Hinweis:

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.

GBK

Festlegungsentwürfe RAMEN | Geschäftszeichen: GBK-25-01-1#1 (Strom) und GBK-25-01-2#1 (Gas)

Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom) und Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas)

Formblatt für die Übermittlung von Stellungnahmen

Unternehmen / Verband / Behörde / Sonstige: (Pflichtfeld)	Netze BW GmbH		
		Marktrolle:	VNB Strom und Gas
Kontaktdaten*:			
Nachname:		Vorname:	
Kürzel:			
E-Mail:		Telefon:	

* Kontaktdaten werden bei Veröffentlichung der Konsultationsbeiträge **nicht** mitveröffentlicht.
Sie dienen ausschließlich eventueller Rückfragen durch die Große Beschlusskammer.

Weiter auf dem nächsten Tabellenblatt >>

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) **speichern, umbenennen und übersenden.** Sofern nicht der komplette Text dargestellt werden kann, verwenden Sie bitte die nächste Zeile für Ihre Eingabe.

Stellungnahme: Festlegungsentwürfe RAMEN | Geschäftszeichen: GBK-25-01-1#1 (Strom) und GBK-25-01-2#1 (Gas)

Nr.	Tenorziffer (Pflichtfeld)	Bezug	!	Weitere Auswahl (o	Thema (optional)	Stellungnahme
1	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Nur Strom	-		Gesamteinschätzung und Zusammenfassung	Die Bundesnetzagentur hat am 18. Juni 2025 den Entwurf der Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsnetzbetreiber (RAMEN Strom) veröffentlicht. Nach Veröffentlichung und Konsultation des Sachstands zu Tenor und Erwägungen zu Beginn des Jahres wird nun mit der Veröffentlichung des Festlegungsentwurf das formelle Verfahren zur Neuregelung des künftigen Regulierungssystems weitergeführt. Die Tenorierung des Festlegungsentwurfs stimmt weitestgehend mit dem Sachstand zu Tenor und Erwägungen überein: Die Bundesnetzagentur hält für die Zukunft weiter am System der Anreizregulierung fest. Die Bestimmung einer kalenderjährlichen Erlösobergrenze verbunden mit netzbetreiberindividuellen Effizienzvorgaben und einer Anpassung der Erlösobergrenze für Inputpreis- und Produktivitätsentwicklungen bleibt bestehen. Ab der sechsten Regulierungsperiode soll die Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahre verkürzt werden. Der Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten wird deutlich gekürzt und die Qualitätsregulierung soll um das Kriterium der Energiewendekompetenz erweitert werden. Konkrete Regelungen für zentrale weitere Parameter des Regulierungssystems (Xgen, EK-Zins, Effizienzvergleich) bleiben separaten Methodenfestlegungen vorbehalten. Zum aktuellen Festlegungsentwurf kann bis zum 30. Juli 2025 Stellung genommen werden. Diese Möglichkeit nimmt Netze BW auch im Namen der folgenden Verteilnetzbetreiber gerne wahr: •naturenergie netze GmbH, Schildgasse 20, 79618 Rheinfelden •Netze ODR GmbH, Unterer Brühl 2, 73479 Ellwangen •Netzgesellschaft Düsseldorf mbH, Höherweg 200, 40233 Düsseldorf •NHF Netzgesellschaft Heilbronn-Franken mbH, Weipertstraße 39, 74076 Heilbronn •NHL Netzgesellschaft Heilbronner Land GmbH & Co. KG, Weipertstraße 39, 74076 Heilbronn Gesamteinschätzung Mit der Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs hat die Bundesnetzagentur das förmliche Konsultationsverfahren für die Festlegung des Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom) [GBK-25-01-1#1] eingeleitet. Gegenüber dem im Januar veröffentlichten und konsultierten Sachstand zu Tenor und Erwägungen hat sich lediglich wenig geändert. Der vorliegende Festlegungsentwurf beinhaltet jedoch u.a. in größerem Umfang auch die Erwägungsgründe der Bundesnetzagentur, mit denen sie ihre Entscheidung begründet und die zugrundeliegenden Abwägungen erläutert. Insgesamt zeigt sich zum derzeitigen Zeitpunkt des Verfahrens ein gegenüber Jahresbeginn umfassenderes, wenngleich noch nicht vollständiges Bild des zukünftigen Regulierungssystems, da auch die Entwürfe weiterer Methodenfestlegungen zur Ausgestaltung zentraler weiterer Parameter des Regulierungsrahmens derzeit noch konsultiert (Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor, Kapitalverzinsung, Effizienzvergleich) werden.
2	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Nur Strom	-		Gesamteinschätzung und Zusammenfassung (Fortsetzung)	In der Gesamteinschätzung sehen wir jedoch nach wie vor nicht, dass das von der Bundesnetzagentur für die längerfristige Zukunft konzipierte Regulierungsregime ein ausgewogenes System von ausbalancierten Chancen und Risiken darstellt. Viele der konsultierten Änderungen führen zu einer einseitigen wirtschaftlichen Schlechterstellung der Netzbetreiber, während Mängel des bisherigen Systems zu Lasten der Netzbetreiber nicht beseitigt werden. Ausgehend vom Sachstand zu Tenor und Erwägungen zu Jahresbeginn bis zum nun veröffentlichten Festlegungsentwurf sehen wir keine wesentliche Weiterentwicklung in Richtung eines tragfähigen, vollständig ausgestalteten und zukunftsfähigen Regulierungsrahmens. Die Ausgestaltung einzelner Regulierungsinstrumente und die jeweiligen Erwägungsgründe sind an zentralen Stellen weiterhin unvollständig und widersprüchlich. Die inkohärente Ausgestaltung des entworfenen Regulierungssystems zeigt sich nach wie vor insbesondere in der Frage der Behandlung von dynamischen Kostenänderungen im zukünftigen Regulierungssystem. Obwohl die Bundesnetzagentur selbst an verschiedenen Stellen in den Erörterungen (z.B. Rd. 605) das dynamische Umfeld der Stromnetzbetreiber und die Notwendigkeit, Änderungen bei den Betriebskosten schneller in die Erlösobergrenzen einbringen zu können betont, enthält das nun zur Konsultation gestellte 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 weiterhin 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.
3	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Nur Strom	-		Gesamteinschätzung und Zusammenfassung (Fortsetzung)	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 systematisch zu einer strukturellen Kostenunterdeckung 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-Betriebskostenaufschlag durch die angedachte Verschärfung der Effizienzvorgaben wieder konterkariert. Vor dem Hintergrund der erheblich steigenden Unsicherheiten beim Effizienzvergleich (Datenunsicherheiten, Modellunsicherheiten, zunehmende Heterogenität, Einbezug neuer Kostenarten wie Personalzusatzkosten, Redispatchkosten, neuer Netzbetreiberdatensatz) sollte gerade 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 ihren jeweiligen Ist-Werten in der Erlösobergrenze angesetzt werden, kann die Einhaltung des „Erlösobergrenzenpfades“ nur durch überproportionalen Abbau von Betriebskosten erfolgen. In der Gesamtbewertung scheinen die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Änderungen im Regulierungsrahmen auch weiterhin von der Vorstellung eines erheblichen Kostensenkungspotentials bei den Netzbetreibern auszugehen und jedenfalls nicht davon, dass sich die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber aufgrund der Energiewende deutlich verändert und dies mit entsprechenden Kostenaufwüchsen auch bei den Betriebskosten einhergeht. Wir halten daher überwiegend an unseren bereits vorgetragenen Änderungsvorschlägen fest und verweisen an dieser Stelle auch auf unsere Stellungnahme vom 28. Februar 2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen. Unsere Stellungnahme vom 28. Februar 2025 zum Sachstand des Tenors und den Erwägungen ist daher ebenfalls als Bestandteil des formellen Konsultationsverfahrens zu betrachten.

4	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Nur Strom	-		Gesamteinschätzung und Zusammenfassung (Fortsetzung)	Wir halten daher überwiegend an unseren bereits vorgetragenen Änderungsvorschlägen fest und verweisen an dieser Stelle auch auf unsere Stellungnahme vom 28. Februar 2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen. Unsere Stellungnahme vom 28. Februar 2025 zum Sachstand des Tenors und den Erwägungen ist daher ebenfalls als Bestandteil des formellen Konsultationsverfahrens zu betrachten. 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. Die Netze BW befürwortet entweder die Anpassung über den OPEX-Xgen oder den Betriebskostenaufschlag auf Basis der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs. Ohne eine solche Anpassung bliebe das Regulierungssystem unvollständig. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die Kombination einer Verkürzung der Regulierungsperiode und dem OPEX-Xgen anhand jedes der von der Bundesnetzagentur herangezogenen Kriterien der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode überlegen ist. •Für die intendierte reine Verkürzung der Regulierungsperiode zur Abbildung des OPEX-Aufwuchses fehlt auch weiterhin eine überzeugende Begründung. Die Kriterien, mit denen die Bundesnetzagentur verschiedene regulatorische Instrumente zur Abbildung des OPEX-Aufwuchses bewertet, wie auch die Anwendung dieser Kriterien ist widersprüchlich und sachlich nicht haltbar.
5	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Nur Strom	-		Gesamteinschätzung und Zusammenfassung (Fortsetzung)	Regulierungsformel •Die unzureichende Inflationierung der Erlösobergrenze mit VPI/Xgen aufgrund des Ausklammerns der Preissteigerungen von zwei Jahren (sog. Zweijahresversatz) muss beseitigt werden. Hierzu ist in im Produktzeichen der Erlösobergrenzenformel die obere Multiplikationsgrenze t durch t+2 zu ersetzen. 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. Da vorliegend nur noch die Betriebskosten im Budgetprinzip verbleiben, besteht der Zweck der Erlösobergrenzenanpassung mittels VPI und Xgen in der Abbildung exogener Betriebskostenänderungen. Sofern die Anpassung über den VPI-Xgen-Mechanismus vollzogen wird, folgt entsprechend aus dem europarechtlichen Maßstab der Kostenorientierung, dass es das Ziel ist, den Xgen so zu bestimmen, dass die Differenz aus allgemeiner Inflation (VPI-Änderung) und Xgen der exogenen Betriebskostenänderung der Netzbranche während der Regulierungsperiode entspricht. Sofern die outputinduzierten Betriebskostenänderungen nicht Teil des Xgen sind, ist auf die Fiktion einer konstanten Versorgungsaufgabe in Bezug auf den Xgen abzustellen. •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. 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 weiterhin 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.
6	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Nur Strom	-		Gesamteinschätzung und Zusammenfassung (Fortsetzung)	Effizienzvergleich •Netze BW ist weiterhin der Auffassung, dass grundsätzliche, abstrakte Vorgaben zum Effizienzvergleich aus dem Energiewirtschaftsgesetz bereits in der RAMEN-Festlegung konkretisiert werden sollten. Hierzu gehören odie Konkretisierung der Kriterien Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben aus § 21a Energiewirtschaftsgesetz, odie Konkretisierung des Begriffs der strukturellen Vergleichbarkeit aus Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO, ound 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. •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. Qualitätsregulierung •Netze BW begrüßt es, dass die Bundesnetzagentur insbesondere unsere Vorschläge zur nicht anonymen Veröffentlichung der zugrundeliegenden Störungsstatistik und dem Einbezug der topographischen Unterschiede bei der Ermittlung und näheren Ausgestaltung der Netzzuverlässigkeit und der Netzleistungsfähigkeit aufgreift. Es wäre dennoch wünschenswert, wenn aus der Tenorziffer 12.3 deutlich hervorginge, dass die Veröffentlichung im Sinne der Transparenz auch die zugrundeliegenden Daten in nicht-anonymer Form umfasst. Des Weiteren sollte in der Methodenfestlegung Qualitätsregulierung sichergestellt werden, dass auch die topographischen Unterschiede der Netzbetreiber tiefergehend geprüft werden.
7	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Nur Strom	-		Gesamteinschätzung und Zusammenfassung (Fortsetzung)	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 Erlösobergrenzenanteil anhand des Verhältnisses der Kapitalkosten des übergehenden Netzanteils zu den Kapitalkosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter des Ausgangsniveaus bezogen auf die abgabegegenständlichen Netzebenen zu ermitteln. Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung •Netze BW hält es für zwingend notwendig, die Auswirkungen des Einbezugs neuer Netzbetreiber auf den Effizienzvergleich sorgfältig zu analysieren. So zeigt sich in der derzeitigen Umsetzung der SFA-Methodik die kontraintuitive Eigenschaft, dass ein Hinzufügen von ineffizienten Netzbetreibern die Effizienzwerte aller bislang im Effizienzvergleich vertretenen Netzbetreiber nach unten verzerrt. Methodische Ansätze diese kontraintuitive Wirkung zu verhindern sind vorhanden und sollten zwingend berücksichtigt werden.

8	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode	Nach der gegenüber dem Sachstand zu Tenor und Erwägungen unveränderten Tenorziffer 2.3 beträgt die Länge der Regulierungsperiode ab der sechsten Regulierungsperiode drei Jahre. Begründet wird die Verkürzung der Regulierungsbehörde von der Bundesnetzagentur mit der durch die Energiewende verursachten, verschärften Dynamik von Kostenänderungen (Rd. 606 f.). Die Verkürzung der Regulierungsperiode würde diese Dynamik schneller abbilden als eine fünfjährige Regulierungsperiode (Rd. 608). Netze BW hat in ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen (S. 7) darauf hingewiesen, dass auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode ein Instrument zur Abbildung von dynamischen Betriebskostenänderungen notwendig sei. Gemäß dem vorliegenden Konsultationsentwurf soll aber, wie bereits im Sachstand zu Tenor und Erwägungen erwähnt, das für die fünfte Regulierungsperiode vorgesehene Instrument zur Anpassung der Betriebskosten anhand der Vergleichsparameter aus dem bundesweiten Effizienzvergleich zur sechsten Regulierungsperiode entfallen. Dynamische Änderungen der Betriebskosten, die auf eine Veränderung der Versorgungsaufgabe zurückgehen, sollen ab der sechsten Regulierungsperiode also ausschließlich über die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre abgebildet werden. Damit besteht im künftigen (dreijährigen) Regulierungssystem nach wie vor eine systematische Lücke in Bezug auf innerperiodische Betriebskostenänderungen. In ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vom 28.02.2025 (S. 8) hat Netze BW daher vorgeschlagen, die Verkürzung der Regulierungsperiode nicht nur isoliert, sondern auch in Kombination mit zusätzlichen regulatorischen Instrumenten zur Abbildung dynamischer Betriebskostenänderungen in die Abwägung und Beurteilung einzubeziehen, da es a priori keinen Grund gibt, verschiedene Instrumente nicht miteinander zu kombinieren. Ebenso haben wir vorgeschlagen, auch das Netze BW Modell eines „OPEX-Xgen“ in die Betrachtung und Abwägung einzubeziehen, da auch der OPEX-Xgen-Vorschlag der Netze BW ein Instrument zur Abbildung von dynamischen Betriebskostenänderungen darstellt (Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 7). Auch hier beziehen sich die Einwände der Netze BW nicht auf eine Durchführung des OPEX-Xgen bei Beibehaltung der fünfjährigen Regulierungsperiode, sondern auf die Überlegenheit einer Kombination aus Verkürzung der Regulierungsperiode und Einsatz des OPEX-Xgen im Vergleich zu einer reinen Verkürzung der Regulierungsperiode.
9	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Schließlich hatte die Netze BW ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen darauf hingewiesen, dass die Begründung der Bundesnetzagentur für das alleinige Abstellen auf die dreijährige Regulierungsperiode sowohl von Inkonsistenzen geprägt wie auch insgesamt nicht überzeugend sei. Die von der Bundesnetzagentur für ihre Gesamteinschätzung zur Vorzugswürdigkeit der Regulierungsperiodenverkürzung im Sachstand herangezogenen, selbst definierten Beurteilungskriterien seien teilweise redundant und teilweise widersprüchlich. Dies bezog sich primär auf das Kriterium der „Kompatibilität mit der Anreizregulierung“. Auch die Anwendung der Kriterien auf die betrachteten Regulierungsinstrumente sei sachlich nicht haltbar, unvollständig und teilweise widersprüchlich (Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 14). Die von der Netze BW vorgetragenen Argumente bleiben auch vor dem Hintergrund des vorliegenden Konsultationsentwurfes im Grundsatz weiterhin gültig. Notwendigkeit eines regulatorischen Instruments zur Abbildung outputbasierter innerperiodischer Betriebskostenänderungen Die Bundesnetzagentur hat den Bedarf regelmäßigerer Anpassungen der Betriebskosten aufgrund des zunehmend dynamischen Umfelds der Stromnetzbetreiber bereits im NEST-Eckpunktepapier erkannt (S. 10 „Ziele der Regulierung“ im Eckpunktepapier NEST). Im vorliegenden Konsultationsentwurf 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 (Rd. 606). 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 Konsultationsentwurf zur RAMEN-Festlegung auch zukünftig über VPI und Xgen angepasst, wenngleich auch mit einer systematischen Unterdeckung durch den t-2 Zeitverzug. Gemäß vorliegendem Konsultationsentwurf sollen dynamische (Betriebs-) Kostenänderungen ab der sechsten Regulierungsperiode ausschließlich über die Verkürzung der Regulierungsperiode abgebildet werden. Eine innerperiodische Anpassung der Erlösobergrenze für outputinduzierte Betriebskostenänderungen ist laut Konsultationsentwurf ab der sechsten Regulierungsperiode nicht mehr vorgesehen.
10	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Nach Auffassung von Netze BW besteht hier eine strukturelle Lücke im Regulierungssystem, die es Netzbetreibern von vorneherein unmöglich macht, ihre effizienten (Betriebs-) Kosten zu erwirtschaften. Dies widerspricht dem zentralen aus dem Maßstab der Kostenorientierung abgeleiteten europarechtlichen Grundsatz, dass Netzkosten anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (Rd. 539). Es widerspricht auch dem in § 21 Abs. 2 S. 3 EnWG normierten Merkmal der Wettbewerbsanalogie. Denn unzweifelhaft werden auch im Wettbewerb Kosten, die auf eine Veränderung der Outputmenge zurückgehen, über die Erlöse erstattet. Insoweit, als die Bundesnetzagentur bestreitet, dass der von ihr identifizierte Anpassungsbedarf für dynamische Betriebskostenänderungen bereits Ausgangspunkt von Überlegungen sei, ein regulatorisches Instrument zur innerperiodischen Anpassung zu entwickeln (Rd. 609), so steht dies ganz offensichtlich im Widerspruch zu ihrem Handeln und ihrer Argumentation. So steht die Aussage, die Notwendigkeit eines solchen Instruments sei nicht Ausgangspunkt bzw. Zwischenergebnis ihrer Überlegungen, in offensichtlichem Widerspruch zur vorgenommenen Verkürzung der Regulierungsperiode, die genau mit der Begründung von dynamischen Betriebskostenänderung erfolgt. Ebenso stellt sich die Frage, warum die Bundesnetzagentur die Verkürzung der Regulierungsperiode genau als ein solches Instrument benennt. Dies sind offenkundige argumentative und performative Widersprüche. In der Folge besteht auch bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode ein entsprechender Anpassungsbedarf, da sich die Grundproblematik – steigende Betriebskosten aufgrund der innerperiodischen Änderung der Versorgungsaufgabe – durch die Verkürzung der Regulierungsperiode nicht ändert. Es ändert sich nur der Abstand der Zeitpunkte, zwischen denen die Problematik der Betriebskostenänderung ihre Wirkung entfaltet. Beurteilungs- und Abwägungsmethodik der Bundesnetzagentur Im vorliegenden Konsultationsentwurf der RAMEN-Festlegung (Abschnitt 7.1, S. 169 ff.) 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 Effizienzanreizen, Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung sowie administrative Umsetzbarkeit für die Netzbetreiber. Diese spiegelten die „zentralen unionsrechtlichen Maßstäbe für die Ermittlung der zulässigen Netzkosten“ wider (Rd. 610). Die Definition der verwendeten Beurteilungskriterien hat sich dabei gegenüber dem Sachstand Tenorierung und Erwägungsgründe nicht verändert.
11	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Treffsicherheit (Rd. 611) 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 Erlösobergrenze finden, wie sie im Rahmen einer „Kostenprüfung als betriebsnotwendige und effiziente Kosten anerkannt worden wären“. Es erscheint offenkundig, dass der primäre Bezug der Treffsicherheit zur Kostenorientierung selbst und nicht zur Kosteneffizienz besteht. Effizienzanreize (Rd. 613) Mit dem Kriterium zu Effizienzanreizen werden gemäß den Ausführungen der Bundesnetzagentur ebenfalls sowohl 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“. Gemäß den von der Bundesnetzagentur zitierten europarechtlichen Grundlagen sollen den Verteilnetzbetreibern Anreize für den kosteneffizientesten Betrieb und Ausbau ihrer Netze gesetzt und angemessene Anreize zur kurzfristigen und langfristigen Effizienzsteigerung geschaffen werden. Es erscheint offenkundig, dass der primäre Bezug der Effizienzanreize zur Kosteneffizienz und nicht zur Kostenorientierung besteht. Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung (Rd. 614) 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 Effizienzanreize durch Budgetansatz und Effizienzvergleich als zentrale Elemente.“ Erneut wird auf die unionsrechtlichen Maßstäbe der Kostenorientierung und Kosteneffizienz verwiesen. Der Bezug zu beiden (Sub-)Kriterien Budgetansatz und Effizienzvergleich ist in beiden Fällen für den Leser jedoch nicht nachvollziehbar.

12	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Administrative Umsetzbarkeit (Rd. 618) 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. Die Bewertung verschiedener regulatorischer Instrumente zur Abbildung dynamischer Betriebskostenänderungen und die Begründung für das ausschließliche Abstellen auf die Verkürzung der Regulierungsperiode wird von der Bundesnetzagentur anhand dieser von ihr definierten vier Kriterien vorgenommen. Die bewerteten regulatorischen Instrumente umfassen den Betriebskostenfaktor in Form des Wachstumsausgleich, die Erweiterung des Katalogs der nicht dem Effizienzvergleich unterliegenden Kosten, die Erweiterung des Katalogs der volatilen Kosten, die OPEX-Pauschale beim Kapitalkostenaufschlag, pauschalierte Härtefallanträge, Änderungen beim Verbraucherpreisindex und Produktivitätsfaktor, den Betriebskostenaufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs und die Verkürzung der Regulierungsperiode. Bewertung der Kriterienauswahl aus Sicht der Netze BW Netze BW hat bereits in ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen darauf hingewiesen, dass die zur Bewertung der möglichen Instrumente zur Abbildung dynamischer OPEX-Änderungen herangezogenen Kriterien in ihrer Bedeutung teilweise unklar, überschneidend, in ihrer Anwendung verzerrt und widersprüchlich sind (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 12 ff.). An dieser Einschätzung halten wir im Grundsatz fest. Die Kriterien der „Treffsicherheit“ und der „administrativen Umsetzbarkeit“ sind inhaltlich verständlich und nachvollziehbar. Hier ist selbstverständlich anzubringen, dass Unterschiede im Umsetzungsaufwand, insbesondere moderate Unterschiede, nur nachrangig zu den inhaltlichen Kriterien in die Bewertung einfließen dürfen. Eine in Hinblick auf Treffsicherheit überlegene Methode kann durch einen moderat höheren Umsetzungsaufwand in der Gesamtbewertung nicht nachteilig gegenüber der weniger treffsicheren Methode bewertet werden. Auch das Kriterium, inwiefern ein regulatorisches Instrument „Effizienzanreize“ setzt, ist grundsätzlich nachvollziehbar. Redundanzen mit dem Kriterium der Kompatibilität sind jedoch zu beachten.
13	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Das Kriterium Kompatibilität mit dem Regulierungssystem dagegen ist weder klar definiert noch erschließt sich seine Bedeutung aus der Anwendung auf einzelne Regulierungsinstrumente. Gemäß Rd. 614 soll mit dem Kriterium in den Blick genommen werden, inwieweit es zu systematischen Brüchen im Regulierungssystem kommt, insbesondere auf die Effizienzanreize durch den Budgetansatz und den Effizienzvergleich als zentrale Elemente. Erstens scheint damit gemeint zu sein, dass ein gegebenes Budget (operative Kosten des Basisjahres?) innerhalb der Regulierungsperiode in seiner Höhe nicht angepasst werden sollte. Zweitens scheint es um die Entkopplung von Kosten und Erlösen während der Regulierungsperiode zu gehen. Und drittens soll die Anreizwirkung des Effizienzvergleichs zum Tragen kommen. In Rd. 615 ergänzt die Beschlusskammer, dass das Kriterium der Kompatibilität die Wechselwirkungen und Widersprüche zu anderen vorgesehenen Elementen des Anreizregulierungsrahmens umfassen soll. Weiter wird in Rd. 615 darauf hingewiesen, dass Budgetansatz und Effizienzvergleich auf die Gesamtkosten abstellten und kein „Herausschälen“ einzelner Aspekte oder von Einzelsachverhalten erforderlich sei. Das Kriterium der Kompatibilität mit dem Regulierungssystem hat offensichtlich mehrere „Unterkriterien“ zum Inhalt. Diese sind nicht klar und abgegrenzt definiert und werden wahlweise und geradezu ad hoc zur Beurteilung der regulatorischen Instrumente herangezogen. Dies lässt die Anwendung des Kriteriums beliebig erscheinen. Auch ist von vorneherein bereits offensichtlich, dass ein Kriterium, welches die unveränderte Geltung des Basisjahrbudgets zur Bewertung heranzieht, im Widerspruch zu allen regulatorischen Instrumenten steht, die eine innerperiodische Anpassung des Betriebskostenbudgets aufgrund veränderter Versorgungsaufgaben zum Ziel haben. Insofern erscheint bereits die Auswahl bzw. Verwendung des Beurteilungskriteriums der Kompatibilität die Bewertung der Einzelinstrumente vorwegzunehmen – ohne dass für die Auswahl des Kriteriums selbst überzeugende Gründe vorliegen. Letztlich werden die konkreten Nachteile der von der Bundesnetzagentur am Ende nicht berücksichtigten Ansätze (insb. SFA-Betriebskostenaufschlag, jedoch auch OPEX-Xgen und Wachstumsausgleich) in Bezug auf das Kriterium Kompatibilität mit der Anreizregulierung nicht benannt oder nachgewiesen.
14	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Es wird im Konsultationsentwurf mehrfach ausgeführt (z.B. Rd. 648, 668), dass es generell zu Über- und Unterdeckungen und zu Substitutionen zwischen Aufgabenbereichen kommen könne. Eine Anpassung während der Regulierungsperiode sei dann nicht kompatibel mit der Anreizregulierung. Dies verkennt einerseits, dass ein deutlicher Nettoeffekt in Richtung einer steigenden Versorgungsaufgabe zu erwarten ist („starke Dynamik“), weswegen bereits deshalb die rein abstrakte Überlegung zu möglichen Über- und Unterdeckungen grundsätzlich fehlgeht. Substitutionen zwischen Aufgabenbereichen können innerperiodisch am ehesten durch den OPEX-Xgen (basierend auf historischen Entwicklungen) abgebildet werden, die reine Verkürzung der Regulierungsperiode kann jedoch ex definitione eine solche Verschiebung zwischen Aufgabenbereichen nur von einem Basisjahr zum nächsten Basisjahr abbilden. Sofern gemeint ist, dass es innerhalb der Zeitdauer einer (verkürzten!) Regulierungsperiode zu massiven Verschiebungen in den Aufgabenbereichen sowie den CAPEX und OPEX kommen könnte und die CAPEX/OPEX-Anteile der Netzbetreiber sich in Bezug auf ihre Aufgabenerfüllung stark veränderten, dann ist dies in höchstem Maße unrealistisch. Unrealistisch nicht zuletzt aufgrund von regulatorischen Nutzungsdauern der Betriebsmittel von 35-40 Jahren und technischen Nutzungsdauern, die dies im Regelfall noch übersteigen. Eine solche Verschiebung würde im Übrigen wiederum eine so enorme Dynamik implizieren, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode in höchstem Maße nicht treffsicher sein könnte. Die inkohärente und widersprüchliche Definition des Kriteriums der Kompatibilität ist insbesondere deshalb fatal, da dieses Kriterium letztlich den Ausschlag für die Behörde gibt, die Verkürzung der Regulierungsperiode als das überlegene Instrument einzustufen. Dies führt in der Konsequenz dazu, dass die Begründung der Bundesnetzagentur für diese Einstufung und die Bewertung der betrachteten regulatorischen Instrumente nicht tragfähig sind. Zuletzt sei angemerkt, dass auch bei dem Kriterium der Kompatibilität mit dem Anreizregulierungssystem kein Bezug zum Maßstab der Kostenorientierung erkennbar ist. Bei einem Kriterium, das die unveränderte Geltung des Basisjahrbudgets geradezu voraussetzt, liegt sogar ein Widerspruch zur Kostenorientierung in Bezug auf innerperiodische exogene Kostensteigerungen vor. Dies gilt in besonderem Maße vor dem Hintergrund des von der Bundesnetzagentur gesetzten Ausgangspunktes der sehr dynamischen Entwicklung im Netzbereich. Auch sei angemerkt, dass die Kritikpunkte anhand des Kriteriums Kompatibilität mit der Anreizregulierung auch auf das regulatorische Instrument des Xgen anwendbar wären. Dieser wäre dann auch nicht vereinbar mit der Anreizregulierung. Ein absurdes Ergebnis, das der mangelnden Eignung des Kriteriums selbst geschuldet ist. Das Kriterium sollte deshalb nicht in die Beurteilung der Instrumente einfließen.
15	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Grundsätzlich ist noch anzumerken, dass es sich bei der Abbildung outputinduzierter Betriebskostenänderungen um eine Angleichung der Erlösentwicklung an die Entwicklung der effizienten Kosten, hier spezifisch der Betriebskosten, handelt. Insofern ist der Grund für die regulatorischen Änderungen (sei es die geplante Verkürzung der Regulierungsperiode, ein anderes Instrument oder eine Kombination an Instrumenten) ein identifiziertes Problem in Hinblick auf den Maßstab der Kostenorientierung. Das Budgetprinzip bspw. bleibt bei allen hier diskutierten Instrumenten unberührt. Deshalb ist es folgerichtig, dass der Treffsicherheit, also dem einzigen Kriterium, das tatsächlich direkt mit der Kostenorientierung verknüpft ist, auch das größte Gewicht beigemessen wird. Eine Diskussion der relativen Bedeutung der vier Kriterien findet durch die Bundesnetzagentur nicht statt. Aus den genannten Gründen ist es jedoch geboten, der Treffsicherheit das größte Gewicht in der Beurteilung beizumessen. Einbezug OPEX-Xgen der Netze BW in die Bewertung Netze BW hat in ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen den fehlenden Einbezug des OPEX-Xgen als weiteres Instrument zur Abbildung dynamischer Betriebskostenänderungen kritisiert. Noch im Sachstand zu Tenor und Erwägungen wurde der OPEX-Xgen Vorschlag der Netze BW ohne Begründung und rein tautologisch aufgrund definitorischer Setzung nicht in die Bewertung einbezogen. Die Begründung zur Vorzugswürdigkeit der ausschließlichen Verwendung der Regulierungsperiodenverkürzung war insofern unvollständig (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 13 f.). Im vorliegenden Konsultationsentwurf setzt sich die Bundesnetzagentur mit dem OPEX-Xgen Vorschlag der Netze BW auseinander und bewertet den Vorschlag anhand der von ihr zur Bewertung herangezogenen Kriterien. In dieser Bewertung kommt die Bundesnetzagentur zu dem Schluss, dass für den OPEX-Xgen lediglich die leichte administrative Umsetzbarkeit spreche. Mit Blick auf die übrigen Kriterien erweise sich der OPEX-Xgen als weniger geeignet als die Verkürzung der Regulierungsperiode (Rd. 635). Die Bundesnetzagentur begründet dies wie folgt: Sofern auf die Werte der Kostenprüfung vor dem Effizienzvergleich abgestellt würde, würden auch ineffiziente Kosten Eingang in die Kostenfortschreibung finden. Damit verbunden wären Fehlanreize, wenn Kostenänderungen einzelner oder weniger Netzbetreiber die Steilheit des Trends beeinflussen könnten. OPEX-Steigerungen im Basisjahr würden belohnt und es entstünden Fehlanreize, die einer wirksamen Begrenzung der Kosten auf das effiziente Maß entgegenwirkten. Dieser Fehlanreiz und die potenziell negative Rückwirkung auf den Effizienzvergleich würden dabei auch zur im Vergleich geringerer Kompatibilität mit der Anreizregulierung führen (Rd. 636). Der Fehlanreiz und die Einbeziehung ineffizienter Kosten in die Trendbildung würden auch zu Lasten der Treffsicherheit gehen (Rd. 637). Gerade bei hoher Dynamik bestehe zudem die Gefahr, dass die Extrapolation der OPEX-Entwicklung sich ändernde Umstände nicht oder nur mir geringer Treffsicherheit erfasst (Rd. 638).

16	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Insofern als die Bewertung des OPEX-Xgen durch die Beschlusskammer sich auf die Fortschreibung ineffizienter Kosten vor Durchführung des Effizienzvergleichs stützt, geht sie von einem fehlerhaften Sachverhalt aus. Selbstverständlich sollten zur Fortschreibung des Kostentrends die aus dem Effizienzvergleich resultierenden effizienten Betriebskosten herangezogen werden. Ineffiziente Anteile würden dann nicht in die Trendberechnung der Betriebskosten eingehen. Um die effizienten Betriebskosten eines Netzbetreibers zu ermitteln, müssten schlicht die Betriebskosten mit dem Effizienzwert multipliziert werden. Die Netze BW möchte darauf ausdrücklich hinweisen, dass sie sich sowohl im Expertenaustausch zum Netze BW OPEX-Xgen vom 15. Juli 2024 wie auch im Expertenaustausch zum Eckpunktepapier Xgen der Bundesnetzagentur am 2. September 2024 entsprechend geäußert hat. Insoweit als die Bewertung der Beschlusskammer auf Fehlanreize zur Beeinflussung des Kostentrends durch OPEX-Steigerungen einzelner oder weniger Netzbetreiber im Basisjahr abstellt, stellt auch diese Argumentation keine valide Grundlage für die Bewertung des OPEX-Xgen dar. Zum einen können einzelne oder wenige Netzbetreiber allein den aggregierten Kostentrend aller Netzbetreiber nur in vernachlässigbarem Umfang beeinflussen. Es müsste sich also schon der überwiegende Teil der Netzbetreiber zusammenschließen und – sofern dies überhaupt möglich ist – koordiniert eine (zusätzliche) OPEX-Erhöhung im Basisjahr verabreden, um den Kostentrend quantitativ tatsächlich beeinflussen zu können. Einer solchen koordinierten Verabredung stünde jedoch entgegen, dass jeder einzelne Netzbetreiber Anreize hat, aus der Koalition auszuscheren, um individuell seinen Effizienzwert zu verbessern. Hier liegt ganz offensichtlich die typische Situation eines Gefangenendilemmas vor, die nach dem Stand der Wissenschaft in der Ökonomie ein koordiniertes Verhalten von sehr vielen Akteuren vor sehr hohe Hürden stellt. Insbesondere macht die mangelnde Überprüfbarkeit der verabredeten Verzerrung (der „unverzerrte“ OPEX-Anteil eines Netzbetreibers ist für Außenstehende nicht beobachtbar oder ermittelbar), also der Mangel eines Kontrollinstruments zur Überprüfung des kooperativen Verhaltens, ein erfolgreiches koordiniertes Vorgehen faktisch unmöglich. Darüber hinaus könnte ein derartiges koordiniertes Verhalten – wenn überhaupt – nur einmalig die „Steilheit“ des Kostentrends beeinflussen, denn der OPEX-Xgen ist eine Wachstumsrate, die die Entwicklung der Betriebskosten zwischen zwei Zeitpunkten beschreibt. Selbst wenn es gelänge, zwischen Periode t und t+1 Einfluss auf den Kostentrend zu nehmen (und damit den Xgen zu senken), müsste in der darauffolgenden Betrachtungsperiode, also zwischen t+1 und t+2 dieser Effekt sogar noch übertroffen werden, damit sich wiederum ein Effekt auf die Steilheit des Kostentrends und damit auf die Höhe des Xgen ergibt.
17	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Zu guter Letzt könnte man das Konzept des OPEX-Xgen auch schlicht auf eine statistische Ermittlung der durchschnittlichen branchenweiten OPEX-Steigerung umstellen. Hierzu müsste man schlicht eine normale OLS-Regression der Betriebskosten (BK) zum Zeitpunkt t auf die Betriebskosten des Zeitpunktes (t-1) und des branchenweiten Wachstums W_BK der Betriebskosten in Prozent durchführen. Diese Regression wäre für je zwei aufeinanderfolgende Basisjahre der Stützperiode durchzuführen und das Ergebnis zu mitteln. Die Regressionsformel hierfür wäre (der Index i bezeichnet das jeweilige Unternehmen; u_i den Fehlerterm des Modells; W_BK bezeichnet die zu schätzende OPEX-Steigerung in Prozent) wie folgt:
18	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	$log(BK_{i,t}) = log(BK_{i,t-1}) + W_{BK} + u_i$
19	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Der ermittelte Wachstumswert WBK in Prozent könnte dann verwendet werden, um die Betriebskosten – unter zusätzlicher Heranziehung der üblichen Differenzbildung mit dem VPI – während der Regulierungsperiode fortzuschreiben. Alle Netzbetreiber gingen dann mit dem gleichen Gewicht in die Bestimmung des Wachstums W_BK der Betriebskosten in Prozent ein. Eine individuell vorteilhafte Verzerrung der Betriebskosten zur Xgen-Senkung wäre damit aufgrund der sich individuell aus dem Effizienzvergleich ergebenden Nachteile bei sehr geringer Wirkung auf den Xgen durch die Gleichgewichtung von ca. 200 Netzbetreibern ausgeschlossen. Die koordinierte Vorgehensweise zwischen den Netzbetreibern ist aus den bereits genannten Gründen praktisch ausgeschlossen. Die monierten Nachteile des OPEX-Xgen sind durch diese Variante vollständig ausgeschlossen. Die vorgenommene Einstufung des OPEX-Xgen als vergleichsweise gering kompatibel mit der Anreizregulierung beruht also auf einer fehlerhaften Sachverhaltsbeurteilung und kann daher nicht begründen, warum der OPEX-Xgen als innerperiodisches Anpassungsinstrument für dynamische Kostenänderungen verworfen wird. Mindestens durch die Anpassung des OPEX-Xgen auf das oben beschriebene statistische Verfahren sind alle Nachteile in Hinblick auf die Kompatibilität gegenstandslos. Die seitens der Bundesnetzagentur angeführte Folgewirkungen auf die Treffsicherheit sind dann ebenfalls gegenstandslos. Die Bundesnetzagentur führt zudem aus, dass der OPEX-Xgen nur eine geringe Treffsicherheit aufweise, weil sich ändernde Umstände bei hoher Dynamik nur mit geringer Treffsicherheit erfasst würden, während die Verkürzung der Regulierungsperiode diese Dynamik mit höherer Treffsicherheit abbilde. Die Netze BW möchte hier der Bundesnetzagentur ebenso widersprechen und verweist auf die Argumentation aus ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 15 f.). Allerdings kann der Aspekt der Treffsicherheit im direkten Vergleich zwischen OPEX-Xgen und einer reinen Verkürzung der Regulierungsperiode dahinstehen. In der fünften Regulierungsperiode kommt der SFA-Betriebskostenaufschlag zur Anwendung und der OPEX-Xgen ist für diesen Zeitraum nicht notwendig. Ab der sechsten Regulierungsperiode ist dies anders. Der relevante Vergleich ist dann die reine Verkürzung der Regulierungsperiode gegenüber einer Verkürzung der Regulierungsperiode kombiniert mit dem OPEX-Xgen. Die Beurteilung der Treffsicherheit fällt in diesem Vergleich klar zugunsten der Kombination aus (siehe Unterabschnitt „Kombination von Instrumenten“).
20	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Weiterhin inkonsistente Anwendung der Kriterien zur Bewertung der regulatorischen Instrumente Netze BW hat in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen die inkonsistente Anwendung der Kriterien auf die Regulierungsinstrumente des Wachstumsausgleichs, des SFA-Betriebskostenaufschlags und der Verkürzung der Regulierungsperiode kritisiert (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 14 ff.). An dieser Einschätzung halten wir grundsätzlich fest. Auch in Bezug auf das von der Netze BW vorgeschlagene Instrument des OPEX-Xgen zur innerperiodischen Anpassung outputinduzierter Betriebskostenänderungen halten wir die Bewertung anhand der herangezogenen Beurteilungskriterien für nicht stichhaltig. Im Einzelnen: Treffsicherheit In Bezug auf das Kriterium Treffsicherheit bewertet die Bundesnetzagentur den Wachstumsausgleich und den OPEX-Xgen als weniger treffsicher als die Verkürzung der Regulierungsperiode (Rd. 622, 637). Die Treffsicherheit des SFA-Betriebskostenaufschlags, die im Sachstand zu Tenor und Erwägungen von der Behörde noch als ähnlich zu der Verkürzung der Regulierungsperiode bewertet wurde, wird im Konsultationsentwurf jetzt mit Verweis auf sich im Zeitablauf ändernde Kostentreiber und zukünftig mögliche nicht-lineare SFA-Modelle bzw. mit Verweis auf im Zeitablauf möglicherweise sinkender Strukturparameter eingeschränkt (Rd. 647). Diese Bewertung halten wir nach wie vor für falsch. Zwar kann grundsätzlich nachvollzogen werden, dass die Treffsicherheit des Wachstumsfaktors als unvollständig bewertet wird. Gleichermaßen ist jedoch auch die Treffsicherheit der Regulierungsperiodenverkürzung unvollständig. Der (ausschließlichen) Verkürzung der Regulierungsperiode wird von allen betrachteten Regulierungsinstrumenten a priori die höchste Treffsicherheit zugestanden, obwohl auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode outputinduzierte Betriebskostenänderungen regelmäßig bis zu fünf Jahre lang nicht erlöswirksam werden. Betriebskostenänderungen, die auf eine Änderung der Versorgungsaufgabe zurückgehen, werden innerhalb der Regulierungsperiode vollständig ignoriert. Da die Bundesnetzagentur gerade eine dynamische Entwicklung zum Ausgangspunkt ihrer Überlegungen zur Verkürzung der Regulierungsperiode macht, ist die Beimessung einer hohen Treffsicherheit der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode besonders verfehlt. In einer objektiv abgewogenen Betrachtung wären die identifizierten leichten Unschärfen bei der Treffgenauigkeit des SFA-Betriebskostenaufschlags aufgrund sich möglicherweise verändernder Kostenparameter gegen die erheblichen Unschärfen der Treffgenauigkeit einer ausschließlichen Regulierungsperiodenverkürzung abzuwägen. Substanzielle Änderungen der Parameter oder gar der Kostentreiber des Effizienzvergleichsmodells im Zeitverlauf einer (verkürzten!) Regulierungsperiode unterstellen eine Dynamik, die die Treffsicherheit der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode als vollkommen unzureichend erscheinen lässt.

21	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Die reine Möglichkeit, dass zukünftig im Effizienzvergleich nicht linearen Modelle angewendet werden könnten, erhöht in geringem Ausmaß den Umsetzungsaufwand, ändert aber nichts an der Treffsicherheit des Modells. In diesem Fall sind schlicht die marginalen Effekte für jeden Netzbetreiber zu bestimmen. Dies ist ein absolutes Standardvorgehen bei Regressionsmodellen mit nicht-linearen Parametern. In jedem Statistikprogramm gibt es vordefinierte Befehle, um diese Berechnung der marginalen Effekte durchzuführen. An dieser Stelle möchten wir nochmals wiederholen, dass die Einschätzung der Bundesnetzagentur zu den Einschränkungen der Treffsicherheit des SFA- Betriebskostenaufschlags aufgrund sich ändernder Kostentreiber und Koeffizienten des SFA-Modells mit einem sich dynamisch entwickelnden Umfeld begründet wird. Dies ist dann aber genau das Umfeld, in dem die ausschließliche Verkürzung der Regulierungsperiode zu einer besonders unzureichenden Treffsicherheit führt. Die Bewertung der beiden Instrumente „Verkürzung der Regulierungsperiode“ und „SFA-Betriebskostenaufschlag“ als gleichermaßen treffsicher oder sogar als treffsicherer zugunsten der Regulierungsperiodenverkürzung stellt also auf einen falschen Vergleich ab und impliziert damit eine fehlerhafte Beurteilung des Sachverhaltes. Dies gilt analog auch im Hinblick auf die Bewertung der Treffsicherheit eines OPEX-Xgen. Soweit Einschränkungen der Treffsicherheit beim OPEX-Xgen seitens der Behörden mit dynamischen Entwicklungen argumentiert werden, müssen diese auch der Treffsicherheit der Verkürzung der Regulierungsperiode angelastet werden. Auch hier gilt: Der direkte Vergleich zwischen SFA-Betriebskostenaufschlag bzw. OPEX- Xgen und einer reinen Verkürzung der Regulierungsperiode kann letztlich dahinstehen (s.o.). Der relevante Vergleich ist die reine Verkürzung der Regulierungsperiode gegenüber einer Verkürzung der Regulierungsperiode kombiniert mit dem SFA-Betriebskostenaufschlag bzw. OPEX-Xgen. Die Beurteilung der Treffsicherheit fällt in diesem Vergleich klar zugunsten der jeweiligen Kombination an Instrumenten aus (siehe Unterabschnitt „Kombination von Instrumenten“). Umsetzungsaufwand Im Hinblick auf den Umsetzungsaufwand bewertet die Bundesnetzagentur den SFA-Betriebskostenaufschlag als aufwandsärmer verglichen mit der Verkürzung der Regulierungsperiode (Rd. 647). Auch für den OPEX-Xgen spreche die leichte administrative Umsetzbarkeit (Rd. 635).
22	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Die von der Netze BW kritisierte (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 17), noch im Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgenommene Zuordnung von anderweitig in der RAMEN-Festlegung beabsichtigten Verfahrensvereinfachungen als Vorteil, der allein dem Instrument der Regulierungsperiodenverkürzung zuzurechnen ist, wird von der Beschlusskammer jetzt also anders beurteilt. Auch nach Einschätzung der Netze BW verursachen sowohl der SFA-Betriebskostenaufschlag als auch der OPEX-Xgen einen deutlich geringeren Verwaltungsaufwand als die Verkürzung der Regulierungsperiode. Sowohl bei den Netzbetreibern als auch bei den Regulierungsbehörden verursacht die Verkürzung der Regulierungsperiode einen erheblichen Mehraufwand, der durch die angestrebten Vereinfachungen in der Prüfungspraxis nicht aufzuwiegen sein wird. In Rd. 647 argumentiert die Behörde darüber hinaus jedoch, dass die angestrebten Vereinfachungen in Bezug auf die Kostenprüfung zumindest teilweise der Verkürzung der Regulierungsperiode zuzurechnen wären. Denn die Verkürzung der Regulierungsperiode bewirke eine Schwächung des Basisjahreffektes, wodurch die Prüfung auf Besonderheiten des Geschäftsjahres dosierter erfolgen könne. Aus Sicht der Netze BW erscheint das Argument eher konstruiert, um einen Vorteil der Verkürzung der Regulierungsperiode ableiten zu können und somit wenig glaubwürdig. Auch hier gilt: Der direkte Vergleich zwischen SFA-Betriebskostenansatz bzw. OPEX-Xgen und einer reinen Verkürzung der Regulierungsperiode kann letztlich dahinstehen (s.o.). Bei einem Vergleich mit der Kombination an Instrumenten wäre dieser Vorteil jedenfalls auch bei der Kombination von Instrumenten vorhanden. Effizienzanreize Das Kriterium des Setzens von Effizienzanreizen sieht die Bundesnetzagentur beim Wachstumsfaktor, dem SFA-Betriebskostenaufschlag und der Verkürzung der Regulierungsperiode als gleichermaßen erfüllt an. Netze BW stimmt dieser Einschätzung zu. Beim OPEX-Xgen dagegen würden Fehlanreize im Hinblick auf den Einbezug ineffizienter Kosten in den Kostentrend und die mögliche Beeinflussung des Kostentrends durch die Netzbetreiber im Basisjahr durch die dem Instrument zugestandenen Effizienzanreize zwischen den Basisjahren nicht aufgewogen. Der OPEX-Xgen wird hinsichtlich des Kriteriums Effizienzanreize deswegen als weniger geeignet eingestuft (Rd. 635, 636). Wir verweisen hier auf die bereits oben angeführte Argumentation in Bezug auf individuelle Anreize der Netzbetreiber und koordiniertes Verhalten der Netzbetreiber. Zudem verweisen wir auf die Möglichkeit, den von Netze BW vorgeschlagenen OPEX-Xgen statistisch zu ermitteln. Aus letzterem folgt ein gleichermaßen großer Einfluss aller Netzbetreiber auf den ermittelten Wert. Die abgeleitete Bewertung, dass der OPEX-Xgen das Kriterium des Setzens von Effizienzanreizen weniger gut erfülle als der Wachstumsfaktor, der SFA-Betriebskostenaufschlag oder die Regulierungsperioden-verkürzung, ist deswegen unzutreffend.
23	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Kompatibilität mit der Anreizregulierung Hinsichtlich des Kriteriums der Kompatibilität wird ausschließlich die Verkürzung der Regulierungsperiode als kompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung eingestuft. Sowohl der Wachstumsfaktor als auch der SFA-Betriebskostenaufschlag werden nahezu mit wortgleichen Ausführungen (Rd. 623 und 644) als nicht kompatibel mit dem Budgetprinzip der Anreizregulierung eingestuft. Der OPEX-Xgen wird erneut aufgrund des Einbezugs ineffizienter Kosten bzw. den Fehlanreizen im Basisjahr als nicht kompatibel mit der Anreizregulierung bewertet. Da die Verkürzung der Regulierungsperiode ex definitione und tautologisch das Kriterium der Kompatibilität mit der Anreizregulierung und dem Budgetprinzip erfüllt, muss es entsprechend im Abschnitt 7.1.8 des Konsultationsentwurfs auch nicht erörtert werden. Da die Nichtkompatibilität des OPEX-Xgen mit dem Anreizregulierungssystem auf denselben nicht stichhaltigen Begründungen beruht wie die mangelnde Treffsicherheit des OPEX-Xgen, sei auf die entsprechenden Ausführungen im Kapitel „Einbezug OPEX-Xgen der Netze BW in die Bewertung“ verwiesen. Wenn Kompatibilität mit der Anreizregulierung auf die grundsätzliche Ausnahme von innerperiodischen Anpassungen des Budgets abzielt, folgt hieraus, dass auch andere Instrumente, die innerperiodischen Anpassungen vornehmen, nicht kompatibel mit der Anreizregulierung sind. Die Anpassung über VPI und Xgen kommt einem hier in den Sinn, jedoch auch beispielsweise die Anpassung der volatilen Kosten. Dies ist offenkundig absurd. Der Grund für diese Absurdität ist die mangelnde Kohärenz des Kriteriums. Entgegen den Ausführungen der Bundesnetzagentur ist der von der Netze BW vorgeschlagene OPEX-Xgen kompatibel mit dem Grundansatz der Anreizregulierung. 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 im Gegensatz zu allen anderen Instrumenten nicht notwendig. Wie bereits im Abschnitt zur Bewertung der Kriterienwahl dargestellt, werden seitens der Behörde mit dem Kriterium der „Kompatibilität mit der Anreizregulierung insbesondere dem Budgetprinzip“ verschiedene Aspekte adressiert. Gemäß der Anwendung des Kriteriums auf den Wachstumsfaktor und den SFA-Betriebskostenausgleich scheint es darum zu gehen, dass innerperiodische Kostenanpassungen grundsätzlich nicht mit dem Budgetprinzip der Anreizregulierung kompatibel sein sollen. Weiterhin soll das „Herausschälen netzbetreiberindividueller Änderungen bei einzelnen Kostenbestandteilen“ auf ein notwendiges Minimum beschränkt werden. Und schließlich wird (nur) im Zusammenhang mit der Bewertung der Kompatibilität des Wachstumsfaktors seitens der Bundesnetzagentur argumentiert, dass dem Konzept aus Budget und wiederkehrender Effizienzprüfung immanent sei, Kostenänderungen gesamthaft zu betrachten (Rd. 623).
24	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Zu diesen verschiedenen im Kriterium Kompatibilität enthaltenen Aspekten hat Netze BW bereits in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen Stellung genommen (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 18 ff.). Zum einen sehen wir keine konsistente Argumentation der Bundesnetzagentur hinsichtlich der Kompatibilität eines Wachstumsfaktors und der an anderer Stelle angedachten Einführung eines Bonus für Energiewendekompetenz. Auch ein Bonus für Energiewendekompetenz bezieht sich nur auf ausgewählte Prozesse und Aktivitäten des Netzbetreibers und somit einzelne Kostenbestandteile. Auch die Ausführungen der Bundesnetzagentur hinsichtlich der Nicht-Kompatibilität des SFA-Betriebskostenaufschlags 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 mehrerlei Hinsicht wenig schlüssig und nicht überzeugend. Zum einen werden beim Ansatz des SFA-Betriebskostenaufschlags 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. Das Kriterium der Kompatibilität mit dem Grundansatz der Anreizregulierung wird also sowohl widersprüchlich wie auch sehr unterschiedlich verwendet. Während beim Wachstumsfaktor das Abstellen auf einzelne Kostenbestandteile angeführt wird, werden beim SFA-Betriebskostenaufschlag 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 auch in seiner Anwendung als beliebig erscheinen.

25	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Sofern die Bundesnetzagentur immer wieder betont, dass es die grundsätzliche Möglichkeit von Kostensteigerungen und -senkungen (Unterdeckungen bzw. -überdeckungen) gebe, so ist dies einerseits eine Binsenweisheit, jedoch in einem abstrakten Sinn richtig. Die Argumentation steht jedoch in Dissonanz mit dem Ausgangspunkt der Überlegungen: Einer starken Dynamik der Versorgungsaufgabe aufgrund der Energiewende. Es ist aus dem Kontext offenkundig, dass damit ein insgesamt deutliches Ansteigen der Versorgungsaufgabe gemeint ist. Insofern gehen die Überlegungen zu möglichen Über- und Unterdeckungen grundsätzlich fehl. Selbst wenn mitunter Aufgabenbereiche wegfallen oder durch Substitution verlagert werden, so ist in einer Nettobetrachtung ein starkes Anwachsen der Versorgungsaufgabe zu erwarten. Die reine Verkürzung der Regulierungsperiode setzt die Nettoentwicklung zwischen zwei Basisjahren jedoch axiomatisch auf Null. Beim OPEX-Xgen wird die Nettobetrachtung zwischen möglichen Über- und Unterdeckungen automatisch vorgenommen. Beim SFA-Betriebskostenaufschlag findet sie anhand der durch die Outputparameter des Effizienzvergleichs definierten Teilbereiche der Versorgungsaufgabe statt – also anhand jener abgrenzten Aufgabenbeschreibungen, die laut Bundesnetzagentur die Versorgungsaufgabe insgesamt am besten beschreiben. Die Verkürzung der Regulierungsperiode scheint die Bundesnetzagentur dagegen als vollständig kompatibel mit dem Ansatz der Anreizregulierung anzusehen. Sie leitet daraus die grundsätzliche Überlegenheit der ausschließlichen Verkürzung der Regulierungsperiode gegenüber anderen Regulierungsinstrumenten ab, obwohl der europarechtlich gebotene Maßstab der Kostenorientierung (dynamisch objektiver Effizienzkostenmaßstab) bei einer ausschließlichen Verkürzung der Regulierungsperiode gerade nicht erfüllt wird. In der Gesamtbeurteilung der von der Bundesnetzagentur vorgenommen isolierten Bewertung der regulatorischen Instrumente hinsichtlich des Kriteriums der Kompatibilität mit der Anreizregulierung zeigen sich also 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-Betriebskostenaufschlag 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 aufgrund des fehlenden Bezugs zur Kostenorientierung am wenigsten mit den Prinzipien der Anreizregulierung kompatibel ist.
26	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Kombination von Instrumenten Grundsätzlich geht die Verkürzung der Regulierungsperiode mit einer höheren Treffsicherheit im Vergleich zu einer längeren Regulierungsperiode einher. Gerade aber bei kürzeren Regulierungsperioden steigt auch die Treffsicherheit sowohl des SFA-Betriebskostenaufschlags (keine Veränderung von Kostenparametern und Regressionskoeffizienten des SFA-Modells) als auch die Treffsicherheit des OPEX-Xgen (Möglichkeit der Berücksichtigung aktuellerer Kostentrends). Insofern sollte eine Kombination aus Regulierungsperiodenverkürzung mit entweder dem SFA-Betriebskostenaufschlag oder dem OPEX-Xgen die Treffsicherheit deutlich erhöhen. Insbesondere kann der OPEX-Xgen mittels einer Verkürzung des Betrachtungszeitraums für den Kostentrend auch zeitnah aktuelle Kostenentwicklungen abbilden. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, auch die Kombination einer Verkürzung der Regulierungsperiode zum einem mit dem SFA-Betriebskostenaufschlag, zum zweiten mit dem Wachstumsausgleichsfaktor und zum dritten mit dem OPEX-Xgen der Netze BW in die Bewertung einzubeziehen (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 7). Die Bundesnetzagentur ist diesem Vorschlag nachgekommen und hat genau diese Kombinationen regulatorischer Instrumente anhand der von ihr herangezogenen Kriterien untersucht. Dabei erläutert die Behörde in Rd. 674 zunächst, dass ein weiterer Mechanismus zur innerperiodischen Anpassung an steigende oder sinkende Betriebskosten bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode nicht notwendig sei. Es läge in der Natur des über die Erlösobergrenze zur Verfügung gestellten Budgets, dass es zu Über- und Unterdeckungen kommen könne. In der Gesamtbetrachtung aller beeinflussbarer Kosten könne das zur Verfügung gestellte Budget wegen gegenläufiger Entwicklungen einzelner Positionen auskömmlich sein. Dies ist selbstverständlich in einem abstrakten Sinn richtig. Es steht jedoch – wie bereits oben ausgeführt – in Dissonanz mit dem Ausgangspunkt der Überlegungen: Einer starken Dynamik der Versorgungsaufgabe aufgrund der Energiewende. Es ist aus dem Kontext offenkundig, dass damit ein insgesamt deutliches Ansteigen der Versorgungsaufgabe gemeint ist. Insofern gehen die abstrakten Überlegungen zu möglichen Über- und Unterdeckungen grundsätzlich fehl. Im anschließend vorgenommenen direkten Vergleich der Kombination von SFA-Betriebskostenaufschlag und Regulierungsperiodenverkürzung kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass die reine Regulierungsperiodenverkürzung weniger treffsicher sei als die Kombination aus Regulierungsperiodenverkürzung und SFA-Betriebskostenaufschlag. Dies ist offenkundig korrekt.
27	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Dies gilt – insbesondere vor dem Hintergrund der Erläuterungen der Netze BW in den vorangegangenen Unterabschnitten – auch für den OPEX-Xgen. Dieser ist im Mittel treffsicher. Die reine Verkürzung der Regulierungsperiode dagegen impliziert ein axiomatisches Festlegen von Outputsteigerungen von exakt Null zwischen zwei Basisjahren. Dies ist wiederum vor der als Ausgangspunkt stehenden aktuellen und zukünftigen Dynamik im Netzbereich systematisch zu niedrig. Die schnellere Abbildung von Kostenaufwüchsen durch die Verkürzung der Regulierungsperiode liegt offenkundig auch bei der Kombination aus Verkürzung der Regulierungsperiode und OPEX-Xgen vor. Trotz zugestandener höherer Treffsicherheit und bei gleicher Einstufung im Hinblick auf das Kriterium der Effizienzanreize sei die reine Verkürzung der Regulierungsperiode gegenüber der Kombination mit dem SFA-Betriebskostenaufschlag vorzugswürdig (Rd. 681, 682). Ausschlaggebend für diese Einschätzung ist erneut das Kriterium der Kompatibilität mit der Anreizregulierung. Die mangelnde Kompatibilität der Instrumentenkombination wird dabei erneut und wortgleich mit der mangelnden Kompatibilität des SFA-Betriebskostenausgleichs analog zu den Ausführungen in Rd. 644 begründet. Wir verweisen daher auf unsere Ausführungen im vorhergehenden Kapitel, Abschnitt Kompatibilität mit der Anreizregulierung. Ein minimal höherer Aufwand der Kombination an Instrumenten darf selbstverständlich kein ausschlaggebender Faktor sein. Dies wäre nur dann angezeigt, wenn eine faktische Umsetzung grundsätzlich in Frage stünde, nicht jedoch durch einen (sehr geringen) höheren Aufwand. Der SFA-Betriebskostenaufschlag erzeugt nur einen sehr geringen zusätzlichen Aufwand. Darüber hinaus stellt die Treffsicherheit aufgrund ihres direkten Bezugs zur Kostenorientierung das für die Beurteilung zentrale Kriterium dar, wohingegen das Kriterium der Kompatibilität mit der Anreizregulierung generell nicht geeignet ist bzw. auf Überlegungen aufsetzt, die in der Realität nicht gegeben sind und andere etablierte Instrumente der Anreizregulierung wie den Xgen als nicht kompatibel mit der Anreizregulierung klassifizieren würde. Das Kriterium der Kompatibilität sollte entsprechend keinen Einfluss auf die Beurteilung ausüben. Hieraus folgt, dass die von der Bundesnetzagentur festgestellte Überlegenheit der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode gegenüber der Kombination mit dem SFA-Betriebskostenaufschlag falsch ist. Die Kombination aus Regulierungsperiodenverkürzung und SFA-Betriebskostenaufschlag ist das faktisch überlegene Instrument. Hinsichtlich der Instrumentenkombination von OPEX-Xgen und Regulierungsperiodenverkürzung wird lediglich auf die bereits bei der jeweils isolierten Betrachtung des OPEX-Xgen vorgenommene Bewertung verwiesen. Daher verweist auch Netze BW an dieser Stelle nur auf die bereits im vorangegangenen Kapitel erfolgten Ausführungen zur inkonsistenten und fehlerhaften Bewertung des OPEX-Xgen anhand der von der Beschlusskammer definierten Kriterien. In Kombination mit der höheren Treffsicherheit des OPEX-Xgen gilt auch hier: Die Kombination aus OPEX-Xgen und Verkürzung der Regulierungsperiode ist der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode faktisch überlegen.

28	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Verkürzung der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Abschließend ist zu sagen: Sofern man die Ausführungen der Behörde zur Dynamik der Energiewende und den damit einhergehenden schnelleren Kostenänderungen ernst nimmt – alles andere würde auch in offensichtlichem Widerspruch zu dem von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen Strom stehen – muss auch zukünftig von einer wachsenden Versorgungsaufgabe und damit outputindizierten Betriebskostenaufwüchsen ausgegangen werden. Falls outputinduzierte Betriebskostensteigerungen sich nicht einstellen sollten, ist das Instrument des SFA-Betriebskostenaufschlags zudem so konzipiert, dass es auch nicht zu Zuschlägen auf das Betriebskostenbudget des Basisjahres führt. Im umgekehrten Fall aber, wenn es – wie absehbar der Fall ist – zu exogen veranlassten Betriebskostensteigerungen kommt, bietet nur die Kombination der Instrumente Netzbetreibern die Möglichkeit, ihre effizienten Kosten zu erwirtschaften. Gleiches gilt mit einer kurzen Zeitverzögerung für den OPEX-Xgen – die Zeitverzögerung wirkt jedoch symmetrisch in Bezug auf Abweichungen, es liegt also keine Verzerrung vor. In Summe lässt sich feststellen: Die Kombinationen aus Verkürzung der Regulierungsperiode und SFA-Betriebskostenaufschlag bzw. OPEX-Xgen sind der reinen Verkürzung der Regulierungsperiode eindeutig als überlegen zu bewerten. Konkrete Vorschläge zu Tenorziffer 2.3 Da nach den vorangegangenen Ausführungen die Überlegenheit einer ausschließlichen Regulierungsperiodenverkürzung von der Bundesnetzagentur nicht objektiv und konsistent bewertet und begründet wurde, schlägt die Netze BW vor, Tenorziffer 2.3 wie folgt zu ändern: Vorschlag 1: „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: Auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode ist ein Instrument zur Abdeckung von Betriebskostenerhöhungen, die auf eine exogene Änderung der Versorgungsaufgabe zurückgehen, innerhalb der Regulierungsperiode notwendig. Ohne ein regulatorisches Instrument zur innerperiodischen Anpassung outputbedingter Betriebskosten-steigerungen bliebe das Regulierungssystem strukturell unvollständig und die Netzbetreiber wären von vorneherein nicht in der Lage, ihre effizienten Kosten zu erwirtschaften. Die Verkürzung der Regulierungsperiode kann dabei problemlos mit anderen regulatorischen Instrumenten zur Abbildung outputbasierter Kostensteigerungen kombiniert werden. Netze BW schlägt eine Kombination entweder mit dem OPEX-Xgen (Modell der Netze BW) oder dem Betriebskostenaufschlag anhand der SFA-Koeffizienten vor. Vorschlag 3: Die Bundesnetzagentur sollte die Auswahl der Kriterien zur Beurteilung der regulatorischen Instrumente auf stringente, inhaltlich nachvollziehbare und möglichst wenig redundante Kriterien beschränken. Insbesondere das Kriterium der „Kompatibilität mit den Prinzipien der Anreizregulierung" erscheint in Definition wie Anwendung nicht stringent und teilweise widersprüchlich. Dieses Kriterium sollte in Definition wie Anwendung deutlich nachgeschärft oder durch ein stringentes Kriterium ersetzt werden.
29	3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Dauer der fünften Regulierungsperiode	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen unverändert an der Übergangsregelung fest, wonach eine fünfjährige Regulierungsperiode letztmalig in der fünften Regulierungsperiode zur Anwendung kommen soll. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, die Länge der Regulierungsperiode ab der sechsten Regulierungsperiode nicht abschließend festzulegen, sondern in der RAMEN-Festlegung eine Öffnungsklausel zu belassen, die ab der sechsten Regulierungsperiode eine regelmäßige Überprüfung ermögliche (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 22). Dies wäre konsistent dazu, dass eine Evaluierung vorgesehen sei, inwiefern die vorgesehenen Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente ausreichend für einen Umstieg auf eine dreijährige Regulierungsperiode sind. Eine endgültige Festlegung der Regulierungsperiode auf drei Jahre wäre inkonsistent und würde überdies das Ergebnis der Evaluierung vorwegnehmen. Je nach Ergebnis wäre außerdem eine erneute Befassung und Konsultation mit der RAMEN-Festlegung erforderlich. Die Bundesnetzagentur lehnt eine solche Öffnungsklausel mit der Begründung ab, dass es aus ihrer Sicht im Interesse der Verlässlichkeit und der Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens nicht wünschenswert sei, stets vor jeder Regulierungsperiode erneut über deren Dauer zu befinden (Rd. 697). Vor dem Hintergrund der allgemein anerkannten dynamischen Entwicklung und den geplanten Änderungen des Regulierungsrahmens, hält es Netze BW hingegen für zwingend notwendig, dem Ergebnis der Überprüfung und Evaluierung der Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente nicht vorgreifen zu wollen. Zudem bedeutet eine Öffnungsklausel gerade nicht, dass die Dauer der Regulierungsperiode stets geändert werden muss, sofern es jedoch erforderlich wäre, kann sie entsprechend der Ergebnisse der Evaluation angepasst werden – und zwar ohne weitere Befassung und Konsultation der RAMEN-Festlegung und gegebenenfalls weiterer Festlegungen. Netze BW hält daher an ihrem Vorschlag zur Dauer der Regulierungsperiode fest. Vorschlag zu Tenorziffer 3.1: Sofern die vorgeschlagenen Änderungen zu Tenorziffer 2.3 umgesetzt werden, kann Tenorziffer 3.1 entfallen.
30	3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode	Nur Strom	-		OPEX-Anpassung in der fünften Regulierungsperiode	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen unverändert an der Übergangsregelung fest, wonach lediglich für die fünfte Regulierungsperiode eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf die operativen Kosten (OPEX) erfolgen soll. Die jährliche Anpassung der Betriebskosten soll anhand der Vergleichsparameter aus dem bundesweiten Effizienzvergleich erfolgen. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, die Regelung zur innerperiodischen Betriebskostenanpassung generell in der RAMEN-Festlegung aufzunehmen und nicht nur als Sonderregelung für die fünfte Regulierungsperiode (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 23 f.). Generell sei in einem in ökonomischer Perspektive vollständigen Regulierungssystem auch für innerperiodische outputinduzierte Kostenänderungen ein regulatorischer Mechanismus vorzusehen, der es Netzbetreibern grundsätzlich ermögliche, ihre effizienten Kosten erstattet zu bekommen. Dies gelte unabhängig davon, ob die Regulierungsperiode drei oder fünf Jahre betrage. Betriebskostenänderungen, die auf eine Veränderung der Versorgungsaufgabe zurückgehen, würden nach dem vorliegenden Entwurf ab der sechsten Regulierungsperiode grundsätzlich nicht mehr erstattet. Insofern weise das vorgeschlagene Regulierungsdesign eine konzeptionelle und tatsächliche Lücke auf. Die jährliche Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf die outputinduzierten operativen Kosten sei daher als regelmäßiges regulatorisches Instrument zu verankern. Alternativ könne 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 müsse. Eine derartige Anpassung für outputinduzierte Kostenänderungen erscheine umso dringlicher, als die sog. Personalzusatzkosten zukünftig nicht mehr als KAnEu eingestuft werden könnten und es somit auch nicht einmal mehr teilweise möglich sei, 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 und seiner pauschalen Wirkung sei nach Auffassung der Netze BW auch sicherzustellen, dass keine Anpassung der Betriebskosten unter das Niveau des Basisjahres (OPEX0), beispielsweise aufgrund einer volatil schwankenden Jahreshöchstlast, erfolge. Die Bundesnetzagentur lehnt eine generelle Regelung zur outputinduzierten innerperiodischen Betriebskostenanpassung ab. Eine solche Regelung sei lediglich als Übergangsregelung für die fünfjährige fünfte Regulierungsperiode erforderlich. Ansonsten sei die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre stets das vorzugswürdige Instrument, da dadurch im Hinblick auf jegliche Dynamik eine häufigere und schnellere Anpassung des Budgets über Kostenprüfung und Effizienzvergleich erfolge (Rd. 691).
31	3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode	Nur Strom	-		OPEX-Anpassung in der fünften Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Netze BW teilt die Argumentation und Einschätzung der Bundesnetzagentur weiterhin nicht und hält daher an ihrem Vorschlag zu Tenorziffer 3.2 fest (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 23 f.). 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.

32	3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode	Nur Strom	-		Evaluierung	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen unverändert an der Übergangsregelung fest, wonach eine Evaluierung lediglich einmalig zum 31. Dezember 2030 vorliegen soll. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, generell eine Regelung zur Evaluierung des Regulierungsrahmen in der RAMEN-Festlegung aufzunehmen und nicht nur als Sonderregelung für die fünfte Regulierungsperiode (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 24). Gerade vor dem Hintergrund der allgemein anerkannten dynamischen Entwicklung und den geplanten Änderungen des Regulierungsrahmens, hielte es Netze BW hingegen für erforderlich und angemessen, den Regulierungsrahmen einer regelmäßigen Prüfung und Beurteilung zu unterziehen. Die Bundesnetzagentur geht auf den Vorschlag einer regelmäßigen Evaluation nicht weiter ein. Vielmehr geht die Regulierungsbehörde davon aus, dass zum Evaluierungszeitpunkt bereits umfassende Erkenntnisse vorliegen, um zu beurteilen, ob die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente ausreichend für den Umstieg auf die dreijährige Regulierungsperiode sind (Rd. 694). Einen weiteren, regelmäßigen Überprüfungs- und Evaluierungsbedarf scheint die Bundesnetzagentur nicht zu sehen. Angesichts der Tragweite und der teils kontroversen Diskussionen der bislang vorgesehenen Änderungen im Regulierungsrahmen hält es Netze BW jedoch weiterhin für erforderlich, eine Regelung für eine regelmäßige Evaluierung in der RAMEN-Festlegung aufzunehmen. Zudem hielte Netze BW es für angemessen, wenn die Evaluierung durch eine mit Wissenschaftlern besetzte Expertenkommission begleitet werden würde und eine öffentliche Konsultation durchgeführt werden würde. Gemäß § 64 EnWG kann auch eine unabhängige Regulierungsbehörde zur Vorbereitung ihrer Entscheidungen oder zur Begutachtung von Fragen der Regulierung wissenschaftliche Kommissionen einsetzen. Gerade für derart grundsätzliche Fragen im Zusammenhang der Evaluierung der Regulierungskonzeption erscheint es naheliegend, dass die Regulierungsbehörde den ihr seitens des Energiewirtschaftsgesetzes zur Verfügung stehenden Rahmen ausschöpft. Netze BW hält daher weiterhin an ihrem Vorschlag zu Tenorziffer 3.3 fest. 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.
33	4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze	Nur Strom	-		Abbildung von outputinduzierten Kostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen daran fest, kein Instrument zur Abbildung von outputinduzierten Kostenänderungen bei den Betriebskosten innerhalb der Regulierungsperiode in die Erlösobergrenzenformel aufzunehmen. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, ein regulatorisches Instrument für die Anpassung von Betriebskostenänderungen vorzusehen, die auf eine Änderung der Versorgungsaufgabe innerhalb der Regulierungsperiode zurückgehen (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 24 f.). Die Bundesnetzagentur greift diesen Vorschlag im vorliegenden Festlegungsentwurf nicht auf. In ihren Erwägungsgründen erwähnt die Bundesnetzagentur lediglich, dass eine Anpassungsmöglichkeit im Hinblick auf die operativen Kosten im Rahmen einer Übergangsregelung für die fünfte Regulierungsperiode vorgesehen sei und verweist auf die dementsprechend für die fünfte Regulierungsperiode abweichende Regulierungsformel (Rd. 713). Im Weiteren führt die Bundesnetzagentur in den Erwägungsgründen aus, dass es in der generellen Erlösobergrenzenformel zudem dahingehend Anpassungen gegeben habe, dass nun insbesondere eine differenzierte Betrachtung der CAPEX und OPEX erfolge, die daraus resultiere, dass die doppelte Inflationierung der CAPEX zu korrigieren gewesen sei (Rd 714, 720). Eine explizite Regelung der beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile sei damit entbehrlich (Rd. 714). Außerdem erfolge eine Korrektur des Abgleichs der volatilen Kosten, mittels derer eine Doppelanerkennung ausgeschlossen werde (Rd. 715). Die eher technisch geprägten Anpassungen der Erlösobergrenzenformel hinsichtlich der Differenzierung nach CAPEX und OPEX sowie der Korrektur des Abgleichs der volatilen Kosten sind soweit zutreffend und nachvollziehbar. Netze BW ist jedoch nach wie vor der Auffassung, dass in der Erlösobergrenzenformel ein dauerhaftes Instrument zur Abbildung von innerperiodischen Betriebskostenänderungen infolge einer zunehmenden Versorgungsaufgabe aufgenommen werden muss. Solange die in Tenorziffer 4.3 in Zusammenhang mit Tenorziffer 4.5 und Tenorziffern 6.1 / 6.2 definierte Erlösobergrenzenformel kein regulatorisches Instrument für eine innerperiodische Anpassung von Betriebskostenänderungen, die auf eine Änderung der Versorgungsaufgabe zurückgehen, vorsieht, bleibt die Erlösobergrenze unvollständig und das Regulierungssystem weist eine Lücke auf.
34	4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze	Nur Strom	-		Abbildung von outputinduzierten Kostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode (Fortsetzung)	Wie an mehreren Stellen bereits erläutert, ist in einem dynamischen wirtschaftlichen Umfeld, das sich in den Energienetzen durch deutliche Änderungen in der Versorgungsaufgabe zeigt, nicht nur für Kapitalkostenänderungen, sondern auch für Betriebskostenänderungen ein Anpassungsmechanismus innerhalb der Regulierungsperiode erforderlich. Abgesehen von der Sonderregelung für die fünfte Regulierungsperiode (Tenorziffer 3 und 4.4) ist bislang keine Anpassung der Erlösobergrenzen an Betriebskostenänderungen, die auf eine Änderung der Versorgungsaufgabe zurückgehen, 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 beispielsweise entsprechend der Tenorziffer 4.4 des Festlegungsentwurfs (OPEXAnp,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- und Produktivitätsentwicklung, sondern auch die Entwicklung von Änderungen in der Versorgungsaufgabe umfassen (siehe hierzu auch die vorliegende Stellungnahme zu den Tenorziffern 2.3; 6.1; 6.2). Netze BW hält daher an ihrem Vorschlag zu Tenorziffer 4.3 weiterhin fest. Vorschlag zu Tenorziffer 4.3 Punkt 1: In die Erlösobergrenzenformel ist ein Instrument zur Abbildung von Kostenänderungen bei den Betriebskosten innerhalb der Regulierungsperiode aufzunehmen. Sofern die Bundesnetzagentur ein Instrument zur Abbildung von innerperiodischen Betriebskostenänderungen aufnimmt, wäre eine abweichenden Erlösobergrenzenformel für die fünfte Regulierungsperiode entbehrlich. Aus dieser Überlegung ergäbe sich sodann der nachfolgende Vorschlag zu Tenorziffer 4.4. Vorschlag zu Tenorziffer 4.4: Tenorziffer 4.4 kann entfallen, sofern der Vorschlag der Netze BW hinsichtlich eines Instruments zur innerperiodischen Betriebskostenanpassung in Tenorziffer 4.3 aufgenommen wird.
35	4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze	Nur Strom	-		Zweijahresversatz bei der Inflationierung	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen daran fest, den Zweijahresversatz bei der Inflationierung der Erlösobergrenze nicht zu beseitigen. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, ebendiesen Zweijahresverzug bei der Inflationierung der Erlösobergrenze zu beseitigen, da hierdurch eine dauerhafte Kostenunterdeckung entstehe (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 25 f.). Die Bundesnetzagentur greift diesen Vorschlag im Festlegungsentwurf nicht auf. In ihren Erwägungsgründen zu Tenorziffer 4.3. und 4.4 findet sich auch keine Begründung der Ablehnung. Es erfolgt lediglich der Verweis auf Tenorziffer 6 (Rd. 714). Netze BW hält weiterhin an ihrem Vorschlag fest, die entsprechende Korrektur der Erlösobergrenzenformel zur Beseitigung des Zeitversatzes bei der Inflationierung mittels VPI/Xgen vorzunehmen. 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. Dadurch entsteht eine dauerhafte strukturelle Kostenunterdeckung, da die anfallenden Kosten stets um zwei Jahresscheiben aktueller sind als die zugrunde gelegten Erlöswerte. Dies kann behoben werden, indem die Inflationierung der Erlösobergrenze mit VPI und Xgen auch tatsächlich einen kumulierten Dreijahreszeitraum umfasst. 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 unbekannten VPI-Werte können Planwerte aufgrund aktueller Prognosen verwendet werden. Die Planwerte können im Nachgang über das Regulierungskonto mit den Ist-Werten abgeglichen werden. Alternativ kann auch auf die drei zuletzt verfügbaren Ist-Jahreswerte des VPI zurückgegriffen und damit auf einen Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto verzichtet werden (siehe hierzu auch die vorliegende Stellungnahme zu den Tenorziffern 6.1 und 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:
36	4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze	Nur Strom	-		Zweijahresversatz bei der Inflationierung (Fortsetzung)	$\prod_{i=1}^{t+2}\left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF\right)$

37	4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze	Nur Strom	-		Korrektur der Doppelanpassung der volatilen Kosten	Die Bundesnetzagentur hat im aktuellen Festlegungsentwurf gegenüber dem Sachstand zu Tenor und Erwägungen eine Korrektur des Abgleichs der volatilen Kosten vorgenommen, mit der eine Doppelanpassung mit VPI und Xgen in der Erlösobergrenzenformel ausgeschlossen werden soll. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen bereits vorgetragen, dass die fehlerhafte Korrektur der Doppelanpassung der volatilen Kosten mit VPI und Xgen in der Erlösobergrenzenformel richtig zu stellen sei (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 25 ff.). Die Bundesnetzagentur greift den Vorschlag der Netze BW im Festlegungsentwurf zwar nicht auf, nimmt aber eine Korrektur über einen anderen rechnerischen Weg vor. Grundsätzlich ist gegen den von der Bundesnetzagentur gewählten Weg, die Doppelanpassung auszuräumen, nichts einzuwenden. Die Erlösobergrenzenformel ist nun auch im Hinblick auf die volatilen Kosten korrekt. Allerdings wäre der Korrekturvorschlag der Netze BW insofern klarer, als man die volatilen Kosten schlicht von vorneherein nur mit denjenigen Regulierungsinstrumenten anpasst, 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. Letztlich würden die drei Kostenkategorien (nicht volatile OPEX, volatile Kosten und CAPEX) mit den jeweils für sie angemessenen Regulierungsinstrumenten angepasst werden, ohne dass nachträgliche Korrekturen in der Erlösobergrenzenformel notwendig werden. Daher hält Netze BW die von ihr vorgeschlagene Anpassung über eine eigene Kostenkategorie für volatile Kosten für klarer und konsistenter. Vorschlag zu Tenorziffer 4.3 Punkt 3: Die volatilen Kostenanteile sollten als eigene Kostenkategorie VK0 neben OPEX0 (ohne volatile Kosten) und CAPEX0 (ohne volatile Kosten) in die Erlösobergrenzenformel aufgenommen werden. Die Kategorie der volatilen Kosten ist im vorderen Teil der Regulierungsformel durch einen eigenständigen Term VK0 zu repräsentieren. Auf diesen ist der Verteilungsfaktor anzuwenden, nicht jedoch VPI und Xgen. Die Multiplikation des Terms VK0 in der Anpassung der volatilen Kosten VKt – VK0 im hinteren Part der Regulierungsformel mit VPI und Xgen muss aufgehoben werden.
38	4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze	Nur Strom	-		Korrektur der Doppelanpassung der volatilen Kosten (Fortsetzung)	$EOG_t = KK_{basis,t} + OPEX_0 \times (1 - X_{sect,t}) \times \prod_{s=1}^{t} \left[\left(\frac{VPI_s}{VPI_{s-1}} - PF \right) \right]$ $+ VK_0 \times (1 - X_{sect,t})$ $+ (CAPEX_0 - KK_{0,t}) \times (1 - X_{sect,t}) + KK_{sect,t}$ $+ OPEX_{basis} + B_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t + FMS_t$
39	4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze	Nur Strom	-		Korrektur der Doppelanpassung der volatilen Kosten (Fortsetzung)	Hierbei beschreiben die OPEX0 die operativen Kosten des Ausgangsniveaus abzüglich des Kostenanteils, der nicht dem Effizienzvergleich unterliegt und abzüglich der volatilen Kosten des Ausgangsniveaus (Folgeanpassung Tenorziffer 4.5).
40	5. Ausgangsniveau	Nur Strom	-		Kostenbestandteile	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen unverändert an der Formulierung der Tenorziffer 5.1 fest, wonach sich das Ausgangsniveau auf die betriebsnotwendigen Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers beschränke und Kosten sowie Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, die Formulierung hinsichtlich der berücksichtigungsfähigen Kostenbestandteile dahingehend zu ergänzen, dass auch alle Kostenbestandteile, die sich im Wettbewerb einstellen würden, im Ausgangsniveau berücksichtigt werden (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zu Tenor und Erwägungen, S. 27 f.). Die Bundesnetzagentur lehnt die Ergänzung im Festlegungsentwurf mit der Begründung ab, dass eine spiegelbildliche Regelung im Sinne der Wettbewerbsanalogie nicht zu erfolgen habe, weil Wettbewerbsunternehmen auch erhebliche Marketingausgaben tätigen würden, was bei einem natürlichen Monopolisten nicht zwingend der Fall sein müsse. Zudem würden die unionsrechtlichen Vorgaben bei der Anwendung des Budgetprinzips durchaus eine zeitliche und sachliche Entkopplung der Kosten von den zugestandenen Erlösen erlauben. Ein Vollkostenansatz komme daher im Einklang mit den europarechtlichen Vorgaben hier eben nicht zur Anwendung (Rd. 729). Die Begründung überzeugt aus Sicht der Netze BW weiterhin nicht. 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. Im Übrigen sagt die Berücksichtigung der Kosten oder Kostenbestandteile noch nichts über die Kostenhöhe aus, sodass sich hieraus mitnichten ein Vollkostenansatz ableiten lässt. Netze BW hält daher weiterhin an ihrem Vorschlag zu Tenorziffer 5.1 fest. 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.
41	5. Ausgangsniveau	Nur Strom	-		Verweis auf Methodenfestlegung	Die Bundesnetzagentur behält im vorliegenden Festlegungsentwurf ihren Verweis auf weitere Methodenfestlegungen und mögliche Anreizmechanismen zur Einwerbung von kostenmindernden Zuwendungen und Zuschüssen unverändert bei. Netze BW hatte hierzu bereits in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen angemerkt, dass die Einstufung der bisher vereinnahmten Zuschüsse (Baukostenzuschüsse, Investitionszuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge) als Fremdkapital zu einem Hold-up Problem führen kann, das vermieden werden sollte. Ebenfalls wurde darauf hingewiesen, dass aufgrund der Umstellung auf eine WACC-Regulierung und der damit einhergehenden Anrechnung der Zuschüsse auf die Eigenkapitalverzinsungsbasis zusätzliche Anreize für die zukünftige Vereinnahmung von Zuschüssen notwendig werden (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 28). Nach wie vor sind wir der Auffassung, dass der nach Tenorziffer 11 der StromNEF angedachte Anreizmechanismus keine Wirkung erzielen wird und es gleichzeitig eine Einstufung der bisher eingeworbenen Zuschüsse als Fremdkapital bedarf (siehe hierzu auch Stellungnahme der Netze BW vom 30.07.2025 zum Festlegungsentwurf StromNEF Abschnitt 10 und 11 für eine ausführliche Begründung).
42	5. Ausgangsniveau	Nur Strom	-		Besonderheiten des Geschäftsjahres	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen unverändert an der Formulierung der Tenorziffer 5.4 fest, wonach Kosten, die dem Grunde oder der Höhe nach auf der Besonderheit des Basisjahres beruhen, bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt bleiben. Bei Erlösen und Erträgen, die dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Basisjahres beruhen, sei hingegen ein angemessener Wert anzusetzen. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, im Tenor eine Formulierung aufzunehmen, die eine symmetrische Behandlung von Kosten und Erlösen bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus klarstellt und eine Regelung zum Umgang mit Einmalkosten einschließt (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025, S. 28). Die Bundesnetzagentur greift diese Ergänzung im Festlegungsentwurf nicht auf. Neben einem allgemeinen Hinweis auf den bisherigen Rechtsrahmen und die in der Vergangenheit ergangene Rechtsprechung erläutert die Bundesnetzagentur, dass mit der vorliegenden Festlegung keine Methodik zur Prüfung von Besonderheiten des Geschäftsjahres vorskizziert sei, die konkrete Ausgestaltung angemessener Prüfansätze indes bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus zu erfolgen habe (Rd. 757). Hinsichtlich der Erlöse handle es sich lediglich um eine spiegelbildliche Regelung zu den Kosten nach Tenorziffer 5.4 Satz 1 (Rd. 759). Aus Sicht der Netze BW wäre dennoch nach wie vor eine entsprechende Ergänzung im Tenor zur Klarstellung im Hinblick auf die Anwendung der Regelung hilfreich. Eine asymmetrische Behandlung von Kosten und Erlösen bei der Festlegung des Ausgangsniveaus lehnt Netze BW ab. Darüber hinaus sind auch Einmalkosten bei der Bestimmung des Kostenausgangsniveaus in angemessener Form zu berücksichtigen. 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.

43	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen	Die Bundesnetzagentur sieht gemäß Tenorziffer 6.1 vor, sowohl die Anwendung des Verbraucherpreisindex (VPI) wie auch 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. Im Gegensatz zur bisherigen Regelung soll die Differenz aus VPI und Xgen in Zukunft ausschließlich auf die Betriebskosten und nicht mehr auf die Kapitalkosten angewandt 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. Gemäß Textziffer 6.2 sollen die Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschrittes in der Netzwirtschaft durch einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor einbezogen werden. Die Tenorziffern 6.1 und 6.2 des Konsultationsentwurfes sind abgesehen von der Ergänzung, dass die Bundesnetzagentur bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors auf die Verwendung der Daten von Netzbetreibern aus dem vereinfachten Verfahren verzichten kann, wortgleich zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen. Insofern gelten die von der Netze BW in ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen geäußerten Kritikpunkte auch weiterhin. Netze BW hat in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen insbesondere die zu Lasten der Netzbetreiber gehende einseitige Korrektur von fehlerhaften Sachverhalten bei der VPI-Xgen Anpassung der Erlösobergrenze kritisiert. Während einerseits die sachlich inkorrekte Doppelanpassung bei Kapitalkosten und volatilen Kosten korrigiert wird, bleibt der sachlich ebenso fehlerhafte Zweijahresverzug gemäß Festlegungsentwurf weiterhin bestehen. Zudem hat Netze BW in ihrer Stellungnahme zum Sachstand die fehlende Auseinandersetzung der Bundesnetzagentur mit dem Prognosecharakter des Xgen und die fehlende Berücksichtigung von Kostenänderungen aufgrund einer Änderung der Versorgungsaufgabe kritisiert. Netze BW hatte darüber hinaus angeregt, eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen im Tenor der RAMEN-Festlegung zu verankern (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 35 ff.). Diese Kritikpunkte wurden von der Bundesnetzagentur nicht aufgegriffen und bleiben insofern auch nach Veröffentlichung des Konsultationsentwurfs weiterhin bestehen.
44	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Selektiv identifizierter Handlungsbedarf und einseitige Anpassung der VPI-Xgen- Inflationierung zu Lasten der Netzbetreiber Im vorgelegten Konsultationsentwurf für die RAMEN-Festlegung wird weiterhin nur einseitig Handlungsbedarf in Bezug auf die „Doppelanpassung“ bei Kapitalkosten und volatilen 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 dem vorliegenden Konsultationsentwurf 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 jedoch auch im vorliegenden Konsultationsentwurf weiterhin bestehen. Für den VPI des Jahres i ist gemäß Tenorziffer 6.1 der Wert des VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i anzusetzen. Es erfolgt also keine Anpassung in Bezug auf die Anzahl der Jahre, mit denen die Kosten inflationiert werden. Der sogenannte Zweijahresverzug, der dazu führt, dass in jedem Jahr i zwar Kosten des Jahres i anfallen, jedoch nur Erlöse des Jahres i-2 gewährt werden, bleibt somit bestehen. 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. Unzureichende Begründung für die einseitige Anpassung der Erlösobergrenze und den Beibehalt des t-2 Verzuges Der Zweijahresverzug bei der Anpassung der Betriebskosten führt dazu, dass die tatsächlichen Kosten und die regulatorisch über VPI und Xgen fortgeschriebenen Erlösobergrenzen strukturell um zwei Jahresscheiben auseinanderfallen. In der Folge entsteht eine systematische Unterdeckung der Betriebskosten auf Seiten der Netzbetreiber, da die nominellen Kosten des Netzbetriebs im Regelfall steigen. Besonders eindrücklich sieht man dies am Beispiel eines effizienten Netzbetreibers: Dieser muss seine Kosten vollständig erlösen dürfen. Zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode unterliegt der effiziente Netzbetreiber drei jährlichen exogenen Betriebskostensteigerungen. Unter dem Regime des t-2 Verzuges darf er im ersten Jahr der Regulierungsperiode über VPI und Xgen aber nur eine dieser drei jährlichen Betriebskostensteigerungen auf seine Erlöse wälzen. Entsprechendes gilt für die weiteren Jahre der Regulierungsperiode. Der effiziente Netzbetreiber sieht sich somit jedes Jahr einer Differenz zwischen Erlösen und Kosten von zwei VPI-Xgen-Inflationierungen gegenüber. Bzgl. einer ausführlichen Darstellung verweisen wir auf unsere Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 33 ff. Die dort gemachten Ausführungen haben weiterhin Bestand.
45	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Die Bundesnetzagentur begründet das Abstellen auf den Vorvorjahreswert des VPI und den Beibehalt des Zweijahresverzuges bei der VPI-Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze in ihrem Konsultationsentwurf mit einer Reihe von Gründen. Zusammengefasst argumentiert die Behörde: 1.Das Heranziehen von Ist-Werten entspräche dem Grundansatz im Regulierungssystem und das Budget sollte daher so weit wie möglich ex ante feststehen. Mit dem Heranziehen von Planwerten ginge Planungssicherheit auch für die Netzbetreiber verloren und der Plan-Ist-Abgleich sei erheblich aufwendiger (Rd. 777, 778). 2.Im Rahmen gewöhnlicher Schwankungen des VPI um den Zielwert der EZB von 2% wirke sich das Heranziehen des VPI aus dem vorvorletzten Kalenderjahr nur in geringem Umfang aus und gleiche sich im Nachlaufen über den Zeitverlauf aus (Rd. 780). 3.Das Unterbleiben einer Inflationierung zwischen Basisjahr und ersten Jahr der Regulierungsperiode sei Ausfluss des Ansatzes vom Basisjahr als repräsentativem Zustand. Daraus folge, dass sowohl der VPI als auch der Xgen als auch der Abbaupfad für vorliegende Ineffizienzen erst im ersten Jahr der Regulierungsperiode starten und bei einer Umstellung auch der Abbaupfad mit dem Basisjahr beginnen müsse (Rd. 781). 4.Aus einem Anstieg des VPI resultiere häufig erst zeitversetzt ein Anstieg der realen Kosten des Netzbetreibers, wenn beispielsweise Tarifparteien erst nachträglich auf die vergangene Inflation reagierten. Auch bei einer expliziten Kopplung an die Inflation wie beispielsweise bei Indexmieten würde sich eine Zeitversatz von mindestens einem Jahr ergeben (Rd. 782). 5.Eine wirtschaftliche Lücke sei entgegen den Stellungnahmen darüber hinaus nicht feststellbar, weil die OPEX nach dem Basisjahr typischerweise zunächst sinken und ihr lokales Maximum erst wieder im nächsten Basisjahr erreichen würden (Rd. 783). 6.Eine vorgezogene Inflationierung auf Plan-Basis würde Fehlanreize im Hinblick auf das Basisjahr verstärken (Rd. 784). Nach Auffassung der Netze BW ist keines dieser Argumente geeignet, die ökonomisch sachgerechte und regulierungskonzeptionell ebenfalls notwendige Beseitigung des Zeitverzuges bei der Anpassung der Erlösobergrenze um VPI und Xgen in Frage zu stellen. Sofern die einzelnen Argumente nicht nachgerade irrelevant sind, offenbaren sie ein sehr grundsätzliches inhaltliches Fehlverständnis hinsichtlich des regulierungsökonomischen Zwecks der VPI-Xgen Anpassung der Erlösobergrenze. Aus diesem Grund gehen wir im Folgenden noch einmal im Detail auf die Begründungen der Bundesnetzagentur ein.

46	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Planungssicherheit Mit den Ausführungen zur Notwendigkeit eines ex ante fixierten Budgets und zur Vorteilhaftigkeit von Planungssicherheit in den Randziffern 777 und 778 (und auch Rd. 780) versucht die Bundesnetzagentur ganz generell, das Abstellen auf den zuletzt verfügbaren Ist-Wert für den VPI zu begründen. Die Frage, ob ausgehend vom Basisjahr die Erlösobergrenze mit drei Jahresscheiben des um den Xgen bereinigten VPI angepasst werden muss, ist aber unabhängig davon zu klären, ob für die Anpassung der Erlösobergrenze auf Ist- oder Planwerte des VPI abzustellen ist. Denn auch bei der sachlich korrekten Anpassung der Erlösobergrenze um drei Jahresscheiben VPI-Xgen könnte auf VPI-Ist-Werte zurückgegriffen werden, wenn man in der Abwägung die Aspekte der Planungssicherheit und des nachträglichen Plan-Ist-Abgleichs für relevant hielte. Man könnte in diesem Fall auf die Verwendung der letzten drei vorliegenden Ist-Werte des VPI zurückgreifen, also auf die VPI-Werte der Jahre 2025-2027 für die Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2029. Über die rollierende Fortschreibung könnte dann sogar auf einen Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto gänzlich verzichtet werden. Unabhängig davon ist Netze BW nicht der Auffassung, dass die Aspekte der Planungssicherheit und des zusätzlichen Aufwandes eines nachträglichen Plan-Ist-Abgleichs in der Abwägung von entscheidender Relevanz sind. Zwar stellt Planungssicherheit auch für Netzbetreiber ein wichtiges Kriterium dar. Dieses Kriterium kann aber letztlich nicht ausschlaggebend dafür sein, den Netzbetreibern sachlich gerechtfertigte Erlöse überhaupt nicht zuzugestehen. Planansätze sind bei der Anpassung der Erlösobergrenzen keine Ausnahmeerscheinung, sondern regelmäßiger Bestandteil der Anpassung der Erlösobergrenze (vorgelagerte Netzkosten, Plan-Ansätze beim Smart Meter Rollout und Kapitalkostenaufschlag sowie generell bei Mengenabweichungen) und der Abgleich von Plan-Ist-Werten über das Regulierungskonto ist seit Jahren gelebte und eingeübte Praxis in der Regulierung. Darüber hinaus ist weder die Prognose eines Planwertes für den VPI noch der nachträgliche Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto mit einem großen Aufwand verbunden. Für die Prognose des Planwertes könnte beispielsweise auf das langfristige Inflationsziel der EZB von 2% abgestellt werden. Dieser Planwert könnte sogar als numerischer Wert in der Rahmen- oder Methodenfestlegung der Bundesnetzagentur fixiert werden. Der nachträgliche Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto, basierend auf der Differenz zu den vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Ist-Werten des VPI, stellt dann lediglich eine einfache Dreisatzrechnung auf Basis bekannter und nicht strittiger Größen dar. Alternativ könnte beispielsweise auch auf die letzte verfügbare Prognose der allgemeinen Inflationsrate des laufenden Jahres und des Folgejahres der vierteljährlich erscheinenden Ifo Konjunkturprognose zurückgegriffen werden und auf dieser Basis ein nachträglicher Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto durchgeführt werden.
47	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Ausgleich gewöhnlicher Schwankungen des VPI über die Zeit Es ist der Bundesnetzagentur zuzustimmen, dass das Inflationsziel der EZB einen klaren Anker für Inflationserwartungen bildet und sich gewöhnliche Schwankungen um diesen Zielwert im Nachlaufen über den Zeitverlauf ausgleichen (Rd. 780). Außergewöhnliche Sprünge des VPI (wie beispielsweise infolge des russischen Überfalls auf die Ukraine), können mit einem Planansatz nicht ohne Zeitversatz erfasst werden. Auch diesbezüglich ist der Bundesnetzagentur zuzustimmen. Aus Sicht der Netze BW verfehlt diese Argumentation aber den eigentlichen Kern des Problems. Entscheidend ist, dass die Kosten des Basisjahres über drei statt nur über eine Jahresscheibe hinweg mit VPI und Xgen fortgeschrieben werden. Welche konkreten VPI-Werte dazu heranzogen werden, ist dabei sekundär, denn wie die Bundesnetzagentur zu Recht schreibt, würden sich die Effekte schwankender VPI-Werte über den grundsätzlich rollierenden Ansatz des VPI ausgleichen. Aufgrund dieser im Zeitverlauf ausgleichenden Wirkung, könnten auch wie im vorhergehenden Abschnitt vorgeschlagen die drei zuletzt veröffentlichten Ist-Jahreswerte des VPI für die Anpassung der Erlösobergrenze zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode verwendet werden. Darüber hinaus enthält die Argumentation der Bundesnetzagentur zur Abbildung unvorhersehbarer Inflationssprünge noch eine weitere Fehleinschätzung. Die hohen VPI-Werte wurden im aktuellen System mit zweijähriger Verzögerung wirksam, es wurde also faktisch für die jeweils betroffenen Jahre eine VPI-Änderung von 0% im selben Jahr angesetzt. Hätte man hingegen einen t-0-Ansatz auf Basis von Planwerten verfolgt, wäre möglicherweise ein VPI in Höhe von 2% zugrunde gelegt worden, was zumindest zu einem teilweisen Ausgleich des Inflationssprunges bereits im jeweils betreffenden Jahr geführt hätte. Basisjahr als repräsentativer Zustand Die Bundesnetzagentur begründet das Unterbleiben einer Inflationierung zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode mit der „Repräsentativität“ des Basisjahres (Rd. 781). Es läge mit der Heranziehung des VPI-Wertes des vorletzten Kalenderjahres insofern keine Inkonsistenz im Regulierungssystem vor. Netze BW teilt diese Auffassung nicht.
48	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Gerade aufgrund des der Anreizregulierung inhärenten Budgetprinzips wird ein regulatorisches Instrument zur Abbildung exogener Preissteigerungen für die netzwirtschaftlichen Inputfaktoren und ein Ausgleich für Produktivitätsfortschritte in der Netzwirtschaft benötigt. Ein Anreizregulierungssystem, das über mehrere Jahre ausgelegt ist, erfordert ganz grundsätzlich eine Anpassung der Erlösobergrenze um exogene Kostenentwicklungen. Um die Anreizwirkungen des Budgetprinzips nicht zu verringern, erfolgt die Erlösanpassung auf Grundlagen exogener Parameter, vorliegend dem VPI und dem Xgen. Die Erlösanpassung ist damit unabhängig von der aktuellen netzbetreiberindividuellen Kostenentwicklung. Zwischen den im Basisjahr festgestellten Kosten des Netzbetriebs und dem ersten Jahr der Regulierungsperiode liegt unstreitig ein Zeitraum von drei Jahren. Der VPI in Verbindung mit dem Xgen bildet die jährliche netzwirtschaftliche Inputpreiserhöhung und das jährliche netzwirtschaftliche Produktivitätswachstum ab. Die Basisjahrkosten sind mithin um drei Jahresscheiben zu inflationieren, um dem Zweck der VPI-Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze Rechnung zu tragen. Die Notwendigkeit zur Anpassung der Kostenausgangsniveaus mit dem über drei Jahre kumulierten VPI-Xgen-Effekt gilt dabei unabhängig von der Dauer einer Regulierungsperiode. Solange die in die Erlösobergrenze eingehenden Kosten des Basisjahres die Kosten eines drei Jahre zurückliegenden Jahres widerspiegeln, ist eine dreijährige VPI-Xgen-Inflationierung notwendig, um in sachgerechter und konsistenter Weise auf ein Kostenniveau im Jahr eins der Regulierungsperiode zu kommen, das gestiegene Inputpreise und Produktivitätsentwicklungen abbildet. Unterbleibt eine über drei Jahre kumulierte Anpassung der dem VPI-Xgen-Mechanismus unterliegenden Betriebskosten, bedeutet dies eine systematische, strukturell bedingte Unterdeckung dieser Kosten. Auch der zweijährige Zeitverzug zwischen Kostenprüfung und erlösseitiger Wälzung von nicht dem Effizienzvergleich unterliegenden Kosten rechtfertigt keinen Zweijahresverzug bei der Inflationierung der Erlösobergrenze mittels VPI und Xgen. Systematisch müssten auch alle Kosten, die als nicht dem Effizienzvergleich unterliegend eingestuft werden, ohne Zeitverzug (also t-0) in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Für einige dieser Kosten (vorgelagerte Netzkosten, Kosten für den Smart Meter Rollout), für Kapitalkosten und volatile Kosten, ist die t-0 Anpassung auch umgesetzt. Von einem regulierungssystematischen t-2 Verzug kann also keine Rede sein. Die Bundesnetzagentur argumentiert darüber hinaus, dass eine Beseitigung des t-2 Verzugs zwangsläufig mit einer Vorverlegung des Abbaupfads für Ineffizienzen einhergehen müsse. Auch dabei verkennt die Bundesnetzagentur die grundlegend unterschiedlichen Zwecke der beiden Regulierungsinstrumente. VPI und Xgen sollen sicherstellen, dass Inputpreisänderungen und Produktivitätsfortschritte zeitnah in den Erlösen widergespiegelt werden. Diese Zielsetzung ist eindeutig, folgt der Wettbewerbsanalogie und steht in keinerlei sachlich begründbarem Zusammenhang mit der Länge des Abbaupfads für Ineffizienzen.

49	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Der Abbaupfad für Ineffizienzen hingegen erfüllt eine gänzlich andere Funktion: Er stellt einen Sicherungsmechanismus für Daten- und Modellunsicherheiten im Effizienzvergleich dar. Für die Länge des Abbaupfads ist daher entscheidend, mit welcher Sicherheit aus dem Effizienzvergleich keine zu niedrig geschätzten Effizienzwerte resultieren. Entscheidend dabei ist nicht die Sicht auf die Durchschnittseffizienz über alle Netzbetreiber, sondern die Sicherheit, mit der die individuelle Effizienz der Netzbetreiber adäquat eingeschätzt wird. Diese Fragestellung ist jedoch vollkommen unabhängig von der Tatsache, dass es zwischen dem Basisjahr und dem ersten Jahr der Regulierungsperiode Produktivitätsfortschritte und Inputpreissteigerungen bei allen regulierten Netzbetreibern gibt. Zeitversetzter Anstieg der realen Kosten Auch das in Randziffer 782 zum zeitverzögerten Anstieg der realen Kosten vorgebrachte Argument hält Netze BW für nicht überzeugend. Dass Tarifvertragsparteien erst nachträglich auf die vergangene Inflation reagieren würden, stellt zunächst einmal nur eine nicht belegte Behauptung der Bundesnetzagentur dar. Vielmehr ist davon auszugehen, dass Gewerkschaften Inflationserwartungen in ihre Gehaltsforderungen einpreisen und es deswegen – wenn überhaupt – nur eine schwache zeitverzögerte Reaktion zwischen Lohnsteigerungen und dem VPI gibt. Darüber hinaus ist bei funktionierendem Marktmechanismus in einer Volkswirtschaft davon auszugehen, dass ganz generell zunächst die Inputpreise für Vorleistungsgüter steigen, bevor zeitverzögert die Preise der in den VPI eingehenden Endprodukte angehoben werden. Insofern besteht in diesem Zusammenhang bereits ein Zeitverzug, da der VPI den Anstieg der Inputpreise für Vorleistungsgüter und damit der realen Kosten der Netzbetreiber erst zeitverzögert widerspiegelt. Der Einwand der Bundesnetzagentur geht jedoch aus noch grundsätzlicheren Gründen fehl. Selbst wenn es – entgegen den tatsächlichen Verhältnissen – so wäre, dass die Inputpreissteigerungen der Netzbetreiber der Inflation nacheilten, so würde dies symmetrische Abweichungen induzieren: Bei steigender Inflationsrate wären die Inputpreissteigerungen eines Jahres in der Tat geringer als die allgemeine Inflation desselben Jahres (da wir gedanklich ja vom Fall ausgehen, dass die Inputpreissteigerungen der allgemeinen Inflation nachlaufen). Bei fallender Inflationsrate wäre die Inputpreissteigerung eines Jahres jedoch entsprechend höher als die allgemeine Inflation desselben Jahres. Der fiktive Umstand eines Nachlaufens kann also keine systematische Abweichung zwischen Inflation und netzwirtschaftlichen Inputpreissteigerungen begründen. Dies zeigt einmal mehr, dass die zentrale Anforderung darin besteht, dass die Anzahl der durchgeführten Inflationierungen zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode der Anzahl der Jahre zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode – also drei Jahren – entspricht.
50	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Wirtschaftliche Lücke aufgrund Basisjahreffekte nicht feststellbar Die Bundesnetzagentur verkennt mit dem in Randziffer 783 vorgebrachten Argument erneut Sinn und Zweck des regulatorischen Instruments der VPI-Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze. Der regulatorische Zweck der Anpassung der Erlösobergrenze mittels VPI und Xgen besteht darin, exogene Kostenänderungen, die innerhalb der Regulierungsperiode auftreten, also auch zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode, auf Basis von Parametern, die nicht vom Netzbetreiber beeinflusst werden können, abzubilden. Unzweifelhaft kommt es in den drei Jahren zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode zu Änderungen bei den Inputpreisen der Netzbetreiber und es werden entsprechend auch Produktivitätsfortschritte umgesetzt. Diese Änderungen werden nur durch die über drei Jahre kumulierte Anpassung der Erlösobergrenze korrekt erfasst. Insbesondere ist es nicht Sinn und Zweck der produktivitätsbereinigten Inflationsanpassung der Erlösobergrenze eine Korrektur etwaig vorliegender Basisjahreffekte vorzunehmen. Hierfür stehen andere regulatorische Instrumente, insbesondere die Prüfung auf Besonderheiten des Basisjahres (vgl. Tenorziffer 5.4), zur Verfügung und werden von der Behörde im Rahmen der Kostenprüfung auch angewendet. Im Übrigen würde die Argumentation der Bundesnetzagentur bedeuten, dass es ganz grundsätzlich eines ausreichenden Basisjahreffektes bedarf, um die fehlende Inflationierung der Erlösobergrenze zu kompensieren. In diesem Zusammenhang ist auch auf die Inkonsistenz zu der Begründung der Bundesnetzagentur für die Verkürzung der Regulierungsperiode zu verweisen. Die Einführung der dreijährigen Regulierungsperiode bzw. die Verkürzung des Abbaupfades werden beispielsweise in Randnummer 651 bzw. 655 des Konsultationsentwurfes ausdrücklich mit der Verringerung von Anreizen für den Basisjahreffekt begründet.
51	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Fehlanreize im Basisjahr Die Bundesnetzagentur argumentiert in Rd. 784, dass eine vorgezogene Inflationierung auf Plan-Basis bestehende Fehlanreize in Hinblick auf das Basisjahr verstärken würden. Dieses Argument ist unzutreffend. Die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt auf Basis exogener Parameter (VPI und Xgen) und ist unabhängig von der netzbetreiberindividuellen Kostenentwicklung im Anwendungszeitraum. Da die Erlösanpassung über VPI und Xgen vom Netzbetreiber nicht beeinflusst werden kann, wird auch die Intensität der Anreize, die über das Budgetprinzip vermittelt werden, durch die Beseitigung des t-2 Verzugs nicht geschmälert oder vermindert. Sofern ein Netzbetreiber aus der Hebung von Kosteneffizienzpotentialen zusätzliche Renditen erwirtschaften kann, sind die Anreize hierfür unbeeinflusst davon, ob die Inflationierung der Erlöse t-2 oder t-0 erfolgt. Und sofern ein Netzbetreiber trotz der Prüfung auf Besonderheiten des Basisjahres durch die Bundesnetzagentur Möglichkeiten hat, Kosten möglichst im Basisjahr anfallen zu lassen, werden diese Möglichkeiten und die Anreize hierfür durch die t-0 Inflationierung der Erlösobergrenze nicht verändert. Outputentwicklung muss auch außerhalb der fünften Regulierungsperiode abgebildet werden 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. Diese strukturelle Lücke betrifft Betriebskostensteigerungen aufgrund der Steigerung von Outputmengen (in Abgrenzung zu Änderungen der Inputpreise oder der Produktivität) innerhalb der Regulierungsperiode. Die auf Outputänderungen zurückgehende Betriebskostenkomponente kann ab der sechsten Regulierungsperiode innerhalb des Xgen (vgl. bspw. den Vorschlag „OPEX-Xgen“ von Netze BW) oder durch andere regulatorische Instrumente, wie beispielsweise auf Basis der Veränderung von Vergleichsparametern gemäß Tenorziffer 3.2 des Konsultationsentwurfs, abgebildet werden. Letztlich ist dies eine Frage der konkreten Ausgestaltung des Regulierungssystems. Es ist jedoch weder mit regulierungsökonomischen Prinzipien noch mit § 21 Abs. 2 EnWG vereinbar, dass outputbasierte Betriebskostensteigerungen im Regulierungssystem überhaupt nicht abgebildet werden.

52	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Inkorrekte bzw. fehlende Darstellung des regulatorischen Zwecks von VPI und Xgen Netze BW hatte bereits in ihrer Stellungnahme zum Sachstand Tenorierung und Erwägungen vorgeschlagen, eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen in die Tenorierung der Rahmenfestlegung aufzunehmen (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 35). Dem Vorschlag eine Zweck- und Zielbestimmung in die Tenorierung des Beschlussentwurfs aufzunehmen ist die Behörde nicht nachgekommen. In Randziffer 765 des vorliegenden Beschlussentwurfs führt die Bundesnetzagentur aus, dass es das Ziel der Anpassung von Kostenanteilen des Basisjahres mit VPI-Xgen sei, eine Fortschreibung der Erlösobergrenze zu bewirken, welche die Kostenentwicklung eines Netzbetreibers abbildet, der auch die sektorale Produktivitätsentwicklung vollständig umsetzt. Die jährliche Anpassung ziele darauf ab, eine Preisentwicklung bei den Netzentgelten sicherzustellen, wie sie sich auch in einem wettbewerblich organisierten Sektor ergäbe. Diese Formulierung verschleiert aber den tatsächlichen regulierungsökonomischen Zweck der VPI-Xgen-Inflationierung in einem Anreizregulierungssystem, indem einerseits nur auf die Umsetzung von Produktivitätssteigerungen und andererseits nur auf eine nicht klar definierte Wettbewerbsanalogie verwiesen wird. Nach Auffassung von Netze BW bedarf es weiterhin einer klaren und eindeutig formulierten Ziel- und Zweckbestimmung der VPI-Xgen- Anpassung der Erlösobergrenze. Das regulatorische Ziel 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 hinausgehenden Erlösanpassungen erfolgen. Dadurch erhält der Netzbetreiber im Idealfall ein Kostenbudget, das mit den exogenen Kostensteigerungen wächst. Eine Einschränkung auf inputpreis- und produktivitätsinduzierte Betriebskostenänderungen kann unter der Fiktion der gleichbleibenden Versorgungsaufgabe (keine Betriebskostenaufwüchse aufgrund von Outputmengenänderungen) vorgenommen werden. Dies setzt voraus, dass Outputmengenänderungen mit einem separaten regulatorischen Instrument (bspw. dem SFA-Betriebskostenaufschlag) abgebildet werden.
53	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Dieses Ziel sollte entsprechend in der Rahmenfestlegung aufgenommen werden, denn es betrifft – anders als die Bundesnetzagentur schreibt (Rd. 803) – nicht Abwägungsentscheidungen, die in der Methodenfestlegung zu treffen wären, sondern das grundlegende Ziel des Instruments selbst. Es erscheint offenkundig, dass die Ziel- und Zweckbestimmung eines regulatorischen Instruments (sofern nicht evident) in der Rahmenfestlegung vorgenommen wird, während in einer Methodenfestlegung die Methodenausgestaltung zur Erreichung des Ziels festgelegt wird. Schließlich ist eine Methode eine planmäßige Vorgehensweise zur Erreichung eines vorgegebenen Ziels. Selbstverständlich können bei der methodischen Umsetzung weitere Erwägungen relevant sein. So führt die Bundesnetzagentur an, eine ineffiziente Substitution zwischen Kapital- und Betriebskosten sei zu vermeiden. Solche Nebenziele können ebenso festgehalten werden. Das Hauptziel der Anpassung ergibt sich jedoch notwendigerweise aus dem allgemeinen Ziel der Kostenorientierung, da das Instrument überhaupt nur existiert, um eine Anpassung der Erlösobergrenze an exogene Betriebskostenänderungen während der Regulierungsperiode zu vollziehen. Sofern die Anpassung an exogene Betriebskostenänderungen über den VPI–Xgen- Mechanismus vollzogen wird, folgt daraus, dass der Xgen eine Prognose der Differenz aus der allgemeinen Inflation (VPI-Änderung) während der Regulierungsperiode und der exogenen Betriebskostenänderung der Netzbranche während der Regulierungsperiode ist. Eine ganz grundsätzliche Frage stellt sich in Bezug auf die von der Behörde gesetzte Vorgehensweise, zunächst den VPI zur Anpassung der Erlösobergrenze zu verwenden und diesen dann in einem zweiten Schritt um die Differenz zwischen historischer VPI-Änderung und historischer netzwirtschaftlicher Preis- und Produktivitätsentwicklung zu korrigieren. Denn die Anpassung der Erlösobergrenze könnte auch direkt aus den relevanten netzwirtschaftlichen Bestandteilen ermittelt und ohne Einbezug des VPI angewandt werden. Den Nutzen einer „Zwischenschaltung“ des VPI – oder irgendeines anderen Preisindexes – erläutert die Bundesnetzagentur an keiner Stelle. Fußnote zu Ziel: „Methodik ist in der Wissenschaftstheorie die Gesamtheit aller systematischen Vorgehensweisen bei der Gewinnung von Erkenntnissen im Rahmen eines vorgegebenen Ziels.“ https://de.wikipedia.org/wiki/Methodik „Allgemein ein nach Gegenstand und Ziel planmäßiges (methodisches) Verfahren, die Kunstfertigkeit einer Technik zur Lösung praktischer und theoretischer Aufgaben (Arbeitsmethode, technische Methode u. a.), speziell das Charakteristikum für wissenschaftliches Vorgehen.“ https://brockhaus.de/ecs/enzy/article/methode-allgemein
54	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Ohne die Darstellung des Nutzens des „Zwischenschaltens“ eines Preisindexes ist jedoch weder ersichtlich, weshalb dies getan wird, noch ist ersichtlich, dass der VPI die richtige Wahl des Preisindexes darstellt. Es gibt a priori keinen Grund den VPI oder eine gesamtwirtschaftliche Größe generell zu wählen: Dies erkennt man daran, dass – wie die Bundesnetzagentur ausführt – in Österreich ein Netzbetreiberindex herangezogen wird. Dass der österreichische Ansatz nicht als Leitbild dienen könne, da in der Folge der Xgen dort anders berechnet würde als in Deutschland, ist dabei selbstverständlich keine Begründung für den VPI, sondern ein Zirkelschluss (Rd. 801). Eine inhaltliche Begründung für das „Zwischenschalten“ des VPI erfolgt seitens der Bundesnetzagentur nicht. Es wird letztlich nur der Vorteil der Kontinuität und der zeitnahen Verfügbarkeit genannt. Da die Verwendung des VPI im Entwurf zur Methodenfestlegung Xgen in den Randziffern 294 und 312 (fälschlicherweise) als Grund angeführt wird, den OPEX-Xgen (Modell der Netze BW) nicht anzuwenden, ist eine inhaltliche Begründung des VPI jedoch zwingend. Netze BW möchte darüber hinaus nochmals darauf hinweisen, dass die Gleichsetzung von allgemeiner Inflation (also VPI-Änderung) und der Differenz aus gesamtwirtschaftlicher Inputpreis- und Produktivitätsänderung auch unter der Annahme des perfekten Wettbewerbs nur in der ökonomisch langen Frist Gültigkeit besitzt. In den für die Regulierung relevanten kurzen Zeiträumen 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. Zinsanstiege gehen also kurz- bis mittelfristig mit sinkenden Inflationsraten und einem sinkenden Wert des VPI einher. In der Analogie des perfekten Wettbewerbs bedeuten Zinsanstiege dagegen steigende Inputpreise des Kapitals und würden somit einen VPI-Anstieg nach sich ziehen. Die dem Xgen unter Verwendung der Residualmethode zugrundeliegende Annahme eines konstanten Abstandes zwischen der Entwicklung des VPI und der Entwicklung der netzwirtschaftlichen Bestandteile des Xgen wird in der kurzen bis mittleren Frist von makroökonomischen Effekten überlagert. Wenn der Xgen unter Einbezug der nominellen Kapitalkosten berechnet wird, wird diese Annahme systematisch falsch: Wenn bspw. die Europäische Zentralbank die Leitzinsen zur Inflationsbekämpfung erhöht, steigen in der wirtschaftlichen Realität die Kapitalkosten der Netzbetreiber und der VPI sinkt. Der tatsächliche Abstand zwischen dem VPI und der netzwirtschaftlicher Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung wird im Anwendungszeitraum des Xgen (der Regulierungsperiode) dadurch geringer. Die Prognose des Xgen sollte sich entsprechend auf die Differenz der VPI-Änderung und der Änderung der netzwirtschaftlichen Bestandteile in der Regulierungsperiode und nicht auf die Differenz der gesamt- und netzwirtschaftlichen Bestandteile beziehen. Dies ist bei der regulatorischen Zieldefinition des Xgen zu berücksichtigen.

55	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Abschließend sei angemerkt, dass die von der Bundesnetzagentur angeführte „abschließend gerichtliche“ Bestätigung der Residualmethode (Rd. 803) sich auf einen anderen Sachverhalt bezogen hat und in der Zeit vor der Novellierung des § 73 des Energiewirtschaftsgesetzes erfolgte. Prognoseeigenschaft des Xgen Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen eine Aufnahme von Kriterien und Maßstäben für die Erstellung einer sachgerechten Prognose des Xgen in die RAMEN-Tenorierung angeregt (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 37 f.). Zu diesen nach Auffassung der Netze BW in die Festlegung RAMEN aufzunehmenden Kriterien für eine sachgerechte Prognose des Xgen zählen die Verwendung einer möglichst verzerrungsfreien und streuungsarmen Prognosemethode, die Sicherstellung der Repräsentativität der verwendeten Eingangsgrößen und des Betrachtungszeitraums sowie die Verwendung des Prognosefehlers zur Beurteilung von Verzerrungen der verwendeten Prognosemethode. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur (Rd. 793) ist es nicht erforderlich, bereits in der RAMEN-Festlegung sachgerechte Maßstäbe für die Bestimmung des Xgen im Hinblick auf die Prognosequalität zu benennen. Es sei bereits Prüfungsmaßstab, dass die verwendeten Methoden wissenschaftlichen Standards entsprechen. Eine explizite Aufnahme entsprechender Kriterien in die RAMEN-Festlegung erscheine vor diesem Hintergrund nicht geboten. Vielmehr sei die Ausgestaltung der Methodik der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor) vorbehalten. Allerdings enthält auch der Konsultationsentwurf für die Methodenfestlegung des Xgen keine Kriterien oder Maßstäbe für eine Prognoseerstellung und die Beurteilung der Prognosegüte. Vor dem Hintergrund, dass – entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur in Rd. 794 – die Verwendung von Prognosefehlern zur Beurteilung der Prognosegüte ein zentraler Bestandteil jeglicher Prognoseerstellung ist, erscheint die Aufnahme entsprechender wissenschaftlicher Maßstäbe für die Beurteilung der Prognosequalität unentbehrlich. Dies kann entweder in der RAMEN-Festlegung oder in der Methodenfestlegung zum Verbraucherpreisindex oder Xgen erfolgen. Inkonsistenzen mit beabsichtigter Gutachtenausschreibung Netze BW hat in ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen auf die Inkonsistenzen zwischen der Gutachtenausschreibung der Bundesnetzagentur und dem Sachstandsentwurf der Rahmenfestlegung und insbesondere die Vorwegnahme erst gutachterlich zu prüfender Fragestellungen in der Rahmenfestlegung hingewiesen. Unter anderem war bereits der Zweijahresverzug bei der Erlösobergrenzenanpassung im ersten Jahr der Regulierungsperiode gemäß Tenorziffer 6.1 im Sachstand zu Tenor und Erwägungen zur Festlegung Rahmen verankert, obwohl laut Leistungsbeschreibung zum Gutachten der BNetzA „die Rolle des t-2 Verzugs bei der Anwendung des Xgen in der Erlösobergrenze“ erst diskutiert und bewertet werden sollte. Dies Frage des t-2 Verzuges wird im jetzt veröffentlichten WIK-Gutachten vom 24. Juni 2025 jedoch entgegen dem Gutachtenauftrag nicht thematisiert.
56	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Die Frage, inwiefern der zweijährige Zeitverzug bei der Anpassung der Erlösobergrenze zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode gerechtfertigt ist, bleibt also seitens der Bundesnetzagentur gutachterlich unbeantwortet. Vorschläge der Netze BW zur Ergänzung und Anpassung von Tenorziffer 6 Vorschlag 1: 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 unbekannten VPI-Werte können Planwerte aufgrund aktueller Prognosen verwendet werden. Die Planwerte können im Nachgang über das Regulierungskonto mit den Ist-Werten abgeglichen werden. Alternativ können auch die drei zuletzt vom Statistischen Bundesamt veröffentlichen Werte des VPI verwendet und auf einen Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto verzichtet werden. Vorschlag 2: 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. Vorschlag 3: 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.
57	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	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. Vorschlag 4: Prognosecharakter des Xgen 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 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.

58	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen unverändert an der Formulierung der Tenorziffer 5.4 fest, wonach Kosten, die dem Grunde oder der Höhe nach auf der Besonderheit des Basisjahres beruhen, bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt bleiben. Bei Erlösen und Erträgen, die dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Basisjahres beruhen, sei hingegen ein angemessener Wert anzusetzen. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, im Tenor eine Formulierung aufzunehmen, die eine symmetrische Behandlung von Kosten und Erlösen bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus klarstellt und eine Regelung zum Umgang mit Einmalkosten einschließt (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025, S. 28). Die Bundesnetzagentur greift diese Ergänzung im Festlegungsentwurf nicht auf. Neben einem allgemeinen Hinweis auf den bisherigen Rechtsrahmen und die in der Vergangenheit ergangene Rechtsprechung erläutert die Bundesnetzagentur, dass mit der vorliegenden Festlegung keine Methodik zur Prüfung von Besonderheiten des Geschäftsjahres vorskizziert sei, die konkrete Ausgestaltung angemessener Prüfansätze indes bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus zu erfolgen habe (Rd. 757). Hinsichtlich der Erlöse handle es sich lediglich um eine spiegelbildliche Regelung zu den Kosten nach Tenorziffer 5.4 Satz 1 (Rd. 759). Aus Sicht der Netze BW wäre dennoch nach wie vor eine entsprechende Ergänzung im Tenor zur Klarstellung im Hinblick auf die Anwendung der Regelung hilfreich. Eine asymmetrische Behandlung von Kosten und Erlösen bei der Festlegung des Ausgangsniveaus lehnt Netze BW ab. Darüber hinaus sind auch Einmalkosten bei der Bestimmung des Kostenausgangsniveaus in angemessener Form zu berücksichtigen. 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.
59	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Die Bundesnetzagentur sieht gemäß Tenorziffer 6.1 vor, sowohl die Anwendung des Verbraucherpreisindex (VPI) wie auch 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. Im Gegensatz zur bisherigen Regelung soll die Differenz aus VPI und Xgen in Zukunft ausschließlich auf die Betriebskosten und nicht mehr auf die Kapitalkosten angewandt 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. Gemäß Textziffer 6.2 sollen die Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschrittes in der Netzwirtschaft durch einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor einbezogen werden. Die Tenorziffern 6.1 und 6.2 des Konsultationsentwurfes sind abgesehen von der Ergänzung, dass die Bundesnetzagentur bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors auf die Verwendung der Daten von Netzbetreibern aus dem vereinfachten Verfahren verzichten kann, wortgleich zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen. Insofern gelten die von der Netze BW in ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen geäußerten Kritikpunkte auch weiterhin. Netze BW hat in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen insbesondere die zu Lasten der Netzbetreiber gehende einseitige Korrektur von fehlerhaften Sachverhalten bei der VPI-Xgen Anpassung der Erlösobergrenze kritisiert. Während einerseits die sachlich inkorrekte Doppelanpassung bei Kapitalkosten und volatilen Kosten korrigiert wird, bleibt der sachlich ebenso fehlerhafte Zweijahresverzug gemäß Festlegungsentwurf weiterhin bestehen. Zudem hat Netze BW in ihrer Stellungnahme zum Sachstand die fehlende Auseinandersetzung der Bundesnetzagentur mit dem Prognosecharakter des Xgen und die fehlende Berücksichtigung von Kostenänderungen aufgrund einer Änderung der Versorgungaufgabe kritisiert. Netze BW hatte darüber hinaus angeregt, eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen im Tenor der RAMEN-Festlegung zu verankern (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 35 ff.). Diese Kritikpunkte wurden von der Bundesnetzagentur nicht aufgegriffen und bleiben insofern auch nach Veröffentlichung des Konsultationsentwurfs weiterhin bestehen.
60	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Selektiv identifizierter Handlungsbedarf und einseitige Anpassung der VPI-Xgen- Inflationierung zu Lasten der Netzbetreiber Im vorgelegten Konsultationsentwurf für die RAMEN-Festlegung wird weiterhin nur einseitig Handlungsbedarf in Bezug auf die „Doppelanpassung“ bei Kapitalkosten und volatilen Kosten von der Behörde adressiert. Die „Doppelanpassung“ bei Kapitalkosten und volatilen Kostenanateilen soll durch die entsprechende Änderung der Erlösobergrenzenformel in Tenorziffer 4.3 beseitigt werden. Gemäß dem vorliegenden Konsultationsentwurf 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 jedoch auch im vorliegenden Konsultationsentwurf weiterhin bestehen. Für den VPI des Jahres i ist gemäß Tenorziffer 6.1 der Wert des VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i anzusetzen. Es erfolgt also keine Anpassung in Bezug auf die Anzahl der Jahre, mit denen die Kosten inflationiert werden. Der sogenannte Zweijahresverzug, der dazu führt, dass in jedem Jahr i zwar Kosten des Jahres i anfallen, jedoch nur Erlöse des Jahres i-2 gewährt werden, bleibt somit bestehen. 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. Unzureichende Begründung für die einseitige Anpassung der Erlösobergrenze und den Beibehalt des t-2 Verzuges Der Zweijahresverzug bei der Anpassung der Betriebskosten führt dazu, dass die tatsächlichen Kosten und die regulatorisch über VPI und Xgen fortgeschriebenen Erlösobergrenzen strukturell um zwei Jahresscheiben auseinanderfallen. In der Folge entsteht eine systematische Unterdeckung der Betriebskosten auf Seiten der Netzbetreiber, da die nominellen Kosten des Netzbetriebs im Regelfall steigen. Besonders eindrücklich sieht man dies am Beispiel eines effizienten Netzbetreibers: Dieser muss seine Kosten vollständig erlösen dürfen. Zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode unterliegt der effiziente Netzbetreiber drei jährlichen exogenen Betriebskostensteigerungen. Unter dem Regime des t-2 Verzuges darf er im ersten Jahr der Regulierungsperiode über VPI und Xgen aber nur eine dieser drei jährlichen Betriebskostensteigerungen auf seine Erlöse wälzen. Entsprechendes gilt für die weiteren Jahre der Regulierungsperiode. Der effiziente Netzbetreiber sieht sich somit jedes Jahr einer Differenz zwischen Erlösen und Kosten von zwei VPI-Xgen-Inflationierungen gegenüber. Bzgl. einer ausführlichen Darstellung verweisen wir auf unsere Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 33 ff. Die dort gemachten Ausführungen haben weiterhin Bestand.

61	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Die Bundesnetzagentur begründet das Abstellen auf den Vorvorjahreswert des VPI und den Beibehalt des Zweijahresverzuges bei der VPI-Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze in ihrem Konsultationsentwurf mit einer Reihe von Gründen. Zusammengefasst argumentiert die Behörde: 1.Das Heranziehen von Ist-Werten entspräche dem Grundansatz im Regulierungssystem und das Budget sollte daher so weit wie möglich ex ante feststehen. Mit dem Heranziehen von Planwerten ginge Planungssicherheit auch für die Netzbetreiber verloren und der Plan-Ist-Abgleich sei erheblich aufwendiger (Rd. 777, 778). 2.Im Rahmen gewöhnlicher Schwankungen des VPI um den Zielwert der EZB von 2% wirke sich das Heranziehen des VPI aus dem vorvorletzten Kalenderjahr nur in geringem Umfang aus und gleiche sich im Nachlaufen über den Zeitverlauf aus (Rd. 780). 3.Das Unterbleiben einer Inflationierung zwischen Basisjahr und ersten Jahr der Regulierungsperiode sei Ausfluss des Ansatzes vom Basisjahr als repräsentativem Zustand. Daraus folge, dass sowohl der VPI als auch der Xgen als auch der Abbaupfad für vorliegende Ineffizienzen erst im ersten Jahr der Regulierungsperiode starten und bei einer Umstellung auch der Abbaupfad mit dem Basisjahr beginnen müsse (Rd. 781). 4.Aus einem Anstieg des VPI resultiere häufig erst zeitversetzt ein Anstieg der realen Kosten des Netzbetreibers, wenn beispielsweise Tarifparteien erst nachträglich auf die vergangene Inflation reagierten. Auch bei einer expliziten Kopplung an die Inflation wie beispielsweise bei Indexmieten würde sich eine Zeitversatz von mindestens einem Jahr ergeben (Rd. 782). 5.Eine wirtschaftliche Lücke sei entgegen den Stellungnahmen darüber hinaus nicht feststellbar, weil die OPEX nach dem Basisjahr typischerweise zunächst sinken und ihr lokales Maximum erst wieder im nächsten Basisjahr erreichen würden (Rd. 783). 6.Eine vorgezogene Inflationierung auf Plan-Basis würde Fehlanreize im Hinblick auf das Basisjahr verstärken (Rd. 784). Nach Auffassung der Netze BW ist keines dieser Argumente geeignet, die ökonomisch sachgerechte und regulierungskonzeptionell ebenfalls notwendige Beseitigung des Zeitverzuges bei der Anpassung der Erlösobergrenze um VPI und Xgen in Frage zu stellen. Sofern die einzelnen Argumente nicht nachgerade irrelevant sind, offenbaren sie ein sehr grundsätzliches inhaltliches Fehlverständnis hinsichtlich des regulierungsökonomischen Zwecks der VPI-Xgen Anpassung der Erlösobergrenze. Aus diesem Grund gehen wir im Folgenden noch einmal im Detail auf die Begründungen der Bundesnetzagentur ein.
62	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Planungssicherheit Mit den Ausführungen zur Notwendigkeit eines ex ante fixierten Budgets und zur Vorteilhaftigkeit von Planungssicherheit in den Randziffern 777 und 778 (und auch Rd. 780) versucht die Bundesnetzagentur ganz generell, das Abstellen auf den zuletzt verfügbaren Ist-Wert für den VPI zu begründen. Die Frage, ob ausgehend vom Basisjahr die Erlösobergrenze mit drei Jahresscheiben des um den Xgen bereinigten VPI angepasst werden muss, ist aber unabhängig davon zu klären, ob für die Anpassung der Erlösobergrenze auf Ist- oder Planwerte des VPI abzustellen ist. Denn auch bei der sachlich korrekten Anpassung der Erlösobergrenze um drei Jahresscheiben VPI-Xgen könnte auf VPI-Ist-Werte zurückgegriffen werden, wenn man in der Abwägung die Aspekte der Planungssicherheit und des nachträglichen Plan-Ist-Abgleichs für relevant hielte. Man könnte in diesem Fall auf die Verwendung der letzten drei vorliegenden Ist-Werte des VPI zurückgreifen, also auf die VPI-Werte der Jahre 2025-2027 für die Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2029. Über die rollierende Fortschreibung könnte dann sogar auf einen Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto gänzlich verzichtet werden. Unabhängig davon ist Netze BW nicht der Auffassung, dass die Aspekte der Planungssicherheit und des zusätzlichen Aufwandes eines nachträglichen Plan-Ist-Abgleichs in der Abwägung von entscheidender Relevanz sind. Zwar stellt Planungssicherheit auch für Netzbetreiber ein wichtiges Kriterium dar. Dieses Kriterium kann aber letztlich nicht ausschlaggebend dafür sein, den Netzbetreibern sachlich gerechtfertigte Erlöse überhaupt nicht zuzugestehen. Planansätze sind bei der Anpassung der Erlösobergrenzen keine Ausnahmeerscheinung, sondern regelmäßiger Bestandteil der Anpassung der Erlösobergrenze (vorgelagerte Netzkosten, Plan-Ansätze beim Smart Meter Rollout und Kapitalkostenaufschlag sowie generell bei Mengenabweichungen) und der Abgleich von Plan-Ist-Werten über das Regulierungskonto ist seit Jahren gelebte und eingeübte Praxis in der Regulierung. Darüber hinaus ist weder die Prognose eines Planwertes für den VPI noch der nachträgliche Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto mit einem großen Aufwand verbunden. Für die Prognose des Planwertes könnte beispielsweise auf das langfristige Inflationsziel der EZB von 2% abgestellt werden. Dieser Planwert könnte sogar als numerischer Wert in der Rahmen- oder Methodenfestlegung der Bundesnetzagentur fixiert werden. Der nachträgliche Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto, basierend auf der Differenz zu den vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Ist-Werten des VPI, stellt dann lediglich eine einfache Dreisatzrechnung auf Basis bekannter und nicht strittiger Größen dar. Alternativ könnte beispielsweise auch auf die letzte verfügbare Prognose der allgemeinen Inflationsrate des laufenden Jahres und des Folgejahres der vierteljährlich erscheinenden Ifo Konjunkturprognose zurückgegriffen werden und auf dieser Basis ein nachträglicher Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto durchgeführt werden.
63	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Ausgleich gewöhnlicher Schwankungen des VPI über die Zeit Es ist der Bundesnetzagentur zuzustimmen, dass das Inflationsziel der EZB einen klaren Anker für Inflationserwartungen bildet und sich gewöhnliche Schwankungen um diesen Zielwert im Nachlaufen über den Zeitverlauf ausgleichen (Rd. 780). Außergewöhnliche Sprünge des VPI (wie beispielsweise infolge des russischen Überfalls auf die Ukraine), können mit einem Planansatz nicht ohne Zeitversatz erfasst werden. Auch diesbezüglich ist der Bundesnetzagentur zuzustimmen. Aus Sicht der Netze BW verfehlt diese Argumentation aber den eigentlichen Kern des Problems. Entscheidend ist, dass die Kosten des Basisjahres über drei statt nur über eine Jahresscheibe hinweg mit VPI und Xgen fortgeschrieben werden. Welche konkreten VPI-Werte dazu heranzogen werden, ist dabei sekundär, denn wie die Bundesnetzagentur zu Recht schreibt, würden sich die Effekte schwankender VPI-Werte über den grundsätzlich rollierenden Ansatz des VPI ausgleichen. Aufgrund dieser im Zeitverlauf ausgleichenden Wirkung, könnten auch wie im vorhergehenden Abschnitt vorgeschlagen die drei zuletzt veröffentlichten Ist-Jahreswerte des VPI für die Anpassung der Erlösobergrenze zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode verwendet werden. Darüber hinaus enthält die Argumentation der Bundesnetzagentur zur Abbildung unvorhersehbarer Inflationssprünge noch eine weitere Fehleinschätzung. Die hohen VPI-Werte wurden im aktuellen System mit zweijähriger Verzögerung wirksam, es wurde also faktisch für die jeweils betroffenen Jahre eine VPI-Änderung von 0% im selben Jahr angesetzt. Hätte man hingegen einen t-0-Ansatz auf Basis von Planwerten verfolgt, wäre möglicherweise ein VPI in Höhe von 2% zugrunde gelegt worden, was zumindest zu einem teilweisen Ausgleich des Inflationssprunges bereits im jeweils betreffenden Jahr geführt hätte. Basisjahr als repräsentativer Zustand Die Bundesnetzagentur begründet das Unterbleiben einer Inflationierung zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode mit der „Repräsentativität“ des Basisjahres (Rd. 781). Es läge mit der Heranziehung des VPI-Wertes des vorletzten Kalenderjahres insofern keine Inkonsistenz im Regulierungssystem vor. Netze BW teilt diese Auffassung nicht.

64	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Gerade aufgrund des der Anreizregulierung inhärenten Budgetprinzips wird ein regulatorisches Instrument zur Abbildung exogener Preissteigerungen für die netzwirtschaftlichen Inputfaktoren und ein Ausgleich für Produktivitätsfortschritte in der Netzwirtschaft benötigt. Ein Anreizregulierungssystem, das über mehrere Jahre ausgelegt ist, erfordert ganz grundsätzlich eine Anpassung der Erlösobergrenze um exogene Kostenentwicklungen. Um die Anreizwirkungen des Budgetprinzips nicht zu verringern, erfolgt die Erlösanpassung auf Grundlagen exogener Parameter, vorliegend dem VPI und dem Xgen. Die Erlösanpassung ist damit unabhängig von der aktuellen netzbetreiberindividuellen Kostenentwicklung. Zwischen den im Basisjahr festgestellten Kosten des Netzbetriebs und dem ersten Jahr der Regulierungsperiode liegt unstreitig ein Zeitraum von drei Jahren. Der VPI in Verbindung mit dem Xgen bildet die jährliche netzwirtschaftliche Inputpreiserhöhung und das jährliche netzwirtschaftliche Produktivitätswachstum ab. Die Basisjahrkosten sind mithin um drei Jahresscheiben zu inflationieren, um dem Zweck der VPI-Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze Rechnung zu tragen. Die Notwendigkeit zur Anpassung der Kostenausgangsniveaus mit dem über drei Jahre kumulierten VPI-Xgen-Effekt gilt dabei unabhängig von der Dauer einer Regulierungsperiode. Solange die in die Erlösobergrenze eingehenden Kosten des Basisjahres die Kosten eines drei Jahre zurückliegenden Jahres widerspiegeln, ist eine dreijährige VPI-Xgen-Inflationierung notwendig, um in sachgerechter und konsistenter Weise auf ein Kostenniveau im Jahr eins der Regulierungsperiode zu kommen, das gestiegene Inputpreise und Produktivitätsentwicklungen abbildet. Unterbleibt eine über drei Jahre kumulierte Anpassung der dem VPI-Xgen-Mechanismus unterliegenden Betriebskosten, bedeutet dies eine systematische, strukturell bedingte Unterdeckung dieser Kosten. Auch der zweijährige Zeitverzug zwischen Kostenprüfung und erlösseitiger Wälzung von nicht dem Effizienzvergleich unterliegenden Kosten rechtfertigt keinen Zweijahresverzug bei der Inflationierung der Erlösobergrenze mittels VPI und Xgen. Systematisch müssten auch alle Kosten, die als nicht dem Effizienzvergleich unterliegend eingestuft werden, ohne Zeitverzug (also t-0) in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Für einige dieser Kosten (vorgelagerte Netzkosten, Kosten für den Smart Meter Rollout), für Kapitalkosten und volatile Kosten, ist die t-0 Anpassung auch umgesetzt. Von einem regulierungssystematischen t-2 Verzug kann also keine Rede sein. Die Bundesnetzagentur argumentiert darüber hinaus, dass eine Beseitigung des t-2 Verzugs zwangsläufig mit einer Vorverlegung des Abbaupfads für Ineffizienzen einhergehen müsse. Auch dabei verkennt die Bundesnetzagentur die grundlegend unterschiedlichen Zwecke der beiden Regulierungsinstrumente. VPI und Xgen sollen sicherstellen, dass Inputpreisänderungen und Produktivitätsfortschritte zeitnah in den Erlösen widergespiegelt werden. Diese Zielsetzung ist eindeutig, folgt der Wettbewerbsanalogie und steht in keinerlei sachlich begründbarem Zusammenhang mit der Länge des Abbaupfads für Ineffizienzen.
65	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Der Abbaupfad für Ineffizienzen hingegen erfüllt eine gänzlich andere Funktion: Er stellt einen Sicherungsmechanismus für Daten- und Modellunsicherheiten im Effizienzvergleich dar. Für die Länge des Abbaupfads ist daher entscheidend, mit welcher Sicherheit aus dem Effizienzvergleich keine zu niedrig geschätzten Effizienzwerte resultieren. Entscheidend dabei ist nicht die Sicht auf die Durchschnittseffizienz über alle Netzbetreiber, sondern die Sicherheit, mit der die individuelle Effizienz der Netzbetreiber adäquat eingeschätzt wird. Diese Fragestellung ist jedoch vollkommen unabhängig von der Tatsache, dass es zwischen dem Basisjahr und dem ersten Jahr der Regulierungsperiode Produktivitätsfortschritte und Inputpreissteigerungen bei allen regulierten Netzbetreibern gibt. Zeitversetzter Anstieg der realen Kosten Auch das in Randziffer 782 zum zeitverzögerten Anstieg der realen Kosten vorgebrachte Argument hält Netze BW für nicht überzeugend. Dass Tarifvertragsparteien erst nachträglich auf die vergangene Inflation reagieren würden, stellt zunächst einmal nur eine nicht belegte Behauptung der Bundesnetzagentur dar. Vielmehr ist davon auszugehen, dass Gewerkschaften Inflationserwartungen in ihre Gehaltsforderungen einpreisen und es deswegen – wenn überhaupt – nur eine schwache zeitverzögerte Reaktion zwischen Lohnsteigerungen und dem VPI gibt. Darüber hinaus ist bei funktionierendem Marktmechanismus in einer Volkswirtschaft davon auszugehen, dass ganz generell zunächst die Inputpreise für Vorleistungsgüter steigen, bevor zeitverzögert die Preise der in den VPI eingehenden Endprodukte angehoben werden. Insofern besteht in diesem Zusammenhang bereits ein Zeitverzug, da der VPI den Anstieg der Inputpreise für Vorleistungsgüter und damit der realen Kosten der Netzbetreiber erst zeitverzögert widerspiegelt. Der Einwand der Bundesnetzagentur geht jedoch aus noch grundsätzlicheren Gründen fehl. Selbst wenn es – entgegen den tatsächlichen Verhältnissen – so wäre, dass die Inputpreissteigerungen der Netzbetreiber der Inflation nacheilten, so würde dies symmetrische Abweichungen induzieren: Bei steigender Inflationsrate wären die Inputpreissteigerungen eines Jahres in der Tat geringer als die allgemeine Inflation desselben Jahres (da wir gedanklich ja vom Fall ausgehen, dass die Inputpreissteigerungen der allgemeinen Inflation nachlaufen). Bei fallender Inflationsrate wäre die Inputpreissteigerung eines Jahres jedoch entsprechend höher als die allgemeine Inflation desselben Jahres. Der fiktive Umstand eines Nachlaufens kann also keine systematische Abweichung zwischen Inflation und netzwirtschaftlichen Inputpreissteigerungen begründen. Dies zeigt einmal mehr, dass die zentrale Anforderung darin besteht, dass die Anzahl der durchgeführten Inflationierungen zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode der Anzahl der Jahre zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode – also drei Jahren – entspricht.
66	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Wirtschaftliche Lücke aufgrund Basisjahreffekte nicht feststellbar Die Bundesnetzagentur verkennt mit dem in Randziffer 783 vorgebrachten Argument erneut Sinn und Zweck des regulatorischen Instruments der VPI-Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze. Der regulatorische Zweck der Anpassung der Erlösobergrenze mittels VPI und Xgen besteht darin, exogene Kostenänderungen, die innerhalb der Regulierungsperiode auftreten, also auch zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode, auf Basis von Parametern, die nicht vom Netzbetreiber beeinflusst werden können, abzubilden. Unzweifelhaft kommt es in den drei Jahren zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode zu Änderungen bei den Inputpreisen der Netzbetreiber und es werden entsprechend auch Produktivitätsfortschritte umgesetzt. Diese Änderungen werden nur durch die über drei Jahre kumulierte Anpassung der Erlösobergrenze korrekt erfasst. Insbesondere ist es nicht Sinn und Zweck der produktivitätsbereinigten Inflationsanpassung der Erlösobergrenze eine Korrektur etwaig vorliegender Basisjahreffekte vorzunehmen. Hierfür stehen andere regulatorische Instrumente, insbesondere die Prüfung auf Besonderheiten des Basisjahres (vgl. Tenorziffer 5.4), zur Verfügung und werden von der Behörde im Rahmen der Kostenprüfung auch angewendet. Im Übrigen würde die Argumentation der Bundesnetzagentur bedeuten, dass es ganz grundsätzlich eines ausreichenden Basisjahreffektes bedarf, um die fehlende Inflationierung der Erlösobergrenze zu kompensieren. In diesem Zusammenhang ist auch auf die Inkonsistenz zu der Begründung der Bundesnetzagentur für die Verkürzung der Regulierungsperiode zu verweisen. Die Einführung der dreijährigen Regulierungsperiode bzw. die Verkürzung des Abbaupfades werden beispielsweise in Randnummer 651 bzw. 655 des Konsultationsentwurfes ausdrücklich mit der Verringerung von Anreizen für den Basisjahreffekt begründet.

67	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Fehlanreize im Basisjahr Die Bundesnetzagentur argumentiert in Rd. 784, dass eine vorgezogene Inflationierung auf Plan-Basis bestehende Fehlanreize in Hinblick auf das Basisjahr verstärken würden. Dieses Argument ist unzutreffend. Die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt auf Basis exogener Parameter (VPI und Xgen) und ist unabhängig von der netzbetreiberindividuellen Kostenentwicklung im Anwendungszeitraum. Da die Erlösanpassung über VPI und Xgen vom Netzbetreiber nicht beeinflusst werden kann, wird auch die Intensität der Anreize, die über das Budgetprinzip vermittelt werden, durch die Beseitigung des t-2 Verzugs nicht geschmälert oder vermindert. Sofern ein Netzbetreiber aus der Hebung von Kosteneffizienzpotentialen zusätzliche Renditen erwirtschaften kann, sind die Anreize hierfür unbeeinflusst davon, ob die Inflationierung der Erlöse t-2 oder t-0 erfolgt. Und sofern ein Netzbetreiber trotz der Prüfung auf Besonderheiten des Basisjahres durch die Bundesnetzagentur Möglichkeiten hat, Kosten möglichst im Basisjahr anfallen zu lassen, werden diese Möglichkeiten und die Anreize hierfür durch die t-0 Inflationierung der Erlösobergrenze nicht verändert. Outputentwicklung muss auch außerhalb der fünften Regulierungsperiode abgebildet werden 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. Diese strukturelle Lücke betrifft Betriebskostensteigerungen aufgrund der Steigerung von Outputmengen (in Abgrenzung zu Änderungen der Inputpreise oder der Produktivität) innerhalb der Regulierungsperiode. Die auf Outputänderungen zurückgehende Betriebskostenkomponente kann ab der sechsten Regulierungsperiode innerhalb des Xgen (vgl. bspw. den Vorschlag „OPEX-Xgen“ von Netze BW) oder durch andere regulatorische Instrumente, wie beispielsweise auf Basis der Veränderung von Vergleichsparametern gemäß Tenorziffer 3.2 des Konsultationsentwurfs, abgebildet werden. Letztlich ist dies eine Frage der konkreten Ausgestaltung des Regulierungssystems. Es ist jedoch weder mit regulierungsökonomischen Prinzipien noch mit § 21 Abs. 2 EnWG vereinbar, dass outputbasierte Betriebskostensteigerungen im Regulierungssystem überhaupt nicht abgebildet werden.
68	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Inkorrekte bzw. fehlende Darstellung des regulatorischen Zwecks von VPI und Xgen Netze BW hatte bereits in ihrer Stellungnahme zum Sachstand Tenorierung und Erwägungen vorgeschlagen, eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen in die Tenorierung der Rahmenfestlegung aufzunehmen (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 35). Dem Vorschlag eine Zweck- und Zielbestimmung in die Tenorierung des Beschlussentwurfs aufzunehmen ist die Behörde nicht nachgekommen. In Randziffer 765 des vorliegenden Beschlussentwurfs führt die Bundesnetzagentur aus, dass es das Ziel der Anpassung von Kostenanteilen des Basisjahres mit VPI-Xgen sei, eine Fortschreibung der Erlösobergrenze zu bewirken, welche die Kostenentwicklung eines Netzbetreibers abbildet, der auch die sektorale Produktivitätsentwicklung vollständig umsetzt. Die jährliche Anpassung ziele darauf ab, eine Preisentwicklung bei den Netzentgelten sicherzustellen, wie sie sich auch in einem wettbewerblich organisierten Sektor ergäbe. Diese Formulierung verschleiert aber den tatsächlichen regulierungsökonomischen Zweck der VPI-Xgen-Inflationierung in einem Anreizregulierungssystem, indem einerseits nur auf die Umsetzung von Produktivitätssteigerungen und andererseits nur auf eine nicht klar definierte Wettbewerbsanalogie verwiesen wird. Nach Auffassung von Netze BW bedarf es weiterhin einer klaren und eindeutig formulierten Ziel- und Zweckbestimmung der VPI-Xgen- Anpassung der Erlösobergrenze. Das regulatorische Ziel 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 hinausgehenden Erlösanpassungen erfolgen. Dadurch erhält der Netzbetreiber im Idealfall ein Kostenbudget, das mit den exogenen Kostensteigerungen wächst. Eine Einschränkung auf inputpreis- und produktivitätsinduzierte Betriebskostenänderungen kann unter der Fiktion der gleichbleibenden Versorgungsaufgabe (keine Betriebskostenaufwüchse aufgrund von Outputmengenänderungen) vorgenommen werden. Dies setzt voraus, dass Outputmengenänderungen mit einem separaten regulatorischen Instrument (bspw. dem SFA-Betriebskostenaufschlag) abgebildet werden.
69	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Dieses Ziel sollte entsprechend in der Rahmenfestlegung aufgenommen werden, denn es betrifft – anders als die Bundesnetzagentur schreibt (Rd. 803) – nicht Abwägungsentscheidungen, die in der Methodenfestlegung zu treffen wären, sondern das grundlegende Ziel des Instruments selbst. Es erscheint offenkundig, dass die Ziel- und Zweckbestimmung eines regulatorischen Instruments (sofern nicht evident) in der Rahmenfestlegung vorgenommen wird, während in einer Methodenfestlegung die Methodenausgestaltung zur Erreichung des Ziels festgelegt wird. Schließlich ist eine Methode eine planmäßige Vorgehensweise zur Erreichung eines vorgegebenen Ziels. Selbstverständlich können bei der methodischen Umsetzung weitere Erwägungen relevant sein. So führt die Bundesnetzagentur an, eine ineffiziente Substitution zwischen Kapital- und Betriebskosten sei zu vermeiden. Solche Nebenziele können ebenso festgehalten werden. Das Hauptziel der Anpassung ergibt sich jedoch notwendigerweise aus dem allgemeinen Ziel der Kostenorientierung, da das Instrument überhaupt nur existiert, um eine Anpassung der Erlösobergrenze an exogene Betriebskostenänderungen während der Regulierungsperiode zu vollziehen. Sofern die Anpassung an exogene Betriebskostenänderungen über den VPI–Xgen- Mechanismus vollzogen wird, folgt daraus, dass der Xgen eine Prognose der Differenz aus der allgemeinen Inflation (VPI-Änderung) während der Regulierungsperiode und der exogenen Betriebskostenänderung der Netzbranche während der Regulierungsperiode ist. Eine ganz grundsätzliche Frage stellt sich in Bezug auf die von der Behörde gesetzte Vorgehensweise, zunächst den VPI zur Anpassung der Erlösobergrenze zu verwenden und diesen dann in einem zweiten Schritt um die Differenz zwischen historischer VPI-Änderung und historischer netzwirtschaftlicher Preis- und Produktivitätsentwicklung zu korrigieren. Denn die Anpassung der Erlösobergrenze könnte auch direkt aus den relevanten netzwirtschaftlichen Bestandteilen ermittelt und ohne Einbezug des VPI angewandt werden. Den Nutzen einer „Zwischenschaltung“ des VPI – oder irgendeines anderen Preisindexes – erläutert die Bundesnetzagentur an keiner Stelle. Fußnote zu Ziel: „Methodik ist in der Wissenschaftstheorie die Gesamtheit aller systematischen Vorgehensweisen bei der Gewinnung von Erkenntnissen im Rahmen eines vorgegebenen Ziels.“ https://de.wikipedia.org/wiki/Methodik „Allgemein ein nach Gegenstand und Ziel planmäßiges (methodisches) Verfahren, die Kunstfertigkeit einer Technik zur Lösung praktischer und theoretischer Aufgaben (Arbeitsmethode, technische Methode u. a.), speziell das Charakteristikum für wissenschaftliches Vorgehen.“ https://brockhaus.de/ecs/enzy/article/methode-allgemein

70	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Ohne die Darstellung des Nutzens des „Zwischenschaltens“ eines Preisindexes ist jedoch weder ersichtlich, weshalb dies getan wird, noch ist ersichtlich, dass der VPI die richtige Wahl des Preisindexes darstellt. Es gibt a priori keinen Grund den VPI oder eine gesamtwirtschaftliche Größe generell zu wählen: Dies erkennt man daran, dass – wie die Bundesnetzagentur ausführt – in Österreich ein Netzbetreiberindex herangezogen wird. Dass der österreichische Ansatz nicht als Leitbild dienen könne, da in der Folge der Xgen dort anders berechnet würde als in Deutschland, ist dabei selbstverständlich keine Begründung für den VPI, sondern ein Zirkelschluss (Rd. 801). Eine inhaltliche Begründung für das „Zwischenschalten“ des VPI erfolgt seitens der Bundesnetzagentur nicht. Es wird letztlich nur der Vorteil der Kontinuität und der zeitnahen Verfügbarkeit genannt. Da die Verwendung des VPI im Entwurf zur Methodenfestlegung Xgen in den Randziffern 294 und 312 (fälschlicherweise) als Grund angeführt wird, den OPEX-Xgen (Modell der Netze BW) nicht anzuwenden, ist eine inhaltliche Begründung des VPI jedoch zwingend. Netze BW möchte darüber hinaus nochmals darauf hinweisen, dass die Gleichsetzung von allgemeiner Inflation (also VPI-Änderung) und der Differenz aus gesamtwirtschaftlicher Inputpreis- und Produktivitätsänderung auch unter der Annahme des perfekten Wettbewerbs nur in der ökonomisch langen Frist Gültigkeit besitzt. In den für die Regulierung relevanten kurzen Zeiträumen 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. Zinsanstiege gehen also kurz- bis mittelfristig mit sinkenden Inflationsraten und einem sinkenden Wert des VPI einher. In der Analogie des perfekten Wettbewerbs bedeuten Zinsanstiege dagegen steigende Inputpreise des Kapitals und würden somit einen VPI-Anstieg nach sich ziehen. Die dem Xgen unter Verwendung der Residualmethode zugrundeliegende Annahme eines konstanten Abstandes zwischen der Entwicklung des VPI und der Entwicklung der netzwirtschaftlichen Bestandteile des Xgen wird in der kurzen bis mittleren Frist von makroökonomischen Effekten überlagert. Wenn der Xgen unter Einbezug der nominellen Kapitalkosten berechnet wird, wird diese Annahme systematisch falsch: Wenn bspw. die Europäische Zentralbank die Leitzinsen zur Inflationsbekämpfung erhöht, steigen in der wirtschaftlichen Realität die Kapitalkosten der Netzbetreiber und der VPI sinkt. Der tatsächliche Abstand zwischen dem VPI und der netzwirtschaftlicher Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung wird im Anwendungszeitraum des Xgen (der Regulierungsperiode) dadurch geringer. Die Prognose des Xgen sollte sich entsprechend auf die Differenz der VPI-Änderung und der Änderung der netzwirtschaftlichen Bestandteile in der Regulierungsperiode und nicht auf die Differenz der gesamt- und netzwirtschaftlichen Bestandteile beziehen. Dies ist bei der regulatorischen Zieldefinition des Xgen zu berücksichtigen.
71	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Abschließend sei angemerkt, dass die von der Bundesnetzagentur angeführte „abschließend gerichtliche“ Bestätigung der Residualmethode (Rd. 803) sich auf einen anderen Sachverhalt bezogen hat und in der Zeit vor der Novellierung des § 73 des Energiewirtschaftsgesetzes erfolgte. Prognoseeigenschaft des Xgen Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen eine Aufnahme von Kriterien und Maßstäben für die Erstellung einer sachgerechten Prognose des Xgen in die RAMEN-Tenorierung angeregt (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 37 f.). Zu diesen nach Auffassung der Netze BW in die Festlegung RAMEN aufzunehmenden Kriterien für eine sachgerechte Prognose des Xgen zählen die Verwendung einer möglichst verzerrungsfreien und streuungsarmen Prognosemethode, die Sicherstellung der Repräsentativität der verwendeten Eingangsgrößen und des Betrachtungszeitraums sowie die Verwendung des Prognosefehlers zur Beurteilung von Verzerrungen der verwendeten Prognosemethode. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur (Rd. 793) ist es nicht erforderlich, bereits in der RAMEN-Festlegung sachgerechte Maßstäbe für die Bestimmung des Xgen im Hinblick auf die Prognosequalität zu benennen. Es sei bereits Prüfungsmaßstab, dass die verwendeten Methoden wissenschaftlichen Standards entsprechen. Eine explizite Aufnahme entsprechender Kriterien in die RAMEN-Festlegung erscheine vor diesem Hintergrund nicht geboten. Vielmehr sei die Ausgestaltung der Methodik der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor) vorbehalten. Allerdings enthält auch der Konsultationsentwurf für die Methodenfestlegung des Xgen keine Kriterien oder Maßstäbe für eine Prognoseerstellung und die Beurteilung der Prognosegüte. Vor dem Hintergrund, dass – entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur in Rd. 794 – die Verwendung von Prognosefehlern zur Beurteilung der Prognosegüte ein zentraler Bestandteil jeglicher Prognoseerstellung ist, erscheint die Aufnahme entsprechender wissenschaftlicher Maßstäbe für die Beurteilung der Prognosequalität unentbehrlich. Dies kann entweder in der RAMEN-Festlegung oder in der Methodenfestlegung zum Verbraucherpreisindex oder Xgen erfolgen. Inkonsistenzen mit beabsichtigter Gutachtenausschreibung Netze BW hat in ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen auf die Inkonsistenzen zwischen der Gutachtenausschreibung der Bundesnetzagentur und dem Sachstandsentwurf der Rahmenfestlegung und insbesondere die Vorwegnahme erst gutachterlich zu prüfender Fragestellungen in der Rahmenfestlegung hingewiesen. Unter anderem war bereits der Zweijahresverzug bei der Erlösobergrenzenanpassung im ersten Jahr der Regulierungsperiode gemäß Tenorziffer 6.1 im Sachstand zu Tenor und Erwägungen zur Festlegung Rahmen verankert, obwohl laut Leistungsbeschreibung zum Gutachten der BNetzA „die Rolle des t-2 Verzugs bei der Anwendung des Xgen in der Erlösobergrenze“ erst diskutiert und bewertet werden sollte. Dies Frage des t-2 Verzuges wird im jetzt veröffentlichten WIK-Gutachten vom 24. Juni 2025 jedoch entgegen dem Gutachtenauftrag nicht thematisiert.
72	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Die Frage, inwiefern der zweijährige Zeitverzug bei der Anpassung der Erlösobergrenze zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode gerechtfertigt ist, bleibt also seitens der Bundesnetzagentur gutachterlich unbeantwortet. Vorschläge der Netze BW zur Ergänzung und Anpassung von Tenorziffer 6 Vorschlag 1: 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 unbekannten VPI-Werte können Planwerte aufgrund aktueller Prognosen verwendet werden. Die Planwerte können im Nachgang über das Regulierungskonto mit den Ist-Werten abgeglichen werden. Alternativ können auch die drei zuletzt vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Werte des VPI verwendet und auf einen Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto verzichtet werden. Vorschlag 2: 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. Vorschlag 3: 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.

73	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Strom	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	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. Vorschlag 4: Prognosecharakter des Xgen 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 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.
74	7.1 bis 7.4 KAnEu - Kriterien	Nur Strom	-		Kriterien	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen überwiegend an den Formulierungen der Tenorziffern 7.1 bis 7.4 fest, in denen sie die Einordnung der Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, nennt und jedes der Kriterien definiert. Als abstrakte, inhaltliche Kriterien zur Bestimmung der nicht dem Effizienzvergleich unterliegenden Kostenanteile (KAnEu) 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 explizit einem Regulierungsermessen (Rd. 826, 828, 829). Exogenität (Rd. 821 ff.): 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 (Rd. 827 ff.): 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 hinaus soll hier mitberücksichtigt werden, ob die Kostenposition als Substitut zu anderen Kostenpositionen, die dem Effizienzvergleich unterliegen, gesehen werden kann. Volatilität (Rd 829 ff.): Bei diesem Kriterium geht es darum, inwiefern die Volatilität der Kosten negative Auswirkungen auf den Effizienzvergleich haben kann. Im Gegensatz zur Exogenität wird hierbei auf unternehmensindividuelle Betrachtungen abgestellt. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgetragen, dass die Kriterien aus ihrer Sicht grundsätzlich nachvollziehbar seien, wenngleich einige Nachschärfungen jedoch möglich erschienen. Diese beträfen insbesondere die Umbenennung des Kriteriums der Gleichartigkeit in „Vergleichbarkeit“, was nach Auffassung der Netze BW dem intuitiven Verständnis dieses Kriteriums zuträglich wäre, sowie die Ergänzung des „Substitutionalen Zusammenhangs“ als eigenständiges Kriterium (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 39 ff.). Die Bundesnetzagentur greift die Vorschläge im aktuellen Festlegungsentwurf nicht auf. In der Erläuterung des Kriteriums „Gleichartigkeit“ wählt die Bundesnetzagentur jedoch immerhin eine klarstellende Formulierung, wonach das Kriterium der Gleichartigkeit ein negativ gewandtes Kriterium sei, was bedeute, dass gleichartige Kosten gegen die Einordnung als KAnEu sprächen (Rd. 827).
75	7.1 bis 7.4 KAnEu - Kriterien	Nur Strom	-		Kriterien	Aus Sicht der Netze BW wären die vorgeschlagenen Nachschärfungen jedoch weiterhin hilfreich für das Verständnis und die Anwendung der Kriterien auf unterschiedliche Kostenpositionen und deren Einordnung in die jeweilige regulatorische Kostenkategorie. Es ist weiterhin 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 darüber nachzudenken, eben diesen „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 weiterhin der Auffassung, dass die Kategorisierung von Kosten durch die Bundesnetzagentur nicht alle relevanten Fälle abdeckt. So sind aktuell im RAMEN-Festlegungsentwurf die folgenden Kategorien vorgesehen: (1)beeinflussbar (unterliegen dem Effizienzvergleich und dem Budgetprinzip), (2)KAnEu / nicht beeinflussbar (unterliegen weder dem Effizienzvergleich, noch dem Budgetprinzip, noch sonstigen Effizienzanreizen), (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 Effizienzanreizen (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 verknüpfen.
76	7.5 bis 7.7 KAnEu - Positionen und Anpassung	Nur Strom	-		Festlegung	Die Bundesnetzagentur behält die bereits im Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgenommene Einordnung bestimmter Kostenpositionen als KAnEu bzw. als beeinflussbar auch im vorliegenden RAMEN-Festlegungsentwurf bei. Netze BW hatte dies bereits in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vor allem vor dem Hintergrund der anderweitigen vorgesehenen Regulierungsinstrumente und der starken Veränderung der Versorgungsaufgabe bei den Stromnetzen als problematisch angesehen (siehe Netze BW Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 41). Die starke Veränderung der Versorgungsaufgabe bewirke die Notwendigkeit eines substanziellen Personalaufbaus während der Regulierungsperiode, sodass auch bei einer verkürzten Regulierungsperiode zwischen dem Basisjahr und dem Ende der entsprechenden Regulierungsperiode fünf Jahre vergingen. Um diesen Personalkostenaufbau abzudecken, sehe die Bundesnetzagentur jedoch mit Ausnahme der fünften Regulierungsperiode kein Regulierungsinstrument vor. Bislang habe die Einstufung der Lohnzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zumindest ermöglicht, einen Teil dieser Lücke bei den Personalkosten während der Regulierungsperiode zu decken. Die Bundesnetzagentur lehnt die Beibehaltung der Einstufung der Lohnzusatzkosten unter Bezugnahme auf die genannten Kriterien ab und auch ohne in diesem Zusammenhang auf das Problem des Zeitverzugs bei einem innerperiodischen Personalzuwachs infolge einer Veränderung der Versorgungsaufgabe einzugehen. Die Bundesnetzagentur erwähnt lediglich, dass Lohnzusatzkosten weiterhin grundsätzlich über das Budgetprinzip anerkennungsfähig seien (Rd. 845, 849) und beschreibt die Abgrenzung gegenüber den Versorgungsleistungen. Netze BW hält daher an ihrer Einschätzung fest, dass die bisherige Einstufung der Lohnzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten vor dem Hintergrund eines fehlenden innerperiodischen OPEX-Anpassungsmechanismus zumindest eine teilweise Wälzung der Kosten des Personalaufbaus während der Regulierungsperiode ermöglicht. Die geplante Einordnung der Lohnzusatzkosten als beeinflussbare Kosten anstatt als KAnEu erschwert den benötigten innerperiodischen Personalaufbau vor allem ab der sechsten Regulierungsperiode erheblich. In der Tenorziffer 7.5 listet die Bundesnetzagentur bei den Kostenanteilen, die als nicht dem Effizienzvergleich unterliegend eingestuft werden sollen, gemäß Punkt 3 der Tenorziffer auch die dem Anschlussnetzbetreiber aufgrund der gesetzlichen Regelungen des Messstellenbetriebsgesetzes entstehenden Kosten auf. Explizit genannt werden dabei die Entgelte zur Ausstattung von Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen. Die Bundesnetzagentur hat nun hier gegenüber dem Sachstand zu Tenor und Erwägungen eine Klarstellung aufgenommen, dass auch die dem Anschlussnetzbetreiber durch das Messstellenbetriebsgesetz entstehenden Kosten für die Steuereinrichtung als nicht dem Effizienzvergleich unterliegende Kosten eingestuft werden. Netze BW hatte diese klarstellende Ergänzung vorgeschlagen und bewertet sie daher positiv.

77	8.2 Redispatch-Kosten (Strom)	Nur Strom	-		Redispatch	Die Bundesnetzagentur behält die Einstufung der Redispatchkosten als volatile Kosten wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen auch im RAMEN-Festlegungsentwurf bei. 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. Die Einbeziehung der Redispatchkosten in den Effizienzvergleich ist daher sachgerecht. 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 beispielsweise eine Durchschnittsbildung über drei Jahre.
78	8. Volatile Kostenanteile	Nur Strom	-		Verlustenergie als Regelbeispiel	Die Bundesnetzagentur behält die Einstufung der Kosten für Verlustenergie als Regelbeispiel für volatile Kosten wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen auch im RAMEN-Festlegungsentwurf bei. 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 geht mit einer höheren regulatorischen Komplexität einher als dies bei anderen volatilen Kostenpositionen der Fall ist. Allerdings ist in Bezug auf die Verlustenergiemengen weiterhin 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.
79	9. Kapitalkostenabzug	Nur Strom	-		Ausschluss Werte kleiner Null	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen nahezu unverändert an der Formulierung der Tenorziffer 9.1 fest, die die allgemeinen Grundsätze zum Kapitalkostenabzug regelt. Die Bundesnetzagentur ergänzt nun im RAMEN-Festlegungsentwurf, dass der Kapitelkostenabzug keine Werte kleiner als Null annehmen darf. In den Erwägungsgründen führt die Bundesnetzagentur zu Tenorziffer 9.1 S. 2 weiter aus, dass dies einer Fortführung der Regelung in Anlage 2a Abs. 1 2. HS zu § 6 ARegV entspräche (Rd. 972). Die Regelung sei zwar in der Praxis in den letzten Jahren nur in wenigen Fällen zur Anwendung gekommen, jedoch sei es aus Sicht der Bundesnetzagentur wichtig, die weitere Geltung dieses Grundsatzes deutlich zu machen, denn ein negativer Kapitalkostenabzug würde faktisch nicht zu einem Kapitalkostenabzug, sondern zu einem Kapitalkostenaufschlag führen. Und dies sei mit dem Sinn und Zweck der Regelung nicht vereinbar. Seitens Netze BW ist die Begründung insoweit nachvollziehbar, als ein negativer Kapitalkostenabzug faktisch einem Kapitalkostenaufschlag gleichkäme und dem Regelungsinhalt widerspräche. In welchen praktischen Konstellationen ein Kapitalkostenabschlag negative Werte annehmen könnte, lässt sich aus dem Festlegungsentwurf jedoch nicht nachzuvollziehen. Hier wäre eine weitergehende Erläuterung hilfreich. Und sofern sich ein negativer Kapitalkostenabgleich tatsächlich einstellt, wäre sodann folgerichtig die Frage zu klären, wie die Bundesnetzagentur damit regulatorisch umzugehen gedenkt. Den dahinter liegenden Sachverhalt gewissermaßen einfach „auf Null" zu setzen, erscheint intuitiv jedenfalls weder sachgerecht noch zweckmäßig und bedarf einer nachvollziehbaren Erläuterung. Immerhin ist der Regelungsinhalt der Bundesnetzagentur so wichtig, dass sie die Ergänzung des „unter Null"-Verbots nun im Festlegungsentwurf aufnimmt. Eine weitergehende Erläuterung würden wir seitens Netze BW daher als notwendig erachten.
80	9. Kapitalkostenabzug	Nur Strom	-		Fortgeführte kalkulatorische Gesamtverzinsung	Die Bundesnetzagentur beabsichtigt weiterhin im aktuellen Festlegungsentwurf wie bereits im Sachstand zu Tenor und Erwägungen eine Fixierung des Umlaufvermögens auf den Basisjahrwert. Eine Anpassung des Umlaufvermögens an die Entwicklung der Netzkostenbasis soll im Rahmen der Kapitalkostenanpassung unterbleiben. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen hingegen vorgeschlagen, das betriebsnotwendige Umlaufvermögen im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs sowohl im Kapitalkostenabzug als auch im Kapitalkostenaufschlag fortzuentwickeln (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 46 f.). Die Bundesnetzagentur lehnt diesen Vorschlag im Festlegungsentwurf ab und erläutert hierzu in ihren Erwägungsgründen, dass das Umlaufvermögen dem Budgetprinzip unterworfen werde, in dem es sich auf die Netzkosten des jeweiligen Basisjahres als repräsentativen Wert bezieht. Eine Fortentwicklung anhand der Entwicklung der Netzkostenbasis bei zunehmenden Investitionen erfolge hierbei nicht. Dies gelte spiegelbildlich auch bei einem Absinken der Netzkostenbasis (Rd. 980). Aus Sicht der Netze BW lässt die Bundesnetzagentur jedoch weiterhin eine inhaltliche Begründung offen. Die Bundesnetzagentur verwendet hier einmal mehr 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 aus dem Basisjahr im Zuge der fortgeführten Kapitalkosten implizieren würde, zu unterlassen. Aus Sicht der Netze BW 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 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.
81	9. Kapitalkostenabzug	Nur Strom	-		Fortgeführte kalkulatorische Gesamtverzinsung (Fortsetzung)	Vorschlag zu Tenorziffer 9.3: 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 Umlaufvermögens 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.
82	10. Effizienzvergleich	Nur Strom	-		Durchführung bundesweiter Effizienzvergleich	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen an der Formulierung der Tenorziffer 10.1 fest, wonach zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte der Netzbetreiber ein bundesweiter Effizienzvergleich durchgeführt werde. Die nähere Ausgestaltung regle die betreffende Methodenfestlegung. Lediglich klarstellend hat die Bundesnetzagentur ergänzt, dass die Effizienzwerte vor Beginn der Regulierungsperiode ermittelt werden. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, dass grundsätzliche, abstrakte Vorgaben zum Effizienzvergleich aus dem Energiewirtschaftsgesetz bereits in der RAMEN-Festlegung konkretisiert werden sollten. (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 49 ff.). Die Bundesnetzagentur greift diesen Vorschlag im Festlegungsentwurf nicht auf mit der Begründung, dass Konkretisierungen in der Methodenfestlegung zu treffen seien und auch dort die rechtlichen Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes greifen würden (Rd. 987 bis 992). Es sei zudem nicht zweckmäßig, methodische Grundentscheidungen bereits in der RAMEN-Festlegung zu treffen, da dies selektiv methodische Entscheidungen herauslösen würde, obwohl es letztlich einer Begründung der Gesamtmethodik nach dem Stand der Wissenschaft bedürfe. Netze BW ist dennoch nach wie vor der Auffassung, dass grundsätzliche, abstrakte Vorgaben zum Effizienzvergleich aus dem Energiewirtschaftsgesetz bereits in der RAMEN-Festlegung verankert und konkretisiert werden sollten. Damit werden noch keine methodischen Entscheidungen vorweggenommen, sondern lediglich wesentliche abstrakte Rahmenvorgaben gesetzt, was gerade dem Sinn und Zweck der vorliegenden Rahmenfestlegung entspricht. Ohne eine Konkretisierung dieser Kriterien wäre es kaum möglich zu beurteilen, wie der Effizienzvergleich die abstrakten Vorgaben aus dem europäischen Recht und dem Energiewirtschaftsgesetz umsetzt bzw. inwieweit er mit diesen übereinstimmt. Hierzu zählen die Konkretisierung der Kriterien Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben, die Konkretisierung des Begriffs der strukturellen Vergleichbarkeit und in Zusammenhang mit den vorgenannten Punkten die Erläuterung der Rolle von Sicherungsmechanismen bei der Ermittlung der Effizienzwerte sowie die Festschreibung, dass ein Effizienzwert von 100% bei allen verwendeten Methoden erreichbar sein muss. Da diese Begriffe fundamentale Leitplanken für die Ausgestaltung des Effizienzvergleichs in den Methodenfestlegungen darstellen, ist es wichtig und notwendig, diese bereits in der Rahmenfestlegung zu konkretisieren.

83	10. Effizienzvergleich	Nur Strom	-		Effizienzvergleich und Verteilungsfaktor	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen unverändert an der Tenorziffer 10.2 (vormals Sachstand Tz. 10.3) fest, wonach die Vorgabe zum rechnerischen Abbaupfad der ermittelten Ineffizienzen durch die Methodenfestlegung geregelt werde. (Die Tenornummerierung 10.2 betrifft im Sachstand zu Tenor und Erwägungen den Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber.) Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, den Verteilfaktor und den daraus resultierenden Abbaupfad der Ineffizienzen als einen Sicherungsmechanismus zur Berücksichtigung von Daten, Modell- und Methodenunsicherheiten zu benennen und festzulegen. Dieser Abbaupfad muss dann gesamthaft mit der Effizienzvergleichsmethodik und anderen Sicherheitsmechanismen in der Methodenfestlegung bei der weiteren Ausgestaltung des Effizienzvergleich erörtert und in seiner Dauer festgelegt werden (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 51 ff.). Diesen Aspekt greift die Bundesnetzagentur in ihren Erwägungsgründen des Festlegungsentwurfs nur insofern auf, als sie darauf verweist, dass für die Festlegung des Abbaupfads auch die übrigen Ausgestaltungen der Effizienzvorgaben wesentlich seien (Rd. 996). Ansonsten erfolgt lediglich der allgemeine Hinweis, dass das Verfahren zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich alles Weitere regle. Aus Sicht der Netze BW sollte die Rolle des Verteilfaktors als Sicherungsmechanismus neben den anderen Sicherheitsmechanismen als übergeordnete Vorgabe bereits in der RAMEN-Festlegung benannt und verankert werden. Dies ist auch in Zusammenhang mit unseren Ausführungen zu Tenorziffer 10.1 zu sehen. Darüber hinaus verweisen wir an dieser Stelle auch auf die Ausführungen in unserer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen (S. 51 ff.).
84	11. Kapitalkostenaufschlag	Nur Strom	-		Umfang der Verzinsungsbasis	Nach Auffassung der Bundesnetzagentur soll sich die Verzinsungsbasis aus den Anschaffungs- und Herstellungskosten und den sich hieraus ergebenden kalkulatorischen Restwerten zusammensetzen, von denen die Bestände an Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen abgezogen werden. Näheres dazu regle Tenorziffer 10 der Methodenfestlegung StromNEF. Aus Sicht der Netze BW stellt dieses Vorgehen eine grundsätzliche Abkehr von der bisherigen Vorgehensweise der Kapitalverzinsung dar und würde zu einer anteiligen Einstufung von Zuschüssen als Eigen- und Fremdkapital führen, wohingegen diese bislang wie Fremdkapital bewertet werden. Im Ergebnis käme es zu einer wirtschaftlichen Verschlechterung, die wir als nicht sachgerecht erachten. Wir sprechen uns für die Beibehaltung des Bruttoansatzes aus, wonach die Bestände an Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen eben nicht von der Verzinsungsbasis in Abzug gebracht werden, sondern eine individuelle Korrektur über kostenmindernde Fremdkapitalzinsen für die Zuschussbestände berücksichtigt werden. Im Detail verweisen wir an dieser Stelle auf unsere weiteren Ausführungen hierzu in unserer Stellungnahme zum Entwurf der Methodenfestlegung StromNEF unter Tenorziffer 10 Satz 3.
85	11. Kapitalkostenaufschlag	Nur Strom	-		Verzinsung Anlagen im Bau	Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, Anlagen im Bau (AiB) in der Verzinsung für das Ausgangsniveau ausweislich Tenorziffer 10 S. 4 a) in der StromNEF zu berücksichtigen. Netze BW spricht sich deutlich gegen eine Verzinsung der AiB im Ausgangsniveau aus, da diesen Kosten im Ausgangsniveau noch keine Strukturparameter gegenüberstehen und innerhalb der Regulierungsperiode die dann aktuellen AiBs und deren Verzinsung erlöswirksam werden. Die Einzelheiten hierzu finden sich in der Stellungnahme zum Entwurf der Methodenfestlegung StromNEF unter Tenorziffer 10 Satz 4. Aufgrund der geforderten Anpassungen in der StromNEF bedarf es nach unserer Einschätzung einer Prüfung, inwieweit Folgeanpassungen in der Tenorziffer 11.5 notwendig sind, so dass eine Verzinsung der AiB im Kapitalkostenaufschlag gewährleistet ist.
86	11. Kapitalkostenaufschlag	Nur Strom	-		Berücksichtigung Umlaufvermögen	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen unverändert an der Formulierung in Tenorziffer 11.5 fest, mit der die Bestandteile der Verzinsungsbasis bei der Ermittlung des Kapitalkostenaufschlags bestimmt werden. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, das in die Verzinsungsbasis eingehende betriebsnotwendige Umlaufvermögen entsprechend der Entwicklung der kalkulatorischen Restbuchwerte des Sachanlagevermögens anzupassen. Aus Sicht der Netze BW wäre diese Änderung sachgerecht, da mit fortschreitendem Netzbau auch eine Zunahme des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens einhergeht (siehe hierzu ausführlich Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zu Tenor und Erwägungen, S. 55 f.). Die Bundesnetzagentur greift diesen Vorschlag im Festlegungsentwurf nicht auf und verweist in ihren Erwägungsgründen auf ihre Ausführungen in diesem Punkt beim Kapitalkostenabzug (Rd. 1012). An dieser Stelle erklärt die Bundesnetzagentur jedoch lediglich, dass das Umlaufvermögen insgesamt dem Budgetprinzip unterworfen werde, in dem es sich auf die Netzkosten des jeweiligen Basisjahres als repräsentativen Wert beziehe. Eine Fortentwicklung anhand der Entwicklung der Netzkostenbasis bei zunehmenden Investitionen erfolge hierbei nicht (Rd. 980). Eine inhaltliche Begründung für die Ablehnung erfolgt jedoch nicht. Aus Sicht der Netze BW wäre eine Fortschreibung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens nach wie vor erforderlich und sachgerecht, da sich aufgrund der unberücksichtigten Investitionsdynamik eine deutliche Unterdeckung bei dem unterstellten betriebsnotwendigen Umlaufvermögen einstellen wird (vgl. auch die Ausführung in der Stellungnahme zum Entwurf der Methodenfestlegung StromNEF Tenorziffer 10, S. 7). Die Beibehaltung der Fixierung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens auf den Basisjahrwert erachten wir als nicht sachgerecht, da insbesondere den unterschiedlichen Dynamiken in Kapitalkostenaufschlag und Kapitalkostenabzug und dem damit verbundenen Bedarf an Umlaufvermögen nicht Rechnung getragen wird. Daher halten wir an unserem Vorschlag zu Tenorziffer 11.5 fest. Vorschlag zu Tenorziffer 11.5 Satz 2, Satz 3 neu und Satz 4 neu Kapitalkostenaufschlag und Berücksichtigung Umlaufvermögen 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.
87	12. Qualitätsregulierung	Nur Strom	-		Kennzahlenwerte	Die Bundesnetzagentur hält im Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen unverändert an der Formulierung zur Qualitätsregulierung fest. Demnach sollen weiterhin insbesondere Kennzahlen zur Beschreibung und Bewertung der Versorgungsqualität festgelegt und veröffentlicht werden. Zudem sind auch weiterhin objektive strukturelle Unterschiede der Netzbetreiber bei der Ermittlung von Referenzwerten zu berücksichtigen. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen unter anderem vorgeschlagen, dass zum einen alle Daten, die der Ableitung von Kennzahlenwerten zugrunde liegen, insbesondere auch die Daten zur Störungsstatistik, unter Angabe des jeweiligen Netzbetreibers, veröffentlicht werden. Zum anderen wurde eine Ergänzung bei der Formulierung zur Tenorziffer 12.5 vorgeschlagen, um neben den objektiven strukturellen Unterschieden auch die topographischen Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber zu berücksichtigen (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 57). Die Bundesnetzagentur greift diese Vorschläge zumindest in ihren Erwägungsgründen insofern auf, als sie es als schwierig erachte, welche Daten hinsichtlich einer Veröffentlichung als relevant zu bewerten seien und demnach eine Beschränkung der Veröffentlichung von Daten als nicht sachgerecht einstufe. Des Weiteren könne eine Beschränkung der zu veröffentlichenden Daten den Mehrwert der Veröffentlichung deutlich begrenzen (Rd. 1039). Netze BW bewertet die Ausführungen der Bundesnetzagentur grundsätzlich positiv und befürwortet dennoch eine präzise Formulierung in der Tenorziffer 12.3 Satz 3, dass auch die zugrundeliegenden Daten der Kennzahlenermittlung, d.h. auch die Störungsstatistik („Einzelstörungsdaten der gemeldeten Versorgungsunterbrechungen“), veröffentlicht werden müssen. Die bisherige „Kann-Regelung“ sollte entsprechend geändert werden. Eine nicht-anonymisierte Veröffentlichung der Störungsstatistik erhöhe die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der ermittelten Kennzahlenvorgaben für die Netzzuverlässigkeit. Hinsichtlich der gewählten Formulierung in Tenorziffer 12.5 des RAMEN-Festlegungsentwurfs sieht die Bundesnetzagentur auch die topographischen Unterschiede unter dem Begriff der „objektiven strukturellen Unterschiede“ subsumiert (Rd. 1044). Nach Auffassung der Netze BW ist die Erläuterung der Bundesnetzagentur nachvollziehbar, im Rahmen der Methodenfestlegung Qualitätsregulierung sollte aber sichergestellt werden, dass sowohl die „klassischen“ strukturellen als auch die topographischen Unterschiede der Netzbetreiber tiefergehend geprüft werden, um verlässliche Referenzwerte zu ermitteln. Vorschlag zur Tenorziffer 12.3 Satz 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. Somit wäre die Formulierung in Satz 3 dahingehend anzupassen, dass die Veröffentlichung auch die erhobenen Daten in nicht-anonymisierter Form umfassen soll (muss).

88	15. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen	Nur Strom	-		Ermittlung des übergehenden Erlösobergrenzenanteils	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen inhaltlich im Wesentlichen an den Vorgaben zum Teilnetzübergang fest. Der Teilnetzübergang erfolgt weiterhin durch eine Abänderung der Erlösobergrenzen der beteiligten Netzbetreiber um den auf den übergehenden Netzteil entfallenden Anteil der Erlösobergrenze. Im Regelfall soll der übergehende Anteil der Erlösobergrenze weiterhin durch eine Vereinbarung der beteiligten Netzbetreiber bestimmt werden. Sofern die beiden Netzbetreiber zu keiner Einigung gelangen, wird ebenfalls weiterhin ein materieller Aufteilungsmaßstab als Auffangregelung festgelegt. Der Aufteilungsmaßstab habe im Vergleich zum Sachstand insoweit eine Änderung erfahren, als auch die Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber in tatsächlicher Höhe gemäß Messstellenbetriebsgesetz (Tz 7.5 S. 3 KAnEu) entstehen, nicht in die Ermittlung des Pauschalbetrags eingehen. Infolge der geplanten Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte im Rahmen eines gesonderten Festlegungsverfahrens entfällt deren Berücksichtigung bei der Ermittlung des übergehenden Erlösobergrenzenanteils (siehe GBK-25-02-1#1 vermiedene Netzentgelte). Dies lässt die Bundesnetzagentur in ihren Erwägungen allerdings unerwähnt. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, 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, da sich insbesondere auf der Hochspannungsebene und der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung die Kostenstruktur und das OPEX/CAPEX- Verhältnis sehr grundlegend von dem entsprechenden OPEX/CAPEX-Verhältnis in der Mittel- und Niederspannungsebene unterscheide, was zur Folge hätte, dass der Pauschalbetrag für die zu übergebende Erlösobergrenze deutlich zu hoch ausfalle. Dies erzeuge wiederum zusätzliche wirtschaftliche Anreize für weitere Gebietsaufspaltungen. Die Bundesnetzagentur greift diesen Vorschlag im Festlegungsentwurf nicht auf. In ihren Erwägungsgründen führt die Behörde aus, dass hierdurch die Bestimmung des Pauschalbetrags lediglich mit weiteren Prüfschritten belastet werden würde und etwaige Verzerrungen aufgrund von Unterschieden der Kostenstruktur und des OPEX/CAPEX-Verhältnisses ohnehin nur bis zum Ende der jeweiligen Regulierungsperiode bestünden, die zudem nach der sechsten Regulierungsperiode nur noch drei Jahre dauere (Rd. 1087). Darüber hinaus sehe die Bundesnetzagentur auch keinen relevanten Anreiz für Gebietsaufspaltungen aufgrund etwaiger Verzerrungen bei der Bestimmung des Pauschalbetrags. Den beteiligten Netzbetreibern bleibe es jedoch unbenommen, sich im Rahmen einer bilateralen Vereinbarung zu einigen (Rd. 1088).
89	15. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen	Nur Strom	-		Ermittlung des übergehenden Erlösobergrenzenanteils (Fortsetzung)	Die Begründung der Bundesnetzagentur für die Ablehnung eines nach Spannungsebenen differenzierten Erlösobergrenzenanteils bei einem Teilnetzübergang ist nicht überzeugend. Offensichtlich treten wirtschaftlich begründete Erwägungen hier in den Hintergrund. Im Rahmen der vielfältigen Berichtspflichten gegenüber der Bundesnetzagentur, bspw. gem. § 28 Nr. 3 und Nr. 5 ARegV und den zu erwartenden Folgeregelungen sind die Netzbetreiber verpflichtet, der Bundesnetzagentur jährlich eine detaillierte Kostenrechnung je Spannungsebene vorzulegen. Auf Basis dieser Daten lässt sich unter Berücksichtigung der bekannten Verteilung des Anlagevermögens je Spannungsebene eine belastbare Schlüsselung der OPEX mit angemessenem (vergleichsweise minimalen) Aufwand durchführen. Daher ist das Argument der Bundesnetzagentur, die Aufteilung der OPEX sei zu aufwendig, nicht nachvollziehbar. Ein nicht nach Spannungsebenen differenzierter Pauschalbetrag für die zu übergebende Erlösobergrenze fällt hingehen deutlich zu hoch aus, da ein deutlich höherer OPEX-Anteil auf der Hochspannungsebene (und ein entsprechend niedriger CAPEX-Anteil) mit in die Berechnung eingeht, auch wenn bei einer Netzabgabe ausschließlich die Mittelspannungs- und Niederspannungsebene betroffen ist (und dies ist bei der überwiegenden Anzahl von Gebietsabgaben der Fall). Dies wiederum schafft zusätzliche wirtschaftliche Anreize für weitere Gebietsaufspaltungen. Genauso wenig überzeugend ist das Argument der Bundesnetzagentur, dass die wirtschaftlichen Auswirkungen gering seien, da der Erlösobergrenzenanteil bei einem Teilnetzübergang nur für die restliche Dauer einer Regulierungsperiode gelten würde. Ab der sechsten Regulierungsperiode würde sich die Wartezeit bis zur Festlegung einer neuen Erlösobergrenze zudem nochmals deutlich verkürzen. Hier stützt sich die Bundesnetzagentur auf die gleiche schiefe Argumentation wie bei der Diskussion um die innerperiodische Anpassung der Betriebskosten infolge der Veränderung der Versorgungsaufgabe. Der Zeitverzug bzw. die Wartezeit mag verkürzt sein, aber das zugrundeliegende Problem bleibt unverändert bestehen und bis zur erneuten Festlegung der Erlösobergrenzen vergehen dennoch mehrere Jahre. Zudem greift die Bundesnetzagentur an dieser Stelle erneut der vorgesehenen Evaluierung vor, indem sie hier eindeutig äußert, dass die Länge ab der sechsten Regulierungsperiode nur noch drei Jahre beträgt (Rd 1087). Aus Sicht der Netze BW ist die nach Spannungsebenen differenzierte Bestimmung des Erlösobergrenzenanteils bei einem Teilnetzübergang sachgerecht und praktikabel, daher halten wir an unserem Vorschlag auch weiterhin fest und verweisen an dieser Stelle auch auf unseren Vortrag zum Sachstand (siehe Stellungahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 59 ff.) Vorschlag zu Tenorziffer 15.7: Tenorziffer 15.7 sollte wie folgt geändert werden:
90	15. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen	Nur Strom	-		Ermittlung des übergehenden Erlösobergrenzenanteils (Fortsetzung)	$EOG_{\ddot{U}N,t} = \frac{KK_{\ddot{U}N,t}}{KK_{t(bSe)}} * \left(EOG_{ab,t(bSe)} - vorgNK_{t(bSe)} - MsbGK_{t(bSe)}\right)$
91	15. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen	Nur Strom	-		Ermittlung des übergehenden Erlösobergrenzenanteils (Fortsetzung)	EOGÜN,t: Anteil der Erlösobergrenze des übergehenden Netzteils im jeweiligen Jahr t der Regulierungsperiode, KKÜN,t: Kapitalkosten auf der Grundlage des fortgeführten Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus des übergehenden Netzteils im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode, KKt(bSe): 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 KKÜN,t EOGab,t(bSe): Die ursprünglich für den abgebenden Netzbetreiber festgelegte Erlösobergrenze nach im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode, bezogen auf die zu berücksichtigenden Spannungsebenen des KKÜN,t vorgNKt(bSe): 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 KKÜN,t MsbGKt(bSe): Die in der ursprünglich für den abgebenden Netzbetreiber festgelegten Erlösobergrenze des Jahres t der Regulierungsperiode enthaltenen Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber in tatsächlicher Höhe gemäß MsbG nach Ziffer 7.5 Nr. 3 entstehen, bezogen auf die zu berücksichtigenden Spannungsebenen des KKÜN,t
92	15. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen	Nur Strom	-		Teilnetzübergang bei fehlendem Einvernehmen über die zu übereignenden Verteilungsanlagen	Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, bei einem Teilnetzübergang bei fehlendem Einvernehmen über die zu übereignenden Verteilungsanlagen auf Daten und Informationen zum betriebsnotwendigen Sachanlagevermögen zurückzugreifen, die dem Konzessionsverfahren zugrunde lagen. Die Bundesnetzagentur ist sich der Forderung bewusst, dass es besser sei auf die tatsächlich übergegangenen Verteilungsanlagen abzustellen, befürchtet aber, dies könnte im Falle eines streitigen Konzessionsübergangs zu jahrelanger Unsicherheit führen und die behördlichen Verfahren hemmen, wenngleich sie einen solchen Fall eher für eine Ausnahme hält. Zudem geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass sich die tatsächlich übergegangenen Verteilungsanlagen kaum von der Vereinbarung – den zu übereignenden Verteilungsanlagen – unterscheiden, aber letzteres deutlich einfacher zu ermitteln sei. Seitens Netze BW haben wir hinsichtlich der Vorgehensweise, auf Daten aus dem Konzessionsvergabeverfahren zurückzugreifen, ernsthafte Bedenken und halten sie in der Praxis für kaum umsetzbar. Ein Netzbetreiberwechsel ist ohne eindeutige Einigung über das übergehende Anlagevermögen faktisch nicht möglich. Denn bspw. ohne die Übertragung von Kundendaten kann keine Netzübernahme erfolgen. Zudem sind gesetzlich vorgeschriebene Übergabemessungen nach dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) zwingend erforderlich – und diese setzen klar definierte Anlagen voraus. Die Umsetzung der vorgeschlagenen Regelung ist aus unserer Sicht zweifelhaft, wenn keine belastbare Übergabevereinbarung vorliegt. Denn erst nach Konzessionsvergabe erfolgen die Entflechtungsverhandlungen mit dem aufnehmenden Netzbetreiber, welche mit einer Entflechtungsvereinbarung enden. Entsprechend gibt es in der Praxis Teilnetze, die nicht übergehen. Somit unterscheiden sich die Restbuchwerte zwischen Konzessionsvergabeverfahren und nach Entflechtungsvereinbarung teils erheblich. Darüber hinaus überzeugt das Argument der Bundesnetzagentur, behördliche Verfahren könnten andernfalls gehemmt und verzögert werden, ebenfalls nicht. Vielmehr könnte eine behördliche Festlegung der Erlösobergrenze vor Klärung des übergehenden Vermögens auch das Risiko bergen, die Entflechtungsverhandlungen zu belasten und den Netzübergang weiter zu verzögern. Eine verbindliche Einigung über das übergehende Vermögen sollte zwingende Voraussetzung jedweder Berechnung sein. Andernfalls könnten nicht nur Mehraufwände für Netzbetreiber und Behörde entstehen, sondern auch große Unsicherheiten für die Netzkunden.

93	16. Vereinfachtes Verfahren	Nur Strom	-		Regulierungsumfang	Die Bundesnetzagentur hat im aktuellen Festlegungsentwurf gegenüber dem Sachstand zu Tenor und Erwägungen keine Änderung im Tenor vorgenommen. Demnach erfolgt bei Teilnahme am vereinfachten Verfahren keine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund von Forschung und Entwicklung sowie keine Anpassung der Betriebskosten in der fünften Regulierungsperiode. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand angemerkt, dass klargestellt werden sollte, wie die Teilnehmer des vereinfachten Verfahrens im Rahmen der Qualitätsregulierung (Netzzuverlässigkeit und Energiewendekompetenz) behandelt werden. Bislang gäbe es hierzu nur einen allgemeinen Hinweis in Tenorziffer 12.6 auf die allgemeine Methodenfestlegung zur Qualitätsregulierung. Sofern die BNetzA beabsichtige, alle Bestandteile der Qualitätsregulierung auf alle Netzbetreiber anzuwenden, müsse berücksichtigt werden, dass eine belastbare Datenbasis bei den Netzbetreibern des vereinfachten Verfahrens erst noch aufgebaut werden müsse (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 62). Die Bundesnetzagentur greift diesen Hinweis auch in ihren Erwägungsgründen nicht auf. Daher möchte Netze BW an dieser Stelle ihre Anmerkung nochmals bekräftigen, dass die Datenqualität der Teilnehmer im vereinfachten Verfahren sehr sorgfältig berücksichtigt werden muss, sofern die Qualitätsregulierung tatsächlich vollumfänglich auf die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren angewandt werden soll. Möglicherweise muss zunächst auch erst eine belastbare Datenbasis geschaffen werden, immerhin sind mit der Qualitätsregulierung auch Bonus- und Maluszahlungen verknüpft.
94	16.2 und 16.3 Schwellenwert	Nur Strom	-		Teilnahmeregelung	Die Bundesnetzagentur hat in den Tenorziffer 16.2 und 16.3 zur Regelung der Teilnahme auch keine Änderungen an der Tenorierung im Festlegungsentwurf gegenüber dem Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgenommen. Es wurde lediglich ein konkretes Datum eingefügt, bis zu dem die Bundesnetzagentur den von ihr ermittelten wirtschaftlichen Schwellenwert, der die Teilnahmevoraussetzung am vereinfachten Verfahren bildet, an die Landesregulierungsbehörden übermittelt. Auch bei der Ermittlung dieses Schwellenwerts gibt es keine Änderungen. Die Netze BW hatte hierzu in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen einige Anmerkungen zum Zeitpunkt der Datenverfügbarkeit und möglichen Veränderungen der Netzbetreiberlandschaft zwischen dem Zeitpunkt der Ermittlung der Schwellenwerte und dem Beginn der Regulierungsperiode, sowie zu möglichen Änderungen der Datenbasis des Effizienzvergleichs, die eventuell Anpassungen in der Methodik erfordern können, vorgebracht. Zusätzlich hatte die Netze BW gefordert, neben dem Schwellenwert auch eine vollständige Liste der Netzbetreiber zu veröffentlichen, die unter das Regelverfahren fallen (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025, S. 62 ff.). Die Bundesnetzagentur ist in ihren Erwägungsgründen im Festlegungsentwurf nun zumindest teilweise auf die Anmerkungen eingegangen. So führt die Behörde aus, dass die Daten nur entsprechend ihrer Verfügbarkeit verwendet werden können und zur Berechnung des Schwellenwertes einzelne Datensätze fehlen könnten, sofern diese zum Stichtag noch nicht vorlägen (Rd. 1105). Dies habe nach ihrer Einschätzung jedoch nur geringe Auswirkungen. Bezüglich möglicher Auswirkungen auf den Effizienzvergleich stärke die größere Datenbasis durch Einbeziehung weiterer Netzbetreiber die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs und trage dazu bei, die Verschiedenartigkeit der Versorgungsaufgaben gut abzubilden. An dieser Stelle möchten wir seitens Netze BW ausdrücklich darauf hinweisen, dass es zwingend notwendig ist, die Auswirkungen des Einbezugs neuer Netzbetreiber auf den Effizienzvergleich zu analysieren und gegebenenfalls zu adressieren. So zeigt sich in der derzeitigen Umsetzung der SFA-Methodik die kontraintuitive Eigenschaft, dass ein Hinzufügen von ineffizienten Netzbetreibern die Effizienzwerte aller bislang im Effizienzvergleich vertretenen Netzbetreiber nach unten verzerrt. Methodische Ansätze diese kontraintuitive Wirkung zu verhindern sind vorhanden und sollten unbedingt berücksichtigt werden. Der Vorschlag der Netze BW, neben dem Schwellenwert auch eine vollständige Liste der Netzbetreiber zu veröffentlichen, die unter das Regelverfahren fallen, wurde nicht aufgegriffen. Auch an dieser Empfehlung halten wir im Festlegungsverfahren weiterhin fest.
95	16.4 und 16.5 Effizienzwert	Nur Strom	-		Effizienzwert	Die Bundesnetzagentur hat in Tenorziffer 16.4 im Festlegungsentwurf zur Ermittlung des pauschalen Effizienzwertes für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren auch keine Änderungen gegenüber dem Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgenommen. Die Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen angemerkt, dass aus der Regelung nicht klar werde, 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 (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 64). Die Bundesnetzagentur hat diese aus Sicht der Netze BW notwendige Klarstellung in ihren Erwägungsgründen im Festlegungsentwurf aufgenommen und die Vorgehensweise der Berechnung präzisiert (Rd. 1109). Aus Sicht der Netze BW ist die Präzisierung nachvollziehbar. Es wäre jedoch hilfreich, diese Präzisierung auch in Tenorziffer 16.4 aufzunehmen.
96	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Nur Gas	-		Gesamteinschätzung und Zusammenfassung	Die Bundesnetzagentur hat am 18. Juni 2025 den Entwurf der Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas) veröffentlicht. Nach Veröffentlichung und Konsultation des Sachstands zu Tenor und Erwägungen zu Beginn des Jahres wird nun mit der Veröffentlichung des Festlegungsentwurf das formelle Verfahren zur Neuregelung des künftigen Regulierungssystems weitergeführt. Die Tenorierung des Festlegungsentwurfs stimmt weitestgehend mit dem Sachstand zu Tenor und Erwägungen überein: Die Bundesnetzagentur hält für die Zukunft weiter am System der Anreizregulierung fest. Die Bestimmung einer kalenderjährlichen Erlösobergrenze verbunden mit netzbetreiberindividuellen Effizienzvorgaben und einer Anpassung der Erlösobergrenze für Inputpreis- und Produktivitätsentwicklungen bleibt bestehen. Ab der sechsten Regulierungsperiode soll die Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahre verkürzt werden. Der Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten wird deutlich gekürzt. Konkrete Regelungen für zentrale weitere Parameter des Regulierungssystems (Xgen, EK-Zins, Effizienzvergleich) bleiben separaten Methodenfestlegungen vorbehalten. Zum aktuellen Festlegungsentwurf kann bis zum 30. Juli 2025 Stellung genommen werden. Diese Möglichkeit nimmt Netze BW auch im Namen der folgenden Verteilnetzbetreiber gerne wahr: •Netze-Gesellschaft Südwest mbH Siemensstr. 9, 76275 Ettlingen •Netze ODR GmbH, Unterer Brühl 2, 73479 Ellwangen •Netzgesellschaft Düsseldorf mbH, Höherweg 200, 40233 Düsseldorf •NHF Netzgesellschaft Heilbronn-Franken mbH, Weipertstraße 39, 74076 Heilbronn
97	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Nur Gas	-		Gesamteinschätzung und Zusammenfassung (Fortsetzung)	Genereller Hinweis Einen generellen Hinweis zur vorliegenden Stellungnahme der Netze BW zum Entwurf der RAMEN-Festlegung Gas möchten wir an dieser Stelle voranstellen: Netze BW hat sich sehr ausführlich und vertieft mit der Konzeption einzelner Elemente des Regulierungsrahmens befasst, insbesondere mit der Dauer der Regulierungsperiode, dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor und dem Effizienzvergleich. Diese umfassende und zwingend erforderliche Befassung haben wir in unserer Stellungnahme zum Entwurf der RAMEN-Festlegung Strom ausführlich dargelegt. Die dortigen grundlegenden konzeptionellen Ausführungen gelten auch für die vorliegende Stellungnahme zum Entwurf der RAMEN-Festlegung Gas, wohlwissend, dass die beiden Sektoren vor teils unterschiedlichen Herausforderungen stehen. Im Strombereich wird es eine steigende Dynamik infolge der Energiewende geben, was bedeutet, dass von einer zunehmenden Versorgungsaufgabe und steigenden Gesamtkosten auszugehen ist. Die mittelfristige Entwicklung im Gasbereich ist hingegen derzeit noch nicht absehbar, jedoch wird auch hier eine sichtbare Änderungs-Dynamik eintreten. Im Hinblick auf die Erreichung des Ziels der Klimaneutralität gibt es politische Zielvorgaben mit Blick auf das Datum. Allerdings unterschieden sich diese Zieldaten teils nach Bundesland oder Kommune. Zugleich ist derzeit nicht absehbar, wie sich der Weg zur Klimaneutralität im Einzelnen gestaltet. So bestehen vielfältige Abhängigkeiten, beispielsweise im Hinblick auf die Fortschritte der kommunalen Wärme- und Stilllegungsplanungen und die weitere Ausgestaltung des gesetzlichen Rahmens (siehe u.a. Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoffverteilernetze des BMWE vom März 2024). Im Gegensatz zu der eindeutigen Entwicklung im Strombereich, lässt sich folglich derzeit nicht abschätzen, wie sich die Gesamtkosten und insbesondere die Betriebskosten im weiteren Verlauf entwickeln werden. Es ist durchaus möglich, dass es gerade im Hinblick auf die Umsetzung der kommunalen Wärme- und Stilllegungsplänen auch zu (temporär) steigenden Betriebskosten kommen kann. Das Regulierungssystem muss daher so gestaltet werden, dass die Gasverteilnetzbetreiber auch bei unstetigen Kostenverläufen stets ihre effizienten Kosten vollständig erstattet bekommen und das System zugleich mit einer zunehmend heterogenen Gasnetzbetreiberlandschaft umgehen kann.

98	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Nur Gas	-		Gesamteinschätzung und Zusammenfassung (Fortsetzung)	Gesamteinschätzung Mit der Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs hat die Bundesnetzagentur das förmliche Konsultationsverfahren für die Festlegung des Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas) [GBK-25-01-2#1] eingeleitet. Gegenüber dem im Januar veröffentlichten und konsultierten Sachstand zu Tenor und Erwägungen hat sich lediglich wenig geändert. Der vorliegende Festlegungsentwurf beinhaltet jedoch u.a. in größerem Umfang auch die Erwägungsgründe der Bundesnetzagentur, mit denen sie ihre Entscheidung begründet und die zugrundeliegenden Abwägungen erläutert. Insgesamt zeigt sich zum derzeitigen Zeitpunkt des Verfahrens ein gegenüber Jahresbeginn umfassenderes, wenngleich noch nicht vollständiges Bild des zukünftigen Regulierungssystems, da auch die Entwürfe weiterer Methodenfestlegungen zur Ausgestaltung zentraler weiterer Parameter des Regulierungsrahmens derzeit noch konsultiert (Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor, Kapitalverzinsung, Effizienzvergleich) werden. In der Gesamteinschätzung sehen wir jedoch nach wie vor nicht, dass das von der Bundesnetzagentur für die längerfristige Zukunft konzipierte Regulierungsregime ein ausgewogenes System von ausbalancierten Chancen und Risiken darstellt. Viele der konsultierten Änderungen führen zu einer einseitigen wirtschaftlichen Schlechterstellung der Netzbetreiber, während Mängel des bisherigen Systems zu Lasten der Netzbetreiber nicht beseitigt werden. Ausgehend vom Sachstand zu Tenor und Erwägungen zu Jahresbeginn bis zum nun veröffentlichten Festlegungsentwurf sehen wir keine wesentliche Weiterentwicklung in Richtung eines tragfähigen, vollständig ausgestalteten und zukunftsfähigen Regulierungsrahmens. Die Ausgestaltung einzelner Regulierungsinstrumente und die jeweiligen Erwägungsgründe sind an zentralen Stellen weiterhin unvollständig und widersprüchlich. Ein offensichtlicher Punkt, der nicht konsistent ist, betrifft den systematisch zu einer strukturellen Kostenunterdeckung führenden zweijährigen Zeitverzug bei der Anpassung der Erlösobergrenze mit VPI und Xgen.
99	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Nur Gas	-		Gesamteinschätzung und Zusammenfassung (Fortsetzung)	Vor dem Hintergrund der erheblich steigenden Unsicherheiten beim Effizienzvergleich (Datenunsicherheiten, Modellunsicherheiten, zunehmende Heterogenität, Einbezug neuer Kostenarten wie Personalzusatzkosten, neuer Netzbetreiberdatensatz) sollte gerade 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 ihren jeweiligen Ist-Werten in der Erlösobergrenze angesetzt werden, kann die Einhaltung des „Erlösobergrenzenpfades“ nur durch überproportionalen Abbau von Betriebskosten erfolgen. Ohnehin steht der Effizienzvergleich der Gasverteilnetzbetreiber vor besonderen Herausforderungen und muss sehr genau begutachtet werden, insbesondere auch im Hinblick darauf, wie und in welchem Umfang die verkürzten Abschreibungsmodalitäten angewendet werden. Es stellt sich grundsätzlich die Frage, ob und wie überhaupt ein Effizienzvergleich unter den Gasverteilnetzbetreibern noch durchgeführt werden kann. Wir halten daher überwiegend an unseren bereits vorgetragenen Änderungsvorschlägen fest und verweisen an dieser Stelle auch auf unsere Stellungnahme vom 28. Februar 2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen und auf unsere Stellungnahme zum RAMEN-Festlegungsentwurf Strom vom 30.07.2025. Unsere Stellungnahme vom 28. Februar 2025 zum Sachstand des Tenors und den Erwägungen und unsere Stellungnahme vom 30. Juli 2025 zum RAMEN-Festlegungsentwurf Strom sind daher ebenfalls als Bestandteil des formellen Konsultationsverfahrens der RAMEN-Festlegung Gas zu betrachten.
100	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Nur Gas	-		Gesamteinschätzung und Zusammenfassung (Fortsetzung)	Zusammenfassung der wesentlichen Änderungsvorschläge der Netze BW Regulierungsperiode • 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. • In die RAMEN-Festlegung sollte eine regelmäßige Überprüfung des Regulierungsrahmens aufgenommen werden und nicht nur eine einmalige Evaluierung vor dem Übergang in die Phase der dreijährigen Regulierungsperioden. Gerade im Gasbereich geht es nicht nur um die Wirkung der Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen Bestandteilen des Regulierungskonzepts, sondern um sehr grundlegende Entscheidungen, bspw. im Hinblick auf die Durchführbarkeit eines Effizienzvergleichs. Regulierungsformel • Die unzureichende Inflationierung der Erlösobergrenze mit VPI/Xgen aufgrund des Ausklammerns der Preissteigerungen von zwei Jahren (sog. Zweijahresverzug) muss beseitigt werden. Hierzu ist in im Produktzeichen der Erlösobergrenzenformel die obere Multiplikationsgrenze t durch t+2 zu ersetzen. 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. Da vorliegend nur noch die Betriebskosten im Budgetprinzip verbleiben, besteht der Zweck der Erlösobergrenzenanpassung mittels VPI und Xgen in der Abbildung exogener Betriebskostenänderungen. Sofern die Anpassung über den VPI-Xgen-Mechanismus vollzogen wird, folgt entsprechend aus dem europarechtlichen Maßstab der Kostenorientierung, dass es das Ziel ist, den Xgen so zu bestimmen, dass die Differenz aus allgemeiner Inflation (VPI-Änderung) und Xgen der exogenen Betriebskostenänderung der Netzbranche während der Regulierungsperiode entspricht. Sofern die outputinduzierten Betriebskostenänderungen nicht Teil des Xgen sind, ist auf die Fiktion einer konstanten Versorgungsaufgabe in Bezug auf den Xgen abzustellen. • 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.
101	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Nur Gas	-		Gesamteinschätzung und Zusammenfassung (Fortsetzung)	Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen • Da der Umfang an Stilllegungen und Rückbau aufgrund der beschriebenen Exogenität möglicherweise nicht exakt antizipiert und in Rückstellungen abgebildet werden kann, weil etwa eine größer Anzahl an Anschlussnehmern ihre Entscheidung über die Kündigung ihres Gasanschlusses nicht von der kommunalen Wärme- und Stilllegungsplanung abhängig macht, böte es sich an, in der vorliegenden Rahmenfestlegung allgemein die Kosten für Stilllegungen und Rückbau als KAnEu-Regelbeispiel zu erfassen und nicht bereits an dieser Stelle lediglich auf Rückstellungskosten abzustellen. Eine eventuelle Ein- oder Abgrenzung der Kosten könnte mit der weiteren Ausgestaltung im Rahmen des separaten Festlegungsverfahrens zunächst vertieft erörtert und dann dementsprechend festgelegt werden. Effizienzvergleich • Netze BW ist weiterhin der Auffassung, dass grundsätzliche, abstrakte Vorgaben zum Effizienzvergleich aus dem Energiewirtschaftsgesetz bereits in der RAMEN-Festlegung konkretisiert werden sollten. Hierzu gehören o die Konkretisierung der Kriterien Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben aus § 21a Energiewirtschaftsgesetz, o die Konkretisierung des Begriffs der strukturellen Vergleichbarkeit aus Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO, o 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. • 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. Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung Netze BW hält es für zwingend notwendig, die Auswirkungen des Einbezugs neuer Netzbetreiber auf den Effizienzvergleich sorgfältig zu analysieren. So zeigt sich in der derzeitigen Umsetzung der SFA-Methodik die kontraintuitive Eigenschaft, dass ein Hinzufügen von ineffizienten Netzbetreibern die Effizienzwerte aller bislang im Effizienzvergleich vertretenen Netzbetreiber nach unten verzerrt. Methodische Ansätze diese kontraintuitive Wirkung zu verhindern sind vorhanden und sollten zwingend berücksichtigt werden.

102	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Nur Gas	-		Verkürzung der Regulierungsperiode	Hinsichtlich der umfangreichen Diskussion zur Dauer der Regulierungsperiode und zur Notwendigkeit von innerperiodischen Anpassungsmechanismen für die Betriebskosten aufgrund der Dynamik der Energiewende verweisen wir auf unsere Stellungnahme zur RAMEN-Festlegung Strom vom 30.07.2025. Nach der gegenüber dem Sachstand zu Tenor und Erwägungen unveränderten Tenorziffer 2.3 beträgt die Länge der Regulierungsperiode ab der sechsten Regulierungsperiode drei Jahre. Begründet wird die Verkürzung der Regulierungsbehörde von der Bundesnetzagentur mit der durch die Energiewende verursachten, insbesondere ab dem Jahr 2028 erwarteten verschärften Änderungs-Dynamik von Kostenänderungen (Rd. 561). Die Verkürzung der Regulierungsperiode würde diese Dynamik schneller abbilden als eine fünfjährige Regulierungsperiode (Rd. 562). Wie bereits eingangs vorgetragen, lässt sich im Gegensatz zu der eindeutigen Entwicklung im Strombereich derzeit nicht abschätzen, wie sich die Gesamtkosten und insbesondere die Betriebskosten entwickeln werden. Es ist durchaus möglich, dass es gerade im Hinblick auf die Umsetzung der kommunalen Wärme- und Stilllegungsplänen auch zu (temporär) steigenden Betriebskosten in den Gasverteilnetzen kommen kann. Das Regulierungssystem muss so gestaltet sein, dass die Gasverteilnetzbetreiber auch bei unstetigen oder untypischen Kostenverläufen stets vollständig ihre effizienten Kosten erstattet bekommen. Daher schlägt die Netze BW vor, Tenorziffer 2.3 wie folgt zu ändern: Vorschlag 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.“
103	3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode	Nur Gas	-		Dauer der fünften Regulierungsperiode	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen unverändert an der Übergangsregelung fest, wonach eine fünfjährige Regulierungsperiode letztmalig in der fünften Regulierungsperiode zur Anwendung kommen soll. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, die Länge der Regulierungsperiode ab der sechsten Regulierungsperiode nicht abschließend festzulegen, sondern in der RAMEN-Festlegung eine Öffnungsklausel zu belassen, die ab der sechsten Regulierungsperiode eine regelmäßige Überprüfung ermögliche (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 22). Dies wäre konsistent dazu, dass eine Evaluierung vorgesehen sei, inwiefern die vorgesehenen Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente ausreichend für einen Umstieg auf eine dreijährige Regulierungsperiode sind. Eine endgültige Festlegung der Regulierungsperiode auf drei Jahre wäre inkonsistent und würde überdies das Ergebnis der Evaluierung vorwegnehmen. Je nach Ergebnis wäre außerdem eine erneute Befassung und Konsultation mit der RAMEN-Festlegung erforderlich. Die Bundesnetzagentur lehnt eine solche Öffnungsklausel mit der Begründung ab, dass es aus ihrer Sicht im Interesse der Verlässlichkeit und der Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens nicht wünschenswert sei, stets vor jeder Regulierungsperiode erneut über deren Dauer zu befinden (Rd. 601). Vor dem Hintergrund der allgemein anerkannten Änderungsdynamik, den bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der Fortschritte der kommunalen Wärme- und Stilllegungsplanungen und den geplanten Änderungen des Regulierungsrahmens, hält es Netze BW daher für zwingend notwendig, dem Ergebnis der Überprüfung und Evaluierung nicht vorgreifen zu wollen. Zudem bedeutet eine Öffnungsklausel gerade nicht, dass die Dauer der Regulierungsperiode stets geändert werden muss, sofern es jedoch erforderlich wäre, kann sie entsprechend der Ergebnisse der Evaluation angepasst werden – und zwar ohne weitere Befassung und Konsultation der RAMEN-Festlegung und gegebenenfalls weiterer Festlegungen. Netze BW hält daher an ihrem Vorschlag zur Dauer der Regulierungsperiode fest. Vorschlag zu Tenorziffer 3.1: Sofern die vorgeschlagenen Änderungen zu Tenorziffer 2.3 umgesetzt werden, kann Tenorziffer 3.1 entfallen.
104	3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode	Nur Gas	-		Evaluierung	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen unverändert an der Übergangsregelung fest, wonach eine Evaluierung lediglich einmalig zum 31. Dezember 2030 vorliegen soll. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, generell eine Regelung zur Evaluierung des Regulierungsrahmen in der RAMEN-Festlegung aufzunehmen und nicht nur als Sonderregelung für die fünfte Regulierungsperiode (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 24). Wie bereits zu Tenorziffer 3.1 ausgeführt hält es Netze BW gerade vor dem Hintergrund der allgemein anerkannten Änderungsdynamik, den bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der Fortschritte der kommunalen Wärme- und Stilllegungsplanungen und den geplanten Änderungen des Regulierungsrahmens, für zwingend notwendig, dem Ergebnis der Überprüfung und Evaluierung nicht vorgreifen zu wollen. Die Bundesnetzagentur geht auf den Vorschlag einer regelmäßigen Evaluation nicht weiter ein. Vielmehr geht die Regulierungsbehörde davon aus, dass zum Evaluierungszeitpunkt bereits umfassende Erkenntnisse vorliegen, um zu beurteilen, ob die Voraussetzungen für den Umstieg auf die dreijährige Regulierungsperiode vorliegen (Rd. 596 ff.). Einen weiteren, regelmäßigen Überprüfungs- und Evaluierungsbedarf scheint die Bundesnetzagentur nicht zu sehen. Angesichts der Tragweite und der teils kontroversen Diskussionen der bislang vorgesehenen Änderungen im Regulierungsrahmen hält es Netze BW jedoch weiterhin für erforderlich, eine Regelung für eine regelmäßige Evaluierung in der RAMEN-Festlegung aufzunehmen. Zudem hielte Netze BW es für angemessen, wenn die Evaluierung durch eine mit Wissenschaftlern besetzte Expertenkommission begleitet werden würde und eine öffentliche Konsultation durchgeführt werden würde. Gemäß § 64 EnWG kann auch eine unabhängige Regulierungsbehörde zur Vorbereitung ihrer Entscheidungen oder zur Begutachtung von Fragen der Regulierung wissenschaftliche Kommissionen einsetzen. Im Hinblick darauf, dass es um die Regulierung eines Sektors mit mittelfristig möglicherweise schwankenden Kostenverläufen und einer längerfristig abnehmenden Versorgungsaufgabe geht, insofern also eher regulierungsuntypische Voraussetzungen vorliegen, wäre eine wissenschaftliche Begleitung empfehlenswert. Gerade für derart grundsätzliche Fragen im Zusammenhang der Evaluierung der Regulierungskonzeption erscheint es naheliegend, dass die Regulierungsbehörde den ihr seitens des Energiewirtschaftsgesetzes zur Verfügung stehenden Rahmen ausschöpft. Netze BW hält daher weiterhin an ihrem Vorschlag zu Tenorziffer 3.3 fest. 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.

105	4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze	Nur Gas	-		Zweijahresverzug bei der Inflationierung	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen daran fest, den Zweijahresversatz bei der Inflationierung der Erlösobergrenze nicht zu beseitigen. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, ebendiesen Zweijahresverzug bei der Inflationierung der Erlösobergrenze zu beseitigen, da hierdurch eine dauerhafte Kostenunterdeckung entstehe (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 25 f.). Die Bundesnetzagentur greift diesen Vorschlag im Festlegungsentwurf nicht auf. In ihren Erwägungsgründen zu Tenorziffer 4.3. und 4.4 findet sich auch keine Begründung der Ablehnung. Netze BW hält weiterhin an ihrem Vorschlag fest, um die entsprechende Korrektur der Erlösobergrenzenformel zur Beseitigung des Zeitversatzes bei Inflationierung vorzunehmen. 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. Dadurch entsteht eine dauerhafte strukturelle Kostenunterdeckung, da die anfallenden Kosten stets um zwei Jahresscheiben aktueller sind als die zugrunde gelegten Erlöswerte. Dies kann behoben werden, indem die Inflationierung der Erlösobergrenze mit VPI und Xgen auch tatsächlich einen kumulierten Dreijahreszeitraum umfasst. 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 unbekannten VPI-Werte können Planwerte aufgrund aktueller Prognosen verwendet werden. Die Planwerte können im Nachgang über das Regulierungskonto mit den Ist-Werten abgeglichen werden. Alternativ kann auch auf die drei zuletzt verfügbaren Ist-Jahreswerte des VPI zurückgegriffen und damit auf einen Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto verzichtet werden. (siehe hierzu auch die vorliegende Stellungnahme zu den Tenorziffern 6.1 und 6.2). Vorschlag zu Tenorziffer 4.3 Punkt 1: 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:
106	4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze	Nur Gas	-		Zweijahresverzug bei der Inflationierung Fortsetzung)	$\prod_{i=1}^{t+2}\left(\frac{VPI_t}{VPI_{t-1}} - PF\right)$
107	4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze	Nur Gas	-		Korrektur der Doppelanpassung der volatilen Kosten	Die Bundesnetzagentur hat im aktuellen Festlegungsentwurf gegenüber dem Sachstand zu Tenor und Erwägungen eine Korrektur des Abgleichs der volatilen Kosten vorgenommen, mit der eine Doppelanpassung mit VPI und Xgen in der Erlösobergrenzenformel ausgeschlossen werden soll. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen bereits vorgetragen, dass die fehlerhafte Korrektur der Doppelanpassung der volatilen Kosten mit VPI und Xgen in der Erlösobergrenzenformel richtig zu stellen sei (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 25 ff.). Die Bundesnetzagentur greift den Vorschlag der Netze BW im Festlegungsentwurf zwar nicht auf, nimmt aber eine Korrektur über einen anderen rechnerischen Weg vor. Grundsätzlich ist gegen den von der Bundesnetzagentur gewählten Weg, die Doppelanpassung auszuräumen nichts einzuwenden. Die Erlösobergrenzenformel ist nun auch im Hinblick auf die volatilen Kosten korrekt. Allerdings wäre der Korrekturvorschlag der Netze BW insofern klarer, als man die volatilen Kosten schlicht von vorneherein nur mit denjenigen Regulierungsinstrumenten anpasst, 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. Letztlich würden die drei Kostenkategorien (nicht volatile OPEX, volatile Kosten und CAPEX) mit den jeweils für sie angemessenen Regulierungsinstrumenten angepasst werden, ohne dass nachträgliche Korrekturen in der Erlösobergrenzenformel notwendig werden. Daher hält Netze BW die von ihr vorgeschlagene Anpassung über eine eigene Kostenkategorie für volatile Kosten für klarer und konsistenter. Vorschlag zu Tenorziffer 4.3 Punkt 2: Die volatilen Kostenanteile sollten als eigene Kostenkategorie VK0 neben OPEX0 (ohne volatile Kosten) und CAPEX0 (ohne volatile Kosten) in die Erlösobergrenzenformel aufgenommen werden. Die Kategorie der volatilen Kosten ist im vorderen Teil der Regulierungsformel durch einen eigenständigen Term VK0 zu repräsentieren. Auf diesen ist der Verteilungsfaktor anzuwenden, nicht jedoch VPI und Xgen. Die Multiplikation des Terms VK0 in der Anpassung der volatilen Kosten VKt – VK0 im hinteren Part der Regulierungsformel mit VPI und Xgen muss aufgehoben werden.
108	4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze	Nur Gas	-		Korrektur der Doppelanpassung der volatilen Kosten (Fortsetzung)	$EOG_t = EK_{Basis,t} + OPEX_t \times (1 - X_{Satz}) \times \prod_{i=1}^{t} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF\right) + VK_t \times (1 - X_{Satz}) + (CAPEX_t - KK_{Satz}) \times (1 - X_{Satz}) + KK_{Satz,t} + OPEX_{Satz,t} + B_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t + PAU_t$
109	4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze	Nur Gas	-		Korrektur der Doppelanpassung der volatilen Kosten (Fortsetzung)	Hierbei beschreiben die OPEX0 die operativen Kosten des Ausgangsniveaus abzüglich des Kostenanteils, der nicht dem Effizienzvergleich unterliegt und abzüglich der volatilen Kosten des Ausgangsniveaus.
110	5. Ausgangsniveau	Nur Gas	-		Kostenbestandteile	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen unverändert an der Formulierung der Tenorziffer 5.1 fest, wonach sich das Ausgangsniveau auf die betriebsnotwendigen Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers beschränke und Kosten sowie Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, die Formulierung hinsichtlich der berücksichtigungsfähigen Kostenbestandteile dahingehend zu ergänzen, dass auch alle Kostenbestandteile, die sich im Wettbewerb einstellen würden, im Ausgangsniveau berücksichtigt werden (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zu Tenor und Erwägungen, S. 27 f.). Die Bundesnetzagentur lehnt die Ergänzung im Festlegungsentwurf ab, mit der Begründung, dass eine spiegelbildliche Regelung im Sinne der Wettbewerbsanalogie nicht zu erfolgen habe, weil Wettbewerbsunternehmen auch erhebliche Marketingausgaben tätigen würden, was bei einem natürlichen Monopolisten nicht zwingend der Fall sein müsse. Zudem würden die unionsrechtlichen Vorgaben bei der Anwendung des Budgetprinzips durchaus eine zeitliche und sachliche Entkopplung der Kosten von den zugestandenen Erlösen erlauben. Ein Vollkostenansatz komme daher im Einklang mit den europarechtlichen Vorgaben hier eben nicht zur Anwendung (Rd. 634). Die Begründung überzeugt aus Sicht der Netze BW weiterhin nicht. 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. Im Übrigen sagt die Berücksichtigung der Kosten oder Kostenbestandteile noch nichts über die Kostenhöhe aus, sodass sich hieraus mitnichten ein Vollkostenansatz ableiten lässt. Netze BW hält daher weiterhin an ihrem Vorschlag zu Tenorziffer 5.1 fest. 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.

111	5. Ausgangsniveau	Nur Gas	-		Verweis auf Methodenfestlegung	Die Bundesnetzagentur behält im vorliegenden Festlegungsentwurf ihren Verweis auf weitere Methodenfestlegungen und mögliche Anreizmechanismen zur Einwerbung von kostenmindernden Zuwendungen und Zuschüssen unverändert bei. Netze BW hatte hierzu bereits in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen angemerkt, dass die Einstufung der bisher vereinnahmten Zuschüsse (Baukostenzuschüsse, Investitionszuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge) als Fremdkapital zu einem Hold-up Problem führen kann, das vermieden werden sollte. An dieser Stelle verweisen wir auf die Ausführungen in unserer Stellungnahme zur GasNEF.
112	5. Ausgangsniveau	Nur Gas	-		Besonderheiten des Geschäftsjahres	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen unverändert an der Formulierung der Tenorziffer 5.4 fest, wonach Kosten, die dem Grunde oder der Höhe nach auf der Besonderheit des Basisjahres beruhen, bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt bleiben. Bei Erlösen und Erträgen, die dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Basisjahres beruhen, sei hingegen ein angemessener Wert anzusetzen. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, im Tenor eine Formulierung aufzunehmen, die eine symmetrische Behandlung von Kosten und Erlösen bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus klarstellt und eine Regelung zum Umgang mit Einmalkosten einschließt (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025, S. 28). Die Bundesnetzagentur greift diese Ergänzung im Festlegungsentwurf nicht auf. Neben einem allgemeinen Hinweis auf den bisherigen Rechtsrahmen und die in der Vergangenheit ergangene Rechtsprechung erläutert die Bundesnetzagentur, dass mit der vorliegenden Festlegung keine Methodik zur Prüfung von Besonderheiten des Geschäftsjahres vorskizziert sei, die konkrete Ausgestaltung angemessener Prüfansätze indes bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus zu erfolgen habe (Rd. 660). Hinsichtlich der Erlöse handle es sich lediglich um eine spiegelbildliche Regelung zu den Kosten nach Tenorziffer 5.4 Satz 1 (Rd. 661). Aus Sicht der Netze BW wäre dennoch nach wie vor eine entsprechende Ergänzung im Tenor zur Klarstellung im Hinblick auf die Anwendung der Regelung hilfreich. Eine asymmetrische Behandlung von Kosten und Erlösen bei der Festlegung des Ausgangsniveaus lehnt Netze BW ab. Darüber hinaus sind auch Einmalkosten bei der Bestimmung des Kostenausgangsniveaus in angemessener Form zu berücksichtigen. 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.
113	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen	Die Bundesnetzagentur sieht gemäß Tenorziffer 6.1 vor, sowohl die Anwendung des Verbraucherpreisindex (VPI) wie auch 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. Im Gegensatz zur bisherigen Regelung soll die Differenz aus VPI und Xgen in Zukunft ausschließlich auf die Betriebskosten und nicht mehr auf die Kapitalkosten angewandt 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. Gemäß Textziffer 6.2 sollen die Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschrittes in der Netzwirtschaft durch einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor einbezogen werden. Die Tenorziffern 6.1 und 6.2 des Konsultationsentwurfes sind abgesehen von der Ergänzung, dass die Bundesnetzagentur bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors auf die Verwendung der Daten von Netzbetreibern aus dem vereinfachten Verfahren verzichten kann, wortgleich zum Sachstand Tenorierung und Erwägungen. Insofern gelten die von der Netze BW in ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen geäußerten Kritikpunkte auch weiterhin. Netze BW hat in ihrer Stellungnahme zum Sachstand Tenorierung und Erwägungen insbesondere die zu Lasten der Netzbetreiber gehende einseitige Korrektur von fehlerhaften Sachverhalten bei der VPI-Xgen Anpassung der Erlösobergrenze kritisiert. Während einerseits die sachlich inkorrekte Doppelanpassung bei Kapitalkosten und volatilen Kosten korrigiert wird, bleibt der sachlich ebenso fehlerhafte Zweijahresverzug gemäß Festlegungsentwurf weiterhin bestehen. Zudem hat Netze BW in ihrer Stellungnahme zum Sachstand u.a. die fehlende Auseinandersetzung der Bundesnetzagentur mit dem Prognosecharakter des Xgen kritisiert. Netze BW hatte darüber hinaus angeregt, eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen im Tenor der RAMEN-Festlegung zu verankern (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 35 ff.). Diese Kritikpunkte wurden von der Bundesnetzagentur nicht aufgegriffen und bleiben insofern auch nach Veröffentlichung des Konsultationsentwurfs weiterhin bestehen.
114	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Selektiv identifizierter Handlungsbedarf und einseitige Anpassung der VPI-Xgen- Inflationierung zu Lasten der Netzbetreiber Im vorgelegten Konsultationsentwurf für die RAMEN-Festlegung wird weiterhin nur einseitig Handlungsbedarf in Bezug auf die „Doppelanpassung“ bei Kapitalkosten und volatilen 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 dem vorliegenden Konsultationsentwurf 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 jedoch auch im vorliegenden Konsultationsentwurf weiterhin bestehen. Für den VPI des Jahres i ist gemäß Tenorziffer 6.1 der Wert des VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i anzusetzen. Es erfolgt also keine Anpassung in Bezug auf die Anzahl der Jahre, mit denen die Kosten inflationiert werden. Der sogenannte Zweijahresverzug, der dazu führt, dass in jedem Jahr i zwar Kosten des Jahres i anfallen, jedoch nur Erlöse des Jahres i-2 gewährt werden, bleibt somit bestehen. 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. Unzureichende Begründung für die einseitige Anpassung der Erlösobergrenze und den Beibehalt des t-2 Verzuges Der Zweijahresverzug bei der Anpassung der Betriebskosten führt dazu, dass die tatsächlichen Kosten und die regulatorisch über VPI und Xgen fortgeschriebenen Erlösobergrenzen strukturell um zwei Jahresscheiben auseinanderfallen. In der Folge entsteht eine systematische Unterdeckung der Betriebskosten auf Seiten der Netzbetreiber, da die nominellen Kosten des Netzbetriebs im Regelfall steigen. Besonders eindrücklich sieht man dies am Beispiel eines effizienten Netzbetreibers: Dieser muss seine Kosten vollständig erlösen dürfen. Zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode unterliegt der effiziente Netzbetreiber drei jährlichen exogenen Betriebskostensteigerungen. Unter dem Regime des t-2-Verzuges darf er im ersten Jahr der Regulierungsperiode über VPI und Xgen aber nur eine dieser Betriebskostensteigerungen auf seine Erlöse wälzen. Entsprechendes gilt für die weiteren Jahre der Regulierungsperiode. Der effiziente Netzbetreiber sieht sich somit jedes Jahr einer Differenz zwischen Erlösen und Kosten von zwei VPI-Xgen-Inflationierungen gegenüber. Bezüglich einer ausführlichen Darstellung verweisen wir auf unsere Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 33 ff. Die dort gemachten Ausführungen haben weiterhin Bestand. Die Bundesnetzagentur begründet das Abstellen auf den Vorvorjahreswert des VPI und den Beibehalt des Zweijahresverzuges bei der VPI-Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze in ihrem Konsultationsentwurf mit einer Reihe von Gründen.

115	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Zusammengefasst argumentiert die Behörde: 1.Das Heranziehen von Ist-Werten entspräche dem Grundansatz im Regulierungssystem und das Budget sollte daher so weit wie möglich ex ante feststehen. Mit dem Heranziehen von Planwerten ginge Planungssicherheit auch für die Netzbetreiber verloren und der Plan-Ist-Abgleich sei erheblich aufwendiger (Rd. 681, 682). 2.Im Rahmen gewöhnlicher Schwankungen des VPI um den Zielwert der EZB von 2% wirke sich das Heranziehen des VPI aus dem vorvorletzten Kalenderjahr nur in geringem Umfang aus und gleiche sich im Nachlaufen über den Zeitverlauf aus (Rd. 684). 3.Das Unterbleiben einer Inflationierung zwischen Basisjahr und ersten Jahr der Regulierungsperiode sei Ausfluss des Ansatzes vom Basisjahr als repräsentativem Zustand. Daraus folge, dass sowohl der VPI als auch der Xgen als auch der Abbaupfad für vorliegende Ineffizienzen erst im ersten Jahr der Regulierungsperiode starten und bei einer Umstellung auch der Abbaupfad mit dem Basisjahr beginnen müsse (Rd. 685). 4.Aus einem Anstieg des VPI resultiere häufig erst zeitversetzt ein Anstieg der realen Kosten des Netzbetreibers, wenn beispielsweise Tarifparteien erst nachträglich auf die vergangene Inflation reagierten. Auch bei einer expliziten Kopplung an die Inflation wie bspw. bei Indexmieten würde sich eine Zeitversatz von mindestens einem Jahr ergeben (Rd. 686). 5.Eine wirtschaftliche Lücke sei entgegen den Stellungnahmen darüber hinaus nicht feststellbar, weil die OPEX nach dem Basisjahr typischerweise zunächst sinken und ihr lokales Maximum erst wieder im nächsten Basisjahr erreichen würden (RAMEN-Festlegung Strom Rd. 783, keine exakte Entsprechung in der RAMEN-Festlegung Gas). 6.Eine vorgezogene Inflationierung auf Plan-Basis würde Fehlanreize im Hinblick auf das Basisjahr verstärken (Rd. 687). Nach Auffassung der Netze BW ist keines dieser Argumente geeignet, die ökonomisch sachgerechte und regulierungskonzeptionell ebenfalls notwendige Beseitigung des Zeitverzuges bei der Anpassung der Erlösobergrenze um VPI und Xgen in Frage zu stellen. Sofern die einzelnen Argumente nicht nachgerade irrelevant sind, offenbaren sie ein sehr grundsätzliches inhaltliches Fehlverständnis hinsichtlich des regulierungsökonomischen Zwecks der VPI-Xgen Anpassung der Erlösobergrenze. Aus diesem Grund gehen wir im Folgenden noch einmal im Detail auf die Begründungen der Bundesnetzagentur ein.
116	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Planungssicherheit Mit den Ausführungen zur Notwendigkeit eines ex ante fixierten Budgets und zur Vorteilhaftigkeit von Planungssicherheit in den Randziffern 681 und 682 (und auch 684) versucht die Bundesnetzagentur ganz generell das Abstellen auf den zuletzt verfügbaren Ist-Wert für den VPI zu begründen. Die Frage, ob ausgehend vom Basisjahr die Erlösobergrenze mit drei Jahresscheiben des um den Xgen bereinigten VPI angepasst werden muss, ist aber unabhängig davon zu klären, ob für die Anpassung der Erlösobergrenze auf Ist- oder Planwerte des VPI abzustellen ist. Den auch bei der sachlich korrekten Anpassung der Erlösobergrenze um drei Jahresscheiben VPI-Xgen könnte auf VPI-Ist-Werte zurückgegriffen werden, wenn man in der Abwägung die Aspekte der Planungssicherheit und des nachträglichen Plan-Ist-Abgleichs für relevant hielte. Man könnte in diesem Fall auf die Verwendung der letzten drei vorliegenden Ist-Werte des VPI zurückgreifen, also auf die VPI-Werte der Jahre 2025-2027 für die Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2029. Über die rollierende Fortschreibung könnte dann sogar auf einen Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto gänzlich verzichtet werden. Unabhängig davon ist Netze BW nicht der Auffassung, dass die Aspekte der Planungssicherheit und des zusätzlichen Aufwandes eines nachträglichen Plan-Ist-Abgleichs in der Abwägung von entscheidender Relevanz sind. Zwar stellt Planungssicherheit auch für Netzbetreiber ein wichtiges Kriterium dar. Dieses Kriterium kann aber letztlich nicht ausschlaggebend dafür sein, den Netzbetreibern sachlich gerechtfertigte Erlöse überhaupt nicht zuzugestehen. Planansätze sind bei der Anpassung der Erlösobergrenzen keine Ausnahmeerscheinung, sondern regelmäßiger Bestandteil der Anpassung der Erlösobergrenze (vorgelagerte Netzkosten, Plan-Ansätze beim Smart Meter Rollout und Kapitalkostenaufschlag sowie generell bei Mengenabweichungen) und der Abgleich von Plan-Ist-Werten über das Regulierungskonto ist seit Jahren gelebte und eingeübte Praxis in der Regulierung. Darüber hinaus ist weder die Prognose eines Planwertes für den VPI noch der nachträgliche Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto mit einem großen Aufwand verbunden. Für die Prognose des Planwertes könnte beispielsweise auf das langfristige Inflationsziel der EZB von 2% abgestellt werden. Dieser Planwert könnte sogar als numerischer Wert in der Rahmen- oder Methodenfestlegung der Bundesnetzagentur fixiert werden. Der nachträgliche Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto, basierend auf der Differenz zu den vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Ist-Werten des VPI, stellt dann lediglich eine einfache Dreisatzrechnung auf Basis bekannter und nicht strittiger Größen dar. Alternativ könnte beispielsweise auch auf die letzte verfügbare Prognose der allgemeinen Inflationsrate des laufenden Jahres und des Folgejahres der vierteljährlich erscheinenden Ifo Konjunkturprognose zurückgegriffen werden und auf dieser Basis ein nachträglicher Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto durchgeführt werden.
117	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Ausgleich gewöhnlicher Schwankungen des VPI über die Zeit Es ist der Bundesnetzagentur zuzustimmen, dass das Inflationsziel der EZB einen klaren Anker für Inflationserwartungen bildet und sich gewöhnliche Schwankungen um diesen Zielwert im Nachlaufen über den Zeitverlauf ausgleichen (Rd. 684). Außergewöhnliche Sprünge des VPI (wie beispielsweise infolge des russischen Überfalls auf die Ukraine), können mit einem Planansatz nicht ohne Zeitversatz erfasst werden. Auch diesbezüglich ist der Bundesnetzagentur zuzustimmen. Aus Sicht der Netze BW verfehlt diese Argumentation aber den eigentlichen Kern des Problems. Entscheidend ist, dass die Kosten des Basisjahres über drei statt nur über eine Jahresscheibe hinweg mit VPI und Xgen fortgeschrieben werden. Welche konkreten VPI-Werte dazu heranzogen werden, ist dabei sekundär, denn wie die Bundesnetzagentur zu Recht schreibt, würden sich die Effekte schwankender VPI-Werte über den grundsätzlich rollierenden Ansatz des VPI ausgleichen. Aufgrund dieser im Zeitverlauf ausgleichenden Wirkung, könnten auch wie im vorhergehenden Abschnitt vorgeschlagen die drei zuletzt veröffentlichten Ist-Jahreswerte des VPI für die Anpassung der Erlösobergrenze zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode verwendet werden. Darüber hinaus enthält die Argumentation der Bundesnetzagentur zur Abbildung unvorhersehbarer Inflationssprünge noch eine weitere Fehleinschätzung. Die hohen VPI-Werte wurden im aktuellen System mit zweijähriger Verzögerung wirksam, es wurde also faktisch für die jeweils betroffenen Jahre eine VPI-Änderung von 0% im selben Jahr angesetzt. Hätte man hingegen einen t-0-Ansatz auf Basis von Planwerten verfolgt, wäre möglicherweise ein VPI in Höhe von 2% zugrunde gelegt worden, was zumindest zu einem teilweisen Ausgleich des Inflationssprunges bereits im jeweils betreffenden Jahr geführt hätte.

118	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Basisjahr als repräsentativer Zustand Die Bundesnetzagentur begründet das Unterbleiben einer Inflationierung zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode mit der „Repräsentativität" des Basisjahres (Rd. 685). Es läge mit der Heranziehung des VPI-Wertes des vorletzten Kalenderjahres insofern keine Inkonsistenz im Regulierungssystem vor. Netze BW teilt diese Auffassung nicht. Gerade aufgrund des der Anreizregulierung inhärenten Budgetprinzips wird ein regulatorisches Instrument zur Abbildung exogener Preissteigerungen für die netzwirtschaftlichen Inputfaktoren und ein Ausgleich für Produktivitätsfortschritte in der Netzwirtschaft benötigt. Ein Anreizregulierungssystem, das über mehrere Jahre ausgelegt ist, erfordert ganz grundsätzlich eine Anpassung der Erlösobergrenze um exogene Kostenentwicklungen. Um die Anreizwirkungen des Budgetprinzips nicht zu verringern, erfolgt die Erlösanpassung auf Grundlagen exogener Parameter, vorliegend dem VPI und dem Xgen. Die Erlösanpassung ist damit unabhängig von der aktuellen netzbetreiberindividuellen Kostenentwicklung. Zwischen den im Basisjahr festgestellten Kosten des Netzbetriebs und dem ersten Jahr der Regulierungsperiode liegt unstreitig ein Zeitraum von drei Jahren. Der VPI in Verbindung mit dem Xgen bildet die jährliche netzwirtschaftliche Inputpreiserhöhung und das jährliche netzwirtschaftliche Produktivitätswachstum ab. Die Basisjahrkosten sind mithin um drei Jahresscheiben zu inflationieren, um dem Zweck der VPI-Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze Rechnung zu tragen. Die Notwendigkeit zur Anpassung der Kostenausgangsniveaus mit dem über drei Jahre kumulierten VPI-Xgen-Effekt gilt dabei unabhängig von der Dauer einer Regulierungsperiode. Solange die in die Erlösobergrenze eingehenden Kosten des Basisjahres die Kosten eines drei Jahre zurückliegenden Jahres widerspiegeln, ist eine dreijährige VPI-Xgen-Inflationierung notwendig, um in sachgerechter und konsistenter Weise auf ein Kostenniveau im Jahr 1 der Regulierungsperiode zu kommen, das gestiegene Inputpreise und Produktivitätsentwicklungen abbildet. Unterbleibt eine über drei Jahre kumulierte Anpassung der dem VPI-Xgen-Mechanismus unterliegenden Betriebskosten, bedeutet dies eine systematische, strukturell bedingte Unterdeckung dieser Kosten. Auch der zweijährige Zeitverzug zwischen Kostenprüfung und erlösseitiger Wälzung von nicht dem Effizienzvergleich unterliegenden Kosten rechtfertigt keinen Zweijahresverzug bei der Inflationierung der Erlösobergrenze mittels VPI und Xgen. Systematisch müssten auch alle Kosten, die als nicht dem Effizienzvergleich unterliegend eingestuft werden, ohne Zeitverzug (also t-0) in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Für einige dieser Kosten (vorgelagerte Netzkosten, Kosten für den Smart Meter Rollout), für Kapitalkosten und volatile Kosten ist die t-0 Anpassung auch umgesetzt. Von einem regulierungssystematischen t-2 Verzug kann also keine Rede sein.
119	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Die Bundesnetzagentur argumentiert darüber hinaus, dass eine Beseitigung des t-2 Verzugs zwangsläufig mit einer Vorverlegung des Abbaupfads für Ineffizienzen einhergehen müsse. Auch dabei verkennt die Bundesnetzagentur die grundlegend unterschiedlichen Zwecke der beiden Regulierungsinstrumente. VPI und Xgen sollen sicherstellen, dass Inputpreisänderungen und Produktivitätsfortschritte zeitnah in den Erlösen widergespiegelt werden. Diese Zielsetzung ist eindeutig, folgt der Wettbewerbsanalogie und steht in keinerlei sachlich begründbarem Zusammenhang mit der Länge des Abbaupfads für Ineffizienzen. Der Abbaupfad für Ineffizienzen hingegen erfüllt eine gänzlich andere Funktion: Er stellt einen Sicherungsmechanismus für Daten- und Modellunsicherheiten im Effizienzvergleich dar. Für die Länge des Abbaupfads ist daher entscheidend, wie mit welcher Sicherheit aus dem Effizienzvergleich keine zu niedrig geschätzten Effizienzwerte resultieren. Entscheidend dabei ist nicht Sicht auf die Durchschnittseffizienz über alle Netzbetreiber, sondern die Sicherheit, mit der die individuelle Effizienz der Netzbetreiber adäquat eingeschätzt wird. Diese Fragestellung ist jedoch vollkommen unabhängig von der Tatsache, dass es zwischen dem Basisjahr und dem ersten Jahr der Regulierungsperiode Produktivitätsfortschritte und Inputpreissteigerungen bei allen regulierten Netzbetreibern gibt.
120	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Zeitversetzter Anstieg der realen Kosten Auch das in Randziffer 686 zum zeitverzögerten Anstieg der realen Kosten vorgebrachte Argument hält Netze BW für nicht überzeugend. Dass Tarifvertragsparteien erst nachträglich auf die vergangene Inflation reagieren würden, stellt zunächst einmal nur eine nicht belegte Behauptung der Bundesnetzagentur dar. Vielmehr ist davon auszugehen, dass Gewerkschaften Inflationserwartungen in ihre Gehaltsforderungen einpreisen und es deswegen – wenn überhaupt – nur eine schwache zeitverzögerte Reaktion zwischen Lohnsteigerungen und dem VPI gibt. Darüber hinaus ist bei funktionierendem Marktmechanismus in einer Volkswirtschaft davon auszugehen, dass ganz generell zunächst die Inputpreise für Vorleistungsgüter steigen, bevor zeitverzögert die Preise der in den VPI eingehenden Endprodukte angehoben werden. Insofern besteht in diesem Zusammenhang bereits ein Zeitverzug, da der VPI den Anstieg der Inputpreise für Vorleistungsgüter und damit der realen Kosten der Netzbetreiber erst zeitverzögert widerspiegelt. Der Einwand der Bundesnetzagentur geht jedoch aus noch grundsätzlicheren Gründen fehl. Selbst wenn es – entgegen den tatsächlichen Verhältnissen – so wäre, dass die Inputpreissteigerungen der Netzbetreiber der Inflation nacheilten, so würde dies symmetrische Abweichungen induzieren: Bei steigender Inflation wären die Inputpreissteigerungen eines Jahres in der Tat geringer als die allgemeine Inflation desselben Jahres (da wir gedanklich ja vom Fall ausgehen, dass die Inputpreissteigerungen der allgemeinen Inflation nachlaufen). Bei fallender Inflation wäre die Inputpreissteigerung eines Jahres jedoch entsprechend höher als die allgemeine Inflation desselben Jahres. Der fiktive Umstand eines Nachlaufens kann also keine systematische Abweichung zwischen Inflation und netzwirtschaftlichen Inputpreissteigerungen begründen. Dies zeigt einmal mehr, dass die zentrale Anforderung darin besteht, dass die Anzahl der durchgeführten Inflationierungen zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode der Anzahl der Jahre zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode – also drei Jahren – entspricht.
121	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Wirtschaftliche Lücke aufgrund Basisjahreffekte nicht feststellbar Die Bundesnetzagentur verkennt mit dem in Randziffer 783 (Erwägungsgründe RAMEN-Festlegung Strom, keine exakte Entsprechung in der RAMEN-Festlegung Gas) vorgebrachten Argument erneut Sinn und Zweck des regulatorischen Instruments der VPI-Xgen- Anpassung der Erlösobergrenze. Der regulatorische Zweck der Anpassung der Erlösobergrenze mittels VPI und Xgen besteht darin, exogene Kostenänderungen, die innerhalb der Regulierungsperiode auftreten, also auch zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode, auf Basis von Parametern, die nicht vom Netzbetreiber beeinflusst werden können, abzubilden. Unzweifelhaft kommt es in den drei Jahren zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode zu Änderungen bei den Inputpreisen der Netzbetreiber und es werden entsprechend auch Produktivitätsfortschritte umgesetzt. Diese Änderungen werden nur durch die über drei Jahre kumulierte Anpassung der Erlösobergrenze korrekt erfasst. Insbesondere ist es nicht Sinn und Zweck der produktivitätsbereinigten Inflationsanpassung der Erlösobergrenze eine Korrektur etwaig vorliegender Basisjahreffekte vorzunehmen. Hierfür stehen andere regulatorische Instrumente, insbesondere die Prüfung auf Besonderheiten des Basisjahres (vgl. Tenorziffer 5.4), zur Verfügung und werden von der Behörde im Rahmen der Kostenprüfung auch angewendet. Im Übrigen würde die Argumentation der Bundesnetzagentur bedeuten, dass es ganz grundsätzlich eines ausreichenden Basisjahreffektes bedarf, um die fehlende Inflationierung der Erlösobergrenze zu kompensieren. In diesem Zusammenhang ist auch auf die Inkonsistenz zu der Begründung der Bundesnetzagentur für die Verkürzung der Regulierungsperiode zu verweisen. Die Einführung der dreijährigen Regulierungsperiode bzw. die Verkürzung des Abbaupfades werden beispielsweise in Randnummer 584 und 585 des Konsultationsentwurfes ausdrücklich mit der Verringerung von Anreizen für den Basisjahreffekt begründet. Fehlanreize im Basisjahr Die Bundesnetzagentur argumentiert in Rd. 687, dass eine vorgezogene Inflationierung auf Plan-Basis bestehende Fehlanreize in Hinblick auf das Basisjahr verstärken würden. Dieses Argument ist unzutreffend. Die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt auf Basis exogener Parameter (VPI und Xgen) und ist unabhängig von der netzbetreiberindividuellen Kostenentwicklung im Anwendungszeitraum. Da die Erlösanpassung über VPI und Xgen vom Netzbetreiber nicht beeinflusst werden kann, wird auch die Intensität der Anreize, die über das Budgetprinzip vermittelt werden, durch die Beseitigung des t-2 Verzugs nicht geschmälert oder vermindert. Sofern ein Netzbetreiber aus der Hebung von Kosteneffizienzpotentialen zusätzliche Renditen erwirtschaften kann, sind die Anreize hierfür unbeeinflusst davon, ob die Inflationierung der Erlöse t-2 oder t-0 erfolgt. Und sofern ein Netzbetreiber trotz der Prüfung auf Besonderheiten des Basisjahres durch die Bundesnetzagentur Möglichkeiten hat, Kosten möglichst im Basisjahr anfallen zu lassen, werden diese Möglichkeiten und die Anreize hierfür durch die t-0 Inflationierung der Erlösobergrenze nicht verändert.

122	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Inkorrekte bzw. fehlende Darstellung des regulatorischen Zwecks von VPI und Xgen Netze BW hatte bereits in ihrer Stellungnahme zum Sachstand Tenorierung und Erwägungen vorgeschlagen, eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen in die Tenorierung der Rahmenfestlegung aufzunehmen (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 35). Dem Vorschlag eine Zweck- und Zielbestimmung in die Tenorierung des Beschlussentwurfs aufzunehmen ist die Behörde nicht nachgekommen. In Randziffer 668 des vorliegenden Beschlussentwurfs führt die Bundesnetzagentur aus, dass es das Ziel der Anpassung von Kostenanteilen des Basisjahres mit VPI-Xgen sei, eine Fortschreibung der Erlösobergrenze zu bewirken, welche die Kostenentwicklung eines Netzbetreibers abbildet, der auch die sektorale Produktivitätsentwicklung vollständig umsetzt. Die jährliche Anpassung ziele darauf ab, eine Preisentwicklung bei den Netzentgelten sicherzustellen, wie sie sich auch in einem wettbewerblich organisierten Sektor ergäbe. Diese Formulierung verschleiert aber den tatsächlichen regulierungsökonomischen Zweck der VPI-Xgen-Inflationierung in einem Anreizregulierungssystem, indem einerseits nur auf die Umsetzung von Produktivitätssteigerungen und andererseits nur auf eine nicht klar definierte Wettbewerbsanalogie verwiesen wird. Nach Auffassung von Netze BW bedarf es weiterhin einer klaren und eindeutig formulierten Ziel- und Zweckbestimmung der VPI-Xgen- Anpassung der Erlösobergrenze. Das regulatorische Ziel 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 hinausgehenden Erlösanpassungen erfolgen. Dadurch erhält der Netzbetreiber im Idealfall ein Kostenbudget, das mit den exogenen Kostensteigerungen wächst. Eine Einschränkung auf inputpreis- und produktivitätsinduzierte Betriebskostenänderungen kann unter der Fiktion der gleichbleibenden Versorgungsaufgabe (keine Betriebskostenaufwüchse aufgrund von Outputmengenänderungen) vorgenommen werden. Dies setzt voraus, dass Outputmengenänderungen mit einem separaten regulatorischen Instrument abgebildet werden.
123	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Dieses Ziel sollte entsprechend in der Rahmenfestlegung aufgenommen werden, denn es betrifft – anders als die Bundesnetzagentur schreibt (Rd. 706) – nicht Abwägungsentscheidungen, die in der Methodenfestlegung zu treffen wären, sondern das grundlegende Ziel des Instruments selbst. Es erscheint offenkundig, dass die Ziel- und Zweckbestimmung eines regulatorischen Instruments (sofern nicht evident) in der Rahmenfestlegung vorgenommen wird, während in einer Methodenfestlegung die Methodenausgestaltung zur Erreichung des Ziels festgelegt wird. Schließlich ist eine Methode eine planmäßige Vorgehensweise zur Erreichung eines vorgegebenen Ziels. [Fußnote: „Methodik ist in der Wissenschaftstheorie die Gesamtheit aller systematischen Vorgehensweisen bei der Gewinnung von Erkenntnissen im Rahmen eines vorgegebenen Ziels.“ https://de.wikipedia.org/wiki/Methodik; „Allgemein ein nach Gegenstand und Ziel planmäßiges (methodisches) Verfahren, die Kunstfertigkeit einer Technik zur Lösung praktischer und theoretischer Aufgaben (Arbeitsmethode, technische Methode u. a.), speziell das Charakteristikum für wissenschaftliches Vorgehen.“ https://brockhaus.de/ecs/enzy/article/methode-allgemein] Selbstverständlich können bei der methodischen Umsetzung weitere Erwägungen relevant sein. So führt die Bundesnetzagentur an, eine ineffiziente Substitution zwischen Kapital- und Betriebskosten sei zu vermeiden. Solche Nebenziele können ebenso festgehalten werden. Das Hauptziel der Anpassung ergibt sich jedoch notwendigerweise aus dem allgemeinen Ziel der Kostenorientierung, da das Instrument überhaupt nur existiert, um eine Anpassung der Erlösobergrenze an exogene Betriebskostenänderungen während der Regulierungsperiode zu vollziehen. Sofern die Anpassung an exogene Betriebskostenänderungen über den VPI–Xgen Mechanismus vollzogen wird, folgt daraus, dass der Xgen eine Prognose der Differenz aus der allgemeinen Inflation (VPI-Änderung) während der Regulierungsperiode und der exogenen Betriebskostenänderung der Netzbranche während der Regulierungsperiode ist. Eine ganz grundsätzliche Frage stellt sich in Bezug auf die von der Behörde gesetzte Vorgehensweise, zunächst den VPI zur Anpassung der Erlösobergrenze zu verwenden und diesen dann in einem zweiten Schritt um die Differenz zwischen historischer VPI-Änderung und historischer netzwirtschaftlicher Preis- und Produktivitätsentwicklung zu korrigieren. Denn die Anpassung der Erlösobergrenze könnte auch direkt aus den relevanten netzwirtschaftlichen Bestandteilen ermittelt und ohne Einbezug des VPI angewandt werden. Den Nutzen einer „Zwischenschaltung“ des VPI – oder irgendeines anderen Preisindexes – erläutert die Bundesnetzagentur an keiner Stelle.
124	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Ohne die Darstellung des Nutzens des „Zwischenschaltens“ eines Preisindexes ist jedoch weder ersichtlich weshalb dies getan wird, noch ist ersichtlich, dass der VPI die richtige Wahl des Preisindexes darstellt. Es gibt a priori keinen Grund den VPI oder eine gesamtwirtschaftliche Größe generell zu wählen: Dies erkennt man daran, dass – wie die Bundesnetzagentur ausführt – in Österreich ein Netzbetreiberindex herangezogen wird. Dass der österreichische Ansatz nicht als Leitbild dienen könne, da in der Folge der Xgen dort anders berechnet würde als in Deutschland, ist dabei selbstverständlich keine Begründung für den VPI, sondern ein Zirkelschluss (Rd. 704). Eine inhaltliche Begründung für das „Zwischenschalten“ des VPI erfolgt seitens der Bundesnetzagentur nicht. Es wird letztlich nur der Vorteil der Kontinuität und der zeitnahen Verfügbarkeit genannt. Da die Verwendung des VPI im Entwurf zur Methodenfestlegung Xgen in den Randziffern 294 und 312 (fälschlicherweise) als Grund angeführt wird, den OPEX-Xgen (Modell der Netze BW) nicht anzuwenden, ist eine inhaltliche Begründung des VPI jedoch zwingend. Netze BW möchte darüber hinaus nochmals darauf hinweisen, dass die Gleichsetzung von allgemeiner Inflation (also VPI-Änderung) und der Differenz aus gesamtwirtschaftlicher Inputpreis- und Produktivitätsänderung auch unter der Annahme des perfekten Wettbewerbs nur in der ökonomisch langen Frist Gültigkeit besitzt. In den für die Regulierung relevanten kurzen Zeiträumen 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. Zinsanstiege gehen also kurz- bis mittelfristig mit sinkenden Inflationsraten und einem sinkenden Wert des VPI einher. In der Analogie des perfekten Wettbewerbs bedeuten Zinsanstiege dagegen steigende Inputpreise des Kapitals und würden somit einen VPI-Anstieg nach sich ziehen.
125	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Die dem Xgen unter Verwendung der Residualmethode zugrundeliegende Annahme eines konstanten Abstandes zwischen der Entwicklung des VPI und der Entwicklung der netzwirtschaftlichen Bestandteile des Xgen wird in der kurzen bis mittleren Frist von makroökonomischen Effekten überlagert. Wenn der Xgen unter Einbezug der nominellen Kapitalkosten berechnet wird, wird diese Annahme systematisch falsch: Wenn bspw. die Europäische Zentralbank die Leitzinsen zur Inflationsbekämpfung erhöht, steigen in der wirtschaftlichen Realität die Kapitalkosten der Netzbetreiber und der VPI sinkt. Der tatsächliche Abstand zwischen dem VPI und der netzwirtschaftlicher Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung wird im Anwendungszeitraum des Xgen (der Regulierungsperiode) dadurch geringer. Die Prognose des Xgen sollte sich entsprechend auf die Differenz der VPI-Änderung und der Änderung der netzwirtschaftlichen Bestandteile in der Regulierungsperiode und nicht auf die Differenz der gesamt- und netzwirtschaftlichen Bestandteile beziehen. Dies ist bei der regulatorischen Zieldefinition des Xgen zu berücksichtigen. Abschließend sei angemerkt, dass die von der Bundesnetzagentur angeführte „abschließend gerichtliche“ Bestätigung der Residualmethode (Rd. 706) sich auf einen anderen Sachverhalt bezogen hat und in der Zeit vor der Novellierung des § 73 des Energiewirtschaftsgesetzes erfolgte.

126	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Prognoseeigenschaft des Xgen Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen eine Aufnahme von Kriterien und Maßstäben für die Erstellung einer sachgerechten Prognose des Xgen in die RAMEN-Tenorierung angeregt (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 37 f.). Zu diesen nach Auffassung der Netze BW in die Festlegung RAMEN aufzunehmenden Kriterien für eine sachgerechte Prognose des Xgen zählen die Verwendung einer möglichst verzerrungsfreien und streuungsarmen Prognosemethode, die Sicherstellung der Repräsentativität der verwendeten Eingangsgrößen und des Betrachtungszeitraums sowie die Verwendung des Prognosefehlers zur Beurteilung von Verzerrungen der verwendeten Prognosemethode. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur (Rd. 696) ist es nicht erforderlich, bereits in der RAMEN-Festlegung sachgerechte Maßstäbe für die Bestimmung des Xgen im Hinblick auf die Prognosequalität zu benennen. Es sei bereits Prüfungsmaßstab, dass die verwendeten Methoden wissenschaftlichen Standards entsprechen. Eine explizite Aufnahme entsprechender Kriterien in die RAMEN-Festlegung erscheine vor diesem Hintergrund nicht geboten. Vielmehr sei die Ausgestaltung der Methodik der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor) vorbehalten. Allerdings enthält auch der Konsultationsentwurf für die Methodenfestlegung des Xgen keine Kriterien oder Maßstäbe für eine Prognoseerstellung und die Beurteilung der Prognosegüte. Vor dem Hintergrund, dass – entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur in Rd. 697 – die Verwendung von Prognosefehlern zur Beurteilung der Prognosegüte ein zentraler Bestandteil jeglicher Prognoseerstellung ist, erscheint die Aufnahme entsprechender wissenschaftlicher Maßstäbe für die Beurteilung der Prognosequalität unentbehrlich. Dies kann entweder in der RAMEN-Festlegung oder in der Methodenfestlegung zum Verbraucherpreisindex oder Xgen erfolgen Inkonsistenzen mit beabsichtigter Gutachtenausschreibung Netze BW hat in ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen auf die Inkonsistenzen zwischen der Gutachtenausschreibung der Bundesnetzagentur und dem Sachstandsentwurf der Rahmenfestlegung und insbesondere die Vorwegnahme erst gutachterlich zu prüfender Fragestellungen in der Rahmenfestlegung hingewiesen. Unter anderem war bereits der Zweijahresverzug bei der Erlösobergrenzenanpassung im ersten Jahr der Regulierungsperiode gemäß Tenorziffer 6.1 im Sachstand zu Tenor und Erwägungen zur Festlegung Rahmen verankert, obwohl laut Leistungsbeschreibung zum Gutachten der BNetzA „die Rolle des t-2 Verzugs bei der Anwendung des Xgen in der Erlösobergrenze“ erst diskutiert und bewertet werden sollte. Dies Frage des t-2 Verzuges wird im jetzt veröffentlichten WIK-Gutachten vom 24. Juni 2025 jedoch entgegen dem Gutachtenauftrag nicht thematisiert. Die Frage, inwiefern der zweijährige Zeitverzug bei der Anpassung der Erlösobergrenze zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode gerechtfertigt ist, bleibt also seitens der Bundesnetzagentur gutachterlich unbeantwortet.
127	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Vorschläge der Netze BW zur Ergänzung und Anpassung von Tenorziffer 6 Vorschlag 1: 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 unbekannten VPI-Werte können Planwerte aufgrund aktueller Prognosen verwendet werden. Die Planwerte können im Nachgang über das Regulierungskonto mit den Ist-Werten abgeglichen werden. Alternativ können auch die drei zuletzt vom Statistischen Bundesamt veröffentlichen Werte des VPI verwendet und auf einen Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto verzichtet werden. Vorschlag 2: 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.
128	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Vorschlag 3: Prognosecharakter des Xgen 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 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.
129	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen	Die Bundesnetzagentur sieht gemäß Tenorziffer 6.1 vor, sowohl die Anwendung des Verbraucherpreisindex (VPI) wie auch 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. Im Gegensatz zur bisherigen Regelung soll die Differenz aus VPI und Xgen in Zukunft ausschließlich auf die Betriebskosten und nicht mehr auf die Kapitalkosten angewandt 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. Gemäß Textziffer 6.2 sollen die Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschrittes in der Netzwirtschaft durch einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor einbezogen werden. Die Tenorziffern 6.1 und 6.2 des Konsultationsentwurfes sind abgesehen von der Ergänzung, dass die Bundesnetzagentur bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors auf die Verwendung der Daten von Netzbetreibern aus dem vereinfachten Verfahren verzichten kann, wortgleich zum Sachstand Tenorierung und Erwägungen. Insofern gelten die von der Netze BW in ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen geäußerten Kritikpunkte auch weiterhin. Netze BW hat in ihrer Stellungnahme zum Sachstand Tenorierung und Erwägungen insbesondere die zu Lasten der Netzbetreiber gehende einseitige Korrektur von fehlerhaften Sachverhalten bei der VPI-Xgen Anpassung der Erlösobergrenze kritisiert. Während einerseits die sachlich inkorrekte Doppelanpassung bei Kapitalkosten und volatilen Kosten korrigiert wird, bleibt der sachlich ebenso fehlerhafte Zweijahresverzug gemäß Festlegungsentwurf weiterhin bestehen. Zudem hat Netze BW in ihrer Stellungnahme zum Sachstand u.a. die fehlende Auseinandersetzung der Bundesnetzagentur mit dem Prognosecharakter des Xgen kritisiert. Netze BW hatte darüber hinaus angeregt, eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen im Tenor der RAMEN-Festlegung zu verankern (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 35 ff.). Diese Kritikpunkte wurden von der Bundesnetzagentur nicht aufgegriffen und bleiben insofern auch nach Veröffentlichung des Konsultationsentwurfs weiterhin bestehen.

130	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Selektiv identifizierter Handlungsbedarf und einseitige Anpassung der VPI-Xgen- Inflationierung zu Lasten der Netzbetreiber Im vorgelegten Konsultationsentwurf für die RAMEN-Festlegung wird weiterhin nur einseitig Handlungsbedarf in Bezug auf die „Doppelanpassung" bei Kapitalkosten und volatilen Kosten von der Behörde adressiert. Die „Doppelanpassung" bei Kapitalkosten und volatilen Kostenanateilen soll durch die entsprechende Änderung der Erlösobergrenzenformel in Tenorziffer 4.3 beseitigt werden. Gemäß dem vorliegenden Konsultationsentwurf 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 jedoch auch im vorliegenden Konsultationsentwurf weiterhin bestehen. Für den VPI des Jahres i ist gemäß Tenorziffer 6.1 der Wert des VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i anzusetzen. Es erfolgt also keine Anpassung in Bezug auf die Anzahl der Jahre, mit denen die Kosten inflationiert werden. Der sogenannte Zweijahresverzug, der dazu führt, dass in jedem Jahr i zwar Kosten des Jahres i anfallen, jedoch nur Erlöse des Jahres i-2 gewährt werden, bleibt somit bestehen. 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. Unzureichende Begründung für die einseitige Anpassung der Erlösobergrenze und den Beibehalt des t-2 Verzuges Der Zweijahresverzug bei der Anpassung der Betriebskosten führt dazu, dass die tatsächlichen Kosten und die regulatorisch über VPI und Xgen fortgeschriebenen Erlösobergrenzen strukturell um zwei Jahresscheiben auseinanderfallen. In der Folge entsteht eine systematische Unterdeckung der Betriebskosten auf Seiten der Netzbetreiber, da die nominellen Kosten des Netzbetriebs im Regelfall steigen. Besonders eindrücklich sieht man dies am Beispiel eines effizienten Netzbetreibers: Dieser muss seine Kosten vollständig erlösen dürfen. Zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode unterliegt der effiziente Netzbetreiber drei jährlichen exogenen Betriebskostensteigerungen. Unter dem Regime des t-2-Verzuges darf er im ersten Jahr der Regulierungsperiode über VPI und Xgen aber nur eine dieser Betriebskostensteigerungen auf seine Erlöse wälzen. Entsprechendes gilt für die weiteren Jahre der Regulierungsperiode. Der effiziente Netzbetreiber sieht sich somit jedes Jahr einer Differenz zwischen Erlösen und Kosten von zwei VPI-Xgen-Inflationierungen gegenüber. Bezüglich einer ausführlichen Darstellung verweisen wir auf unsere Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 33 ff. Die dort gemachten Ausführungen haben weiterhin Bestand. Die Bundesnetzagentur begründet das Abstellen auf den Vorvorjahreswert des VPI und den Beibehalt des Zweijahresverzuges bei der VPI-Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze in ihrem Konsultationsentwurf mit einer Reihe von Gründen.
131	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Zusammengefasst argumentiert die Behörde: 1.Das Heranziehen von Ist-Werten entspräche dem Grundansatz im Regulierungssystem und das Budget sollte daher so weit wie möglich ex ante feststehen. Mit dem Heranziehen von Planwerten ginge Planungssicherheit auch für die Netzbetreiber verloren und der Plan-Ist-Abgleich sei erheblich aufwendiger (Rd. 681, 682). 2.Im Rahmen gewöhnlicher Schwankungen des VPI um den Zielwert der EZB von 2% wirke sich das Heranziehen des VPI aus dem vorvorletzten Kalenderjahr nur in geringem Umfang aus und gleiche sich im Nachlaufen über den Zeitverlauf aus (Rd. 684). 3.Das Unterbleiben einer Inflationierung zwischen Basisjahr und ersten Jahr der Regulierungsperiode sei Ausfluss des Ansatzes vom Basisjahr als repräsentativem Zustand. Daraus folge, dass sowohl der VPI als auch der Xgen als auch der Abbaupfad für vorliegende Ineffizienzen erst im ersten Jahr der Regulierungsperiode starten und bei einer Umstellung auch der Abbaupfad mit dem Basisjahr beginnen müsse (Rd. 685). 4.Aus einem Anstieg des VPI resultiere häufig erst zeitversetzt ein Anstieg der realen Kosten des Netzbetreibers, wenn beispielsweise Tarifparteien erst nachträglich auf die vergangene Inflation reagierten. Auch bei einer expliziten Kopplung an die Inflation wie bspw. bei Indexmieten würde sich 5.Eine wirtschaftliche Lücke sei entgegen den Stellungnahmen darüber hinaus nicht feststellbar, weil die OPEX nach dem Basisjahr typischerweise zunächst sinken und ihr lokales Maximum erst wieder im nächsten Basisjahr erreichen würden (RAMEN-Festlegung Strom Rd. 783, keine exakte Entsprechung in der RAMEN-Festlegung Gas). 6.Eine vorgezogene Inflationierung auf Plan-Basis würde Fehlanreize im Hinblick auf das Basisjahr verstärken (Rd. 687). Nach Auffassung der Netze BW ist keines dieser Argumente geeignet, die ökonomisch sachgerechte und regulierungskonzeptionell ebenfalls notwendige Beseitigung des Zeitverzuges bei der Anpassung der Erlösobergrenze um VPI und Xgen in Frage zu stellen. Sofern die einzelnen Argumente nicht nachgerade irrelevant sind, offenbaren sie ein sehr grundsätzliches inhaltliches Fehlverständnis hinsichtlich des regulierungsökonomischen Zwecks der VPI-Xgen Anpassung der Erlösobergrenze. Aus diesem Grund gehen wir im Folgenden noch einmal im Detail auf die Begründungen der Bundesnetzagentur ein.
132	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Planungssicherheit Mit den Ausführungen zur Notwendigkeit eines ex ante fixierten Budgets und zur Vorteilhaftigkeit von Planungssicherheit in den Randziffern 681 und 682 (und auch 684) versucht die Bundesnetzagentur ganz generell das Abstellen auf den zuletzt verfügbaren Ist-Wert für den VPI zu begründen. Die Frage, ob ausgehend vom Basisjahr die Erlösobergrenze mit drei Jahresscheiben des um den Xgen bereinigten VPI angepasst werden muss, ist aber unabhängig davon zu klären, ob für die Anpassung der Erlösobergrenze auf Ist- oder Planwerte des VPI abzustellen ist. Den auch bei der sachlich korrekten Anpassung der Erlösobergrenze um drei Jahresscheiben VPI-Xgen könnte auf VPI-Ist-Werte zurückgegriffen werden, wenn man in der Abwägung die Aspekte der Planungssicherheit und des nachträglichen Plan-Ist-Abgleichs für relevant hielte. Man könnte in diesem Fall auf die Verwendung der letzten drei vorliegenden Ist-Werte des VPI zurückgreifen, also auf die VPI-Werte der Jahre 2025-2027 für die Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2029. Über die rollierende Fortschreibung könnte dann sogar auf einen Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto gänzlich verzichtet werden. Unabhängig davon ist Netze BW nicht der Auffassung, dass die Aspekte der Planungssicherheit und des zusätzlichen Aufwandes eines nachträglichen Plan-Ist-Abgleichs in der Abwägung von entscheidender Relevanz sind. Zwar stellt Planungssicherheit auch für Netzbetreiber ein wichtiges Kriterium dar. Dieses Kriterium kann aber letztlich nicht ausschlaggebend dafür sein, den Netzbetreibern sachlich gerechtfertigte Erlöse überhaupt nicht zuzugestehen. Planansätze sind bei der Anpassung der Erlösobergrenzen keine Ausnahmeerscheinung, sondern regelmäßiger Bestandteil der Anpassung der Erlösobergrenze (vorgelagerte Netzkosten, Plan-Ansätze beim Smart Meter Rollout und Kapitalkostenaufschlag sowie generell bei Mengenabweichungen) und der Abgleich von Plan-Ist-Werten über das Regulierungskonto ist seit Jahren gelebte und eingeübte Praxis in der Regulierung. Darüber hinaus ist weder die Prognose eines Planwertes für den VPI noch der nachträgliche Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto mit einem großen Aufwand verbunden. Für die Prognose des Planwertes könnte beispielsweise auf das langfristige Inflationsziel der EZB von 2% abgestellt werden. Dieser Planwert könnte sogar als numerischer Wert in der Rahmen- oder Methodenfestlegung der Bundesnetzagentur fixiert werden. Der nachträgliche Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto, basierend auf der Differenz zu den vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Ist-Werten des VPI, stellt dann lediglich eine einfache Dreisatzrechnung auf Basis bekannter und nicht strittiger Größen dar. Alternativ könnte beispielsweise auch auf die letzte verfügbare Prognose der allgemeinen Inflationsrate des laufenden Jahres und des Folgejahres der vierteljährlich erscheinenden Ifo Konjunkturprognose zurückgegriffen werden und auf dieser Basis ein nachträglicher Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto durchgeführt werden.
133	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Ausgleich gewöhnlicher Schwankungen des VPI über die Zeit Es ist der Bundesnetzagentur zuzustimmen, dass das Inflationsziel der EZB einen klaren Anker für Inflationserwartungen bildet und sich gewöhnliche Schwankungen um diesen Zielwert im Nachlaufen über den Zeitverlauf ausgleichen (Rd. 684). Außergewöhnliche Sprünge des VPI (wie beispielsweise infolge des russischen Überfalls auf die Ukraine), können mit einem Planansatz nicht ohne Zeitversatz erfasst werden. Auch diesbezüglich ist der Bundesnetzagentur zuzustimmen. Aus Sicht der Netze BW verfehlt diese Argumentation aber den eigentlichen Kern des Problems. Entscheidend ist, dass die Kosten des Basisjahres über drei statt nur über eine Jahresscheibe hinweg mit VPI und Xgen fortgeschrieben werden. Welche konkreten VPI-Werte dazu heranzogen werden, ist dabei sekundär, denn wie die Bundesnetzagentur zu Recht schreibt, würden sich die Effekte schwankender VPI-Werte über den grundsätzlich rollierenden Ansatz des VPI ausgleichen. Aufgrund dieser im Zeitverlauf ausgleichenden Wirkung, könnten auch wie im vorhergehenden Abschnitt vorgeschlagen die drei zuletzt veröffentlichten Ist-Jahreswerte des VPI für die Anpassung der Erlösobergrenze zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode verwendet werden. Darüber hinaus enthält die Argumentation der Bundesnetzagentur zur Abbildung unvorhersehbarer Inflationssprünge noch eine weitere Fehleinschätzung. Die hohen VPI-Werte wurden im aktuellen System mit zweijähriger Verzögerung wirksam, es wurde also faktisch für die jeweils betroffenen Jahre eine VPI-Änderung von 0% im selben Jahr angesetzt. Hätte man hingegen einen t-0-Ansatz auf Basis von Planwerten verfolgt, wäre möglicherweise ein VPI in Höhe von 2% zugrunde gelegt worden, was zumindest zu einem teilweisen Ausgleich des Inflationssprunges bereits im jeweils betreffenden Jahr geführt hätte.

134	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Basisjahr als repräsentativer Zustand Die Bundesnetzagentur begründet das Unterbleiben einer Inflationierung zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode mit der „Repräsentativität" des Basisjahres (Rd. 685). Es läge mit der Heranziehung des VPI-Wertes des vorletzten Kalenderjahres insofern keine Inkonsistenz im Regulierungssystem vor. Netze BW teilt diese Auffassung nicht. Gerade aufgrund des der Anreizregulierung inhärenten Budgetprinzips wird ein regulatorisches Instrument zur Abbildung exogener Preissteigerungen für die netzwirtschaftlichen Inputfaktoren und ein Ausgleich für Produktivitätsfortschritte in der Netzwirtschaft benötigt. Ein Anreizregulierungssystem, das über mehrere Jahre ausgelegt ist, erfordert ganz grundsätzlich eine Anpassung der Erlösobergrenze um exogene Kostenentwicklungen. Um die Anreizwirkungen des Budgetprinzips nicht zu verringern, erfolgt die Erlösanpassung auf Grundlagen exogener Parameter, vorliegend dem VPI und dem Xgen. Die Erlösanpassung ist damit unabhängig von der aktuellen netzbetreiberindividuellen Kostenentwicklung. Zwischen den im Basisjahr festgestellten Kosten des Netzbetriebs und dem ersten Jahr der Regulierungsperiode liegt unstreitig ein Zeitraum von drei Jahren. Der VPI in Verbindung mit dem Xgen bildet die jährliche netzwirtschaftliche Inputpreiserhöhung und das jährliche netzwirtschaftliche Produktivitätswachstum ab. Die Basisjahrkosten sind mithin um drei Jahresscheiben zu inflationieren, um dem Zweck der VPI-Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze Rechnung zu tragen. Die Notwendigkeit zur Anpassung der Kostenausgangsniveaus mit dem über drei Jahre kumulierten VPI-Xgen-Effekt gilt dabei unabhängig von der Dauer einer Regulierungsperiode. Solange die in die Erlösobergrenze eingehenden Kosten des Basisjahres die Kosten eines drei Jahre zurückliegenden Jahres widerspiegeln, ist eine dreijährige VPI-Xgen-Inflationierung notwendig, um in sachgerechter und konsistenter Weise auf ein Kostenniveau im Jahr 1 der Regulierungsperiode zu kommen, das gestiegene Inputpreise und Produktivitätsentwicklungen abbildet. Unterbleibt eine über drei Jahre kumulierte Anpassung der dem VPI-Xgen-Mechanismus unterliegenden Betriebskosten, bedeutet dies eine systematische, strukturell bedingte Unterdeckung dieser Kosten. Auch der zweijährige Zeitverzug zwischen Kostenprüfung und erlösseitiger Wälzung von nicht dem Effizienzvergleich unterliegenden Kosten rechtfertigt keinen Zweijahresverzug bei der Inflationierung der Erlösobergrenze mittels VPI und Xgen. Systematisch müssten auch alle Kosten, die als nicht dem Effizienzvergleich unterliegend eingestuft werden, ohne Zeitverzug (also t-0) in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Für einige dieser Kosten (vorgelagerte Netzkosten, Kosten für den Smart Meter Rollout), für Kapitalkosten und volatile Kosten ist die t-0 Anpassung auch umgesetzt. Von einem regulierungssystematischen t-2 Verzug kann also keine Rede sein.
135	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Die Bundesnetzagentur argumentiert darüber hinaus, dass eine Beseitigung des t-2 Verzugs zwangsläufig mit einer Vorverlegung des Abbaupfads für Ineffizienzen einhergehen müsse. Auch dabei verkennt die Bundesnetzagentur die grundlegend unterschiedlichen Zwecke der beiden Regulierungsinstrumente. VPI und Xgen sollen sicherstellen, dass Inputpreisänderungen und Produktivitätsfortschritte zeitnah in den Erlösen widergespiegelt werden. Diese Zielsetzung ist eindeutig, folgt der Wettbewerbsanalogie und steht in keinerlei sachlich begründbarem Zusammenhang mit der Länge des Abbaupfads für Ineffizienzen. Der Abbaupfad für Ineffizienzen hingegen erfüllt eine gänzlich andere Funktion: Er stellt einen Sicherungsmechanismus für Daten- und Modellunsicherheiten im Effizienzvergleich dar. Für die Länge des Abbaupfads ist daher entscheidend, wie mit welcher Sicherheit aus dem Effizienzvergleich keine zu niedrig geschätzten Effizienzwerte resultieren. Entscheidend dabei ist nicht Sicht auf die Durchschnittseffizienz über alle Netzbetreiber, sondern die Sicherheit, mit der die individuelle Effizienz der Netzbetreiber adäquat eingeschätzt wird. Diese Fragestellung ist jedoch vollkommen unabhängig von der Tatsache, dass es zwischen dem Basisjahr und dem ersten Jahr der Regulierungsperiode Produktivitätsfortschritte und Inputpreissteigerungen bei allen regulierten Netzbetreibern gibt.
136	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Zeitversetzter Anstieg der realen Kosten Auch das in Randziffer 686 zum zeitverzögerten Anstieg der realen Kosten vorgebrachte Argument hält Netze BW für nicht überzeugend. Dass Tarifvertragsparteien erst nachträglich auf die vergangene Inflation reagieren würden, stellt zunächst einmal nur eine nicht belegte Behauptung der Bundesnetzagentur dar. Vielmehr ist davon auszugehen, dass Gewerkschaften Inflationserwartungen in ihre Gehaltsforderungen einpreisen und es deswegen – wenn überhaupt – nur eine schwache zeitverzögerte Reaktion zwischen Lohnsteigerungen und dem VPI gibt. Darüber hinaus ist bei funktionierendem Marktmechanismus in einer Volkswirtschaft davon auszugehen, dass ganz generell zunächst die Inputpreise für Vorleistungsgüter steigen, bevor zeitverzögert die Preise der in den VPI eingehenden Endprodukte angehoben werden. Insofern besteht in diesem Zusammenhang bereits ein Zeitverzug, da der VPI den Anstieg der Inputpreise für Vorleistungsgüter und damit der realen Kosten der Netzbetreiber erst zeitverzögert widerspiegelt. Der Einwand der Bundesnetzagentur geht jedoch aus noch grundsätzlicheren Gründen fehl. Selbst wenn es – entgegen den tatsächlichen Verhältnissen – so wäre, dass die Inputpreissteigerungen der Netzbetreiber der Inflation nacheilten, so würde dies symmetrische Abweichungen induzieren: Bei steigender Inflation wären die Inputpreissteigerungen eines Jahres in der Tat geringer als die allgemeine Inflation desselben Jahres (da wir gedanklich ja vom Fall ausgehen, dass die Inputpreissteigerungen der allgemeinen Inflation nachlaufen). Bei fallender Inflation wäre die Inputpreissteigerung eines Jahres jedoch entsprechend höher als die allgemeine Inflation desselben Jahres. Der fiktive Umstand eines Nachlaufens kann also keine systematische Abweichung zwischen Inflation und netzwirtschaftlichen Inputpreissteigerungen begründen. Dies zeigt einmal mehr, dass die zentrale Anforderung darin besteht, dass die Anzahl der durchgeführten Inflationierungen zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode der Anzahl der Jahre zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode – also drei Jahren – entspricht.
137	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Wirtschaftliche Lücke aufgrund Basisjahreffekte nicht feststellbar Die Bundesnetzagentur verkennt mit dem in Randziffer 783 (Erwägungsgründe RAMEN-Festlegung Strom, keine exakte Entsprechung in der RAMEN-Festlegung Gas) vorgebrachten Argument erneut Sinn und Zweck des regulatorischen Instruments der VPI-Xgen- Anpassung der Erlösobergrenze. Der regulatorische Zweck der Anpassung der Erlösobergrenze mittels VPI und Xgen besteht darin, exogene Kostenänderungen, die innerhalb der Regulierungsperiode auftreten, also auch zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode, auf Basis von Parametern, die nicht vom Netzbetreiber beeinflusst werden können, abzubilden. Unzweifelhaft kommt es in den drei Jahren zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode zu Änderungen bei den Inputpreisen der Netzbetreiber und es werden entsprechend auch Produktivitätsfortschritte umgesetzt. Diese Änderungen werden nur durch die über drei Jahre kumulierte Anpassung der Erlösobergrenze korrekt erfasst. Insbesondere ist es nicht Sinn und Zweck der produktivitätsbereinigten Inflationsanpassung der Erlösobergrenze eine Korrektur etwaig vorliegender Basisjahreffekte vorzunehmen. Hierfür stehen andere regulatorische Instrumente, insbesondere die Prüfung auf Besonderheiten des Basisjahres (vgl. Tenorziffer 5.4), zur Verfügung und werden von der Behörde im Rahmen der Kostenprüfung auch angewendet. Im Übrigen würde die Argumentation der Bundesnetzagentur bedeuten, dass es ganz grundsätzlich eines ausreichenden Basisjahreffektes bedarf, um die fehlende Inflationierung der Erlösobergrenze zu kompensieren. In diesem Zusammenhang ist auch auf die Inkonsistenz zu der Begründung der Bundesnetzagentur für die Verkürzung der Regulierungsperiode zu verweisen. Die Einführung der dreijährigen Regulierungsperiode bzw. die Verkürzung des Abbaupfades werden beispielsweise in Randnummer 584 und 585 des Konsultationsentwurfes ausdrücklich mit der Verringerung von Anreizen für den Basisjahreffekt begründet. Fehlanreize im Basisjahr Die Bundesnetzagentur argumentiert in Rd. 687, dass eine vorgezogene Inflationierung auf Plan-Basis bestehende Fehlanreize in Hinblick auf das Basisjahr verstärken würden. Dieses Argument ist unzutreffend. Die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt auf Basis exogener Parameter (VPI und Xgen) und ist unabhängig von der netzbetreiberindividuellen Kostenentwicklung im Anwendungszeitraum. Da die Erlösanpassung über VPI und Xgen vom Netzbetreiber nicht beeinflusst werden kann, wird auch die Intensität der Anreize, die über das Budgetprinzip vermittelt werden, durch die Beseitigung des t-2 Verzugs nicht geschmälert oder vermindert. Sofern ein Netzbetreiber aus der Hebung von Kosteneffizienzpotentialen zusätzliche Renditen erwirtschaften kann, sind die Anreize hierfür unbeeinflusst davon, ob die Inflationierung der Erlöse t-2 oder t-0 erfolgt. Und sofern ein Netzbetreiber trotz der Prüfung auf Besonderheiten des Basisjahres durch die Bundesnetzagentur Möglichkeiten hat, Kosten möglichst im Basisjahr anfallen zu lassen, werden diese Möglichkeiten und die Anreize hierfür durch die t-0 Inflationierung der Erlösobergrenze nicht verändert.

138	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Inkorrekte bzw. fehlende Darstellung des regulatorischen Zwecks von VPI und Xgen Netze BW hatte bereits in ihrer Stellungnahme zum Sachstand Tenorierung und Erwägungen vorgeschlagen, eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen in die Tenorierung der Rahmenfestlegung aufzunehmen (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 35). Dem Vorschlag eine Zweck- und Zielbestimmung in die Tenorierung des Beschlussentwurfs aufzunehmen ist die Behörde nicht nachgekommen. In Randziffer 668 des vorliegenden Beschlussentwurfs führt die Bundesnetzagentur aus, dass es das Ziel der Anpassung von Kostenanteilen des Basisjahres mit VPI-Xgen sei, eine Fortschreibung der Erlösobergrenze zu bewirken, welche die Kostenentwicklung eines Netzbetreibers abbildet, der auch die sektorale Produktivitätsentwicklung vollständig umsetzt. Die jährliche Anpassung ziele darauf ab, eine Preisentwicklung bei den Netzentgelten sicherzustellen, wie sie sich auch in einem wettbewerblich organisierten Sektor ergäbe. Diese Formulierung verschleiert aber den tatsächlichen regulierungsökonomischen Zweck der VPI-Xgen-Inflationierung in einem Anreizregulierungssystem, indem einerseits nur auf die Umsetzung von Produktivitätssteigerungen und andererseits nur auf eine nicht klar definierte Wettbewerbsanalogie verwiesen wird. Nach Auffassung von Netze BW bedarf es weiterhin einer klaren und eindeutig formulierten Ziel- und Zweckbestimmung der VPI-Xgen- Anpassung der Erlösobergrenze. Das regulatorische Ziel 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 hinausgehenden Erlösanpassungen erfolgen. Dadurch erhält der Netzbetreiber im Idealfall ein Kostenbudget, das mit den exogenen Kostensteigerungen wächst. Eine Einschränkung auf inputpreis- und produktivitätsinduzierte Betriebskostenänderungen kann unter der Fiktion der gleichbleibenden Versorgungsaufgabe (keine Betriebskostenaufwüchse aufgrund von Outputmengenänderungen) vorgenommen werden. Dies setzt voraus, dass Outputmengenänderungen mit einem separaten regulatorischen Instrument abgebildet werden.
139	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Dieses Ziel sollte entsprechend in der Rahmenfestlegung aufgenommen werden, denn es betrifft – anders als die Bundesnetzagentur schreibt (Rd. 706) – nicht Abwägungsentscheidungen, die in der Methodenfestlegung zu treffen wären, sondern das grundlegende Ziel des Instruments selbst. Es erscheint offenkundig, dass die Ziel- und Zweckbestimmung eines regulatorischen Instruments (sofern nicht evident) in der Rahmenfestlegung vorgenommen wird, während in einer Methodenfestlegung die Methodenausgestaltung zur Erreichung des Ziels festgelegt wird. Schließlich ist eine Methode eine planmäßige Vorgehensweise zur Erreichung eines vorgegebenen Ziels. [Fußnote: „Methodik ist in der Wissenschaftstheorie die Gesamtheit aller systematischen Vorgehensweisen bei der Gewinnung von Erkenntnissen im Rahmen eines vorgegebenen Ziels.“ https://de.wikipedia.org/wiki/Methodik; „Allgemein ein nach Gegenstand und Ziel planmäßiges (methodisches) Verfahren, die Kunstfertigkeit einer Technik zur Lösung praktischer und theoretischer Aufgaben (Arbeitsmethode, technische Methode u. a.), speziell das Charakteristikum für wissenschaftliches Vorgehen.“ https://brockhaus.de/ecs/enzy/article/methode-allgemein] Selbstverständlich können bei der methodischen Umsetzung weitere Erwägungen relevant sein. So führt die Bundesnetzagentur an, eine ineffiziente Substitution zwischen Kapital- und Betriebskosten sei zu vermeiden. Solche Nebenziele können ebenso festgehalten werden. Das Hauptziel der Anpassung ergibt sich jedoch notwendigerweise aus dem allgemeinen Ziel der Kostenorientierung, da das Instrument überhaupt nur existiert, um eine Anpassung der Erlösobergrenze an exogene Betriebskostenänderungen während der Regulierungsperiode zu vollziehen. Sofern die Anpassung an exogene Betriebskostenänderungen über den VPI–Xgen Mechanismus vollzogen wird, folgt daraus, dass der Xgen eine Prognose der Differenz aus der allgemeinen Inflation (VPI-Änderung) während der Regulierungsperiode und der exogenen Betriebskostenänderung der Netzbranche während der Regulierungsperiode ist. Eine ganz grundsätzliche Frage stellt sich in Bezug auf die von der Behörde gesetzte Vorgehensweise, zunächst den VPI zur Anpassung der Erlösobergrenze zu verwenden und diesen dann in einem zweiten Schritt um die Differenz zwischen historischer VPI-Änderung und historischer netzwirtschaftlicher Preis- und Produktivitätsentwicklung zu korrigieren. Denn die Anpassung der Erlösobergrenze könnte auch direkt aus den relevanten netzwirtschaftlichen Bestandteilen ermittelt und ohne Einbezug des VPI angewandt werden. Den Nutzen einer „Zwischenschaltung“ des VPI – oder irgendeines anderen Preisindexes – erläutert die Bundesnetzagentur an keiner Stelle.
140	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Ohne die Darstellung des Nutzens des „Zwischenschaltens“ eines Preisindexes ist jedoch weder ersichtlich weshalb dies getan wird, noch ist ersichtlich, dass der VPI die richtige Wahl des Preisindexes darstellt. Es gibt a priori keinen Grund den VPI oder eine gesamtwirtschaftliche Größe generell zu wählen: Dies erkennt man daran, dass – wie die Bundesnetzagentur ausführt – in Österreich ein Netzbetreiberindex herangezogen wird. Dass der österreichische Ansatz nicht als Leitbild dienen könne, da in der Folge der Xgen dort anders berechnet würde als in Deutschland, ist dabei selbstverständlich keine Begründung für den VPI, sondern ein Zirkelschluss (Rd. 704). Eine inhaltliche Begründung für das „Zwischenschalten“ des VPI erfolgt seitens der Bundesnetzagentur nicht. Es wird letztlich nur der Vorteil der Kontinuität und der zeitnahen Verfügbarkeit genannt. Da die Verwendung des VPI im Entwurf zur Methodenfestlegung Xgen in den Randziffern 294 und 312 (fälschlicherweise) als Grund angeführt wird, den OPEX-Xgen (Modell der Netze BW) nicht anzuwenden, ist eine inhaltliche Begründung des VPI jedoch zwingend. Netze BW möchte darüber hinaus nochmals darauf hinweisen, dass die Gleichsetzung von allgemeiner Inflation (also VPI-Änderung) und der Differenz aus gesamtwirtschaftlicher Inputpreis- und Produktivitätsänderung auch unter der Annahme des perfekten Wettbewerbs nur in der ökonomisch langen Frist Gültigkeit besitzt. In den für die Regulierung relevanten kurzen Zeiträumen 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. Zinsanstiege gehen also kurz- bis mittelfristig mit sinkenden Inflationsraten und einem sinkenden Wert des VPI einher. In der Analogie des perfekten Wettbewerbs bedeuten Zinsanstiege dagegen steigende Inputpreise des Kapitals und würden somit einen VPI-Anstieg nach sich ziehen.
141	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Die dem Xgen unter Verwendung der Residualmethode zugrundeliegende Annahme eines konstanten Abstandes zwischen der Entwicklung des VPI und der Entwicklung der netzwirtschaftlichen Bestandteile des Xgen wird in der kurzen bis mittleren Frist von makroökonomischen Effekten überlagert. Wenn der Xgen unter Einbezug der nominellen Kapitalkosten berechnet wird, wird diese Annahme systematisch falsch: Wenn bspw. die Europäische Zentralbank die Leitzinsen zur Inflationsbekämpfung erhöht, steigen in der wirtschaftlichen Realität die Kapitalkosten der Netzbetreiber und der VPI sinkt. Der tatsächliche Abstand zwischen dem VPI und der netzwirtschaftlicher Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung wird im Anwendungszeitraum des Xgen (der Regulierungsperiode) dadurch geringer. Die Prognose des Xgen sollte sich entsprechend auf die Differenz der VPI-Änderung und der Änderung der netzwirtschaftlichen Bestandteile in der Regulierungsperiode und nicht auf die Differenz der gesamt- und netzwirtschaftlichen Bestandteile beziehen. Dies ist bei der regulatorischen Zieldefinition des Xgen zu berücksichtigen. Abschließend sei angemerkt, dass die von der Bundesnetzagentur angeführte „abschließend gerichtliche“ Bestätigung der Residualmethode (Rd. 706) sich auf einen anderen Sachverhalt bezogen hat und in der Zeit vor der Novellierung des § 73 des Energiewirtschaftsgesetzes erfolgte.

142	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Prognoseeigenschaft des Xgen Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen eine Aufnahme von Kriterien und Maßstäben für die Erstellung einer sachgerechten Prognose des Xgen in die RAMEN-Tenorierung angeregt (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 37 f.). Zu diesen nach Auffassung der Netze BW in die Festlegung RAMEN aufzunehmenden Kriterien für eine sachgerechte Prognose des Xgen zählen die Verwendung einer möglichst verzerrungsfreien und streuungsarmen Prognosemethode, die Sicherstellung der Repräsentativität der verwendeten Eingangsgrößen und des Betrachtungszeitraums sowie die Verwendung des Prognosefehlers zur Beurteilung von Verzerrungen der verwendeten Prognosemethode. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur (Rd. 696) ist es nicht erforderlich, bereits in der RAMEN-Festlegung sachgerechte Maßstäbe für die Bestimmung des Xgen im Hinblick auf die Prognosequalität zu benennen. Es sei bereits Prüfungsmaßstab, dass die verwendeten Methoden wissenschaftlichen Standards entsprechen. Eine explizite Aufnahme entsprechender Kriterien in die RAMEN-Festlegung erscheine vor diesem Hintergrund nicht geboten. Vielmehr sei die Ausgestaltung der Methodik der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor) vorbehalten. Allerdings enthält auch der Konsultationsentwurf für die Methodenfestlegung des Xgen keine Kriterien oder Maßstäbe für eine Prognoseerstellung und die Beurteilung der Prognosegüte. Vor dem Hintergrund, dass – entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur in Rd. 697 – die Verwendung von Prognosefehlern zur Beurteilung der Prognosegüte ein zentraler Bestandteil jeglicher Prognoseerstellung ist, erscheint die Aufnahme entsprechender wissenschaftlicher Maßstäbe für die Beurteilung der Prognosequalität unentbehrlich. Dies kann entweder in der RAMEN-Festlegung oder in der Methodenfestlegung zum Verbraucherpreisindex oder Xgen erfolgen. Inkonsistenzen mit beabsichtigter Gutachtenausschreibung Netze BW hat in ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen auf die Inkonsistenzen zwischen der Gutachtenausschreibung der Bundesnetzagentur und dem Sachstandsentwurf der Rahmenfestlegung und insbesondere die Vorwegnahme erst gutachterlich zu prüfender Fragestellungen in der Rahmenfestlegung hingewiesen. Unter anderem war bereits der Zweijahresverzug bei der Erlösobergrenzenanpassung im ersten Jahr der Regulierungsperiode gemäß Tenorziffer 6.1 im Sachstand zu Tenor und Erwägungen zur Festlegung Rahmen verankert, obwohl laut Leistungsbeschreibung zum Gutachten der BNetzA „die Rolle des t-2 Verzugs bei der Anwendung des Xgen in der Erlösobergrenze“ erst diskutiert und bewertet werden sollte. Dies Frage des t-2 Verzuges wird im jetzt veröffentlichten WIK-Gutachten vom 24. Juni 2025 jedoch entgegen dem Gutachtenauftrag nicht thematisiert. Die Frage, inwiefern der zweijährige Zeitverzug bei der Anpassung der Erlösobergrenze zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode gerechtfertigt ist, bleibt also seitens der Bundesnetzagentur gutachterlich unbeantwortet.
143	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Vorschläge der Netze BW zur Ergänzung und Anpassung von Tenorziffer 6 Vorschlag 1: 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 unbekannten VPI-Werte können Planwerte aufgrund aktueller Prognosen verwendet werden. Die Planwerte können im Nachgang über das Regulierungskonto mit den Ist-Werten abgeglichen werden. Alternativ können auch die drei zuletzt vom Statistischen Bundesamt veröffentlichen Werte des VPI verwendet und auf einen Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto verzichtet werden. Vorschlag 2: 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.
144	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-		VPI und Xgen (Fortsetzung)	Vorschlag 3: Prognosecharakter des Xgen 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 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.
145	7.1 bis 7.4 KAnEu - Kriterien	Nur Gas	-		Kriterien	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen überwiegend an den Formulierungen der Tenorziffern 7.1 bis 7.4 fest, in denen sie die Einordnung der Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, nennt und jedes der Kriterien definiert. Als abstrakte, inhaltliche Kriterien zur Bestimmung der nicht dem Effizienzvergleich unterliegenden Kostenanteile (KAnEu) 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 explizit einem Regulierungsermessen (Rd. 729, 731, 732). Exogenität (Rd. 724 ff.): 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 (Rd. 730 ff.): 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 hinaus soll hier mitberücksichtigt werden, ob die Kostenposition als Substitut zu anderen Kostenpositionen, die dem Effizienzvergleich unterliegen, gesehen werden kann. Volatilität (Rd. 732 ff.): Bei diesem Kriterium geht es darum, inwiefern die Volatilität der Kosten negative Auswirkungen auf den Effizienzvergleich haben kann. Im Gegensatz zur Exogenität wird hierbei auf unternehmensindividuelle Betrachtungen abgestellt.

146	7.1 bis 7.4 KAnEu - Kriterien	Nur Gas	-		Kriterien (Fortsetzung)	Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgetragen, dass die Kriterien aus ihrer Sicht grundsätzlich nachvollziehbar seien, wenngleich einige Nachschärfungen jedoch möglich erschienen. Diese beträfen insbesondere die Umbenennung des Kriteriums der Gleichartigkeit in „Vergleichbarkeit“, was nach Auffassung der Netze BW dem intuitiven Verständnis dieses Kriteriums zuträglich wäre, sowie die Ergänzung des „Substitutionalen Zusammenhangs“ als eigenständiges Kriterium (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 39 ff.). Die Bundesnetzagentur greift die Vorschläge im aktuellen Festlegungsentwurf nicht auf. In der Erläuterung des Kriteriums „Gleichartigkeit“ wählt die Bundesnetzagentur jedoch immerhin eine klarstellende Formulierung, wonach das Kriterium der Gleichartigkeit ein negativ gewandtes Kriterium sei, was bedeute, dass gleichartige Kosten gegen die Einordnung als KAnEu sprächen (Rd. 827). Aus Sicht der Netze BW wären die vorgeschlagenen Nachschärfungen jedoch weiterhin hilfreich für das Verständnis und die Anwendung der Kriterien auf unterschiedliche Kostenpositionen und deren Einordnung in die jeweilige regulatorische Kostenkategorie. Es ist weiterhin 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 darüber nachzudenken, eben diesen „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 weiterhin der Auffassung, dass die Kategorisierung von Kosten durch die Bundesnetzagentur nicht alle relevanten Fälle abdeckt. So sind aktuell im RAMEN-Festlegungsentwurf die folgenden Kategorien vorgesehen: (1) beeinflussbar (unterliegen dem Effizienzvergleich und dem Budgetprinzip), (2) KAnEu / nicht beeinflussbar (unterliegen weder dem Effizienzvergleich, noch dem Budgetprinzip, noch sonstigen Effizienzanreizen), (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 Effizienzanreizen (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 verknüpfen.
147	7.5 bis 7.7 KAnEu - Positionen und Anpassung	Nur Gas	-		Personalzusatzkosten	Die Bundesnetzagentur behält die bereits im Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgenommene Einordnung bestimmter Kostenpositionen als KAnEu bzw. als beeinflussbar auch im vorliegenden RAMEN-Festlegungsentwurf grundsätzlich bei, ergänzt um die Kosten für Rückstellungen für die Stilllegung und unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation als Regelbeispiel unter Tenorziffer 7.6. Netze BW hatte dies bereits in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vor allem vor dem Hintergrund der anderweitigen vorgesehenen Regulierungsinstrumente und der starken Veränderung der Versorgungsaufgabe bei den Stromnetzen als problematisch angesehen (siehe Netze BW Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 41). Die starke Veränderung der Versorgungsaufgabe bewirke die Notwendigkeit eines substanziellen Personalaufbaus während der Regulierungsperiode, sodass auch bei einer verkürzten Regulierungsperiode zwischen dem Basisjahr und dem Ende der entsprechenden Regulierungsperiode fünf Jahre vergingen. Um diesen Personalkostenaufbau abzudecken, sehe die Bundesnetzagentur jedoch mit Ausnahme der fünften Regulierungsperiode kein Regulierungsinstrument vor. Bislang habe die Einstufung der Lohnzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zumindest ermöglicht, einen Teil dieser Lücke bei den Personalkosten während der Regulierungsperiode zu decken. Die Bundesnetzagentur lehnt die Beibehaltung der Einstufung der Lohnzusatzkosten unter Bezugnahme auf die genannten Kriterien ab und auch ohne in diesem Zusammenhang auf das Problem des Zeitverzugs bei einem innerperiodischen Personalzuwachs infolge einer Veränderung der Versorgungsaufgabe einzugehen. Die BNetzA erwähnt lediglich, dass Lohnzusatzkosten weiterhin grundsätzlich über das Budgetprinzip anerkennungsfähig seien (Rd. 747, 751) und beschreibt die Abgrenzung gegenüber den Versorgungsleistungen. Netze BW hält an ihrer Einschätzung fest, dass die bisherige Einstufung der Lohnzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten beibehalten werden sollte und hält dies im Hinblick auf einen Gleichlauf in den beiden Sektoren Strom und Gas auch für geboten.
148	7.5 bis 7.7 KAnEu - Positionen und Anpassung	Nur Gas	-		Kosten für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau	Die Bundesnetzagentur hat im aktuellen Festlegungsentwurf die Einstufung der Kosten für Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation dahingehend geändert, dass diese Kosten nun nicht mehr den volatilen Kosten zugeordnet werden, sondern als Regelbeispiel für Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KAnEu), berücksichtigt werden können. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur die Regelung um Kosten für unvermeidbaren Rückbau ergänzt. Infolge der Einstufung als Regelbeispiel ist zunächst ein gesondertes Festlegungsverfahren nach § 21 a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 unter Beachtung der Grundsätze der RAMEN-Festlegung erforderlich. Die Bundesnetzagentur hält also daran fest, die Regelung lediglich als Regelbeispiel anzulegen und die weitere Ausgestaltung einem gesonderten Festlegungsverfahren zuzuführen. Eine Begrenzung des Regelbeispiels auf Zuführungen und Auflösungen von Rückstellungen erscheine der Regulierungsbehörde ferner sachgerecht, da nach derzeitiger Einschätzung zur Abbildung von Stilllegungen vor dem Hintergrund der Wärme- und Stilllegungsplanungen die Rückstellungsbildung der Regelfall sein werde und laufende Stilllegungskosten voraussichtlich eher eine untergeordnete Bedeutung haben werden (Rd. 804). Im Hinblick auf die der Entscheidung zugrundeliegenden Kriterien, kommt die Bundesnetzagentur in ihrer Gesamtabwägung zu dem Ergebnis, dass die Kosten zwar exogen geprägt seien, entscheidend jedoch sei, dass es an der Gleichartigkeit fehle (d.h. kein Substitut vorhanden und im Effizienzvergleich nicht sachgerecht abbildbar sei) und zudem die Volatilität insbesondere der Zuführungen eher hoch sein dürfte. Netze BW hatte sich bereits in ihrer Stellungnahme zum Sachstand dafür ausgesprochen, die Kosten für Rückstellungen für Stilllegungen von Gasversorgungsnetzen als KAnEu einzuordnen, da insbesondere keine Einbeziehung der Rückstellungen für Stilllegungen in den Effizienzvergleich erfolgen könne. Die Stilllegungskosten seien sowohl dem Grunde nach exogen als auch für eine Aufnahme in den bestehenden Effizienzvergleich völlig ungeeignet und damit sachgerecht nur den Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, zuzuordnen. Insofern hält Netze BW die Änderung der Einstufung für eine sinnvolle und sachgerechte Regelung (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 43 ff.). 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. könnten parallel zur nun vorgenommenen Einstufung der Rückstellungen als KAnEu gesetzt und im Rahmen des separaten Festlegungsverfahrens ermittelt und konzeptionell erarbeitet werden.
149	7.5 bis 7.7 KAnEu - Positionen und Anpassung	Nur Gas	-		Kosten für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau (Fortsetzung)	Da der Umfang an Stilllegungen und Rückbau aufgrund der beschriebenen Exogenität möglicherweise nicht exakt antizipiert und in Rückstellungen abgebildet werden kann, weil etwa eine größere Anzahl an Anschlussnehmern ihre Entscheidung über die Kündigung ihres Gasanschlusses nicht von der kommunalen Wärme- und Stilllegungsplanung abhängig macht, böte es sich an, in der vorliegenden Rahmenfestlegung allgemein die Kosten für Stilllegungen und Rückbau als KAnEu-Regelbeispiel zu erfassen und nicht bereits an dieser Stelle lediglich auf Rückstellungskosten abzustellen. Eine eventuelle Ein- oder Abgrenzung der Kosten könnte mit der weiteren Ausgestaltung im Rahmen des separaten Festlegungsverfahrens zunächst vertieft erörtert und dann dementsprechend festgelegt werden. Vorschlag zu Tenor Ziffer 7.6: Aus Sicht der Netze BW könnte Tenorziffer 7.6 wie folgt formuliert werden: Weitere Kostenanteile, insbesondere Kosten [Streichung: für Rückstellungen] für die Stilllegung und unvermeidbaren Rückbau von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation, können durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG unter Beachtung der Grundsätze in den Ziffer 7.2 bis 7.4 als KAnEu festgelegt werden, einschließlich ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode. Hierbei können solche Kostenanteile außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen.
150	8.2 Treibenergie und Vorwärmkosten (Gas)	Nur Gas	-		Vorwärmkosten	Die Netze BW bewertet die Festlegung der Vorwärmkosten als volatile Kosten gem. Tenorziffer 8.2 S.1 Nr. 2 bei den Gasnetzen positiv.

151	10. Effizienzvergleich	Nur Gas	-		Durchführung bundesweiter Effizienzvergleich	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen an der Formulierung der Tenorziffer 10.1 fest, wonach zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte der Netzbetreiber ein bundesweiter Effizienzvergleich durchgeführt werde. Die nähere Ausgestaltung regle die betreffende Methodenfestlegung. Lediglich klarstellend hat die Bundesnetzagentur ergänzt, dass die Effizienzwerte vor Beginn der Regulierungsperiode ermittelt werden. Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, dass grundsätzliche, abstrakte Vorgaben zum Effizienzvergleich aus dem Energiewirtschaftsgesetz bereits in der RAMEN-Festlegung konkretisiert werden sollten. (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 49 ff.). Die Bundesnetzagentur greift diesen Vorschlag im Festlegungsentwurf nicht auf mit der Begründung, dass Konkretisierungen in der Methodenfestlegung zu treffen seien und auch dort die rechtlichen Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes greifen würden (Rd. 883 bis 887). Es sei zudem nicht zweckmäßig, methodische Grundentscheidungen bereits in der RAMEN-Festlegung zu treffen, da dies selektiv methodische Entscheidungen herauslösen würde, obwohl es letztlich einer Begründung der Gesamtmethodik nach dem Stand der Wissenschaft bedürfe. Netze BW ist dennoch nach wie vor der Auffassung, dass grundsätzliche, abstrakte Vorgaben zum Effizienzvergleich aus dem Energiewirtschaftsgesetz bereits in der RAMEN-Festlegung verankert und konkretisiert werden sollten. Damit werden noch keine methodischen Entscheidungen vorweggenommen, sondern lediglich wesentliche abstrakte Rahmenvorgaben gesetzt, was gerade dem Sinn und Zweck der vorliegenden Rahmenfestlegung entspricht. Ohne eine Konkretisierung dieser Kriterien wäre es kaum möglich zu beurteilen, wie der Effizienzvergleich die abstrakten Vorgaben aus dem europäischen Recht und dem Energiewirtschaftsgesetz umsetzt bzw. inwieweit er mit diesen übereinstimmt. Hierzu zählen die Konkretisierung der Kriterien Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben, die Konkretisierung des Begriffs der strukturellen Vergleichbarkeit und in Zusammenhang mit den vorgenannten Punkten die Erläuterung der Rolle von Sicherungsmechanismen bei der Ermittlung der Effizienzwerte sowie die Festschreibung, dass ein Effizienzwert von 100% bei allen verwendeten Methoden erreichbar sein muss. Da diese Begriffe fundamentale Leitplanken für die Ausgestaltung des Effizienzvergleichs in den Methodenfestlegungen darstellen, ist es wichtig und notwendig, diese bereits in der Rahmenfestlegung zu konkretisieren. Ohnehin steht der Effizienzvergleich der Gasverteilnetzbetreiber vor besonderen Herausforderungen und muss sehr genau begutachtet werden, insbesondere auch im Hinblick darauf, wie und in welchem Umfang die verkürzten Abschreibungsmodalitäten von den Netzbetreibern angewendet werden. Und es stellt sich grundsätzlich die Frage, ob und wie überhaupt ein Effizienzvergleich unter den Gasverteilnetzbetreibern noch durchgeführt werden kann. Umso wichtiger ist es entsprechende abstrakte Kriterien bereits in der RAMEN-Festlegung zu verankern.
152	10. Effizienzvergleich	Nur Gas	-		Verteilungsfaktor	Die Bundesnetzagentur hält im aktuellen Festlegungsentwurf wie im Sachstand zu Tenor und Erwägungen unverändert an der Tenorziffer 10.3 fest, wonach die Vorgabe zum rechnerischen Abbaupfad der ermittelten Ineffizienzen durch die Methodenfestlegung geregelt werde. (Die Tenornummerierung 10.2 betrifft im Sachstand zu Tenor und Erwägungen und im RAMEN-Festlegungsentwurf Gas den Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber.) Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgeschlagen, den Verteilfaktor und den daraus resultierenden Abbaupfad der Ineffizienzen als einen Sicherungsmechanismus zur Berücksichtigung von Daten, Modell- und Methodenunsicherheiten zu benennen und festzulegen. Dieser Abbaupfad muss dann gesamthaft mit der Effizienzvergleichsmethodik und anderen Sicherheitsmechanismen in der Methodenfestlegung bei der weiteren Ausgestaltung des Effizienzvergleich erörtert und in seiner Dauer festgelegt werden (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen, S. 51 ff.). Diesen Aspekt greift die Bundesnetzagentur in ihren Erwägungsgründen des Festlegungsentwurfs nur insofern auf, als sie darauf verweist, dass für die Festlegung des Abbaupfads auch die übrigen Ausgestaltungen der Effizienzvorgaben wesentlich seien (Rd. 904). Ansonsten erfolgt lediglich der allgemeine Hinweis, dass das Verfahren zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich alles Weitere regle. Aus Sicht der Netze BW sollte die Rolle des Verteilfaktors als Sicherungsmechanismus neben den anderen Sicherheitsmechanismen als übergeordnete Vorgabe bereits in der RAMEN-Festlegung benannt und verankert werden. Dies ist auch in Zusammenhang mit unseren Ausführungen zu Tenorziffer 10.1 zu sehen. Darüber hinaus verweisen wir an dieser Stelle auch auf die Ausführungen in unserer Stellungnahme vom 28.02.2025 zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen (S. 51 ff).
153	11. Kapitalkostenaufschlag	Nur Gas	-		Umfang der Verzinsungsbasis	Nach Auffassung der Bundesnetzagentur soll sich die Verzinsungsbasis aus den Anschaffungs- und Herstellungskosten und den sich hieraus ergebenden kalkulatorischen Restwerten zusammensetzen, von denen die Bestände an Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen abgezogen werden. Näheres dazu regle Tenorziffer 10 der Methodenfestlegung GasNEF. Aus Sicht der Netze BW stellt dieses Vorgehen eine grundsätzliche Abkehr von der bisherigen Vorgehensweise der Kapitalverzinsung dar und würde zu einer anteiligen Einstufung von Zuschüssen als Eigen- und Fremdkapital führen, wohingegen diese bislang wie Fremdkapital bewertet werden. Im Ergebnis käme es zu einer wirtschaftlichen Verschlechterung, die wir als nicht sachgerecht erachten. Wir sprechen uns für die Beibehaltung des Bruttoansatzes aus, wonach die Bestände an Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen eben nicht von der Verzinsungsbasis in Abzug gebracht werden, sondern eine individuelle Korrektur über kostenmindernde Fremdkapitalzinsen für die Zuschussbestände berücksichtigt werden. Im Detail verweisen wir an dieser Stelle auf unsere weiteren Ausführungen hierzu in unserer Stellungnahme zum Entwurf der Methodenfestlegung GasNEF unter Tenorziffer 10 Satz 3.
154	11. Kapitalkostenaufschlag	Nur Gas	-		Verzinsung Anlagen im Bau	Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, Anlagen im Bau (AiB) in der Verzinsung für das Ausgangsniveau ausweislich Tenorziffer 10 S. 4 a) in der GasNEF zu berücksichtigen. Netze BW spricht sich deutlich gegen eine Verzinsung der AiB im Ausgangsniveau aus, da diesen Kosten im Ausgangsniveau noch keine Strukturparameter gegenüberstehen und innerhalb der Regulierungsperiode die dann aktuellen AiBs und deren Verzinsung erlöswirksam werden. Die Einzelheiten hierzu finden sich in der Stellungnahme zum Entwurf der Methodenfestlegung GasNEF unter Tenorziffer 10 Satz 4. Aufgrund der geforderten Anpassungen in der GasNEF bedarf es nach unserer Einschätzung einer Prüfung, inwieweit Folgeanpassungen in der Tenorziffer 11.5 notwendig sind, so dass eine Verzinsung der AiB im Kapitalkostenaufschlag gewährleistet ist.
155	16.2 und 16.3 Schwellenwert	Nur Gas	-		Teilnahmeregelung	Die Bundesnetzagentur hat in den Tenorziffer 16.2 und 16.3 zur Regelung der Teilnahme auch keine Änderungen an der Tenorierung im Festlegungsentwurf gegenüber dem Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgenommen, abgesehen vom Einfügen eines konkreten Datums, bis zu dem die Bundesnetzagentur den von ihr ermittelten wirtschaftlichen Schwellenwert, der die Teilnahmevoraussetzung am vereinfachten Verfahren bildet, an die Landesregulierungsbehörden übermittelt. Auch bei der Ermittlung dieses Schwellenwerts gibt es keine Änderungen. Die Netze BW hatte hierzu lediglich Anmerkungen zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgebracht, und zwar zum Zeitpunkt der Datenverfügbarkeit und möglichen Veränderungen der Netzbetreiberlandschaft zwischen dem Zeitpunkt der Ermittlung der Schwellenwerte und dem Beginn der Regulierungsperiode, sowie zu möglichen Änderungen der Datenbasis des Effizienzvergleichs, die eventuell Anpassungen in der Methodik erfordern können. Zusätzlich hatte die Netze BW gefordert, neben dem Schwellenwert auch eine vollständige Liste der Netzbetreiber zu veröffentlichen, die unter das Regelverfahren fallen (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025, S. 62 ff.). Die Bundesnetzagentur ist in ihren Erwägungsgründen im Festlegungsentwurf nun zumindest teilweise auf die Anmerkungen eingegangen. So führt die Behörde aus, dass die Daten nur entsprechend ihrer Verfügbarkeit verwendet werden können und zur Berechnung des Schwellenwertes einzelne Datensätze fehlen könnten, sofern diese zum Stichtag noch nicht vorlägen (Rd. 1009). Dies habe nach ihrer Einschätzung jedoch nur geringe Auswirkungen. Bezüglich möglicher Auswirkungen auf den Effizienzvergleich stärke die größere Datenbasis durch Einbeziehung weiterer Netzbetreiber die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs und trage dazu bei, die Verschiedenartigkeit der Versorgungsaufgaben gut abzubilden. An dieser Stelle möchten wir seitens Netze BW ausdrücklich darauf hinweisen, dass es zwingend notwendig ist, die Auswirkungen des Einbezugs neuer Netzbetreiber auf den Effizienzvergleich zu analysieren und gegebenenfalls zu adressieren. So zeigt sich in der derzeitigen Umsetzung der SFA-Methodik die kontraintuitive Eigenschaft, dass ein Hinzufügen von ineffizienten Netzbetreibern die Effizienzwerte aller bislang im Effizienzvergleich vertretenen Netzbetreiber nach unten verzerrt. Methodische Ansätze diese kontraintuitive Wirkung zu verhindern sind vorhanden und sollten unbedingt berücksichtigt werden. Der Vorschlag der Netze BW, neben dem Schwellenwert auch eine vollständige Liste der Netzbetreiber zu veröffentlichen, die unter das Regelverfahren fallen, wurde nicht aufgegriffen. Auch an dieser Empfehlung halten wir im Festlegungsverfahren weiterhin fest.
156	16.4 und 16.5 Effizienzwert	Nur Gas	-		Pauschaler Effizienzwert	Die Bundesnetzagentur hat in Tenorziffer 16.4 im Festlegungsentwurf zur Ermittlung des pauschalen Effizienzwertes für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren auch keine Änderungen gegenüber dem Sachstand zu Tenor und Erwägungen vorgenommen. Die Netze BW hatte in ihrer Stellungnahme zum Sachstand zu Tenor und Erwägungen angemerkt, dass aus der Regelung nicht klar werde, 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 (siehe Stellungnahme Netze BW vom 28.02.2025, S. 64). Die Bundesnetzagentur hat diese aus Sicht der Netze BW notwendige Klarstellung jedoch in ihren Erwägungsgründen im Festlegungsentwurf aufgenommen und die Vorgehensweise der Berechnung präzisiert (Rd. 1013). Aus Sicht der Netze BW ist die Präzisierung nachvollziehbar. Es wäre jedoch hilfreich, diese Präzisierung auch in Tenorziffer 16.4 aufzunehmen.