffer 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.

1205 Auch im Rahmen einer mittelfristig dreijährigen Regulierungsperiode wird grundsätzlich das System des Kapitalkostenabgleichs bestehend aus dem Kapitalkostenabzug und dem Kapitalkostenaufschlag fortgeführt. In der fünften Regulierungsperiode gilt das Bedürfnis eines zeitnahen Abgleichs der Kapitalkosten ohnehin, da diese wie unter der Regelung der Anreizregulierungsverordnung als Übergangsregelung einen Zeitraum von fünf Jahren umfasst. Diesbezüglich wird auf die Erwägungen zur Einführung des Kapitalkostenabgleichs für Verteilernetzbetreiber in den Jahren 2018/2019 (als Nachfolgeregelung zum Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV) und für Fernleitungsnetzbetreiber (dort als Nachfolgeregelung zu den Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV) im Jahr 2023 verwiesen. Zumindest für die sechste Regulierungsperiode mit den dann dreijährigen Regulierungsperioden ist das Bedürfnis nach einer zeitnahen Anerkennung von Kapitalkosten außerhalb des Budgetprinzips grundsätzlich zu bejahen. Zwar ließe sich argumentieren, dass eine hinreichend verkürzte Regulierungsperiode dieses Bedürfnis entfallen lässt. Jedoch soll die Systematik des Kapitalkostenabgleichs in Kontinuität zum bisherigen System gleichbleibende, stabile Investitionsbedingungen sicherstellen. Insoweit ist ein stabiler, fortwährender Regulierungsrahmen mit verlässlichen Investitionsbedingungen ausschlaggebend. Dies ist auch nicht zum grundsätzlichen Nachteil der Netznutzer im Hinblick auf die Preisgünstigkeit, da im Ergebnis nur betriebsnotwendige Ist-Investitionen anerkannt werden. 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.

1206 Im Hinblick auf die OPEX erkennt die Beschlusskammer auch das grundsätzliche Bedürfnis nach einer dynamischen, regulatorischen Abdeckung der energiewendebedingten Auswirkungen. Innerhalb der fünften Regulierungsperiode wird dies mittels einer OPEX-Anpassung abgedeckt. 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.

1207 Bezüglich der Gasverteilernetzbetreiber sei 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. Mit Blick auf diese Unterschiede scheidet ein Gleichlauf der Regelungen für Strom- und Gasbereich, wie er in einer Stellungnahme angeregt wurde, zukünftig aus.

1208 Eine Stellungnahme forderte, während der Regulierungsperiode erfolgende vorzeitige Anlagenabgänge nach dem Basisjahr nachzufahren. Darüber hinaus wurde vorgeschlagen, den Kapitalkostenaufschlag und den Kapitalkostenabzug insgesamt durch eine jährliche Anzeige des gesamten kalkulatorischen Ist-Anlagevermögens sowie von Plan-Investitionen im Regulierungskonto zu ersetzen und nur noch das Auslaufen der Abschreibungen im Kapitalkostenabzug abzubilden. Diese Forderungen greift die Beschlusskammer nicht auf. Beides wäre mit erheblichem zusätzlichem Aufwand verbunden, zumal bei Elektrizitätsverteilernetzbetreibern eine jährliche Erfassung – anders als im Gasbereich aufgrund der Dynamisierung der Abschreibungen – nicht erforderlich ist. In Bezug auf vorzeitige Anlagenabgänge und daraus resultierender kalkulatorischer Buchverluste und -gewinne bei Elektrizitätsverteilernetzbetreibern hält es die Beschlusskammer weiterhin für sachgerecht, diese dem Budgetprinzip zu unterwerfen. Hingegen ist bei Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern perspektivisch ab dem Zeitraum um das Jahr 2030 eine höhere Volatilität und zunehmend auch transformationsbedingte Anlagenabgänge zu erwarten, die ein abweichendes Vorgehen erfordern.[95]

13.1. Festlegung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.1)

1209 Tenorziffer 9.1 regelt die allgemeinen Grundsätze zum Kapitalkostenabzug. Wie die Bestimmung des Ausgangniveaus 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).

[95] Vgl. hierzu auch Ausführungen zu Tenorziffer 9.6 der Festlegung RAMEN Gas (GBK-25-01-1#2).

1210 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.

1211 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.

1212 Tenorziffer 9.1 S. 2 führt für den Elektrizitätsbereich die Regelung in Anlage 2a Abs. 1 2. HS zu § 6 ARegV, wonach der Kapitalkostenabzug keine Werte kleiner als null annehmen darf, fort. Auch wenn die Regelung in der Praxis in den letzten Jahren nur in wenigen Fällen zur Anwendung kam, ist es aus Sicht der Beschlusskammer wichtig, die fortgesetzte Geltung dieses Grundsatzes für den Elektrizitätsbereich deutlich zu machen. Der Kapitalkostenabzug darf demnach bei der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze nicht zu einem faktischen Aufschlag führen. Damit soll auch für den Fall von Pachtmodellen, bei denen der Kapitalkostenabzug für Pächter und Verpächter jeweils getrennt berechnet wird, klargestellt bleiben, dass der Kapitalkostenabzug jeweils nicht kleiner als null ist und somit bei der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen im Ergebnis zu einem „Aufschlag“ führen würde. Dies wäre mit dem Sinn und Zweck des Kapitalkostenabzugs unvereinbar. Hier stellt sich die Sachlage insbesondere auch anders als im Gasbereich dar. Dort muss die Regelung aufgrund der neuen Systematik des Kapitalkostenabzugs – insbesondere im Zuge von KANU 2.0 – entfallen, da hier ein negativer Kapitalkostenabzug Ausdruck von zulässigen, höheren Kapitalkosten sein kann.

13.2. Berechnung des Kapitalkostenabzugs (Tenorziffer 9.2)

1213 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.

1214 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. Bei der Begriffsverwendung des Tenors besteht insoweit ein Gleichlauf mit der Festlegung StromNEF.

1215 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 des Gesamtkapitalkostensatzes 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.

1216 Tenorziffer 9.2 d) 2. HS stellt klar, dass die fortgeführte kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung unter Anwendung des gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatzes aus dem Ausgangsniveau berechnet wird.

1217 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.

1218 Bezüglich der kostenmindernden Auflösungsbeträge 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.

1219 In Bezug auf die in den Stellungnahmen geäußerte Forderung einer Korrektur der Verzinsungsbasis um Baukostenzuschüsse sowie der Kritik an Ausgestaltung und Wirkungen

des Zinsbonus wird auf die Festlegung StromNEF verwiesen. Die Bestimmung der Verzinsungsbasis sowie die inhaltliche Ausgestaltung des Zinsbonus sind nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung.

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

1220 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 erfolgt keine Abschmelzung dieser Positionen parallel zum übrigen betriebsnotwendigen Vermögen, da im Kapitalkostenaufschlag eine Berechnung der Verzinsungsbasis insoweit ohne eine Berücksichtigung von Umlaufvermögen und Vorräten erfolgt (Tenorziffer 11.5 S. 2). Insoweit bleibt es bei der Pauschale nach Tenorziffer 10 S. 7 der Festlegung StromNEF, die sich auf die Netzkosten des jeweiligen Basisjahres als repräsentativen Wert bezieht. Eine Reduzierung des zu verzinsenden Umlaufvermögens über den Kapitalkostenabzug erfolgt -anders als teils vorgebracht – gerade nicht. Insgesamt wird das Umlaufvermögen dem Budgetprinzip unterworfen, in dem es aus den Netzkosten des jeweiligen Basisjahres hergeleitet wird (vgl. Tenorziffer 10 S. 7 der Festlegung StromNEF). Zudem stellt die Fortführung der Pauschale auch eine Vereinfachung dar. Eine Fortentwicklung anhand der Entwicklung der Netzkostenbasis bei zunehmenden Investitionen, wie in einer Stellungnahme gefordert, erfolgt hierbei nicht. Dies gilt spiegelbildlich bei einem Absinken der Netzkostenbasis.

1221 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.

1222 Tenorziffer 9.4 regelt sodann die Systematik zur Berücksichtigung der Anlagen im Bau und Anzahlungen. Im System des Kapitalkostenabgleichs bestehend aus Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag erfolgt eine Berücksichtigung der tatsächlich bestehenden bzw. umgebuchten Anlagen im Bau und Anzahlungen. Hierfür bleiben im Rahmen des Kapitalkostenabzugs Anlagen im Bau und Anzahlungen vollständig unberücksichtigt in dem Sinne, als deren sofortige und vollständige Abschmelzung nach dem Basisjahr fingiert wird. Im Gegenzug erfolgt im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags eine Berücksichtigung der Ist-

Werte der Anlagen im Bau und Anzahlungen im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode, unabhängig vom Jahr des Zugangs (Tenorziffer 11.5 S. 3).

1223 Einzelne Stellungnahmen kritisierten, dass die Absenkung des Anfang- und Endbestands auf Null nicht sachgerecht sei, weil es gerade im Bereich Netzausbau üblich sei, große kapitalintensive Projekte über mehrere Jahre zu ziehen. Es gebe daher gute Gründe diese Anlagen im Bau auch im Rahmen der fortgeführten Kapitalkosten zu verzinsen. Denn Kredite für solche Projekte werden in der Regel zu Beginn des Baus aufgenommen, die Finanzierungskosten fallen also ab Baubeginn an. Diese reale Kostenbelastung führe zu einer Schieflage in den Finanzströmen soweit keine Verzinsung der Anlagen im Bau erfolge.

1224 Diese Kritik teilt die Beschlusskammer nicht. Das Zusammenspiel von Tenorziffer 9.4 sowie 11.5 S. 3 gewährleistet eine sachgerechte Verzinsung von Anlagen im Bau, auch bereits ab Baubeginn. Wie erläutert, bleiben Anlagen im Bau im Kapitalkostenabzug zwar vollständig unberücksichtigt, finden aber im Gegenzug im Kapitalkostenaufschlag Berücksichtigung (s. o.).

14. Effizienzvergleich (Tenorziffer 10)

1225 Die Regelungen zur Ermittlung von individuellen Effizienzvorgaben entlang eines generellen Abbaupfades werden bezüglich der Verteilernetzbetreiber dem Grunde nach fortgeführt. Aufgrund der Vielzahl der methodischen Detailfragen hierzu wird auf der Ebene der Festlegung RAMEN jedoch nur ein Ansatz in der Regulierungssystematik dem Grunde nach angelegt.

14.1. Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs (Tenorziffer 10.1)

1226 Für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber ergeben sich bei der grundsätzlichen Entscheidung zur Ermittlung individueller Effizienzwerte nach Tenorziffer 10.1 S. 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 S. 3, wonach die in den Erlösobergrenzen enthaltenen Effizienzvorgaben sich auf den jeweiligen Netzbetreiber beziehen. Zudem wird die Regelung fortgeführt, dass ein bundesweiter Effizienzvergleich durchzuführen ist, also ein Verfahren unter Beteiligung der Netzbetreiber, welcher nach § 54 EnWG der Regulierung durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden unterliegen. Durch die Vorgabe eines bundesweiten Effizienzvergleichs ergibt sich auch der Grundsatz, dass eine möglichst

breite Datenbasis vorzusehen ist, dass also möglichst alle Elektrizitätsverteilernetzbetreiber einzubeziehen sind, die nicht am vereinfachten Verfahren teilnehmen.

1227 Die Durchführung eines Effizienzvergleichs entspricht den maßgeblichen Vorgaben des Unionsrechts. Insbesondere ist ein Gesamtkosteneffizienzvergleich am besten geeignet, zu gewährleisten, dass in den Netzkosten nur solche Kosten anerkannt werden, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Satz 1 Strom-VO). Nach dem vorgenannten Rechtsrahmen ist insbesondere der materiell-rechtliche Netzentgeltmaßstab der Anreizsetzung zur Effizienzsteigerung nach Art. 18 Abs. 2 lit. a) Strom-VO einzuhalten. Die Durchführung eines bundesweiten Effizienzvergleichs dient als Teil der Anreizregulierung der Bestimmung der Erlösobergrenzen anhand individueller Effizienzvorgaben in Verbindung mit den in der Kostenprüfung ermittelten Kosten der Netzbetreiber. Durch die Verknüpfung zwischen Erlösobergrenzen bei den Netzentgelten und den individuellen Effizienzvorgaben werden den Netzbetreibern Anreize gesetzt, durch Steigerung der Produktivität und Senkung der Kosten ihre Effizienz zu steigern. Auf diese Weise wird auch zu einer Gesamteffizienz der Netze im Sinne des Art. 18 Abs. 8 Strom-VO beigetragen.

1228 Der Effizienzvergleich soll wie bisher möglichst vor Beginn der Regulierungsperiode durchgeführt werden, damit das Budget möglichst ex ante feststeht. Es handelt sich dabei aber – wie bisher –um keine Ausschlussfrist. Ein Ausschluss wäre nicht damit vereinbar, dass die Erlösobergrenze so festzulegen und die in ihre Festlegung eingehenden Werte so zu bemessen sind, dass die Netzentgelte auf der Grundlage der Kosten einer effizienten Leistungserbringung unter Einschluss einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals bestimmt werden.[96] Eine Festlegung individueller Effizienzvorgaben nur mit Wirkung für die Zukunft wäre hiermit ebenso wenig vereinbar. Ohnehin folgen aus der Festlegung der Effizienzvorgabe gerade 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 (siehe unten).

[96] Vgl. BGH, Beschluss vom 26. Oktober 2021 – EnVR 17/20 –, juris Rn. 54.

1229 Mit der Regelung in Tenorziffer 10.1 S. 2 erfolgt ein Verweis auf die Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich). Hierbei wird auf das Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG verwiesen, wonach Regelungen zu Effizienzvorgaben durch Bestimmung von Effizienzzielen, die die objektiven strukturellen Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber angemessen berücksichtigen, auf Grundlage eines oder mehrerer Verfahren zur Effizienzmessung, getroffen werden können. Alle weiteren Einzelfragen zum bundesweiten Effizienzvergleich werden demnach in der Methodenfestlegung hierzu geregelt.

1230 Hierbei werden die bestehenden rechtlichen Vorgaben zu berücksichtigen sein. So sieht § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG vor, dass die Effizienzvorgaben so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein sollen, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Insofern ist auch eine Tenorierung dieser Vorgabe – wie teilweise in den Stellungnahmen gefordert – nicht erforderlich. Diese Vorgabe aus dem EnWG gilt für die Methodenfestlegung ohnehin. Nach § 21a Abs. 1 S. 6 1. HS EnWG sollen die Effizienzvorgaben objektive strukturelle Unterschiede berücksichtigen, wobei diese Vorgabe im Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG insofern näher bestimmt wird, als dass die objektiven strukturellen Unterschiede „angemessen“ zu berücksichtigen sind. Diesbezüglich wird auch zu erörtern sein, wie die durch die Auswahl der Vergleichsparameter die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden kann (zuvor § 13 Abs. 3 S. 8 2. HS ARegV). Dazu soll vor bzw. bei der Durchführung des Effizienzvergleichs die strukturelle Vergleichbarkeit der Netzbetreiber sichergestellt werden. Zur Gewährleistung der strukturellen Vergleichbarkeit kann auch die Bildung von objektiv abgrenzbaren Subgruppen erforderlich sein, für welche die strukturelle Vergleichbarkeit methodisch hergestellt werden oder aber eine separate Effizienzwertermittlung erforderlich sein kann. Die nähere Regelung bleibt einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) vorbehalten.

1231 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.

1232 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.

1233 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.

1234 Die Beschlusskammer hält auch im Lichte der Stellungnahmen daran fest, nähere Vorgaben und Regelungen nicht in dieser Festlegung vorzunehmen, sondern einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) zu überlassen. Der rechtliche Rahmen, insbesondere die vorstehenden Vorgaben, gelten in gleicher Weise unmittelbar für die Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich). Methodische Grundentscheidungen bereits in dieser Festlegung zu treffen, hält die Beschlusskammer für nicht zweckmäßig. Dies würde selektiv methodische Entscheidungen herauslösen, obwohl es letztlich einer Begründung der Gesamtmethodik nach dem Stand der Wissenschaft bedarf. Überdies ist auch nicht ersichtlich, inwieweit eine Konkretisierung in dieser Festlegung anstelle der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) überhaupt von anderer rechtlicher Qualität wäre. Vor diesem Hintergrund sind Detailregelungen nicht Gegenstand dieser Festlegung. In Bezug auf Stellungnahmen hierzu, etwa zu Sicherungsmechanismen, zu der Auswahl von Vergleichsparametern, zu Fragen der Heterogenität und strukturellen Vergleichbarkeit, zu einer Berücksichtigung des vorausschauenden Netzausbaus, zu einer Skalierung, zu einer Mindesteffizienz sowie zu einer Abrechnung zwischen Methoden und Kostenarten wird auf das Verfahren der Methodenfestlegung Effizienzvergleich verwiesen.

1235 In Bezug auf Einwendungen gegen die Anwendung des Effizienzwertes auf Kapitalkosten und volatile Kostenanteile wird auf die Ausführungen zu Tenorziffern 4.3 und 4.4 verwiesen.

1236 Soweit in Stellungnahmen die Einbeziehung der Kapitalkosten, die aus Anlagen im Bau resultieren, in den Aufwandsparametern und damit den Effizienzvergleich kritisiert wurde, ist dies nicht Gegenstand dieser Festlegung. Die näheren Bestimmungen zur Ermittlung des Ausgangsniveaus trifft die Festlegung StromNEF, auf die insoweit verwiesen wird.

14.2. Verteilungsfaktor (Tenorziffer 10.2)

1237 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 (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) vorbehalten. Die Entscheidungen hierzu werden die Ausgestaltung der Anreizregulierung und die Vorgabe des § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG berücksichtigen, wonach die Effizienzvorgaben so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein sollen, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann.

1238 Wesentlich für die Festlegung des Abbaupfades werden demnach auch die übrigen Ausgestaltungen der Effizienzvorgaben sein, etwa zur Anzahl der Methoden und zum Umgang mit den Ergebniswerten aus mehreren Methoden. Dabei wird auch zu berücksichtigen sein, welche Anreize sich aus dem Abbaupfad in Hinblick auf den Basisjahreffekt ergeben. Vor diesem Hintergrund wird in Bezug auf Stellungnahmen zum Abbaupfad auf das Verfahren zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich verwiesen.

1239 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.

1240 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.

14.3. (Etwaiger) Effizienzbonus (Tenorziffer 10.3)

1241 Wie bereits unter den Erwägungen zu Tenorziffer 4.5 erörtert, wird zum Effizienzbonus durch den Zusatz „etwaige(r)“ festgehalten, dass dieses Element zwar gemäß dieser Festlegung grundsätzlich angelegt ist, jedoch sich aus der diesbezüglichen Methodenfestlegung ergeben kann, dass das Element nicht eingeführt wird. Bezüglich des Effizienzbonus wird demnach eine Gesamtentscheidung zur Ausgestaltung des Effizienzvergleiches und der Effizienzvorgaben getroffen werden. Hierbei kann eine differenzierte Betrachtung von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, Gasverteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern erfolgen.

1242 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.

1243 Vor diesem Hintergrund wird in Bezug auf Stellungnahmen zu Effizienzbonus auf das Verfahren zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich verwiesen.

14.4. Besonderheit der Versorgungsaufgabe (Tenorziffer 10.4)

1244 Gemäß Tenorziffer 10.4 sollen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers durch eine Bereinigung des Effizienzwerts abgebildet werden. Durch diese Formulierung wird zum Ausdruck gebracht, dass eine grundsätzliche Fortführung der in der Praxis bewährten Regelung in § 15 Abs. 1 ARegV erfolgen soll. Ein abweichendes Vorgehen wird damit zwar nicht gänzlich ausgeschlossen. Vielmehr bliebe es durch die Formulierung möglich, Besonderheiten der Versorgungsaufgaben anders als durch eine Bereinigung des Effizienzwertes abzubilden. Insoweit zielt die Formulierung – anders als in mehreren Stellungnahmen angemerkt – nicht darauf, Besonderheiten der Versorgungsaufgabe gar nicht abzubilden. Der ebenfalls vorgeschlagene Verzicht auf diese Regelung in dieser Festlegung wäre hingegen im Ergebnis mit einer Formulierung als „Kann“-Vorschrift gleichzusetzen, was der Bedeutung einer Abbildung der Besonderheit der Versorgungsaufgabe nicht gerecht wird.

In Bezug auf Stellungnahmen zur Ausgestaltung einer Nachfolgeregelung zu § 15 Abs. 1 ARegV bleibt dies der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) vorbehalten. Auf dieses Verfahren wird insoweit verwiesen. Inhaltlich sollen durch die Regelung Besonderheiten abgebildet werden, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Vergleichsparameter nicht hinreichend berücksichtigt wurden. Das Verfahren zur Prüfung der Voraussetzungen einer Effizienzwertbereinigung erfolgt auf Antrag des Netzbetreibers. Dies gewährleistet, dass das Verfahren der Festlegung der Erlösobergrenze nicht von den Einzelfragen der Besonderheit der Versorgungsaufgabe abhängt. Die Besonderheit der Versorgungsaufgabe kann in einem getrennten Verfahren beschieden werden. Die weiteren Regelungen zu materiellen Voraussetzungen, Schwellenwerten und den Rechtsfolgen bezüglich der Bereinigung und Anpassung des individuellen Effizienzwertes sowie zum Antragsverfahren erfolgen durch eine Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich). Bei Tenorziffer 10.4 S. 3 und S. 4 zum Antragsverfahren handelt es sich um eine Verfahrensregelung (siehe Tenorziffer 19).

15. Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11)

1245 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

1246 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.

1247 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

1248 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.

1249 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.

1250 Berücksichtigungsfähig sind grundsätzlich auch solche Anlagengüter, die nicht vom Netzbetreiber selbst, sondern im Falle von gepachteten Vermögensgegenständen von Dritten aktiviert wurden oder voraussichtlich aktiviert werden. Neben Verpachtungskonstellationen wird demnach auch die Subverpachtung erfasst. Hingegen bleiben Anlagengüter, die nicht vom Netzbetreiber, sondern von einem Dienstleister aktiviert wurden oder voraussichtlich aktiviert werden, weiterhin nicht berücksichtigungsfähig.[97] Die Erhöhung von Kapitalkosten eines Dienstleisters wird über das Dienstleistungsentgelt vollumfänglich abgegolten. Dies gilt umso mehr, als Dienstleistungen im Wettbewerb beschafft werden können.

1251 Berücksichtigungsfähig sind lediglich aktivierbare Kapitalkosten. Darunter fallen nicht IT-Kosten für beispielsweise Cloud-Dienstleistungen. Hierbei handelt es sich um Betriebskosten, die in der Regulierungssystematik anderen Grundsätzen unterliegen als Kapitalkosten. Ein Aufbrechen dieser Grundsätze, um Kosten für Cloud-Lösungen im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags abzubilden, ist weder sachgerecht noch erforderlich. Betriebskosten – mit Ausnahme von Kosten im Sinne der Tenorziffer 7 (KA_{nEu}) und 8 (volatile Kostenanteile)

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

– werden über das Ausgangsniveau berücksichtigt. Das neue System einer dreijährigen Regulierungsperiode erlaubt zudem eine schnellere Berücksichtigung von Betriebskostenänderungen gegenüber dem Basisjahr. Für die fünfte Regulierungsperiode sorgt der Anpassungsmechanismus nach Tenorziffer 3.2 übergangsweise für eine pauschale Berücksichtigung von Betriebskostenänderungen.

1252 Hinsichtlich der inhaltlichen Ausgestaltung der berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Gewerbsteuer wird auf die Begründung der Tenorziffer 12 der Festlegung StromNEF verwiesen.

15.3. Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung

1253 Die für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendende kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung ergibt sich aus dem Produkt der Verzinsungsbasis und einem gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz. Nähere Bestimmungen zur kalkulatorischen Verzinsungsbasis werden durch Tenorziffer 11.5 getroffen. Die nähere Ausgestaltung der Methodik und Berechnung des für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Gesamtkapitalkostensatzes ist nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung, sondern erfolgt durch eine Festlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG (Methodenfestlegung Kapitalverzinsung).

15.4. Verzinsungsbasis

1254 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 Beschlusskammer insoweit weiterhin als grundsätzlich nicht sachgerecht an (siehe Erwägungen zu Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF). 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. 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, dass jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen ist (dort S. 5). Nach Tenorziffer 11.5 S. 2 sind von der Bildung

der Verzinsungsbasis hingegen ausdrücklich ausgenommen betriebsnotwendige Vorräte sowie Bilanzwerte des regulatorischen betriebsnotwendigen Umlaufvermögens. Denn insoweit erfolgt entgegen der Behauptung verschiedener Stellungnahmen gerade keine Abschmelzung im Kapitalkostenabzug. In Bezug auf Stellungnahmen zur Berücksichtigung des regulatorischen betriebsnotwendigen Umlaufvermögen wird auf Abschnitt *13.3 Besonderheiten bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten (Tenorziffer 9.3 und 9.4)* verwiesen.

1255 Darüber hinaus sind Anzahlungen auf betriebsnotwendige Sachanlagen und betriebsnotwendige Anlagen im Bau im Kapitalkostenaufschlag mit ihrem Buchwert im jeweiligen Jahr zu berücksichtigen. Somit wird beim Kapitalkostenaufschlag der gesamte Bestand der Anlagen im Bau im Anzeigezeitraum, wie er vom Netzbetreiber angegeben wurde, als Zugang berücksichtigt und nicht nur die im maßgeblichen Jahr erstmalig aktivierten Anlagen im Bau. Entsprechend der Behandlung der Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen im Rahmen der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung gemäß Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF 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.

1256 Soweit in den Stellungnahmen kritisiert wurde, dass die Absenkung des Anfang- und Endbestands im Kapitalkostenaufschlag auf Null nicht sachgerecht sei, trifft diese Aussage nicht zu und die Beschlusskammer ordnet diesen Vortrag der Tenorziffer 9.4 und der Berücksichtigung von Anlagen im Bau im Kapitalkostenabzug zu. Entsprechend erfolgt die inhaltliche Auseinandersetzung unter Abschnitt *13.3 Besonderheiten bei der Bestimmung der fortgeführten Kapitalkosten (Tenorziffer 9.3 und 9.4).*

1257 Ferner wurde vorgetragen, dass Netzbetreiber, die Baukostenzuschüsse vereinnahmten, Nachteilen ausgesetzt seien. Dies trifft aus Sicht der Beschlusskammer nicht zu. Die Vereinnahmung von Baukostenzuschüssen senkt den Kapitalbedarf. Die Kapitalgeber, unabhängig davon, ob es sich um Eigenkapitalgeber/Investoren oder

Fremdkapitalgeber/Gläubiger handelt, müssen für diesen Teil also kein zusätzliches Kapital aufbringen, und somit entstehen auch keine Finanzierungskosten für dieses Kapital. Weitere Ausführungen zu dem Thema finden sich zudem in der Begründung zu Tenorziffer 10 der Festlegung StromNEF.

15.5. Zinsbonus

1258 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.

1259 In Bezug auf die in den Stellungnahmen geäußerte Forderung, den Zinsbonus auch auf Netzanschlusskostenbeiträge anzuwenden und die darüber hinaus geäußerte Kritik hinsichtlich der Ausgestaltung und Wirkungen des Zinsbonus, wird auf die Festlegung StromNEF verwiesen. Die inhaltliche Ausgestaltung des Zinsbonus ist nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung. Die Regelung der vorliegenden Festlegung beschränkt sich auf die Berücksichtigung des Zinsbonus nach Tenorziffer 11 der Festlegung StromNEF als additive Komponente im Kapitalkostenaufschlag.

15.6. Anzeigeverfahren

1260 Tenorziffern 11.8 sieht ein Anzeigeverfahren für den Kapitalkostenaufschlag vor. Hierbei handelt es sich um eine Verfahrensregelung (siehe Tenorziffer 19). Wie bisher wird Netzbetreibern hiermit lediglich ermöglicht, einen Aufschlag auf die jeweilige kalenderjährliche Erlösobergrenze für Kapitalkosten zu erhalten. Sofern sie einen Kapitalkostenaufschlag nach Ziffer 11.1 in einer Erlösobergrenze eines Kalenderjahres ansetzen, sind sie verpflichtet, diesen anzuzeigen; andernfalls können die Kosten nicht

anerkannt werden (auch nicht im Regulierungskonto). § 10a ARegV sah demgegenüber ein Antrags- und Genehmigungsverfahren vor.

1261 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.

1262 Die Anzeigefrist bis zum 30.06. ist notwendig, um der Bundesnetzagentur eine angemessene Datenplausibilisierung zu ermöglichen. Dies umfasst typischerweise eine kursorische Prüfung der Angaben des Netzbetreibers einschließlich an den Netzbetreiber gerichtete Nachfragen, deren Antworten und eine Überprüfung der Antworten. Die kursorische Prüfung konzentriert sich vor allem auf mögliche Ausreißer und Auffälligkeiten. Zur angemessenen Durchführung einer solchen Plausibilisierung ist ein Zeitraum von mindestens sechs Monaten erforderlich.

1263 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.

1264 Über das Regulierungskonto erfolgt dann zu einem späteren Zeitpunkt der Ist-Abgleich einschließlich einer Prüfung aller Ist-Kosten (vgl. Tenorziffer 14).

1265 Soweit in Stellungnahmen Anpassungen an den Erhebungsbögen vorgeschlagen wurden, ist dies nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung. Die Frage einer Harmonisierung sowie des

Bedarfs von Anpassungen an Erhebungsbögen eignet sich nicht für eine abstrakt-generelle Vorgabe. Dies bleibt – wie bisher – der Verwaltungspraxis vorbehalten.

16. Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12)

1266 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

1267 Die Grundzüge der bisherigen Qualitätsregulierung werden beibehalten und um neue Elemente – insbesondere zur Abbildung einer Energiewendekompetenz – ergänzt. Dabei sind die Anreize aus den bestehenden Regulierungsinstrumenten zu ergänzen und gleichzeitig Mehrfachberücksichtigungen oder Fehlanreize zu vermeiden. Bei der Entwicklung und Einführung neuer Elemente geht es in einem ersten Schritt nicht darum, monetäre Anreize zu setzen, sondern insbesondere darum, Transparenz und eine belastbare Datengrundlage zu schaffen, auf deren Basis weitergehende Anreizsysteme festgelegt werden können.

1268 Die Ausgestaltung und Umsetzung dieser Maßgaben obliegt im Einzelnen einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung, vgl. auch Tenorziffer 12.6). Die Regelungen zur Qualitätsregulierung in der vorliegenden Festlegung dienen der Ermöglichung, aber auch Sicherstellung dieser Maßgaben.

16.2. Zielbestimmung und Anwendung

1269 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.

16.3. Festlegung von Kennzahlen

1270 Nach Tenorziffer 12.2 können zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität Kennzahlen hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit oder der Netzservicequalität festlegt werden. Insofern werden einerseits die Dimensionen

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.

1271 Dies stellt dem Grunde nach keine Abweichung gegenüber dem bisherigen System der §§ 18 ff. ARegV dar, unter dem ebenfalls Kennzahlen zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität herangezogen wurden. Während die Netzzuverlässigkeit und die Netzleistungsfähigkeit schon früher als Teile der Qualitätsregulierung in der ARegV angelegt 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.

1272 Die Netzzuverlässigkeit beschreibt im bisherigen System nach § 19 Abs. 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. An dem derzeitigen Verständnis der Netzzuverlässigkeit hält die Beschlusskammer grundsätzlich fest. Dabei ist eine Weiterentwicklung des Begriffs aber nicht ausgeschlossen und obliegt im Einzelnen einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung).

1273 Die Netzleistungsfähigkeit ist nach derzeitiger Rechtlage in § 19 Abs. 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 Beschlusskammer 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.

1274 Die Energiewendekompetenz im Verteilernetz beschreibt nach derzeitiger Ansicht der Beschlusskammer 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 Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) vorbehalten.

1275 Einer Trennung der Energiewendekompetenz und des Qualitätselements im Regulierungssystem bedarf es aus Sicht der Beschlusskammer nicht zwingend. Die Bestimmungen der vorliegenden Festlegung erlauben eine differenzierte Ausgestaltung der einzelnen Qualitätsvorgaben. Hierbei sind heterogene Anforderungen in den Blick zu nehmen (vgl. Tenorziffer 12.5 sowie § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG). Insbesondere schließt die Integration der Energiewendekompetenz in das System der Qualitätsregulierung keine Netzbetreiber per se aus. Auch wird hierdurch keinem Netzbetreiber die Möglichkeit genommen, unabhängig von seiner Größe seine spezifische Kompetenz nachzuweisen. Gleichzeitig schafft die vorliegende Festlegung auch keinen Hinderungsgrund, die Qualitätsregulierung aus Zweckmäßigkeitsgründen auf getrennte Methodenfestlegungen für die Netzzuverlässigkeit und die Energiewendekompetenz aufzuteilen sowie deren Anwendungsbereich bei gegebenem sachlichem Grund anders auszugestalten.

1276 Über die Energiewendekompetenz hinaus, regelt Tenorziffer 12.2 S. 3, dass weitere Bestandteile der Qualitätsregulierung eingeführt werden können. Dazu sind in Satz 3 die Digitalisierung und Aus- und Weiterbildungen als Regelbeispiele aufgeführt.

1277 Schon im zur Konsultation gestellten Eckpunktepapier der Beschlusskammer „Eckpunkte zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz“[98] wurde die Digitalisierung als möglicher Indikator zur Beschreibung der Energiewendekompetenz diskutiert. Denn die Anforderungen und die Komplexität, die die Energiewende mit sich bringt, können nur durch eine umfassende Digitalisierung auch auf Seiten der Netzbetreiber beherrscht werden. Zwar wird es schwierig, der Digitalisierung einen eindeutig messbaren Output zuzuordnen, der im Rahmen der Energiewendekompetenz bewertet werden kann. Vielmehr zeigen sich die Auswirkungen der ergriffenen Digitalisierungsmaßnahmen zeitverzögert im Output anderer messbarer Aspekte der Energiewendekompetenz, wie beispielsweise in kürzeren Netzanschlussdauern aufgrund von digitalisierten Netzanschlussprozessen. Da die Digitalisierung aber ein wesentlicher Baustein für das Gelingen der Energiewende und damit auch der Gewährleistung der Versorgungsqualität ist, regelt Tenorziffer 12.2 S. 3, dass auch Kennzahlen im Bereich der

[98] Eckpunktepapier „Eckpunkte zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz“ vom 14.10.2024, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/EN/RulingChambers/GBK/Level2/Q-Element/Eckpunkte.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Digitalisierung im Rahmen der Qualitätsregulierung festgelegt werden können. Ob die Digitalisierung dazu von der Energiewendekompetenz losgelöst und als eigener Bestandteil der Qualitätsregulierung definiert wird oder ob sie einen Teil der Netzleistungsfähigkeit bildet, kann dahinstehen. § 21a Abs. 3 Satz 3 („insbesondere“) und die dortige Nr. 5 („etwa“) beschränken die Bundesnetzagentur nicht auf die traditionellen Ausprägungen der Qualitätsregulierung. Diese Frage kann daher im Rahmen der Methodenfestlegung zur Qualitätsregulierung geklärt werden.

1278 Die Auswirkungen der Aus- und Weiterbildung sind denen der Digitalisierung ähnlich, da auch Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen nur schwer einem eindeutig messbaren Output zuzuordnen sind, der im Rahmen der Energiewendekompetenz bewertet werden kann. Auch Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen des vorhandenen Personals können aber auf lange oder mittlere Sicht erhebliche Auswirkungen auf die Qualität der Dienstleistungen eines Netzbetreibers haben. Aus- und Weiterbildung kann dabei sowohl Folgen bei der Netzzuverlässigkeit als auch beider Netzleistungsfähigkeit und natürlich auch bei der Netzservicequalität haben. Die Auswirkungen der ergriffenen Maßnahmen zeigen sich insofern in der Regel erst zeitverzögert im Output anderer messbarer Aspekte. Die Einführung eines solchen Qualitätselements wird sich darüber hinaus daran messen lassen müssen, ob geeignete Kennzahlen mit einem für die Netzbetreiber zumutbaren Aufwand gebildet werden können.

1279 Die Einführung weiterer Ausprägungen der Qualitätsregulierung obliegt daher im Einzelnen einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung).

1280 Die Netzservicequalität beschreibt nach internationalem Verständnis das Verhältnis zwischen dem Netzbetreiber und seinen Kunden. Es gibt bereits heute eine Vielzahl an gesetzlichen Regelungen, die Netzbetreiber dazu verpflichten, Informationen im Verhältnis zum Kunden transparent zu machen und Hilfestellungen zu leisten. Ob und inwieweit darüber hinaus eine Qualitätsregulierung im Hinblick auf die Netzservicequalität etabliert wird, obliegt einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung).

1281 Soweit im Rahmen der Konsultation gefordert wurde, dass die Bestimmung und Weiterentwicklung der verwendeten Kennzahlen nicht ausschließlich auf einer statistischen Grundlage basieren dürfe, ist eine solch konkrete Vorgabe der nachgelagerten Methodenfestlegung vorbehalten.

1282 In Bezug auf die Qualitätsregulierung werden mit der vorliegenden Festlegung lediglich grobe Eckpunkte und wesentliche Maßgaben aufgestellt. Konkretere Vorgaben werden nicht definiert. Diese Vorgehensweise ist sachgerecht. Das Setzen konkreter Vorgaben – wie beispielsweise bezüglich der Bestimmung einer Kennzahl auf Grundlage einer statistischen Grundlage oder (auch) durch den Beleg eines ingenieurwissenschaftlichen Ursache-Wirkungs-Zusammenhangs – setzt Kenntnis über die nähere Ausgestaltung der Qualitätsregulierung als solches und der entsprechenden Kennzahl voraus. Diese Ausgestaltungsprozesse sind indes Gegenstand des laufenden Verfahrens zur Festlegung der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen. Mithin sind Fragen der Bestimmung von Kennzahlen auf statistischer Grundlage oder durch den Beleg eines ingenieurwissenschaftlichen Ursache-Wirkungs-Zusammenhangs auch dort zu beantworten.

16.4. Maßgaben für die Umsetzung der Qualitätsregulierung

1283 Tenorziffer 12.3 und 12.4 stellen weitere Maßgaben für die Umsetzung der Qualitätsregulierung auf. Die Ermittlung von Kennzahlen und Ableitung netzbetreiberindividueller Kennzahlenwerte stellt dem Grunde nach keine Abweichung gegenüber den bisherigen Regelungen der Qualitätsregulierung nach §§ 18 ff. ARegV dar. Nach Satz 1 der Tenorziffer 12.3 sind Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet für die Ermittlung von Kennzahlen heranzuziehen. Daraus folgt nicht, dass der Ermittlung von Kennzahlen zwingend Daten sämtlicher Netzbetreiber in Deutschland zugrunde liegen müssen. Die Datengrundlage muss vielmehr eine regionale Verteilung über ganz Deutschland sicherstellen. Eine Kombination und Gewichtung von Kennzahlen sind auch weiterhin möglich.

1284 Nach Tenorziffer 12.3 S. 2, 3 erfolgt nach der Ableitung netzbetreiberindividueller Kennzahlenwerte die Veröffentlichung dieser, ggf. einschließlich der zugrundeliegenden Daten. Die Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten seitens der Bundesnetzagentur ermöglicht Einblicke in wichtige Bestandteile der Regulierung und ist zugleich selbst regulatorisches Element, insbesondere wenn und soweit eine Monetarisierung unterbleibt. So wird das Verfahren und die Ergebnisse der Anreizregulierung für Verbraucher, Investoren und Netzbetreiber transparenter gemacht und die Veröffentlichungspraxis der Regulierungsbehörden vereinheitlicht. Die Beschlusskammer sieht die Veröffentlichung von Daten zur Beschreibung der Versorgungsqualität über alle Netzbetreiber als geeignetes

Instrument, um ein hohes Maß an Vergleichbarkeit und Transparenz sicherzustellen. Die Basis dafür bildet die im Zuge der EnWG-Novelle 2021 geschaffene Transparenzregelung des § 23b Abs. 1 Nr. 10 EnWG. Hiernach kann die Regulierungsbehörde die ermittelten Kennzahlen zur Versorgungsqualität sowie die ermittelten Kennzahlenvorgaben zur Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit einschließlich der zur Bestimmung der Strukturparameter erhobenen, geprüften und verwendeten Größen und der daraus abgeleiteten Strukturparameter selbst und die Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Kennzahlenvorgaben wie auch die daraus resultierenden Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen veröffentlichen. Damit erlaubt die Vorschrift eine Veröffentlichung einer Vielzahl an Werten, die im Rahmen der Qualitätsregulierung erhoben oder ermittelt werden. Sie ist ferner offen für die Veröffentlichung von Daten, Kennzahlenwerten und Kennzahlenvorgaben, die sich erst im Zuge der Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung ergeben.

1285 Im Hinblick auf die Bestimmungen zur Veröffentlichung zeigte sich in den Stellungnahmen ein geteiltes Bild. Während viele Stellungnahmen die Bestimmungen zur umfassenden Veröffentlichung im Interesse der zu erreichenden Transparenz begrüßten, gab es auch eine Reihe an kritischen Stellungnahmen. Die Beschlusskammer hält an der Regelung fest. Insbesondere erachtet die Beschlusskammer eine Beschränkung der zu veröffentlichenden Daten auf „relevante Daten“ für nicht sachgerecht. Bereits im Ausgangspunkt wäre nur schwer abgrenzbar, welche Daten relevant bzw. nicht relevant sind. Außerdem könnte sich dies je nach Perspektive des Betrachters (Netznutzer, Netzbetreiber, Behörde) unterscheiden. Der Mehrwert von Veröffentlichungen könnte dadurch erheblich eingeschränkt werden.

1286 Hinsichtlich des Schutzes von in den zu veröffentlichenden Daten enthaltenen Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen ergeben sich die Grenzen aus § 23b EnWG.

1287 Tenorziffer 12.4 trifft nähere Bestimmungen in Bezug auf ein monetäres Element der Qualitätsregulierung. Gedanklich kann dies als möglicher, aber nicht zwingender Folgeschritt zur Veröffentlichung nach Tenorziffer 12.3 verstanden werden. Es können Kennzahlenvorgaben entwickelt werden. Nach der Tenorziffer 12.4 S. 3 können – wie beim Qualitätselement nach §§ 18 ff. ARegV – Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze vorgenommen werden. Die Regelung ist auch offen für monetäre Anreize in nur eine Richtung, beispielsweise nur die Gewährung von Zuschlägen bei Übertreffen von Kennzahlenvorgaben.

1288 Der Zusatz "insbesondere" in Tenorziffer 12.4 S. 3 verdeutlicht, dass grundsätzlich auch eine andere Form des monetären Anreizes statt eines Zu- oder Abschlags auf die Erlösobergrenze

denkbar ist. Hierzu gibt es derzeit indes keine näheren Umsetzungsüberlegungen seitens der Bundesnetzagentur. Der Zusatz „hinreichend belastbare Datenreihen“ in Tenorziffer 12.4 S. 3 bezieht sich auf eine Datenbelastbarkeit im Hinblick auf eine sinnvolle Bestimmung eines Qualitätselements, nicht auf die Datenqualität, die übermittelt wird.

1289 Nach Auffassung der Beschlusskammer ist es nicht erforderlich, zur Sicherstellung der Datenqualität weitere Qualitätskriterien wie Reproduzierbarkeit, Objektivität, Verlässlichkeit und Gültigkeit in die Tenorziffer aufzunehmen. Die ohnehin zu beachtenden europarechtlichen und gesetzlichen Vorgaben gewährleisten Mindestanforderungen an die Datenqualität.

16.5. Weitere Bestimmungen

1290 Tenorziffer 12.5 geht auf die gesetzliche Vorgabe in § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG zurück. Eine Berücksichtigung der objektiven strukturellen Unterschiede kann nur stattfinden, sofern diese für die Ableitung von Kennzahlen sowie Entwicklung von Kennzahlenvorgaben von Relevanz sind. Eine Ergänzung der Regelung in Bezug auf topographische Unterschiede der Netzgebiete ist nicht erforderlich, da diese bereits von der bestehenden Formulierung erfasst werden. Die Beschlusskammer erachtet es als ebenfalls nicht erforderlich, weitere Kriterien für die Ableitung von Kennzahlenvorgaben in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit aufzunehmen. Viele der vorgeschlagenen Kriterien ergeben sich bereits aus allgemeinen rechtlichen Grundsätzen oder aus europarechtlichen und gesetzlichen Vorgaben, wie z. B. Transparenz und Nachvollziehbarkeit. Hinsichtlich weiterer vorgeschlagener Kriterien (z. B. Einfachheit und geringer Verwaltungsaufwand) ist die uneingeschränkte Geltung für die Ableitung von Kennzahlenvorgaben fraglich und letztlich auch abhängig von der näheren Ausgestaltung. Die vorliegende Festlegung ist daher nicht geeignet, entsprechende Kriterien festzulegen.

1291 Wie erwähnt, erfolgen nähere Regelungen zur Ausgestaltung der Qualitätsregulierung einschließlich des Adressatenkreises der Qualitätsregulierung durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) (vgl. Tenorziffer 12.6). Der konkrete Adressatenkreis wird sich aus dieser Festlegung ergeben, so dass Regelungen zu einem vereinfachten Verfahren mit Blick auf die Qualitätsregulierung auf Ebene der Festlegung RAMEN nicht erfolgen. Im Rahmen der Konsultation wurde umfangreich zum Themenfeld Adressaten der Qualitätsregulierung vorgetragen. Die vorliegende Festlegung lässt den konkreten Adressatenkreis indes ausdrücklich offen und überlässt deren Ausgestaltung der entsprechenden Methodenfestlegung. Dieses Vorgehen ist

zweckmäßig. Die Bestimmung des konkreten Adressatenkreises ist abhängig von der näheren Ausgestaltung der Qualitätsregulierung. Es ist zudem denkbar, dass der Adressatenkreis sich je nach Qualitätsvorgabe unterscheiden wird. Diese Fragen sind demnach der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) vorbehalten. Eine Ausnahme bildet die Anwendung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit auf Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren nach Tenorziffer 16. Diese bleibt für die fünfte Regulierungsperiode ausgesetzt (vgl. Tenorziffer 16.1 S. 3). Die Grundlage dieser Entscheidung ist eine umfassende Auswertung der Daten zur Netzzuverlässigkeit aus den Berichten zu den Versorgungsunterbrechungen gemäß § 52 EnWG. Dabei wurden auch Netzbetreiber berücksichtigt, die in der Vergangenheit am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilgenommen haben und für die das Qualitätselement in der Regulierungsformel daher nicht zur Anwendung gekommen ist. Im Rahmen dieser Analyse wurde die Entwicklung der Zuverlässigkeitskennzahlen im Zeitraum von 2008 bis 2024 untersucht. Die Ergebnisse zur Entwicklung der gemeldeten Versorgungsunterbrechungen liefern derzeit keine hinreichenden Anhaltspunkte, die eine Ausweitung des Adressatenkreises im Bereich der Netzzuverlässigkeit rechtfertigen würden. Berücksichtigt wurde insbesondere die hohe Stochastik der Kennzahlen in den Netzen sehr kleiner Netzbetreiber, die auf die geringe Anzahl tatsächlich eingetretener Versorgungsunterbrechungen zurückzuführen ist.

1292 Bei der Einführung von einzelnen Elementen der Versorgungsqualität und deren Umsetzung ist die Bundesnetzagentur nicht an den Beginn oder die Dauer einer Regulierungsperiode gebunden, sodass dies auch während einer Regulierungsperiode möglich ist. Hierin liegt ein Unterschied beispielsweise gegenüber dem Effizienzvergleich oder dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, die an eine bestimmte Regulierungsperiode gebunden sind. Das Qualitätselement kann daher während der laufenden Regulierungsperiode bestimmt oder verändert werden. Diese Vorgehensweise ist vorteilhaft, da einzelne Elemente eines regulatorischen Instruments gestuft erprobt und umgesetzt werden können, ohne jeweils den Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode abwarten zu müssen. In diesem Zusammenhang trifft Tenorziffer 12.7 nähere Bestimmungen zur Berücksichtigung eines Qualitätselements in der Erlösobergrenze. Die Optionalität des monetären Elements der Qualitätsregulierung ist in der Regulierungsformel angelegt.

17. Härtefall (Tenorziffer 13)

1293 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.

1294 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.

1295 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

1296 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.

1297 Konnte der Umstand im Ausgangsniveau abgebildet werden, scheidet eine innerperiodische 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.[99] 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.

1298 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.

[99] Vgl. Meissner/Schenk, in: Schoch/Schneider, VwGO, 45. EL Januar 2024, § 74 Rn. 5.

1299 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.

1300 Der Anreizregulierung ist es immanent, dass dem Netzbetreiber zusätzliche Gewinne möglich sind, ihm spiegelbildlich aber auch Risiken auferlegt werden. Insbesondere trägt der Netzbetreiber das Risiko, inwieweit seine Betriebsführung der eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers sowie wettbewerblichen Maßstäben entspricht. Dies ergibt sich bereits aus den Grundprinzipien der Anreizregulierung, insbesondere dem Prinzip des simulierten Wettbewerbs, sowie aus § 21 Abs. 2 S. 1 und S. 3 EnWG. Nach § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG werden die Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, gebildet. Nach § 21 Abs. 2 S. 3 EnWG dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden, soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden. In Satz 4 der Tenorziffer ist darüber hinaus ausdrücklich klargestellt, dass ein Umstand insbesondere in den Risikobereich des Netzbetreibers fällt, soweit der Netzbetreiber diesen hätte vorhersehen können und in der Folge den Eintritt selbst hätte verhindern oder dessen Auswirkungen auf die Kosten- und Vermögenssituation hätte erheblich abmildern können. Es ist Obliegenheit und damit zugleich Risiko eines Netzbetreibers auf bei sorgfältiger Betriebsführung vorhersehbare Umstände zu reagieren, soweit ihm dies möglich ist. Nur eine solche Betriebsführung entspricht wettbewerblichen Maßstäben sowie der Betriebsführung eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers. Andernfalls entstehende Kosten und Kostenbestandteile sind nicht zu berücksichtigen. Maßstab ist insbesondere ein vorausschauend und vorsichtig agierender Netzbetreiber. An Netzbetreiber werden besondere Anforderungen 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).

1301 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

1302 Ferner setzt eine Anpassung der Erlösobergrenze im Rahmen einer Härtefallregelung voraus, dass im Falle der Beibehaltung eine nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber entstehen würde. Hierzu ist eine Gesamtbetrachtung seiner Kosten- und Vermögenssituation durchzuführen. Die Unzumutbarkeit setzt voraus, dass die Beibehaltung der Erlösobergrenze zu einem für den Netzbetreiber wirtschaftlich untragbaren Ergebnis führt. Unterhalb dieser Schwelle scheidet eine Anpassung der Erlösobergrenze auf Grundlage dieser Regelung aus.

1303 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) 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.

1304 Führt die Beibehaltung der Erlösobergrenze allerdings zu einem für den Netzbetreiber wirtschaftlich untragbaren Ergebnis, ist eine solche Ausnahme im Rahmen der Anreizregulierung rechtlich geboten. Hierzu ist eine wertende Gesamtbetrachtung der Kosten- und Vermögenssituation des Netzbetreibers durchzuführen. Insbesondere ist nicht die einzelne gestiegene Kostenposition zu betrachten. Eine einzelne gestiegene

Kostenposition gibt gerade keinen Aufschluss darüber, inwieweit die Gesamtbelastung für den Netzbetreiber wirtschaftlich untragbar ist. Dies zeigt gerade erst die Gesamtbetrachtung auf, die auch sinkende Kostenpositionen in den Blick nimmt. Bei dieser ist auch zu berücksichtigen, inwieweit der Netzbetreiber die Gesamtbelastung seiner Kosten- und Vermögenssituation durch wirtschaftlich vertretbare Rationalisierungsmaßnahmen auffangen kann. Vor diesem Hintergrund ist eine isolierte Betrachtung von Einzelposition – wie teils gefordert– nicht sachgerecht. Dies gilt auch für die vereinzelt geforderte Anpassbarkeit der Verlustenergiemengen über die Härtefallregelung. Hinsichtlich der inhaltlichen Frage der Anpassbarkeit in Bezug auf Verlustenergie wird auf Tenorziffer 8.3 und die diesbezügliche Begründung verwiesen.

1305 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.[100] Dies ist gerade das Pendant zur Möglichkeit zusätzlicher Gewinne im Rahmen der Anreizregulierung. Treten die Kostensteigerungen von vornherein nur für einen begrenzten Zeitraum auf, ist dem Netzbetreiber eher zuzumuten, vorübergehend eine geringere Verzinsung seines Eigenkapitals hinzunehmen, als dies bei dauerhaften, für einen erheblichen Teil der Regulierungsperiode zu erwartenden Kostensteigerungen der Fall ist.[101] Eine Aufzehrung der Verzinsung des eingesetzten Kapitals auf unabsehbare Zeit ist dem Netzbetreiber nicht zuzumuten. Für die Bewertung im Einzelfall, inwieweit die Verzinsung nicht mehr nur vorübergehend durch Kostensteigerungen aufgezehrt wird, kann demnach eine Gesamtbetrachtung der Kosten- und Vermögenssituation sowie Ertragslage des Netzbetreibers über einen mehrjährigen Zeitraum erforderlich sein, insbesondere auch zurückliegender Jahre. Hiermit wird lediglich auf die Möglichkeit eines mehrjährigen Betrachtungszeitraums hingewiesen, ohne dass ein solcher – wie teils vorgebracht wurde – festgelegt würde. Vielmehr ist auch insoweit der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz unter

[100] Vgl. BGH, Beschluss vom 28. Juni 2011 – EnVR 48/10 –, juris Rn. 84.
[101] BGH, Beschluss vom 18. Oktober 2011 – EnVR 13/10 –, juris Rn. 33.

Berücksichtigung der konkreten Umstände des Einzelfalls zu beachten, einschließlich drohender Insolvenz oder Gefahren für den Betrieb des Netzes.

1306 Insbesondere im Falle einer Gefahr für den Betrieb des Netzes kann 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) Rechnung zu tragen.

17.3. Verfahrensregelung

1307 Tenorziffer 13 S. 5 ist eine Verfahrensregelung (siehe Tenorziffer 19). Hiermit wird verfahrensrechtlich festgelegt, dass eine Anpassung der Erlösobergrenze nach Satz 1 nur auf Antrag des Netzbetreibers erfolgt. Nach allgemeinen Grundsätzen trifft den Netzbetreiber eine Mitwirkungslast für das Vorliegen der Voraussetzungen, da sämtliche Informationen die zur Beurteilung der Unzumutbarkeit erforderlich sind, in der Sphäre des Netzbetreibers liegen.

18. Regulierungskonto (Tenorziffer 14)

1308 Die Festlegung dieser Tenorziffer beruht auf § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 6 EnWG. Danach ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, im Wege der Festlegung das Anreizregulierungsmodell näher auszugestalten, insbesondere Regelungen zu treffen zu einem Ausgleichsmechanismus, der insbesondere die Auswirkungen jährlich schwankender Mengen sowie Abweichungen zwischen tatsächlich entstandenen Kosten und zulässigen Erlösen abzubilden hat. Der Gesetzgeber wollte insoweit erkennbar an § 5 ARegV anknüpfen, so dass letzteres auf einen Ist-Abgleich beim Ansatz von Planwerten zielt.

1309 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.

1310 Mit der Regelung wird das Ziel einer verbraucherfreundlichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas in § 1 Abs. 1 EnWG aufgegriffen. Durch die zeitliche Streckung des Ausgleichs des Regulierungskontos über drei Jahre werden starke Schwankungen bei den Netzentgelten vermieden und damit die Planbarkeit für die Vertriebe und Netznutzer erhöht. Die Stärkung und der Schutz der Verbraucher ist dabei zugleich ein europarechtliches Ziel (Art. 58 lit. g) Strom-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.

1311 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.

1312 Tenorziffer 14.1 S. 1 sieht vor, dass die Differenzbeträge zwischen den nach Tenorziffer 4 zulässigen und den unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlöse auf ein Regulierungskonto zu verbuchen sind. Der Netzbetreiber ist zur Bildung seiner Netzentgelte auf Mengenprognosen des zukünftigen Energieabsatzes angewiesen, die durch eine Vielzahl von Faktoren (z. B. Temperaturen oder konjunkturelle Entwicklung) beeinflusst werden. Hieraus ergeben sich regelmäßig Abweichungen zwischen den erzielbaren Erlösen und der festgelegten Erlösobergrenze. Solche Abweichungen sind am Jahresende sichtbar und werden auf einem Regulierungskonto verbucht. In mehreren Stellungnahmen wurde angeregt, statt auf die physikalisch durchgeleiteten Absatzmengen zu den jeweiligen in Anspruch genommenen Leistungswerten auf den vom Wirtschaftsprüfer testierten Wert im Jahresabschluss abzustellen. Die Beschlusskammer hält es nicht für zweckmäßig, die Art und Weise der Ermittlung der erzielbaren Erlöse in dieser Festlegung über den Status quo der ARegV hinaus näher zu konkretisieren. Daran anschließend legt die Festlegung nicht abschließend fest, welche Informationen für eine Überprüfung notwendig sind (siehe hierzu auch Rn. 1322). Hiervon hängt es auch ab, ob eine Nachweisrechnung für die Prüfung des Regulierungskontos erforderlich ist und daher der in Stellungnahmen vorgeschlagene Verzicht auf eine solche ausscheidet.

1313 Nach Tenorziffer 14.1 S. 2 ist auch die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kostenanteilen nach Tenorziffer 7.5 Nr. 1 und 3 und nach Tenorziffer 8.2 und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Plan-Ansätzen auf das Regulierungskonto zu verbuchen. Dies gilt nach Tenorziffer 14.1 S. 3 entsprechend, soweit in

einer Festlegung nach Ziffer 7.6 oder Ziffer 8.3 der Ansatz von Planwerten mit Ist-Abgleich vorgesehen ist. Daraus ergibt sich zugleich, dass tatsächlich entstandene Kosten nur insoweit zu berücksichtigen sind, als sie den Vorgaben an Kostenpositionen nach Tenorziffer 7 bzw. Tenorziffer 8 entsprechen. Dadurch wird insbesondere die Differenz von Plan- und Ist-Kosten einzelner Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, sowie volatiler Kostenpositionen erfasst.

1314 Nach Tenorziffer 14.2 wird auch die Differenz aus dem jährlichen, nach Tenorziffer 11.2 S. 2 teilweise auf Planbasis ermittelten Kapitalkostenaufschlag und dem Kapitalkostenaufschlag, wie er sich bei der Berücksichtigung der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten ergibt, auf dem Regulierungskonto verbucht. Dadurch wird – wie im Falle der Tenorziffer 14.1 S. 2 – die Differenz von Plan- und Ist-Kosten erfasst.

1315 Dabei gelten auch im Rahmen des Abgleichs über das Regulierungskonto die jeweiligen materiellen Vorgaben. Beispielsweise sind tatsächlich entstandene Kosten nur insoweit zu berücksichtigen, als sie den Vorgaben an Kostenpositionen nach Tenorziffer 7 bzw. Tenorziffer 8 entsprechen (s. o.).

1316 Gleichzeitig legt diese Festlegung die Anwendungsfälle nicht abschließend fest. Nach Tenorziffer 14.3 können weitere Positionen, bei denen eine Abwicklung über das Regulierungskonto für erforderlich erachtet wird, durch Methodenfestlegungen bestimmt werden. Hierunter kann ein Abgleich fallen, der aufgrund des Ansatzes von zunächst Planwerten erforderlich ist oder auch weitere Sachverhalte, bei denen ein Kostenabgleich im Hinblick auf die Mengen oder Kostenentwicklung festgelegt wird (so zuvor nach § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV für die Kosten des Messwesens). Hierbei handelt es sich um keine Festlegungskompetenz, wie vereinzelt angemerkt wurde, sondern eine Öffnung für weitere themenbezogene Festlegungen. Andernfalls könnte die Regelung als abschließend angesehen werden, so dass für die Einbeziehung weiterer Sachverhalte aufgrund der Tatbestandswirkung diese Festlegung selbst zu ändern wäre.

1317 Eine Stellungnahme forderte in diesem Zusammenhang eine Überführung von Kosten für konventionelle Zähler jenseits einer Preisobergrenze in die Netzentgelte, um Preisverwerfungen aufgrund des Auslaufens konventioneller Zähltechnik für die Kunden dieser Zähler zu verhindern. Diese Forderung ist für die Beschlusskammer nicht nachvollziehbar, da Kosten für die konventionelle Zähltechnik ohnehin über die Netzentgelte gewälzt werden. Preisverwerfung für die Kunden konventioneller Zähltechnik sind daher nicht

ersichtlich. Durch eine Nachfolgeregelung zu § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV außerhalb dieser Festlegung soll jedoch weiterhin gewährleistet werden, dass der Kostenrückgang aufgrund des Auslaufens konventioneller Zähltechnik abgebildet wird.

1318 Soweit in mehreren Stellungnahmen zusätzlich vorgeschlagen wurde, einen Plan-Ist-Abgleich des Verbraucherpreisgesamtindexes über das Regulierungskonto vorzunehmen, wird auf Abschnitt 10.2 verwiesen.

1319 Tenorziffer 14.4 regelt die Verzinsung von Differenzbeträgen auf dem Regulierungskonto. Es besteht das teilweise unvermeidbare Risiko, dass die Netzbetreiber die Mengenparameter unterschätzen bzw. Planansätze überschätzen. Die so entstehende positive Differenz auf dem Regulierungskonto wäre gleichzusetzen mit einem vom Netzkunden gewährten Kredit. Konsequenterweise ist die Differenz daher auch zu verzinsen. Zur Vereinfachung wird dabei für die Verzinsung auf die Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags abgestellt. Für sachgerecht hält die Beschlusskammer jedoch eine von § 5 Abs. 2 S. 3 ARegV abweichende Reglung zur Zinshöhe. Diese richtet sich künftig nach dem kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz des für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Gesamtkapitalkostensatzes nach Tenorziffer 11.4. Bei einer Differenz zugunsten des Netzbetreibers handelt es sich nämlich im Prinzip um ihm zur Verfügung stehendes Fremdkapital, was konsequenterweise in entsprechender Höhe zu verzinsen ist. Gleichzeitig wird die Verzinsung nicht asymmetrisch zu Lasten der Netzbetreiber ausgestaltet, jedenfalls solange ein strategisches Verhalten der Netzbetreiber und damit Verzerrungen nicht zu beobachten sind. Denn Abweichungen in einer gewissen Bandbreite sind auch bei sachgerecht erstellten Prognosen nicht vollständig vermeidbar.

1320 Tenorziffer 14.5 Sätze 1 und 2 regeln den Ausgleich des Saldos in materieller Hinsicht. Damit wird insgesamt an einem etablierten Prozess festgehalten, der sich bewährt hat. Der ermittelte und verzinste Saldo des Regulierungskontos wird annuitätisch über drei Kalenderjahre durch Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze verteilt. Die Verteilung beginnt jeweils zum 1. Januar des dritten Jahres nach dem Jahr, für das der Saldo nach Tenorziffer 14.1 bis 14.4 ermittelt wurde. Damit wird erreicht, dass die Netzbetreiber „angesparte“ Erlöse zeitnah in der Erlösobergrenze berücksichtigen können bzw. „zu viel“, das heißt über die Erlösobergrenze hinaus, erwirtschaftete Erlöse schnell an die Verbraucher zurückfließen. Gegenüber einer Ermittlung des Saldos erst am Ende der Regulierungsperiode und einem Ausgleich über die folgende Regulierungsperiode werden hierdurch Sprünge in der Folgeperiode durch den

Mechanismus des Regulierungskontos selbst vermieden. Je nach Höhe des Saldos des Regulierungskontos am Ende der Regulierungsperiode könnte der Ausgleich selbst sonst zu deutlich spürbaren Sprüngen in den Netzentgelten für die nachfolgende Regulierungsperiode führen. Solche Sprünge werden durch eine jährliche Ermittlung des Saldos vermieden. Eine Verteilung über drei Kalenderjahre durch Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze erscheint dabei erforderlich, aber auch ausreichend, um übermäßige Schwankungen zu vermeiden und gleichzeitig einen zeitnahen Ausgleich zu erreichen. Die Verteilung ist dabei – wie bisher – nicht abhängig von Beginn und Ende der Regulierungsperiode. Daher ist es unschädlich, dass Zu- und Abschläge durch die Verkürzung der Regulierungsperiode nicht mehr nur in die nächste Regulierungsperiode reichen können, sondern auch in die darauffolgenden Regulierungsperioden. Nach Tenorziffer 14.5 S. 3 werden die Annuitäten gemäß Tenorziffer 14.4 verzinst. Da in den Annuitäten die jeweilige Differenz des Regulierungskontos aufgeht, ist die Anwendung desselben Zinssatzes folgerichtig. Salden des Regulierungskontos der vierten Regulierungsperiode nach § 5 ARegV fließen in die Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze des jeweiligen Jahres t der Regulierungsperiode (S_t) ein. Dies gilt auch für Salden des Regulierungskontos nach § 5 ARegV, die aus Festlegungen resultieren, die nach Tenorziffer 19 aufgehoben werden.

1321 Tenorziffer 14.6 regelt den Ausgleich des Saldos in verfahrensrechtlicher Hinsicht und gilt als Verfahrensvorschrift ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1, Abs. 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen (siehe Tenorziffer 19). Nach Tenorziffer 14.6 S. 1 genehmigt die Regulierungsbehörde auf Antrag den durch den Netzbetreiber ermittelten Saldo sowie dessen Verteilung. Tenorziffer 14.6 S. 2 verpflichtet die Netzbetreiber einmal jährlich zum 31. Dezember des Kalenderjahres einen Antrag nach Tenorziffer 14.6 S. 1 zu stellen. Das Antragsverfahren ermöglicht der Regulierungsbehörde ex post eine Überprüfung des ermittelten Saldos sowie dessen Verteilung. Zu dieser Überprüfung gehört im Interesse der Netznutzer auch, die durch diese oder weitere Festlegungen näher definierten Kostenpositionen daraufhin zu kontrollieren, ob diese in Einklang mit den Vorgaben berechnet worden sind (einschließlich solcher Positionen, die zuvor lediglich im Wege von Anzeigeverfahren von Netzbetreibern geltend gemacht wurden).[102] Mit Blick auf das berechtigte Interesse der Netznutzer an einer Überprüfung kommt die angeregte Implementierung einer Genehmigungsfiktion nicht in Betracht. Für eine Rückkehr zu einer

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

früheren Frist (etwa 30.06.) und einem strafferen zeitlichen Ablauf sieht die Beschlusskammer keine Veranlassung. Durch die Änderung sollte der Prüfungszeitraum verlängert werden, damit entsprechende Korrekturen sowie daraus resultierender Doppelaufwand vermieden und damit auch die Zuverlässigkeit der Entgeltbildung selbst erhöht wird. Zugleich ergibt sich hieraus für die Netzbetreiber ein längerer Zeitraum, um die betreffenden Daten vorzulegen, was zu mehr Flexibilität führt (vgl. BR-Drs. 405/21, S. 23). Dies hat sich in der Praxis bewährt.

1322 Die Antragspflicht stellt sicher, dass tatsächliche Kosten, die im Vergleich zu den (angepassten) Plankosten geringer ausfallen, bei der Entgeltbildung berücksichtigt und somit die Kostenersparnis des Netzbetreibers an den Netznutzer weitergegeben werden und Unterschätzungen bei den Mengenparametern zeitnah ausgeglichen werden.

1323 Tenorziffer 14.6 S. 3 regelt den Inhalt des Antrags auf Anpassung der Erlösobergrenze mit Blick darauf, dass der Regulierungsbehörde die zur Überprüfung notwendigen Informationen vorliegen müssen. Dies schließt in Bezug auf Tenorziffer 14.2 insbesondere auch Angaben zur Höhe der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten der dem Kapitalkostenaufschlag zugrunde gelegten betriebsnotwendigen Anlagegüter ein, einschließlich Angaben zu den Anschaffungs- und Herstellungskosten. Insoweit handelt es sich letztlich um eine Konkretisierung der nach allgemeinen Grundsätzen bestehenden Mitwirkungsobliegenheit, da diese Informationen in der Sphäre des Netzbetreibers liegen.

1324 Soweit in Stellungnahmen eine Harmonisierung von Erhebungsbögen vorgeschlagen wurde, ist dies nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung. Die Frage einer Harmonisierung sowie der Häufigkeit von Anpassungen an Erhebungsbögen eignet sich nicht für eine generelle, eher starre Festlegung im Regulierungsrahmen.

1325 Tenorziffer 14.7 hat in erster Linie die Funktion einer Übergangsregelung und betrifft alle Regulierungskonten der vierten Regulierungsperiode, die zum Zeitpunkt des Außerkrafttretens der ARegV zum 31.12.2028 noch nicht beschieden wurden. Insoweit stellt Tenorziffer 14.7 klar, dass sich die Ermittlung, Verzinsung und annuitätische Verteilung dieser Regulierungskontosalden (weiterhin) nach den Bestimmungen der ARegV in der am 29.12.2023 geltenden Fassung richtet. Da die betreffenden Erlösobergrenzen der Jahre 2024 bis 2028 unter dem Rechtsrahmen der ARegV gebildet wurden, ist eine gleichlaufende Bestimmung der Regulierungskontosalden der Jahre 2024 bis 2028 erforderlich. Dies betrifft beispielsweise unterschiedliche dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenpositionen (nunmehr KA_{nEu}).

1326 Ferner ist die Regelung auch aus Gleichbehandlungserwägungen geboten. Denn je nach Zeitpunkt des Verfahrensabschlusses bzw. der Bescheidung würde variieren, ob sich die Ermittlung, Verzinsung und annuitätische Verteilung des noch nicht beschiedenen Regulierungskontosaldos der vierten Regulierungsperiode nach der ARegV oder nach Tenorziffer 14 dieser Festlegung richtet. Dieser potentiellen Ungleichbehandlung wirkt Tenorziffer 14.7 entgegen. Schließlich stellt Tenorziffer 14.7 sicher, dass eine klare und eindeutige Abgrenzung der anwendbaren Regelungen für die Bestimmung der Regulierungskontosalden der vierten Regulierungsperiode erfolgen kann.

1327 Eine Anwendung der ARegV findet nur im Hinblick auf materielle Regelungen statt (in Abgrenzung zu Verfahrensregelungen). In Bezug auf Verfahrensregelungen gelten nach Außerkrafttretens der ARegV die Bestimmungen der Tenorziffer 14, wobei Tenorziffer 19 zu beachten ist. Im Rahmen des Regulierungskontos betrifft dies beispielsweise die Antragstellung und Antragsfrist. In praktischer Hinsicht führt dies für Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit zu keiner Änderung der Rechtslage insoweit, als dass der Antrag (weiterhin) bezüglich des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres einmal jährlich zum 31. Dezember im folgenden Kalenderjahr zu stellen ist (vgl. Tenorziffer 14.6 S. 2). Für das Regulierungskontosaldo des Jahres 2028 bedeutet dies, dass der entsprechende Antrag zum 31.12.2029 zu stellen ist. So sähe es auch die ARegV vor.

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

1328 Nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 9 EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen zu Verfahren zur Berücksichtigung von Netzübergängen. Der Begriff des Verfahrens ist dabei untechnisch zu verstehen, so dass das Regelbeispiel auch zu materiellen Vorgaben im Falle eines Übergangs von Netzen sowie bei Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen ermächtigt. Der Gesetzgeber wollte insoweit erkennbar an § 26 ARegV anknüpfen, der auch materielle Vorgaben enthält.

1329 Die Beschlusskammer hat sich dazu entschieden, die bestehende Regelung des § 26 ARegV für Elektrizitätsverteilernetze inhaltlich im Wesentlichen fortzuführen.

19.1. Vollnetzübergang

1330 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. Als materielle Meldepflicht handelt es sich hierbei nicht um eine Verfahrensregelung. Festgelegt wird eine einseitige Mitteilungspflicht der Netzbetreiber, ohne dass eine verfahrensrechtliche Regelung zum Umgang mit den gemeldeten Daten getroffen wird. Soweit hier mit „unverzüglich“ eine Vorgabe getroffen wird, richtet sich diese allein an die Netzbetreiber, nicht hingegen die Regulierungsbehörden.

1331 Soweit in einer Stellungnahme angeregt wurde, eine Regelung zu treffen, wonach der übernehmende Netzbetreiber in die laufenden energiewirtschaftlichen Verwaltungsverfahren des abgebenden Netzbetreibers eintritt und diese mit dem übernehmenden Netzbetreiber unter Ausscheiden des abgebenden Netzbetreibers fortführt, ist eine Festlegungskompetenz nicht ersichtlich. Die verfahrensrechtliche Konsequenz einer Rechtsnachfolge einschließlich der Auswirkung auf die Beteiligtenstellung im Verwaltungsverfahren betrifft insbesondere nicht mehr die Ausgestaltung des Anreizregulierungsmodells selbst. Auch § 26 ARegV regelte gerade nicht den Netzübergang und die verfahrensrechtlichen Konsequenzen, sondern die Aufteilung der Erlösobergrenzen infolge des Netzübergangs.

19.2. Teilnetzübergang

1332 Auch die Vorgaben zum Teilnetzübergang werden inhaltlich im Wesentlichen fortgeführt. Im Aufbau erfährt die Regelung allerdings Änderungen, um die wegen § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG erforderliche Trennung von Vorschriften des Verwaltungsverfahrens der Regulierungsbehörde und materiellen Regelungen abzubilden.

1333 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 S. 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.

1334 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 grundsätzlich unverändert. Der Maßstab erfährt lediglich insoweit eine Änderung, als dass auch die Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber in tatsächlicher Höhe gemäß MsbG nach Tenorziffer 7.5 Nr. 3 entstehen, nicht in die Ermittlung des Pauschalbetrags eingehen. Insoweit wird ein Gleichlauf mit vorgelagerten Netzkosten hergestellt. Auch bei diesen Kosten ist nach Tenorziffer 7.7 S. 4 auf das Kalenderjahr t abzustellen (Planwerte). Hier findet der Netzübergang daher unmittelbar Berücksichtigung in der Anpassung nach Tenorziffer 7.7 S. 2, so dass diese Kostenanteile bei der Bestimmung des Pauschalbetrags von vorneherein unberücksichtigt bleiben können. 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.[103] Entgegen einer Anmerkung in den Stellungnahmen enthält dieser Term die gesamte Berechnung einschließlich der Kapitalkosten, nur in abgeleiteter Form. 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

[103] vgl. Thäsler, in: Holznagel/Schütz, Anreizregulierungsrecht, 2. Aufl. 2019, § 26 ARegV Rn. 46.

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.

1335 Der Maßstab für die Ermittlung der Kapitalkosten in Tenorziffer 15.5 bleibt gegenüber § 26 Abs. 4 ARegV unverändert. Besteht zwischen den beteiligten Netzbetreibern zumindest Einigkeit hinsichtlich der zu überlassenden Anlagengüter, regelt Satz 2, dass die Grundlage für die Ermittlung des übergehenden Anteils der Erlösobergrenze die zu übereignenden Verteilungsanlagen sind. Herrscht zwischen abgebenden und übernehmenden Netzbetreiber Streit (zum Beispiel hinsichtlich des Übergangs gemischt-genutzter Leitungen) werden nach Satz 3 - abweichend von Satz 2 - die nach § 46 Abs. 2 S. 2 EnWG zu übereignenden Verteilungsanlagen aus den Daten und Informationen über das betriebsnotwendige Sachanlagevermögen ermittelt, die dem Konzessionsvergabeverfahren zugrunde lagen. Diese Daten müssen der Gemeinde vom abgebenden Netzbetreiber nach § 46 Abs. 3 in Verbindung mit § 46a EnWG zur Verfügung gestellt werden. Damit wird verhindert, dass streitige Konzessionsübergänge die behördlichen Verfahren hemmen. Mit Blick auf die Forderung, auf die tatsächlich übergegangenen Verteilungsanlagen abzustellen, könnte dies im Falle eines streitigen Konzessionsübergangs zu jahrelanger Unsicherheit führen und die behördlichen Verfahren hemmen, wenn ein solcher Fall praktisch auch die absolute Ausnahme sein dürfte. In den anderen Fällen käme ein Abstellen auf die tatsächlich übergegangenen Verteilungsanlagen zwar grundsätzlich in Betracht. Gleichzeitig werden sich die tatsächlich übergegangenen Verteilungsanlagen praktisch kaum von der Vereinbarung – den zu übereignenden Verteilungsanlagen – unterscheiden, aber letzteres deutlich einfacher zu ermitteln sein.

1336 Den Vorschlag, im Aufteilungsmaßstab für den Pauschalbetrag das Verhältnis der Kapitalkosten nur bezogen auf die betroffene Netzebene heranzuziehen, greift die Beschlusskammer nicht auf. Hierdurch würde die Bestimmung des Pauschalbetrags, welcher schon dem Namen nach auf einer Typisierung beruht, mit weiteren Prüfschritten belastet. Hierbei ist auch zu berücksichtigen, dass etwaige Verzerrungen aufgrund von Unterschieden der Kostenstruktur und des OPEX/CAPEX-Verhältnisses nur bis zum Ende der jeweiligen Regulierungsperiode bestehen, deren Länge ab der sechsten Regulierungsperiode nur noch drei Jahre beträgt. Ein relevanter Anreiz für Gebietsaufsplitterungen aufgrund etwaiger

Verzerrungen bei der Bestimmung des Pauschalbetrags wird vor diesem Hintergrund nicht gesehen.

1337 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 S. 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. Dass die Vereinbarung nur für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode getroffen werden kann, ergibt sich – entgegen einer Stellungnahme – auch hinreichend deutlich aus der Tenorierung „für die verbleibende Dauer". Das diesbezügliche Verfahren zur erneuten Festlegung ist hiervon abgetrennt für Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur in Tenorziffer 15.10 S. 3 geregelt.

1338 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 übereinstimmenden 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.[104] Die Beschlusskammer hält es nicht für erforderlich, den Umfang der Überprüfung auf Sachgerechtigkeit sowie das Vorgehen bei fehlender Sachgerechtigkeit im Einzelnen zu tenorieren. Dies bleibt – wie im bisherigen System der ARegV – der Verwaltungspraxis überlassen. 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

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

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 S. 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 S. 3 das Verwaltungsverfahren bei einer nachträglichen Vereinbarung der beteiligten Netzbetreiber nach Tenorziffer 15.4 S. 3 geregelt. In diesem Fall legt die Bundesnetzagentur – wie bisher nach § 26 Abs. 6 ARegV – den Anteil der Erlösobergrenze für die verbleibende Dauer der Regulierungsperiode erneut fest (Tenorziffer 15.10 S. 3). Materiell-rechtlich tritt dabei die Vereinbarung an die Stelle der Bestimmung nach Tenorziffer 15.4 S. 1 (vgl. Tenorziffer 15.5 S. 3 2. HS.). Wegen § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG wird vorliegend verfahrensrechtlich getrennt geregelt, dass es einer Festlegung der nachträglichen Vereinbarung bedarf. Hierbei handelt es sich um eine Regelung, die als Verfahrensvorschrift nur für Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit gilt (vgl. Tenorziffer 19). In der Zusammenschau tritt die nachträgliche Vereinbarung erst mit der Festlegung an die Stelle der ursprünglich ergangenen Festlegung unter Heranziehung des Aufteilungsmaßstabs. Eine gesamthafte Regelung in Tenorziffer 15.10 S. 3 – wie in einer Stellungnahme gefordert – ist mit Blick auf § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG nicht möglich. Die Tenorziffern 15.9 und 15.10 sind Verfahrensregelungen (siehe Tenorziffer 19).

19.3. Wechsel des zuständigen Netzbetreibers

1339 Die Netzbetreiber haben darüber hinaus unverzüglich den Übergang des Netzbetriebs mitzuteilen, soweit sich ein Wechsel des zuständigen Netzbetreibers ergeben hat (Tenorziffer 15.8 2. HS). Hierbei handelt es sich um eine materielle Meldepflicht für alle Netzbetreiber an die zuständige Regulierungsbehörde. Als materielle Meldepflicht handelt es sich hierbei nicht um eine Verfahrensregelung. Festgelegt wird eine einseitige Mitteilungspflicht der Netzbetreiber, ohne dass eine verfahrensrechtliche Regelung zum Umgang mit den gemeldeten Daten getroffen wird.

20. Vereinfachtes Verfahren (Tenorziffer 16)

1340 Eine Regelung zum vereinfachten Verfahren für kleine Verteilernetzbetreiber ist in der Anreizregulierung in den ersten vier Regulierungsperioden vorgesehen gewesen. Diese wird grundsätzlich fortgeführt (Tenorziffern 16.1 bis 16.6).

20.1. Rechtsfolgen des vereinfachten Verfahrens

1341 Die drei wesentlichen Rechtsfolgen des vereinfachten Verfahrens nach Tenorziffer 16.1 entsprechen der bisherigen Rechtslage.

1. 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.

2. Die bisherige Mischung aus einem festen Kanon und im Übrigen einer pauschalen Anpassung von dnbK-Positionen entfällt. 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 sowie Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber in tatsächlicher Höhe gemäß MsbG nach Tenorziffer 7.5 Nr. 3 entstehen, jährlich anpassen und – neu – auch Kosten für Versorgungsleistungen. Die Versorgungsleistungen nach Tenorziffer 7.5 Nr. 2 sind auch im vereinfachten Verfahren im Verlauf einer Regulierungsperiode anpassbar. Da der diesbezügliche Wert $KA_{nEu,0}$ nicht frühzeitig für den Effizienzvergleich zur Ermittlung des Aufwandsparameters feststehen muss, ist die Vorgehensweise mit der Verkürzung der Regulierungsperiode vereinbar.

3. Es ist für die fünfte Regulierungsperiode keine Erstreckung des monetarisierten Qualitätselements der Netzzuverlässigkeit vorgesehen. Die Regelungen dazu sind in einer separaten Festlegung vorgesehen. Die tatsächlichen Unterbrechungszeiten der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren erfordern derzeit noch keine Erstreckung dieses Regulierungsinstruments auf diese Netzbetreiber. Die Grundlage dieser Entscheidung ist eine umfassende Auswertung der Daten zur Netzzuverlässigkeit aus den Berichten zu den Versorgungsunterbrechungen gemäß § 52 EnWG. Dabei wurden auch Netzbetreiber berücksichtigt, die in der Vergangenheit am vereinfachten

Verfahren nach § 24 ARegV teilgenommen haben und für die das Qualitätselement in der Regulierungsformel daher nicht zur Anwendung gekommen ist. Im Rahmen dieser Analyse wurde die Entwicklung der Zuverlässigkeitskennzahlen im Zeitraum von 2008 bis 2024 untersucht. Die Ergebnisse zur Entwicklung der gemeldeten Versorgungsunterbrechungen liefern derzeit keine hinreichenden Anhaltspunkte, die eine Ausweitung des Adressatenkreises im Bereich der Netzzuverlässigkeit rechtfertigen würden. Berücksichtigt wurde insbesondere die hohe Stochastik der Kennzahlen in den Netzen sehr kleiner Netzbetreiber, die auf die geringe Anzahl tatsächlich eingetretener Versorgungsunterbrechungen zurückzuführen ist.

1342 Es wird weiterhin keine Anpassbarkeit aufgrund von Forschung und Entwicklung geschaffen. Schon in der bisherigen Regelung war § 25a ARegV nicht von der pauschalen Anpassung gem. § 24 Abs. 2 S. 3 ARegV erfasst. Zahl und Größenordnung der bisherigen Anträge gem. § 25a ARegV sprechen nicht für die Einführung eines Sonderverfahrens für die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren. Dies spricht nicht grundsätzlich gegen die Anerkennung von Kosten für Forschungsvorhaben in den jeweiligen Basisjahren. Damit folgt die Behörde nicht dem Vortrag in den Stellungnahmen, die eine Anpassbarkeit aus eher grundsätzlichen Überlegungen angeregt haben. Konkrete Forschungsvorhaben, die der Höhe nach einer Sonderregelung rechtfertigen könnten, wurden nicht vorgetragen.

1343 In Abweichung zum Festlegungsentwurf ist die Anwendung der Anpassung der Betriebskosten nach Tenorziffer 3.2 auf die Netzbetreiber des vereinfachten Verfahrens nicht ausgeschlossen. Insoweit wird ein Gleichlauf von Regelverfahren und vereinfachtem Verfahren hergestellt. Die Beschlusskammer hat ihre Meinung insoweit gegenüber den vorhergehenden Entwürfen vom Februar 2025 und vom Juni 2025 geändert. Maßgeblich waren dafür vor allem Diskussionen mit den Landesregulierungsbehörden im Länderausschuss der Bundesnetzagentur. Insbesondere die Bereitschaft der Landesregulierungsbehörden, den Mehraufwand bei der notwendigen Plausibilisierung und Prüfung der Daten und der insoweit aufwändigeren Bestimmung der Erlösobergrenzen zu übernehmen, hat zur Meinungsänderung beigetragen. Denn damit relativiert sich die zusätzliche Bürokratielast, die mit dem Ansatz verbunden ist. Die Netzbetreiber haben immer wieder, auch durch ihre Verbände, die bürokratische Last als vernachlässigbar gegenüber den entstehenden Mehreinnahmen hervorgehoben. Tatsächlich ist das Entgegenkommen gegenüber den kleinen

Netzbetreibern insoweit erheblich. Provisorische Abschätzungen haben Mehrerlöse von rund 240 Mio. € in der fünften Regulierungsperiode ergeben, die mit diesem Schritt von den Netznutzern der kleinen Verteilernetze zusätzlich zu zahlen sein werden.

1344 Die Beschlusskammer misst inzwischen einem Gleichlauf in diesem Punkt auch deshalb ein stärkeres Gewicht bei, weil sie Risiken ausschließen will, dass Betreiber kleiner Netze allein wegen vermeintlicher Vorteile aus der OPEX-Anpassung vom vereinfachten Verfahren in das Regelverfahren mit Effizienzvergleich wechseln. Die der Beschlusskammer vorgetragenen Gründe für einen solchen Schritt konnten zwar nicht überzeugen. Dennoch scheint es der Beschlusskammer im Ergebnis sinnvoller, diesen Befürchtungen die Spitze zu nehmen. Die Nachteile durch unnötigen bürokratischen Mehraufwand, eine Verkomplizierung des Effizienzvergleich und die dann gegebenenfalls erforderliche weitgehende Neukonzeptionierung des Vergleichsmodells sind am Ende des Prozesses womöglich höher als die zusätzlichen Kosten durch die OPEX-Anpassung für Netznutzer kleiner Netze.

1345 Um einen erheblichen Verfahrensaufwand mit Blick auf die Erfassung und Dokumentation der Entwicklung der erforderlichen Vergleichsparameter zu vermeiden, strebt die Bundesnetzagentur an, diese Daten, soweit insbesondere durch das Monitoring nach § 35 EnWG bei der Bundesnetzagentur vorhanden, auf Grundlage von § 55 Abs. 3 EnWG den Landesregulierungsbehörden zu übermitteln.

1346 Die Vorgaben der neuen Qualitätsregulierung, insbesondere der Energiewendekompetenz sind 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, ob sich aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen ergebende Anreize tatsächlich manifestieren; es erscheint deshalb wie bei allen Verteilernetzbetreibern grundsätzlich eine ergänzende Anreizkomponente zur Schaffung und Erhaltung eines hohen Qualitätsstandards erforderlich.

20.2. Schwellenwert für das vereinfachte Verfahren

1347 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.

1348 Die Regelung knüpft nach den Tenorziffern 16.2 und 16.3 nicht mehr an die Anzahl der angeschlossenen Kunden an, sondern an eine wirtschaftliche Kenngröße. Die bisherige Kenngröße der angeschlossenen Kunden enthält definitorische Unklarheiten und bildet erkennbar nicht die wirtschaftliche und administrative Leistungsfähigkeit eines Netzbetreiberunternehmens ab. Entgegen dem Vortrag in einigen Stellungnahmen hat die Auswertung gezeigt, dass es sehr große und sehr leistungsstarke Unternehmen gibt, die nur sehr wenige Kunden haben. Es geht darum, kleine Unternehmen zu entlasten, dies ist – wie im HGB auch – mittels der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit festzustellen.

1349 Statt der Kundenanzahl wurde zunächst ein wirtschaftlicher Schwellenwert konsultiert, der auf das von der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde im Rahmen der Kostenprüfung festgestellte Ausgangsniveau der Vorperiode abstellen sollte. Dieses wurde um die vorgelagerten Netzkosten, sowie in Bezug auf das Ausgangsniveau der vierten Regulierungsperiode um die Kosten für sogenannte vermiedene Netzentgelte im Sinne von §18 StromNEV, bereinigt, um nur die eigenen Kosten des Netzbetreibers zu erfassen. Zum am 16.01.2025 veröffentlichten Sachstandspapier wurde vorgetragen, das Abstellen auf das Ausgangsniveau könne zu praktischen Problemen führen, wenn diese Daten zum Stichtag noch nicht vorliegen. Zudem kämen mit dem Ausgangsniveau Kostendaten zur Anwendung, die zum Zeitpunkt der Bildung des Schwellenwertes fünf bzw. drei Jahre alt sind. Ggf. haben sich durch Netzübergänge oder Kapitalkostenaufschläge die eigenen Kosten des Netzbetreibers im Einzelfall substantiell verändert. Aufgrund dieser Überlegungen zur Ermittlung des wirtschaftlichen Schwellenwerts wurden Alternativen verprobt. Statt des bereinigten Ausgangsniveaus kamen die Auswertungen zu dem Ergebnis, die angepasste Erlösobergrenze anzuwenden. Auch die angepasste Erlösobergrenze bildet bei regulierten Netzbetreibern die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit eines Unternehmens angemessen ab. Andere Kennzahlen wären vorstellbar, beispielsweise das Ausgangsniveau oder Werte entsprechend § 267 HGB – allerdings sind die Schwellenwerte nach HGB angesichts der Unternehmensstrukturen bei einem vertikal integrierten Netzbetreiber mit höherem Ermittlungsaufwand und Zuordnungsschwierigkeiten verbunden. Daher wird die eindeutige und immer vorliegende Kenngröße der angepassten Erlösobergrenze verwendet.

1350 Auch die angepasste Erlösobergrenze wird um die vorgelagerten Netzkosten, sowie um die Kosten für sogenannte vermiedene Netzentgelte im Sinne von § 18 StromNEV bereinigt, um nur die eigenen Kosten des Netzbetreibers zu erfassen. Die angepasste Erlösobergrenze hat den Vorteil, dass Daten im Rahmen der Veröffentlichung nach § 23b EnWG jährlich veröffentlicht werden müssen und nicht von einer vollständigen ex-ante Genehmigung einer Regulierungsbehörde abhängig sind.

1351 Die angepasste Erlösobergrenze setzt sich jedoch aus den geprüften Ausgangsniveaus für die laufende Periode sowie behördlich zu genehmigende oder genehmigte Anpassungen aus Regulierungskonten und Kapitalkostenaufschlägen zusammen. Gerade bei den kleinen und mittleren Unternehmen kommen dann nur wenige Positionen hinzu, die als bisher geltende dnbK-Positionen pauschal oder individuell angepasst werden können.

1352 Im Gegensatz zum Ausgangsniveau handelt es sich im Fall der angepassten Erlösobergrenze um einen nicht vollständig geprüften aktuellen Wert, der zum Bestimmungszeitpunkt des Schwellenwerts aber in jedem Fall vorliegt und zu veröffentlichen ist. Die Vergleichsrechnungen haben gezeigt, dass die Erfassung der großen Unternehmen sehr nachvollziehbare Ergebnisse zeitigt. So wechseln bei Zugrundelegung des Ausgangsniveaus bei Betrachtung der vorläufigen Werte aus Bund und Ländern insgesamt 30 Unternehmen aus dem Anwendungsbereich des vereinfachen Verfahrens ins Regelverfahren, bei Anwendung der angepassten EOG 2025 insgesamt 33, 19 davon sind identisch. Über 600 Unternehmen verbleiben im Anwendungsbereich des vereinfachten Verfahrens, 27 Unternehmen wechseln aus dem Regelverfahren ins vereinfachte Verfahren. Somit kommen bei Stromnetzen nach den der Bundesnetzagentur zur Verfügung stehenden Informationen saldiert nur sechs Netzbetreiber – aus insgesamt über 800 Netzbetreibern – zusätzlich vom vereinfachten in das Regelverfahren. Unter bürokratischen Gesichtspunkten ändert sich daher praktisch im Effizienzvergleich nichts. Tatsächlich werden die Unternehmen aber den ökonomisch sinnvolleren Verfahren zugeordnet.

1353 Angesichts der Tatsache, dass es sich bei der angepassten Erlösobergrenze um einen zum Zeitpunkt der Verwendung nicht in jeder Einzelposition “geprüften“ Wert handelt, hat die Beschlusskammer in die Überlegung einbezogen, ob infolge von einseitigen Anpassungen durch die Netzbetreiber ungewollte Gestaltungsmöglichkeiten entstehen. Aus diesem Grund wurde erwogen, die angepasste Erlösobergrenze zusätzlich zu den vermiedenen Netzentgelten und den vorgelagerten Netzkosten um die Regulierungskontosalden der

jeweiligen Jahresscheibe zu bereinigen. Auch dabei entstünde allerdings erneut eine Situation, in der Werte nicht zentral vorlägen und auch nicht zu veröffentlichen sind. Insgesamt kamen diese Überlegungen zu dem Ergebnis, dass die Einflüsse des Regulierungskontos als gering eingestuft werden. Ohne die ohnehin zu bereinigenden Anteile der vorgelagerten Netzkosten beträgt der Anteil der Regulierungskonten an den angepassten Erlösobergrenzen im Jahr 2025 in der Stichprobe der Unternehmen in direkter oder indirekter Zuständigkeit der Bundesnetzagentur in etwa 2,41 %.

1354 Die Beeinflussung kann nur in geringem Umfang bei Unternehmen direkt um den Schwellenwert auftreten. Wie jeder Schwellenwert ist die Grenze der Leistungsfähigkeit aber eine gesetzte und keine objektive Größe, so dass es weder für das Unternehmen noch im Gesamtsystem auf die letzte Treffsicherheit ankommt. Gestaltungsspielräume mit Folgen für die Zusammensetzung des Effizienzvergleichs bestehen mindestens im gleichen Umfang beim aktuellen Schwellenwert der Kundenanzahl. Veränderungen in der Zusammensetzung der Vergleichsgruppe sind systemimmanent.

1355 Als wesentliches Kriterium für die periodische Bestimmung des Schwellenwertes wird eine Marktabdeckung der Einbeziehung in das Regelverfahren und damit in den Effizienzvergleich vorgegeben. Teilweise wurde in den Stellungnahmen vorgetragen, dass nicht genügend Transparenz über Kriterien, anhand derer die Marktabdeckungsrate ermittelt wird, vorhanden sei. Die Schwellenwerte wurden bewusst so gewählt, dass sie sich an der gegenwärtigen Marktabdeckung von Netzkosten im Regelverfahren orientieren. Für die Marktabdeckung orientiert sich die Beschlusskammer an der bisher geltenden Einbeziehung von Kosten für die Netzkunden in den Effizienzvergleich. Daraus ergeben sich wie bisher leicht unterschiedliche Schwellenwerte für Strom und Gas und eine ähnliche Zusammensetzung der Vergleichsgruppe und im Verhältnis zum HGB plausible Schwellenwerte, was für die Herangehensweise sprach. Der Vortrag, die Marktabdeckungsrate decke aufgrund der Unternehmen, die freiwillig am Regelverfahren teilnähmen, einen größeren Marktanteil ab als nach ARegV notwendig wäre, wurde im Rahmen der Berechnungen geprüft. Diese Berechnungen kamen zu dem Ergebnis, dass die Unternehmen, die freiwillig am Regelverfahren teilnehmen, keinen signifikanten Einfluss auf die Marktabdeckungsrate haben.

1356 Für die Ermittlung werden die Netzbetreiber sektorspezifisch nach der Höhe der angepassten Erlösobergrenze 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 Verfahren in größerer Zahl dazu führen, behält sich die Beschlusskammer vor, Regelungen zu treffen, nach denen verbundene Unternehmen oder Unternehmen innerhalb eines Konzessionsgebietes zusammen als einheitliches Unternehmen behandelt werden.

1357 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. Stellungnahmen zur Behandlung von Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet werden in der Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich berücksichtigt.

20.3. Durchschnittlicher Effizienzwert

1358 Im vereinfachten Verfahren wird statt der netzbetreiberindividuellen Bestimmung sektorspezifisch ein pauschaler Effizienzwert zur Anwendung gebracht, der aus dem gewichteten arithmetischen Mittel der Effizienzwerte der Netzbetreiber im Regelverfahren der vorangegangenen Regulierungsperiode gebildet wird. Die Werte für die vorangegangene Regulierungsperiode sind grundsätzlich so heranzuziehen, wie sie ermittelt worden sind. Dabei werden künftig die Effizienzwerte der kleineren Netzbetreiber im Effizienzvergleich höher gewichtet werden, um eine bessere Annäherung an die beobachtbare Effizienz kleinerer Unternehmen abzubilden. Dies kann durch eine Kostengewichtung des arithmetischen Mittels der Effizienzwerte anhand der Kehrwerte der bereinigten Ausgangsniveaus erreicht werden. Gemessen an den verfügbaren Werten der dritten Regulierungsperiode hätte dieses Vorgehen z. B. zu einem gewichteten durchschnittlichen Effizienzwert im vereinfachten Verfahren im Strombereich von 93,79 % statt 96,92 % geführt. Allerdings sollen die Unternehmen im vereinfachten Verfahren ihre pauschale Ineffizienz im gleichen Zeitraum abbauen müssen wie die Unternehmen im Regelverfahren.

1359 Der so ermittelte pauschale Effizienzwert unterliegt keinen nachträglichen Anpassungen, z. B. durch nachträgliche Veränderungen in einzelnen Regelverfahren (vgl. Tenorziffer 16.4 S. 2).

Eine spätere Korrektur ist nicht vorgesehen, um Rechtsklarheit und Rechtsfrieden herbei zu führen. Sie ist nicht notwendig, da die Unternehmen sich im Hinblick auf einen bekannten Effizienzwert für das Verfahren entscheiden.

1360 Das vereinfachte Verfahren dient dem Zweck, kleinere Netzbetreiber von dem regulatorischen Aufwand im Rahmen eines umfassenden Anreizregulierungssystems teilweise zu entlasten. Diesem Zweck entspricht es, dass der gemittelte Effizienzwert im Zeitpunkt der Entscheidung über eine Teilnahme am vereinfachten Verfahren bereits feststeht.

1361 Ein Netzbetreiber hat die Wahlmöglichkeit zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren unter Berücksichtigung des veröffentlichten Effizienzwertes. Er hat ausreichend Zeit, das Für und Wider der beiden Verfahrensweisen abzuwägen. Diese Abwägung würde nicht unerheblich erschwert, wenn die Netzbetreiber damit rechnen müssten, dass der gemittelte Effizienzwert nach der Veröffentlichung oder nach der Einleitung des vereinfachten Verfahrens zu ihren Lasten verändert wird. Die Besonderheit des vereinfachten Verfahrens besteht gerade darin, dass eine individuelle Ermittlung von Effizienzwerten im Interesse der Verfahrensvereinfachung unterbleibt und stattdessen ein aufgrund früher gewonnener Ergebnisse gebildeter Mittelwert herangezogen wird. Diesem Ansatz entspricht es, den ermittelten Wert nach seiner Veröffentlichung nicht mehr zu verändern.[105]

1362 Ein Netzbetreiber, der sich für das vereinfachte Verfahren entscheidet, begibt sich einerseits der Chance, dass sich im Regelverfahren ein besserer Effizienzwert für ihn ergeben könnte. Er wird aber zugleich von dem Risiko befreit, dass dieses Verfahren zu einem schlechteren Wert führt.

1363 Hierbei dürfen die Netzbetreiber darauf vertrauen, dass der gemittelte Wert nicht nachträglich zu ihren Ungunsten verändert wird. Sie haben aber kein schützenswertes Interesse daran, dass der Wert nachträglich zu ihren Gunsten korrigiert wird. Vielmehr müssen sie ihre Entscheidung auf der Basis des veröffentlichten Werts treffen.[106]

1364 Tenorziffer 16.4 S. 4 stellt klar, dass für den rechnerischen Abbau der ermittelten Ineffizienzen durch den jeweiligen jährlichen Verteilungsfaktor die nach Tenorziffer 10.2 in einer Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 4 EnWG (Methodenfestlegung Effizienzvergleich) getroffene

[105] Vgl. BGH, Beschluss vom 25. April 2017 – EnVR 17/16 – juris Rn. 94 ff. zu § 24 ARegV.
[106] Vgl. BGH, Beschluss vom 25. April 2017 – EnVR 17/16 - juris Rn. 102 zu § 24 ARegV.

Regelung entsprechend für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren gilt. Dies ist notwendig, da die Methodenfestlegung Effizienzvergleich nur Netzbetreiber im Regelverfahren adressiert.

20.4. Kleinstnetzbetreiberregelung (Tenorziffern 16.7 bis 16.10)

1365 Den jeweils zuständigen Regulierungsbehörden wird nach den Tenorziffer 16.7 bis 16.10 die Möglichkeit einer noch weitergehenden Vereinfachung eingeräumt. Die Einführung obliegt jeder Regulierungsbehörde für den eigenen Zuständigkeitsbereich. Sofern eine Regulierungsbehörde diese Entscheidung trifft, können Unternehmen mit einer angepassten Erlösobergrenze von bis zu 500.000 EUR von der Anwendung der Anreizregulierung ausgenommen werden. Diese Netzbetreiber unterliegen auch nicht den förmlichen Vorgaben der Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG, da dies dem Zweck der Regelung zuwiderlaufen würde. Stand der vierten Regulierungsperiode gibt es ca. 40 Gasverteilernetzbetreiber und ca. 60 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber in dieser Größenordnung. Der Schwellenwert für die angepasste Erlösobergrenze muss ggf. mit der Entwicklung der Netzkosten periodisch aktualisiert werden.

1366 Die angepasste Erlösobergrenze, die maßgeblich für die Teilnahme an der Kleinstnetzbetreiberregelung ist, bestimmt sich für die fünfte Regulierungsperiode anhand der nach § 23b EnWG veröffentlichten angepassten Erlösobergrenze, die hierfür um die vorgelagerten Netzkosten und um die vermiedenen Netzentgelte zu bereinigen ist. Dieser Wert ist für alle Netzbetreiber vorhanden, da für die vierte Regulierungsperiode für alle Netzbetreiber mit der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen eine Erlösobergrenze bestimmt wurde. Er unterliegt einer Veröffentlichungspflicht. Nimmt ein Netzbetreiber an der Kleinstnetzbetreiberregelung teil, wird für die jeweilige Regulierungsperiode auch kein Ausgangsniveau bestimmt. Ab der sechsten Regulierungsperiode hat ein Netzbetreiber, für den in der vorhergegangenen Regulierungsperiode die Kleinstnetzbetreiberregelung galt, dennoch nebst dem Antrag auf Zugang zur Kleinstnetzbetreiberregelung aus seinem Tätigkeitsabschluss gemäß § 6b EnWG die Umsatzerlöse aus dem Netzbetrieb und die Abrechnung der vorgelagerten Netzkosten vorzulegen, um nachzuweisen, dass der Netzbetreiber weiterhin unter dem Schwellenwert gem. Tenorziffer 16.7 liegt. Auch hier ist eine Bereinigung um vorgelagerte Netzkosten vorzunehmen. Umsatzerlöse aus Umlagen bleiben unberücksichtigt, da diese nicht „aus dem Netzbetrieb“ im engeren Sinne herrühren.

1367 Für Netzbetreiber, die zwischen zwei Basisjahren gegründet werden, ergehen gemäß Tenorziffer 2.4 bis zur ersten Regulierungsperiode, für deren Basisjahr ein vollständiges abgeschlossenes Geschäftsjahr des jeweiligen Netzbetreibers vorliegt, grundsätzlich Entgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG. Für diese Regulierungsperiode liegt dann noch keine Erlösobergrenze vor, die für die Zuordnung zur Kleinstnetzbetreiberregelung herangezogen werden könnte. In diesen Fällen sind die Umsatzerlöse aus dem Netzbetrieb als Größe entscheidend. Der Schwellenwert von 500.000 € ist auch in diesem Fällen maßgeblich.

1368 Auch Kleinstnetzbetreiber unterliegen der Verpflichtung zur Aufstellung von Tätigkeitsabschlüssen nach § 6b EnWG und sie unterliegen weiterhin methodisch den Anforderungen der Kostenkalkulation im Sinne der Tenorziffer 3.3 S. 2 sowie den Tenorziffern 4 bis 13 der Festlegung StromNEF und haben als Netz der allgemeinen Versorgung ihre Entgelte entsprechend im Vorhinein zu bilden und zu veröffentlichen.

1369 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.

1370 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 Tenorziffer 3.3 S. 2 sowie den Tenorziffern 4 bis 13 der Festlegung StromNEF dies nachweislich erlauben würde.

21. Forschung und Entwicklung (Tenorziffer 17)

1371 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.

1372 Mit der Regelung wird das europarechtliche Ziel aus Art. 18 Abs. 2 lit. e) Strom-VO aufgegriffen, wonach die Tarifmethoden die Energiespeicherung, die Lastensteuerung und die damit verbundenen Forschungstätigkeiten unterstützen. Hierzu wird als Anreizelement ein etwaiger Aufwuchs der Kosten für Forschung und Entwicklung im Vergleich zum Basisjahr berücksichtigt und damit bestehende Anreize für Netzbetreiber zur Durchführung von Forschungs- und Entwicklungstätigkeit verstärkt.

1373 Die Regelung zu Forschungs- und Entwicklungskosten in § 25a ARegV wird in der Sache im Wesentlichen fortgeführt. Die Umsetzung in der Regulierungsformel erfolgt allerdings zukünftig nicht mehr als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil, sondern als Zuschlag für Mehrkosten gegenüber dem Basisjahr. Soweit vorgetragen wurde, dass dadurch die Forschungs- und Entwicklungskosten zukünftig dem Effizienzvergleich und auch der Effizienzvorgabe unterlägen, ist dies Konsequenz der Anwendung der Kriterien für die Einstufung von Kostenanteilen als KA_{nEu} (siehe hierzu Abschnitt 11.7.4). Anreize bestehen im Übrigen auch weiterhin, insbesondere sollen Forschung- und Entwicklungsvorhaben letztlich dem Netzbetreiber durch Aufbau von Wissen und Kompetenz zugutekommen.

1374 Der Zuschlag für Kosten aus Forschung und Entwicklung beträgt – wie bisher – 50 Prozent der berücksichtigungsfähigen Kosten des nicht öffentlich geförderten Anteils der Gesamtkosten des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens, wie er sich aufgrund entsprechender Kostennachweise des Netzbetreibers ergibt. Die Beibehaltung dieser Deckelung im Rahmen eines Zuschlags ist – entgegen vereinzelter Stellungnahmen – in Abwägung mit den berechtigen Interessen der Netznutzer sachgerecht. Damit wird - auch unter Berücksichtigung der Förderquote des Projektes - ein ausgewogenes Verhältnis zwischen dem Kostenrisiko, das die Netzbetreiber tragen und dem, welches sie über die Netzentgelte an die jeweiligen Netzkunden weitergeben können, erreicht. Mit der Deckelung des Zuschlags wird zudem ein Anreiz gesetzt, nur solche Forschungs- und Entwicklungsvorhaben durchzuführen, die letztlich einem effizienten Netzbetrieb zugutekommen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass Kosten aus Forschung und Entwicklung ohnehin über das Budgetprinzip abgedeckt werden. Zwar werden steigende Kosten über den Zuschlag nur teilweise nachgefahren. Gegenüber dem Basisjahr reduzierte

Kosten aus Forschung und Entwicklung werden allerdings gar nicht in den einzelnen Erlösobergrenzen nachgetragen. Insoweit entsteht durch den Zuschlag auch mit der Deckelung ein systematischer Vorteil und damit zusätzlicher Anreiz für Forschung- und Entwicklung. Erforderlich für eine Kostenanerkennung ist weiterhin, dass die geltend gemachten Forschungs- und Entwicklungskosten beim Netzbetreiber selbst anfallen und der Netzbetreiber unmittelbar Zuwendungen aus der staatlichen Energieforschungsförderung erhält. Hierbei muss der Netzbetreiber zumindest Verbundpartner in einem Forschungskonsortium sein, bei dem ein Beteiligter stellvertretend für alle Verbundpartner Fördermittel beim Zuwendungsgeber beantragt, damit die Kontrolle durch die für die Forschungsförderung zuständige Behörde gewährleistet ist. Damit wird gewährleistet, dass die Kriterien der staatlichen Forschungsförderung[107] auch im Rahmen der Anreizregulierung Berücksichtigung finden. Mit Blick auf diese Kontrolle kommt – entgegen mehrerer Stellungnahmen – auch nicht in Betracht, den Kreis der Antragsteller weiter auszuweiten. Netzbetreiber im Konzernverbund wären weder Zuwendungsempfänger noch Verbundpartner des geförderten Forschungskonsortiums. In diesem Fall erhält der Netzbetreiber nicht unmittelbar staatliche Zuwendungen und unterliegt nicht der unmittelbaren Kontrolle durch die für die Forschungsförderung zuständige Behörde.

1375 Berücksichtigungsfähig sind ausschließlich Kosten aufgrund eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung, das durch eine zuständige Behörde, insbesondere des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie oder des Bundesministeriums für Forschung, Technologie und Raumfahrt bewilligt wurde und fachlich betreut wird. Die Berücksichtigung von Energieforschungsförderung durch europäische Behörden soll hierdurch nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden, soweit eine gleichwertige Prüfung und fachliche Betreuung des Vorhabens erfolgt. Allerdings werden nach hiesiger Kenntnis europäische Forschungsgelder eher indirekt über nationale Behörden administriert. Dennoch hat sich die Beschlusskammer, die Stellungnahmen aufgreifend, dazu entschieden, den Tenor entsprechend offen zu gestalten.

1376 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

[107] Vgl. zu den Kriterien der staatlichen Forschungsförderung beispielhaft: BT-Drs. 447/13, S. 20.

Forschungs- und Entwicklungskosten gegenüber den bereits im Basisjahr berücksichtigten Kosten gekommen ist.[108] Als Basisjahr ist dabei das Basisjahr des Kalenderjahres heranzuziehen, für das der Zuschlag beantragt wird (und nicht das Basisjahr des Kalenderjahres, das für die Ist-Kosten relevant ist). Hierbei ist keine projektbezogene, sondern eine gesamtkostengezogene Betrachtung vorzunehmen, d. h. sowohl im Basisjahr, als auch in den für die Ist-Kosten relevanten Jahren sind alle Projekte und Kosten zu betrachten, die unter Tenorziffer 17 fallen. Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, die bereits als Teil des Kapitalkostenaufschlags nach Ziffer 11 oder sonst durch Anpassung der Erlösobergrenze nach Ziffer 4 berücksichtigt wurden, sind nicht berücksichtigungsfähig. Insbesondere sind daher leidglich Mehrkosten gegenüber den nach Tenorziffer 6 angepassten Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben berücksichtigungsfähig sowie Forschungs- und Entwicklungskosten, die bereits bei der Anpassung der Erlösobergrenzen als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, geltend gemacht werden, nicht berücksichtigungsfähig. Eine Doppelberücksichtigung von Kosten wird damit ausgeschlossen.

1377 Soweit eine Gleichbehandlung von Aufwendungen für Forschung und Entwicklung zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern gefordert wurde, ist zu berücksichtigen, dass die hohe Bedeutung von Forschung auf allen Ebenen anerkannt wird und entsprechende Regelungen geschaffen werden. So wird die bisherige Regelung für die Verteilernetzbetreiber gerade fortgeschrieben. Ziel der bestehenden Regelung ist es, die Teilnahme von Netzbetreibern an öffentlichen Forschungs- und Entwicklungsprojekten auch wirtschaftlich anzureizen. Im Wesentlichen ist Forschung Aufgabe der Hersteller der Anlagen und Systeme. Die Regelung verfolgt das Ziel, die Ergebnisse der geförderten Forschung öffentlich zugänglich zu machen und die Projekte der Qualitätssicherung durch die Forschungsförderung zu unterwerfen. Die Ausgestaltung der Mechanismen bei den Übertragungsnetzbetreibern ist derzeit noch nicht abgeschlossen. Auch dort sind gleiche Standards für Transparenz und Qualität der Projekte zu erreichen. Eine Anlehnung an die für Verteilernetzbetreiber vorgesehene Regelung ist nicht ausgeschlossen. Gleichzeitig gibt es die Besonderheit, dass die Offshore-Anbindungssysteme in Deutschland durch den Übertragungsnetzbetreiber zur errichten und betreiben sind, eine Aufgabe, die in vielen Vergleichsländern die Anlagenbetreiber übernehmen. Daraus sind in der Vergangenheit singuläre, großvolumige Entwicklungsideen entstanden, für die zu prüfen ist, wie man hier

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

einen angemessenen Regulierungsrahmen schafft. Derartige Vorhaben sind möglicherweise nur durch Konsortien der Übertragungsnetzbetreiber mit entsprechenden Herstellern durchführbar.

1378 Tenorziffer 17.3 enthält Verfahrensregelungen (siehe Tenorziffer 19). In Satz 1 wird verfahrensrechtlich festgelegt, dass ein Zuschlag nur auf Antrag des Netzbetreibers erfolgt. Nach Satz 2 ist der Antrag zum 30. Juni des Vorjahres, für das die Aufwendungen für das jeweilige Forschungs- und Entwicklungsvorhaben in der Erlösobergrenze in Ansatz gebracht werden sollen, bei der Regulierungsbehörde zu stellen. Dies schließt nicht aus, dass in dem Verfahren für mehrere Jahre geprüft und beschieden wird, ob für ein bestimmtes Projekt die Voraussetzungen der Tenorziffer 17 dem Grunde nach vorliegen und die Kosten des ersten Projektjahres anerkennungsfähig sind. In diesem Fall wird sodann auch die Vorgabe zur Befristung nach Tenorziffer 17.4 S. 1 relevant. Satz 3 regelt den Inhalt des Antrags mit Blick darauf, dass der Regulierungsbehörde die notwendigen Informationen vorliegen müssen. Nach Satz 4 kann die Regulierungsbehörde – wie bisher – näheres zu formeller Gestaltung, Inhalt und Struktur des Antrags nach Satz 1 durch eine Festlegung treffen. Soweit vereinzelt der 30. September des Vorjahres als Antragsfrist vorgeschlagen wurde, ist zu berücksichtigen, dass auch die Regulierungsbehörde eine angemessene Zeit zur Prüfung und Bescheidung der Anträge mit Blick auf eine Einpreisung ins vorläufige Preisblatt benötigt.

1379 Tenorziffer 17.4 enthält nähere Vorgaben zur Verbindung einer etwaigen Genehmigung mit Nebenbestimmungen. Hierbei handelt es sich um eine materielle Regelung, die allerdings nur greift, wenn – wie im Falle der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (siehe Tenorziffer 17.3) – ein Antragsverfahren zur Anwendung kommt. Nach Tenorziffer 17.5 hat der Netzbetreiber – wie bisher – nach Abschluss des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens den Bescheid über die Prüfung des Verwendungsnachweises und, sofern eine Preisprüfung erfolgt, den dazu von der für die fachliche und administrative Prüfung des Projekts zuständigen Behörde ausgestellten Bescheid bei der Regulierungsbehörde vorzulegen. Hiermit wird in Verbindung mit den Nebenbestimmungen nach Tenorziffer 17.4 ein ex-post Abgleich der angesetzten Kosten einerseits und der zuwendungsrechtlich endgültig bestimmten Kosten andererseits ermöglicht.

22. Gesamtabwägung

1380 Die Beschlusskammer hat die Vor- und Nachteile der in dieser Festlegung gefundenen Lösungen für die zu Grunde liegenden Sachverhalte jeweils intensiv gegenüber den

bestehenden alternativen Möglichkeiten diskutiert und dabei die berechtigten Belange der betroffenen Netzbetreiber ebenso wie die der Netznutzer umfassend gegeneinander abgewogen. Im Rahmen des NEST-Prozesses trifft die Beschlusskammer neben dieser Rahmenfestlegung zeitlich eng miteinander verknüpft weitere Methodenfestlegungen, die das zukünftige Regulierungssystem detaillierter ausgestalten. Dies sind zunächst die Methodenfestlegungen StromNEF [GBK-24-02-1#3], zur Kapitalverzinsung [GBK-25-02-3#1], zum Effizienzvergleich Strom [GBK-25-02-1#2] und zum Xgen [GBK-24-02-3#4]. Bezüglich der Qualitätsregulierung wird aufgrund des Verfahrensstandes der Methodenfestlegung [GBK-24-02-1#4] auf die grundsätzlichen Entscheidungen hierzu in der vorliegenden Festlegung abgestellt. Daher war es aus Sicht der Beschlusskammer auch geboten, das in RAMEN im Grundsatz angelegte und in Teilen in den Methodenfestlegungen konkretisierte Regulierungssystem für Stromverteilernetzbetreiber einer Gesamtbetrachtung zuzuführen. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Summe der – jeweils im Einzelnen begründeten und abgewogenen – Einzelentscheidungen auch in ihrer Gesamtheit ein ausgewogenes und sachgerechtes Regulierungssystem bilden.

1381 Die Festlegungen leisten einen Beitrag zur möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten, umweltverträglichen und treibhausgasneutralen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas im Sinne des § 1 Abs. 1 EnWG (vgl. auch Art. 1 Strom-VO). Sie dienen den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas, der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen sowie der gesamtwirtschaftlich optimierten Energieversorgung (§ 1 Abs. 2 EnWG, vgl. auch Art. 58 lit. d), Art. 59 Abs. 7 lit. a) Strom-RL sowie Art. 18 Strom-VO).

1382 Durch die Regulierungssystematik wird den Vorgaben des europäischen und nationalen Rechtsrahmens zur Wirksamkeit verholfen. Hierzu zählen insbesondere die Gewährleistung der Lebensfähigkeit der Netze (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG bzw. Art. 59 Abs. 7 lit a. Strom-RL), eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) sowie die Vorgabe, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO).

1383 Die vorgesehenen Instrumente sind geeignet und erforderlich, diese Ziele zu erreichen. Die Vorgaben fallen für alle Netzbetreiber im Regelverfahren einheitlich aus. Die Regulierungssystematik verhindert so Ungleichbehandlungen und Wettbewerbsverzerrungen. Ein gleich wirksames, milderes Mittel zur Durchsetzung der beschriebenen Ziele ist nicht ersichtlich. Die getroffenen Regelungen stehen zu dem angestrebten Zweck schließlich auch nicht außer Verhältnis.

1384 Für kleine Netzbetreiber sieht die Beschlusskammer, wie schon die ARegV, ein vereinfachtes Verfahren vor. Es dient dem Zweck, kleinere Netzbetreiber von dem regulatorischen Aufwand im Rahmen eines umfassenden Anreizregulierungssystems teilweise zu entlasten. Hierbei wurde abgewogen, in welchen Bereichen das Interesse an vereinfachten Regelungen und vermindertem bürokratischen Aufwand und in welchen Bereichen das Interesse an der Anwendung der im Regelverfahren auch vorgesehenen Regelungen und der damit verfolgten Ziele insgesamt überwiegt.

1385 In verfassungsrechtlicher Hinsicht bestehen aus Sicht der Beschlusskammer ebenfalls keine Bedenken gegen die Ausgestaltung der Regulierungssystematik. Dabei kann dahinstehen, ob Netzbetreiber Grundrechtsträger, d. h. grundrechtsfähig sind. Unter Eigentumsaspekten (Art. 14 Grundgesetz (GG)) besteht die Herausforderung in der Ausgestaltung, die Ergebnis einer Typisierung bzw. Pauschalierung ist und gleichzeitig unbillige Härten vermeidet. Dies wird grundsätzlich bereits durch die Regulierungssystematik selbst umfassend gewährleistet. Die Vorteile der Typisierung bzw. Pauschalierung stehen im rechten Verhältnis zu der mit der Typisierung notwendig verbundenen Ungleichheit der Belastung.[109] Die Regulierungssystematik gewährleistet, dass ein Netzbetreiber eine angemessene Erlösobergrenze erhält und die etwaige Effizienzvorgaben erreichen und übertreffen kann. Insbesondere wird durch die Bezugnahme auf effiziente und strukturell vergleichbare Netzbetreiber sichergestellt, dass gerade nicht verlangt wird, dass ein Netzbetreiber seine Kosten unter das effiziente Niveau absenkt. Der eigentumsgrundrechtliche Überforderungsschutz[110] ist gewahrt. Unbilligen Härten in Ausnahmefällen kann über die Härtefallregelung (vgl. Tenorziffer 13) Rechnung getragen werden.

1386 Auch die Anforderungen des Art. 12 GG zur Berufsausübungsfreiheit sind gewahrt. Die Vorgaben der Regulierungssystematik sind – wie dargestellt – durch hinreichende Gründe des

[109] Vgl. zum Steuerrecht: BVerfG, Beschluss vom 6. Dezember 1983 – 2 BvR 1275/79 –, juris Rn. 90 m.w.N.
[110] BerlKommEnergieR/Schmidt-Preuß, 4. Aufl. 2019, EnWG vor § 1 Rn. 97.

Gemeinwohls gerechtfertigt. Das gewählte Mittel ist zur Erreichung des verfolgten Zwecks geeignet und auch erforderlich. In der Gesamtabwägung ist die Zumutbarkeit gewahrt. Die Regulierungssystematik wird diesen Anforderungen durch balancierende Vorschriften gerecht.

1387 Die in dieser Festlegung sowie in den bereits konkretisierten Methodenfestlegungen enthaltenen Änderungen am bisherigen Regulierungsrahmen sind folgerichtig. Sie sind für Netzbetreiber und Netznutzer ausgewogen und insgesamt verhältnismäßig (Art. 12, 14 GG). Entgegen der Stellungnahmen wurde keineswegs bei jeder Abwägung dem Schutz der Netznutzer Vorrang gewährt. Bei wertender Gesamtbetrachtung dürfte aus neutraler Sicht eher den Interessen der Netzbetreiber das größere Gewicht beigemessen worden sein. Es darf nicht unberücksichtigt bleiben, dass durch die höchst unterschiedliche Intensität und Quantität der Verfahrensbeteiligung, den höchst unterschiedlichen öffentlichen Druck auf die Bundesnetzagentur und die Vielzahl der von Netzbetreibern und deren Verbänden veranstalteten Tagungen und Kongressen, Pressemitteilungen und Hintergrundgesprächen eine deutlich verzerrte Wahrnehmung der getroffenen Abwägungsentscheidungen entstehen kann. Tatsächlich hat sich die Bundesnetzagentur nicht nach der Zahl der Stellungnehmenden, der Häufigkeit der Wiederholungen eines Arguments oder dem Ausmaß der Forderungen gerichtet. Für eine der Objektivität und dem angemessenen Ausgleich verpflichtete Behörde darf all das kein Maßstab sein.

1388 Es werden jeweils beide Seiten und deren berechtigte Belange gewürdigt, wobei das Allgemeinwohl im Sinne der Konkretisierung durch die europarechtlichen und gesetzlichen Ziele des EnWG die Richtschnur der Lösungsfindung sein muss. Insbesondere wirken die Vorgaben auf eine hohe Effizienz des Netzbetriebs hin. Damit wird dem grundsätzlichen Interesse der Netznutzer angemessen Rechnung getragen, dass die Netze preisgünstig und zugleich leistungsfähig betrieben werden sollen. Die Beschlusskammer erkennt zugleich die berechtigten Interessen der Netzbetreiber im Hinblick auf eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals sowie der Anerkennung von betriebsnotwendigen Netzkosten an. Unter Abwägung der gegenläufigen Interessenlagen erfolgt die jeweilige Vorgabe durch die Beschlusskammer im Rahmen ihres Ermessens.

1389 Es wurde hinsichtlich der Gesamtauswirkungen des neuen Regulierungssystems vorgetragen, dass es sich bei den Netzbetreibern zum Großteil um kommunale Netzbetreiber handele, die eine weitreichende gesellschaftliche Verantwortung trügen und dass die Änderungen für diese

und ihre Anteilseigner fatale Folgen hätten. Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR)[111] führt hingegen aus, dass auch zu Beginn der Anreizregulierung und der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte ein „Netzbetreiber- oder Stadtwerkesterben" befürchtet worden sei. Dieses sei jedoch ausgeblieben. Vielmehr habe es seit Einführung der Anreizregulierung bei den Verteilernetzbetreibern keine nennenswerte Konsolidierung gegeben. Heute gebe es weiterhin rund 870 Stromnetzbetreiber (2006: 876) und 710 Gasnetzbetreiber (2006: 739). Die generelle Marktstruktur sei bei einer deutschlandweiten Betrachtung erstaunlich stabil. Ein echter Konsolidierungsdruck sei ebenso wenig zu beobachten wie ein nennenswertes Ausscheiden von Netzbetreibern aus dem Gesamtmarkt. Typische Wettbewerbsmärkte seien dagegen durch regelmäßigen Markteintritt und vor allem auch Marktaustritt gekennzeichnet. Eine ähnliche Wettbewerbsdynamik sei bei den Strom- und Gasnetzbetreibern nicht zu beobachten. Insofern erscheine der durch die bisherige Anreizregulierung simulierte Wettbewerbsdruck jedenfalls im Vergleich zu echten Wettbewerbsmärkten nicht übermäßig hoch. Vielmehr lege die hohe Stabilität der Marktstrukturen bei Strom- und Gasnetzbetreibern nahe, dass die Regulierung tendenziell zumindest nicht zu streng war. Ansonsten wäre eine stärkere Konsolidierung im Markt zu erwarten gewesen. Die erneuten Warnungen vor einem Stadtwerke- und Netzbetreibersterben hält der WAR für stark übertrieben. Der WAR führt auch aus, dass nicht zu erkennen sei, dass die notwendige Investitionstätigkeit durch den Ansatz der Bundesnetzagentur gefährdet wäre.[112] Die nunmehr erfolgenden Anpassungen führen zu einer maßvollen Veränderung. Es ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht zu erwarten, dass sich die Netzbetreiberlandschaft grundlegend verändert. Soweit vorgetragen wird, dass fatale Folgen für Anteilseigner kommunaler Netzbetreiber entstehen würden, ist dies weder hinreichend dargetan noch erkennbar. Es handelt sich um eine pauschale Behauptung ohne weitergehende Darlegungen. Es gibt hierbei keinen systematischen Unterschied zwischen kommunalen und nicht-kommunalen Netzbetreibern.

[111] Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur, Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, S. 4, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/WAR/WAR_Conclusio_23_7_2025.pdf.

[112] Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur, Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, S. 18, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/WAR/WAR_Conclusio_23_7_2025.pdf.

22.1. Zielabgleich des Regulierungssystems

1390 Bei der Regulierungssystematik sind aus Sicht der Beschlusskammer in einigen Bereichen Anpassungen gegenüber dem bisherigen Regulierungssystem notwendig, um die Ziele „Erhaltung eines attraktiven Investitionsumfeldes“, „Stärkere Vereinfachung und mehr Transparenz“, „Konsequente Anreize zur Erhaltung der Kosteneffizienz“ und „Stärkere Ausrichtung an den Anforderungen der Energiewende“ in einer für Netzbetreiber und Netznutzer ausgewogenen Weise zu erreichen. In anderen Bereichen erfolgt diese Zielerreichung mit einer im Einzelfall und im Hinblick auf das Gesamtsystem begründeten Beibehaltung des Status quo.

22.1.1 Maßnahmen zu Erhaltung eines attraktiven Investitionsumfeldes

1391 Die Beschlusskammer sieht vor, die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung wie auch in den letzten Regulierungsperioden mit dem CAPM-Ansatz zu bestimmen. Die Methode ist etabliert und stärkt das Vertrauen in die regulatorische Praxis. Gegenüber den letzten Regulierungsperioden soll insbesondere aber bei der Bestimmung der sogenannten Marktrisikoprämie künftig nur noch das sogenannte arithmetische Mittel zur Anwendung kommen, nicht mehr das „Mittel der Mittel“ aus arithmetischem Mittel und geometrischen Mittel. Dies führt zu einem erheblichen Anstieg des Eigenkapitalzinssatzes und einem erheblichen Anstieg[113] der auf dieser Grundlage ermittelten Eigenkapitalverzinsung im Rahmen des WACC.

1392 Die Bestimmung der Kapitalkosten erfolgt künftig, wie erörtert, in pauschaler Weise über einen WACC. Hierbei werden nicht mehr die individuell ermittelten Kapitalkosten der Netzbetreiber zugrunde gelegt, sondern einheitliche Kapitalkostensätze zur Anwendung gebracht. Dies verschafft den Netzbetreibern die Möglichkeit, ihre Kapitalkosten nach rein betriebswirtschaftlichen Maßstäben zu optimieren und kommt daher deren Interessen deutlich entgegen. Hinzu kommt eine Annäherung an den internationalen Standard und ein erhebliches Vereinfachungspotenzial. Die aufwändige Ermittlung des sogenannten Abzugskapitals entfällt. Durch eine optimierte Finanzierung und Nutzung des Leverage-

[113] Die Beschlusskammer hat diese und die folgenden monetären Effekte anhand der Daten der vierten Regulierungsperiode abgeschätzt. Diese Abschätzungen sind naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet, wie z.B. etwaigen Verhaltensänderungen der Netzbetreiber sowie den tatsächlichen künftigen Entwicklungen und Rahmenbedingungen. Daher hat die Beschlusskammer davon abgesehen, sich im Rahmen ihres Ermessens auf absolute Beträge zu beziehen. Die Berechnungen haben Eingang in die Verfahrensakte gefunden und wurden im Sinne einer sachgerechten Folgenabschätzung in das Ermessen eingestellt.

Effektes entstehen weitere Einnahmemöglichkeiten für Kapitalgeber, die erst in den nächsten Jahren sichtbar werden.

1393 Die WACC-Methode erlaubt den Netzbetreibern eine unkomplizierte Optimierung ihrer Kapitalstruktur und damit das Erzielen von höheren Renditen. Eine optimierte Finanzierung kann durch Aufnahme von günstigem Fremdkapital oder durch eine optimierte Eigenkapitalquote erreicht werden. Die Optimierung der Eigenkapitalquote war zwar auch nach den Regeln der ARegV und StromNEV möglich. Allerdings stand sie wegen der hierzu erforderlichen komplexen vertraglichen Gestaltungen innerhalb eines Unternehmensverbundes eher größeren Netzbetreibern offen.

1394 Für Neuinvestitionen ist nach wie vor eine dynamische Vergütung der Fremdkapitalkosten am aktuellen Rand der Zinsreihe im Rahmen des fortgeführten Systems des Kapitalkostenaufschlags vorgesehen. Damit fließen die aktuellen Zinsentwicklungen bereits im Laufe der Regulierungsperiode frühzeitig und mit hohem Gewicht in die Finanzierungsbetrachtung ein. Das Bestandsvermögen wird im Regelfall im Rahmen einer fristenkongruenten Finanzierungsstrategie langfristig refinanziert. Mit der Nutzung eines siebenjährigen Durchschnitts des Zinsindex befindet sich die Länge des Betrachtungszeitraums in der Mitte der mit der Branche diskutierten Ansätzen von fünf oder zehn Jahren, und es wird eine hohe Konsistenz bezüglich der Restlaufzeitenannahme hergestellt. Durch die vorgesehene investitionsorientierte Gewichtung derjenigen Kalenderjahre mit signifikant höheren Investitionsvolumina über alle Netzbetreiber in Kombination mit der siebenjährigen Durchschnittsbildung ergibt sich ein angemessenes Gesamtsystem der Fremdkapitalfinanzierung mit einem Ausgleich zwischen einerseits Stabilität und Planbarkeit der Bestandsfinanzierung und andererseits der Abbildung künftiger Entwicklungen durch die Fortführung des Kapitalkostenaufschlags.

1395 Die Dauer der Regulierungsperiode wird – vorbehaltlich der Ergebnisse der vorgesehenen Evaluierung – von fünf auf drei Jahre verkürzt. Damit können die tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber schneller 1:1 nachvollzogen werden. Dies ist insbesondere in Phasen der Transformation für die Netzbetreiber und Netznutzer im Strom- wie im Gasbereich eine wichtige Anforderung. Sofern die Anpassungen der Netze mit Steigerungen der Betriebskosten einhergehen, werden diese schneller in der Erlösobergrenze abgebildet. Gleichzeitig werden eingesparte Kosten schneller an die Netznutzer weitergeben. Nur übergangsweise soll die Regulierungsperiode noch einmal fünf Jahre andauern.

1396 Um dennoch die von den Netzbetreibern vehement behauptete Kostendynamik im Strombereich auch in der kommenden fünfjährigen Regulierungsperiode aufgreifen zu können, ist übergangsweise das Instrument zur Anpassung der Betriebskosten vorgesehen. Hierbei hat die Beschlusskammer einen Vorschlag aus der Branche aufgegriffen. Anders als noch im Festlegungsentwurf vorgesehen, wird die Anpassung der Betriebskosten auch auf Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren erstreckt. Sofern es tatsächlich zu den vorgetragenen Entwicklungen bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren und im vereinfachten Verfahren kommt, ermöglicht das Instrument auch einen erheblichen Zuschlag auf die Erlösobergrenzen. Die Beschlusskammer hat insoweit den Belangen der Netzbetreiber ein höheres Gewicht zugemessen als dem Festhalten an dem regulatorischen Prinzip der Repräsentativität des Basisjahres für die kommende Regulierungsperiode und dem Grundsatz, lediglich tatsächlich entstandene Kosten anzuerkennen. Dies belastet zwar die Belange der Netznutzer, war aber für die fünfte Regulierungsperiode zur Vermeidung eines bei anderen Lösungen (z. B. Wachstumsausgleich des BDEW) entstehenden exorbitanten bürokratischen Aufwands in der Abwägung nachrangig.

22.1.2 Maßnahmen zur stärkeren Vereinfachung und für mehr Transparenz

1397 Vereinfachungen sind angelegt, wo sie regulatorisch vertretbar sind und bestenfalls die weiteren Zielsetzungen noch unterstreichen. Hervorzuheben sind hier beispielsweise die Einführung eines WACC, die Umstellung von der Nettosubstanzerhaltung auf die Realkapitalerhaltung, die Pauschalisierung des Umlaufvermögens, die Anpassung des Katalogs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten der ARegV bzw. der Nachfolgeregelung (Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, vgl. Tenorziffer 7) und die Umstellung der Xgen-Bestimmung auf den Malmquist-Index. Auch die Forderung nach Beibehaltung der kalkulatorischen Gewerbesteuer – bei der die Beschlusskammer der Argumentation der Branche gefolgt ist – ist von den Netzbetreibern mit dem als erheblich eingeschätzten Vereinfachungspotenzial begründet worden. Schließlich erlaubt die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre, die Intensität der jeweiligen Prüfungen zu reduzieren, indem beispielsweise in stärkerem Maße Prüfungsschwerpunkte gesetzt werden können.

1398 Das vereinfachte Verfahren wird beibehalten und wird um eine Kleinstnetzbetreiberregelung ergänzt. Der Zugang zum vereinfachten Verfahren wird an die bekannten Erlösobergrenzen des Netzbetreibers geknüpft. Die Erlösobergrenzen sind ein belastbarer Indikator für die

administrative Leistungsfähigkeit eines Netzbetreibers und sie werden nach klaren Regeln und einheitlichen Maßstäben bestimmt.

22.1.3 Maßnahmen für konsequente Anreize zur Erhaltung der Kosteneffizienz

1399 Das Budgetprinzip der Anreizregulierung setzt durch die temporäre Entkopplung von Kosten und Erlösen Anreize zur Steigerung der Effizienz. Mit der Verkürzung der Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahre wird dieser Anreiz zwar etwas reduziert. Im Ausgleich dafür wird eine bessere Anpassung der Kosten im Zeitablauf ermöglicht. Zugleich wird der Fehlanreiz hinsichtlich des „Basisjahreffekts“ durch die verkürzte Regulierungsperiode sowie den verkürzten Abbaupfad geschwächt.

1400 Beim Effizienzvergleich erfolgen Anpassungen gegenüber den Vorgaben der ARegV. So wird der Effizienzwert eines Netzbetreibers nicht mehr als der Beste aus den vier für einen Netzbetreiber errechneten Effizienzwerten[114] ausgewählt („Best-of-Four“). Stattdessen werden für die beiden vorgesehenen Vergleichsmethoden jeweils Effizienzwerte mit standardisierten und nicht-standardisierten Kosten bestimmt und das arithmetische Mittel beider Werte berechnet. Sodann wird der höhere der beiden Durchschnittswerte ausgewählt („Best-of-Methods & Mean-of-Costs“). Das in der ARegV angelegte „Best-of-Four“-Verfahren wirkte für die Netznutzer einseitig negativ. Der WAR bezeichnet es als „Worst-of-Four“ für die Netznutzer.[115] Die einseitig negative Wirkung für die Netznutzer wird zukünftig abgemildert. Gleichzeitig bleibt durch die Abrechnungsmethode eine Absicherung erhalten. Eine einfache Durchschnittsbildung über alle vier Effizienzwerte ist gerade nicht vorgesehen. Insoweit wird mit dieser Anpassung ein angemessener Ausgleich zwischen den Interessen der Netzbetreiber und der Netznutzer hergestellt.

1401 Daneben ist die in der vierten Regulierungsperiode zur Anwendung gekommene Hochskalierung der Werte aus der Methode der „Stochastic Frontier Analysis“ (SFA) auf 100 % nicht weiter vorgesehen.

1402 In den Netzkosten dürfen nur solche Kosten anerkannt werden, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Auch insofern soll der Abbau der

[114] Vier Effizienzwerte: Zwei Methoden (SFA und DEA) jeweils kombiniert mit zwei Kostengrößen (standardisierte und nicht standardisierte Kapitalkosten).
[115] Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur, Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, S. 18, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/WAR/WAR_Conclusio_23_7_2025.pdf.

Ineffizienz möglichst schnell erfolgen. Der Abbaupfad wird gegenüber der ARegV auf drei Jahre verkürzt. Auch dies dient zugleich der Beschränkung des Fehlanreizes zur Gestaltung des Basisjahres.

1403 Diese gegenüber der ARegV weiterentwickelten Regelungen werden weiterhin durch effektive Absicherungsinstrumente flankiert und zu robusten Ergebnissen führen: Die Absicherung erfolgt durch die Anwendung von zwei unterschiedlichen Methoden zur Messung der Effizienz (DEA und SFA) und einen Abbaupfad über drei Jahre – statt etwa eines sofortigen Abzugs und vollständiger Nicht-Erstattung der Ineffizienz, also derjenigen Kosten, die die Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers überschreiten. Als zusätzliches Instrument zur Absicherung der Netzbetreiber wird zudem die Mindesteffizienz im Vergleich zur ARegV von 60 % auf 70 % angehoben. Weiterhin wird das Effizienzvergleichsmodell in jeder Regulierungsperiode, künftig in höherer Frequenz alle drei Jahre, auf seine Eignung hin untersucht. Ändern sich Kostenstrukturen oder die Versorgungsaufgabe, wird dies somit früher im Effizienzvergleich reflektiert.

1404 Die von den Verbänden aufgerufenen, über das von der Beschlusskammer abgeschätzte Maß weit hinausgehenden Absenkungen der Effizienzwerte sind nicht zu erwarten. Dass der von den Verbänden genutzte Datensatz valide wäre, kann aufgrund verschiedener Beobachtungen zu Recht bezweifelt werden.[116] Die Bundesnetzagentur hat die Effizienzwerte von möglicherweise in den Effizienzvergleich neu eintretenden Netzbetreibern mittels des Modells der vierten Regulierungsperiode abgeschätzt. Es ergaben sich Effizienzwerte über die gesamte Breite des Effizienzspektrums, eine generell schlechtere Effizienz war nicht zu erkennen. Der von den Verbänden befürchtete „Sog-Effekt“ ergab sich in den Betrachtungen der Verbände, weil der Gutachter der Verbände insofern von einer falschen Eingangsprämisse ausging und darüber hinaus das verwendete Effizienzvergleichsmodell in der Modellrechnung der Verbände nicht an die geänderten Netzbetreiberdaten angepasst hat. Die Beschlusskammer hat in einem Kurzgutachten die Annahmen der Verbände bewerten lassen. Auch aus Sicht der Experten gibt es weder aus wissenschaftlich-theoretischer, praktischer noch empirischer Sicht überzeugende Argumente, welche gegen eine Erweiterung des Datensatzes um zusätzliche Netzbetreiber aus dem vereinfachten Verfahren sprechen.[117]

[116] Hierzu Swiss Economics, Einfluss neuer Netzbetreiber im Effizienzvergleich, Kurzgutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 17. Oktober 2025, S. 1 ff. (nachfolgend: „Kurzgutachten Swiss Economics“).
[117] Kurzgutachten Swiss Economics, S. 12.

1405 Durch die Aufnahme neuer Netzbetreiber ändert sich die Zusammensetzung der Netzbetreiber, die miteinander verglichen werden – die Heterogenität der Versorgungsaufgaben könnte steigen. Einer solchen Veränderung würde jedoch in dem von der Bundesnetzagentur praktizierten System durch eine sachgerechte Auswahl der Vergleichsparameter und Modellanalysen begegnet. Hierdurch wird das Modell an die realen Daten der neuen Vergleichsgruppe angepasst, inhaltlich verbessert und der behauptete Effekt („Effizienzwerte aller anderen Netzbetreiber sinken“) wird verhindert. Dies entspricht im Übrigen den üblichen Änderungen der Zusammensetzung des Effizienzvergleichs im Verlauf mehrerer Regulierungsperioden etwa aufgrund von Netzübergängen, Größenänderungen von Netzbetreibern oder auch der Wahlmöglichkeit kleiner Netzbetreiber für oder gegen die Teilnahme am vereinfachten Verfahren.

1406 Die Kosten für Redispatch können mit der Einstufung als volatile Kosten weiterhin jährlich angepasst werden, werden aber gleichzeitig in den Effizienzvergleich einbezogen (siehe hierzu ausführlich Abschnitt 12.2.1). Diesbezüglich hat die Beschlusskammer gesehen, dass es auf Seiten der Netzbetreiber insofern unterschiedliche Interessen geben kann. In der Abwägung dieser Interessen spricht jedoch ganz Überwiegendes dafür, die fachliche Verbesserung des Effizienzvergleichs durch Einbeziehung aller relevanten Kosten zu nutzen und Anreize zu vermeiden, die einer zügigen und effizienten Umsetzung der Energiewende entgegenstünden. Auch die Interessen der Netznutzer an solchen Anreizen und an einer effizienten Bewirtschaftung von Engpässen sprechen für die gewählte Lösung.

1407 Die Beschlusskammer verkennt nicht, dass in der Gesamtbetrachtung die neuen Regelungen im Bereich des Effizienzvergleichs für die Netzbetreiber eine Herausforderung darstellen. Gleichzeitig sprechen die Belange der Netznutzer und die europäischen Zielsetzungen sowie die Ziele des EnWG dafür, zusätzlichen Effizienzdruck auszuüben. Denn gerade in einer Phase der Ausweitung der Aufgaben der Netzbetreiber und des Baus von erheblichen zusätzlichen Infrastrukturen sind Effizienzanreize von besonderer Bedeutung. Fehlentwicklungen lassen sich gerade bei schnellem Wachstum später nur schwer korrigieren und würden Netzbetreiber und Netzkunden dann deutlich stärker belasten. Die Beschlusskammer hat sich daher in Abwägung aller Belange nicht den Ansinnen anschließen können, durch Beibehaltung der bisherigen eher großzügigen Vorgaben zum Effizienzvergleich den Netzbetreibern die entsprechend höheren Erträge zu erhalten. Erträge und Mittelrückflüsse sollen nach dem

Regulierungskonzept der Beschlusskammer durch eine angemessene, im Ergebnis großzügige Kapitalverzinsung und durch echte zusätzliche Effizienzanstrengungen zuwachsen.

1408 Die Kapitalkosten werden künftig nicht mehr mit dem Verbraucherpreisgesamtindex hochskaliert, denn die Kapitalkostenentwicklung wird bereits über den Kapitalkostenaufschlag vollständig abgebildet. Die zusätzliche Indexierung mit dem Verbraucherpreisgesamtindex wie nach den bisherigen Regeln der ARegV ist hier zur Abbildung der Kostenentwicklung nicht erforderlich und führt zu nicht begründbaren Zusatzerlösen. Die Anwendung des Verbraucherpreisgesamtindex erfolgt im Übrigen, wie auch in der ersten bis einschließlich vierten Regulierungsperiode, auf Grundlage des Ist-Wertprinzips. Das heißt, es wird immer der zuletzt verfügbare, amtlich ermittelte Index der Entgeltbildung zu Grunde gelegt. Wie bisher wird auch an der Repräsentativität des Basisjahres für die Regulierungsperiode, einem Grundprinzip der Anreizregulierung, festgehalten. Die Indexierung setzt daher erst mit Beginn der Regulierungsperiode ein.

1409 Über den Xgen (Produktivitätsfaktor) sollen der vom gesamtwirtschaftlichen technischen Fortschritt abweichende Produktivitätsfortschritt und die abweichende Einstandspreisentwicklungen der Netzwirtschaft frühzeitig in der Erlösobergrenze reflektiert werden. Daher ist der Xgen weiterhin integraler Bestandteil der Anreizregulierung. Zu Gunsten des Ziels der Vereinfachung wird allerdings auf die noch in der dritten und vierten Regulierungsperiode genutzte Methode des Törnqvist-Index verzichtet und nur noch der Malmquist-Index zur Anwendung kommen, welcher auf den Daten der Effizienzvergleiche basiert.

1410 Bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen muss entschieden und begründet werden, welche Kosten künftig noch eine regulatorische Sonderbehandlung erfahren und nicht dem Effizienzvergleich unterliegen sollen. Vor diesem Hintergrund ist ein neuer Katalog an KA_{nEu} („Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen“) vorgesehen, für die anhand sachgerechter, objektiver Kriterien eine abweichende Behandlung begründet werden kann. Grundsätzlich ist dabei zunächst davon auszugehen, dass es bei allen Kostenpositionen sachgerecht ist, sie in den Effizienzvergleich einzubeziehen. Bei Anwendung der entwickelten Kriterien auf derzeit geltende dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile ist die entsprechende Sonderbehandlung für die Kosten oder Erlöse aus der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen, aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen und für dem Anschlussnetzbetreiber gesetzlich

auferlegte Kosten nach dem MsbG zu begründen. Wichtig ist hierbei jedoch, dass auch die Kosten, die künftig keine dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bzw. KA_{nEu} mehr sind, selbstverständlich weiter anerkannt werden - im Rahmen der „normalen“ Kostenanerkennung. Als „normale“ Bestandteile der Erlösobergrenze werden sie künftig zudem mit dem Verbraucherpreisgesamtindex und während der fünften Regulierungsperiode mit dem Betriebskosteninstrument angepasst. Das heißt, die zulässigen Erlöse für Lohnzusatzleistungen, Betriebs- und Personalratstätigkeit und für Berufsaus- und Weiterbildung sowie für Betriebskindergärten steigen mit der allgemeinen Preisentwicklung an und steigen zusätzlich, wenn die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers anwächst. Auch die engmaschigere, dreijährige Kostenprüfung wird dafür sorgen, dass die Kosten schneller entsprechend ihrer tatsächlichen Kostenentwicklung angepasst werden. Die Interessen an der Beibehaltung des gewohnten Status quo hat die Beschlusskammer gesehen und gewürdigt. Sie konnten sich gegenüber stringenten, an nachvollziehbaren Kriterien orientierten Regelungen, welche Ausnahmen es von der grundsätzlich anzustrebenden Einbeziehung aller Kosten in den Effizienzvergleich geben kann, nicht durchsetzen.

1411 Durch die bessere Anreizsetzung, insbesondere die Vermeidung von Fehlanreizen, bei denen die Optimierung gegen das Regulierungssystem nicht im Einklang mit dem Effizienzziel steht, sind zudem effizientere Strukturen zu erwarten. So sind bespielweise infolge der durch die Berücksichtigung der Redispatchkosten im Effizienzvergleich angereizten Abwägungen der Netzbetreiber kostensenkende oder kostenbegrenzende Effekte zu erwarten, die dann auch in den Netzentgelten reflektiert werden. Insbesondere die Ausgestaltung der Effizienzwertermittlung, die Verkürzung des Abbaupfades und die Verkürzung der Regulierungsperiode mindern zudem den Fehlanreiz zur Gestaltung des Basisjahres. Hierdurch gehobene Effizienzpotentiale wirken sodann ebenfalls positiv für die Netznutzerseite. Da sich Effizienzsteigerungen auf Seiten der Netzbetreiber gerade in den Kosten widerspiegeln, soll die Vermeidung von Fehlanreizen etwa gerade nicht zu einer schlechteren Ertragslage auf Seiten der Netzbetreiber führen. Entsprechende Regelungen sind daher aus Sicht der Beschlusskammer besonders positiv zu bewerten.

22.1.4 Maßnahmen zur stärkeren Ausrichtung an den Anforderungen der Energiewende

1412 Bedingt durch den Fokus einer Anreizregulierung auf Effizienz ist in der ARegV eine ergänzende Qualitätsregulierung vorgesehen. Die etablierte Qualitätsregulierung hinsichtlich

der Netzzuverlässigkeit wird für Netzbetreiber im Regelverfahren fortgesetzt. Für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren bleibt die Anwendung für die fünfte Regulierungsperiode ausgesetzt.

1413 Die Qualitätsregulierung wird zukünftig auch die Energiewendekompetenz als Teil der Netzleistungsfähigkeit adressieren. Zudem wird mit der vorliegenden Festlegung die Möglichkeit eröffnet, auch die Netzservicequalität, die Digitalisierung sowie die Aus- und Weiterbildung explizit zu adressieren. Durch diese Maßnahmen ergeben sich entsprechende Anreize für Netzbetreiber und dadurch auch absehbare Verbesserungen für Netznutzer sowie für die Zielerreichung der Energiewende.

22.2. Gesamtbetrachtung des Regulierungssystems

1414 Das neue Regulierungssystem ist für Netzbetreiber und Netznutzer ausgewogen. Entgegen der Stellungnahmen wurde insbesondere nicht bei jeder Abwägung dem Schutz der Netznutzer Vorrang gewährt. In den Blick zu nehmen sind nicht nur die Entscheidungen in der Festlegung RAMEN und den folgenden Methodenfestlegungen, die ausführlich und kontrovers erörtert wurden, sondern ebenso implizite Entscheidungen auch zu Gunsten der Netzbetreiber, die in der gesamten Diskussion bisher eine eher untergeordnete Rolle hatten. Diese Entscheidungen in Form einer Fortführung der entsprechenden Sachverhalte aus der bisherigen Anreizregulierung sind keinesfalls alternativlos.

1415 Diesbezüglich sei auch klargestellt, dass jegliche Vergleichsbetrachtung mit dem bisherigen Zustand insoweit auf einer fehlerhaften Prämisse basiert, als hier Kosten und Erlösobergrenzen inklusive einem erheblichen Basisjahreffekt herangezogen werden, der auch durch intensive Prüfungen der Bundes- und Landesregulierungsbehörden nicht vermieden werden konnte und der zur Anerkennung von nicht betriebsnotwendigen Kosten geführt hat. Denn ein rationaler Grund, warum Kosten systematisch *nach* dem Basisjahr sinken und dann zum folgenden Basisjahr wieder steigen, ist nicht ersichtlich. Grundsätzlich kann der Status quo allenfalls ein Indiz dafür sein, dass dieses Niveau die Zielerreichung der Regulierung sowie eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals gewährleistet. Gleichzeitig ergibt sich aus dem bloßen Vergleich mit dem Status quo keine Aussage, inwieweit ein niedrigeres Niveau angemessen wäre und falls dies so ist, wie viel weniger. Das heißt, auch ein Absinken von Erlösobergrenzen bedeutet nicht, dass die Regulierungssystematik mit den rechtlichen Vorgaben unvereinbar wäre. Gerade die Behebung einer in der Vergangenheit fehlerhaften Gestaltung wie der doppelten

Inflationierung der Kapitalkosten ist kein Aspekt, der in einer Gesamtschau einer Kompensation bedürfte.

22.2.1 Änderungen zu Gunsten der Netzbetreiber und zu Lasten der Netznutzer

1416 Folgende Entscheidungen wirken sich tendenziell für Netzbetreiber günstig aus und führen zu höheren Entgelten für die Netznutzer:

1417 Durch die Verkürzung der Regulierungsperiode ab der sechsten Regulierungsperiode erfolgt eine schnellere „Aktualisierung" des Budgets, wobei bei Zugrundelegung der vorgetragenen Kostenaufwüchse diese zu Gunsten der Netzbetreiber schneller in den Erlösobergrenzen realisiert werden als in einer längeren Regulierungsperiode. Zu Beginn des Prozesses beabsichtigte die Beschlusskammer, die dreijährige Regulierungsperiode unmittelbar zur fünften Regulierungsperiode einzuführen (ab 2029 im Strom- und 2028 im Gasbereich, vgl. Eckpunktepapier NEST). Die Einführung ist nun erst ab der sechsten Regulierungsperiode (im Strombereich ab 2034, im Gasbereich ab 2033) festgelegt. Zuvor wird eine Evaluierung erfolgen. In der nochmals fünfjährigen fünften Regulierungsperiode wirkt sich die OPEX-Anpassung – bei Anwachsen der Versorgungsaufgabe – erheblich zugunsten der Netzbetreiber aus. Abweichend vom Entwurf der Festlegung hat die Beschlusskammer entschieden, das Instrument auch für die Teilnehmer des vereinfachten Verfahrens einzuführen. Sofern es tatsächlich zu den vorgetragenen Entwicklungen bei den Stromverteilernetzbetreibern im Regelverfahren und im vereinfachten Verfahren kommt, ermöglicht das Instrument einen erheblichen Zuschlag auf die Erlösobergrenzen.

1418 Ferner hat sich die Beschlusskammer im Laufe des Prozesses für eine Anpassung bei der Methode zur Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung entschieden. Statt der bisher praktizierten Verwendung des Mittelwertes aus arithmetischem und geometrischem Mittel („Mittel der Mittel") bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie wird bereits auf Ebene der Methodenfestlegung Kapitalverzinsung die Anwendung des arithmetischen Mittels vorgegeben. Zwar ist die wissenschaftliche Diskussion zu der Frage, ob der arithmetische oder der geometrische Mittelwert heranzuziehen ist, noch immer nicht abschließend geklärt. Gleichwohl hat sich die Beschlusskammer entschlossen, den bisherigen Ansatz des Mittels der Mittel zu verlassen und sich zugunsten der Netzbetreiber am oberen Ende der plausiblen, durch das geometrische und das arithmetische Mittel aufgespannten Bandbreite zu orientieren und den arithmetischen Mittelwert heranzuziehen. Dies hat erhebliche positive Auswirkungen auf die Eigenkapitalverzinsung (s.o.). Bei der Ermittlung des risikofreien

Zinssatzes ist anstelle der bisherigen Verwendung eines 10-jährigen Durchschnitts nunmehr eine an der Länge der Regulierungsperiode orientierte Durchschnittsbildung (d. h. zunächst 5, dann 3 Jahre) vorgesehen. Die Verkürzung führt im aktuellen Umfeld zu einem höheren Zinssatz.

1419 Der für Netzbetreiber sowie Betriebsräte und Tarifvertragsparteien nachteilige Stichtag bei betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen entfällt (bisher § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV).

1420 Zudem wird ein Zinsbonus für die Vereinnahmung von qualifizierten Zuschüssen eingeführt, der die Erlösobergrenze geringfügig erhöht.

1421 Im Effizienzvergleich wird als zusätzliches Instrument zur Absicherung der Netzbetreiber die Mindesteffizienz im Vergleich zur ARegV von 60 % auf 70 % angehoben.

22.2.2 Grundsätzlich neutrale Änderungen

1422 Ein Teil der Entscheidungen wirkt neutral auf die Höhe der Erlösobergrenzen oder die Wirkung ist abhängig vom Verhalten der Netzbetreiber: Hierunter fällt die Einführung des WACC, dessen Wirkung von der Finanzierungstruktur abhängt, und Netzbetreibern dabei Spielräume zur Hebung betriebswirtschaftlicher Optimierungspotentiale schafft.

1423 Grundsätzlich neutral wirkt die Umstellung des Kapitalerhaltungskonzept von der Nettosubstanzerhaltung zur Realkapitalerhaltung mit der entsprechenden Regelung zur neuen Abbildung der Altanlagen.

1424 Auch die Wirkung der Konsolidierung des Katalogs der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (ehemals: dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile), ist abhängig von der Entwicklung der Kosten der konkreten Positionen sowie der Kostenstruktur des Netzbetreibers. Die Anpassung kann sich auf die Netzbetreiber im Vergleich zur Ausgestaltung der ARegV monetär grundsätzlich positiv wie negativ auswirken. Nichtsdestotrotz hat hier die Beschlusskammer im Rahmen der Prüfung entsprechende Forderungen der Netzbetreiber zur Einordnung von Kostenanteilen als KA_{nEu} teilweise erfüllt. Zu Beginn des Prozesses hat die Bundesnetzagentur lediglich die Einordnung von vorgelagerten Netzkosten als gefestigt angesehen. Im Laufe des Prozesses hat die nähere Prüfung anhand der Kriterien für die Einordnung als KA_{nEu} eine entsprechende Einordnung auch für Kosten für Versorgungsleistungen sowie für Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber in tatsächlicher Höhe gemäß MsbG nach Tenorziffer 7.5 Nr. 3 entstehen, ergeben. Zudem

entfällt die Begrenzung auf einen Stichtag in Bezug auf Kosten für Versorgungsleistungen. Da jedoch mit der Einstufung als KA_{nEu} keine grundsätzlich „großzügigere“ oder grundsätzlich „weniger großzügige“ Abbildung in der Erlösobergrenze verbunden ist, wertet die Beschlusskammer diese als neutrale Entscheidung im Sinne der hier erfolgenden Kategorisierung.

1425 Gleiches gilt für die Behandlung der Redispatch-Kosten als volatile Kostenanteile, wie auch die vorgenommene Vergleichsberechnung zeigt. Insofern erwächst aus diesen Entscheidungen für die Netznutzerseite unmittelbar spiegelbildlich ebenfalls weder eine generelle Belastung noch eine Entlastung. Darüber hinaus werden die Kosten im Ausgangsniveau und damit für die Aufwandsparameter im Effizienzvergleich so bestimmt, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist (Vergleichmäßigung). Letztlich soll die Einbeziehung der Redispatch-Kosten in der Tendenz systemoptimierend wirken und am Ende kostensparende Effekte aufweisen.

1426 Die pauschalisierte Bestimmung des Umlaufvermögens kann sich je nach Einzelfall nachteilig auf die Bestimmung der Verzinsungsbasis auswirken. Gleichzeitig bietet eine Pauschale auch Raum für betriebswirtschaftliche Optimierung. Gegen diesen geringfügigen Effekt läuft zudem das „Einfrieren“ des Umlaufvermögens des Basisjahrs im Kapitalkostenabzug. Bisher erfolgt eine Abschmelzung. Dies wirkt sich geringfügig zugunsten der Netzbetreiber aus.

1427 Die Beschlusskammer wertet die Fortführung und Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung als neutralen Sachverhalt in diesem Zusammenhang. Aus Sicht der Netznutzer werden Verbesserungen in der Versorgungsqualität angereizt. Aus Sicht der Netzbetreiber kann dies, sofern eine Monetarisierung erfolgt, im Rahmen eines Bonus-Malus-Systems als grundsätzlich neutral gewertet werden.

22.2.3 Änderungen zu Gunsten der Netznutzer und zu Lasten der Netzbetreiber

1428 Ein Teil der Entscheidungen wirkt tendenziell monetär zulasten der Netzbetreiber und zu Gunsten der Netznutzer.

1429 Hierunter fällt die sachgerechte Beseitigung der von der ARegV vorgenommenen Doppelinflationierung der Kapitalkosten und der volatilen Kostenanteile. Dies führt zu einer spürbaren Verringerung der Erlösobergrenze.

1430 Beim Effizienzvergleich wirken die Nichtverankerung des Effizienzbonus, die Verkürzung des Abbaupfades sowie die geänderte Effizienzwertermittlung (Best-of-Methoden, Mean-of-

Costs sowie keine Skalierung der SFA-Effizienzwerte). Dies hat in Summe erhebliche monetäre Auswirkungen. Hier ist allerdings einzubeziehen, dass sich bei einem effizienten Netzbetreiber weder aus der Verkürzung des Abbaupfades noch der Änderung der Effizienzwertermittlung eine Änderung ergibt. Ferner hat die Beschlusskammer erwogen, abweichend von der bisherigen Regelung auch bei den Methoden zu einer Durchschnittsbetrachtung überzugehen oder anstelle der Mittelwertbildung bei den Kosten eine Mittelwertbildung nur bei den Methoden vorzusehen. Die Beschlusskammer hat sich gleichwohl zunächst für die gegenüber den Netzbetreibern mildere Variante entschieden.

1431 Der innerhalb des WACC-Ansatzes erfolgende Abzug von Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen sowie Investitionszuschüssen von der Verzinsungsbasis hat einen geringfügig negativen Effekt, welcher zudem durch die Einführung eines Zinsbonus abgemildert wird.

1432 Die bisherige Doppelverzinsung von Anlagen im Bau, die im Basisjahr als fertiggestellte Anlagen aktiviert wurden, wird nicht fortgeführt. Dies führt zu einer geringfügigen Verringerung der Erlösobergrenze.

22.2.4 Entscheidungen zur Beibehaltung des Status quo

1433 Die Beschlusskammer hat zu Beginn des Prozesses auch die Einführung eines stärker auf Effizienzanreize setzenden Systems, wie z. B. eine Yardstick-Regulierung erwogen (vgl. Abschnitt I.3.1) und hiervon abgesehen. Implizit erfolgt damit die Entscheidung zu Gunsten der Netzbetreiber, dass Ineffizienzen aufgrund des Abbaupfades sowie des Basisjahreffekts ähnlich zum Status quo (temporär) in die Erlösobergrenze Eingang finden. Mit der Fortführung des grundsätzlichen Systems der Anreizregulierung wurde auch der Kapitalkostenabgleich mittels Kapitalkostenabschlag und -aufschlag fortgeführt, der eine zeitnahe Abbildung von Neuinvestitionen in der Erlösobergrenze ermöglicht, z. T. sogar auf Plankostenbasis entgegen den grundsätzlichen Prinzipien der Anreizregulierung. Hierbei weist die Beschlusskammer darauf hin, dass diese Abbildung nach wie vor zunächst ohne Effizienzanreize erfolgt und diese sich erst im Effizienzvergleich in der nächsten Regulierungsperiode ergeben können.

1434 Die Beschlusskammer hat, wie ausführlich begründet, die bei der Fortschreibung des Ausgangsniveaus mittels des VPI erfolgende Berechnung mit Ist-Werten beibehalten. Da dies gegenüber dem Status quo keine Änderung darstellt, ist dies monetär gesehen für Netznutzer und Netzbetreiber neutral. Die von den Netzbetreibern geforderte Umstellung auf einen t-0

Ansatz hätte systematische Auswirkungen und erhebliche monetäre Effekte zu Gunsten der Netzbetreiber.

1435 Die Fortführung des Xgen ist von seinem Regelungszweck grundsätzlich neutral. Hierdurch erfolgt keine systematische Belastung oder Begünstigung der Netzbetreiber bzw. der Netznutzer. Konzeptionell ist der Xgen ein flexibles System, welches sowohl Über- als auch Unterdeckungen in der Netz- im Vergleich zur Gesamtwirtschaft identifizieren kann. Auch wenn der Xgen historisch gesehen positiv war, so bedeutet dies nicht, dass ein zukünftiger Xgen nicht auch negativ werden kann. Letzterer Fall würde bedeuten, dass die EOG gerechtfertigter Weise stärker als der Verbrauchergesamtindex steigen würde.

1436 Zu Beginn des NEST-Prozesses hat die Beschlusskammer erwogen, zukünftig lediglich Gewerbesteuer in tatsächlich gezahlter Höhe anzuerkennen. Hier hat sich die Beschlusskammer überzeugen lassen, die kalkulatorische Anerkennung der Gewerbesteuer weiterzuführen und damit wie im Status quo auch Steuern in einer Höhe anzuerkennen, in der sie nicht gezahlt wurden.

22.2.5 Regelungen zum vereinfachten Verfahren

1437 Auch die Regelungen zum vereinfachten Verfahren schaffen ein in Summe ausgewogenes System für kleinere Netzbetreiber aus Verfahrensvereinfachungen und Pauschalierungen. Die veränderte Bestimmung des Schwellenwertes für das vereinfachte Verfahren, die darauf abzielt, die Abgrenzung zwischen Regelverfahren und vereinfachtem Verfahren stärker anhand der wirtschaftlichen und administrativen Leistungsfähigkeit des Unternehmens vorzunehmen, stellt eine neutrale Änderung des Regulierungsrahmen dar. Die Einführung der Kleinstnetzbetreiberregelung trägt zum Bürokratieabbau bei und führt damit auch zu Kostenersparnissen bei diesen Netzbetreibern.

1438 Im Übrigen wirken sich Änderungen gegenüber dem bisher geltenden System monetär teils zugunsten (z. B. OPEX-Anpassung für die fünfte Regulierungsperiode) und teils zulasten der Netzbetreiber des vereinfachten Verfahrens aus (z. B. veränderte Gewichtung bei Bestimmung des pauschalen Effizienzwertes). Nicht zuletzt bleibt hier zu berücksichtigen, dass ein Netzbetreiber stets die Möglichkeit hat, (freiwillig) am Regelverfahren teilzunehmen und dadurch etwaige Nachteile, denen er sich im vereinfachten Verfahren ausgesetzt sähe, zu umgehen. Schließlich gewährleistet die Beibehaltung des Status quo an wichtigen Punkten (z. B. weiterhin kein Effizienzvergleich für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren) eine substantielle administrative Entlastung für kleinere Netzbetreiber.

22.3. Ergebnis der Abwägung

1439 Nach sorgfältiger Abwägung insbesondere unter Berücksichtigung der unter Abschnitt 22.1 und 22.2 dargelegten Entscheidungen und der daraus folgenden monetären Auswirkungen ist sichergestellt, dass die Summe der Einzelentscheidungen auch in ihrer Gesamtheit ein sachgerechtes Regulierungssystem bilden. Weder Netznutzer noch Netzbetreiber werden einseitig benachteiligt oder übervorteilt. Vielmehr ist das Regulierungssystem sowohl für Netznutzer als auch Netzbetreiber ausgewogen und verhältnismäßig.

23. Aufhebung von Festlegungen (Tenorziffer 18)

1440 Mit Tenorziffer 18 wird die Festlegung BK8-23-007-A (Festlegung zur regulatorischen Behandlung der beim Anschlussnetzbetreiber nach MsbG entstehenden Kosten) aufgehoben.

1441 Die Festlegungen BK8-22-003-A bis BK8-22-007-A sowie BK8-24-0006-A bis BK8-24-0010-A zu volatilen Kostenanteilen müssen nicht aufgehoben werden, da diese bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode befristet sind.

24. Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 19)

1442 Tenorziffer 19 enthält eine klarstellende Zusammenfassung der Verfahrensvorschriften. Diese Verfahrensvorschriften berühren gemäß § 54 Abs 3 S. 7 EnWG nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden. Sie gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

1443 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.

1444 Bezüglich der Einordnung der Regelungen als verfahrensrechtliche Regelungen wird auf die entsprechenden Ausführungen bei den jeweiligen Tenorziffern verwiesen.

1445 Soweit in einer Stellungnahme eine Reduzierung der Anzahl der Verfahrensvorschriften angeregt wurde, um eine Uneinheitlichkeit in der Umsetzung der Regulierung auf Bundes- und Landesebene zu vermeiden, ist dies vor dem Hintergrund der Regelung in § 54 Abs. 3 S. 7 EnWG nicht möglich.

25. Kosten (§ 91 EnWG)

1446 Für Entscheidungen, die durch öffentliche Bekanntmachung nach § 73 Abs. 1a EnWG zugestellt werden, werden gemäß § 91 Abs. 1 S. 3 EnWG keine Gebühren erhoben.

III. Entscheidung über den Beiladungsantrag

1447 Die Beschlusskammer hat die Lichtblick SE nach pflichtgemäßer Ausübung ihres Ermessens gemäß § 66 Abs. 2 Nr. 3 EnWG zum Verfahren beigeladen. Nach Aufteilung des Verfahrens in zwei separate Festlegungsverfahren für Strom (RAMEN Strom, GBK-25-01-1#1) und Gas (RAMEN Gas, GBK-25-01-2#1) hat die Beschlusskammer den Beiladungsantrag entsprechend dem Inhalt des Beiladungsantrags dahingehend ausgelegt, diesen auf dieses Verfahren formlos zu übertragen.

IV. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)

1448 Da die Festlegung gegenüber allen Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 3 Nr. 3 EnWG[118] erfolgt, nimmt die Große Beschlusskammer Energie, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Entscheidung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Entscheidung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

[118] § 3 Nr. 9 EnWG in der Fassung des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BR-Drs. 383/25.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG)

Vorsitzender	Beisitzerin	Beisitzerin
Klaus Müller	Barbie Kornelia Haller	Dr. Daniela Brönstrup
Beisitzer	Beisitzer	Beisitzer
Achim Zerres	Karsten Bourwieg	Dr. Christian Schütte