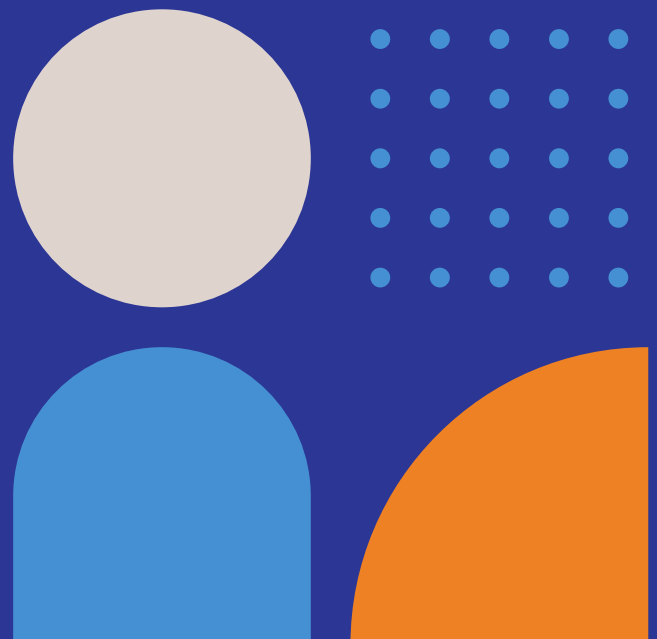


Stellungnahme der Netze BW zur
Festlegung eines Regulierungsrahmens und
der Methode der Anreizregulierung für
Elektrizitäts- und Gasverteilnetzbetreiber
sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Stuttgart, 28.02.2025



Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Inhaltsverzeichnis

Gesamteinschätzung und Zusammenfassung.....	1
1 Adressaten	7
2 Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode.....	7
3 Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode	22
4 Regulierungsformel und Anpassung der Erlösobergrenze.....	24
5 Ausgangsniveau	27
6 Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	28
7 Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen	39
8 Volatile Kostenanteile.....	42
9 Kapitalkostenabzug	46
10 Effizienzvergleich	47
11 Kapitalkostenaufschlag.....	55
12 Qualitätsregulierung	57
13 Härtefall.....	59
14 Regulierungskonto.....	59

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

15	Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber	59
16	Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung	62

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Gesamteinschätzung und Zusammenfassung

Die Bundesnetzagentur hat mit der am 16.01.2025 veröffentlichten RAMEN-Tenorierung den aktuellen Sachstand zur Neuregelung des künftigen Regulierungssystems vorgelegt. Im Grundsatz hält die Bundesnetzagentur am System der Anreizregulierung fest. Die Bestimmung einer kalenderjährlichen Erlösbergrenze verbunden mit netzbetreiberindividuellen Effizienzvorgaben und einer Anpassung der Erlösbergrenze für Inputpreis- und Produktivitätsentwicklungen bleibt bestehen. Zu den zentralen Änderungen gehört die Verkürzung der Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahre ab der sechsten Regulierungsperiode. Zudem sieht der Sachstandsentwurf eine deutliche Reduktion des Katalogs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowie eine Aufnahme des Kriteriums des Energiewendekompetenz in der Qualitätsregulierung vor. Konkrete Regelungen für zentrale weitere Parameter des Regulierungssystems (Xgen, EK-Zins, Effizienzvergleich) bleiben separaten Methodenfestlegungen vorbehalten.

Zum aktuellen Sachstandspapier kann bis zum 28.02.2025 Stellung genommen werden. Diese Möglichkeit nehmen wir gerne wahr.

Gesamteinschätzung

Mit der Veröffentlichung des Sachstandberichts zu Tenor und Erwägungsgründen der Festlegung RAMEN ist erstmalig eine Gesamteinschätzung zum zukünftigen Regulierungssystem und seinen wesentlichen Elementen möglich. Die vorangegangenen Konsultationen von Eckpunktepapieren und die von der Behörde durchgeführten Expertenanhörungen beschäftigten sich jeweils nur mit einzelnen Regulierungselementen und deren Ausgestaltung.

In der Gesamteinschätzung sehen wir nicht, dass das von der Bundesnetzagentur für die längerfristige Zukunft konzipierte Regulierungsregime ein ausgewogenes System von ausbalancierten Chancen und Risiken darstellt. Viele der angedachten Änderung führen zu einer einseitigen wirtschaftlichen Schlechterstellung der Netzbetreiber, während Mängel des bisherigen Systems zu Lasten der Netzbetreiber nicht beseitigt werden. Die Ausgestaltung einzelner Regulierungsinstrumente und die jeweiligen Erwägungsgründe sind an zentralen Stellen unvollständig und widersprüchlich.

Die inkohärente Ausgestaltung des entworfenen Regulierungssystems zeigt sich insbesondere in der Frage der Behandlung von dynamischen Kostenänderungen im zukünftigen Regulierungssystem. Obwohl die Bundesnetzagentur selbst an verschiedenen

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Stellen in den Erörterungen (z.B. S.39) das dynamische Umfeld der Stromnetzbetreiber und die Notwendigkeit Änderungen bei den Betriebskosten schneller in die Erlösobergrenzen einbringen zu können betont, enthält das entworfene Regulierungskonzept ab der sechsten Regulierungsperiode kein Instrument für innerperiodische Betriebskostenänderungen. Das Problem dynamischer Kostenänderungen soll lediglich durch die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre adressiert werden. Die Begründung der Bundesnetzagentur dafür, warum eine dreijährige Regulierungsperiode ohne weitere Anpassungsmechanismen anderen regulatorischen Instrumenten zur Abbildung des Betriebskostenwachstums überlegen sein sollte, halten wir für nicht tragfähig. Insbesondere besteht auch in einer dreijährigen Regulierungsperiode ein Zeitverzug von bis zu fünf Jahren zwischen Kostenentstehung und erlösseitiger Abbildung in der darauffolgenden Regulierungsperiode.

Auch dass die Einstufung der Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbar entfallen soll, ist insofern inkonsistent mit der Zielsetzung dynamische Betriebskostensteigerungen, die zu einem beträchtlichen Teil auf Personalaufbau zurückzuführen sind, schneller in der Erlösobergrenze abzubilden. Denn die Einstufung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten hatte in der Vergangenheit dazu geführt, dass zumindest ein Teil der Kosten des Personalaufwuchses in der Regulierungsperiode auf die Erlöse gewälzt werden konnte.

Weitere Punkte, die nicht konsistent sind zu dem Ziel dynamische Kostenentwicklungen zeitnah in der Erlösobergrenze abzubilden, betreffen den zu einer strukturellen Kostenunterdeckungen führenden zweijährigen Zeitverzug bei der Anpassung der Erlösobergrenze mit VPI und Xgen oder den vergangenheitsorientierten Ansatz der mehrjährigen Durchschnittsbildung bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus. Auch die Nichtdynamisierung des Umlaufkapitals im Kapitalkostenabgleich wäre hier zu nennen.

Schließlich wird auch der für die fünfte Regulierungsperiode übergangsweise anzuwendende SFA-Betriebskostenfaktor durch die angedachte Verschärfung der Effizienzvorgaben wieder konterkariert. Vor dem Hintergrund der sogar noch steigenden Unsicherheiten beim Effizienzvergleich (Datenunsicherheiten, Modellunsicherheiten, zunehmende Heterogenität, Einbezug neuer Kostenarten wie Personalzusatzkosten, Redispatchkosten, neues Netzbetreibersample) sollte keine Verschärfung der Sicherungsmechanismen vorgenommen werden. Insoweit als der Effizienzwert auch auf die Kapitalkosten und die volatilen Kosten angewendet wird, diese Kostenarten aber mit bereits ihrem jeweiligen Ist-Werten in der Erlösobergrenze

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

angesetzt werden, kann die „Einhaltung des „Erlösbergrenzenpfades“ nur durch überproportionalen Abbau von Betriebskosten erfolgen.

In der Gesamtbewertung scheinen die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Änderungen im Regulierungsrahmen weiterhin von der Vorstellung eines erheblichen Kostensenkungspotentials bei den Netzbetreibern auszugehen und jedenfalls nicht davon, dass die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber aufgrund der Energiewende sich deutlich verändert und dies mit entsprechenden Kostenaufwüchsen auch bei den Betriebskosten einhergeht.

Zusammenfassung der wesentlichen Änderungsvorschläge der Netze BW

Regulierungsperiode und OPEX-Wachstum

- In der RAMEN-Festlegung sollte die Dauer der Regulierungsperiode nach der fünften Regulierungsperiode nicht abschließend auf drei Jahre fixiert werden. Die RAMEN-Festlegung sollte in Bezug auf die Länge der Regulierungsperiode eine Bandbreite für die Dauer von drei bis fünf Jahren festlegen sowie eine Bestimmung, dass die Länge der Regulierungsperiode rechtzeitig vor Beginn der folgenden Regulierungsperiode von der Bundesnetzagentur festgelegt wird.
- Eine Verkürzung der Regulierungsperiode ohne ein weiteres regulatorisches Instrument für outputinduzierte Betriebskostenänderungen ist zur Abbildung des OPEX-Aufwuchses unzureichend. Durch die Veränderung der Versorgungsaufgabe bedingte Betriebskostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode sind auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode durch ein geeignetes regulatorisches Instrument zwingend abzubilden.
- Für die intendierte reine Verkürzung der Regulierungsperiode zur Abbildung des OPEX-Aufwuchses fehlt auch eine ausreichende Begründung. Die Kriterien, mit denen die Bundesnetzagentur verschiedene regulatorische Instrumente zur Abbildung des OPEX-Aufwuchses bewertet, wie auch die Anwendung dieser Kriterien ist mitunter widersprüchlich und sachlich nicht haltbar. Die Begründung insgesamt muss deutlich nachgeschärft werden.
- Die Bundesnetzagentur sollte den Vorschlag des OPEX-Xgen gleichberechtigt zu den anderen regulatorischen Instrumenten zur Abbildung outputinduzierter Betriebskostenänderungen anhand der von ihr aus dem Europarecht hergeleiteten Kriterien zur Beurteilung der Instrumente untersuchen und bewerten. Der OPEX-Xgen

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

wird aktuell ohne sachbezogene Begründung aufgrund einer durch die Bundesnetzagentur selbst vorgenommenen definitorischen Setzung verworfen.

- Die Bundesnetzagentur sollte Kombinationen von regulatorischen Instrumenten in ihre Bewertung einbeziehen. Die Verkürzung der Regulierungsperiode lässt jeweils eine Kombination mit den Instrumenten Betriebskostenaufschlag anhand der SFA-Koeffizienten (VKU-Modell), OPEX-Xgen (Netze BW-Modell) und Betriebskostenfaktor anhand des Wachstumsausgleichsfaktors (BDEW-Modell) ohne Weiteres zu. So ist bspw. die Kombination einer Verkürzung der Regulierungsperiode und dem OPEX-Xgen anhand jedes der von der Bundesnetzagentur herangezogenen Kriterien der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode gleichwertig oder überlegen.

Regulierungsformel

- Der Zweijahresverzug bei der Inflationierung der Erlösobergrenze mit VPI/Xgen muss beseitigt werden. Hierzu ist in im Produktzeichen der Erlösobergrenzenformel die obere Multiplikationsgrenze t durch $t+2$ zu ersetzen.
- Die fehlerhafte Korrektur der Doppelanpassung der volatilen Kosten mit VPI und Xgen in der Erlösobergrenzenformel ist richtig zu stellen. Hierzu sollten die volatilen Kostenanteile als eigene Kostenkategorie VK_0 neben $OPEX_0$ (ohne volatile Kosten) und $CAPEX_0$ (ohne volatile Kosten) in die Erlösobergrenzenformel aufgenommen werden.

Ausgangsniveau

- Bezüglich der Behandlung von Einmalkosten im Ausgangsniveau ist eine symmetrische Behandlung von Kosten und Erlösen erforderlich.

VPI/Xgen

- In der RAMEN-Festlegung sollte eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen aufgenommen werden.
- Der Xgen stellt in seiner generellen Grundkonzeption immer eine Prognose zukünftiger Entwicklungen auf Basis historischer Entwicklungen dar. Deshalb sollten entsprechend Kriterien und Maßstäbe für die Erstellung einer sachgerechten Prognose in die RAMEN-Tenorierung aufgenommen werden.

Kosten die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEu})

- Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation sollten nicht als volatile Kostenanteile, sondern als KA_{nEu} eingeordnet werden.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Volatile Kosten

- Redispatchkosten sollten in den Effizienzvergleich aufgenommen werden, um Verzerrungen zu Lasten der Netzbetreiber, die ihr Netz vorausschauend ausbauen, zu vermeiden.

Kapitalkostenabgleich

- Hinsichtlich des Kapitalkostenabgleichs plädiert Netze BW dafür, die bisherige Regelung für die Anerkennung des Umlaufvermögens im Kapitalkostenabzug beizubehalten und gleichzeitig auf den Kapitalkostenaufschlag zu übertragen, da mit zunehmenden Investitionen auch der Bedarf an Umlaufvermögen steigt.

Effizienzvergleich

- Netze BW ist der Auffassung, dass grundsätzliche, abstrakte Vorgaben zum Effizienzvergleich aus dem Energiewirtschaftsgesetz bereits in der RAMEN-Festlegung konkretisiert werden sollten. Hierzu gehören
 - die Konkretisierung der Kriterien Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben aus § 21a Energiewirtschaftsgesetz,
 - die Konkretisierung des Begriffs der strukturellen Vergleichbarkeit aus Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO; Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO,
 - und in Zusammenhang mit den vorgenannten Punkten die Erläuterung der Rolle von Sicherungsmechanismen bei der Ermittlung der Effizienzwerte.
- Es sollte explizit in die RAMEN-Tenorierung aufgenommen werden, dass in allen verwendeten Methoden des Effizienzvergleichs ein Effizienzwert von 100% erreichbar sein muss.
- Der Verteilfaktor und der resultierende Abbaupfad der Ineffizienzen sollten klar als ein Sicherungsmechanismus zur Berücksichtigung von Daten-, Modell- und Methodenunsicherheiten im Effizienzvergleich benannt werden. Dieser Abbaupfad muss gesamthaft mit der Effizienzvergleichsmethodik und anderen Sicherheitsmechanismen in der Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich erörtert und festgelegt werden.
- Eine Verkürzung des Abbaupfades auf drei Jahre, wie im Sachstand zum Effizienzvergleich angedacht, bedeutet in einer fünfjährigen Periode eine deutlich strengere Vorgabe als in einer dreijährigen Regulierungsperiode.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

- Sofern der Abbaupfad über eine reine Metapher hinausgeht und tatsächlich die Beziehung von Ineffizienzen und Kostenverlauf über die Regulierungsperiode widerspiegelt, darf der Verteilungsfaktor nicht auf die CAPEX angewandt werden. Andernfalls würde dies eine nicht erreichbare Effizienzvorgabe bedeuten.
- Aus Sicht der Netze BW ist zudem der Einbezug der Verzinsung der AiB des Basisjahres in den Effizienzvergleich nicht sachgerecht.

Qualitätsregulierung

- Im Sinne der Transparenz sollten alle Daten, die von der Bundesnetzagentur zu Bildung von Kennzahlen und Kennzahlvorgaben verwendet werden, netzbetreiberindividuell und nicht anonym veröffentlicht werden. Hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit sollten nicht nur die aus der Störungsstatistik abgeleiteten und für die Bestimmung der Bonus- / Maluszahlungen relevanten Kennzahlvorgaben netzbetreiberindividuell veröffentlicht werden, sondern auch die der Ableitung dieser Kennzahlvorgaben zugrundeliegende Störungsstatistik.
- In der RAMEN-Tenorierung sollte aufgenommen werden, dass bei der Ermittlung und näheren Ausgestaltung der Netzzuverlässigkeit und der Netzleistungsfähigkeit auch topographische Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber zu berücksichtigen sind.

Netzübergänge

- In Bezug auf den Übergang von Netzen sollten die strukturelle Unterschiedlichkeit der Netzbetreiber, die von einem Netzübergang betroffen sind und insbesondere die strukturellen Kostenunterschiede zwischen den einzelnen Netzebenen berücksichtigt werden. Netze BW schlägt vor, den Pauschalbetrag für den übergehenden Erlösberggrenzenanteil anhand des Verhältnisses der Kapitalkosten des übergehenden Netzanteils zu den Kapitalkosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter des Ausgangsniveaus bezogen auf die abgabegegenständlichen Netzebenen zu ermitteln.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

1 Adressaten

Keine Anmerkungen.

2 Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode

Vorschlag 1 zu Tenorziffer 2.3:

„Die Dauer der Regulierungsperiode beträgt 3-5 Jahre. Für die fünfte Regulierungsperiode wird eine Dauer von 5 Jahren festgelegt, ab der sechsten Regulierungsperiode wird die Dauer der Regulierungsperiode von der Regulierungsbehörde rechtzeitig vor Beginn der Regulierungsperiode festgelegt.“

Vorschlag 2 zu Tenorziffer 2.3:

Auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode ist ein Instrument zur Abdeckung outputbasierter Betriebskostenerhöhungen während der Regulierungsperiode notwendig. Notwendig ist 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 untersucht die Bundesnetzagentur im Sachstand zur RAMEN-Tenorierung (ab S. 78 der Erwägungen) jedoch nicht. Da es keinen a priori Grund gibt, der gegen eine Kombination an Instrumenten spricht, werden solche Kombinationen an Instrumenten derzeit ohne Begründung nicht berücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur sollte 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.

Vorschlag 3 zu Tenorziffer 2.3:

Die Bundesnetzagentur sollte die Auswahl der Kriterien zur Beurteilung der regulatorischen Instrumente auf stringente, inhaltlich nachvollziehbare und möglichst

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

wenig redundante Kriterien beschränken. Insbesondere das Kriterium der „Kompatibilität mit den Prinzipien der Anreizregulierung“ erscheint in Definition wie Anwendung nicht stringent und teilweise widersprüchlich. So impliziert die jetzige Verwendung des Kriteriums u.a., dass weder Xgen noch Effizienzvergleich als regulatorische Instrumente kompatibel mit der Anreizregulierung seien; dies ist offenkundig abwegig. Dieses Kriterium sollte in Definition wie Anwendung deutlich nachgeschärft oder durch ein stringentes Kriterium ersetzt werden.

Vorschlag 4 zu Tenorziffer 2.3:

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

Vorschlag 5 zu Tenorziffer 2.3:

Die Bundesnetzagentur sollte 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. Aktuell wird der Vorschlag ohne Begründung und rein tautologisch allein aufgrund einer definitorischen, ohne Bezug zum Sachverhalt stehenden Setzung seitens der Bundesnetzagentur verworfen.

Vorschlag 6 zu Tenorziffer 2.3:

Bei der Beurteilung der regulatorischen Instrumente sollte die Bundesnetzagentur nur Effekte berücksichtigen, die ursächlich auf das zu beurteilende regulatorische Instrument zurückgehen. So werden der Verkürzung der Regulierungsperiode einseitig die positiven

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Aspekte der ohnehin angestrebten regulatorischen Vereinfachungen (WACC-Regulierung etc.) zugerechnet. Dabei sind 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 wie in Vorschlag 2 beschrieben möglich und angestrebt. Der Aufbau eines sogenannten *Falschen Dilemmas* zwischen Verkürzung der Regulierungsperiode und Regulierungsvereinfachungen führt zu einer verzerrten Bewertung der regulatorischen Instrumente.

Begründung und Erläuterung der Vorschläge

Position der Bundesnetzagentur in NEST-Eckpunktepapier und Sachstand RAMEN-Tenorierung

Die Bundesnetzagentur hat den Bedarf regelmäßiger Anpassungen der OPEX aufgrund des zunehmend dynamischen Umfelds der Stromnetzbetreiber bereits im NEST-Eckpunktepapier erkannt (S. 10 „Ziele der Regulierung“ im Eckpunktepapier NEST). Im vorliegenden Sachstandspapier zur RAMEN-Tenorierung bekräftigt sie diese Einschätzung. Eine zunehmende Dynamik der Energiewende und damit einhergehend schnellere Kostenänderungen werden durch die Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes, den nationalen Energie- und Klimaplan sowie das Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung und dem darauf aufbauenden gesetzlichen Rahmen nahegelegt. Bei diesem von der Behörde anerkannten Anpassungsbedarf für dynamische Kostenänderungen können regulierungssystematisch nur innerperiodische Outputveränderungen (also Änderungen der Versorgungsaufgabe durch bspw. die Energiewende) und deren Wirkung auf die Betriebskosten gemeint sein. Denn Kapitalkosten werden über den Kapitalkostenabgleich zeitnah angepasst und die Betriebskosten werden hinsichtlich Inputpreisänderungen und Produktivitätsentwicklung innerhalb der Regulierungsperiode bereits heute und nach vorliegendem Sachstand zur RAMEN-Festlegung auch zukünftig über VPI und Xgen angepasst.

Gemäß den Erwägungsgründen im Sachstand (S.79) soll die schnellere Abbildung von outputbasierten Kostenänderungen im OPEX-Bereich während der Regulierungsperiode ausschließlich durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre erfolgen. Eine Ausnahmeregelung für die fünfte Regulierungsperiode für Stromverteilernetzbetreiber sieht die Beibehaltung der fünfjährigen Regulierungsperiode bei gleichzeitiger Anwendung eines Betriebskosten-Aufschlages anhand der Vergleichsparameter des Effizienzvergleich

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

(„BASE“-Modell des VKU) zur Abbildung von outputbedingten Betriebskostenänderungen vor.

Bewertung durch die Netze BW

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

Beurteilungsmethodik der regulatorischen Instrumente zur erlöseitigen Abbildung kurzfristiger OPEX-Änderungen

In den Erwägungen zum Sachstand der RAMEN-Festlegung (S. 78ff) erläutert und begründet die Bundesnetzagentur ihre Entscheidung outputbasierte Kostenänderungen im OPEX-Bereich (ausschließlich) durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode abbilden zu wollen. Ihr „pflichtgemäßes Ermessen“ diesbezüglich stützt die Bundesnetzagentur auf die vier Kriterien Treffsicherheit, Setzung von Effizianzanreizen, Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung sowie administrativer Umsetzbarkeit für die Netzbetreiber. Diese spiegeln die „zentralen unionsrechtlichen Maßstäbe für die Ermittlung der zulässigen Netzkosten“ wider (S. 79, vgl. auch Abschnitt „4. Rechtlicher Rahmen“, ab S. 59).

Diese vier Kriterien erläutert die Behörde zunächst weiter:

- 1. Treffsicherheit:** Das Kriterium der Treffsicherheit soll nach den Ausführungen der Bundesnetzagentur die europarechtlichen Maßstäbe der Kostenorientierung und Kosteneffizienz widerspiegeln. Das Kriterium der Treffsicherheit soll als Beurteilungsmaßstab bewerten, inwiefern ein regulatorisches Instrument gewährleistet, „dass nur tatsächlich angefallene bzw. anfallende zusätzliche effiziente OPEX eines Netzbetreibers“ Eingang in die Erlösbergrenze finden, wie sie im Rahmen einer „Kostenprüfung als betriebsnotwendige und effiziente Kosten anerkannt worden wären“. Der Maßstab hierfür sind die Kosten eines effizienten und strukturell

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

vergleichbaren Netzbetreibers, den die Behörde als „dynamisch objektiven Effizienzkostenmaßstab“ bezeichnet.

2. **Setzung von Effizianzanreizen:** Mit dem Kriterium zu Effizianzanreizen werden gemäß den Ausführungen der Bundesnetzagentur ebenfalls die europarechtlichen Maßstäbe der Kostenorientierung und Kosteneffizienz als auch der europarechtliche Maßstab der Anreizsetzung aufgegriffen. Die Behörde definiert: „Effizienz bedeutet, dass ein gegebenes Ziel [...] zu geringstmöglichen Kosten erreicht wird“. Erneut wird in diesem Zusammenhang der Maßstab der dynamisch objektiven Effizienzkosten erwähnt.
3. **Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung:** Die Bundesnetzagentur führt darüber hinaus ein weiteres Kriterium für die Beurteilung regulatorischer Instrumente zur Abbildung von outputbasierten Kostenänderungen im OPEX-Bereich ein. Dieses Kriterium nennt sie „Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung“ und definiert es folgendermaßen: „Mit dem Kriterium der Kompatibilität des Instruments mit dem Modell der Anreizregulierung soll in den Blick genommen werden, inwieweit es zu systematischen Brüchen im Regulierungssystem kommt und welche Auswirkungen diese haben, insbesondere auf die Effizianzanreize durch Budgetansatz und Effizienzvergleich als zentrale Elemente.“
4. **Administrative Umsetzbarkeit:** Beim Beurteilungskriterium der administrativen Umsetzbarkeit soll es nach den Erläuterungen der Behörde „um den Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern“ und die „administrativen Anforderungen“ an die Netzbetreiber gehen.

Anhand dieser Kriterien bewertet die Bundesnetzagentur die regulatorischen Instrumente: Betriebskostenfaktor in Form des Wachstumsausgleich, Erweiterung des Katalogs der nicht dem Effizienzvergleich unterliegenden Kosten, Erweiterung des Katalogs der volatilen Kosten, OPEX-Pauschale beim Kapitalkostenaufschlag, pauschalierte Härtefallanträge, Änderungen beim Produktivitätsfaktor, Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs und Verkürzung der Regulierungsperiode. Die abschließende Bewertung fällt zugunsten der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode aus, mit einer Sonderregelung für die fünfte Regulierungsperiode Strom, in welcher der Ansatz des Betriebskosten-Aufschlags anhand der SFA-Koeffizienten zur Anwendung kommen soll.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Bewertung der Auswahl der vier Kriterien aus Sicht der Netze BW

Die vier Kriterien anhand derer mögliche Instrumente zur Abbildung des OPEX-Aufwuchses bewertet werden sollen sind mitunter in ihrer Bedeutung und Anwendung unklar. Das Kriterium „Treffsicherheit“ ist inhaltlich nachvollziehbar und ergibt sich ebenso nachvollziehbar aus dem dynamischen objektiven Effizienzmaßstab. Das Kriterium „administrativer Aufwand“ ist auch nachvollziehbar, da der Umsetzungsaufwand regulatorischer Instrumente immer in die Gesamtabwägung eingehen sollte.

Das Kriterium „Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung“ ist in seiner Bedeutung jedoch unklar. Auch aus seiner Anwendung heraus erschließt sich das Kriterium nicht. Zum einen scheint damit gemeint zu sein, dass ein gegebenes Budget (operative Kosten des Basisjahres?) innerhalb der Regulierungsperiode in seiner Höhe nicht angepasst werden sollte. Zum zweiten scheint 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 „Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung“ ist in seiner jetzigen Form sowohl in seiner Bedeutung wie auch in seiner Anwendung nicht kohärent. Dies ist besonders deshalb sehr stark problembehaftet, da dieses Kriterium letztlich den Ausschlag für die Behörde gibt, die Verkürzung der Regulierungsperiode als das überlegene Instrument einzustufen.

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

Die Kriterien sind größtenteils nachvollziehbar gewählt, wenn auch teilweise redundant. Allerdings ist das Kriterium „Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung“ nicht nachvollziehbar und widersprüchlich. Hier führt bereits die Setzung des Kriteriums dazu, dass die Begründung für die Entscheidung für die Verkürzung der Regulierungsperiode ebenso nicht nachvollziehbar und widersprüchlich ist.

Bewertung der Anwendung der vier Kriterien aus Sicht der Netze BW

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

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Von der Bundesnetzagentur werden 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 findet nicht statt.

Nach Auffassung der Netze BW dienen die übrigen von der Bundesnetzagentur in Abschnitt 6.1.1 diskutierten regulatorischen Instrumente anderen Zwecken und haben ex definitione andere Zielsetzungen als die Anpassung der Erlösbergrenze an outputbedingte Betriebskostensteigerungen. Sie werden daher im Weiteren nicht betrachtet.

Fehlende Begründung in Hinblick auf die Verwendung von Xgen-Instrumenten zur Abbildung outputbasierter Betriebskostenänderungen

Der OPEX-Xgen wurde von der Netze BW als ein Instrument vorgeschlagen, um die outputbasierte Betriebskostenentwicklung während der Regulierungsperiode abzubilden (vgl. Expertengespräche hierzu vom 15. Juli 2024 und zu den Eckpunkten Produktivitätsfaktor vom 2. September 2024). Der OPEX-Xgen besteht in seinem Kern in einer Fortschreibung des historischen, branchenweiten Betriebskostentrends während der Regulierungsperiode. Somit deckt der OPEX-Xgen nicht nur Betriebskostenentwicklungen auf Basis der Inputpreis- und Produktivitäts-, sondern auch der Outputentwicklung der Netzbranche ab.

Die Bundesnetzagentur verweist in Abschnitt 6.1.1.6 darauf, dass „vereinzelt“ Änderungen beim Verbraucherpreisindex und dem Produktivitätsfaktor zur schnelleren Abbildung von Kostenänderungen im OPEX-Bereich vorgeschlagen wurden. Ohne diese Vorschläge (konkret: der OPEX-Xgen der Netze BW) einer Beurteilung anhand der selbst definierten Kriterien (s.o.) zu unterziehen, wird 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.

So schreibt 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.“

Dies ist selbstverständlich nichts weiter als eine definitorische Setzung der Bundesnetzagentur selbst. Es gibt a priori keinen Grund, weshalb Kostenänderungen aufgrund von Outputänderungen – anders als Kostenänderungen aufgrund von Inputpreis-

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

und Produktivitätsänderungen – nicht durch ein brancheneinheitliches Instrument wie den Xgen abgebildet werden könnten.

Im Fazit:

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

Widersprüchliche und sachlich nicht haltbare Anwendung der Kriterien

Nach Auffassung der Netze BW sind 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. Darüber hinaus ist die pauschale und auf einer reinen Tautologie beruhende Ablehnung des „OPEX-Xgen“ der Netze BW ohne jede Begründung.

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

Wir stellen im Folgenden die Bewertungen und Einstufungen sowie unsere Kritik daran jeweils anhand der vier von der Bundesnetzagentur gewählten Beurteilungskriterien dar. Hierzu werden die vier soeben genannten Instrumente herangezogen.

Anwendung der Kriterien im Einzelnen

Zum Kriterium der Treffsicherheit

Hinsichtlich des Kriteriums der Treffsicherheit bewertet die Bundesnetzagentur die Verkürzung der Regulierungsperiode und den Betriebskostenaufschlag auf Basis der SFA-Koeffizienten als ähnlich treffsicher. Die Treffsicherheit des Instrumentes Wachstumsausgleichsfaktor bewertet sie als geringer im Vergleich zu den beiden anderen Instrumenten.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Zu dieser Bewertung haben wir die folgende Einschätzung: Es ist grundsätzlich nachvollziehbar, dass die Treffsicherheit des Wachstumsausgleichsfaktors als unvollständig bewertet wird, da dieser nur einen Teil der Outputänderungen abdeckt. Allerdings ist 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 gewährleistet, jedoch in den Zwischenjahren Outputänderungen vollständig ignoriert. OPEX-Änderungen werden auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode bis zu fünf Jahre lang nicht erlöswirksam. Es ist insofern nicht ohne Weiteres klar und wird in den Erwägungsgründen auch nicht abgewogen, inwiefern die Treffsicherheit des einen oder des anderen Instruments höher ist.

Den Ansatz, OPEX-Anpassungen über die Koeffizienten des SFA-Modells nachzufahren, bewertet die Bundesnetzagentur zunächst als treffsicher. Sie wendet 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.

Grundsätzlich ist 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 kann a priori in beide Richtungen gehen und zu viel oder zu wenig OPEX in der Erlösobergrenze berücksichtigen. Ebenso sind drastische Änderungen einzelner Koeffizienten des Effizienzvergleichs nach bisheriger Erfahrung nicht zu erwarten. Die durchschnittliche Abweichung des Instruments ist deshalb als gering zu erwarten.

Im Gegensatz dazu geht die unzureichende Treffsicherheit der Verkürzung der Regulierungsperiode bei outputbasierten OPEX-Anstiegen jedoch systematisch immer zu Lasten der Netzbetreiber. Dieser unzureichenden Treffsicherheit liegt – im Gegensatz zu derjenigen des SFA-Betriebskostenfaktors – also eine strukturelle Verzerrung zugrunde. Die durchschnittliche Treffsicherheit ist somit als geringer zu erwarten als diejenige des SFA-Betriebskostenfaktors.

Für die vorzunehmende Abwägung gilt also, dass der SFA-Betriebskostenansatz nicht vollständig treffsicher ist, die durchschnittliche Treffsicherheit aber als höher einzustufen ist als diejenige der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode. Es ist außerdem darauf

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

hinzuweisen, dass die Bundesnetzagentur mögliche Schwächen der Treffsicherheit des SFA-Betriebskostenfaktors auf ein Szenario des sich sehr dynamisch entwickelnden Umfelds aufbaut. Es ist offenkundig und rein denklogisch gegeben, dass unter genau diesem Szenario die reine Verkürzung der Regulierungsperiode eine im besonderen Maße unzureichende Treffsicherheit aufweist.

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

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

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

Zum Kriterium des Umsetzungsaufwandes

Auch im Hinblick auf das Kriterium Umsetzungsaufwand bewertet die Bundesnetzagentur die Verkürzung der Regulierungsperiode und den SFA-Betriebskostenfaktor ähnlich. Den Umsetzungsaufwand beim Wachstumsausgleichsfaktor dagegen beurteilt sie als höher im Vergleich zu diesen beiden Instrumenten.

Es ist offenkundig, dass alle drei genannten Instrumente einen zusätzlichen administrativen Aufwand im Vergleich zum Status Quo verursachen. Der durch die

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Verkürzung der Regulierungsperiode verursachte Zusatzaufwand wird hierbei mit den anderweitig angestrebten Vereinfachungen im Zuge der RAMEN-Festlegung (vgl. Tz. 3.3 „Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente“; vgl. bspw. S. 89 im Sachstand: u.a. Einführung eines WACC, Abschaffung Tagesneuwerte im Sachanlagevermögen, Kapitalkostenaufschlag als Anzeigeverfahren, Vereinheitlichung Nutzungsdauern Strom) verrechnet.

Dieser Vergleich der regulatorischen Instrumente in Bezug auf den zusätzlichen administrativen Aufwand ist in mehrererlei Hinsicht schief. Zu einem dürften angedachten Vereinfachungen vor allem für die Bundesnetzagentur selbst zu Vereinfachungen führen. Bei den Netzbetreibern wird sich dagegen der Aufwand der häufigeren Kostenprüfungen deutlich erhöhen. Offensichtlich ist sich auch die Bundesnetzagentur nicht sicher, ob die angestrebten Verfahrensvereinfachungen überhaupt ausreichend sind, um die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre zu bewältigen. Vielmehr beabsichtigt sie gemäß Tenorziffer 3.3 zu dieser Frage eine Evaluierung im Jahr 2030 durchzuführen. Und zweitens ist die einseitige Zuordnung von anderweitigen, logisch von der Verkürzung der Regulierungsperiode unabhängigen Verfahrensvereinfachungen künstlich und steht 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. Die Verfahrensvereinfachungen können also nicht nur der Verkürzung der Regulierungsperiode als „Pluspunkt“ zugeordnet werden, denn sie werden auch unabhängig und ohne eine Verkürzung der Regulierungsperiode umgesetzt.

In einem Vergleich der tatsächlich durch die verschiedenen Instrumente anfallenden Umsetzungsaufwände ist – vor dem Hintergrund von Tenorziffer. 3.3 – augenscheinlich, dass der SFA-Betriebskostenfaktor deutlich weniger Aufwand erzeugt als die Verkürzung der Regulierungsperiode. Dies gilt 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 würde.

Nach Auffassung der Netze BW bewertet die Bundesnetzagentur die regulatorischen Instrumente auch hinsichtlich des Kriteriums des administrativen Umsetzungsaufwandes nicht objektiv anhand der tatsächlichen Eigenschaften der Instrumente. Deshalb liegt auch hier eine fehlerhafte Beurteilung des Sachverhaltes vor.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Zum Kriterium der Setzung von Effizianzanreizen

Im Hinblick auf das Kriterium Setzung von Effizianzanreizen stuft die Bundesnetzagentur die Verkürzung der Regulierungsperiode, den SFA-Betriebskostenfaktor und den Wachstumsausgleichsfaktor im Wesentlichen als ähnlich ein. Dies ist 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.

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

Festgehalten werden kann, dass alle vier Instrumente das Kriterium der Setzung von Effizianzanreizen gut erfüllen. Da die Bundesnetzagentur mitunter spezielle Effizienzvorteile durch die Verkürzung der Regulierungsperiode sieht, sei auch hier nochmals darauf hingewiesen, 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.

Zum Kriterium der Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung

Wie bereits ausgeführt ist beim Kriterium der Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung nicht hinreichend klar, was die Bundesnetzagentur unter dem Kriterium versteht. Die unklare Bedeutung dieses Kriteriums ist umso bedauerlicher, als die „bessere Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung bei Gleichwertigkeit mit Blick auf die übrigen Kriterien, insbesondere Treffsicherheit und Setzung von Effizianzanreizen“ für die Behörde den Ausschlag gibt, die Verkürzung der Regulierungsperiode als vorzugswürdig einzustufen (Erwägungen S. 87). Nach Auffassung der Netze BW sind die Argumentationen der Bundesnetzagentur in Bezug auf das Kriterium der Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung weder nachvollziehbar noch widerspruchsfrei. So impliziert die jetzige Verwendung des Kriteriums u.a., dass weder Xgen noch Effizienzvergleich als regulatorische Instrumente kompatibel mit der Anreizregulierung seien; dies ist offenkundig abwegig.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Im Einzelnen:

Hinsichtlich des Kriteriums der Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung bewertet die Bundesnetzagentur den Wachstumsausgleichsfaktor „als systemwidrig gegenüber dem Grundansatz der Anreizregulierung“, da das Instrument (nur) einzelne Tätigkeiten und diesen zuzuordnenden Kosten in den Blick nimmt und außer Acht lasse, dass andere Kosten auch sinken können. Der SFA Betriebskostenfaktor wird „als weniger kompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung, insbesondere dem Budgetprinzip“ von der Behörde bewertet. Dem Budgetprinzip sei die Entkopplung der Erlöse von den Kosten inhärent. Damit verbunden sei zugleich, dass die innerperiodische Anpassung der Erlösobergrenze die Ausnahme sei. Die Verkürzung der Regulierungsperiode scheint die Bundesnetzagentur als mit dem Modell der Anreizregulierung vollständig kompatibel anzusehen. Es wird zwar keine explizite Bewertung in Bezug auf dieses Kriterium gegeben, aber der Vorteil scheint darin zu bestehen, dass es hier keine „Einschränkungen des Budgetprinzips durch Einzelinstrumente“ gebe, welche „die Regulierung komplexer“ machten (S. 87).

Die im Sachstand durchgeführte Beurteilung der regulatorischen Instrumente anhand des Kriteriums „Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung“ ist in zentralen Aspekten widersprüchlich und nicht stringent. Die Feststellung, der Wachstumsfaktor sei „systemwidrig“ im Hinblick auf die Anreizregulierung wird 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.

Das Problem besteht jedoch für jede Art von outputorientierten Regulierungsinstrumenten, So ist es bei outputorientierten Regulierungsinstrumenten grundsätzlich notwendig die Versorgungsaufgabe durch Parameter zu operationalisieren, denn ansonsten lassen sich unterschiedliche Versorgungsaufgaben nicht monetär beziffern. Dass es keine Operationalisierung – also keine Auflistung von „Tätigkeiten bzw. Kostenpositionen“ gibt – die diese Versorgungsaufgabe perfekt erfassen, ist keine Besonderheit des Wachstumsfaktors, Das Problem stellt sich analog beim Effizienzvergleich: Es gibt nicht die eine Auswahl an Strukturparametern, welche die Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers in allen Dimensionen perfekt erfassen würde. Unterschiedliche Strukturparameter legen das Augenmerk auf unterschiedliche mit der Versorgungsaufgabe verbundene Tätigkeiten. Es können jedoch nur wenige Strukturparameter im Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Die Tatsache, dass weitere oder andere Strukturparameter existieren, die das Augenmerk auf andere Tätigkeiten legen und deren Einbezug für Netzbetreiber im Ergebnis zu höheren oder

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

niedrigeren als effizient erkannten Kosten führt, ist aber selbstverständlich kein Indiz dafür, dass ein Effizienzvergleich „systemwidrig“ in Bezug auf das Modell der Anreizregulierung wäre. Gleiches gilt auch für finanzielle Anreize im Hinblick auf spezielle Parameter zur Abbildung von Energiewendekompetenz. Auch sog. Energiewendekompetenzparameter werden die tatsächliche Energiewendekompetenz immer nur partiell erfassen.

Das beschriebene Grundproblem entsteht schlicht dadurch, dass man sich der Definition der (heterogenen) Versorgungsaufgabe nur annähern kann, es aber keine einzelne, perfekte Beschreibung gibt, die alle Dimensionen der Versorgungsaufgabe erfasst. Bei jeder tatsächlichen Definition der Versorgungsaufgabe werden deshalb einzelne Aspekte besonders hervorgehoben und andere treten in den Hintergrund. Die von der Bundesnetzagentur in Bezug auf den Wachstumsausgleich konstatierte „Systemwidrigkeit“ reduziert sich so auf eine vermeintliche oder tatsächliche zu geringe Treffsicherheit des Instruments.

Auch die Ausführungen der Bundesnetzagentur hinsichtlich der Nicht-Kompatibilität des SFA-Betriebskostenfaktor mit dem Ansatz der Anreizregulierung und dem Budgetprinzip lassen den Leser ratlos zurück. Die Bundesnetzagentur führt 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 sind in mehrererlei Hinsicht wenig schlüssig und nicht überzeugend. Zum einen werden 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 ist. Damit ist bereits die Prämisse der Ausführung der Bundesnetzagentur (fehlende Entkopplung von Erlösen und Kosten) schlicht unzutreffend. Zum anderen soll es ja, das war der Ausgangspunkt der Überlegungen, 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 befindet.

Das Kriterium der Kompatibilität mit dem Grundansatz der Anreizregulierung wird also sowohl widersprüchlich wie auch sehr unterschiedlich verwendet. Während beim

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Wachstumsfaktor das Abstellen auf einzelne Kostenbestandteile angeführt wird, werden 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 erschließt sich auch nicht, welche Gemeinsamkeit zwischen diesen unterschiedlichen Interpretationen in der Verwendung des Beurteilungskriteriums besteht. Dies lässt das Kriterium der „Kompatibilität“ sowohl in seiner Konzeption wie in seiner Anwendung als beliebig erscheinen.

Die Verkürzung der Regulierungsperiode scheint die Bundesnetzagentur dagegen als vollständig kompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung anzusehen. Dies ist 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 (S.67). Der relevante Maßstab hierfür sei, dass die Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssten. Dieser dynamische objektive Effizienzkostenmaßstab wird 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 ist offenkundig, dass auch im Verlauf einer verkürzten Regulierungsperiode diese Betriebskosten strukturell höher liegen 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 steht somit zumindest für Stromnetzbetreiber im Widerspruch zum objektiven dynamischen Effizienzkostenmaßstab. Die Kompatibilität der Verkürzung der Regulierungsperiode mit den Prinzipien der Anreizregulierung ist vor diesem Hintergrund nicht gegeben.

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

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Kompatibel mit dem Grundansatz der Anreizregulierung ist zudem das von der Netze BW vorgeschlagene Instrument des OPEX-Xgen. Der OPEX-Xgen entkoppelt die Erlösanpassung von den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers (analog wie beim bestehenden Xgen) und bezieht sich auf „alle“ Kostenkomponenten und -positionen. Auch eine Operationalisierung der Versorgungsaufgabe mit den damit einhergehenden Unschärfen ist hier deshalb im Gegensatz zu allen anderen Instrumenten nicht notwendig.

Es sei an dieser Stelle zudem nochmals darauf hingewiesen, dass sich eine Verkürzung der Regulierungsperiode mit einem anderen Instrument, sei es dem Wachstumsfaktor, dem SFA-Betriebskostenfaktor oder dem OPEX-Xgen ohne Weiteres verknüpfen lässt. Die Ergänzung mit einem der genannten Instrumente könnte die mangelnde Kompatibilität der Regulierungsperiodenverkürzung mit dem Ansatz der Anreizregulierung beseitigen.

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.

3 Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode

Vorschlag zu Tenorziffer 3.1:

Sofern die vorgeschlagenen Änderungen zu Tenorziffer 2.3 umgesetzt werden, kann Tenorziffer 3.1 entfallen.

Begründung:

Netze BW schlägt vor, die Länge der Regulierungsperiode ab der sechsten Regulierungsperiode noch nicht abschließend zu fixieren (s. Tenorziffer 2.3), sondern eine Öffnungsklausel in der RAMEN-Festlegung zu belassen, die ab der sechsten Regulierungsperiode eine regelmäßige Überprüfung und Evaluierung ermöglicht. Dies wäre konsistent dazu, dass in Tenorziffern 3.3 eine Evaluierung vorgesehen ist, inwiefern Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente ausreichend für den Umstieg auf eine dreijährigen Regulierungsperiode sind. Eine bereits jetzt endgültig fixierte Festlegung auf eine dreijährige Regulierungsperiode wäre inkonsistent zu der vorgesehenen Evaluation und würde, je nach Ergebnis der Evaluation eine erneute Befassung und Konsultation mit der RAMEN-Festlegung erforderlich machen.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Vorschlag zu Tenorziffer 3.2:

Tenorziffer 3.2. sollte als generelle Regelung in Abschnitt 2 der RAMEN-Tenorierung aufgenommen werden. Alternativ könnte die Abbildung von Betriebskostenanpassungen, die auf eine Veränderung der Versorgungsaufgabe zurückgehen, auch in einer entsprechenden Konzeption der Erlösobergrenzenanpassung gemäß Tenorziffer 6.1 und 6.2 unter Berücksichtigung outputinduzierter Betriebskostenänderungen erfolgen.

Begründung:

Tenorziffer 3.2 sieht (nur) für die fünfte Regulierungsperiode eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf die operativen Kosten vor. Die jährliche Anpassung der Betriebskosten soll anhand der Vergleichsparameter aus dem bundesweiten Effizienzvergleich erfolgen.

Generell ist in einem in ökonomischer Perspektive vollständigen Regulierungssystem auch für innerperiodische outputinduzierte Kostenänderungen ein regulatorischer Mechanismus vorzusehen, der es Netzbetreibern grundsätzlich ermöglicht, ihre effizienten Kosten erstattet zu bekommen. Dies gilt unabhängig davon, ob die Regulierungsperiode drei oder fünf Jahre beträgt. Betriebskostenänderungen, die auf eine Veränderung der Versorgungsaufgabe zurückgehen, werden nach dem vorliegenden Sachstand für die RAMEN-Tenorierung ab der sechsten Regulierungsperiode grundsätzlich nicht mehr erstattet. Insofern weist das vorgeschlagene Regulierungsdesign eine konzeptionelle und tatsächliche Lücke auf. Tenorziffer 3.2. ist daher auch unter Tenorziffer 2 als regelmäßiges regulatorisches Instrument aufzunehmen. Alternativ könnte auch eine entsprechende Ausgestaltung der Erlösobergrenzenanpassung mittels VPI und Xgen erfolgen, wobei diese Anpassung dann zusätzlich zur Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung auch die Entwicklung von Änderungen der Versorgungsaufgabe berücksichtigen müsste.

Eine derartige Anpassung für outputinduzierte Kostenänderungen erscheint umso dringlicher, als gemäß Tenorziffer 7.5 Nr. 2-4 die sog. Personalzusatzkosten zukünftig nicht mehr als KA_{nEu} eingestuft werden können und es somit auch nicht mehr teilweise möglich ist wachsende Personalkosten, die auf eine Änderung der Versorgungsaufgabe zurückgehen, innerhalb der Regulierungsperiode auf die Erlösobergrenze zu wälzen.

Im Hinblick auf die Ausgestaltung des Anpassungsmechanismus für Betriebskostenänderungen gemäß Tenorziffer 3.2 und seiner pauschalen Wirkung ist nach Auffassung der Netze BW sicherzustellen, dass keine Anpassung der Betriebskosten unter das Niveau des Basisjahres ($OPEX_0$) beispielsweise aufgrund einer volatil schwankenden Jahreshöchstlast erfolgt.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Vorschlag zu Tenorziffer 3.3:

Tenorziffer 3.3 sollte als generelle Regelung in Tenorziffer 2.3 aufgenommen werden und kann an dieser Stelle entfallen, sofern die Vorschläge zu Anpassung der Tenorziffer 2.3 aufgenommen werden.

4 Regulierungsformel und Anpassung der Erlösobergrenze

Vorschlag zu Tenorziffer 4.3 Punkt 1:

In die Erlösobergrenzenformel ist ein Instrument zur Abbildung von Kostenänderungen bei den Betriebskosten innerhalb der Regulierungsperiode aufzunehmen.

Begründung:

Die in Tenorziffer 4.3 in Zusammenhang mit Tenorziffer 4.5 und Tenorziffern 6.1 / 6.2 definierte Erlösobergrenze ist unvollständig, da sie kein regulatorisches Instrument für eine Anpassung von Betriebskostenänderungen, die auf eine Änderung der Versorgungsaufgabe zurückgehen, innerhalb der Regulierungsperiode vorsieht.

In einem dynamischen wirtschaftlichen Umfeld, das sich für die Energienetze in einer deutlich ändernden Versorgungsaufgabe ausdrückt, ist nicht nur für Kapitalkostenänderungen, sondern auch für Betriebskostenänderungen ein Anpassungsmechanismus innerhalb der Regulierungsperiode notwendig. Betriebskostenänderungen, die auf eine Änderung der Versorgungsaufgabe zurückgehen, sind im Regulierungssystem zu berücksichtigen. Ansonsten ist das Regulierungssystem unvollständig. Abgesehen von den Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode (Tenorziffer 3) ist bisher keine Anpassung der Erlösobergrenzen an Betriebskostenänderungen, die auf eine Änderung der Versorgungsaufgabe zurückgehen in der RAMEN-Tenorierung vorgesehen. Die in Tenorziffer 6.1 und 6.2 beschriebene Anpassung der Erlösobergrenze mittels VPI und Xgen erfasst nur Kostenänderungen, die auf Inputpreisänderungen und durch technischen Fortschritt induzierte Inputmengenänderungen bei konstanter Versorgungsaufgabe zurückgehen.

Um Betriebskostenänderungen aufgrund von Änderungen der Versorgungsaufgabe im Regulierungssystem zu erfassen ist entweder ein gesondertes Instrument in die Erlösobergrenzenformel bspw. entsprechend der Tenorziffer 4.4 des Sachstands ($OPEX_{Anp,t}$) oder alternativ die Änderung der Versorgungsaufgabe in die Definition und Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors aufzunehmen. Tenorziffer 6.1 und 6.2 sind dann so anzupassen, dass sie nicht nur die netzwirtschaftliche Inputpreis-

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

und Produktivitätsentwicklung, sondern auch die Entwicklung von Änderungen in der Versorgungsaufgabe umfassen. Vgl. Tenorziffern 2.3; 6.1; 6.2.

Vorschlag zu Tenorziffer 4.3 Punkt 2:

Der Zweijahresverzug bei der Inflationierung der Erlösobergrenze muss beseitigt werden. Hierzu ist in im Produktzeichen der Erlösobergrenzenformel die obere Multiplikationsgrenze t durch $t+2$ zu ersetzen:

$$\prod_{i=1}^{t+2} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF \right)$$

Begründung:

Für den VPI des Jahres i ist gemäß Tenorziffer 6.1 der Wert des VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i anzusetzen. Die in Tenorziffer 4.3 verwendete Regulierungsformel führt dazu, dass vom Basisjahr nur bis zum vorvorletzten Jahr des aktuellen Jahres t der Regulierungsperiode inflationiert wird. Die Erlösobergrenzen werden also nur mit einem Zweijahresverzug inflationiert – die Erlöse basieren auf VPI-Werten, die zwei Jahre zurückliegen. Dadurch entsteht eine dauerhafte Unterdeckung, da die anfallenden Kosten stets aktueller sind als die zugrunde gelegten Erlöswerte. Dies kann behoben werden, indem die Inflationierungen der beiden verbleibenden Jahre berücksichtigt werden. In der Formel entspricht dies der Erweiterung des Produktes um zwei Faktoren: Der Index i muss von 1 bis $t+2$ anstatt nur bis t laufen.

Für die zum Zeitpunkt der Anpassung der Erlösobergrenze noch unbekanntes VPI-Werte können Planwerte aufgrund aktueller Prognosen verwendet werden. Die Planwerte können im Nachgang über das Regulierungskonto mit den Ist-Werten abgeglichen werden. Vgl. Tenorziffern 6.1 und 6.2.

Vorschlag zu Tenorziffer 4.3 Punkt 3:

Die fehlerhafte Korrektur der Doppelanpassung der volatilen Kosten mit VPI und Xgen in der Erlösobergrenzenformel ist richtig zu stellen. Hierzu sollten die volatilen Kostenanteile als eigene Kostenkategorie VK_0 neben $OPEX_0$ (ohne volatile Kosten) und $CAPEX_0$ (ohne volatile Kosten) in die Erlösobergrenzenformel aufgenommen werden. Die Kategorie der volatilen Kosten ist im vorderen Teil der Regulierungsformel durch einen eigenständigen Term VK_0 zu repräsentieren. Auf diesen ist der Verteilungsfaktor anzuwenden, nicht jedoch VPI und Xgen. Die Multiplikation des Terms VK_0 in der Anpassung der volatilen Kosten $VK_t - VK_0$ im hinteren Part der Regulierungsformel mit VPI und Xgen muss aufgehoben werden.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

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

Hierbei beschreiben die $OPEX_0$ die operativen Kosten des Ausgangsniveaus abzüglich des Kostenanteils der nicht dem Effizienzvergleich unterliegt und abzüglich der volatilen Kosten des Ausgangsniveaus (Folgeanpassung Tenorziffer 4.5).

Begründung:

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt für die volatilen Kosten weiterhin eine Anpassung $VK_t - VK_0$ auf das Preis- bzw. Kostenniveau des aktuellen Jahres der Regulierungsperiode vorzunehmen. Gleichzeitig werden laut Regulierungsformel im Sachstand die volatilen Kosten VK_0 als Teil der $OPEX_0$ mittels VPI und Xgen angepasst. Die von der Bundesnetzagentur als solche bezeichnete Doppelanpassung will die Behörde dadurch kompensieren, dass sie von VK_t die mit VPI und Xgen inflationierten VK_0 subtrahiert. Sie scheint davon auszugehen, dass hierdurch die Anpassung der VK_0 als Bestandteil der $OPEX_0$ mittels VPI und Xgen neutralisiert wird und dadurch die Doppelanpassung beseitigt wird. Dies ist jedoch nicht der Fall.

Die in den $OPEX_0$ enthaltenen volatilen Kosten des Ausgangsniveaus VK_0 unterliegen dem Verteilungsfaktor und werden mit VPI und Xgen fortgeschrieben:

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

In der Regulierungsformel des Sachstandentwurfs in Tenorziffer 4.3 werden an zweiter Stelle die mit VPI und Xgen inflationierten volatilen Kosten des Basisjahres wieder subtrahiert:

$$(2) \quad VK_0 \times \prod_{i=1}^t \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF \right).$$

Hierbei wird jedoch nicht nur die Inflationierung der VK_0 durch VPI und Xgen in (1) neutralisiert. Durch den Interaktionseffekt zwischen der Inflationierung und dem Verteilungsfaktor $(1 - X_{ind,t})$ im ersten Term (1) wird ein Anteil der Inflationierung in Höhe

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

des Verteilungsfaktors „wegmultipliziert“. Dies geschieht jedoch im zweiten Term (2) nicht, hier bleibt die volle Inflationierung erhalten, auch derjenige Anteil, der sich auf die bereits abgebauten ineffizienten Kosten bezieht. Durch den von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Kompensationsmechanismus wird die Doppelanpassung zu Ungunsten der Netzbetreiber überkompensiert. So lässt sich anhand eines Zahlenbeispiels leicht zeigen, dass ein Netzbetreiber mit einem Effizienzwert $< 100\%$, der den vorgegebenen Abbaupfad einhält, durch die VPI und Xgen Inflationierung nicht seine gesamten volatilen Kosten erstattet bekommt.

Es ist leicht diesen Schiefstand zu beseitigen. Anstatt zu versuchen eine ungewollte Inflationierung der volatilen Kosten des Ausgangsniveaus an anderer Stelle zu kompensieren, kann man schlicht die volatilen Kosten von vorneherein nur mit denjenigen Regulierungsinstrumenten anpassen, die man für angemessen erachtet. Es wäre klar, fehlerunanfällig und konsistent mit der Vorgehensweise bei den Kapitalkosten die volatilen Kosten als eigenständige Kostenkategorie zu behandeln. Dann würden die drei Kostenkategorien (nicht volatile OPEX, volatile Kosten und CAPEX) mit den jeweils für sie angemessenen Regulierungsinstrumenten angepasst werden, ohne dass nachträgliche Kompensationen notwendig sind.

Vorschlag zu Tenorziffer 4.4:

Tenorziffer 4.4 kann entfallen, sofern die Vorschläge der Netze BW zu Tenorziffer 4.3 Punkt 1 aufgenommen werden.

Vorschlag zu Tenorziffer 4.5:

Bei der Definition der $OPEX_0$ des Ausgangsniveaus ist klarzustellen, dass diese abzüglich der volatilen Kostenanteile im Ausgangsniveau bestimmt werden. Es handelt sich um eine Folgeanpassung zur vorgeschlagenen Korrektur der Erlösbergrenzenformel (s. Vorschlag zur Tenorziffer 4.3 Punkt 3).

5 Ausgangsniveau

Vorschlag zu Tenorziffer 5.1:

Tenorziffer 5.1 sollte folgendermaßen ergänzt werden: Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen hierbei nicht berücksichtigt werden. Alle Kostenbestandteile, die sich auch im Wettbewerb einstellen würden, sollen bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus jedoch berücksichtigt werden.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Begründung:

Die Wettbewerbsanalogie erfordert nicht nur, dass Kosten- und Kostenbestandteile, die sich im Wettbewerb nicht einstellen würden, im Ausgangsniveau nicht berücksichtigt werden können, sondern auch, dass Kosten, die sich auch im Wettbewerb einstellen würden zu berücksichtigen sind.

Anmerkungen zu Tenorziffer 5.3:

In Tenorziffer 5.3. ist grundsätzlich eine Öffnungsklausel im Hinblick auf Anreizmechanismen zur Einwerbung von kostenmindernden Zuwendungen und Zuschüssen vorgesehen. Zusätzliche Anreize für die Vereinnahmung von Zuschüssen werden aufgrund der Umstellung auf eine WACC Regulierung und der damit einhergehenden Anrechnung der Zuschüsse auf die Eigenkapitalverzinsungsbasis notwendig. Der nach Tenorziffer 11 der StromNEF angedachte Anreizmechanismus wird nach unserer Auffassung jedoch keine Wirkung erzielen (Vgl. Stellungnahme der Netze BW zum Sachstand StromNEF/GasNEF Abschnitt 11 für eine ausführliche Begründung).

Vorschlag zu Tenorziffer 5.4:

Tenorziffer 5.4 ist wie folgt zu ändern: Soweit Kosten und Erlöse dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Basisjahres beruhen und dadurch bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus die Kosten nicht den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen würden, ist insoweit ein angemessener Wert unter dem Wert der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnungen des Basisjahres anzusetzen.

Begründung:

Nach Auffassung der Netze BW ist eine asymmetrische Behandlung von Kosten und Erlösen bei der Festlegung des Ausgangsniveaus abzulehnen. Auch Einmalkosten sind bei der Bestimmung des Kostenausgangsniveaus in angemessener Form zu berücksichtigen.

6 Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

Die Tenorziffern 6.1. und 6.2 des Entwurfs der RAMEN-Festlegung widmen sich der Fortschreibung der Erlösbergrenzen mit VPI und Xgen. Gemäß Tenorziffer 6.1 sieht die Bundesnetzagentur vor, sowohl die Anwendung des Verbraucherpreisindex (VPI) wie auch

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

die des Xgen zur Kostenanpassung während der Regulierungsperiode beizubehalten. Nach dem Wortlaut der Tenorziffer 6.1 sollen die Betriebskosten an die allgemeine Inflation, abgebildet durch den VPI unter Einbeziehung der Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschrittes in der Netzwirtschaft angepasst werden. Die Regelungen in den Textziffern 6.1 und 6.2 entsprechen inhaltlich weitgehend den bisherigen Regelungen in der Anreizregulierungsverordnung, allerdings soll die Differenz aus VPI und Xgen zukünftig ausschließlich auf die Betriebskosten und nicht mehr auf die Kapitalkosten angewendet werden. Sich indirekt aus Tenorziffer 4.3 und der dort formulierten Gleichung für die Erlösobergrenze ergebend soll darüber hinaus auch bei volatilen Kostenkategorien die Inflationierung mittels VPI und Xgen entfallen. Für den VPI des Jahres i ist gemäß Tenorziffer 6.1 der Wert des VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i anzusetzen. Gemäß Textziffer 6.2 sollen die Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschrittes in der Netzwirtschaft durch einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor einbezogen werden.

Bevor auf einzelne Anmerkungen und konkrete Änderungsvorschläge zu den Tenorziffern 6 eingegangen werden soll, möchte die Netze BW ihre Verwunderung darüber zum Ausdruck bringen, dass mit der beabsichtigten Tenorierung bereits verschiedene Ergebnisse des von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachtens zur zukünftigen Ausgestaltung des Xgen vorweggenommen werden.

Inkonsistenzen mit beabsichtigter Gutachtenausschreibung

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt die Methodenfestlegung zur zukünftigen Ausgestaltung des Xgen gutachterlich begleiten zu lassen. Gemäß der Leistungsbeschreibung der Behörde sollen vier alternative Grundmodelle für die Ausgestaltung des generellen Produktivitätsfaktors gutachterlich geprüft werden. Zusätzlich sollen laut Leistungsbeschreibung auch die Vorschläge der Netze BW für einen OPEX-Xgen sowie der EON-Vorschlag zur Abbildung der OPEX-Anpassung ausschließlich auf Basis des VPI bewertet werden. Darüber hinaus soll auch die Rolle des t-2 Verzuges bei der Anwendung des Xgen in der Erlösobergrenze vom Gutachter diskutiert und bewertet werden.

Allerdings steht der vorliegende Sachstand zur RAMEN-Tenorierung insofern im Widerspruch zur Leistungsbeschreibung der Bundesnetzagentur als verschiedene der gutachterlich zu prüfenden Ausgestaltungsmöglichkeiten für den Xgen durch den Wortlaut der Tenorziffer 6.1 von vorneherein ausgeschlossen werden. So soll der Xgen laut

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Tenorziffer 6.1 die Einstandspreisentwicklung und die Produktivitätsentwicklung der Netzwirtschaft adressieren. Dieser Wortlaut schließt zum einen den von der Bundesnetzagentur selbst eingebrachten Vorschlag eines OPEX-Inflators aus, da dieser nur die Inputpreisentwicklung abbildet. Ebenso werden durch den Wortlaut der Tenorziffer 6.1 die Branchenvorschläge und Netze BW und EON bereits im Vorfeld der gutachterlichen Bewertung ausgeschlossen, denn die Tenorziffer 6.1 verlangt explizit eine Korrektur des VPI um die Besonderheiten der Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung in der Netzwirtschaft. Hierdurch wird bereits konstatiert, dass es hinsichtlich Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung tatsächlich eine abweichende netzwirtschaftliche Entwicklung gibt. Der Vorschlag die Erlösobergrenzenanpassung für Betriebskosten allein auf Basis des VPI vorzunehmen, wird dadurch von vorneherein verhindert. Weiterhin wird durch den Wortlaut eindeutig klargestellt, dass nur Produktivitäts- und Inputpreis induzierte Betriebskostenänderungen in den Xgen einfließen sollen. Dadurch wird auch dem Netze BW Vorschlag, der vorsieht die Kostenwirkungen einer Veränderung der Versorgungsaufgabe in den Xgen einzubeziehen, schon a priori eine Absage erteilt. Darüber hinaus wird auch die gutachterliche Prüfung des Zweijahresverzugs und Notwendigkeit einer diesbezüglichen Anpassung der Regulierungsformel durch den Sachstand bereits vorweggenommen, wie sich sowohl aus Tenorziffer 4.3 (Regulierungsformel) als auch Tenorziffer 6.1 ergibt.

Eine ergebnisoffene gutachterliche Prüfung diverser Umsetzungsmöglichkeiten und Optionen für den Xgen findet also faktisch nicht statt.

Vorschlag 1 zu Tenorziffer 6: Zweijahresverzug

Zur Beseitigung des Zweijahreszeitverzugs bei der Anpassung der Erlösobergrenze ist in Tenorziffer 6.1 Satz 2 die Bezugnahme auf das vorvorletzte Jahr der Regulierungsperiode zu streichen. Darüber hinaus ist auch die Erlösobergrenzenformel in Tenorziffer 4.3 bzw. 4.4 entsprechend abzuändern, indem der obere Index im Produktzeichen der Regulierungsformel auf t+2 gesetzt wird (vgl. Anmerkungen zu Tenorziffer 4.3). Für die zum Zeitpunkt der Anpassung der Erlösobergrenze noch unbekanntes VPI-Werte können Planwerte aufgrund aktueller Prognosen verwendet werden. Die Planwerte können im Nachgang über das Regulierungskonto mit den Ist-Werten abgeglichen werden.

Begründung: Selektiv identifizierter Handlungsbedarf und einseitige Anpassung der VPI-Xgen Inflationierung zu Lasten der Netzbetreiber

Im vorgelegten Entwurf für die RAMEN-Festlegung wird weiterhin nur einseitig Handlungsbedarf in Bezug auf die „Doppelanpassung“ bei Kapitalkosten und volatilen

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Kosten von der Behörde adressiert. Die „Doppelanpassung“ bei Kapitalkosten und volatilen Kostenanteilen soll durch die entsprechende Änderung der Erlösobergrenzenformel in Tenorziffer 4.3 beseitigt werden. Gemäß Tenorierung werden zukünftig nur noch die OPEX des Basisjahres abzüglich der volatilen Kostenanteile mit der Entwicklung des VPI und des Xgen in der Regulierungsperiode fortgeschrieben.

Der sachlich ebenso fehlerhafte Zweijahresverzug bei der Fortschreibung der Erlösobergrenze mittels VPI und Xgen bleibt gemäß RAMEN-Tenorierung jedoch weiterhin bestehen und wird in den Erwägungsgründen trotz offensichtlicher Fehlerhaftigkeit noch nicht einmal begründet. Es drängt sich der Eindruck eines einseitigen Vorgehens der Bundesnetzagentur auf. Inkonsistenzen im Regulierungssystem, die zu Gunsten der Netzbetreiber ausfallen, werden von der Behörde adressiert und beseitigt, während Inkonsistenzen, die zu Lasten der Netzbetreiber ausfallen keinen Handlungs- oder Anpassungsbedarf auslösen.

Der Zweijahresverzug bei der Anpassung der Betriebskosten bedeutet, dass die Kosten des Netzbetriebs und die über VPI/Xgen fortgeführten regulatorisch zugestandenen Erlöse des Netzbetriebs strukturell immer um zwei Jahresscheiben der VPI/Xgen Inflationierung auseinanderfallen. Dies führt zu einer systematischen Unterdeckung der Betriebskosten beim Netzbetreiber, da die nominellen Kosten des Netzbetriebs – wie auch in anderen Wirtschaftsbereichen – im absoluten Regelfall steigen.

Man betrachte beispielsweise die im Sachstand (Tenorziffer 4.3 und Tenorziffer 6.1) angelegte Regelung beispielhaft für die vierte Regulierungsperiode Strom. Das Basisjahr ist 2021, die Betriebskosten $OPEX_0$ der Regulierungsformel nach Tenorziffer 4.3 entsprechen den Betriebskosten dieses Basisjahres. Diese Betriebskosten sollen in der Erlösformel durch VPI und Xgen angepasst werden, um den exogenen Betriebskostenanstieg im Verlauf der Regulierungsperiode abzudecken. Das erste Jahr der Regulierungsperiode 2024 entspricht dann dem Jahr $t = 1$ der tenorierten Regulierungsformel. Für das Jahr $t = 1$ vereinfacht sich das Produkt der Regulierungsformel dahingehend, dass folgender Term für die Anpassung maßgeblich ist (die individuelle Vorgabe $X_{ind,t}$ ist hier nicht relevant und wird deshalb ausgelassen):

$$OPEX_0 \cdot \left(\frac{VPI_1}{VPI_0} - PF \right)$$

Dabei gilt laut Tenorziffer 6.1: „Der Wert VPI_i ist der Wert des durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex des vorletzten Kalenderjahres

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

vor dem jeweiligen Jahr i der Regulierungsperiode.“ Entsprechend werden die folgenden Betriebskosten im Jahr 2024 erlöswirksam:

$$OPEX_{2021} \cdot \left(\frac{VPI_{2022}}{VPI_{2021}} - PF \right)$$

Dies ist eine Inflationierung der Betriebskosten aus dem Basisjahr $OPEX_{2021}$ um ein Jahr, also auf das Jahr 2022. Somit werden in der Erlösbergrenze die Betriebskosten des Jahres 2022 vereinnahmt, es fallen jedoch selbstverständlich die tatsächlichen Betriebskosten des Jahres 2024 an. Die tatsächliche Betriebskosteninflation zwischen den Jahren 2022 und 2024 führt zu einer Kostenunterdeckung um genau diese zweijährige Inflationierung.

Für das zweite Jahr der Regulierungsperiode führt eine analoge Überlegung zum Schluss, dass im Jahr 2025 die folgenden Betriebskosten erlöswirksam werden:

$$OPEX_{2021} \cdot \left(\frac{VPI_{2022}}{VPI_{2021}} - PF \right) \cdot \left(\frac{VPI_{2023}}{VPI_{2022}} - PF \right)$$

Hier erfolgt ausgehend vom Jahr 2021 eine Inflationierung der Betriebskosten aus dem Basisjahr um zwei Jahre, also auf das Jahr 2023. Es fallen jedoch wiederum die tatsächlichen Betriebskosten des Jahres 2025 an und es entsteht wieder eine Kostenunterdeckung in der Höhe von zwei Betriebskosteninflationierungen.

Ein entsprechender Zweijahresverzug besteht selbstverständlich für alle weiteren Jahre der Regulierungsperiode. Für jeden Prozentpunkt, mit dem die Betriebskosten im Durchschnitt steigen, bedeutet dies eine branchenweite Unterdeckung dieser Kosten um ca. zwei Prozent. In quantitativer Hinsicht ist dieser konzeptionelle Mangel von ähnlicher Bedeutung wie die von der Bundesnetzagentur zentral thematisierte „Doppelanpassung von Kapitalkosten“. Bei einer dreijährigen Regulierungsperiode steigt die quantitative Bedeutung des Zweijahresverzugs relativ zur „Doppelinflationierung“ der Kapitalkosten sogar noch an.

Der Verweis auf das vorletzte Kalenderjahr vor dem jeweiligen Jahr i der Regulierungsperiode kommt mithin einer nicht realisierbaren Einsparungsvorgabe gleich. Es mangelt folglich an der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit dieser Vorgabe. Es wäre hingegen sachgerecht auf den VPI des Kalenderjahres des Jahres i der Regulierungsperiode zu verweisen (statt auf das vorletzte Kalenderjahr) und diesen auch anzuwenden.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Der Zweijahresverzug kann dabei recht einfach behoben werden. So werden in anderen Regulierungssystemen, wie beispielsweise in Österreich, die OPEX des Basisjahres passgenau inflationiert. Da der für das Jahr i anzusetzende Wert des VPI im Gegensatz zu dem über die Regulierungsperiode konstant gehaltenen Wert des Xgen zum Zeitpunkt der Anpassung der Erlösobergrenze noch nicht bekannt ist, werden für den VPI Planwerte angesetzt und etwaige Differenzen über das Regulierungskonto korrigiert. Hilfsweise könnte hier der Durchschnitt der monatlichen VPI-Werte der ersten drei Quartale des letzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i oder alternativ ein mehrjähriger Durchschnitt als Planwert zur Anwendung kommen. Die Ist-Abrechnung über das Regulierungskonto wäre in recht einfacher Weise ohne zusätzlichen bürokratischen Aufwand auch im deutschen Regulierungssystem umsetzbar.

Vorschlag 2 zu Tenorziffer 6: Berücksichtigung outputinduzierter Betriebskostenänderungen

Die auf Outputänderungen zurückgehende Betriebskostenkomponente sollte im Regulierungssystem abgebildet werden. Dies kann innerhalb des Xgen geschehen (Vorschlag „OPEX-Xgen“ von Netze BW) oder durch andere regulatorische Instrumente wie beispielsweise dem für die fünfte Regulierungsperiode nach Tenorziffer 3.2 vorgesehenen Ansatz auf Basis von Strukturparametern des Effizienzvergleichs. Es ist jedoch weder mit regulierungsökonomischen Prinzipien noch mit § 21 Absatz 2 EnWG vereinbar, dass outputbasierte Betriebskostensteigerungen im Regulierungssystem überhaupt nicht abgebildet werden.

Begründung: Unvollständiges Regulierungssystem und fehlende Abbildung der Outputentwicklung

Gemäß Tenorziffer 3.2 ist ausschließlich für die fünfte Regulierungsperiode eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf operative Kosten vorgesehen. Damit besteht ab der sechsten Regulierungsperiode hinsichtlich der Möglichkeit dynamische und durch die Veränderung der Versorgungsaufgabe bedingte Kostenentwicklungen bei den Betriebskosten in der Erlösobergrenze abzubilden eine strukturelle Lücke im Regulierungssystem.

Laut den Tenorziffern 6.1 und 6.2 sollen ausschließlich Einstandspreisentwicklung und Produktivitätsfortschritt des Netzbetriebs durch VPI und Xgen abgedeckt werden. Grundsätzlich sollen in einem System mit Erlösobergrenzenregulierung jedoch

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

offenkundig (und im Gegensatz zu einer Preisobergrenzenregulierung) die Kostenentwicklungen durch die Regulierungsinstrumente abgebildet werden.

Für die Bestimmung von Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung wird die Kostenentwicklung durch die Entwicklung der Outputmengen dividiert. Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung beziehen sich bereits definitorisch stets nur auf eine produzierte Einheit des Outputs. Daher deckt die Anpassung durch VPI und Xgen schon konzeptionell den Betriebskostenanstieg in Folge von Outputänderungen bzw. Änderungen der Versorgungsaufgabe im Netzbetrieb nicht ab. Lässt man diese Zusammenhänge unberücksichtigt resultiert daraus ein fehlerhaftes Verständnis der zugrundeliegenden Regulierungssystematik, wie es bspw. in den Erwägungen der Bundesnetzagentur zum Xgen auf S. 104 des RAMEN-Entwurfs zum Ausdruck kommt. Die Behörde schreibt:

„Das Ausgangsniveau der zugestandenen Erlösobergrenze bildet die Kosten des Basisjahres einer Regulierungsperiode ab, welche durch die Inputpreise und die Produktivität im Basisjahr bestimmt werden.“

Die Kosten des Basisjahres sind selbstverständlich nicht nur durch die Inputpreise und die Produktivität bestimmt, sondern gleichermaßen durch die Versorgungsaufgabe. Wäre das nicht der Fall, könnten man im Effizienzvergleich ausschließlich auf den Vergleich der Kosten abstellen und es wäre keine Verwendung von Strukturparametern notwendig.

Eine Erlösregulierung, die systematisch und strukturell bestimmte Kostenkomponenten von vorneherein nicht berücksichtigt, erlaubt es auch effizienten Netzbetreibern nicht die regulatorisch festgelegte Eigenkapitalverzinsung zu erwirtschaften. Dies steht in klarem Widerspruch zu § 21 Absatz 2 Satz 1 EnWG. Es ist deshalb absolut notwendig, dass auch für Betriebskostenanstiege, die auf Änderungen der Versorgungsaufgabe zurückgehen, Anpassungsmöglichkeiten innerhalb der Regulierungsperiode geschaffen werden. Für die fünfte Regulierungsperiode Strom ist dies entsprechend dem vorliegenden Sachstand gegeben. In allen anderen Fällen ist dies nicht gegeben.

Die auf Outputänderungen zurückgehende Betriebskostenkomponente kann innerhalb des Xgen abgebildet werden (vgl. bspw. den Vorschlag „OPEX-Xgen“ von Netze BW) oder durch andere regulatorische Instrumente wie beispielsweise das für die fünfte Regulierungsperiode vorgeschlagene Instrument OPEX Änderungen auf Basis der Vergleichsparameter des Effizienzvergleichs fortzuschreiben. Dies ist eine Frage der konkreten Ausgestaltung des Regulierungssystems. Es ist jedoch weder mit regulierungsökonomischen Prinzipien noch mit § 21 Absatz 2 EnWG vereinbar, dass

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

outputbasierte Betriebskostensteigerungen im Regulierungssystem überhaupt nicht abgebildet werden.

Die Bundesnetzagentur schreibt auf S. 107 der RAMEN-Tenorierung in Hinblick auf die von ihr thematisierten Doppelanpassungen für Kapitalkosten bzw. volatile Kosten:

„Ein wesentlicher Regulierungsgrundsatz ist, dass einzelne Kostenarten in der Erlösobergrenze nicht doppelt während einer Regulierungsperiode angepasst werden.“

Spiegelbildlich hierzu ist der Grundsatz, dass Netzbetreiber ihre Kosten bei effizientem Verhalten jedoch mindestens einmal regulatorisch erstattet bekommen, d.h. bestimmte Kostenarten nicht von vorneherein gar nicht (also null Male) in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, wie dies im Hinblick auf das Betriebskostenwachstum in Folge von Outputwachstum und ebenso im Hinblick auf den Zweijahresverzug der Fall ist.

Vorschlag 3 zu Tenorziffern 6: Zweck des Xgen

Die Darstellung des Xgen als Abweichung von gesamtwirtschaftlichen und netzwirtschaftlichen Inputpreis- und Produktivitätsdifferentialen ist ökonomisch unzutreffend und verschleiert den sachlichen und ökonomischen Inhalt der Anpassung. Diese Darstellung sollte durch eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen in der Tenorierung der RAMEN-Festlegung ersetzt werden.

Konkrete Ausgestaltung des Vorschlages: Das Ziel und der Zweck des Xgen ist es exogene Betriebskostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode abzubilden. Als Korrekturfaktor für den VPI ist der Xgen eine Prognose der Differenz aus der allgemeinen Inflation (VPI-Änderung) während der Regulierungsperiode und der exogenen Betriebskostenänderung der Netzbranche während der Regulierungsperiode.

Anmerkung: Der Xgen soll also die Abweichung des exogenen Betriebskostentrends von der allgemeinen Inflation während der Regulierungsperiode prognostizieren. Es ist möglich den Betriebskostentrend in verschiedene Komponenten zu zerlegen (Inputpreise, OPEX-Produktivität, outputinduzierte Betriebskostenänderungen). Sofern der Xgen nicht alle Komponenten umfassen soll, ist explizit festzuhalten, welche dieser Komponenten er umfassen soll. Da eine Aufteilung in verschiedene Betriebskostenkomponenten zunächst eine konzeptionelle, methodische und praktische Verkomplizierung des Instruments Xgen darstellt, sind die regulatorischen Vorteile, sowie die Abwägung der Vor- und Nachteile, einer solchen Aufteilung explizit vorzunehmen und klar zu begründen.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Begründung: Inkorrekte Darstellung des regulatorischen Zwecks von VPI und Xgen

Der regulatorische Zweck der Fortschreibung von Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode besteht darin, in einer Anreizregulierung mit Budgetprinzip eine Anpassung an exogene Kostenänderungen zu ermöglichen, ohne die Anreize für eine kosteneffiziente Betriebsführung zu beeinträchtigen. Die Fortschreibung der Kosten soll sicherstellen, dass exogene Kostenänderungen während der Regulierungsperiode die Erreichbarkeit der gewährten Erlösobergrenze nicht gefährden. Gleichzeitig soll gewährleistet werden, dass keine über die exogenen Kostenänderungen hinaus gehenden Erlösanpassungen erfolgen. Dadurch erhält der Netzbetreiber im Idealfall ein Kostenbudget, das mit den exogenen Kostensteigerungen wächst.

Exogene Änderungen der Betriebskosten, die durch inflationsbedingte Preissteigerungen bei den Inputfaktoren oder den allgemeinen sektoralen Produktivitätsfortschritt entstehen, sollen gemäß dem vorliegenden Sachstand zur RAMEN-Tenorierung durch den VPI und den Xgen abgebildet werden. Während der VPI jährlich angepasst wird, basiert der Xgen auf historischen Netzbetreiberdaten und bleibt für die gesamte Regulierungsperiode konstant. Dies bedeutet, dass der Xgen ein Prognosewert für die während der Regulierungsperiode auftretende Differenz zwischen VPI-Entwicklung (allgemeiner Inflation) und den exogenen Betriebskostensteigerungen im Netzbetrieb ist.¹

Der Zusammenhang zwischen dem ökonomisch und regulatorisch klaren Ziel der „Erlösanpassung an exogene Kostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode“ einerseits und dem hierfür verwendeten konkreten Instrument der „Xgen-Fortschreibung der Erlösobergrenze“ andererseits wird in den Erwägungen der Bundesnetzagentur zu den Tenorziffern 6.1 und 6.2 nicht dargelegt und nicht erörtert. Hier liegt ganz offensichtlich nicht nur ein Begründungsdefizit vor. Vielmehr verschleiert die in den Erwägungsgründen, insbesondere in Abschnitt 9.2, vorgenommene Darstellung des Xgen als Summe von Differenzen der Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft die eigentliche Zielsetzung des regulatorischen Instrumentes und deswegen auch eine transparente Darstellung dessen, wofür der Xgen denn überhaupt eine Prognose darstellen soll. Nach Auffassung der Netze BW sollte daher

¹ Betriebskostenänderungen nur insofern als sie auf Einstandspreis- und Produktivitätsänderungen zurückgehen.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen in die Tenorierung des RAMEN-Festlegung aufgenommen werden.

Im vorliegenden Zusammenhang ist zudem anzumerken, dass die Darstellung des Xgen als Differenz von Differenzen zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung von Inputpreisen und Produktivität auf einer mikroökonomischen Analogie des perfekten Wettbewerbs beruht. Diese Analogie gilt in den für die Regulierung relevanten Anwendungszeiträumen von 3 bis 5 Jahren nur sehr eingeschränkt, da die Annahmen des perfekten Wettbewerbs vor allem über längere Zeiträume gelten. In den für die Regulierung relevanten kurzen Fristen wird der VPI jedoch wesentlich von makroökonomischen Faktoren wie der Zinspolitik beeinflusst. So werden in der wirtschaftspolitischen Realität Zinserhöhungen gezielt eingesetzt, um VPI-Anstiege zu dämpfen. In der Analogie des perfekten Wettbewerbs bedeuten Zinsanstiege jedoch steigende Inputpreise des Kapitals und würden somit eine Steigerung des VPI-Anstiegs nach sich ziehen. Daher sind auch die in Abschnitt 9.1 auf S.105 der RAMEN-Tenorierung getätigten Ausführungen der Bundesnetzagentur nicht zutreffend:

„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.“

Die Definition des Xgen als Summe von Differenzen der Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft verschleiert also nicht nur den tatsächlichen regulatorischen Zweck des Xgen. Diese Definition geht auch von ökonomischen Annahmen aus, die für den Anwendungskontext von 3 bis 5-jährigen Regulierungsperioden nicht haltbar sind.

Die Darstellung des Xgen als Abweichung von gesamtwirtschaftlichen und netzwirtschaftlichen Inputpreis- und Produktivitätsdifferenzialen ist also auch ökonomisch falsch. Auch deswegen ist eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen in die Tenorierung des RAMEN-Festlegung aufzunehmen.

Vorschlag 4 zu Tenorziffern 6:

Da der Xgen in seiner generellen Grundkonzeption immer eine Prognose zukünftiger Entwicklungen auf Basis historischer Entwicklungen darstellt, sollten entsprechend Kriterien und Maßstäbe für die Erstellung einer sachgerechten Prognose des Xgen in die

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

RAMEN-Tenorierung aufgenommen werden. Netze BW schlägt folgende Beurteilungsmaßstäbe für die Ermittlung des Xgen vor.

Bei der Ermittlung des Xgen sollte

- 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.

Begründung:

Die Fortschreibung der Erlösberggrenze mit VPI und Xgen hat den Zweck exogen veranlasste Betriebskostensteigerungen innerhalb der Regulierungsperiode auf Basis einer Prognose abzubilden. Dabei sollte der prognostizierte Xgen-Wert möglichst nahe an der später realisierten Größe liegen. Eine exakte Übereinstimmung ist zwar im Normalfall nicht zu erwarten, jedoch unproblematisch, solange keine systematischen Abweichungen (Verzerrung) oder übermäßige unsystematische Abweichungen (Streuung) auftreten.

Die Evaluierung der Prognosegüte ist somit ein integraler und unverzichtbarer Teil des Prognoseprozesses. Im Rahmen einer Evaluierung der Prognosegüte besteht die zentrale Fragestellung darin, wie gut die zugrunde liegende Prognosemethode in der Vergangenheit abgeschnitten hat oder hätte. Dies ist durch den Vergleich von historischen bzw. hypothetischen Prognosewerten mit zwischenzeitlich realisierten Größen möglich, also der Ermittlung eines Prognosefehlers. Die Ermittlung des Prognosefehlers und etwaige Anpassungen der Prognosemethode sind in der Wissenschaft ebenso wie in der professionellen Praxis (z.B. bei Prognosen zur Inflation, Wirtschaftswachstum, Produktivität und dergleichen durch die Bundesbank oder Forschungsinstitute) absoluter Standard.

Die Ex-post Evaluierung der bisherigen Xgen-Prognosen der Bundesnetzagentur zum Xgen zeigen deutlich, dass die Schätzungen für den Xgen mit einem großem Prognosefehler einhergegangen sind. Rückblickend waren nicht nur die von der Bundesnetzagentur für die dritte Regulierungsperiode ermittelten Prognosewerte,

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

sondern auch die noch verordnungsrechtlich festgelegten Werte für den Xgen deutlich zu hoch.

Nach Auffassung des der Netze BW sollten deswegen neben der klaren Zielbestimmung für den Xgen als Prognose der Differenz zukünftiger VPI- und Betriebskostensteigerungen auch Kriterien und Maßstäbe für die Erstellung einer sachgerechten Prognose in die RAMEN-Tenorierung aufgenommen werden. Hierzu gehören die Verwendung einer möglichst verzerrungsfreien und soweit möglich streuungsarmen Prognosemethode, die Verwendung des Prognosefehlers als Kriterium für die Beurteilung von systematischen Abweichungen (Verzerrungen) und unsystematischen Abweichungen (Streuung) der verwendeten Prognosemethode sowie die Beurteilung der Prognosequalität anhand der Repräsentativität der für die Prognoseerstellung verwendeten Eingangsgrößen und des zugrunde liegenden Berechnungszeitraums.

7 Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen

Einschätzung der Netze BW zu Tenorziffern 7.1 bis 7.4:

Als abstrakte, inhaltliche Kriterien zur Bestimmung der nicht dem Effizienzvergleich unterliegenden Kostenanteile (KA_{nEu}) sollen Exogenität, Gleichartigkeit und Volatilität dienen. Werthaltigkeit soll als Abwägungskriterium in Bezug auf Aufwand und Nutzen einer über den Katalog von Tenorziffer 7.5 hinausgehenden Eingruppierung von Kosten nach Tenorziffer 7.6 dienen. Die Anwendung der Kriterien unterliegt laut der Erwägungen (ab S. 110) explizit einem Regulierungsermessen.

Exogenität: Dieses Kriterium stellt darauf ab, ob der Netzbetreiber selbst keinen eigenen Beitrag zur Entstehung der Kosten oder zur Höhe der entstehenden oder entstandenen Kosten leisten kann oder leisten konnte. Hierbei wird zusätzlich die Exogenität dem Grunde nach und der Höhe nach, sowie hinsichtlich der Mengen- wie der Preiskomponente unterschieden. Volatilität wird als ein Indikator für Exogenität genannt.

Gleichartigkeit: Wenn eine Kostenposition bei einer Vielzahl von Netzbetreibern anfällt, spricht dies laut dem Kriterium der Gleichartigkeit für die Beeinflussbarkeit der Kosten. Es wird klargestellt, dass hiermit die Frage gemeint ist, ob es möglich ist geeignete Kostentreiber für diese Kostenposition zu ermitteln. Das Kriterium stellt also auf die Möglichkeit ab eine Kostenposition auf geeignete Weise vergleichbar zu machen. Darüber

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

hinaus soll hier mitberücksichtigt werden, ob die Kostenposition als Substitut zu anderen Kostenpositionen, die dem Effizienzvergleich unterliegen, gesehen werden kann.

Volatilität: Bei diesem Kriterium geht es darum, inwiefern die Volatilität der Kosten negative Auswirkungen auf den Effizienzvergleich haben kann. Dies ist in Abgrenzung zur Volatilität als Indikator für Exogenität zu sehen, bei der unternehmensindividuelle Betrachtungen angestellt werden.

Die Kriterien sind aus Sicht der Netze BW grundsätzlich nachvollziehbar. Einige Nachschärfungen erscheinen jedoch möglich.

Vorschlag: Aus Sicht der Netze BW ist zunächst anzumerken, dass ein substitutionaler Zusammenhang einer Kostenposition mit einer anderen dem Effizienzvergleich unterstehenden Position sowohl für die Endogenität als auch für die Gleichartigkeit dieser Kostenposition spricht. Aufgrund der starken Position dieser Eigenschaft wäre es bedenkenswert den „Substitutionalen Zusammenhang“ als eigenständiges Kriterium aufzunehmen. Darüber hinaus wäre eine Umbenennung des Kriteriums der Gleichartigkeit in bspw. „Vergleichbarkeit“ dem intuitiven Verständnis dieses Kriteriums zuträglich.

Die Netze BW ist darüber hinaus der Auffassung, dass die Kategorisierung von Kosten durch die Bundesnetzagentur nicht alle relevanten Fälle abdeckt.

So sind aktuell in der RAMEN-Tenorierung die folgenden Kategorien vorgesehen:

- (1) beeinflussbar (unterliegen dem Effizienzvergleich und dem Budgetprinzip),
- (2) KA_{nEu} / nicht beeinflussbar (unterliegen weder dem Effizienzvergleich, noch dem Budgetprinzip, noch sonstigen Effizianreizen),
- (3) volatil (unterliegen dem Effizienzvergleich aber in Teilen oder als Ganzes nicht dem Budgetprinzip).

Die Unterscheidung in diese Kategorien ist grundsätzlich sinnvoll. Darüber hinaus scheint es auch möglich zu sein, dass es Kostenkategorien gibt, die sowohl in gewissem Ausmaß beeinflussbar sind (insb. hinsichtlich ihrer Preiskomponente), gleichzeitig jedoch ungeeignet für eine Aufnahme in den Effizienzvergleich sind. Die jetzigen Kategorien verknüpfen die Möglichkeit jedweder Anwendung von Effizianreizen (Aufnahme ins Budgetprinzip) mit der Aufnahme in den Effizienzvergleich. Es erscheint sinnvoll diese strikte Verbindung aufzutrennen und die Möglichkeit jedweder Anreizsetzung nicht strikt mit dem Einbezug in den Effizienzvergleich zu verheiraten.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Ansonsten besteht die Gefahr, dass Kostenkategorien wie die Rückstellungen für Stilllegungskosten der Gasnetze trotz völliger Nichteignung für den bestehenden Effizienzvergleich in diesen einbezogen werden (vgl. Tenorziffer 8.3 Gas).

Einschätzung der Netze BW zu Tenorziffer 7.5:

Die Bundesnetzagentur legt bestimmte Kostenpositionen bereits in der RAMEN-Tenorierung als KA_{nEu} bzw. als beeinflussbar fest. Die Lohnzusatzleistungen werden dabei als beeinflussbar festgelegt. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund der anderweitigen in der RAMEN-Tenorierung vorgesehenen Regulierungsinstrumente und der starken Veränderung der Versorgungsaufgabe bei den Stromnetzen problematisch. Die starke Veränderung der Versorgungsaufgabe bewirkt die Notwendigkeit eines substanziellen Personalaufbaus während der Regulierungsperiode – auch bei einer verkürzten Regulierungsperiode vergehen zwischen dem Basisjahr und dem Ende der entsprechenden Regulierungsperiode fünf Jahre (vgl. Tenorziffer 2.3). Um diesen Personalkostenaufbau abzudecken, ist jedoch mit Ausnahme der fünften Regulierungsperiode kein Regulierungsinstrument vorgesehen. Die bisherige Einstufung der Lohnzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten hatte vor dem Hintergrund dieser Regulierungslücke zumindest eine teilweise Wälzung der Kosten des Personalaufbaus während der Regulierungsperiode ermöglicht. Die geplante Setzung der Lohnzusatzkosten als beeinflussbare Kosten anstatt als KA_{nEu} erschwert den benötigten innerperiodischen Personalaufbau vor allem ab der sechsten Regulierungsperiode nochmals stark.

Vorschlag zu Tenorziffer 7.5:

In der Tenorziffer 7.5 listet die Bundesnetzagentur diejenigen Kostenanteile auf, die als nicht dem Effizienzvergleich unterliegend eingestuft werden sollen. Gemäß Punkt vier der Tenorziffer betrifft dies auch die dem Anschlussnetzbetreiber aufgrund der gesetzlichen Regelungen des Messstellenbetriebsgesetzes entstehenden Kosten. Explizit genannt werden dabei die Entgelte zur Ausstattung von Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen.

In Tenorziffer 7.5 sollte eine Klarstellung dahingehend aufgenommen werden, dass auch die dem Anschlussnetzbetreiber durch das Messstellenbetriebsgesetz entstehenden Kosten für die Steuereinrichtung als nicht dem Effizienzvergleich unterliegende Kosten eingestuft werden.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Begründung:

Die am 31. Januar im Bundestag beschlossene und am 14. Februar 2025 durch den Bundesrat verabschiedeten Novelle des Messstellenbetriebsgesetzes sieht eine anteilige Kostenübernahme des Anschlussnetzbetreibers an der neu hinzukommenden Preisobergrenze für die Steuereinrichtung vor. Es wird in der Tenorziffer zwar auf den §30 MsbG verwiesen, jedoch wird der Begriff der Steuereinrichtung nicht explizit in der Tenorziffer 7.5 aufgenommen. Unserem Verständnis nach handelt es sich dabei jedoch auch um eine gesetzliche Kostenübernahme, die die Kriterien der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, erfüllen.

8 Volatile Kostenanteile

Tenorziffer 8.2 Strom: Redispatch als volatile Kosten

Die Netze BW stimmt der Bundesnetzagentur in ihrer Einschätzung zu, dass Redispatch und Netzausbau dem Grunde nach Substitute sind. Insofern sind Redispatchkosten gleichartig im Sinne von Tenorziffer 7.3. Redispatchkosten sollten deshalb in den Effizienzvergleich einfließen. Ansonsten würde der Effizienzvergleich zu Ungunsten derjenigen Netzbetreiber verzerrt, die im Vergleich den Netzausbau stärker vorantreiben. Kosten, die mit vorausschauendem Netzausbau einhergehen, würden ansonsten dem Effizienzvergleich unterworfen, während Redispatchkosten durch Abregelungen nicht dem Effizienzvergleich unterworfen wären. Dieser Schiefstand kann 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 kann, besteht auch keine Exogenität von Redispatchmengen im Sinne von Tenorziffer 7.2.

Laut den Erwägungen wären die Redispatchkosten als Ganzes volatil. Dies ist angemessen, da die Preise den Schwankungen an der Strombörse unterliegen und die Mengen witterungsabhängig sind. Eine Möglichkeit, die Volatilität der in das Ausgangsniveau und somit den Effizienzvergleich eingehenden Redispatchkosten des Basisjahres zu begrenzen, wäre eine Durchschnittsbildung über bspw. drei Jahre.

Tenorziffer 8.3 Strom: Verlustenergie als Regelbeispiel für volatile Kosten

Die Netze BW stimmt der Bundesnetzagentur zu, dass Verlustenergie ein Regelbeispiel für volatile Kosten ist. Eine entsprechende Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG erscheint sinnvoll, da bei der Verlustenergie primär der Preisbestandteil volatil ist. Dies

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

geht mit einer höheren regulatorischen Komplexität einher als dies bei anderen volatilen Kostenpositionen der Fall ist.

Allerdings ist in Bezug auf die Verlustenergiemengen anzumerken, dass diese einem doppelten Effizienzvergleich unterliegen. Zum einen erfolgt auf Basis durchschnittlicher spannungsebenenspezifischer Mengenvorgaben eine Kürzung der Verlustenergiekosten im Kostenausgangsniveau des Basisjahres, zum anderen werden die Verlustenergiekosten hinsichtlich ihrer Mengenkomponente im Effizienzvergleich einer zweiten Effizienzprüfung unterzogen. Vor dem Hintergrund, dass die zu beschaffenden Verlustenergiemengen auch von der gegebenen Netztopologie und dem Umfang der installierten Leistung von EE-Anlagen im Netzgebiet abhängen und mit deutlich zunehmender Rückspeisung auch zunehmen können, erscheint die auf Basis einfacher Durchschnittswerte vorgenommene simple Kürzung von Verlustenergiemengen im Ausgangsniveau nicht sachgerecht. Im Effizienzvergleich dagegen werden strukturelle Gegebenheiten des Netzgebiets und der Umfang der installierten Leistung von EE-Anlagen explizit berücksichtigt.

Tenziffer 8.2 Gas: Treibenergie und Vorwärmkosten als volatile Kosten

Die Netze BW begrüßt die Beibehaltung der Treibenergie und der Vorwärmkosten als volatile Kosten bei den Gasnetzen.

Vorschlag zu Tenziffer 8.3 für Gas: Rückstellungen für Stilllegungen als Regelbeispiel für volatile Kosten

Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation sollten nicht als volatile Kostenanteile, sondern als KA_{nEu} eingeordnet werden. Es kann insbesondere keine Einbeziehung der Rückstellungen für Stilllegungskosten in den Effizienzvergleich erfolgen. Dies kann innerhalb der RAMEN-Festlegung erfolgen oder im Zuge einer Festlegung nach Tenziffer 7.6.

Begründung:

In den Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zuge der Gasnetztransformation sieht die Bundesnetzagentur ein Regelbeispiel für volatile Kosten und erwägt eine Einordnung des Sachverhalts im Rahmen einer Methodenfestlegung als volatile Kosten. Eine Einordnung als KA_{nEu} scheidet aus. Einerseits sei die Stilllegung nicht exogen, sondern Teil der grundsätzlichen Versorgungsaufgabe. Andererseits bestehe ein erheblicher Einfluss auf die Art und Weise, die zeitliche Verteilung und die Kosten der Stilllegung. Grundsätzlich sei es erstrebenswert, dass die Stilllegung der Gasnetze effizient erfolge, wobei effizient in dem Sinne zu verstehen sei, dass die Stilllegung ohne unnötige Bauarbeiten und kostengünstig erfolgt. Zudem sei eine Verstetigung der Kosten durch eine adäquate Rückstellungsbildung anzustreben.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Die Netze BW erachtet die Einordnung der Rückstellungen für Stilllegung von Gasversorgungsnetzen als volatile Kosten als unpassend. Einerseits sind entgegen der Aussage der Bundesnetzagentur diese Kosten dem Grunde nach sehr wohl exogen. Die Transformation der Gasnetze erfolgt vor dem Hintergrund der Klimaziele des Bundes und der Länder bzw. auf Grundlage der kommunalen Wärmeplanung. Das grundsätzliche Anfallen der Kosten ist dem Einfluss des Netzbetreibers damit entzogen.

Andererseits ist es nicht zutreffend, dass die Stilllegungskosten ein grundsätzlicher Teil der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers sind. Netzstilllegungen gehören zu den unternehmerischen Verpflichtungen eines Netzbetreibers. Die Stilllegung und die damit verbundenen Kosten sind jedoch gerade nicht auf die Versorgung der Bevölkerung oder von Unternehmen gerichtet. Die Tätigkeit des Netzbetriebs und die Tätigkeit des Rückbaus stellen also verschiedene Ziele dar. Entsprechend sind die beiden Tätigkeiten und die damit jeweils verbundenen Kosten keine Substitute in der Erreichung eines gemeinsamen Ziels. Die Erfüllung der unterschiedlichen Ziele (bzw. die damit verbundenen Tätigkeiten und Kosten) wirken sich sogar genau gegenteilig auf die Strukturparameter des Effizienzvergleichs (Jahreshöchstlast, Rohrvolumen etc.), die die originäre Versorgungsaufgabe beschreiben. aus: Im Fall der klassischen Versorgungsaufgabe ist der Kostenaufwand mit einer Erhöhung von diesen Strukturparametern verbunden, im Fall der Stilllegung mit deren Verringerung. Der Einbezug der Stilllegungskosten in den Effizienzvergleich würde also unauflösbare Inkonsistenzen in der Modellgestaltung des Effizienzvergleichs schaffen.

Neben den bereits genannten sehr fundamentalen Gründen sprechen noch weitere Gesichtspunkte gegen eine Einstufung als volatile Kosten. Rückstellungen für Stilllegungskosten haben, wie von der Bundesnetzagentur angesprochen, den Vorteil die anfallenden Kosten zu verstetigen. Kostenspitzen verbunden mit entsprechenden Netzentgeltspitzen einzelner Jahre würden so vermieden. Eine Einstufung als volatile Kosten böte jedoch Anreize die Rückstellungszuführungen in Jahren vorzunehmen, die keine Basisjahre sind. Dies würde das Ziel der Verstetigung konterkarieren.

Auch fallen die Rückstellungskosten für unterschiedliche betroffene Netzbetreiber zu unterschiedlichen Zeitpunkten an. Die Aufnahme in einen statischen Effizienzvergleich, der zu unterschiedlichen Zeitpunkten durch Vergleich von aktuellen Kosten- und Strukturparametern Effizienzen ermittelt, hätte mit einer tatsächlichen Ermittlung von Effizienzen nichts gemein: Wenn bei Netzbetreiber A heute bereits Rückstellungen anfallen, bei Netzbetreiber B jedoch erst zwei Regulierungsperioden später, so erhalten beide Netzbetreiber – zu unterschiedlichen Zeitpunkten – Effizienzabschläge, auch wenn beide Netzbetreiber die jeweiligen Stilllegungen effizient bewerkstelligen.

Eine Erfassung der jeweiligen Kosten in einem gemeinsamen Effizienzvergleich ist also schlicht nicht sinnvoll. Die Stilllegungskosten sind sowohl dem Grunde nach exogen als

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

auch für eine Aufnahme in den bestehenden Effizienzvergleich völlig ungeeignet. Eine Klassifizierung als im Budget verbleibende Kosten oder volatile Kosten scheidet nach unserer Auffassung also aus.

Der Wunsch nach einer effizienten Durchführung der Stilllegung der Gasnetze ist grundsätzlich nachvollziehbar. Da ein Einbezug in den Effizienzvergleich ausscheidet müssten ggfs. alternative Instrumente in Betracht gezogen werden. Diesbezügliche Anreize, Prüfungen o.Ä. – wie in der Tenorziffer 8.3 des Sachstands angedeutet – könnten parallel zur anderweitig vorgenommenen Einstufung der Rückstellungen als KA_{nEu} gesetzt werden.

Vorschlag zu Tenorziffer 8.4: Volatile Kosten als Kostenkategorie

Volatile Kosten sollten als eigene Kostenkategorie VK_0 neben $OPEX_0$ (ohne volatile Kosten) und $CAPEX_0$ (ohne volatile Kosten) in das Ausgangsniveau aufgenommen werden. Die Kategorie der volatilen Kosten ist im vorderen Teil der Regulierungsformel durch einen Term VK_0 zu repräsentieren. Auf diesen ist der Verteilungsfaktor anzuwenden, nicht jedoch VPI und Xgen. Die Multiplikation des Terms VK_0 in der Anpassung der volatilen Kosten $VK_t - VK_0$ im hinteren Part der Regulierungsformel 4.3 mit VPI und Xgen muss aufgehoben werden. Vgl. Tenorziffer 4.3.

Begründung (vgl. hierzu auch Vorschlag 3 zu Tenorziffer 4.3):

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt für die volatilen Kosten weiterhin eine Anpassung $VK_t - VK_0$ auf das Preis- bzw. Kostenniveau des aktuellen Jahres der Regulierungsperiode vorzunehmen. Gleichzeitig werden laut Regulierungsformel im Sachstand die volatilen Kosten VK_0 als Teil der $OPEX_0$ mittels VPI und Xgen angepasst. Die von der Bundesnetzagentur als solche bezeichnete Doppelanpassung will die Bundesnetzagentur dadurch kompensieren, dass sie von VK_t die mit VPI und Xgen inflationierten VK_0 abzieht. Sie scheint davon auszugehen, dass hierdurch die Anpassung der VK_0 als Bestandteil der $OPEX_0$ mittels VPI und Xgen neutralisiert wird. Dies ist jedoch nicht der Fall. Durch die formelhafte Abbildung der Erlösobergrenze (Tenorziffer 4.3) wird die Doppelanpassung der volatilen Kosten mittels VPI und Xgen nicht einfach nur kompensiert, sondern zu Lasten der Netzbetreiber überkompensiert.

So lässt sich anhand eines Zahlenbeispiels leicht zeigen, dass ein Netzbetreiber mit einem Effizienzwert $< 100\%$, der den vorgegebenen Abbaupfad einhält, durch die VPI und Xgen Inflationierung nicht seine gesamten volatilen Kosten erstattet bekommt. Es ist leicht diesen Schiefstand zu beseitigen. Anstatt zu versuchen eine ungewollte Inflationierung der volatilen Kosten des Ausgangsniveaus an anderer Stelle zu kompensieren, kann man schlicht die volatilen Kosten von vorneherein nur mit denjenigen Regulierungsinstrumenten anpassen die man für angemessen erachtet. Es wäre klar, fehlerunanfällig und konsistent mit der Vorgehensweise bei den Kapitalkosten die volatilen

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Kosten als eigenständige Kostenkategorie zu behandeln. Dann würden die drei Kostenkategorien (nicht volatile OPEX, volatile Kosten und CAPEX) mit den jeweils für sie angemessenen Regulierungsinstrumenten angepasst werden, ohne dass nachträgliche Kompensationen notwendig sind.

9 Kapitalkostenabzug

Vorschlag zu Tenorziffer 9.3: Fortgeführte kalkulatorische Gesamtverzinsung

Das betriebsnotwendigen Umlaufvermögen soll im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs, sowohl im Kapitalkostenabzug als auch im Kapitalkostenaufschlag, fortentwickelt werden. Dies bedeutet mit Blick auf den Kapitalkostenabzug eine Beibehaltung der bisherigen Regelung aus der ARegV. Gemäß ARegV Anlage 2a Abs. 4 Nr. 3 wird für die Fortentwicklung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögen für die Ermittlung der jährlichen Verzinsungsbasis im Kapitalkostenabzug das Verhältnis der Bilanzwerte des Umlaufvermögens am kalkulatorischen Restbuchwert des Sachanlagevermögens im Basisjahr gebildet und für die darauffolgenden Jahre auf die entsprechenden Restbuchwerte angewandt.

Begründung:

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt eine Fixierung des Umlaufvermögens auf den Basisjahrwert. Die sachlich gebotene Anpassung des Umlaufvermögens an die Entwicklung der Netzkostenbasis soll im Rahmen der Kapitalkostenanpassung unterbleiben. Es soll keine Abschmelzung von Umlaufvermögen im Kapitalkostenabzug geben, weil - so die Begründung der Bundesnetzagentur unter Punkt 12.3 der Erwägungen - auch im Kapitalkostenaufschlag keine Berücksichtigung von Umlaufvermögen und Vorräten in der Verzinsungsbasis stattfindet. Wie auch in anderen Zusammenhängen verwendet die Bundesnetzagentur eine von ihr selbst gesetzte Regel (keine Berücksichtigung von Umlaufvermögen im Kapitalaufschlag) um die sachlich gerechtfertigte Anpassung des Umlaufvermögens an die Entwicklung des betriebsnotwendigen Vermögens, die eine entsprechende Abschmelzung des Umlaufvermögens im Basisjahr implizieren würde, zu unterlassen.

Sachlich ist diese Vorgehensweise nicht korrekt, denn sie missachtet den Umstand, dass die getätigten Investitionen der Stromnetze deutlich höher ausfallen als die Verringerung des Anlagenbestandes im Kapitalkostenabzug und damit auch ein höherer Liquiditätsbedarf der Netzbetreiber innerhalb der Regulierungsperiode einhergeht. Demnach ist aufgrund der Investitionsdynamik, der Konsistenz der beiden Regulierungselemente (KKab und KKauf) und der entsprechenden Zielgenauigkeit, die

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

bisherige Regelung für die Anerkennung des Umlaufvermögens im Kapitalkostenabzug beizubehalten und gleichzeitig diese Regelung auf den Kapitalkostenaufschlag zu übertragen, da mit zunehmenden Investitionen auch der Bedarf an Umlaufvermögen steigt.

10 Effizienzvergleich

Einschätzung der Netze BW zu Tenorziffer 10.1:

Netze BW ist der Auffassung, dass grundsätzliche, abstrakte Vorgaben zum Effizienzvergleich aus dem Energiewirtschaftsgesetz bereits in der RAMEN-Festlegung konkretisiert werden sollten. Hierzu gehören

- die Konkretisierung der Kriterien Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben aus § 21a Energiewirtschaftsgesetz,
- die Konkretisierung des Begriffs der strukturellen Vergleichbarkeit aus Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO; Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO, der eine zentrale Rolle in den Erwägungen der Bundesnetzagentur zum anzulegenden Kostenmaßstab spielt (vgl. Erwägungen zu „4. Rechtlicher Rahmen“, S.59ff.)
- und in Zusammenhang mit den vorgenannten Punkten die Erläuterung der Rolle von Sicherungsmechanismen bei der Ermittlung der Effizienzwerte.

Ohne eine Konkretisierung dieser Begriffe ist es schwierig zu beurteilen, wie der Effizienzvergleich die abstrakten Vorgaben aus dem europäischen Recht und dem Energiewirtschaftsgesetz umsetzt bzw. inwieweit er mit diesen übereinstimmt. Da diese Begriffe fundamentale Leitplanken für die Ausgestaltung des Effizienzvergleichs in den im weiteren Verlauf des NEST-Prozesses zu erstellenden Methodenfestlegungen darstellen, ist es wichtig und notwendig diese bereits in der Rahmenfestlegung zu konkretisieren.

Konkretisierung „strukturelle Vergleichbarkeit“

So bleibt bislang das Konzept der strukturellen Vergleichbarkeit in der allgemeinen Diskussion wie auch in der konkreten Umsetzung beim Effizienzvergleich in großen Teilen abstrakt. Es werden in den Effizienzvergleichen zwar Zusammenhänge zwischen aggregierten Strukturmerkmalen des Netzes und Aufwandsparemtern untersucht. Diese Zusammenhänge auf aggregierter Ebene bilden auch einen wichtigen Aspekt der strukturellen Vergleichbarkeit von Netzbetreibern ab. Eine umfassende Konzeption des Begriffs strukturelle Vergleichbarkeit, die erläutert, welche verschiedenen Aspekte der Vergleichbarkeit für eine strukturelle Vergleichbarkeit von Netzbetreibern erfüllt sein

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

müssen, unterbleibt jedoch bislang. Ohne solch eine Konzeption ist es wahrscheinlich, dass für die Beurteilung der strukturellen Vergleichbarkeit relevante Aspekte ignoriert werden.

So werden einerseits, wie bereits beschrieben, beim Effizienzvergleich bislang Zusammenhänge zwischen den Strukturmerkmalen und den Aufwandsparametern nur auf aggregierter Ebene berücksichtigt. Der Zusammenhang zwischen Aufwandsparametern und Strukturparametern kann jedoch beispielsweise durch Inhomogenitäten des Netzgebietes, d.h. Heterogenitäten *innerhalb* des Netzgebietes, komplexer sein. So können unterschiedliche Netztopologien oder räumliche Verteilungen von EE-Anlagen und Verbrauchsanlagen zu Zusammenhängen zwischen Strukturmerkmalen und Aufwandsparametern führen, die sich einer Betrachtung auf rein aggregierter Ebene entziehen. Solche von der räumlichen Inhomogenität der Strukturparameter abhängigen Zusammenhänge bilden einen weiteren Aspekt der strukturellen Vergleichbarkeit von Netzbetreibern ab. Dieser Aspekt darf bei der Frage nicht außer Acht gelassen werden.

Andererseits werden gebietsstrukturelle Merkmale geographischer, klimatischer und topographischer Natur im Effizienzvergleich nicht oder kaum (Ausnahme: Bodenklassen im Gas) berücksichtigt. In einem in großen Teilen von Mittelgebirgen geprägten Land wie Deutschland ist dies verwunderlich. In Norwegen wurden beispielsweise bereits Variablen wie *Forest* oder *Snow* im Effizienzvergleich berücksichtigt. Diese gebietsstrukturellen Merkmale bilden ebenso einen wichtigen Aspekt der strukturellen Vergleichbarkeit zwischen Netzbetreibern ab.

Um die Erwartung, die an die Eigenschaften des Effizienzvergleichs gestellt werden, festzuhalten, ist es notwendig die Bedeutung des Begriffs der strukturellen Vergleichbarkeit in der RAMEN-Festlegung zu konkretisieren. Dies sollte durch einen Katalog zu berücksichtigender Aspekte („Merkmalsklassen“) der strukturellen Vergleichbarkeit geschehen.

Dieser Katalog sollte unter anderem Merkmalsklassen beinhalten:

- netzstrukturelle Merkmale (auf aggregierter Ebene),
- gebietsstrukturelle (geographische, klimatische und topographische) Merkmale sowie
- Inhomogenitätsmerkmale (bspw. Entropieparameter); Zusammenhänge zwischen Aufwands- und Strukturparametern, die sich aus der Heterogenität des Netzes ergeben und sich somit einer aggregierten Betrachtung entziehen; bspw. aufgrund von Netztopologie oder der räumlichen Verteilung von Strukturparametern innerhalb des Netzgebiets

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Vorschlag 1 zu Tenorziffer 10.1:

Die Bundesnetzagentur sollte den Begriff der strukturellen Vergleichbarkeit für den Effizienzvergleich konkretisieren. Hierbei sollten die verschiedenen Aspekte der strukturellen Vergleichbarkeit anhand von Merkmalsklassen benannt und erläutert werden. Zudem sollte diskutiert werden, in welchem Ausmaß Netzbetreiber anhand von netzstrukturellen Merkmalen, gebietsstrukturellen Merkmale, Inhomogenitätsmerkmalen und möglichen weiteren Merkmalsklassen tatsächlich vergleichbar gemacht werden können. Sofern Netzbetreiber nicht in einem ausreichenden Maß vergleichbar gemacht werden können, sollte eine Einteilung anhand objektiver Kriterien in abgrenzbare Teilgruppen von Netzbetreibern erfolgen.

Konkretisierung „Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben“

Auch die Anforderung, dass Effizienzkriterien erreichbar und übertreffbar ausgestaltet werden müssen, erfährt bislang keine Konkretisierung. So wird im Zusammenhang mit dem Effizienzvergleich zwar häufig von Sicherheitsmechanismen gesprochen, es wird jedoch weder konzeptionell noch in einer Operationalisierung ein konkreter Zusammenhang zwischen den Sicherheitsmechanismen und der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzzielen hergestellt.

Aus Sicht der Netze BW ist der grundsätzliche Zusammenhang wie folgt: Die Bestimmung von Effizienzwerten ist mit inhärenten und teilweise fundamentalen Unsicherheiten behaftet. Um eine Erreichbarkeit der Effizienzziele zu gewährleisten, dürfen Unsicherheiten jedoch nicht symmetrisch bewertet werden: Eine aufgrund der Unsicherheiten der Effizienzwertbestimmung unerreichbare Effizienzvorgabe steht im Widerspruch zu den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes. Um dies zu verhindern, sind Sicherheitsmechanismen notwendig. Diese dienen dazu, dass auch bei einer für den individuellen Netzbetreiber zu niedrig ermittelten Effizienz die hieraus erwachsenden Vorgaben immer noch erreichbar und übertreffbar sind. Dabei sind umso stärkere Sicherheitsmechanismen notwendig, je größer die Unsicherheiten in der Bestimmung der Effizienzwerte ist.

Die Unsicherheiten bei der Bestimmung eines Effizienzwertes speisen sich dabei aus sehr unterschiedlichen Quellen und sind je nach Ursache mehr oder weniger leicht zu identifizieren und zu beheben: Teilweise sind diese Unsicherheiten fundamentaler Natur und nicht vollständig aufzulösen.

So ist mit der Bestimmung von Effizienzwerten immer eine Operationalisierung der Versorgungsaufgabe verbunden. Die Versorgungsaufgabe ist jedoch ein abstraktes Konzept, das durch keine reale Operationalisierung exakt erfasst werden kann. Dies stellt eine inhärente Unsicherheit für die in der Folge bestimmten Effizienzwerte dar. Je heterogener die tatsächlich zu erfüllenden Anforderungen der einzelnen Netzbetreiber

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

sind, umso größer wird diese unauflösbare Unschärfe. Diese Unsicherheit fällt unter die Rubrik der sogenannten strukturellen Unsicherheit, da sie die Unsicherheit in Hinblick auf die Korrektheit des Effizienzmodells betrifft. In der Statistik werden solche Unschärfen in der Erfassung der relevanten Merkmale der Netzbetreiber unter dem Begriff der unbeobachteten Heterogenität gefasst. Auch relevante Merkmale, die zwar grundsätzlich bekannt, aber nicht oder nur schwer zu messen sind und deshalb nicht im Effizienzvergleich abgebildet werden, fallen unter die unbeobachtete Heterogenität. Ebenso Merkmale, die sich aufgrund der notwendigen Begrenzung der Anzahl von Modellparametern nicht abbilden lassen.

Darüber hinaus tritt strukturelle Unsicherheit bei der Auswahl der Methode in Bezug auf die zugrunde liegenden Annahmen auf – bei parametrischen Methoden zusätzlich in Bezug auf die funktionale Form oder die Verteilungsannahmen. Ein Beispiel wäre die bisher in den Effizienzvergleichen vorgenommene Beschränkung auf Zusammenhänge zwischen aggregierten Strukturparametern und Aufwandparametern. Die Unsicherheit darüber, wie gut die Annahme, dass sich alle relevanten Zusammenhänge auf aggregierter Ebene abbilden lassen, mit der Realität korrespondiert, ist Teil der strukturellen Unsicherheit.

Zufällige Einflüsse, die sich in der Datengrundlage widerspiegeln, führen ebenso zu Unsicherheiten. Statistische Modelle sind – im Gegensatz zu deterministischen Modellen – in der Lage diesen Aspekt der Unsicherheit zu quantifizieren. Zu guter Letzt führt die Möglichkeit schlichter Datenfehler zu zusätzlicher Unsicherheit hinsichtlich der zu ermittelnden Effizienzwerte.

Diesen Unsicherheiten muss in ihrer Gesamtheit durch Sicherheitsmechanismen begegnet werden. Dabei ist weniger die Ausgestaltung einzelner Elemente wichtig als deren Zusammenspiel. Klassische Sicherheitsmechanismen oder Stellschrauben für diese sind unter anderem:

- Anwendung von mehreren Methoden und/oder mehreren Modellausgestaltungen; Ermittlung des Effizienzwertes auf Grundlage der Verteilung der unterschiedlichen Ergebnisse (bei nur sehr wenigen berechneten Effizienzwerten Best-Of Abrechnung).
- Bestimmung von Effizienzwerten relativ zu einer Durchschnittseffizienz anstatt zu einer effizienten Grenze.
- Verhältnis der Zusammensetzung der genehmigten Erlöse aus Ist-Kosten und Yardstick-Kosten; der in der deutschen Diskussion verwendete sogenannte Abbaupfad bestimmt implizit ein solches Verhältnis (in der bisherigen Ausgestaltung des Abbaupfades: 60% Yardstick-Kosten zu 40% Ist-Kosten).

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Vorschlag 2 zu Tenorziffer 10.1:

Die Bundesnetzagentur sollte darstellen, durch welche Mechanismen der Effizienzvergleich die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gewährleisten soll. Dabei sollte das Verhältnis des Umfangs der Unsicherheit der Effizienzwertermittlung und des Umfangs der benötigten Sicherheitsmechanismen beleuchtet werden. Ebenso sollte dargelegt werden, wie eine Methodenfestlegung das Ausreichen der in ihr festgelegten Sicherheitsmechanismen nachzuweisen hat (z.B. Vergleich mit anderen Regulierungssystemen; Veränderung der zu erwartenden Unsicherheiten im Zeitverlauf etc.).

Vorschlag 3 zu Tenorziffer 10.1:

Die Bundesnetzagentur sollte festschreiben, dass in allen verwendeten Methoden ein Effizienzwert von 100% erreichbar sein muss.

Die Erreichbarkeit von Effizienzvorgaben impliziert notwendigerweise, dass es möglich sein muss einen Effizienzwert von 100% zu erlangen.

Vorschlag zu Tenorziffer 10.3

Der Verteilfaktor und der resultierende Abbaupfad der Ineffizienzen sollten klar als ein Sicherungsmechanismus zur Berücksichtigung von Daten-, Modell- und Methodenunsicherheiten im Effizienzvergleich benannt werden. Dieser Abbaupfad muss gesamthaft mit der Effizienzvergleichsmethodik und anderen Sicherheitsmechanismen in der Methodenfestlegung Effizienzvergleich erörtert und festgelegt werden, vgl. Tenorziffer 10.1.

Begründung:

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt wie bisher einen jährlichen Verteilfaktor anzuwenden, der den Abbaupfad der Ineffizienzen vorgeben soll. Dieser soll in einer separaten Festlegung geregelt werden. Soweit bislang ersichtlich sollen die Ineffizienzen gleichmäßig über drei Jahre abgebaut werden, was einer Verschärfung der Effizienzvorgaben entspricht. Da der Verteilfaktor faktisch einen Mechanismus zur Absicherung gegen Unsicherheiten des Effizienzvergleichs darstellt (Modell-, Methoden- und Datenunsicherheiten, vgl. Tenorziffer 10.1) und damit die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben sicherstellt, wäre eine Verschärfung der Vorgaben zum Ineffizienzabbau nur damit zu rechtfertigen, dass die Unsicherheiten im Effizienzvergleich deutlich reduziert würden. Dies ist bislang – auch anhand der Eckpunkte zur Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich – nicht ersichtlich. Im Gegenteil ist durch die heterogene Betroffenheit von der Energiewende sogar von zunehmenden Unsicherheiten auszugehen, die mittels ausreichender Sicherheitsmechanismen

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

adressiert werden müssen. Eine Verschärfung des Abbaupfads würde das Gegenteil bewirken.

Es bleibt somit ohne sachbezogene Begründung, den Abbaupfad der Ineffizienzen von fünf auf drei Jahre zu verkürzen. Die auf dem bisherigen Abbaupfad beruhende Aufteilung zwischen genehmigten Ist-Kosten (40%) und effizienten Kosten / „Yardstick-Kosten“ (60%) ist beizubehalten, um die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzwerte nicht zu gefährden.

Um auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode eine Aufteilung von 40% individuellen Ist-Kosten und 60% Yardstick-Kosten beizubehalten, müsste der Absenkungspfad 20%, 60%, 100% betragen. Bei einer Absenkung von 1/3, 2/3 und 3/3 würde sich eine durchschnittliche Aufteilung von 33,3% individuellen Kosten und 66,7% Yardstick-Kosten ergeben. Dieser restriktiveren Anwendung des bisherigen Sicherungsmechanismus stehen bislang keine Begründungen oder Vorschläge für eine andersartige methodische Beseitigung von Benchmarkunsicherheiten gegenüber.

Bei der für die fünfte Regulierungsperiode übergangsweise vorgeschlagenen Dauer der Regulierungsperiode von fünf Jahren und gleichzeitiger Verkürzung des Abbaupfades auf drei Jahre gewinnen diese Überlegungen eine noch gravierendere Relevanz.

Ein 3-jähriger Abbaupfad in einer fünfjährigen Regulierungsperiode resultiert in einer Kostenaufteilung, die zu 80% auf den effizienten Kosten des Effizienzvergleichs beruht und nur zu 20% auf den Ist-Kosten des Netzbetreibers. Dieser besonders gravierenden Verschärfung der Effizienzvorgaben für die fünfte Regulierungsperiode stehen keinerlei Maßnahmen gegenüber, die die Unsicherheiten bei der Effizienzwertberechnung verringern. Insbesondere ist kein Grund ersichtlich, weshalb der Umfang der für den Effizienzvergleich herangezogenen Sicherheitsmechanismen von der Dauer der Regulierungsperiode abhängen sollte. Solch eine Verringerung der Sicherheitsmechanismen in Referenz zur Länge der Regulierungsperiode ist ohne sachbezogene Begründung.

Eine Erlösobergrenze, die zu 80% auf den Ergebnissen eines Frontierbenchmarks beruht, setzt ein großes Vertrauen in die Sachgerechtigkeit der ermittelten Effizienzwerte voraus. Vor diesem Hintergrund sei als Beispiel für die erwähnten Unsicherheiten nur auf den Datenfehler bei den Stadtwerken Marburg verwiesen. Wäre dieser Datenfehler nicht zufällig entdeckt und die mit diesem Datenfehler verbundene Falscheinstufung des Effizienzwertes der Netze BW beseitigt worden, hätte dies zu einem wirtschaftlichen Schaden von über 50 Mio. € in der vierten Regulierungsperiode für die Netze BW geführt.

Die Aussage der Bundesnetzagentur, die Verschärfung durch einen dreijährigen Abbaupfad in der fünften (fünfjährigen) Regulierungsperiode sei weniger gravierend, da die Netzbetreiber im gleichen Zuge einen Ausgleich über den SFA-Betriebskostenfaktor

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

für innerhalb der Regulierungsperiode steigende OPEX erhalten können, ist dabei schlicht nicht relevant und geht am Thema vorbei. Die Instrumente Abbaupfad und SFA-Betriebskostenfaktor adressieren gänzlich unterschiedliche Problemstellungen. So ist er SFA-Betriebskostenfaktor notwendig, um eine vom Effizienzvergleich unabhängig Lücke im Regulierungssystem zu beseitigen – dieser adressiert outputbasierte Betriebskostensteigerungen innerhalb der Regulierungsperiode.

Der Abbaupfad in seiner Funktion als ein Sicherheitsmechanismus impliziert ein gewisses Verhältnis in den genehmigten Erlösen von Ist-Kosten und als effizient eingestuften Kosten („Yardstick-Kosten“). Die als ineffizient eingestuften Kosten werden in keinem realen Sinn tatsächlich „abgebaut“, dies ist eine reine Fiktion. Entsprechend spricht die Bundesnetzagentur selbst in Tenorziffer 10.3 vom „rechnerischen Abbau“ der Ineffizienzen. Vielmehr gibt der Verteilfaktor vor, welcher Anteil der ineffizienten Kosten basierend auf dem Basisjahr vom Netzbetreiber getragen werden. Die tatsächliche Kostenhöhe im betrachteten Jahr weicht hiervon im Regelfall ab. Eine „Beschleunigung“ des Abbaupfades ist entsprechend auch nicht in irgendeiner Weise systematisch an die Länge der Regulierungsperiode oder die Abstände der Basisjahre gebunden. Ansonsten wäre im Übrigen der 10-jährige Abbaupfad der ersten Regulierungsperiode schlicht systematisch falsch gewesen. Ebenso wäre dies beim 7,5-jährigen Abbaupfad (bei einer Regulierungsperiodendauer von 5 Jahren) in Österreich der Fall. Der Sicherheitsmechanismus des Abbaupfades und die Länge der Regulierungsperiode bzw. die Abstände der Basisjahre stehen in keinem funktionalen Verhältnis zueinander.

Sofern man hingegen die Annahme verträte, dass die ineffizienten Kosten tatsächlich entsprechend dem Abbaupfad abgebaut würden oder abzubauen seien und dies die tatsächliche Funktion und Auswirkung auf den Netzbetreiber widerspiegeln, würden sich weitergehende Folgen hieraus an anderer Stelle ergeben. Es ist einem Netzbetreiber aufgrund des Kapitalkostenabgleichs nicht möglich CAPEX aus dem Basisjahr erlöswirksam in einer Regulierungsperiode zu verringern. Wenn CAPEX im Verlauf einer Regulierungsperiode verringert werden, spiegelt sich dies direkt und ohne Zeitverzug über den Kapitalkostenabzug in der Erlösobergrenze wider. Gleichzeitig wird jedoch der Effizienzwert über den Verteilungsfaktor weiterhin auf die aus dem Basisjahr verbleibenden CAPEX angewandt. Selbst wenn der Netzbetreiber seine vollständigen (OPEX und CAPEX) als ineffizient erkannten Kosten über die CAPEX reduzieren würde, würde es auf die verbleibenden CAPEX immer noch Abzüge entsprechend dem Abbaupfad geben. Ein Abbau des CAPEX-Anteils der Ineffizienzen ist also vor dem Hintergrund des Kapitalkostenabgleichs nicht möglich. Dieser Sachverhalt ist analog zum entsprechenden Sachverhalt beim Xgen, der im Rahmen der Eckpunkte zur Methodenfestlegung Xgen diskutiert wurde (vgl. bspw. Stellungnahme Netze BW zum Eckpunktepapier zur zukünftigen Ausgestaltung des Produktivitätsfaktors vom 14. Oktober 2024, S. 11f.).

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Hieraus folgt, dass, sofern der Abbaupfad über eine reine Metapher hinausgeht und tatsächlich die Beziehung von Ineffizienzen und Kostenverlauf über die Regulierungsperiode widerspiegelt, der Verteilungsfaktor nicht auf die CAPEX angewandt werden darf. Andernfalls würde dies eine nicht erreichbare Effizienzvorgabe bedeuten.

Vorschlag zu den Tenorziffer 10 betreffenden Aufwandparametern: Anlagen im Bau

Ein Einbezug der Verzinsung für Anlagen im Bau (AiB) ins Ausgangsniveau sollte nicht stattfinden. Die entsprechende Regelung in Tenorziffer 9.4 kann dann entfallen.

Begründung:

Nach vorliegendem Sachstand StomNEF/GasNEF (Tenorziffer 10) ist die Verzinsung für Anlagen im Bau (AiB) im Basisjahr Bestandteil der beeinflussbaren Kapitalkosten. Somit wäre diese Verzinsung Teil der Aufwandparameter und würde in den Effizienzvergleich eingehen. Aus Sicht der Netze BW ist der Einbezug der Verzinsung der AiB des Basisjahres in den Effizienzvergleich jedoch nicht sachgerecht: Die während des Basisjahres anfallende Verzinsung für AiB wird in der drei Jahre später beginnenden, nachfolgenden Regulierungsperiode überhaupt nicht erlöswirksam: Aufgrund der vorgesehenen Regelung in Tenorziffer 9.4 wird diese Verzinsung der AiB aus dem Basisjahr durch den Kapitalkostenabzug aus dem Ausgangsniveau wieder entfernt, sodass die fortgeführten Kapitalkosten die Verzinsung der AiB aus dem Basisjahr nicht enthalten. Zudem stehen der Verzinsung der AiB aus dem Basisjahr noch keine Strukturparameter gegenüber. Diese Kapitalkosten aus dem Ausgangsniveau werden also weder erlöswirksam, noch sind sie in der im Effizienzvergleich berücksichtigten Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers repräsentiert. Es ist deshalb inkonsistent diese Kapitalkosten in den Effizienzvergleich einzubeziehen.

Durch den Einbezug der Verzinsung von AiB in den Effizienzvergleich weisen Netzbetreiber, die im Basisjahr aufgrund hoher Neuinvestitionen (z.B. durch vorausschauenden Netzausbau) in den Netzausbau eine im Vergleich hohe Verzinsung für AiB haben, im Effizienzvergleich ein im Vergleich zu anderen Netzbetreibern höheres Ausgangsniveau auf. Da diesen höheren Aufwandparametern keine entsprechenden, höheren Strukturparameter gegenüberstehen, wirkt sich dies auf verzerrende Weise negativ auf den Effizienzwert des betreffenden Netzbetreibers mit überdurchschnittlichen Neuinvestitionen aus.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

11 Kapitalkostenaufschlag

Vorschlag zu Tenorziffer 11.5 Satz 2, Satz 3 neu und Satz 4 neu:

Satz 2 der Tenorziffer sollte folgendermaßen neu gefasst werden: Unberücksichtigt bleiben betriebsnotwendige Vorräte. Nach Satz zwei sind zwei weitere Sätze einzufügen: Berücksichtigt wird dagegen das betriebsnotwendige Umlaufvermögen. Das betriebsnotwendige Umlaufvermögen ergibt sich aus dem Anteil, des im Basisjahr vorhandenen Verhältnisses von betriebsnotwendigem Umlaufvermögen zu kalkulatorischen Restbuchwerten des Sachanlagevermögens zu den kalkulatorischen Restbuchwerten des Sachanlagevermögens im Kapitalkostenschlag.

Begründung des Änderungsvorschlag Tenorziffer 11.5 Satz 2:

Die Verzinsungsbasis für den Kapitalkostenaufschlag sieht die Berücksichtigung der kalkulatorischen Restwerte abzüglich der entsprechenden Zuschüsse vor. Gemäß Tenorziffer 11.5 Satz 2 soll kein Umlaufvermögen in der Verzinsungsbasis innerhalb des Kapitalkostenaufschlag berücksichtigt werden.

Netze BW sieht eine Fixierung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens auf den Basisjahrwert als nicht sachgerecht an, da insbesondere den unterschiedlichen Dynamiken in Kapitalkostenaufschlag und Kapitalkostenabzug und dem damit verbundenen Bedarf an Umlaufvermögen nicht Rechnung getragen wird. Die Behörde begründet die Änderung der Behandlung des Umlaufvermögens im Kapitalkostenabzug (Erwägungen Abschnitt 12.3) mit dem schlichten Verweis, dass im Kapitalkostenaufschlag keine Berücksichtigung des Umlaufvermögens in der Verzinsungsbasis stattfindet (zum tautologischen Charakter dieser Begründung vgl. Anmerkungen zu Tenorziffer 9.3). Angedacht ist bisher im Kapitalkostenabzug, dass der Wert für das Umlaufvermögen auf dem Basisjahrniveau verbleibt. Dies lässt sich jedoch allein aus dem Kapitalkostenabzug, der gerade rückläufige Kapitalkosten abbildet, nicht herleiten. Implizit muss also der Behörde, zumindest dem Grunde nach, bewusst sein, dass es im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags auch einen Bedarf an Umlaufvermögen gibt, jedoch wird mit der vorgeschlagenen Beibehaltung des Umlaufvermögens auf Basisjahrniveau kein ökonomisch sachgerechter Ausgleich herbeigeführt. Die Auswirkungen einer Fixierung des Umlaufvermögens auf den Basisjahrwert lässt sich anhand des nachfolgenden Beispiels aufzeigen.

In der nachstehenden Tabelle ist die Entwicklung der Restbuchwerte des Kapitalkostenabzugs und des Kapitalkostenaufschlags eines beispielhaften Netzbetreibers mit steigenden Investitionsbedarf für den Zeitraum der vierten Regulierungsperiode dargestellt. Entsprechend der aktuellen Regelung für das anzuerkennende Umlaufvermögen im Kapitalkostenabzug, wird der Anteil des

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Umlaufvermögen (1/24 der Netzkosten) anhand der Restbuchwerte im Jahr 2021 bestimmt. In dem vorliegenden Beispiel ergibt sich ein Wert von 2,5%. Entsprechend dem Vorschlag der Netze BW, würde dieser Wert auch bei der Ermittlung des Umlaufvermögens für die Folgejahre, sowohl im Kapitalkostenabzug als auch im Kapitalkostenaufschlag angesetzt werden. Parallel dazu wird alternativ der aktuelle Vorschlag der Bundesnetzagentur – Konstanzhaltung des Umlaufvermögen auf Basisjahrniveau – dargestellt. Dies würde ein konstantes betriebsnotwendiges Umlaufvermögen für die komplette Regulierungsperiode in Höhe von 4,2 Mio. Euro bedeuten.

Anteil Umlaufvermögen (1/24 der Netzkosten) an Restbuchwerten im Basisjahr 2021: 2,5%						
In Mio. Euro						
	2021	2024	2025	2026	2027	2028
Netzkosten	100,0					
Restbuchwerte KKab	170,0	140,0	130,0	120,0	110,0	100,0
Restbuchwerte KKauf		30,0	70,0	105,0	150,0	200,0
Umlaufvermögen KKab	4,2	3,4	3,2	2,9	2,7	2,5
Umlaufvermögen KKauf		0,7	1,7	2,6	3,7	4,9
Summe Umlaufvermögen nach Tenorierung BNetzA		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Summe Umlaufvermögen nach Vorschlag Netze BW		4,2	4,9	5,5	6,4	7,3
Differenz der Summen		0,0	-0,7	-1,3	-2,2	-3,2

Abbildung 1: Beispiel Dynamisierung Umlaufvermögen

Es zeigt sich in diesem Beispiel deutlich, dass die Summen für das Umlaufvermögen deutlich voneinander abweichen und es aufgrund der unberücksichtigten Investitionsdynamik eine deutliche Unterdeckung bei dem unterstellten betriebsnotwendigen Umlaufvermögen geben würde. Dieses Ergebnis hängt selbstverständlich davon ab, dass die Restbuchwerte in Summe zunehmen, mit anderen Worten, dass die Neuinvestitionen höher sind als die Abschreibungen. Die Bezugsgröße der Restbuchwerte erachten wir als sachgerecht, da sie den dynamischen Kontext im Strombereich widerspiegelt und auch bereits jetzt von der Bundesnetzagentur zur Ermittlung des Umlaufvermögens im Kapitalkostenabzug herangezogen wird.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

12 Qualitätsregulierung

Vorschlag zur Tenorziffer 12.3:

Netze BW schlägt vor, dass alle Daten, die der Ableitung von Kennzahlenwerten zugrunde liegen, insbesondere auch die Daten zur Störungsstatistik (Einzelstörungsdaten der gemeldeten Versorgungsunterbrechungen), unter Angabe des jeweiligen Netzbetreibers veröffentlicht werden.

Begründung:

Tenorziffer 12.3 in Verbindung mit Tenorziffer 12.2 sieht vor, dass Kennzahlenwerte zur Beschreibung der Versorgungsqualität (Netzzuverlässigkeit, Netzleistungsfähigkeit oder Netzservicequalität) netzbetreiberindividuell veröffentlicht werden. Die Veröffentlichung kann auch die zur Ableitung der Kennzahlen veröffentlichten Daten umfassen. Nach Tenorziffer 12.4 sind darüber hinaus die aus den erhobenen Kennzahlen und Kennzahlenwerten entwickelten Kennzahlvorgaben zu veröffentlichen.

Nach Auffassung der Netze BW sollten im Sinne der Transparenz alle Daten, die von der Bundesnetzagentur zu Bildung von Kennzahlen und Kennzahlvorgaben verwendet werden, netzbetreiberindividuell und nicht anonym veröffentlicht werden. Hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit sollten also nicht nur die aus der Störungsstatistik abgeleiteten und für die Bestimmung der Bonus- / Maluszahlen relevanten Kennzahlvorgaben netzbetreiberindividuell veröffentlicht werden (Tenorziffer 12.4), sondern auch die der Ableitung dieser Kennzahlvorgaben zugrundeliegende Störungsstatistik („Einzelstörungsdaten der gemeldeten Versorgungsunterbrechungen“). Die Störungsstatistik enthält alle von der Bundesnetzagentur geprüften Versorgungsunterbrechungen und die damit zusammenhängenden Angaben zu Datum, Dauer, Störungsanlass aller Netzbetreiber und stellt die Grundlage für die Ermittlung der Kennzahlen ASIDI und SAIDI dar. Bisher wurde die Störungsstatistik nur anonym und lediglich unter Angabe einer Netzbetreibernummer veröffentlicht. Eine nicht-anonymisierte Veröffentlichung der Störungsstatistik erhöht die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der ermittelten Kennzahlvorgaben für die Netzzuverlässigkeit.

Vorschlag 1 zu Tenorziffer 12.5:

Nach Tenorziffer 12.5 sind bei der Ermittlung und näheren Ausgestaltung der Netzzuverlässigkeit und der Netzleistungsfähigkeit objektive strukturelle Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber zu berücksichtigen. Diese Formulierung sollte dahingehend ergänzt werden, dass bei der Ermittlung und Ausgestaltung der Kennzahlvorgaben auch topographische Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber zu berücksichtigen sind.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Begründung:

Diese Ergänzung um zu berücksichtigende topographische Unterschiede hat den Zweck keine exogenen gebietsstrukturellen Merkmale, die Einfluss auf den Umfang der Versorgungsunterbrechungen in einem Netzgebiet haben, a priori von der Ermittlung von Kennzahlvorgaben für die Netzzuverlässigkeit auszuschließen.

Vorschlag 2 zu Tenorziffer 12.5:

In Tenorziffer 12.5 sollten weitere Kriterien für die Ableitung von Kennzahlvorgaben in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit aufgenommen werden. Maßgebliche Kriterien sind Transparenz und Nachvollziehbarkeit, Einfachheit und geringer Verwaltungsaufwand sowie Objektivität.

Begründung:

Tenorziffer 12.5 enthält abgesehen von der Berücksichtigung objektiver struktureller Merkmale keine weiteren Kriterien für die Ableitung von Kennzahlvorgaben. Nach Auffassung der Netze BW sollten insbesondere hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit und für den zukünftigen Umgang mit Störungsanlässen weitere Kriterien zur Beurteilung der Sachgerechtigkeit aufgenommen werden. Relevante Kriterien in Bezug auf Ermittlung, Nachweisführung und Plausibilitätsprüfung der abgeleiteten Kennzahlvorgaben wäre Einfachheit und geringer Verwaltungsaufwand, Transparenz und Objektivität.

Hinsichtlich dieser Kriterien könnte eine auf Basis statistischer Maße aus den historischen Daten abgeleitete netzbetreiberindividuelle Anerkennungsgrenze für die Versorgungsunterbrechungen herangezogen und begründet werden. Für die Kategorisierung extremer Ereignisse könnte dann auf das Kriterium der höheren Gewalt verzichtet werden und den Verwaltungsaufwand sowohl bei der Behörde als auch bei den Netzbetreibern beträchtlich senken.

Vorschlag zu Tenorziffer 12.6:

Die Methodenfestlegung zur Qualitätsregulierung wird regelmäßig evaluiert und ggf. an geänderte Bedingungen angepasst.

Begründung:

Die Einführung der Netzleistungsfähigkeit und Energiewendekompetenz als grundsätzlich neue Elemente der Qualitätsregulierung sollte regelmäßig und in kurzen Abständen von der Bundesnetzagentur evaluiert werden. Erfahrungsgemäß sind mit der Einführung eines neuen Regulierungsinstrumentes erhebliche Unsicherheiten verbunden. Dies gilt insbesondere für datenhungrige empirische Regulierungsinstrumente. Es ist zu erwarten,

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

dass zumindest in den Anfangsjahren die Qualität neu abgefragter Daten nicht ausreichend ist, um sachgerechte Querschnittsvergleiche durchzuführen.

Dies ist umso wichtiger, als nach den Ausführungen der Bundesnetzagentur zum vereinfachten Verfahren (Erwägungen S. 179) die Vorgaben zur Qualitätsregulierung und insbesondere zur Energiewendekompetenz auch auf die Verteilnetzbetreiber des vereinfachten Verfahrens zu übertragen sind. Vor diesem Hintergrund ist zu beachten, dass eine qualitativ hochwertige Datenbasis für die sachgerechte Bestimmung von Bonus/Malus-Zahlungen für die Netzzuverlässigkeit unerlässlich ist und diese bei den Netzbetreibern des vereinfachten Verfahrens erst aufgebaut werden muss.

13 Härtefall

Keine Anmerkungen.

14 Regulierungskonto

Keine Anmerkungen.

15 Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber

Vorschlag zu Tenorziffer 15.6 (in Verbindung mit Tenorziffer 15.4):

Tenorziffer 15.6 sollte wie folgt geändert werden: Der Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils nach Tenorziffer 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 bezogen auf die zu berücksichtigenden Netzebenen mit der ursprünglich festgelegten Erlösobergrenze des abgebenden Netzbetreiber bezogen auf die zu berücksichtigenden Netzebenen nach Ziffer 4.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Begründung:

Tenorziffer 15.6 legt fest, dass sich der Pauschalbetrag für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils nach Tenorziffer 15.4 aus der Multiplikation des Verhältnisses der Kapitalkosten des übergehenden Netzteils zu den in der ursprünglich festgelegten Erlösobergrenze des abgebenden Netzbetreibers enthaltenen Kapitalkosten mit der ursprünglich festgelegten Erlösobergrenze des abgebenden Netzbetreibers ermittelt.

Eine Vereinfachung der Zuordnung der Erlösobergrenze auf ein Teilnetz ohne isolierte Bestimmung der operativen Kosten ist grundsätzlich sehr wünschenswert. Die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Systematik verkennt jedoch die strukturelle Unterschiedlichkeit der Netzbetreiber die von einem Netzübergang betroffen sind und insbesondere die strukturellen Kostenunterschiede zwischen den einzelnen Netzebenen. Insbesondere auf der Hochspannungsebene und der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung unterscheidet sich die Kostenstruktur und das OPEX/CAPEX Verhältnis sehr grundlegend von dem entsprechenden OPEX/CAPEX Verhältnis in der Mittel- und Niederspannungsebene. Die Ursachen für den deutlich höheren OPEX-Anteil in der Hochspannung liegen vor allem an dem deutlich höheren und wartungsintensiveren Freileitungsanteil aber auch an häufigeren Sicherheitsprüfungen, Inspektionen und einem aufwendigeren Störungsmanagement.

Ein deutlich höherer OPEX-Anteil auf der Hochspannungsebene (und ein entsprechend niedriger CAPEX Anteil) führt dazu, dass bei einer Netzabgabe, die ausschließlich die Mittelspannungs- und Niederspannungsebene betrifft (und dies ist die ganz überwiegende Zahl von Gebietsabgaben), der Pauschalbetrag für die zu übergebende Erlösobergrenze deutlich zu hoch ausfällt. Dies wiederum schafft zusätzliche wirtschaftliche Anreize für weitere Gebietsaufsplitterungen.

Netze BW schlägt daher vor, den Pauschalbetrag für den übergehenden Erlösobergrenzenanteil anhand des Verhältnisses der Kapitalkosten des übergehenden Netzanteils zu den Kapitalkosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter des Ausgangsniveaus bezogen auf die abgabegegenständlichen Netzebenen der Nieder- bis Mittelspannung zu ermitteln. Konkret wären der Kapitalkostenfaktor KK_t und die mit dem Kapitalkostenfaktor zu multiplizierende $EOG_{ab,t}$ um die Spannungsebenen der Hochspannung und der Umspannung zur Hochspannung zu reduzieren, insofern sie nicht abgabegegenständlich sind.

Die Ermittlung der Kosten der jeweiligen Spannungsebenen erfolgt im Zuge der Bestimmung der Netzentgelte des jeweiligen Jahres in Form der Verprobungsrechnung. Somit können die Kosten der Spannungsebenen, die nicht vom Übergang des Teilnetzes

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

betroffen sind, um diese reduziert werden und es ergibt sich eine $EOG_{ab,t}$ inklusive der Subtraktionsparameter $vermNE_t$ und $vorgNK_t$, die im richtigen Kosten/-Netzinfrastrukturverhältnis zwischen abgebenden Teilnetz und dem verbleibendem Netzteil des abgebenden Netzbetreibers im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode besteht.

Die Kapitalkosten der jeweiligen Spannungsebenen lassen sich über den Kostenprüfungsbogen, der nach Anlagenklassen gegliedert ist und auf Grundlage des fortgeführten Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus weiterentwickelt auf das jeweilige Jahr t der Regulierungsperiode bestimmt wird, einfach um diejenigen Anlagenklassen, die nicht abgabegegenständig sind, reduzieren. Somit kann ein angepasster KK_t ermittelt werden.

Im Ergebnis werden die Verhältnisse zwischen Kapitalkostenfaktor und der Erlösobergrenze des abgebenden Netzbetreibers auf das Maß an Spannungsebenen korrigiert, das auch abgabegegenständig ist.

Vorschlag zu Tenorziffer 15.7:

Tenorziffer 15.7 sollte wie folgt geändert werden:

$$EOG_{ÜN,t} = + \frac{KK_{ÜN,t}}{KK_{t(bSe)}} * (EOG_{ab,t(bSe)} - vermNE_{t(bSe)} - vorgNK_{t(bSe)})$$

$EOG_{ÜN,t}$: Anteil der Erlösobergrenze des übergehenden Netzteils im jeweiligen Jahr t der Regulierungsperiode,

$KK_{ÜN,t}$: Kapitalkosten auf der Grundlage des fortgeführten Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus des übergehenden Netzteils im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode,

$KK_{t(aSe)}$: Kapitalkosten auf der Grundlage des fortgeführten Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus des abgebenden Netzbetreibers im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode bezogen auf die zu berücksichtigenden Spannungsebenen des $KK_{ÜN,t}$

$EOG_{ab,t(aSe)}$: Die ursprünglich für den abgebenden Netzbetreiber festgelegte Erlösobergrenze nach im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode, bezogen auf die zu berücksichtigenden Spannungsebenen des $KK_{ÜN,t}$

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

$vermNE_{t(aSe)}$: Die in der ursprünglich für den abgebenden Netzbetreiber festgelegten Erlösobergrenze des Jahres t der Regulierungsperiode enthaltenen vermiedenen Netzentgelte, bezogen auf die zu berücksichtigenden Spannungsebenen des $KK_{ÜN,t}$

$vorgNK_{t(aSe)}$: Die in der ursprünglich für den abgebenden Netzbetreiber festgelegten Erlösobergrenze des Jahres t der Regulierungsperiode enthaltenen vorgelagerten Netzkosten, bezogen auf die zu berücksichtigenden Spannungsebenen des $KK_{ÜN,t}$

Begründung:

Vgl. Begründung zu Tenorziffer 15.6.

16 Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung

Anmerkung zu Tenorziffer 16.1 (vgl. auch Anmerkungen zu Tenorziffer 12.6):

Gemäß den Erwägungen der Bundesnetzagentur zum vereinfachten Verfahren (S. 178f) sollen Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren lediglich von der Teilnahme am Effizienzvergleich befreit sein. Die Vorgaben der Qualitätsregulierung, insbesondere der Energiewendekompetenz, sind nach den Ausführungen der Behörde hingegen auch auf die Verteilnetzbetreiber des vereinfachten Verfahrens zu übertragen. Inwiefern dies auch das „klassische“ Qualitätselement zur Netz Zuverlässigkeit betrifft, wird nicht deutlich. Falls die Bundesnetzagentur alle Bestandteile der Qualitätsregulierung für alle Verteilnetzbetreiber etablieren möchte, ist zu beachten, dass eine qualitativ hochwertige Datenbasis für die sachgerechte Bestimmung von Bonus/Malus-Zahlungen unerlässlich ist, und diese bei den Netzbetreibern des vereinfachten Verfahrens erst aufgebaut werden muss.

Es sollte daher klargestellt werden, wie Teilnehmer des vereinfachten Verfahrens im Rahmen der Qualitätsregulierung (Netz Zuverlässigkeit und Energiewendekompetenz) behandelt werden. Derzeit wird in Tenorziffer 12.6 dazu auf die Methodenfestlegung zur Qualitätsregulierung verwiesen.

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Anmerkung zu Tenorziffer 16.2 und 16.3:

Die Tenorziffern 16.2 und 16.3 bestimmen Zeitpunkt und Datenbasis sowie die zu betrachtende Marktabdeckung zur Bestimmung des Schwellenwerts für den Einbezug ins Regelverfahren bzw. vereinfachte Verfahren.

Am Beispiel der fünften Regulierungsperiode Strom würde dies Folgendes bedeuten: Der Schwellenwert für den Einbezug ins Regelverfahren bzw. vereinfachte Verfahren wird in der ersten Kalenderwoche 2027 auf Basis der zu diesem Zeitpunkt veröffentlichten Daten laut §23b EnWG festgelegt. Abgestellt wird auf die bereinigten Ausgangsniveaus laufenden vierten Regulierungsperiode. Die Daten stammen somit aus dem Basisjahr der vierten Regulierungsperiode, also dem Jahr 2021. Im Gasbereich würden die Daten zur Ermittlung des Schwellenwertes dementsprechend aus dem Jahr 2020 stammen.

Die Netze BW weist darauf hin, dass die Tabelle nach §23b zum jetzigen Zeitpunkt nicht vollständig ist und eine Ermittlung des Schwellenwerts basierend auf dem Jahr 2020 bzw. 2021 noch nicht möglich ist. Insbesondere seitens der Landesregulierungsbehörde liegen viele Daten entweder gar nicht oder nur teilweise vor. Es liegt an der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden sicherzustellen, dass die Erlösobergrenzenbescheide für die vierte Regulierungsperiode zeitnah fertiggestellt und die bereinigten Ausgangsniveaus entsprechend veröffentlicht werden. Die vollständige Veröffentlichung zum Stichtag sollte in der RAMEN-Festlegung festgeschrieben werden.

Die Netze BW schlägt außerdem vor, dass seitens der Behörde zusätzlich zur Bestimmung des Schwellenwertes auch eine vollständige Liste der Netzbetreiber veröffentlicht wird, die am Regelverfahren teilnehmen.

Wir möchten darauf hinweisen, dass die Zeitspanne zwischen dem Datum der herangezogenen Daten (2021 bzw. 2020) und dem Datum der erstmaligen Auswirkung dieser Daten (2029 bzw. 2028) sehr lang ist. Uns ist bewusst, dass aktuellere Daten nicht verfügbar sein werden. Dennoch kann sich innerhalb dieser Zeitspanne einiges an der Netzbetreiberlandschaft ändern.

Im Gas gilt dies umso mehr, da im Rahmen der KANU-Regelungen viele Netzbetreiber ihre Abschreibungsmodalitäten geändert haben und dies die Reihung der Netzbetreiber nach angepasstem Ausgangsniveau beträchtlich verändern kann.

Die Bundesnetzagentur begründet die Umstellung zur Ermittlung der Zugehörigkeit zum Regelverfahren bzw. vereinfachten Verfahren mit dem Wunsch auch Netzbetreiber mit verhältnismäßig wenigen Netzkunden, aber einer hohen Erlösobergrenze und somit wirtschaftlicher Bedeutung einer Effizienzprüfung zu unterziehen. Dies ist nachvollziehbar. Die Netze BW möchte jedoch darauf hinweisen, dass es sich bei solchen Netzbetreibern (wenige Kunden, hohe Erlösobergrenze) um strukturell besondere

Stellungnahme der Netze BW zur Festlegung eines Regulierungsrahmens
und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und
Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN)
Sachstand Tenor und Erwägungen

Netzbetreiber handeln kann, die im Effizienzvergleich eine Sonderstellung einnehmen und ggf. zu Verzerrungen führen können. Die Methodik des Effizienzvergleichs muss dem Rechnung tragen.

Anmerkung zu Tenorziffer 16.4:

Es wird nicht klar, wie bei der Berechnung des gewichteten arithmetischen Mittels der Effizienzwerte für die Teilnehmer des vereinfachten Verfahrens den Effizienzwerten der kleinen Netzbetreiber im Regelverfahren besonders Rechnung getragen wird. Dies sollte präzisiert werden.