

Berlin, 14. März 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

Tenor und Erwägungen zur Festlegung RAMEN

BNetzA Sachstandsveröffentlichung zum Jahreswechsel 2024/2025
vom 16.01.2025

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) in Berlin und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasserförderung und rund ein Drittel der Abwasserentsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	4
Allgemeine Anmerkungen zum NEST-Prozess	10
Erste rechtliche Einordnung	10
1 Fortführung der Anreizregulierung (Tenorziffer 2)	12
2 Dauer der Regulierungsperiode: Umstellung auf eine dreijährige Regulierungsperiode (Tenorziffer 2)	13
3 Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode: Fünfjährige Regulierungsperiode und vorübergehende Einführung eines OPEX- Anpassungsmechanismus (Tenorziffer 3)	15
4 Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösbergrenze (Tenorziffer 4)	18
5 Ausgangsniveau (Tenorziffer 5)	21
6 Preis- und Produktivitätsanpassung der operativen Kosten (Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor) (Tenorziffer 6)	22
7 Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 7)	33
8 Volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8)	40
9 Kapitalkostenabzug für VNB-Gas/ Strom und FNB (Tenorziffer 9)	46
10 Effizienzvergleich (Tenorziffer 10)	47
11 Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11)	52
12 Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12)	53
13 Härtefall (Tenorziffer 13)	59
14 Regulierungskonto (Tenorziffer 14)	59

15	Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (Tenorziffer 15).....	59
16	Vereinfachtes Verfahren (Tenorziffer 16)	60
17	Forschung und Entwicklung (Tenorziffer 17).....	63
18	Mitteilung der angeschlossenen Kunden und der Belegenheit des Netzes (Tenorziffer 18).....	63
19	Aufhebung von Festlegungen (Tenorziffer 19)	63
20	Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 20)	63

Executive Summary

Die Netzbetreiber in Deutschland stehen vor stetig steigenden Herausforderungen und Anforderungen, allen voran der Ausbau und die Integration erneuerbarer Energien, die Umsetzung der Verkehrs- und Wärmewende sowie die Transformation der Gasnetze. Wie die Anreizregulierung weiterentwickelt wird, entscheidet darüber, ob Netzbetreiber diese gestiegenen Anforderungen bewältigen können. Die RAMEN Festlegung (GBK-24-01-3#3) wird hier ein entscheidender Faktor sein.

Es ist dabei klar, dass die Branche sich in einem massiv wandelnden Umfeld bewegt und die Herausforderungen für und Anforderungen an die Netzbetreiber heute deutlich größer und komplexer sind als zu Beginn der Anreizregulierung. Dies muss bei der Neugestaltung der Anreizregulierung berücksichtigt werden. Weder Strom- noch Gasnetze befinden sich in einem eingeschwungenen Zustand – die Anreizregulierung muss die Transformation daher aktiv unterstützen. Besondere Herausforderungen sind die gestiegene Heterogenität der Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber, ein sich abzeichnendes teilweise erhebliches Wachstum der Betriebskosten (OPEX) aufgrund der beständig steigenden Aufgaben sowie der massiv steigende Investitionsbedarf und die dafür erforderliche Kapitalbeschaffung. Den strukturellen Änderungen muss zeitnah Rechnung getragen werden. Exogen verursachte oder vorgegebene Kosten müssen schnellstmöglich und vollständig über die Netzentgelte refinanziert werden können. Nur so werden die Netzbetreiber ihre exponentiell steigenden Aufgaben leisten können.

Anhand der am 16. Januar 2025 sowie zum Jahreswechsel 2024/2025 veröffentlichten „[Tenorierungen mit Erwägungen](#)“ ist es der Branche erstmals möglich, den bisherigen Diskussionsstand der Neu-Festlegungen des Regulierungsrahmens gesamthaft zu bewerten. Im Sinne einer wettbewerbsfähigen Vergütung der Netzbetreiber kommentiert der BDEW die Tenorierungen nicht nur dezidiert nach abgrenzbaren Themen und Regulierungsinstrumenten, sondern auch im Gesamtergebnis der künftigen regulatorischen Finanzierungsbedingungen des Netzbetriebs in Deutschland. Referenzmaßstab sind dabei die Veränderungen gegenüber dem aktuellen Regulierungsrahmen.

- › Die Tenorierung stellt in ihrer jetzigen Fassung in der Gesamtbetrachtung eine **massive materielle Schlechterstellung der Netzbetreiber** in Aussicht, die weder in ökonomischer Hinsicht nachvollziehbar noch mit Blick auf die aktuellen Herausforderungen der Transformation der Strom- und Gasnetze sachgerecht ist.
- › Der BDEW ist in **großer Sorge**, dass die BNetzA die Notwendigkeit eines zukunftsfähigen Regulierungsrahmens unterschätzt und die Netzbetreiber nicht in die Lage versetzt, ihrer Versorgungsaufgabe in der erforderlichen Qualität nachzukommen.

Es bedarf dringend erheblicher Nachbesserungen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) legt in den vorliegenden Tenorierungen erkennbar Schwerpunkte auf Vereinfachungen für die eigene Behördenpraxis. Der BDEW hat seit dem Eröffnungsworkshop am 2. Februar 2024 wiederholt betont, dass eine grundsätzlich begrüßenswerte Komplexitätsreduzierung dort seine Grenze finden muss, wo sie die Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber beeinträchtigt. Es besteht dringender Handlungsbedarf, das Regulierungssystem zukunftsfähig auszugestalten und strukturelle Verbesserungen für die Verteilernetzbetreiber Strom und Gas sowie die Fernnetzbetreiber Gas zur Bewältigung der Energiewende zu realisieren. Angesichts der gegenwärtigen Herausforderungen der Branche kann dies nur mit deutlichen Verbesserungen im Regulierungsrahmen, die die Netzbetreiber ökonomisch besserstellen, erreicht werden. Gelingt dies nicht, sind die im Einklang mit den politischen Fahrplänen stehende Ertüchtigung der Stromnetze sowie die Transformation des Gassektors massiv gefährdet.

- › **In der Gesamtschau sieht der BDEW nicht, dass sich ein Regulierungsrahmen abzeichnet, der im Einklang mit den politischen Fahrplänen sowie den steigenden Aufgaben und Herausforderungen der Energiewende und der Transformation des Gassektors steht.**

Die maßgeblichen strukturellen Verschlechterungen der Reformen aus RAMEN ergeben sich derzeit insbesondere aus den folgenden Punkten:

- › Eine dreijährige **Regulierungsperiode** vermindert allgemeine Kostensenkungsanreize. Auch in Zeiten der Transformation sollten Anreize für eine effiziente Leistungsbereitstellung gesetzt werden. Das Setzen von **Effizianzanreizen** wird durch kürzere Regulierungsperioden jedoch **stark verringert**. Ein Effizianzreiz besteht, wenn Netzbetreiber von den erzielten Effizienzgewinnen über einen gewissen Zeitraum profitieren, bevor diese weitergegeben werden. Dieser Kern der Anreizregulierung wird mit einer Verkürzung der Regulierungsperioden von fünf auf drei Jahre ausgehöhlt. Zudem gefährdet eine voreilige Verkürzung der Regulierungsperiode ohne **rechtzeitige und umfassende Evaluierung** der tatsächlichen Effekte die Funktionsfähigkeit der Anreizregulierung insgesamt. Die angedachte Evaluierung muss daher unter enger Einbindung der Branche rechtzeitig vor der 6. Regulierungsperiode erfolgen.
- › Im Netzinfrastukturgeschäft ist ein **Abbau von Ineffizienzen über einen Zeitraum von drei Jahren** nicht realisierbar. Die im [Sachstandspapier vom 16.01.2025 zum Effizienzvergleich](#) angedachte Verkürzung des Effizienzpfads auf drei Jahre stellt gegenüber der aktuellen Regulierungspraxis eine deutliche Verschärfung dar und führt zu erheblichen wirtschaftlichen Einbußen. Aufgrund der zunehmenden Heterogenität der Netzbetreiber sowie aufgrund einer angedachten Reduzierung der Methoden werden die Robustheit der Effizienzvergleiche und die Belastbarkeit der Vorgaben erheblich reduziert. Die Wechselwirkung zwischen beiden Aspekten legt im Gegenteil eine Verlängerung des Abbaupfads im

Effizienzvergleich nahe. Der BDEW fordert daher mit Nachdruck, den Effizienzpfad nicht zu verkürzen, sondern ihn als essenzielle Absicherung gegen Daten- und Modellunsicherheiten im Effizienzvergleich zu verlängern. Angesichts der wachsenden Heterogenität der Versorgungsaufgaben ist eine **Verlängerung auf 7,5 Jahre** angebracht – analog zur [Entscheidung der österreichischen Regulierungsbehörde](#) für die fünfte Regulierungsperiode. Bislang angewandte Sicherungsmechanismen der Bestabrechnung zwischen Methoden und Kostenbasen (Best-of-four) müssen beibehalten werden.

- › Die für Stromverteilnetzbetreiber geplante **Anrechnung von Betriebskostensteigerungen (OPEX) ab 2029** in Anlehnung an den BASE-Ansatz greift viel zu spät und nicht für alle Netzbetreiber. In einer Phase zum Teil exponentiell steigender Anforderungen an Netzbetreiber führt die verzögerte Berücksichtigung energiewendebedingter Betriebskostensteigerungen zu einer wirtschaftlichen Schlechterstellung der Netzbetreiber, die kontraproduktiv ist. Eine Anerkennung von OPEX-Aufwüchsen nur Netzbetreibern im Regelverfahren zu ermöglichen und dabei Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren auszulassen, ist inakzeptabel und eine nicht zu rechtfertigende strukturelle Schlechterstellung.
- › **Ab der sechsten Regulierungsperiode** ist kein regulatorisches Instrument für die erlösseitige **Abbildung von OPEX**, die auf Veränderungen der Versorgungsaufgabe zurückgehen, vorgesehen. Das Regulierungssystem ist insofern unvollständig konzipiert und impliziert eine konstante Versorgungsaufgabe ab der 6. Regulierungsperiode. Ein Netzbetrieb im eingeschwungenen Zustand in der 6. Regulierungsperiode ist jedoch kein plausibles Szenario. Eine Verkürzung der Regulierungsperioden löst das Problem des OPEX-Aufwuchses nicht, sondern reduziert nur den Zeitverzug mittelfristig und nicht ausreichend. Dabei bestehen bereits heute mit dem Betriebskosten-Ansatz aus Österreich und dem Betriebskosten-Aufschlag „BASE“ praktikable und schnell umsetzbare Alternativen.
- › Beim **Generellen Sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen)** kommt die BNetzA dem eigenen Anspruch der sachgerechten Weiterentwicklung der Instrumente nicht nach. Die bisherigen Prognosen der Behörde zum Xgen haben bislang stets zu Lasten der Netzbetreiber die tatsächliche Entwicklung der sektoralen Produktivität nicht abgebildet. Eine solche Prognose sollte nur erfolgen, wenn Benachteiligungen der Netzbetreiber künftig sicher ausgeschlossen werden können.
- › Die Berechnung des Xgen weist unverändert methodische Schwächen auf und der fortbestehende **Zeitverzug der Inflationsanpassung** ist nicht sachgerecht. Auch im Hinblick auf die Anpassung der Erlösobergrenze mit VPI und Xgen wird einseitig nur die Anwendung auf CAPEX beseitigt, während der wirtschaftlich ebenso bedeutsame Fehler beim t-2 Verzug der Erlösobergrenzenanpassung zu Lasten der Netzbetreiber nicht beseitigt wird. Der Wegfall des VPI-Xgen auf CAPEX bei zeitgleichem Beibehalt des inhaltlich nicht

gerechtfertigten Zeitverzugs von t-2 beim VPI und Xgen ist eine massive Verschlechterung gegenüber dem Status quo.

- › Die Kürzung des **Katalogs für „Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ (ehemals „dnbK“, künftig KA_{nEu})** bedeutet ebenfalls eine Verschlechterung gegenüber dem Status quo. Dies bezieht sich insbesondere auf die Streichung der Personalzusatzkosten, die nach Einschätzung des BDEW die Kriterien der Exogenität, der fehlenden Gleichartigkeit und der Volatilität erfüllen und somit als KA_{nEu} klassifiziert werden sollten. Netzbetreiber stehen, bedingt durch den steigenden Personalbedarf und die demografischen Veränderungen vor erheblichen Herausforderungen bei der Rekrutierung, Weiterbildung und Bindung von Personal. Ein Abbau von Personalzusatzkosten und eine Erhöhung des Effizienzdrucks auf diese Kosten wären nicht zielführend, da sie die Personalgewinnung, die Personalqualität und damit die Versorgungsaufgabe gefährden könnten. Gegebene Abhängigkeiten von äußeren Einflüssen, wie Tarifvereinbarungen sowie die sich wandelnden gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, unterstreichen diese Position zusätzlich.

Neben der Beseitigung der oben erläuterten strukturellen Verschlechterungen sieht der BDEW zudem weiteren Handlungsbedarf:

Die Anwendung des **Effizienzwertes sollte sich auf die Betriebskosten (OPEX)** beschränken, um eine sachgerechte Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs zu gewährleisten. Da volatile Kosten und Kapitalkosten bereits jährlich an die tatsächlichen Gegebenheiten angepasst werden, würde eine zusätzliche Effizienzvorgabe auf diese Kostenbestandteile zu systematischen Verzerrungen und einer überproportionalen Effizienzvorgabe auf OPEX führen. Eine stringente und konsistente Methodik erfordert daher, dass Effizienzvorgaben ausschließlich auf den beeinflussbaren Teil der Kosten – die Betriebskosten – angewendet werden. Um Effizianreize auf die CAPEX und volatile Kosten beizubehalten genügt es, diese Kostenbestandteile bei der Ermittlung des Effizienzwertes einzubeziehen.

Die bisherigen Überlegungen zur **Kapitalverzinsung** zeigen, dass die BNetzA zumindest plant, die Ermittlung entlang dem Stand der Wissenschaft und international üblichen Praxis weiterzuentwickeln. Der BDEW erwartet, dass – richtig eingesetzt – die Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung im Ergebnis methodische Leitplanken und Referenzpunkte zur Validierung der nachgelagerten Einzelfestlegungen bereitstellt, anhand derer die BNetzA innerhalb ihres Ermessensspielraums die Zinssätze periodisch festlegen kann. Der bisherige, mannigfaltig und widerstreitend diskutierte methodische Ansatz der BNetzA, die Marktrisikoprämie im CAPM ausschließlich anhand der Methode der historischen Überrenditen mit nur einem Datenpunkt aus der DMS-Studie zu ermitteln, ist in keiner Weise geeignet, kapitalmarktadäquate

Eigenkapitalkosten zu bestimmen und entspricht nicht dem Stand der Wissenschaft. Es besteht dringender Weiterentwicklungsbedarf.

Der BDEW hat wissenschaftlich fundierte Vorschläge für eine methodisch korrekte Operationalisierung des CAPM unterbreitet (u.a. Varianten der historischen Überrenditen zur adäquaten Ermittlung einer Marktrisikoprämie, Verproben der Ergebnisse mit alternativen Methoden), die eine belastbare Schätzung der Eigenkapitalkosten ermöglichen und zugleich die notwendige Plausibilisierung zur Validierung der Zinssätze erlauben. Der BDEW fordert die BNetzA in dem Zusammenhang eindringlich auf, Plausibilisierungsansätze zur qualitativen Verbesserung der Ermittlung der Eigenkapitalkosten in die Methodenfestlegung aufzunehmen.

In Bezug auf die neue pauschale Ermittlung der regulatorischen **Fremdkapitalkosten** muss die gewählte Methodik im Ergebnis jederzeit nah und Nebenkosten einschließlich an den tatsächlichen Fremdkapitalkosten der Netzbetreiber liegen, um die tatsächlichen Finanzierungskosten adäquat abzubilden. Auch hierzu hat der BDEW konkrete Umsetzungsvorschläge präsentiert.

Zinsbonus: Der BDEW unterstützt den effizienten und bedarfsgerechten Netzausbau. In diesem Zusammenhang ist die Schaffung geeigneter regulatorischer Anreize wichtig, um die Vereinnahmung von Baukostenzuschüssen (BKZ) und Anschlusskostenbeiträgen (AKB) zu fördern. Ein solches Instrument könnte der vorgeschlagene Zinsbonus sein. Aus Sicht der Branche sind hier pragmatische und ausreichend dimensionierte Lösungen gefragt. Der Zinsbonus muss richtig bemessen sein, um eine spürbare Lenkungswirkung zu erzielen. Die derzeitige Ausgestaltung reicht dafür nicht aus. Zudem sollte die Einführung eines solchen Instruments nicht erst mit der fünften Regulierungsperiode im Jahr 2029 erfolgen, sondern bereits für die vierte Regulierungsperiode angewendet werden, da auch jetzt der Netzausbau bereits erfolgt. Der BDEW macht hierzu im Rahmen seiner Stellungnahme zum Ausgangsniveau (im Festlegungsverfahren „StromNEF/GasNEF“) sowie in vorausgegangenen Expertendialogen konstruktive Vorschläge, welche Kriterien ein solcher Zinsbonus erfüllen müsste, um seine Wirkung zu entfalten.

Der vor den **Gasnetzen** liegende **Transformationsprozess** sollte ganzheitlich betrachtet werden. Zu dessen Ausgestaltung bedarf es einer Klarstellung der BNetzA und eines zügigen Tätigwerdens des Gesetzgebers. Zum einen richten sich die Sachstände zu RAMEN ausschließlich an die Strom- und Gasverteilernetzbetreiber sowie an die Fernleitungsnetzbetreiber. Der BDEW geht davon aus, dass die hier beschriebenen Grundsätze keine Anwendung auf die **Wasserstoffnetze** und **Wasserstoffnetzbetreiber** finden. Zum andern liefern die Sachstände zu RAMEN darüber hinaus keine Hinweise bezüglich der Fortentwicklung der aktuell geltenden Regelung zur **Biogas-Kostenwälzung**. Das führt zu einer Regelungslücke, die – im Zusammenspiel mit den bislang noch fehlenden Regelungen zum Netzanschluss von Biogasanlagen – noch vor Inkrafttreten der RAMEN-Festlegung mit dem Auslaufen der GasNZV ab 2026 entsteht. Der

BDEW fordert daher eine Klarstellung seitens der BNetzA, dass die Biogasumlage weiterhin erhoben werden darf. Die Biogasumlage sollte auch weiterhin Fortbestand haben.

Die angestrebte Neuregelung für das **Vereinfachte Verfahren** kam für die Branche sehr überraschend und kann auch nicht in der gegebenen Konsultationsfrist in Gänze beurteilt werden. Der BDEW bedauert, dass ein für die KMU so wichtiges Thema ohne vorhergehende Diskussion und ohne begleitende Erläuterung in einem 300-seitigen Dokumentensatz ins Spiel gebracht wird. Hier muss die Branche besser mitgenommen werden, wenn eine fachlich fundierte Diskussion gewünscht wird und ermöglicht werden soll.

- › **Die von der BNetzA vorgelegte Tenorierung enthält zahlreiche strukturelle Verschlechterungen bei gleichzeitig nur wenigen punktuellen Verbesserungen.**

Vor diesem Hintergrund fordert der BDEW eine nachvollziehbare **Offenlegung der monetären Wirkungen** der geplanten Änderungen. Um die Folgen für die Netzbetreiber transparent und belastbar zu quantifizieren, ist es zwingend erforderlich, alle wesentlichen Änderungen konsistent und in einer Gesamtschau gegen den Status Quo zu rechnen.

Die BNetzA trägt gemäß dem neuen gesetzlichen Rahmen die Verantwortung, Rahmenbedingungen zu setzen, die Netzbetreibern eine **zuverlässige und zukunftsorientierte Aufgabenerfüllung** ermöglichen. **Als Regelsetzerin – und nicht mehr nur Exekutive – muss Sie höchste Sorgfalt walten lassen und mit sachgerechten Vorgaben dafür sorgen, dass die notwendigen Investitionen in die Netze vorgenommen werden können und die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet bleibt.** Die einzelnen Festlegungen sind anhand objektiver Bewertungskriterien wie Plausibilität, Nachvollziehbarkeit und fachlicher Validität methodisch sauber zu überprüfen. **Vereinfachungen, die die Finanzierungsbedingungen verschlechtern und zu Lasten der Sachgerechtigkeit gehen, sind nicht tragfähig.** Gerade in einem zunehmend volatilen und von hohen Unsicherheiten geprägten regulatorischen Umfeld ist es unverzichtbar, bewährte Sicherungsmechanismen – etwa bei der Berücksichtigung exogener Kosten (Xgen) und im Effizienzvergleich – nicht nur beizubehalten, sondern auch gezielt weiterzuentwickeln, um den steigenden Risiken und Dynamiken angemessen Rechnung zu tragen.

Für die Transformation braucht es ein Regulierungsregime, das die langfristig erforderlichen Investitionen für die Energiewende sowie einen sicheren, effizienten und wirtschaftlich tragfähigen Netzbetrieb sicherstellt – und dabei gleichzeitig die verlässliche Refinanzierung der bereits heute anfallenden Transformationskosten gewährleistet.

Allgemeine Anmerkungen zum NEST-Prozess

Der BDEW begrüßt, dass die BNetzA dem Anliegen des BDEW gefolgt ist, seit der Auftaktveranstaltung am 2. Februar 2024 den NEST-Prozess transparent und partizipativ zu gestalten. Die Gesprächsformate ermöglichen aus Sicht des BDEW einen fundierten und fachlich tiefgehenden Austausch. Die Berücksichtigung der Argumente und Ergebnisse aus den Expertenaustauschen ist essenziell, um praxistaugliche und zukunftsfähige Lösungen zu erarbeiten.

Die am 16. Januar 2025 veröffentlichte „Tenorierung mit Erwägungen“ ist Teil dieses Prozesses und ein guter Schritt hin zu mehr Transparenz. Gleichwohl sehen wir noch Verbesserungspotenziale in einzelnen Aspekten der Konsultation und Einbindung der Branche für den weiteren NEST-Prozess.

Ein wesentlicher Punkt betrifft die **Struktur des Konsultationsprozesses** zu RAMEN, Gas-NEF/StromNEF und zum Gutachten der Kapitalverzinsung. Die Vorgabe, Stellungnahmen im Excel-Format bezüglich einzelner Textbausteine nach Tenorziffern abzugeben, erschwert inhaltliche Querbezüge und schränkt den Bewertungsspielraum ein. Eine ganzheitliche Einordnung der Maßnahmen sowie übergeordnete Rückmeldungen zur Methodik und zum Gesamtprozess sind dadurch nur eingeschränkt möglich. Eine flexiblere Gestaltung der Konsultationsformate könnte hier Abhilfe schaffen.

Um den bisherigen Fortschritt weiter auszubauen, wäre es zudem wichtig, in Vorbereitung auf Expertenaustausche frühzeitig in einen beidseitigen und transparenten Austausch zu treten. Während die Expertengespräche bereits wertvolle Impulse liefern, fehlt es häufig an einer frühzeitigen Rückkopplung zu den Einschätzungen und Überlegungen der Behörde. Insbesondere wäre es im Hinblick auf die **Gutachten** zum Xgen, zum Effizienzvergleich und zur Energie-wendekompetenz wünschenswert, transparente Diskussionen der Branche mit den jeweiligen Beratern bereits vor Fertigstellung der Gutachten führen zu können.

Erste rechtliche Einordnung

Rechtlich ist die BNetzA nach wie vor an die Grundsatzentscheidungen und Zielvorgaben des Gesetzes gebunden. So gilt es, bei der Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung die **Vorgaben der §§ 21 und 21a EnWG** zu beachten.

Die Wahl der Methode und deren Ausgestaltung liegt bei der unabhängigen Regulierungsbehörde. Die wesentlichen Elemente, die eine Anreizregulierung ausmachen und damit die wesentlichen Maßstäbe einer Netzentgeltregulierung im Wege einer Anreizregulierung sind, bleiben jedoch im Gesetz selbst geregelt. So wird den verfassungsrechtlichen Anforderungen genüge getan und der Regulierungsrahmen für die betroffenen Netzbetreiber ist ausreichend

bestimmt beschrieben (siehe auch Gesetzesbegründung zur EnWG-Novelle 2023 – [BT-Drs. 7310/23](#), Seite 82).

Der Regulierungsbehörde obliegt es, die Anreizregulierung weiterzuentwickeln und umzugestalten, um geänderte Anforderungen zu berücksichtigen und die Zielerreichung des EnWG zu ermöglichen. Dabei müssen gemäß § 21a Abs. 2 EnWG die zur Anwendung kommenden ökonomischen, ökonometrischen und regulatorischen Methoden dem **Stand der Wissenschaft** entsprechen. Die Anforderungen an die **Nachvollziehbarkeit von Entscheidungen** durch sachkundige Dritte gelten für die Weiterentwicklung der Anreizregulierung ebenfalls (siehe auch hierzu Gesetzesbegründung, a.a.O.).

Hinsichtlich der Einhaltung des Stands der Wissenschaft ist zu hinterfragen, ob dieser nicht auch **Methoden-immanent Plausibilisierungs- und Validierungsansätze** für ermittelte Ergebnisse unter Verwendung alternativer methodischer Ansätze erfordert (Methodenpluralismus). Der Begriff „Stand der Wissenschaft“ bezieht sich auf den aktuellen wissenschaftlichen Erkenntnisstand, der sich aus der Forschungsliteratur, bewährten Methoden und internationalen Best Practices ableitet. **Insbesondere bei Schätzwerten ist es unstrittig, dass ein Vorgehen nach dem Stand der Wissenschaft Ansätze zur Validierung und Korrektur von Schätzfehlern beinhalten muss.** Ergibt sich aus der Verwendung multipler Methoden eine Bandbreite von Werten, könnte es angezeigt sein, innerhalb der ermittelten Bandbreiten eine Auswahl zu treffen, welche der eingesetzten Ermittlungsmethoden unter Erwägung aller Umstände am ehesten geeignet ist, die Ziele des § 1 EnWG umzusetzen und den Netzbetreibern einen wirtschaftlich angemessenen Betrieb der Netze zu ermöglichen. Überdies gilt es zu beachten, dass der „Stand der Wissenschaft“ **nicht statisch** ist. Änderungen im regulatorischen Umfeld können Anpassungen erforderlich machen, weswegen die Regulierungsbehörde regelmäßig überprüfen muss, ob festgelegte Modelle sowie ihre methodische Operationalisierung dem Stand der Wissenschaft entsprechen.

Zudem gilt für die BNetzA, dass sie einen für die Netzbetreiber angemessenen und an dem Stand der Wissenschaft ausgerichteten Regulierungsrahmen schafft. Die Wertung dessen, was angemessen ist und durch den Ordnungsgeber in der Vergangenheit bereits entschieden wurde, muss bei der jetzigen Ausgestaltung des Regulierungsrahmens Berücksichtigung finden. Eine sich abzeichnende strukturelle Verschlechterung der Rahmenbedingungen, also gewissermaßen ein **Zurückfallen hinter die bisherige Wertung des Ordnungsgebers**, wäre unter diesem Blickwinkel **rechtlich zweifelhaft**. Das gilt umso mehr, als dass die Ziele und neuen Herausforderungen der Regulierung und der regulierten Unternehmen, die sich in den bisherigen Verordnungen noch gar nicht wiederfinden, zugenommen haben und in Zukunft auch weiterwachsen werden. Erkennen kann man dies auch angesichts der in § 1 Abs. 2 EnWG

neu formulierten Ziele der Regulierung, denen in der aktuellen Transformationsphase eine besondere Bedeutung zukommt und die im Rahmen der Regulierung zu berücksichtigen sind.

Schließlich sei der Hinweis erlaubt, dass sowohl die **europäische Binnenmarktrichtlinie Strom und Gas** als auch die europäische Binnenmarktverordnung Strom und Gas (nur) Vorgaben zur Bildung der Netzentgelte beinhalten. Insbesondere wird festgelegt, dass diese Entgelte transparent, diskriminierungsfrei und kostenorientiert sein müssen und antizipatorische Investitionen berücksichtigen. Zudem sollen sie die notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur ermöglichen, um deren langfristige Fähigkeit zur Deckung der Nachfrage sicherzustellen. Die Anreizregulierung als spezifisches Instrument wird nicht explizit erwähnt, auch wenn die allgemeinen europäischen Vorgaben den Rahmen für nationale Regulierungsbehörden setzen, entsprechende Mechanismen zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung, wie etwa die Anreizregulierung, einzuführen. Die konkrete Ausgestaltung, einschließlich der Implementierung von Anreizregulierungsmechanismen, obliegt den nationalen Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten im Rahmen dieser Vorgaben.

Dementsprechend kann aber auch kein unmittelbarer Rückschluss hinsichtlich der Kostenanerkennung im Zuge der Anreizregulierung geführt werden. Soweit die BNetzA beispielsweise in Abschnitt 4.1.2 der Erläuterungen der Tenorziffern ausführt, dass eine Erstattung von Ist-Kosten oder Vollkosten wegen der europarechtlichen Vorgabe zur Kostenorientierung nicht in Betracht komme, kann dem nicht gefolgt werden. Die europäisch adressierte Kostenorientierung bezieht sich letztlich auf die Entgeltbildung und -erhebung ggü. dem Netzkunden. Nicht erfasst ist hiervon jedoch eine Aussage zu dem national auszugestaltenden Regulierungssystem, das im Durchschnitt und über die Zeit grundsätzlich immer ermöglichen sollte, dass die Ist- und Vollkosten eines (effizienten) Netzbetreibers anerkannt werden.

1 Fortführung der Anreizregulierung (Tenorziffer 2)

Vor dem Hintergrund der aktuellen Herausforderungen und des geänderten Rechtsrahmens ist eine Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung erforderlich. Während eine Fortführung der **Anreizregulierung im Strombereich** grundsätzlich zu begrüßen ist, muss sie um geeignete Instrumente ergänzt werden, die die Dynamik des Energiesystems und exogene Einflüsse angemessen abbilden. Entscheidend ist dabei, dass Netzbetreiber in der Lage sind und befähigt werden, die klimapolitischen Ziele zu erfüllen.

Im Gasbereich stellt sich angesichts der Dekarbonisierung und der damit verbundenen **Transformation der Gasnetze** die Frage, ob die bestehende Grundkonzeption langfristig tragfähig ist. Trotz KANU 2.0 bildet der aktuelle Regulierungsrahmen noch keine echte „Transformationsregulierung“, sondern orientiert sich weitgehend am Status quo. Vor diesem Hintergrund

sind bestehende Regulierungsinstrumente, insbesondere der Effizienzvergleich, kritisch zu hinterfragen. Eine fundierte Diskussion darüber sollte erfolgen, sobald das von der BNetzA beauftragte Gutachten von Frontier Economics vorliegt.

Eine effiziente Leistungserbringung hängt maßgeblich davon ab, dass die Regulierung diesen Wandel berücksichtigt. Der Regulierungsrahmen muss daher angepasst werden, um eine **sachgerechte und nachhaltige Finanzierung der Netze** sicherzustellen.

2 Dauer der Regulierungsperiode: Umstellung auf eine dreijährige Regulierungsperiode (Tenorziffer 2)

Die BNetzA sieht für die fünfte Regulierungsperiode übergangsweise eine Periodenlänge von fünf Jahren und ab der sechsten Regulierungsperiode eine Periodenlänge von drei Jahren nach vorausgegangener Evaluierung der Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen Bestandteilen des Regulierungskonzepts vor.

Das einseitige Beharren der BNetzA auf einer dreijährigen Regulierungsperiode ist unverständlich und stellt einen **gravierenden Systembruch** dar, welcher in seiner Sinnhaftigkeit und mit Blick auf die Netzbetreiberlandschaft in Deutschland deutlich zu hinterfragen ist. Im Ergebnis betrachtet stellt die Verkürzung eine pure Erhöhung der Effizienzanforderungen dar. Das Motiv und die Zielsetzung der geplanten Neuregelung sollten klar benannt werden.

- › Eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre **bedingt eine radikale Beschleunigung von Verfahren** mit Auswirkungen auf alle relevanten Parameter der Erlösobergrenze (Effizienzvergleich, Xgen, EK-Zinssatz, Fremdkapitalkosten). Diese müssten in aufwendigen Verfahren alle drei statt alle fünf Jahre festgelegt werden und machen Festlegungsverfahren zum Dauerzustand. Verfahren zur Vorbereitung der nächsten Regulierungsperiode müssten bereits weit vor Abschluss der Verfahren einer Periode starten. Es steht zu befürchten, dass Pauschalierungen und Zeitdruck zu Lasten der Sachgerechtigkeit und Sorgfalt und damit letztendlich zu Lasten der Netzbetreiber und Kapitalgeber sowie zuletzt auch der Netznutzer gehen. Es sind pauschalere Ansätze der Kosten bei Periodenverkürzung vorgesehen. Aus diesem Grund sind die Risiken, nicht treffgenau unternehmensindividuelle Kosten anerkannt zu bekommen, höher. Erfahrungsgemäß führt der Gesamtkontext zu einer noch geringen Planungssicherheit infolge häufigerer gerichtlicher Einspruchsverfahren, deren Ausgang zu Beginn der neuen Regulierungsperiode ungewiss ist.
- › Der **Abwicklungsaufwand** bei den Netzbetreibern und den Regulierungsbehörden würde unnötig erheblich vergrößert. Insbesondere bei einigen Landesregulierungsbehörden bestehen teils jahrelange Bearbeitungsrückstände. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode

wird die Abarbeitung von Altverfahren noch weiter verzögern. Hinzu kommt noch der Umstellungsaufwand aufgrund möglicher Anpassungen im Regulierungsrahmen.

- › Gerade für **kleinere Netzbetreiber** bedeutet eine Verkürzung der Regulierungsperiode eine signifikante Mehrbelastung. In der Konsequenz droht nicht nur, das von der BNetzA selbst gesetzte Ziel des Bürokratieabbaus klar zu verfehlen – vielmehr würde die bestehende Bürokratie weiter ausgebaut. Ohne eine tiefgreifende und derzeit nicht absehbare Verschlinkung sämtlicher mit der EOG-Festlegung verbundener Prozesse und Nachweispflichten wird dieses Ziel auf beiden Seiten unerreichbar bleiben. Damit werden dringend benötigte Ressourcen, die für die innovative und zügige Umsetzung der Energiewende essenziell sind, blockiert.
- › Eine dreijährige Regulierungsperiode führt in Verbindung mit einer angedachten Verkürzung des Abbaupfades für Ineffizienzen auf drei Jahre zu weiteren **sachlich nicht gerechtfertigten Erlöseinbußen**. In einer dreijährigen Regulierungsperiode bedeutet ein dreijähriger Abbaupfad, dass die Erlösobergrenze zu 66% auf effizienten Kosten und zu 33% auf Istkosten des Netzbetreibers beruht. Eine Verkürzung des Abbaupfades für Ineffizienzen impliziert daher eine stärkere Gewichtung der Benchmarkergebnisse in der Erlösobergrenze. Derzeit liegt keinerlei Begründung seitens der BNetzA vor, warum es angebracht sein sollte, diesen Mechanismus zum Umgang mit den Unsicherheiten eines Frontier-Benchmarkansatzes zu verschärfen. Eine höhere Gewichtung der Benchmarkergebnisse kann auch nicht durch eine höhere Robustheit des Effizienzvergleichsverfahren begründet werden.
- › Auch in Zeiten der Transformation sollten Anreize für eine effiziente Leistungsbereitstellung gesetzt werden. Das Setzen von **Effizienzanreizen** wird durch kürzere Regulierungsperioden jedoch **stark verringert**. Ein Effizienzanreiz besteht, wenn Netzbetreibern von den erzielten Effizienzgewinnen über einen gewissen Zeitraum profitieren, bevor diese weitergegeben werden. Dieser Kern der Anreizregulierung wird mit einer Verkürzung der Regulierungsperioden von fünf auf drei Jahre ausgehöhlt.
- › Auch bei kürzeren Regulierungsperioden müssen **Effizienzvorgaben** gemäß § 21a EnWG **erreichbar und übertreffbar** sein. Es erscheint im Netzinfrastukturgeschäft kaum möglich, ermittelte Ineffizienzen zu 1/3 im ersten Jahr, zu 2/3 im zweiten Jahr und vollständig im dritten Jahr der Regulierungsperiode abzubauen. Außerdem ist fraglich, ob die angestrebte Reduzierung von Verfahrensdauer und Verfahrenstiefe zu einer ausreichenden Belastbarkeit der Ergebnisse von Effizienzvergleichen und Effizienzvorgaben führt.
- › Eine Verkürzung der Regulierungsperioden ist auch für die **OPEX-Aufwüchse** keine geeignete Lösung, da sie das Problem der Weiterentwicklung der Anreizregulierung nicht löst,

sondern nur den Zeitverzug mittelfristig etwas reduziert. Eine Verkürzung der Regulierungsperiodendauer senkt den durchschnittlichen Zeitverzug aus dem Budgetprinzip lediglich von fünf auf vier Jahre. Das Problem der zeitgerechten Anerkennung von OPEX-Aufwüchsen bleibt damit weiterhin bestehen. Bei steigenden OPEX werden die in der EOG enthaltenen Ansätze ab der 6. Regulierungsperiode auch bei Verkürzung der Regulierungsperiode immer unter den tatsächlichen OPEX liegen.

- › Bei einem dreijährigen Prüfzyklus werden Kostenentwicklungen zwar schneller geprüft. Der Bedarf nach einer **standardisierten Prüfung** wird sich aber noch einmal erhöhen. Damit wird das Risiko steigen, dass die Ausgangsbasis durch standardisierte Prüfungsansätze nicht die richtige Startbasis für die nächste Regulierungsperiode darstellt. Um dieses Risiko bei einer dreijährigen Regulierungsperiode zu vermeiden, hilft auch eine Ausgestaltung der Prüfungsansätze nicht weiter. Eine **Mittelwertbildung** kann auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode nicht die richtige Startbasis für die Erlöse der nächsten Regulierungsperiode ermitteln. Sie wird bei steigenden OPEX – die im Rahmen der Transformation der Energienetze in den nächsten Jahren zu erwarten sind – immer einen Teil des Anstiegs vernachlässigen, da sie den inflationsbedingten Kostenanstieg innerhalb der geprüften Regulierungsperiode und den Kostenanstieg aufgrund zusätzlicher Aufgaben nicht erfasst.

Im Sinne der Verlässlichkeit und Planbarkeit sollte die Grundkonzeption auch unter den geänderten Rahmenbedingungen nur evolutionär weiterentwickelt werden.

Aus den oben genannten Gründen lehnt der BDEW eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre ausdrücklich und entschieden ab. Auch bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode wäre weiterhin ein Ausgleichsmechanismus für OPEX erforderlich.

Der Zielkonflikt zwischen Kosteneffizienz und unvermeidbaren Kostensteigerungen durch die Energiewende lässt sich am besten durch eine fünfjährige Regulierungsperiode und einem gezielt auf die Transformationsaufgabe ausgerichteten OPEX-Ausgleichsmechanismus lösen.

3 Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode: Fünfjährige Regulierungsperiode und vorübergehende Einführung eines OPEX-Anpassungsmechanismus (Tenorziffer 3)

Gemeinsam mit der unter Tenorziffer 3 angestrebten Sonderregelung für die 5. Regulierungsperiode verfolgt die BNetzA das Ziel der zeitnäheren Anerkennung von operativen Kosten (OPEX) und der Senkung der Anreize zur Verlagerung von Kosten in die Basisjahre.

Der BDEW begrüßt grundsätzlich den mit dieser Maßnahme verbundenen Vorstoß der BNetzA zur **zeitnahen Anpassung von operativen Kosten**. Die Transformation der Netze ist nur mit

erheblichem Einsatz von Personal und betrieblichen Aufwendungen (z. B. IT-Dienstleistungen) zu schaffen. Es ist sinnvoll und sachgerecht, starke Kostenänderungen im OPEX-Bereich, insbesondere wenn sie extern verursacht/gewollt sind, schnellstmöglich in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Der BDEW hatte sich hierbei mit einem eigenen Vorschlag zur sachgerechten Parametrierung von OPEX-Aufwüchsen bei Änderungen der Versorgungsaufgabe eingebracht. Der BASE-Vorschlag des VKU ist gleichsam zu begrüßen. Die Treffsicherheit eines OPEX-Anpassungsmechanismus ist, unter Abwägung aller Umstände, besser als eine Verkürzung der Regulierungsperiode.

Nicht verständlich ist, wieso es nach dem Vorschlag der BNetzA zu einer strukturellen Ungleichbehandlung zwischen Netzbetreibern im Regelverfahren und Netzbetreibern im **Vereinfachten Verfahren** kommt. Auch Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren sollten die Möglichkeit erhalten, ihre energiewendebedingten betrieblichen Mehrkosten auszugleichen.

Einführung eines OPEX-Ausgleichsmechanismus vor der fünften Regulierungsperiode

Die Einführung eines OPEX-Ausgleichsmechanismus für die fünfte Regulierungsperiode greift zu spät. Bereits heute ist die Energiewende für einige Netzbetreiber mit erheblichen Kosten- und Mengensteigerungen verbunden. Vor allem im Stromnetz besteht bereits in der vierten Regulierungsperiode Handlungsbedarf für eine Lösung der OPEX-Dynamik und hier insbesondere für den gestiegenen Personaleinsatz. Dieser wird mit dem vorgeschlagenen Ansatz zu spät adressiert.

Einführung eine OPEX-Ausgleichsmechanismus nach der fünften Regulierungsperiode

- › Energiewendebedingt werden die (Strom-) Netzkosten mittel- und langfristig noch weiter steigen. Netzbetreiber haben auch bei kürzeren Regulierungsperioden weiterhin ein erhebliches Risiko, dass ihre OPEX in der Regulierung unterdeckt sind, da sie weiterhin den Kosten „hinterherlaufen“. Es ist daher unverständlich, einen OPEX-Ausgleichsmechanismus einzuführen, nur um ihn nach der fünften Regulierungsperiode wieder abzuschaffen. Zum einen bleibt das Problem des OPEX-Aufwuchses – wie zu Tenorziffer 2 beschrieben – ungelöst. Zum anderen ist eine Verkürzung der Regulierungsperiode nicht erforderlich, wenn der Mechanismus auch darüber hinaus fortgeführt wird.
- › Der OPEX-Ansatz sollte nicht explizit auf die fünfte Regulierungsperiode begrenzt werden, sondern abhängig vom stark politisch beeinflussten Fortschritt der Energiewende weiterhin zur Verfügung stehen. In Verbindung mit der Beibehaltung einer fünfjährigen Regulierungsperiode können so maximale Effizianzanreize gesetzt und zugleich besondere

Veränderungen in der Versorgungsaufgabe mit nur geringem Zeitverzug und ohne hohen bürokratischen Mehraufwand berücksichtigt werden.

- › Ein eingeschwungener Zustand in der Versorgungsaufgabe führt dazu, dass sich der Mechanismus durch nur gering ausgeprägte Parameterentwicklungen selbst abschafft. In diesem Zusammenhang ist auch fraglich, ob eine separate Definition der EOG-Formel für verschiedene Regulierungsperioden erforderlich ist.
- › Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung des Mechanismus ist sicherzustellen, dass die von der Beschlusskammer erwogenen Erheblichkeitsschwellen der Parameterentwicklung ausschließlich dazu dienen, Bagatellen zu vermeiden. Eine solche Ausgestaltung würde die selbstabschaffende Wirkung des Mechanismus zusätzlich unterstützen.

Tenor 3.3.: Evaluierung von Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumenten

Bis zum 31. Dezember 2030 will die BNetzA vor dem Übergang in die Phase der dreijährigen Regulierungsperioden evaluieren, ob die Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen Bestandteilen des Regulierungskonzepts vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen ausreichend für den Umstieg auf die dreijährige Regulierungsperiode sind, siehe Tenorziffer 3.3. Es ist zu bezweifeln, dass die Evaluierungsergebnisse dann noch entsprechend ihrer eigentlichen Intention in eine sachgerechte Ergebnisfindung zur Dauer der Regulierungsperiode einfließen können. Die sechste Regulierungsperiode im Gasbereich beginnt am 1. Januar 2033, das Basisjahr für diese Periode ist 2030.

Die Evaluierung ist rechtzeitig abzuschließen. Insbesondere die Wirksamkeit der Vereinfachung der Feststellung des Ausgangsniveaus ist wesentliche Voraussetzung für eine Verkürzung der Regulierungsperiode. Sollte die Evaluierung zu der Einschätzung kommen, dass weitere Maßnahmen, insbesondere neue Vorgaben für die Art und Weise der Ermittlung des Ausgangsniveaus, notwendig sind, muss das Evaluierungsergebnis zeitnah vorhanden sein.

Der BDEW fordert weiterhin, dass der beabsichtigte **Evaluierungsprozess unter weitreichender Konsultation der Branche** erfolgt. Nur so kann eine sachgerechte Ergebnisfindung gewährleistet werden. Dabei müssen klare, transparente und nachvollziehbare Kriterien herangezogen werden, die insbesondere die Anzahl und Dauer von Verwaltungsverfahren und der anhängigen gerichtlichen Verfahren einbeziehen. Zudem muss auch bewertet werden, ob der grundlegende Auslöser – die zunehmende Dynamik, insbesondere durch die beschleunigte Energiewende – noch Bestand hat oder eine Annäherung an einen (wieder) eingeschwungenen Zustand stattgefunden hat oder absehbar ist. Die Rahmenbedingungen für die Evaluierung – Verfahren und Grundlagen – sollten in der Festlegung verankert werden. Zudem muss sichergestellt sein, dass

das Ergebnis der Evaluierung und auch deren Grundlagen bei Bedarf von einer unabhängigen Stelle, z.B. durch ein Gericht, überprüft werden können.

Operative Kosten im Gasnetz

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass ein Zurückfahren der Investitionen bei Aufrechterhaltung des zunächst gleichen Umfangs des Gasnetzbetriebs auch einen höheren operativen Betriebsaufwand auslösen wird. Die Betriebskostenentwicklung muss daher im Laufe des Gasausstiegs kontinuierlich beobachtet werden. Schließlich sind regulatorisch nachteilige Wirkungen für Netzbetreiber zu vermeiden, wenn diese unter dem Aspekt der gesamtwirtschaftlichen Kostenminimierung Investitionen in die Teile des Gasnetzes, die absehbar nicht mehr benötigt werden, weitgehend reduzieren und die technische Nutzungsdauer durch entsprechende Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen möglichst verlängern. Auf Basis der Erkenntnisse ist dann über die Frage eines OPEX-Ausgleichsmechanismus auch im Gas zu beraten. Dabei kann auf die bis dahin vorliegenden Erfahrungen aus der Diskussion über die Anerkennung von Betriebskosten im Strom aufgebaut werden. Zum jetzigen Zeitpunkt muss zumindest gem. § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 3 EnWG sichergestellt werden, dass Kosten neuer gesetzlicher Aufgaben (insbes. Methanschleupf) gedeckt sind.

4 Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze (Tenorziffer 4)

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die gestiegene Transparenz bei der Formel der Erlösobergrenze. Die einzelnen Bestandteile sind insgesamt besser aufgeschlüsselt und besser nachvollziehbar. Anmerkungen zur Formel gibt es an zwei Punkten:

Falsche EOG-Formel hinsichtlich der Korrektur der „Doppelanpassung“ volatiler Kostenanteile mit VPI und Xgen (zu Tenorziffern 4.3 oder 8.4)

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

Die BNetzA beabsichtigt für die volatilen Kosten weiterhin eine Anpassung $VK_t - VK_0$ auf das Preis- bzw. Kostenniveau des aktuellen Jahres der Regulierungsperiode vorzunehmen. Gleichzeitig werden laut Regulierungsformel im Sachstand die volatilen Kosten VK_0 als Teil der $OPEX_0$

mittels VPI und Xgen angepasst. Die von der BNetzA als solche bezeichnete Doppelanpassung will die Behörde dadurch kompensieren, dass sie von VK_t die mit VPI und Xgen inflationierten VK_0 subtrahiert. Sie scheint davon auszugehen, dass hierdurch die Anpassung der VK_0 als Bestandteil der $OPEX_0$ mittels VPI und Xgen neutralisiert wird und dadurch die Doppelanpassung beseitigt wird. Dies ist jedoch nicht der Fall.

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

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

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

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

Hierbei wird jedoch nicht nur die Inflationierung der VK_0 durch VPI und Xgen in [1] neutralisiert. Durch den Interaktionseffekt zwischen der Inflationierung und dem Verteilungsfaktor $(1 - X_{ind,t})$ im ersten Term [1] wird ein Anteil der Inflationierung in Höhe des Verteilungsfaktors „wegmultipliziert“. Dies geschieht jedoch im zweiten Term [2] nicht. Hier bleibt die volle Inflationierung erhalten, auch derjenige Anteil, der sich auf die bereits abgebauten ineffizienten Kosten bezieht. Durch den von der BNetzA vorgeschlagenen Kompensationsmechanismus wird die Doppelanpassung zu Ungunsten der Netzbetreiber überkompensiert. So lässt sich leicht anhand eines Zahlenbeispiels zeigen, dass ein Netzbetreiber mit einem Effizienzwert $< 100\%$, der den vorgegebenen Abbaupfad einhält, durch die VPI und Xgen Inflationierung nicht seine gesamten volatilen Kosten erstattet bekommt.

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

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

Keine Anwendung des Effizienzwertes auf volatile Kostenanteile und Kapitalkosten

Der BDEW ist darüber hinaus der Auffassung, dass die **Anwendung des Effizienzwertes auf Kapitalkosten und volatile Kosten nicht sachgerecht** ist und entfallen sollte. Die Berechnung des Effizienzwertes beruht weiterhin auf dem Gesamt-TOTEX. Da sowohl bei volatilen Kosten als auch bei Kapitalkosten eine jährliche Anpassung an die tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers erfolgt, führt die Anwendung des Effizienzwertes auf diese Kostenkategorien dazu, dass die Erlösobergrenze nur durch überproportionale Absenkung der Betriebskosten (abzüglich der volatilen Kosten) erreicht werden kann. Ein Netzbetreiber mit einem Effizienzwert von 90%, dessen Basisjahrkosten sich zu 50% aus Betriebskosten, zu 40% aus Kapitalkosten und zu 10% aus volatilen Kosten zusammensetzen, kann seinen Erlöspfad nur einhalten, wenn er seine Betriebskosten um 20% (trotz 10%iger Ineffizienz) absenkt.

Die Erlösobergrenzenformel in Tenorziffer 4.3 bzw. 4.4 ist entsprechend wie folgt abzuändern:

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

5 Ausgangsniveau (Tenorziffer 5)

Das festzulegende Ausgangsniveau sollte bestmöglich den Anforderungen des gegenwärtigen und zukünftigen Netzbetriebs in der Transformation gerecht werden. Die damit verbundene Eignung für diesen Zweck ist aus Sicht des BDEW eine wichtige Anforderung an den Ordnungsrahmen. Die Neufestlegung der StromNEF/GasNEF darf im Gesamtergebnis daher **nicht zu einer strukturellen Verschlechterung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen** führen.

Für eine detaillierte Stellungnahme zu den Anforderungen an das Ausgangsniveau verweist der BDEW auf seine **Stellungnahme zur Tenorierung und Erwägung StromNEF/GasNEF**.

Tenzorziffer 5.4 Aufwandsgleiche Kosten

Der BDEW stellt an dieser Stelle Inkongruenzen in der Behandlung einzelner Kostenelemente zwischen den Ausführungen in RAMEN auf der einen und in der StromNEF/GasNEF auf der anderen Seite fest. So stehen einige Tenorziffern von RAMEN im engen Zusammenhang mit **Tenzorziffer 7, Satz 3 und 4 StromNEF und GasNEF** und erscheinen aus Sicht des BDEW in der vorliegenden Form widersprüchlich. So werden z.B. laut Erwägung **10.6.2.1. zu Tenzorziffer 7.5.** in RAMEN Kosten aus Versorgungsleistungen als $KA_{nEu,t}$ definiert, ohne dass hier die Zinsanteile ausgeklammert werden. Auch soll laut Erwägung **10.6.2.5. zu Tenzorziffer 7.5.** ein Abgleich von Rückstellungen im Basisjahr mit Fremdkapitalzinsen im WACC erfolgen und ggf. Anpassungen in den $KA_{nEu,t}$ erfolgen.

Der BDEW bittet die BNetzA an dieser Stelle um eine entsprechende **Klarstellung** der hier aufgezeigten widersprüchlichen Aussagen zwischen den Ausführungen in RAMEN und StromNEF/GasNEF.

Die regulatorischen Vorgaben zu kostenmindernden Erlösen und Erträgen finden sich sowohl im Tenorentwurf zur RAMEN-Festlegung (**Tenor 5.4**) als auch im Tenorentwurf der Festlegungen StromNEF/GasNEF (**Tenor 13**).

Aus Sicht des BDEW sind insbesondere die Ausführungen gemäß **Tenzorziffer 5.4** RAMEN kritisch zu bewerten, denn dort beabsichtigt die BNetzA Erlöse und Erträge über den Wert der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung des Basisjahres nach § 6 b Abs. 3 EnWG hinaus anzusetzen, wenn die Erträge und Erlöse eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers höher ausfallen würden.

Auf Kostenseite werden die Besonderheiten des Basisjahres durch die BNetzA eliminiert und verbleiben bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt. Plankostenansätze werden durch die BNetzA kategorisch ausgeschlossen. Auf Erlösseite hingegen beabsichtigt die BNetzA die tatsächlich angefallenen und testierten Erlöse und Erträge der Jahres- und

Tätigkeitenabschlüsse durch „angemessene“ Werte zu ersetzen, sobald diese niedriger ausfallen als die Basisjahrerlöse effizienter und strukturell vergleichbarer Netzbetreiber.

Aus Sicht des BDEW führt die Vorgehensweise der BNetzA, Plankostenansätze auf Kostenseite auszuschließen und im gleichen Zuge Hinzurechnungen von Erlösen und Erträgen vorzunehmen, die über die tatsächlichen, überprüfbaren Daten der testierten Tätigkeitsabschlüsse hinaus gehen, zu einer **methodischen Ungleichbehandlung von Kosten und Erlösen und zu einer Verzerrung des Regulierungsergebnisses**.

Das geplante Vorgehen würde einem zusätzlichen Partialbenchmark in Form eines Unternehmensvergleichs gleichkommen. Erlöse, die vermeintlich ineffizient niedrig sind, sollten nicht im Rahmen der Kostenprüfung korrigiert werden, sondern dem Effizienzvergleich im Rahmen der TOTEX unterzogen werden. Zudem stellt sich die Frage, wie in diesem Zusammenhang eine sachgerechte Identifikation von Vergleichsunternehmen erfolgen kann. Hierzu gibt die BNetzA keinerlei Hinweise.

Aus Sicht des BDEW sollte die Regulierungsbehörde bei der Bestimmung von Erlösen und Erträgen auf die tatsächlichen und testierten Jahres- und Tätigkeitenabschlüsse abstellen und keine zusätzlichen Erlösansätze zulassen, die über die bestehenden netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnungen des Basisjahres nach § 6 b Abs. 3 EnWG hinausgehen. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Regulierungsmaßstäbe auf realen und überprüfbaren Daten basieren.

Der BDEW lehnt das beabsichtige Vorgehen der BNetzA zum Ansatz von abgeleiteten Erlösen und Erträgen kategorisch ab.

6 Preis- und Produktivitätsanpassung der operativen Kosten (Verbraucherpreissamindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor) (Tenorziffer 6)

Die BNetzA 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.

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.

Der Xgen soll laut Tenorziffer 6.2 getrennt für Elektrizitätsverteilternetzbetreiber einerseits und Gasverteilternetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber andererseits berechnet werden sowie für eine ganze Regulierungsperiode gelten. Alles Weitere soll in einer Methodenfestlegung geregelt werden.

Der BDEW hat in seiner Stellungnahme zu dem von der BNetzA vorgelegten [Eckpunktepapier](#) zur zukünftigen Ausgestaltung des Xgen vom 28. August 2024 die Unterstützung für eine methodische Weiterentwicklung des Xgen zum Ausdruck gebracht, gleichzeitig aber auch betont, dass die bisher von der BNetzA vorgeschlagenen Lösungsansätze zu kurz greifen. Insbesondere hatte der BDEW die **fehlende Korrektur des zweijährigen Zeitverzugs bei der Anwendung von VPI und Xgen** auf die Anpassung der Erlösobergrenze, **die fehlende Auseinandersetzung der BNetzA mit dem Prognosecharakter des Xgen** und die **fehlende Berücksichtigung von Kostenänderungen aufgrund einer Änderung der Versorgungsaufgabe** kritisiert. Darüber hinaus hatte der BDEW angeregt zu **prüfen, ob Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung in der Netzwirtschaft tatsächlich signifikant von der Gesamtwirtschaft abweichen** und ob eine alternative Fortschreibung der Kosten basierend ausschließlich auf dem VPI geboten sein könnte.

Diese Kritikpunkte wurden von der BNetzA nicht aufgegriffen und bleiben auch nach Veröffentlichung der beabsichtigten RAMEN-Tenorierung weiterhin bestehen.

Selektiv identifizierter Handlungsbedarf und einseitige Anpassung von VPI und Xgen Inflationierung zu Lasten der Netzbetreiber

Im vorgelegten Tenor für die Rahmenfestlegung 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 Tz. 4.3 beseitigt werden. Gemäß Tenorierung werden zukünftig nur noch die OPEX des Basisjahres abzüglich der volatilen Kostenanteile mit der Entwicklung des VPI und des Xgen in der Regulierungsperiode fortgeschrieben.

Der **sachlich fehlerhafte Zweijahresverzug** bei der Fortschreibung der Erlösobergrenze mittels VPI und Xgen bleibt gemäß RAMEN-Tenorierung weiterhin bestehen und wird in den

Erwägungsgründen trotz offensichtlicher Fehlerhaftigkeit noch nicht einmal begründet. Es drängt sich der Eindruck eines einseitigen Vorgehens der BNetzA auf. Inkonsistenzen im Regulierungssystem, die im Status Quo zu Gunsten der Netzbetreiber ausfallen, werden von der Behörde adressiert und beseitigt, während Inkonsistenzen, die heute zu Lasten der Netzbetreiber ausfallen, keinen Handlungs- oder Anpassungsbedarf auslösen.

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

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

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

Dabei gilt laut Tenorziffer 6.1: „Der Wert VPI_i ist der Wert des durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten **Verbraucherpreisgesamtindex des vorletzten Kalenderjahres vor dem jeweiligen Jahr i** der Regulierungsperiode.“ Entsprechend werden die folgenden Betriebskosten im Jahr 2024 erlöswirksam:

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

Dies ist eine Inflationierung der Betriebskosten aus dem Basisjahr $OPEX_{2021}$ um ein Jahr, also auf das Jahr 2022. Somit werden in der Erlösobergrenze die Betriebskosten des Jahres 2022 vereinnahmt, es fallen jedoch selbstverständlich die tatsächlichen Betriebskosten des Jahres 2024 an. **Die tatsächliche Betriebskosteninflation zwischen den Jahren 2022 und 2024 führt zu einer Kostenunterdeckung um genau diese zweijährige Inflationierung.** Hierbei gilt natürlich, dass die Betriebskosten des Jahres 2024 nicht nur mit drei Jahresscheiben des VPI

sondern auch mit dem über drei Jahre kumulierten Wert des Xgen fortgeschrieben werden müssten.

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

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

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

Ein entsprechender Zweijahresverzug besteht selbstverständlich für alle weiteren Jahre der Regulierungsperiode. Für jeden Prozentpunkt, mit dem die Betriebskosten im Durchschnitt steigen, bedeutet dies eine branchenweite Unterdeckung dieser Kosten um ca. zwei Prozent. In quantitativer Hinsicht ist dieser konzeptionelle Mangel bei einer beispielhaften Inflationsrate von 2% und einem angenommenen Kapitalkostenanteil von 1/3 von deutlich höherer Bedeutung als die von der BNetzA zentral thematisierte „Doppelanpassung von Kapitalkosten“. Bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode wäre dies noch deutlicher der Fall.

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

Natürlich ist bei der korrekten Erlösanpassung nicht nur der VPI über drei Jahresscheiben, sondern auch der Xgen über drei Jahresscheiben zu kumulieren. Wenn der VPI beispielsweise über drei Jahre akkumuliert eine Steigerung von 6% aufweist und der Xgen über drei Jahre akkumuliert eine Steigerung von 3%, dann ist die Erlösobergrenze um 3% zu erhöhen.

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

Regulierungskonto wäre in recht einfacher Weise ohne zusätzlichen bürokratischen Aufwand auch im deutschen Regulierungssystem umsetzbar.

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.

Laut Tenorziffern 6.1 und 6.2 sollen ausschließlich Einstandspreisentwicklung und Produktivitätsfortschritt des Netzbetriebs durch VPI und Xgen abgedeckt werden. Grundsätzlich sollen in einem System mit Erlösobergrenzenregulierung jedoch offenkundig (und im Gegensatz zu einer Preisobergrenzenregulierung) die Kostenentwicklungen durch die Regulierungsinstrumente abgebildet werden. Für die Bestimmung von Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung wird die Kostenentwicklung durch die Entwicklung der Outputmengen dividiert. Einstandspreisentwicklung und Produktivitätsentwicklung beziehen sich bereits definitorisch stets nur auf eine produzierte Einheit des Outputs. Daher deckt die Anpassung durch VPI und ggf. Xgen schon konzeptionell den Betriebskostenanstieg in Folge von Outputänderungen bzw. Änderungen der Versorgungsaufgabe im Netzbetrieb nicht ab.

Lässt man diese Zusammenhänge unberücksichtigt resultiert daraus ein fehlerhaftes Verständnis der zugrundeliegenden Regulierungssystematik, wie es bspw. in den Erwägungen der BNetzA zum Xgen auf S. 104 zum Ausdruck kommt. Die Behörde schreibt:

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

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

Eine Erlösregulierung, die systematisch und strukturell bestimmte Kostenkomponenten von vornherein nicht berücksichtigt, erlaubt es auch effizienten Netzbetreibern nicht, die regulatorisch festgelegte Eigenkapitalverzinsung zu erwirtschaften. Dies steht in klarem Widerspruch zu § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG. Es ist deshalb absolut notwendig, dass auch für Betriebskostenanstiege, die auf Änderungen der Versorgungsaufgabe zurückgehen, Anpassungsmöglichkeiten

innerhalb der Regulierungsperiode geschaffen werden. Für die fünfte Regulierungsperiode Strom sollte dies entsprechend dem vorliegenden Sachstand durch den Parameter $OPEX_{Anp,t}$ gegeben sein. In der laufenden und den auf die 6. Regulierungsperiode folgenden Regulierungsperioden ist dies nicht gegeben.

Die auf Outputänderungen zurückgehende Betriebskostenkomponente kann innerhalb des Xgen abgebildet werden (vgl. bspw. den Vorschlag „OPEX-Xgen“ von Netze BW) oder durch andere regulatorische Instrumente, wie in Abschnitt 3 dargestellt, erfolgen. 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.

Die BNetzA schreibt auf S. 107 in Hinblick auf die von ihr thematisierten Doppelanpassungen für Kapitalkosten bzw. volatile Kosten:

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

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

Inkorrekte Darstellung des regulatorischen Zwecks von VPI und Xgen

Der regulatorische Zweck der Fortschreibung von Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode ist es, das Budgetprinzip anzuwenden und damit Anreize für eine kosteneffiziente Betriebsführung zu setzen. Gleichzeitig soll die Fortschreibung der Kosten sicherstellen, dass exogene Kostenänderungen während der Regulierungsperiode die Erreichbarkeit der gewährten Erlösobergrenze nicht gefährden. Um die Anreizwirkungen des Budgetprinzips zu erhalten, sollte die Fortschreibung der Kosten idealerweise die tatsächlichen exogenen Kostenänderungen möglichst genau abbilden. Dadurch erhält der Netzbetreiber ein Kostenbudget, das mit den exogenen Kostensteigerungen wächst oder mit exogenen Kostenreduzierungen sinkt.

Exogene Änderungen der Betriebskosten, die durch inflationsbedingte Preissteigerungen bei den Inputfaktoren oder den allgemeinen sektoralen Produktivitätsfortschritt entstehen, sollen gemäß dem vorliegenden Sachstand zur RAMEN-Tenorierung durch den VPI und den Xgen abgebildet werden. Der Xgen ist dabei ein Prognosewert für die während der

Regulierungsperiode möglicherweise auftretende Differenz zwischen VPI-Entwicklung (allgemeiner Inflation) und den exogenen Betriebskostensteigerungen im Netzbetrieb.¹

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

Nach Auffassung des BDEW sollte eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen in die Tenorierung der Rahmenfestlegung aufgenommen werden.

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

„Schon im perfekten Wettbewerb gilt, dass sich Outputpreisveränderungen als Differenz aus den Wachstumsraten der Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung ergeben. [...] Der Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) bildet auf die Gesamtwirtschaft bezogen und unter der Annahme eines perfekten Wettbewerbs diesen Zusammenhang ab.“

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

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

Die Darstellung des Xgen als Abweichung von gesamtwirtschaftlichen und netzwirtschaftlichen Inputpreis- und Produktivitätsdifferenzialen ist also ökonomisch falsch und verschleiert den sachlichen Inhalt. Diese Darstellung sollte durch eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen in die Tenorierung des Rahmenfestlegung ersetzt werden.

Prognoseeigenschaft des Xgen

Die Fortschreibung der Erlösobergrenze mit VPI und Xgen hat den Zweck, exogen veranlasste Betriebskostensteigerungen innerhalb der Regulierungsperiode auf Basis einer Prognose abzubilden. Dabei muss der prognostizierte Xgen-Wert möglichst nahe an der später realisierten Größe liegen. Eine exakte Übereinstimmung ist im Normalfall nicht zu erwarten, eine Überschätzung des Xgen führt dabei immer dazu, dass Netzbetreibern Liquidität und Ergebnisbeitrag, gerade in der aktuellen und finanziell anspruchsvollen Transformationsaufgabe, ungerechtfertigterweise entzogen wird. **Prognosefehler** der Vergangenheit sollten daher im Sinne einer Lessons Learned zu einer Anpassung der Ermittlungsmethode führen, um zukünftige Überschätzungen des Xgen unbedingt zu vermeiden. Dies entspräche auch grundlegenden wissenschaftlichen Standards bei der Prognoseerstellung. Bei der Erstellung einer Prognose zum Xgen ist zudem abzuwägen, ob die Abweichungen zur Gesamtwirtschaft so bedeutend sein dürfte und valide vorhergesagt werden kann, dass dieser Nachteil überwogen wird.

Eine **empirische Überprüfung der Xgen-Prognosen** auf systematische Abweichungen (Verzerrung) oder übermäßige unsystematische Abweichungen (Streuung) zu den tatsächlich realisierten Werten ist daher als wissenschaftliches Standardkonzept zur Modellvalidierung durchzuführen und stellt somit einen integralen und unverzichtbaren Teil des Prognoseprozesses dar. Im Rahmen einer Evaluierung der Prognosegüte besteht die zentrale Fragestellung darin, wie gut die zugrunde liegende Prognosemethode in der Vergangenheit abgeschnitten hat oder hätte. Dies ist durch den Vergleich von historischen bzw. hypothetischen Prognosewerten mit zwischenzeitlich realisierten Größen möglich, also der Ermittlung eines Prognosefehlers. Die Ermittlung des Prognosefehlers und etwaige Anpassungen der Prognosemethode sind in der Wissenschaft ebenso wie in der professionellen Praxis (z.B. bei Prognosen zur Inflation, Wirtschaftswachstum, Produktivität und dergleichen durch die Bundesbank oder Forschungsinstitute) absoluter Standard.

Die **Ex-post Evaluierung der bisherigen Xgen-Prognosen** der BNetzA zum Xgen zeigen deutlich, dass die Schätzungen für den Xgen mit einem großem Prognosefehler einhergegangen sind.

Seit der ersten Ermittlung eines Xgen im Referenzbericht Anreizregulierung ist zu beobachten, dass die mit unterschiedlichen Methoden ermittelten Xgen-Werte immer wieder deutlich oberhalb derjenigen lagen, die sich dann im Nachhinein realisiert haben. Dies gilt sowohl für die Ermittlungen, die dann in durch die BNetzA festgelegten Xgen-Werten mündeten (3. und 4. Regulierungsperiode), wie auch für Ermittlungen die letztlich nicht angewendet wurden (1. und 2. Regulierungsperiode). Diese **Tendenz über vier Regulierungsperioden und über verschiedenste Methoden hinweg, den Xgen zu überschätzen**, führt die Notwendigkeit einer den wissenschaftlichen Standards genügenden Evaluierung der Prognosegüte von Verfahren zur Xgen-Prognose deutlich vor Augen. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass die Branche jeweils bereits zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung auf gravierende Fehleinschätzungen und unplausible Modellansätze hingewiesen hat.

Xgen Strom	Prognose BNetzA	Tatsächlicher Wert gemäß <u>Malmquist-Berechnung</u> BNetzA RP4	Unterschreitung Prognose- zu Lasten Netzbetreiber	Tatsächlicher Wert gemäß <u>Törnquist-Berechnung</u> BNetzA RP4
RP 1	2,54%*	0,90%	-64%	0,70% (2009-2013)
RP 2	2,54%*	1,62%	-36%	-1,46% (2014-2018)
RP 3	1,35% (nach Sicherheitsabschlag 0,9%)	0,06%	-94%	-2,6% (2019-2022)**
RP 4	0,86% (kein Sicherheitsabschlag)	(noch nicht messbar)	(noch nicht messbar)	(noch nicht messbar)

* Prognose der BNetzA aus dem 2. Referenzbericht Anreizregulierung (Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung) vom 26. Januar 2006.

** Für RP3 werden die Werte bis 2022 verwendet, da die Werte für den vollständigen Zeitrahmen 2019-2023 noch nicht vorliegen.

Rückblickend waren nicht nur die von der BNetzA für die 1. bis 3. Regulierungsperiode ermittelten Prognosewerte, sondern auch die noch verordnungsrechtlich festgelegten Werte für den Xgen deutlich zu hoch. Vor diesem Hintergrund muss klar abgewogen werden, ob die Korrektur der allgemeinen Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung aufgrund der massiven

Prognosefehler der Vergangenheit vorzugswürdig erscheint und nachvollziehbar ein valider Unterschied der Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung zwischen Netz- und Gesamtwirtschaft ermittelt werden kann.

Nach Auffassung des BDEW sollten deswegen neben der klaren Zielbestimmung für den Xgen als Prognose der Differenz zukünftiger VPI- und Betriebskostensteigerungen auch **Kriterien und Maßstäbe für die Erstellung einer sachgerechten Prognose** in die RAMEN-Tenorierung aufgenommen werden.

Hierzu gehören:

- › Die Verwendung einer möglichst verzerrungsfreien und soweit möglich streuungsarmen **Prognosemethode** für die Prognose des Xgen entsprechend der wissenschaftlichen Standards.
- › Die **Sicherstellung der Repräsentativität** der für die Prognoseerstellung verwendeten Eingangsgrößen und des zugrunde liegenden Berechnungszeitraums für den Anwendungszeitraum des Xgen.
- › Die **Verwendung des Prognosefehlers** als Kriterium für die Beurteilung von systematischen Abweichungen (Verzerrungen) und unsystematischen Abweichungen (Streuung) der verwendeten Prognosemethode.

Inkonsistenzen mit beabsichtigter Gutachterausschreibung

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

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

So soll der Xgen laut Tenorziffer 6.1 die Einstandspreisentwicklung und die Produktivitätsentwicklung der Netzwirtschaft adressieren. Dieser Wortlaut schließt zum einen den von der BNetzA selbst eingebrachten Vorschlag eines OPEX-Inflators aus, da dieser nur die

Inputpreisentwicklung abbildet. Ebenso werden durch den Wortlaut der Tenorziffer 6.1 die Branchenvorschläge von EON und Netze BW bereits im Vorfeld der gutachterlichen Bewertung ausgeschlossen, denn die Tenorziffer 6.1 verlangt explizit eine Korrektur des VPI um die Besonderheiten der Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung in der Netzwirtschaft. Hierdurch wird von vorneherein konstatiert, dass es hinsichtlich Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung tatsächlich eine abweichende und sicher prognostizierbare netzwirtschaftliche Entwicklung gibt. Der Vorschlag, die Erlösobergrenzenanpassung für Betriebskosten allein auf Basis des VPI vorzunehmen, wird dadurch von vorneherein verhindert. Weiterhin wird durch den Wortlaut eindeutig klargestellt, dass nur Produktivitäts- und Inputpreis induzierte Betriebskostenänderungen in den Xgen einfließen sollen. Dadurch wird auch dem Netze BW Vorschlag, der vorsieht, die Kostenwirkungen einer Veränderung der Versorgungsaufgabe in den Xgen einzubeziehen, schon a priori eine Absage erteilt.

Darüber hinaus wird auch die gutachterliche Prüfung des Zweijahresverzugs und die Notwendigkeit einer diesbezüglichen Anpassung der Regulierungsformel durch den Sachstand bereits vorweggenommen, wie sich sowohl aus Tenorziffer 4.3 (Regulierungsformel) als auch Tenorziffer 6.1 ergibt.

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

Verwendung mehrerer Ermittlungsmethoden

Der Xgen hat erhebliche Auswirkungen auf die wirtschaftliche Lage und damit die Handlungsfähigkeit der Netzbetreiber. Dies stellt hohe Anforderungen an die Ermittlung und Ableitung des Xgen. Im Verfahren zur Methodenfestlegung Xgen scheint die BNetzA aktuell dazu zu tendieren, den Xgen zukünftig ausschließlich mit der Malmquist-Methode ermitteln und auf den Törnqvist-Index aufgrund des mit diesem verbundenen Aufwand verzichten zu wollen.

Aufwand und Nutzen müssen bei der Ermittlung des Xgen in einem angemessenen Verhältnis stehen. Auch für die Netzbetreiber ist der Aufwand zur Umsetzung der Törnqvist-Methode hoch, die Erlöswirkung und die Nachteile einer fehlerhaften Prognose jedoch erheblich. Es muss deshalb ausführlich erörtert werden, welche Auswirkungen der Xgen selbst und der Verzicht auf eine von zwei Methoden auf die Aussagekraft und Belastbarkeit der Ergebnisse hat. Eine **Methodenpluralität** ist für die Plausibilisierung und Absicherung der Ergebnisse weiterhin notwendig und entspricht guter wissenschaftliche Praxis bei empirischen Analysen.

Die parallele Ermittlung über Törnqvist muss deshalb beibehalten werden.

Neben einer SFA mit Zeittrend sollten im Rahmen des Malmquistindex auch **weitere statistische Methoden**, mit geringeren theoretischen Anforderungen und höherer methodischer

Transparenz als der SFA, beispielsweise eine Kleinste-Quadrate-Schätzung mit Zeittrend entsprechend dem Vorgehen in Österreich, berücksichtigt werden.

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

Grundsätzliche Anmerkungen zu KA_{nEu}

Der BDEW unterstützt insbesondere im Kontext von Bürokratieabbau grundsätzlich das von der BNetzA angestrebte Ziel, **Vereinfachungen** im Bereich der bislang nach § 11 Abs. 2 ARegV vorgegebenen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen umzusetzen.

Die von der BNetzA definierten **Kriterien** zur künftigen Klassifizierung der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen sollen (ehemals „dnbK“, künftig KA_{nEu}) - **Exogenität, fehlende Gleichartigkeit und Volatilität** - sind ebenfalls grundsätzlich nachvollziehbar.

Allerdings sind aus Sicht des BDEW darüber hinaus bei der Kategorisierung von Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, **weitere Kriterien bei Kostenänderungen**, z.B. aus gesetzlichen und behördlichen Vorgaben, Verzögerungen durch behördliche, öffentliche, ökologische, zivilrechtliche und marktliche Engpässe zu berücksichtigen, ohne dabei den bürokratischen Aufwand durch komplexe Detailregelungen zu erhöhen.

Die BNetzA ordnet die Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen, die Kosten für vermiedene Netzentgelte, die Kosten der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen sowie die Kosten aus Entgelten zur Ausstattung von Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen in der tatsächlichen Höhe als KA_{nEu} ein.

Die Behandlung dieser Positionen als Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, ist nachvollziehbar und entspricht der Sichtweise des BDEW.

Mit Ausnahme der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen, ist den vorgenannten Positionen gemein, dass diese grundsätzlich ohne Zeitverzug zunächst als Plankosten Berücksichtigung in der Erlösobergrenze finden. Um dem Grundziel der Vereinfachung Rechnung zu tragen, empfiehlt der BDEW, sich auch bei den betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen vom zweijährigen Zeitverzug (t-2) zu lösen und zukünftig sämtliche KA_{nEu} zeitgleich (t_0) in der Erlösobergrenze anzuerkennen. So führt die BNetzA in ihrem Eckpunktepapier zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber aus März 2025 unter 2.1 f. zum von ihr beabsichtigten „Jährlichkeitsprinzip“ aus, dass ein Abstellen auf Plankosten mit anschließendem Plan-Ist-Abgleich dort zu einer Vereinfachung der Regulierung führe. **Eine Übertragung dieses Grundgedankens auf die Regulierung von Verteilernetzbetreibern und Ferngasnetzbetreibern ist aus Sicht des BDEW im Hinblick auf sämtliche KA_{nEu} sachgerecht.**

Alle weiteren bislang nach § 11 Abs. 2 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile berücksichtigungsfähigen Positionen sollen gemäß BNetzA ab der fünften Regulierungsperiode künftig nicht mehr wie bislang als „dnbK“, sondern als operative Kosten (OPEX) behandelt werden, die dem Effizienzvergleich unterliegen und künftig während der Regulierungsperiode nicht mehr in der Erlösobergrenze angepasst werden können.

Der BDEW bewertet – wie in bisherigen Stellungnahmen ausgeführt - diese von der BNetzA sehr weitgehende Streichung des bisherigen „dnbK“-Kataloges unterschiedlich und teils kritisch.

So ist grundsätzlich die Streichung der Betriebssteuern als „dnbK“ nachvollziehbar, wengleich die Betroffenheit bei Netzbetreibern unterschiedlich ausfällt. Der Wegfall von Kosten für Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a ARegV (da künftig als separates Element in der EOG-Formel vorgesehen) und die redaktionellen Bereinigungen des bisherigen Kataloges von § 11 Abs. 2 ARegV (z.B. Wegfall der Kosten für Investitionsmaßnahmen, da nicht mehr relevant), ist nachvollziehbar, da diese auf das Ziel der Vereinfachung des Regulierungsrahmens einzahlen.

Demgegenüber hält der BDEW an der Forderung fest, die von der BNetzA geplante Abschaffung der weiteren **Personalzusatzkosten** als „dnbK“ bzw. „KA_{nEu}“ zurückzunehmen. Dies betrifft folgende Positionen:

- › Kosten der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen
- › Kosten der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit
- › Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen

Diese Positionen entsprechen den Kriterien zur Klassifizierung als (KA_{nEu}). Die Kriterien Exogenität, fehlende Gleichartigkeit und Volatilität sind gegeben:

Kosten der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen

- › **Exogenität:** Vereinbarungen werden tarifvertraglich oder betrieblich mit den Arbeitnehmervertretern bzw. den Gewerkschaften im Rahmen der Tarifautonomie geschlossen. Einzelnen Unternehmen ist es im harten Personalwettbewerb nicht möglich, einseitig Zusatzleistungen zu reduzieren, ohne bei sich (signifikante) negative Einbußen bei der Personalquantität und -qualität zu riskieren.
- › **Volatilität:** Das Basisjahr ist nicht repräsentativ aufgrund des auch künftig weiter zu erwartenden Anstiegs der Versorgungsaufgabe und dem Personalbedarf im Umfeld eines hochdynamischen Arbeitsmarktes.

- › **Fehlende Gleichartigkeit:** Netzbetreiber sind beispielsweise unterschiedlich stark von Investitions- und Personalbedarf betroffen.

Kosten der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit

- › **Exogenität:** Gesetzliche Vorgabe und Kostenänderungen sind durch Netzbetreiber nicht beeinflussbar (entspricht dem Kriterium Exogenität).
- › **Volatilität und fehlende Gleichartigkeit:** Anzahl der Betriebsratsmitglieder variiert nach Anzahl der Belegschaft gemäß Betriebsverfassungsgesetz.

Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen

- › **Exogenität:** Anforderungen zur Umsetzung der Energiewende und regelmäßig neue regulatorische und gesetzliche Vorgaben bedingen steigende und sich verändernde Ausbildungs- und Weiterbildungskosten; einzelnen Netzbetreibern ist es im hochkompetitiven Wettbewerb um Fachkräfte nicht möglich, Kosten der Aus- und Weiterbildung einseitig zu senken, ohne die Versorgungsaufgabe zu gefährden.
- › **Volatilität:** Die Kosten des Basisjahres sind nicht repräsentativ da die Versorgungsaufgabe und der zugehörige Personalbedarf künftig weiter steigen werden. In der Erwägung 10.7.3 auf Seite 124 wird argumentiert, dass Kosten der Aus- und Weiterbildung nicht als $KA_{nEU,t}$ klassifiziert werden, da sie eine hohe Konstanz aufweisen. Dies entspricht jedoch nicht der Realität. Die BNetzA hat am 08.10.2024 auf Seite 11 ihres Foliensatzes „Das zukünftige Regime der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile“ einen Kostenanstieg für Aus- und Weiterbildung sowie Betriebskindertagesstätten von 2016 bis 2023 in Höhe von ca. 45 % ermittelt.
- › **Fehlende Gleichartigkeit:** Hier variieren zum Beispiel Eigen- und Fremdpersonaleinsatz sowie weitere Personalspezifika zwischen Netzbetreibern. Eine angemessene Analyse, was in diesem Kontext unter Gleichartigkeit bei Aus- und Weiterbildungskosten zu verstehen wäre, führt die vorliegende Tenorierung nicht aus.

Netzbetreiber stehen aufgrund des **steigenden Personalbedarfs** und der **demografischen Herausforderungen** auch in kommenden Jahren im massiven Wettbewerb bei der Rekrutierung, Weiterbildung und Bindung von Personal. Aus- und Weiterbildung sowie eine konkurrenzfähige Vergütung sind dabei grundlegende Wettbewerbsfaktoren. Eine Streichung der Personalsatzkosten als „dnbK“ und die geplante Erhöhung des Effizienzdrucks auf diese Personalsatzkosten käme daher zur absoluten Unzeit. Auch wäre es nicht vermittelbar, die Kosten für

die gesetzlich bedingte Betriebsratstätigkeit dem Effizienzvergleich und Effizienzdruck aussetzen.

Zuletzt möchte der BDEW darauf hinweisen, dass Kostendruck bei den beschriebenen dnbK Positionen (aufgrund asymmetrischer Informationen am Arbeitsmarkt) negative Auswirkungen auf die Personalqualität und damit die Versorgungsaufgabe haben könnte.

Der BDEW unterstützt daher ausdrücklich die Position der Gewerkschaft verdi, die Personalausatzkosten im gleichen Umfang wie bislang nach § 11 Abs. 2 ARegV auch künftig vom Effizienzvergleich auszunehmen.

Notwendigkeit zur Aufnahme weiterer Kostenpositionen als KA_{nEu}

Wie zuvor bereits ausgeführt besteht aus Sicht des BDEW darüber hinaus die dringende Notwendigkeit, auch weitere im Wesentlichen gesetzlich bedingte Kostenpositionen vom Effizienzvergleich auszunehmen.

In diesem Zusammenhang sind bei Anwendung der Kriterien gemäß Tenorziffer 7. „Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen“ (Seite 8) die folgenden Kostenarten zu berücksichtigen:

Methanschlupf im Gasbereich

Am 04.08.2024 ist die EU-Verordnung über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor in Kraft getreten. Ziel der Verordnung ist es, die vermeidbare Freisetzung von Methan in die Atmosphäre zu stoppen und Methanlecks der Energiewirtschaft zu minimieren.

- › **Exogenität:** Die EU-Methanemissionsverordnung verpflichtet Netzbetreiber, die Methanemissionen regelmäßig zu messen und Defekte schnellstmöglich zu beseitigen sowie das Ablassen von Gasen zu verringern und sieht noch weitere Vorgaben zur Reduzierung von Methanemissionen vor. Hierdurch entstehen den Netzbetreibern gegenüber den zuvor gültigen nationalen Regelungen erhebliche zusätzliche Kosten. Aufgrund der unmittelbaren Geltung der Verordnung besteht auch keine Möglichkeit, die zusätzlichen Kosten aus der Verordnung zu verhindern. Der Kostenanfall stellt für die Netzbetreiber eine exogene Größe dar, da diese unumgänglich sind, um den neuen gesetzlichen Anforderungen Rechnung zu tragen. Im Artikel 3 der Methanemissions-VO ist geregelt, dass Kosten zur Einhaltung der daraus entstehenden Verpflichtungen der Netzbetreiber - soweit diese den Kosten eines effizienten Netzbetreibers entsprechen - zu berücksichtigen sind. Auch im nationalen Regulierungsrahmen findet sich eine Regelung desselben Inhalts: § 21 Abs. 2 Satz 5 EnWG regelt, dass Kosten neuer gesetzlicher oder behördlich angeordneter Aufgaben der Netzbetreiber in den Netzentgelten berücksichtigt werden sollen. Über die OPEX im

Basisjahr ist dies jedoch aus mehreren Gründen nicht hinreichend möglich: Zum einen wird ein eingeschwungener Zustand allerfrühestens 2028 vorliegen, weshalb die Abbildung im Basisjahr 2025 nur einen Teil der zusätzlichen Kosten erfassen kann.

- › **Volatilität:** Auch unterliegt die Ausprägung der Kosten im Zeitverlauf mehreren Faktoren, wodurch sie sich in der Höhe und Häufigkeit ändern können. Methanemissionen in Gasnetzen können durch Leckagen oder Defekten an Leitungen entstehen. Diese Leckagen sind jedoch nicht konstant, sondern hängen von vielen Aspekten ab, wie etwa exogenen Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur, der Witterung beziehungsweise extremen Wetterereignissen oder der Häufigkeit von Wartungs- und Reparaturarbeiten. Auch benötigen Netzbetreiber neue technologische Lösungen zur Überwachung und Minderung von Methanemissionen bzw. zusätzliche Ressourcen über Dienstleister. Der Kostenverlauf unterliegt daher je nach Maßnahme gewissen Schwankungen. So können beispielsweise Kosten für neue Technologien und zusätzliche Dienstleistungen zur Leckage-Erkennung und -Behebung sehr **volatil** ausgeprägt sein, da sie von deren Marktverfügbarkeit abhängen. Aber auch der benötigte Materialaufwand hängt stark von den Ergebnissen der Überprüfungen ab und unterscheidet sich je nach Situation und im Zeitverlauf. Es bedarf somit einer gesonderten Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbarer oder volatiler Kosten. Um einzelne Netzbetreiber nicht ungerechtfertigt zu benachteiligen, muss dabei gewährleistet sein, dass auf die entstehenden Kosten keine Effizienzwerte Anwendung finden.
- › **Fehlende Gleichartigkeit:** Je nach Ausprägung des Einzelfalls, beispielsweise bezüglich notwendigen Materials, der Anzahl betroffener Stationen, aber auch hinsichtlich der Altersstruktur des Netzes, bestehen Unterschiede von Netzbetreiber zu Netzbetreiber in der Kostenstruktur.

Kosten der Netzbetreiber, die aufgrund der EU-Methanemissionsverordnung entstehen, müssen als Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, eingestuft werden.

Kosten für Aufbau/ Betrieb des 450MHz-Netzes

Netzbetreiber sind auf eine sichere und zuverlässige Krisen- und Betriebskommunikation angewiesen. Besonders in Notfallsituationen tragen sie die Verantwortung, den Betrieb der Stromnetze aufrechtzuerhalten oder rasch wiederherzustellen. Dafür sind hochverfügbare, schwarzfallfeste Sprachdienste erforderlich, die auch in ländlichen Regionen eine flächendeckende Versorgung sicherstellen.

Der 450-MHz-Frequenzbereich ist die einzige Lösung, die eine solche verlässliche und krisen-feste Kommunikationsinfrastruktur bietet. Mit einer Schwarzfallfestigkeit von bis zu 72

Stunden gewährleistet er die notwendige Resilienz für kritische Infrastrukturen. Zudem erfüllt das 450-MHz-Netz deutlich höhere IT-Sicherheitsstandards als öffentliche Mobilfunknetze.

Die Kosten für den Aufbau und Betrieb des 450-MHz-Netzes sind im Vergleich zu öffentlichen Telekommunikationsnetzen zwangsläufig höher. Dies liegt an der anspruchsvollen, hochverfügbaren und speziell für Krisensituationen ausgelegten Netzarchitektur. Die Investition in diese robuste Infrastruktur ist jedoch essenziell, um die Versorgungssicherheit auch in Ausnahmesituationen zu gewährleisten.

- › **Exogenität:** Die Anforderungen und damit einhergehend die Kosten einer schwarzfallfesten Kommunikation sind exogen bedingt. Basierend auf der Verordnung (EU) 2017/2196 definiert der Maßnahmenkatalog der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber Maßnahmen zum Netzwiederaufbau, unter anderem hinsichtlich einer mindestens 72h schwarzfallfesten Kommunikation. Dies entspricht auch den Empfehlungen des Bundesamts für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe. Schließlich wird auch gesetzlich eine unterbrechungsfreie, schwarzfallfeste und dedizierte Datenkommunikation gefordert. Der 450 MHz-Frequenzbereich bietet ein hochverlässliches und krisenfestes Kommunikationssystem, sowie eine Schwarzfallfestigkeit von bis zu 72 Stunden für kritische Infrastrukturen. Dazu unterliegt das 450 MHz Netz im Vergleich zum öffentlichen Mobilfunk wesentlich höheren IT-Sicherheitsstandards. Die BNetzA hat diese Frequenznutzungsrechte im Jahr 2021 an die 450connect GmbH vergeben und damit die Grundlage für ein autarkes und schwarzfallfestes Funknetz mit der höchsten Ausfallsicherheit für die Energiewirtschaft gelegt. Mit dem Aufbau des 450 MHz-Funknetzes wird dem Willen der BNetzA Rechnung getragen. Damit ist das Kriterium der **Exogenität** erfüllt.
- › **Volatilität:** Der Aufbau, die Umsetzung und Anwendung des 450 MHz-Funknetzes erfolgt bereits innerhalb der 4. Regulierungsperiode. Im Basisjahr 2021 waren noch keine Kosten für das 450 MHz-Funknetz angefallen und konnten damit nicht in den Kostantrag einfließen. Gemäß § 45 MsbG müssen bis zum Jahr 2032 95% der auszustattenden Messstellen mit iMSys ausgestattet werden, so dass auch erst im Jahr 2032 der Hochlauf der Kosten für den 450 MHz abgeschlossen ist. Bis zum Abschluss der Hochlaufphase unterliegen die Kosten entsprechenden Schwankung und erfüllen somit das Kriterium der **Volatilität**.
- › **Fehlende Gleichartigkeit:** Der Ausbau des 450-MHz-Netzes wird von den Netzbetreibern individuell geplant, sodass sich die Kosten im Basisjahr und in den Folgejahren je nach Netzbetreiber erheblich unterscheiden. Diese Unterschiede spiegeln die spezifischen Anforderungen und Ausbaugeschwindigkeiten der einzelnen Netzbetreiber wider. Netzbetreiber, die bereits ein krisenfestes Kommunikationssystem implementieren, sollten nicht benachteiligt werden.

- › Dadurch entsteht eine erhebliche regulatorische Kostenunterdeckung sowohl für die 4. als auch für die 5. Regulierungsperiode, die durch eine Festlegung der BNetzA durch die übergangsweise Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten bzw. „Kostenanteil, der nicht dem Effizienzvergleich unterliegt“ gedeckt werden sollte.

Kosten für Redispatch

Hinsichtlich der Berücksichtigung von Redispatch im Effizienzvergleich wurden die Argumente zwischen BNetzA, BMWK und der Branche bereits umfangreich ausgetauscht. Im Ergebnis hat der Ordnungsgeber **in der ARegV-Novelle 2021 eine Übergangsregelung gefunden, wonach Redispatch-Kosten frühestens ab der fünften Regulierungsperiode unter angemessener Berücksichtigung des zeitlichen Versatzes zwischen der Errichtung von EE-Anlagen und dem notwendigen Netzausbau in den Effizienzvergleich Eingang finden können.**

Der dort beschriebene Sachverhalt (Zeitversatz Errichtung EE-Anlagen und Netzausbau) ist weiterhin gegeben:

„(...) Die Bundesnetzagentur kann Festlegungen zur angemessenen Berücksichtigung eines zeitlichen Versatzes zwischen der Errichtung von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie dem entsprechenden und notwendigen Ausbau der Verteilernetze im Effizienzvergleich treffen, soweit ein solcher zeitlicher Versatz Kosten nach § 11 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 hervorruft und auf Gründen außerhalb der Einflussosphäre von Verteilernetzbetreibern beruht.“ (§ 32 Abs. 2 S. 2 ARegV).

Diese Voraussetzung macht schließlich auch die Regelung des § 34 Abs. 8 ARegV zur Bedingung für eine Einbeziehung von Redispatch-Kosten in den *Effizienzvergleich* „erst dann und frühestens ab 2026 (...) wenn die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 32 Absatz 2 Satz 2 ARegV getroffen hat“.

Eine Konsultation und inhaltlich tiefe Befassung mit der Frage der angemessenen Berücksichtigung war somit vom Ordnungsgeber bereits frühzeitig angelegt worden und daher nicht als optional, sondern als Grundbedingung für eine Entscheidung in dieser Sache vorausgesetzt worden. Aufgrund der vorangehend dargestellten Diskussionspunkte sowie der starken wirtschaftlichen Betroffenheit einzelner Netzbetreiber ist bei Veränderung der aktuellen Einordnung der Redispatch-Kosten gegenüber dem Status Quo eine angemessene Anhörung in Form einer **eigenen Konsultation** zu gewährleisten. Unter Berücksichtigung der energiepolitischen EE-Ausbauziele und dem damit einhergehenden Transformationsprozess der originären Verteilernetzfunktion, der regional stark unterschiedlich ausfällt, muss die BNetzA prüfen und mit der Branche diskutieren, ob bzw. wie die Kosten aus Redispatch in den Effizienzbenchmark

einbezogen werden dürfen. Der Prüfauftrag muss auch umfassen, inwieweit der Einbezug oder Nichteinbezug von Redispatchkosten zu Verzerrungen im Benchmark führt.

8 Volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8)

Behandlung von Zinsen in volatilen Kosten

Die Festlegungen Strom/GasNEF sehen in Tenor 10 die Einführung einer gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenrate (WACC-Rate) vor. Insofern ist zu erwarten, dass es zu einem pauschalen WACC-Ansatz für alle Verteilernetzbetreiber kommen wird. Nach unserem Verständnis hat ein netzbetreibereinheitlicher WACC Fremdkapitalzinsaufwendungen vollständig abzudecken. Dies ist einem WACC-Ansatz immanent und international übliche Regulierungspraxis. Auch deckt ein WACC Fremdkapitalzinsaufwendungen für zinstragende Rückstellungen grundsätzlich ab.

Hier stellt sich nun die Verständnisfrage zu Erwägung 11 der BNetzA zu Tenor 8 der Festlegung RAMEN, inwieweit Kostenanteile (gemeint sind vermutlich Fremdkapitalkosten) im Zusammenhang mit der Bildung von Rückstellungen ausnahmsweise als volatile Kosten reguliert werden sollen. Hier bitten wir Sie um weitere Konkretisierungen bzw. um Erläuterungen, wie die Ausführungen in Erwägung 11 vor dem Hintergrund der Einführung eines WACC-Ansatzes zu verstehen sind.

Volatile Kostenanteile Strom

Kosten für die Beschaffung von Blindleistung

Die Beschlusskammer 6 (BK6) hat am 25. Juni 2024 unter dem Az. BK6-23-072 den Beschluss zum Festlegungsverfahren zur marktgestützten Beschaffung von Blindleistung veröffentlicht. Der BDEW spricht sich für eine Anerkennung dieser Kostenart als volatile Kosten aus:

- › **Volatilität:** Zum einen wird der Blindleistungsbedarf eines Netzbetreibers maßgeblich durch die Einspeiser- und Kundenstruktur (inkl. nachgelagerte Netzbetreiber) sowie deren jeweiliges Entnahme- und Einspeiseverhalten beeinflusst. Die Preise für die Blindleistungsvorhaltung und die Blindarbeit werden bei marktgestützten Beschaffungsverfahren durch die Anbieter am Markt bestimmt.

Zum anderen sind die Kosten aus der marktgestützten Beschaffung von Blindleistung für einen sicheren Netzbetrieb und ein stabiles Spannungsniveau darüber hinaus in erheblichem Umfang volatil. Dies liegt insbesondere an deutlichen Schwankungen bei Einspeise- und Entnahmemengen, dem Zubau von Anlagen und dem regionalen Charakter von

Blindleistung. Hieraus leiten sich regional und jährlich unterschiedliche Bedarfe ab, die bei der marktgestützten Beschaffung zu volatilen Preisen führen. Dieser Effekt wird darüber hinaus durch Schwankungen am Energiemarkt verstärkt.

- › **Fehlende Gleichartigkeit:** Des Weiteren ist die Festlegung der BK6 einzig von Netzbetreiber mit einer Hochspannungsebene anzuwenden. Da diese je nach Einspeise- und Kundenstruktur und deren Entwicklung höchst unterschiedlich betroffen sind, führt dies aufgrund der fehlenden Gleichartigkeit zu Verzerrungen im Effizienzvergleich.

Kosten für Verlustenergie

Die Tenorziffer 8.3 (Elektrizitätsverteiler-netzbetreiber) sieht für die Einordnung der Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile lediglich eine Kann-Bestimmung vor. Der BDEW würde die Einstufung der Kosten für Verlustenergie als volatile Kostenanteile bereits in der RAMEN-Festlegung begrüßen. Die BNetzA stellt in den Erläuterungen zur Tenorierung selbst richtigerweise fest, dass Verlustenergiekosten volatil sind. Allerdings greift die alleinige Abstellung der Volatilität auf die Preiskomponente zu kurz. Wie bereits in der Vergangenheit beobachtet, hat die Anerkennungspraxis von Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie in der Vergangenheit zu Kontroversen zwischen Regulierungsbehörden und Netzbetreibern geführt. Netzbetreiber mussten teils hohe **Netzverluste** ausweisen.

Die Entwicklung der Netzverlustmengen ist von unterschiedlichen Anforderungen bzw. Entwicklungen, die sich aus der Umsetzung der politischen Ziele der Energiewende ergeben, dominiert. Es besteht daher weiterhin erheblicher Anpassungsbedarf bei der Berücksichtigung von Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie hinsichtlich der Preis- **und Mengenkompone-nente**. Höhere Verlustenergiemengen entstehen aufgrund technischer, geografischer oder demografischer Rahmenbedingungen:

- › Die fortschreitende Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors aber auch der Prozessenergie für industrielle Prozesse wird die über die Verteilernetze zu transportierende Energiemenge deutlich erhöhen.
- › Ist beispielsweise die EEG-Erzeugung verglichen zum Letztverbrauch sehr hoch, kann dies mit höheren Rückspeisungen einhergehen, die Netzverluste verursachen.
- › Auch induzieren einspeisende Biogas- und KWK-Anlagen durch eine stetig hohe Einspeiseleistung mehr Verluste.
- › Ferner weisen Netze mit niedrigerer Nennspannung höhere Verluste als Netze mit höherer Nennspannung auf.

- › Aber auch in geographischer Hinsicht entstehen beispielsweise in ländlichen Gebieten mehr Verluste, da Verbraucher über längere Leitungswege versorgt werden müssen.

Diese Aspekte stehen wenig im Einflussbereich des Netzbetreibers. Diese Aspekte müssen bei der Anerkennung von Verlustenergiemengen und damit auch deren Beschaffungskosten im neuen Regulierungsrahmen Berücksichtigung finden, da die Höhe der Verluste und die Höhe der Kosten tatsächlich kaum beeinflussbar sind und eine gesamthafte jährlichen Anpassung (Preis- und Mengenkompone) erfordern.

Der BDEW befürwortet eine Ergänzung der Regelung zur Anpassung der Preiskompone um eine durchleitungsabhängige Mengenkompone auf der Grundlage netzbetreiberindividuell anerkannter Verlustquoten.

Volatile Kostenanteile Gas: Treibenergie und Vorwärmkosten

Die seitens der BNetzA vorgeschlagene EOG-Formel würde dazu führen, dass die Kosten für Treibenergie und die Vorwärmkosten dem Abbaupfad für Ineffizienzen unterliegen. Dies ist nicht sachgerecht, da es sich hierbei nicht um ineffiziente Kosten handelt. Es muss daher sichergestellt werden, dass diese Kosten (im Übrigen genauso wie die Mehrkosten zur Umsetzung der EU-Methanemissions-VO) nicht dem Abbaupfad für Ineffizienzen unterliegen. Dies kann entweder durch Zuordnung zu dem Kostenanteil, der nicht dem Effizienzvergleich unterliegt, erfolgen oder aber durch eine Änderung der EOG-Formel dergestalt, dass die individuelle Effizienzvorgabe nicht nur einseitig berücksichtigt wird, sondern auch VK_0 im Korrekturterm mit ihr multipliziert wird (s. Ausführungen dazu in Abschnitt 3).

Volatile Kostenanteile Gas: Kosten aus Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die Erwägung der BNetzA, die Rückstellungen für die Stilllegung von Teilen des Gasnetzes im Rahmen einer weiteren Methodenfestlegung in der Erlösobergrenze abzubilden. Wichtig ist, dass der Umfang der zu berücksichtigenden Stilllegungskosten hierbei die Rückstellungsbildung für Stilllegungen und gesetzlich oder einzelvertraglich bindenden Rückbau genauso wie laufende operative Kosten, die hier ohne vorherige Rückstellungsbildung anfallen, umfasst. Daher sind in diesem Kontext zum einen die Rückstellungen für Stilllegungen als auch ergänzend die jährlich anfallenden Ist-Aufwendungen für die Stilllegungen zu berücksichtigen. Gegebenenfalls vereinnahmte Erlöse von Netznutzern aus Stilllegungen sind kostenmindernd zu berücksichtigen. Die nach dem Versorgungsende anfallenden Kosten für Gasnetzbetreiber, etwa durch unvermeidbare Rückbauten, sollten je nach Umfang frühzeitig erlösseitig berücksichtigt werden. **Grundsätzlich erachten wir die erörterte**

Einordnung als volatiler Kostenanteil jedoch als unpassend und sprechen uns aus den folgenden Gründen für eine Einordnung als KA_{nEu} aus.

- **Exogenität:** Die BNetzA begründet ihre Einordnung der Rückstellungen für Stilllegungen unter anderem damit, dass der Kostenanteil nicht exogen sei. Dieser Annahme stimmen wir nicht zu. So erfolgt die Transformation der Gasnetze vor dem Hintergrund der Klimaziele des Bundes und der zum Teil von diesen abweichenden Klimazielen der Länder, die ein Erreichen der Klimaneutralität im Bund bis 2045 und bspw. in Baden-Württemberg bis 2040 vorsehen. Zudem liegen in zahlreichen Kommunen bereits kommunale Wärmepläne vor, welche die lokalen Netzbetreiber umsetzen sollen. Die Entscheidung, die Gasnetze entweder stillzulegen oder auf die Nutzung von Wasserstoff umzustellen, basiert also auf gesetzgeberischen Vorgaben sowie kommunalen Zielsetzungen. Zudem hatten die Netzbetreiber aufgrund der Vorgaben des EnWG, die sie zu einem bedarfsgerechten Netzausbau und dem Anschluss interessierter Petenten verpflichtet, kaum Einfluss auf die Größe und somit die Höhe der notwendigen Rückstellungen für die Stilllegungen der Teile der heute bestehenden Gasnetze, die nicht auf Wasserstoff umgerüstet werden sollen. Der Kostenanfall ist also klar zu einem entscheidenden Anteil dem Einfluss des Netzbetreibers entzogen und hätte aufgrund bestehender gesetzlicher Verpflichtungen auch nicht verhindert werden können.
- Weiterhin argumentiert die BNetzA, dass ein erheblicher Einfluss auf die **Mengenkomponente** vorliege und „erhebliche Einflüsse auf die Art und Weise, zeitliche Verteilung und die Kosten im Zusammenhang mit der Stilllegung von Anschlüssen oder Netzteilen“ bestünden. Wie bereits dargelegt, wird das zeitliche Korsett, in welchem Stilllegungen und Umstellungen der Gasnetze erfolgen, maßgeblich durch gesetzgeberische Vorgaben und die kommunale Wärmeplanung vorstrukturiert. Auch ist nicht ersichtlich, inwiefern den Netzbetreibern ein erheblicher Einfluss auf die Kosten zukommt. Diese werden maßgeblich durch die Länge des stillzulegenden Teilnetzes, die jeweilige Netztopographie und weitere externe Faktoren bestimmt, auf die der Netzbetreiber nur sehr bedingt Einfluss hat. Ein erheblicher Einfluss auf die Mengenkomponente ist daher nicht gegeben.
- Der derzeitige Rechtsrahmen sieht für Netzbetreiber **keine Entscheidungshoheit** darüber vor, wann Anschlüsse oder Netzteile stillgelegt werden können. Stilllegungsentscheidungen sind derzeit allein eine Folge **individueller Kundenentscheidungen**. So ist es unwahrscheinlich, dass beispielsweise in einem Straßenzug, an dem heute 50 Gaskund*innen angeschlossen sind und der im Jahr 2040 final stillgelegt werden soll, alle Kunden ihre Gasversorgung auf einmal umstellen. Dies führt dazu, dass aus

Sicherheitsgründen hier seitens der Gasnetzbetreiber bereits Stilllegungen einzelner Netzanschlüsse mit einzelnen Aufgrabungen zur Gasentnahme vor der finalen Stilllegung des Netzteils (insbesondere der Versorgungsleitung) im Jahr 2040 erfolgen müssen. Solange es keine Möglichkeit für Netzbetreiber gibt, Netzkunden innerhalb einer angemessenen kurzen Frist zu kündigen, wirkt sich dieser Umstand als exogener Faktor auf die operative Umsetzung der Stilllegungen und den damit verbundenen, erhöhten Kosten aus.

- Auch der Einfluss der Netzbetreiber auf den **zeitlichen Verlauf**, in welchem die Rückstellungen anfallen, ist geringer als von der BNetzA konstatiert. Denn nicht nur definieren die gesetzlichen Vorgaben zur Erreichung der Klimaneutralität den Zeitrahmen, in dem Netzbetreiber handeln können und müssen, auch die kommunalen Wärmepläne haben immensen Einfluss. Letztere sind zwar ihrem Wesen nach nicht verbindlich, dennoch sieht die Gasbinnenmarkt-Richtlinie vor, dass die Inhalte der Wärmepläne in den Stilllegungsplänen der Netzbetreiber zu berücksichtigen sind. Hinzu kommen weitere Vorgaben, die der Gesetzgeber im Rahmen der Übernahme der EU-Gasbinnenmarkt-Richtlinie in nationales Recht ausgestalten muss, etwa hinsichtlich der Länge der Vorankündigungsfristen für Stilllegungen.
- **Fehlende Gleichartigkeit:** Nach Tenorziffer 7.3 liegt die Gleichartigkeit eines Kostenanteils in der Regel vor, „wenn der Kostenanteil in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise bei einer Vielzahl von Netzbetreibern gegeben ist. Die Gleichartigkeit eines Kostenanteils indiziert, dass eine Einbeziehung der Kosten in den Effizienzvergleich nach Tenorziffer 10 möglich ist.“ Die Berücksichtigung von Stilllegungsrückstellungen im Effizienzvergleich würde insbesondere jene Netzbetreiber benachteiligen, die einerseits durch die kommunale Wärmeplanung verpflichtet sind, schneller Teile ihres Netzes stillzulegen, und andererseits mit höheren Baukosten aufgrund regionaler Wettbewerbssituationen konfrontiert sind. Folglich sind Rückstellungen für Stilllegungen von Gasnetzen aus dem Effizienzvergleich herauszunehmen, da die unterschiedlichen Geschwindigkeiten bei Netzbetreibern gegen eine Gleichartigkeit sprechen.

Zudem werden die Netzbetreiber aufgrund der bereits beschriebenen Heterogenität des Zieldatums zur Erreichung der Klimaneutralität zwischen den Ländern und den Inhalten der kommunalen Wärmeplanung zu sehr unterschiedlichen Zeitpunkten die Zuführung zu Rückstellungen für Stilllegungen vornehmen. So kann es im Effizienzvergleich zu erheblichen Verzerrungen kommen, da es zu äußerst unterschiedlichen Kosten-Abbildungen bei den Netzbetreibern kommen kann. Das Risiko einer Verzerrung kann aufgrund unterschiedlicher Transformationspfade und -geschwindigkeiten sowie unterschiedlicher Anteile des stillzulegenden Teils am

Gesamtnetz nicht verhindert werden. In einem Basisjahr gebildete Rückstellungen würden somit im Effizienzvergleich als Ineffizienz gewertet. Somit ist auch mit Blick auf potenzielle **Verzerrungen des Effizienzvergleichs** eine Einstufung der Kosten für die Stilllegung von Gasnetzen als KA_{nEu} geboten. Um die Nachvollziehbarkeit der Stilllegungskosten zu ermöglichen, können sie alternativ über ein jährliches Monitoring im Rahmen der Monitoringabfrage der BNetzA transparent nachverfolgt werden.

Auch ist es falsch, dass die Stilllegungskosten grundsätzlichlicher Teil der Versorgungsaufgabe sind. Die Tätigkeit des Netzbetriebs und die Tätigkeit des Rückbaus sind nicht auf das gleiche Ziel gerichtet. Entsprechend sind die beiden Tätigkeiten und die jeweils damit verbundenen Kosten keine Substitute in der Erreichung eines gemeinsamen Ziels. Die Erfüllung der unterschiedlichen Ziele (bzw. die damit verbundenen Tätigkeiten und Kosten) wirken sich sogar genau gegenteilig auf die Strukturparameter des Effizienzvergleichs (Jahreshöchstlast, Rohrvolu-
men, etc.) aus: Im ersten Fall ist der Kostenaufwand mit einer Erhöhung von diesen Strukturparametern verbunden, im zweiten Fall mit deren Verringerung. Eine Erfassung der Kosten des Netzbetriebs mit denjenigen der Rückstellungen für Netzstilllegungen in einem gemeinsamen Effizienzvergleich ist also schlicht inhaltlich nicht angemessen bzw. sinnvoll.

Neben der grundsätzlichen Einordnung als KA_{nEu} gilt es zu klären, wie mit Aufwendungen für Stilllegungen und verpflichtendem Rückbau umgegangen wird, die bereits heute bei einigen Netzbetreibern anfallen und für die keine Rückstellungen gebildet werden konnten. Solche Fälle können insbesondere in den Bundesländern auftreten, in denen bereits finalisierte Wärmepläne vorliegen auf deren Basis Fernwärmeversorger ihre Wärmenetze ausbauen. Hier kann der Fall eintreten, dass ganze Straßenzüge wechseln und Stilllegungen bereits sehr frühzeitig notwendig werden. In diesen Fällen sind die anfallenden Kosten der Stilllegung exogen durch die Inhalte der kommunalen Wärmeplanung und die Entscheidung der Anschlussnehmer getrieben und sollten daher zeitnah, also noch in der 4. Regulierungsperiode, als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden. Wir stimmen der BNetzA zu, dass Stand heute noch Unklarheiten hinsichtlich der Bildung von Rückstellungen für Stilllegungen bestehen. So ist mindestens zu klären, ob und wann bilanzielle Rückstellungen gebildet werden können oder müssen. Die Rückstellungsbildung nach HGB und der laufende Aufwand im Tätigkeitsabschluss kann hierbei ein guter Aufsatzpunkt für die erlösseitige Betrachtung der Stilllegungskosten sein. Aus unserer Sicht ist es im Hinblick auf die Netzentgeltbildung jedoch wichtig, hier eine sachgerechte Verstetigung vorzunehmen, damit, passend zur Entwicklung der Kundenstruktur, die Netzentgelte sich im Zeitverlauf angemessen entwickeln (vgl. degressive Abschreibungsmöglichkeit bei KANU 2.0) und nicht einzelne hohe Rückstellungsbildungen umgehend in voller Höhe auf die Gasnetzentgelte des Folgejahres durchschlagen oder gar erst am Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer zugeführt werden können.

Zusammenfassend erachtet der BDEW die frühzeitige Einbeziehung von jeglichen Stilllegungs- und Rückbaukosten (Ist-Kosten und Rückstellungen) in die Netzerlöse als sachgerecht, wobei eine Einstufung als volatile Kosten und die daraus folgende Einbeziehung in den Effizienzbenchmark aufgrund der Exogenität und der fehlenden Gleichartigkeit der Kosten aus Branchensicht nicht gegeben ist.

9 Kapitalkostenabzug für VNB-Gas/ Strom und FNB (Tenorziffer 9)

Jährlicher KKA_{Gas}

In Tenorziffer 9 wird ein denkbarer methodischer Wechsel zur Berücksichtigung kalkulatorischer Verluste aus Anlagenabgängen Gas beschrieben. Die Erlösobergrenzen der laufenden Regulierungsperiode berücksichtigen schon jetzt in Teilen Anlagenabgänge, die vor oder im letzten Basisjahr angefallen sind. Im Zuge des beschriebenen Methodenwechsels im Hinblick auf die Berücksichtigung von Anlagenabgängen in der Erlösobergrenze soll zukünftig auf die jeweiligen Abgänge der Jahre der Regulierungsperiode abgestellt werden, also auf die Abgänge ab dem Jahr 2028.

Der Methodenwechsel führt daher in den Erlösobergrenzen zu „unkompensierten“ Anlagenabgänge der Jahre 2021 bis 2027. Daher plädiert der BDEW zum Schließen der „Lücke“ für eine ergänzende Übergangslösung in der fünfte Regulierungsperiode. Dies müsste durch ein ergänzendes Element in der vierte Regulierungsperiode nachgeholt werden (ggf. über das Regulierungskonto) oder beispielsweise kann diese Übergangslösung darin bestehen, dass die kalkulatorischen Verluste aus Anlagenabgängen der Jahre 2021-2025 Bestandteil des jeweiligen Ausgangsniveaus sind und nicht in der EOG für die fünfte Regulierungsperiode durch BVG_0 eliminiert werden. Ein ähnliches Zusatzglied in den EOGs kann auch für die Anlagenabgänge der Jahre 2026 und 2027 temporär eingeführt werden.

Bei der Bestimmung der kalkulatorischen Verluste aus Anlagenabgängen ab 2028 im Rahmen des Kapitalkostenabzuges ist der kalkulatorische Restwert zum 01.01. des Abgangsjahres heranzuziehen. Etwaige Verkaufs- und Verschrottungserlöse sind mindernd zu berücksichtigen.

Entfall X_{ind} auf CAPEX unter neuer Regelung zur unterjährigen Kapitalkostenanpassung (KKA)

Grundsätzlich ist die zukünftige **Fortführung des Effizienzvergleiches im Gas fragwürdig**. Mit Blick auf die Transformationen im Wasserstoff, KANU und der Wärmewende ist die Sinnhaftigkeit eines Effizienzvergleiches insgesamt infrage zu stellen. Sollte ein Effizienzvergleich weiterhin Anwendung finden, erachtet es der BDEW als erforderlich, die individuelle Effizienzvorgabe nicht mehr auf die CAPEX wirken zu lassen. Mit Einführung des KKA als Instrument der

unterjährigen Kapitalkostenanpassung wurde bereits die Grundlage geschaffen, dass eventuelle Ineffizienzen bereits über den KKAb abgebaut werden. Demgegenüber wurden den Netzbetreibern andere positive Instrumente wie bspw. Inflation auf CAPEX anerkannt. Diese Situation verschärft sich jedoch nun, in dem sowohl die Inflation auf CAPEX entfällt, aber auch im Gassektor jährliche Anlagenabgänge eingepreist werden sollen. Um evtl. sunk costs oder auch höhere Abschreibungen über KANU im Rahmen der Gasnetztransformation auch vollständig vereinnahmen zu können, darf die individuelle Effizienzvorgabe im Gassektor nicht mehr auf die CAPEX wirken.

10 Effizienzvergleich (Tenorziffer 10)

Anmerkungen zum Effizienzvergleich beim Strom

Grundsätzlich befürworten wir die Weiterführung und Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs beim Strom mit den bestehenden Methoden und Systematiken unter Berücksichtigung der aktuellen BGH-Rechtsprechung.

Ebenfalls teilen wir die Auffassung, dass aufgrund der Vielzahl an methodischen Detailfragen auf der Ebene der Festlegung RAMEN nur ein Ansatz in der Regulierungssystematik dem Grunde nach angelegt wird (Seite 147).

Die **Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben** sind weiterhin gesetzliche Anforderungen, die zwingend zu gewährleisten sind. Kosten und Effekte, die vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, sollten nicht in den Effizienzvergleich einbezogen und keinen Effizienzvorgaben unterworfen werden.

Die RAMEN-Festlegung sollte dahingehend klarstellen, dass bei einem Einsatz mehrerer Berechnungsmethoden die **effizientesten Netzbetreiber jeweils einen Effizienzwert von 100%** in jeder Methode erhalten müssen. Die hierzu relevante Passage in der ARegV (Anlage 3) lautet: "Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet. Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt ein Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert." Diese Passage sollte auch in die RAMEN-Festlegung übernommen werden.

Sicherheitsmechanismen: Der Effizienzvergleich ist mit einer Reihe von Unsicherheiten behaftet. Diese beinhalten die Methodenunsicherheiten, Modellunsicherheiten und Datenunsicherheiten. Um sicherzustellen, dass die Effizienzvorgaben trotz der Unsicherheiten für die Netzbetreiber erreichbar und übertreffbar sind, müssen verschiedene Sicherheitsmechanismen etabliert werden. Die bislang angewandten Mechanismen der Bestabrechnung zwischen

Methoden und Kostenbasen (Best-of-Four) sowie der ebenfalls als Sicherungsmechanismus angelegte Abbaupfad der Ineffizienzen über fünf Jahre sind bei einer Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs beizubehalten, da nicht abzusehen ist, dass die angesprochenen Unsicherheiten abnehmen werden. Im Gegenteil wird durch die unterschiedliche Betroffenheit von der Energiewende die Heterogenität zwischen den Netzbetreibern zunehmen, sowohl im Gas als auch im Strom. Auch dies gilt es, durch die Beibehaltung der Sicherheitsmechanismen abzufedern. Sowohl eine Abkehr von der bisherigen Bestabrechnung als auch eine Verschärfung des Abbaupfades entbehren einer sachlichen Grundlage.

Abbaupfad und Dauer der Regulierungsperiode: Der Abbauezeitraum für ineffiziente Kosten darf nicht verkürzt werden. Die Erreichbarkeit von Effizienzvorgaben wird wesentlich beeinflusst von der Dauer des Abbaupfades. Ein um 40 % verkürzter Abbaupfad (von fünf auf drei Jahre) wird zu drastisch steigenden Effizienzvorgaben führen, die in der Regel nicht mehr erreichbar und schon gar nicht übertreffbar sein werden.

Es ist aus Branchensicht aus oben genannten Gründen nicht haltbar, den Abbaupfad der Ineffizienzen von fünf auf drei Jahre zu verkürzen. Um die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzwerte nicht zu gefährden, muss die ermittelte Ineffizienz wie heute über mindestens fünf Jahre abgebaut werden können. Bei einer 5-jährigen RP müssen bislang 20%, 40%, 60%, 80%, 100% = durchschnittlich 60% der ineffizienten Kosten pro Jahr abgebaut werden.

Insbesondere bei der für die fünfte Regulierungsperiode übergangsweise vorgeschlagenen Dauer von fünf Jahren, darf sich der Abbaupfad nicht verschärfen. Ein Abbaupfad von 33%,66%,100%,100%,100% resultiert in einem jährlichen Durchschnitt von 80% der ineffizienten Kosten, die jährlich abgebaut werden müssen. Dieser besonders gravierenden Verschärfung der Effizienzvorgaben für die fünfte Regulierungsperiode stehen keinerlei Maßnahmen gegenüber, die die Unsicherheiten bei der Effizienzwertberechnung verringern.

Auch eine Anhebung der Mindesteffizienz ist nicht zuletzt bei einem verkürzten Abbaupfad aus Branchensicht geboten, damit die Effizienzvorgaben in Realität noch erreichbar bleiben.

Generell sollten strenge Effizienzvorgaben vor dem Hintergrund der aktuellen Herausforderungen von geringerer Priorität als in der Vergangenheit sein. Insbesondere vor dem Hintergrund einer Verkürzung der Regulierungsperioden auf nur noch drei Jahre ist eine entsprechende Verschärfung der Effizienzvorgaben im Hinblick auf einen kürzeren Abbaupfad abzulehnen. Es ist daher eine Abmilderung, aber mindestens eine Beibehaltung der derzeitigen Sicherheitsmechanismen (z. B. durch Streckung des Abbaupfades oder einer Verteilung wie 20%, 60%, 100% über drei Jahre) umzusetzen, die den Netzbetreibern Spielräume zur Umsetzung neuer Best-Practice-Ansätze lässt.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Herausforderungen sollte sogar geprüft werden, ob die sich aus dem Effizienzvergleich ergebenden **Ineffizienzen über zwei Regulierungsperioden abgebaut werden müssen**, analog zur Einführung der Anreizregulierung 2009. Auch die österreichische Regulierungsbehörde E-Control hat den Abbaupfad auf 7,5 Jahre gestreckt, um wachsenden Benchmarkunsicherheiten in der Transformationsphase Rechnung zu tragen. Im Wachstumspfad würde hierdurch der Effizienzdruck auf die OPEX etwas verringert werden.

Heterogenität der Netzbetreiber: Die Heterogenität der Netzbetreiber sowie des jeweiligen Umfelds (z. B. kommunale Wärmepläne) muss im Modell umfänglich gewürdigt werden. Extern geprägte Anforderungen und die Heterogenität der Netzbetreiber machen sachgerechte Effizienzvergleiche zunehmend schwieriger. Dazu sollten entsprechend wissenschaftlich anerkannte Methoden getestet werden.

Insbesondere ist zukünftig auch zu untersuchen, inwieweit die unterschiedliche Umsetzung der Energiewende bei den Netzbetreibern zu neuen Heterogenitäten und Kostenstrukturen führt. Netzbetreiber befinden sich in unterschiedlichen Phasen der Transformation, was sich nicht zuletzt in unterschiedlichen Kapitalkosten widerspiegelt. Darüber hinaus ist die Versorgung mit und der Ausbau von Infrastrukturen verschiedener Energieträger immer mehr voneinander abhängig. So ist die effiziente Entwicklung von Gasnetzen von der Entwicklung der Stromnetze, der Wärmenetze oder der Wasserstoffversorgung abhängig. Folglich bleibt das **Festhalten an „Best-of-Four“** eine notwendige Bedingung.

Im Zusammenhang mit der steigenden Heterogenität ist es wichtig, dass **vor dem Effizienzvergleich die Vergleichbarkeit der Versorgungsaufgabe** geprüft wird und Netzbetreiber, welche sich durch eine andere Versorgungsaufgabe auszeichnen vor dem Effizienzvergleich aus dem Datensatz genommen werden. Des Weiteren erfordert die steigende und aus heutiger Sicht oft in ihrem Ausmaß und ihrer Wirkung oft noch nicht klar zu prognostizierenden Heterogenität, dass die zukünftig von der BNetzA abgefragten Daten es erlauben, den Einfluss dieser gestiegenen Heterogenität auf die Effizienzvergleiche zu überprüfen.

Effizienzbonus: Das Instrument eines Effizienzbonus ist vor dem Hintergrund der anstehenden Transformation weiterhin sachgerecht. Die ursprünglich für die Notwendigkeit diskutierten Gründe gelten heute noch mehr als bei der Einführung des Effizienzbonus. So haben sich die Effizienzwerte weiter angeglichen, der Effizienzbonus stellt sicher, dass weiterhin dynamische Impulse für Effizianreize gesetzt werden und damit verhindert wird, dass die Branche an Dynamik verliert. Zum ändern hat auch der Investitionsbedarf aufgrund der Energiewende weiter zugenommen. Die aktuelle Art der Berechnung des Effizienzbonus hängt an der Methode der DEA und der Supereffizienzanalyse. Sollte sich die Methode ändern, ist sicherzustellen, dass auch bei Verwendung alternativer Methoden ein Effizienzbonus ermittelt wird.

Individuelle Berücksichtigung der Besonderheiten der Versorgungsaufgabe: Wir teilen die Festlegung, dass den Besonderheiten der Versorgungsaufgabe, die durch das Effizienzmodell nicht adäquat abgebildet werden können, durch eine individuelle Berücksichtigung Rechnung getragen werden muss. Wichtig in diesem Zusammenhang ist, dass vor der erwarteten Steigerung der Heterogenität, die entsprechenden Aufgreifkriterien nicht zu restriktiv angesetzt werden. Grundsätzlich ist die strukturelle Vergleichbarkeit im höherrangigen EnWG (ggü. ARegV) verankert und muss (zuerst) zwingend für einen validen Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Sofern eine strukturelle Vergleichbarkeit gewährleistet ist und zusätzlich auch die Heterogenität der VNB im Effizienzmodell adäquat berücksichtigt worden ist, kann zur Abbildung von strukturellen Besonderheiten zusätzlich § 15 Abs. 1 ARegV Anwendung finden. Aktuell ist § 15 ARegV deutlich zu eng ausgelegt.

Eine Benachteiligung bezogen auf strukturelle Besonderheiten kann auch einzelne kleine Gruppen betreffen. Die Problematik der Berücksichtigung von strukturellen Besonderheiten sollte nicht nur mit Blick auf den § 15 ARegV-Antrag betrachtet werden, sondern bereits bei der Durchführung des eigentlichen Effizienzvergleichs. Die aktuellen Regelungen der ARegV schränken die Möglichkeiten der BNetzA, den Datensatz für die Ermittlung der finalen Effizienzwerte auf strukturell vergleichbare Unternehmen einzuschränken, sehr stark ein. Die bisher durchgeführten Ausreißeranalysen können zwar einen Beitrag zur Vermeidung von unsachgerechten Effizienzgrenzen aufgrund von Extremwerten leisten, führen in der Folge aber nicht zu einer „Harmonisierung“ des Datensatzes bzw. Sicherstellung einer grundsätzlichen strukturellen Vergleichbarkeit der einbezogenen Netzbetreiber. In der Folge besteht das Risiko, dass grundlegende Versorgungsaufgaben von Netzbetreibern nicht adäquat im Effizienzvergleichsmodell abgebildet werden und aufgrund der großen Anzahl betroffener Unternehmen auch keine Berücksichtigung über einen § 15 ARegV-Antrag möglich ist (10%-Grenze). Deutlich wird diese Problematik am Beispiel der Einbeziehung der ehemaligen rFNB in den Effizienzvergleich der dritten und vierten Regulierungsperiode für Gasverteilternetzbetreiber. Für den Effizienzvergleich Strom zeichnet sich mit Blick auf die Einbeziehung von Netzbetreibern mit einer strukturell besonderen Versorgungsaufgabe ein ähnliches Verzerrungsrisiko ab. Und auch im Gasbereich ist durch die unterschiedliche Anwendung von KANU 2.0 mit einer zunehmenden Heterogenität zu rechnen.

Grundsätzliche Anmerkungen zum weiteren Vorgehen im Effizienzvergleich Gas

Der BDEW sieht die **Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs im Gasbereich** mit Blick auf die notwendige Transformation in Richtung Dekarbonisierung **sehr kritisch**. Die Gasnetzbetreiber werden sich zukünftig in verschiedene Richtungen entwickeln (Stilllegungen, Umbau z. B. in

Richtung Wasserstoff und Sicherstellung der Versorgungssicherheit), was einen Effizienzvergleich an dieser Stelle nur schwerlich möglich macht.

Es ist zwingend erforderlich, dass ein Effizienzvergleich kein Transformationshemmnis für die Gasnetze darstellt. Hierbei ist zu beachten, dass eine Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung eines Effizienzvergleichs an sich bereits ein Transformationshemmnis darstellt, da es Entscheidungen erschwert und verlangsamt. Vor diesem Hintergrund kann die Abschaffung des Effizienzvergleichs im Gas auch aus diesem Grund zielführend sein.

Die mit der Transformation verbundene zunehmende Beeinflussung des Netzbetriebs durch exogene Faktoren (z. B. kommunale Wärmeplanung) und die unterschiedlichen Betroffenheiten und Umsetzungsgeschwindigkeiten (Heterogenität) verzerren zunehmend den Effizienzvergleich und erschweren die Vergleichbarkeit der Netzbetreiber untereinander zusätzlich.

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

Die erfolgreiche Transformation der Gasnetze erfordert Verlässlichkeit im regulatorischen Rahmen: Die angedachte Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre mit einem Effizienzvergleich, dessen Ergebnis und Auswirkungen nicht planbar ist, zwingt zu konservativem kaufmännischem Handeln und behindert damit eine schnelle Transformation. Insbesondere eine Verzögerung in der Festlegung der EOG – wie sie heute bereits bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode eintritt – schafft Unsicherheit.

Der Effizienzvergleich kann vor dem Hintergrund der Herausforderungen für Gasnetze und der damit verbundenen Auswirkungen nicht wie bisher weitergeführt werden. Die Geschwindigkeit und Intensität des Transformationsprozesses werden sich in Deutschland regional stark unterscheiden. Die Gasnetzbetreiber werden also weder mengenmäßig noch zeitlich in gleichem Ausmaß von diesen Prozessen betroffen sein und die Heterogenität zwischen ihnen wird weiter zunehmen. Für den Effizienzvergleich bedeutet das, dass sich die in der Vergangenheit verwendeten Output-Parameter in Abhängigkeit der regional unterschiedlichen politischen Vorgaben und Nachfragestrukturen verändern werden.

Eine weitere Heterogenität trifft auch die Entwicklung der Kosten. Die Verkürzung von Nutzungsdauern bei Neuinvestitionen (KANU) sowie die Verkürzung der Nutzungsdauern bei Bestandsanlagen (KANU 2.0) führen gemeinsam mit der Bildung von Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation zu einer Erhöhung der Aufwandsparameter bei den anwendenden Netzbetreibern, was nachteilige Effekte im Effizienzvergleich haben kann. Dieses kann Fehlanreize setzen, sinnvolle Anpassungen zu unterlassen oder zu verzögern.

AiB im Effizienzvergleich

Die Capex im Effizienzvergleich enthalten die Verzinsung für Anlagen im Bau im Basisjahr. Dies bedeutet, dass Netzbetreiber, die im Basisjahr aufgrund hoher Neuinvestitionen in den Netzausbau eine im Vergleich hohe Verzinsung für Anlagen im Bau haben, im Effizienzvergleich höhere Aufwandparameter aufweisen. Diesen höheren Aufwandparametern stehen keine entsprechenden, höheren Strukturparameter gegenüber, so dass sich dies c.p. negativ auf den Effizienzwert des betreffenden Netzbetreibers mit überdurchschnittlichen Neuinvestitionen auswirkt. Über den Kapitalkostenabzug werden die Aufwände durch Anlagen im Bau des Basisjahres jedoch per Definition neutralisiert (Tenorziffer 9.4). Der Übergang ins Sachanlagevermögen wird im absoluten Regelfall über den Kapitalkostenaufschlag der laufenden Regulierungsperiode vergütet.

Der Einbezug der Verzinsung der AiB des Basisjahres in den Effizienzvergleich ist nicht sachgerecht, da die AiB in der während des Basisjahres laufenden RP über den KKAuf vergütet werden und in der folgenden RP keinerlei Einfluss mehr haben. Ein Einbezug ins Ausgangsniveau sollte nicht stattfinden, dann muss auch kein Abzug über den KKAuf erfolgen.

11 Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11)

Kapitalkostenaufschlag bei Gas

Der **Zinsbonus** für „qualifizierte“ Zuschüsse als additive Komponente im jährlichen KKAuf sollte analog zur Verknüpfung mit Tenorziffer 11 StromNEF auch für Gas angesetzt werden. Es ist nicht verständlich, warum im Gasnetz Finanzmittel – unabhängig von deren Höhe - anders behandelt werden sollten.

Die vorgesehene **Behandlung der AiB** widerspricht dem Urteil des BGH. Positiv zu bewerten ist jedoch die Klarstellung, dass auch AiB, die ursprünglich im Ausgangsniveau vorhanden waren und im Rahmen des KKAuf vollständig gestrichen wurden, im Rahmen des KKAuf unabhängig vom Zugangsjahr Berücksichtigung finden.

Die geplante Änderung in ein **Anzeigeverfahren** ist zu begrüßen, da sie den Verwaltungsaufwand verringert. Aktuelle Erhebungsbögen der BNetzA lassen keine Rückschlüsse auf Anlagengruppen zu, sondern erfassen lediglich einen gesamtheitlichen Wert. Ein **späterer Zeitpunkt für die Anzeige** – erst zum 30.09. (im Zusammenhang mit der NNE-Kalkulation) bzw. 31.12. des Jahres (im Zusammenhang mit der Anzeige EOG) – wäre ausreichend und würde eine bessere Annäherung an die endgültige Planung ermöglichen. Der derzeitige Stichtag 30.06. erfordert eine Investitionsplanung für das Folgejahr mit erheblichem Vorlauf in Q1/Q2 des

Vorjahres, was häufig zu Korrekturen aufgrund neuer Erkenntnisse in der finalen Unternehmensplanung führt.

12 Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12)

Ziele der Qualitätsregulierung

Wie in den [Eckpunkten](#) der Großen Beschlusskammer vom Oktober 2024 zu Anreizmechanismen für die Steigerung der Versorgungsqualität dargestellt, bekräftigt der BDEW, dass die Qualitätsregulierung der **Sicherung eines leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs** dient. Sie stellt einen notwendigen Gegenpart zu einer auf Kosteneffizienz ausgerichteten Regulierung dar und trägt gleichzeitig zur Förderung einer umweltverträglichen, preisgünstigen und treibhausgasneutralen Energieversorgung bei, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Dabei geht es nicht um starre Zielvorgaben oder eine Maximierung der Qualitätsstandards, sondern um ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Kosteneffizienz und Versorgungsqualität in Eigenverantwortung des jeweiligen Netzbetreibers.

Damit die Qualitätsregulierung gesamtwirtschaftlich sinnvolle Anreize setzen kann, bedarf es einer angemessenen Betrachtung, die den erforderlichen Aufwand und den erwarteten Nutzen sorgfältig gegeneinander abwägt. Dabei müssen die Regelungen dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit genügen. Das bedeutet, dass die gesetzten Ziele mit geeigneten Instrumenten im erforderlichen Umfang erreicht werden, wobei die gesamtwirtschaftlichen Vorteile die potenziellen Nachteile übersteigen müssen.

Die Regulierung dient der Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele. Daher erscheint es sinnvoll, die Ziele der Energiewende auch neben und außerhalb der Qualitätsregulierung mit einem outputorientierten Anreizsystem zu verankern. Der Aspekt der Treibhausgasneutralität ist in der Qualitätsregulierung zwar als global übergreifendes Ziel des EnWG folgerichtig zu erwähnen, in der konkreten Operationalisierung sind die relevanten Treiber der Treibhausgasemissionen für die Netzbetreiber im Wesentlichen jedoch weit überwiegend exogen beeinflusst und somit außerhalb deren Einflussphäre. Insofern nimmt das Thema Treibhausgasneutralität im Kontext der Qualitätsregulierung eine so kleine Rolle ein, dass deren Erwähnung hier aus Sicht der Netzbetreiber lediglich pro forma und nicht mit dem Ansinnen der Etablierung darauf abzielender Kennzahlen erwähnt wird.

Anwendung der Qualitätsregulierung

Der BDEW unterstützt das Vorhaben der BNetzA, **keine Qualitätsregulierung der Gasverteilernetze** einführen zu wollen. Im Jahr 2023 waren Letztverbraucher in Deutschland im

Durchschnitt lediglich 1,26 Minuten nicht mit Gas versorgt. Der langjährige Mittelwert lag bei 1,52 Minuten. Die außerordentlich hohe Netzzuverlässigkeit verdeutlicht den Fokus der Gasnetzbetreiber auf die technische Sicherheit. Daher besteht weder Handlungsbedarf für eine Qualitätsregulierung noch eine belastbare methodische Grundlage. Ob und wie die Transformation der Gasnetze zukünftig in einer Qualitätsregulierung abgebildet werden könnte, ist höchst fraglich. Wie bei anderen Ansätzen zur Qualitätsregulierung wäre zunächst zu klären, welche Anreize gesetzt werden sollen und anhand welcher Indikatoren die Qualität der Netzbetreiber erfasst und – unter Berücksichtigung struktureller Unterschiede und äußerer Einflüsse – vergleichbar gemacht werden könnte.

Einordnung von Netzzuverlässigkeit, Netzleistungsfähigkeit und Netzservicequalität innerhalb der Versorgungsqualität

Die BNetzA sollte in der RAMEN-Festlegung **präzise und eindeutige Definitionen** für die in Tenor 12.2 genutzten Kennzahlen „Netzzuverlässigkeit“, „Netzleistungsfähigkeit“, und „Netzservicequalität“ vornehmen, um eine klare Abgrenzung der Begriffe zu erreichen. Eine einheitliche und konsistente Verwendung dieser Begriffe ist essenziell, um Missverständnisse zu vermeiden und eine rechtssichere Umsetzung der Qualitätsregulierung zu ermöglichen. Die Beschreibungen unter Ziffer 16.3 gehen aus Sicht des BDEW in die richtige Richtung. Es wäre jedoch erforderlich, diese nicht nur in den Erwägungsgründen aufzuführen, sondern auch explizit in den Tenorziffern zu verankern, um eine klare und verbindliche Abgrenzung im regulatorischen Rahmen sicherzustellen.

- › **Netzzuverlässigkeit:** Das Qualitätselement Netzzuverlässigkeit wird seit 2012 bei den Stromverteilnetzbetreibern umgesetzt und hat sich erfolgreich etabliert. Der BDEW teilt daher die Position der BNetzA, am derzeitigen Verständnis der Qualitätsregulierung in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit festhalten zu wollen. Die im internationalen Vergleich sehr gute Netzzuverlässigkeit in Deutschland konnte seit Einführung der Qualitätsregulierung nochmals deutlich gesteigert werden und hat sich mittlerweile auf außerordentlich gutem Niveau eingeschwungen. Grundlegende Änderungen an der Ausgestaltung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit sind daher nicht erforderlich. Dem Aspekt der Kontinuität klar entgegen stehen jedoch die Überlegungen der BNetzA zu einer veränderten Anerkennungspraxis bei dem Störungsanlass „Höhere Gewalt“ aus dem Eckpunktepapier (Stand: Oktober 2024). Diese sind auch in Hinblick auf die grundlegende Zielstellung der Qualitätsregulierung sehr kritisch zu bewerten und würden zu erheblichen Verwerfungen in der Datenbasis führen. Vor diesem Hintergrund lehnt der BDEW die beabsichtigte Anpassung der Anerkennungspraxis beim Störungsanlass „Höhere Gewalt“ ab und verweist auf die

entsprechenden Ausführungen in der Stellungnahme des BDEW zum Eckpunktepapier vom Oktober 2024.

- › **Netzleistungsfähigkeit:** Die von der BNetzA im Kontext der Qualitätsregulierung angesprochene Netzleistungsfähigkeit sollte als eigenständiges Instrument neben dem Qualitätselement ausgeprägt werden. Wie bereits beschrieben, ist das Qualitätselement mit der Netz-zuverlässigkeit gesetzt, etabliert und nachvollziehbar aufgebaut. In einer Verschmelzung der beiden Themenkomplexe Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit ist kein Vorteil zu erkennen. Vielmehr besteht durch eine separate Ermittlung zum einen die Möglichkeit, für die Netzleistungsfähigkeit eine eigenständige und für diesen Sachverhalt angemessene Systematik aufzusetzen. Zum anderen ermöglicht eine saubere Trennung es den Netzbetreibern, auch weiterhin Schadensersatzansprüche für durch Dritte verursachte Schäden geltend zu machen. Eine Vermischung beider Aspekte verkompliziert die Schadensersatzermittlung und vor allem die Erläuterung gegenüber Schädigern und Gerichten. Ein weiterer wesentlicher Faktor sind die ggf. unterschiedlichen Adressatenkreise der beiden Themenkomplexe sowie damit einhergehende Unterschiede in der Datenbasis und der Datenqualität.

In unserer [Stellungnahme](#) zu den [Eckpunkten](#) der BNetzA vom Oktober 2024 definieren wir Energiewendekompetenz umfassend. Energiewendekompetenz beschreibt – vereinfacht und in Anlehnung an § 11 Abs. 1 EnWG – die Fähigkeit der Netzbetreiber, im Hinblick auf die örtlichen Erfordernisse im Verkehrs-, Wärme-, Industrie- und Strombereich die personellen, technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für die örtliche Energiewende zu antizipieren und zu schaffen.

- › **Netzservicequalität:** Der BDEW sieht – wie auch die BNetzA dies in ihren „[Eckpunkten](#) für Anreizmechanismen zur Versorgungsqualität“ vom Oktober 2024 bewertet hat – keinen Bedarf für zusätzliche Anreize zur Steigerung der Netzservicequalität. Gegen eine rechtliche Verankerung einer möglichen Einführung einer Netzservicequalität in der RAMEN-Festlegung spricht nichts, jedoch sollte eine Ausgestaltung der Servicequalität nur dann erwogen werden, wenn deren Notwendigkeit, Eignung und Angemessenheit erwiesen ist. Dies erfordert vorab eine eingehende Prüfung der Umsetzbarkeit durch den Netzbetreiber und den Nutzen für den Kunden.

Der BDEW unterstützt das Vorhaben, Netzbetreiber zu belohnen, die bei der Transformation ihrer Stromnetze in der Energiewende eine besonders hohe Kompetenz unter Beweis stellen. Es wird jedoch nicht als zielführend angesehen, Kennzahlen für die Energiewendekompetenz innerhalb des Qualitätselementes abzubilden. Das klassische Bonus-Malus-System im Qualitätselement ist nicht geeignet zur Belohnung von Energiewendekompetenz

und zur Befähigung der gesamten Branche. Die Energiewendekompetenz sollte als eigenständiges Instrument der Qualitätsregulierung betrachtet werden.

Zusätzlich schlagen wir die **Möglichkeit individueller Zielvereinbarungen** mit der BNetzA vor. Diese können einzelne Netzbetreiber oder Gruppen von Netzbetreibern (in Form von Kooperationen) mit der BNetzA treffen. Die Teilnahme steht sämtlichen Netzbetreibern offen. Zentral sind die Entwicklung und Bereitstellung branchenweiter Lösungen und Standards zur Bewältigung übergeordneter Herausforderungen, vor der alle oder eine Mehrzahl der Netzbetreiber im Zuge der Energiewende stehen. Die Nutzung der entwickelten Lösungen durch die übrigen Netzbetreiber muss freiwillig bleiben; verpflichtende Standards für die gesamte Branche dürfen daraus nicht entstehen. Zudem sollte sich die Belohnung auf die Entwicklung und Bereitstellung dieser Lösungen beschränken.

Datenerhebung und Veröffentlichung von Kennzahlen

Bei der **Ermittlung der Kennzahlen** ist sicherzustellen, dass die verwendeten Daten eine hohe Qualität aufweisen und repräsentativ für die tatsächlichen Gegebenheiten der Netzbetreiber sind. Zu begrüßen ist eine regionale Verteilung der Daten über ganz Deutschland, um eine aussagekräftige Grundlage zu schaffen. Dabei muss jedoch gewährleistet sein, dass die Erhebungspraxis belastbare und vergleichbare Ergebnisse ermöglicht. Die Datenerhebung selbst sollte sich in diesem ersten Schritt auf unmittelbar notwendige Daten beschränken – insbesondere solche, die ohne erheblichen Mehraufwand bereitgestellt werden können. Damit dies gelingt, müssen die Unternehmen und die Verbände die Möglichkeit erhalten, die Verfügbarkeit und Bereitstellbarkeit der Daten zu prüfen und zurückzumelden. Im Falle der Kennzahlen zur „Energiewendekompetenz“ war der dafür vorgesehene Konsultationszeitraum mit nur 11 Tagen viel zu kurz bemessen, um eine sorgfältige Prüfung der rund 80 neuen Abfragen vorzunehmen.

Der BDEW unterstützt weiterhin eine umfassende **Veröffentlichung** von Netzbetreiberdaten. Die Veröffentlichung sollte grundsätzlich alle zur Kennzahlenermittlung erhobenen Daten umfassen, zunächst jedoch in anonymisierter Form. Eine Veröffentlichung sollte erst dann erfolgen, wenn die Datenqualität sichergestellt und eine verlässliche Vergleichbarkeit gewährleistet ist.

Anforderungen und Gütekriterien der zu ermittelnden Kennzahlen

Die Ermittlung und Weiterentwicklung von verwendeten Kennzahlen dürfen nicht nur auf statistischer Grundlage erfolgen. Insbesondere für die Themenbereiche der Netzzuverlässigkeit und der Netzleistungsfähigkeit sollte bei jedem Parameter, die technische Aspekte berührt

bzw. adressieren, immer auch ein **ingenieurwissenschaftlicher Zusammenhang** zwischen Ursache und Wirkung seitens der Regulierungsbehörde nachzuweisen (Kausalität). Dieser Nachweis hat gutachterlich und lückenlos zu erfolgen. Diese Präzisierung ist die zwingende Grundlage dafür, dass die betroffenen Netzbetreiber prinzipiell in der Lage sein können, den entsprechenden Parameter auch aktiv zu beeinflussen bzw. dass die Parameter dem Regulierungszweck dienlich sind. Weiterhin kann es im Einzelfall trotz des Nachweises der ingenieurwissenschaftlichen Ursache-Wirkungs-Beziehung sein, dass keine Möglichkeit der Beeinflussbarkeit durch die Netzbetreiber gegeben ist.

Die **Auswahl der Parameter** muss auf einer fundierten und sachgerechten Basis erfolgen. Dabei sind insbesondere die statistische Relevanz, die ingenieurwissenschaftliche Eignung sowie die Exogenität bzw. Endogenität von Parametern zur Ermittlung der Qualität zwingend zu berücksichtigen. Insofern ist der Nachweis des ingenieurwissenschaftlichen Zusammenhangs zwar eine zwingend notwendige, im Hinblick auf die abgezielte Anreizwirkung aber dennoch keine hinreichende Bedingung für die Sachgerechtigkeit der Aufnahme neuer oder die Weiterentwicklung bestehender Parameter. Diese Herangehensweise schärft jedoch in jedem Fall die Definition der Parameterermittlung, da beispielsweise ein rein korrelativer Zusammenhang durchaus eine wissenschaftliche Grundlage besitzt („statistisch signifikant“), aber aus technischer Sicht dennoch nicht sachgerecht eine Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber nachweist.

Der BDEW betont erneut: Die Erfüllung gesetzlicher Vorgaben ist selbstverständlich und sollte nicht Bestandteil von Kennzahlen mit monetären Anreizen sein.

Aus den Erwägungsgründen (siehe Seite 161 letzter Absatz Abschnitt 16.4) geht hervor, dass die BNetzA die Aussage „**hinreichend belastbare Daten**“ als rein quantitative und nicht als eine qualitative Bewertung der vorliegenden Eingangsdaten definiert. Dies ist im Sinne einer sachgerechten Regulierung eine nicht tragbare Einschränkung der Begrifflichkeit. Das alleinige Vorliegen von Daten, ohne Prüfung von deren Qualität kann niemals zu einer sachgerechten, qualitativ angemessenen Bewertung der Qualität führen. Dieses Vorgehen verbietet sich umso mehr, da der Regulierer nicht ausschließt, ebendiese Daten auch für eine Monetarisierung der Qualitätsabweichung nutzen zu wollen. Die Erhebung von Daten mit dem Ziel der Ermittlung von Kennzahlen zur Bewertung der Qualität muss systemimmanent so erfolgen, dass diese nicht nur in ihrer Quantität hinreichend vorliegen (die Daten können von den Netzbetreibern regelmäßig erhoben und gemeldet werden), sondern erfordert zwingend auch, dass diese qualitativ hochwertig erhoben werden bzw. sachlich geeignet und dem Umfang nach erforderlich sind. Die globalen **Gütekriterien**, „Reproduzierbarkeit“, „Objektivität“, „Reliabilität“ und „Validität“ müssen hierbei stets sachgerechte Anwendung finden, da sich andernfalls ein

Zustand der Willkürlichkeit ergibt, der mit dem gesetzlichen Mandat des Regulierers unvereinbar ist.

Es ist daher eine klarstellende Ergänzung in Punkt 12.4 vorzunehmen, dass alle verwendeten Daten nicht nur in ihrer Quantität, sondern auch der Qualität hinreichend vorliegen müssen.

Die oben genannten globalen Gütekriterien sind von der BNetzA hierbei zwingend zu berücksichtigen. Dies umfasst insbesondere auch die Notwendigkeit, Datenplausibilisierungen und Ausreißeranalysen vorzunehmen.

Bei der Etablierung neuer Kennzahlen bzw. der Erhebung neuer Daten müssen diese zudem in Form einer „Testphase“ für eine ausreichende Zeitdauer von mindestens drei Erhebungszyklen ab technischer Verfügbarkeit des Parameters quantitativ hinreichend erhoben werden. Erst dann kann wissenschaftlich verlässlich bewertet werden, ob diese Daten oder Kennzahlen den oben genannten globalen Gütekriterien genügen und sich für den Regulierungszweck eignen. Insbesondere sind hierzu die Anmerkungen des BDEW aus der [Stellungnahme](#) zur Datenerhebung zur Erweiterung des Qualitätselementes vom 14. Februar 2025 hervorzuheben.

Abweichungen von Kennzahlvorgaben

Unter Punkt 12.4 und Satz 4 merkt die BNetzA an, „*Abweichungen von Kennzahlvorgaben sind der zuständigen Regulierungsbehörde mitzuteilen.*“

Sofern die Regulierungsbehörde für Kennzahlen Vorgabe- oder Zielwerte veröffentlicht, folgt daraus, dass diese Kennzahlen netzbetreiberspezifisch durch die Behörde zuvor ermittelt bzw. bei diesen durch eine Datenerhebung angefordert wurden. Die Abweichungskontrolle von Meldewert und Zielwert obliegt dann, wie bei allen anderen Datenerhebungsverfahren, der Regulierungsbehörde.

Der BDEW lehnt die Forderung, Abweichungen von Kennzahlvorgaben der zuständigen Regulierungsbehörde mitzuteilen, in Gänze ab, da dies eine Verschiebung der Zielwert-Abweichungskontrolle zu den Netzbetreibern suggeriert. Diese ist und bleibt die originäre Aufgabe der Regulierungsbehörde und kann nicht von den Netzbetreibern geleistet werden.

Berücksichtigung struktureller Unterschiede

Aus Sicht des BDEW sind „**objektive strukturelle Unterschiede**“ (einschließlich in der Geografie und Versorgungsaufgabe) bei der Ausgestaltung der Netzzuverlässigkeit und der Netzleistungsfähigkeit zwingend einzubeziehen, mithin zu beachten. Zudem muss die Beurteilung der Relevanz dieser Unterschiede für die Kennzahlen und Kennzahlvorgaben durch die

Regulierungsbehörde auf wissenschaftlicher Grundlage anhand des verfolgten Regulierungsziels erfolgen. Es sind die gleichen Gütekriterien wie in 12.4 Satz 3 beschrieben anzuwenden.

Auswahl des Adressatenkreises

Der BDEW begrüßt die Bestimmung des Adressatenkreises der Qualitätsregulierung in der geplanten **separaten Methodenfestlegung**. Wie in unserer Stellungnahme zum Eckpunktepapier vom Oktober 2024 ausführlich dargelegt, halten wir eine Ausweitung des bestehenden Qualitätselementes (Netzzuverlässigkeit Strom) für nicht sinnvoll. Die Teilnahme an Anreizmechanismen für „Energiewendekompetenz“ sollte auf freiwilliger Grundlage allen Stromverteilnetzbetreibern offenstehen.

13 Härtefall (Tenorziffer 13)

Die Anwendbarkeit der Regelung und Transparenz in der Beurteilung durch die BNetzA müssen gegeben sein, um die Härtefallregelung auch als nutzbares Instrument für etwaig betroffene Netzbetreiber zu etablieren.

14 Regulierungskonto (Tenorziffer 14)

Die BNetzA plant in Tenorziffer 14.1 im Wesentlichen die Fortführung der bestehenden Regelungen zum Regulierungskonto nach § 5 ARegV.

Der BDEW hält es für sachgerecht, dass die **Verzinsung** des Saldos des Regulierungskontos und für die Ermittlung der Annuitäten der gleiche Fremdkapitalzinssatz zur Anwendung kommen soll, wie der für den Kapitalkostenaufschlag verwendet wird.

Der BDEW begrüßt zudem, dass die Liste der im Regulierungskonto zu behandelnden Themen nicht abschließend ist, da so auf neue oder veränderte Sachverhalte mit neuen Festlegungen reagiert werden kann. Eine besondere Bedeutung kommt dem Umgang mit dem Auslaufen der konventionellen Zähltechnik zu. Vor allem mit Blick auf die letzten Jahre des Rollouts bedarf es einer gesonderten Behandlung der letzten konventionellen Zähler, um Preisverwerfungen für die Kunden dieser Zähler zu verhindern.

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

Bei Gasverteilernetzen begrüßt der BDEW grundsätzlich die Idee der BNetzA, Netzübergänge perspektivisch über das Instrument von KKA_b und KKA_{uf} im Rahmen eines Anzeigeverfahrens abbilden zu wollen. Insbesondere mit Blick auf die Gasnetztransformation von Erdgas zu

Wasserstoff stellt dies ein unbürokratisches Mittel dar, die Anlagen innerhalb eines Netzbetreibers jährlich entsprechend den Angaben im Tätigkeitsabschluss wechseln zu lassen.

Der BDEW versteht daher auch Tenorziffer 15.8 so, dass bezüglich der übergelassenen Erlösobergrenze **an erster Stelle immer eine individuelle Vereinbarung** steht und die Formel nur im Falle einer Nichteinigung verpflichtend angewendet werden soll.

Vorschlag Verfahrensvereinheitlichung und Verfahrensvereinfachung

Aus Perspektive der Verfahrensvereinheitlichung und –vereinfachung wäre es im Rahmen des Transformationsprozesses wünschenswert, dass die **Erhebungsbögen** (KKAuf, KKAuf im Gas, Anlage zu KANU, Regulierungskonto, Biogas usw.) **harmonisiert werden** und anschließend möglichst unverändert bleiben, damit effiziente Abläufe für die Datenbefüllung geschaffen werden können. Theoretisch würde es bei Abschaffung des Antragsverfahrens für den KKAuf genügen, einen einzigen jährlichen Bogen inkl. SAV-IDS für das Gesamtanlagevermögen abzufragen, in dem die Ist-Anlagen und Abgänge des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres gem. Tätigkeitsabschluss und die Plananlagen für KKAuf und KKAuf im Gas enthalten sind. Dieser könnte Grundlage für Entgeltbildung aller Segmente aber auch für das Regulierungskonto sein. Sofern spartenspezifische Informationen benötigt werden, bspw. die Biogasanlagennummer, könnte diese Spalte für alle nicht relevanten Felder leer bleiben.

16 Vereinfachtes Verfahren (Tenorziffer 16)

Die geplante Neuregelung der BNetzA, die Teilnahme am Vereinfachten Verfahren von der Kundenanzahl zu lösen und anhand einer neuen wirtschaftlichen Kennzahl zur Marktabdeckung zu bestimmen, wirft zum jetzigen Stand noch erhebliche Fragen auf. Die genannten Schwellenwerte (90 % für Elektrizitätsverteilternetzbetreiber und 82 % für Gasverteilternetzbetreiber) hätten dabei erhebliche Auswirkungen auf die Anzahl der Netzbetreiber im Regelverfahren und damit auch Auswirkungen auf die Anzahl der Teilnehmer im Effizienzvergleich (Anstieg oder Rückgang möglich). Die BNetzA begründet die Umstellung zur Ermittlung der Zugehörigkeit zum Regelverfahren/Vereinfachten Verfahren mit dem Wunsch, auch Netzbetreiber mit verhältnismäßig wenigen Netzkunden, aber einer hohen Erlösobergrenze und somit wirtschaftlicher Bedeutung, einer Effizienzprüfung zu unterziehen. Dies ist grundsätzlich nachvollziehbar. Wir möchten jedoch darauf hinweisen, dass es sich bei solchen Netzbetreibern (wenige Kunden, hohe EOG) um strukturell besondere Netzbetreiber handeln kann, die im Effizienzvergleich eine Sonderstellung einnehmen können und ggf. zu Verzerrungen führen können. Die Methodik des Effizienzvergleichs muss diesem Aspekt Rechnung tragen.

Aufgrund fehlender Datentransparenz ist es nicht nachvollziehbar, auf welcher Datengrundlage und mit welchen Maßstäben die Marktabdeckung bestimmt wird. Es ist weiterhin nicht

nachvollziehbar, ob die zugrundeliegenden Daten die tatsächliche wirtschaftliche Struktur der Netzbetreiber angemessen widerspiegeln. Es fehlt eine belastbare Herleitung dieser Werte sowie eine transparente Offenlegung der Datengrundlage. Dadurch entsteht erhebliche Unsicherheit – über die konkreten Auswirkungen der Neuregelung auf den Effizienzvergleich und für Netzbetreiber.

Bei Landesregulierungsbehörden bestehen zum Teil größere Bearbeitungsrückstände. Für Netzbetreiber sollte jedoch zeitnah und mit Vorlauf feststehen, ob sie in das reguläre oder vereinfachte Verfahren fallen. Es besteht das Risiko, dass die zugrundeliegenden Ausgangsniveaus nicht rechtzeitig vorliegen – ein Problem, welches sich mit einer dreijährigen Regulierungsperiode verschärft. Netzbetreiber an der Schwelle müssten dementsprechend Daten vorhalten, die im regulären Verfahren verlangt werden, was zu bürokratischem Mehraufwand führt. Dies setzt gegebenenfalls auch Anpassungen von Systemen voraus.

Es muss in jedem Fall ausgeschlossen werden, dass mit der Neuregelung und einer möglicherweise vermehrten Teilnahme kleiner Netzbetreiber oder Spezialnetzbetreiber (Arealnetze) am Regelverfahren durch die steigende Heterogenität und geringere Vergleichbarkeit das Benchmarking verzerrt wird und dies zu nicht sachgerechten oder nicht erreichbaren / nicht über-treffbaren Effizienzvorgaben führt.

Die Neuregelung für das vereinfachte Verfahren darf keine negativen Rückwirkungen auf die Abbildung der heterogenen Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber im Effizienzvergleich entfalten.

Nach Ansicht des BDEW ist der bisherige Schwellenwert nach ARegV anhand der Kundenzahl einfach zu handhaben, eindeutig und über die Jahre hinweg bewährt und unbürokratisch.

Die Schwellenwertumstellung würde zu einem unnötigen zusätzlichen bürokratischen Aufwand führen, der eigentlich mit der Anwendung des Vereinfachten Verfahrens reduziert werden soll.

Der BDEW vertritt deshalb die Auffassung, dass das derzeit vorhandene Vereinfachte Verfahren für kleine Netzbetreiber in den Grenzen der Anzahl der angeschlossenen Kunden von 15.000 für Gasnetze bzw. 30.000 für Stromnetze beibehalten werden muss. Wir sehen keine nachvollziehbaren Gründe, weshalb dieses eingeschwungene System ohne Not geändert werden soll.

Im [BNetzA-Expertenaustausch](#) am 14. März 2025 wurden Regelungen zum Vereinfachten Verfahren und zur Kleinstnetzbetreiberregelung vorgestellt. Diese werden wir im Nachgang in unserer Stellungnahme zum [Arbeitspapier](#) der BNetzA vom 16. Januar 2025 zur Methodenfestlegung des Effizienzvergleichs kommentieren.

Zur Reduzierung des Verfahrensaufwands bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden sollte eine Umstellung dahingehend erfolgen, dass Netzbetreiber unterhalb der Schwellenwerte automatisch am vereinfachten Verfahren teilnehmen und nur die Teilnahme am regulären Verfahren (zu einer vorab festzulegenden Frist) angezeigt werden muss.

Aus Sicht der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren beschränken sich die Prozessvereinfachungen auf reduzierte Datenmeldepflichten (Effizienzvergleich, Qualitätselement, Anpassung dnbK). Mit Blick auf die angestrebte Reduzierung des Regulierungsaufwands bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden muss das vereinfachte Verfahren auch zukünftig attraktiv bleiben, um Fehlanreize zum Wechsel in das reguläre Verfahren und den damit verbundenen Mehraufwand zu vermeiden.

Kleinstnetzbetreiberregelung

Die Einführung einer Kleinstnetzbetreiberregelung wird begrüßt. Insbesondere die Vereinfachungen im Hinblick auf die Anwendung der Anreizregulierung bringen erhebliche Verfahrensvereinfachungen und haben sich in der Praxis bereits bei geschlossenen Verteilernetzen bewährt. Die BNetzA führt an, dass Stand der vierten Regulierungsperiode ca. 60 Elektrizitäts- und 40 Gasverteilernetzbetreiber von der Regelung betroffen wären. Aufgrund der erheblichen Kostensteigerungen für Netzbetreiber dürfte diese Anzahl für die kommende 5. Regulierungsperiode bei der genannten Schwelle deutlich kleiner sein. Mit derselben Begründung wie für das vereinfachte Verfahren halten wir es für in der Abwicklung deutlich einfacher und transparenter, auch für die Bestimmung als Kleinstnetzbetreiber als Schwellenwert anstelle der EOG die Anzahl an angeschlossenen Kunden anzusetzen. Der Schwellenwert sollte so gewählt werden, dass er ein Unterfallen der von der von der BNetzA genannten Zahl von ca. 60 Elektrizitäts- und 40 Gasverteilernetzbetreibern unter die Regelung ermöglicht. Vor dem Hintergrund des Urteils des EuGH zu Kundenanlagen im deutschen Regulierungsrahmen (C-293/23) vom 28.11.2024 könnte sich perspektivisch zudem eine weitere Erforderlichkeit von Verfahrensvereinfachungen für Kleinstnetzbetreiber ergeben. Die Kleinstnetzbetreiber werden dabei keinesfalls von der Netzentgeltregulierung ausgenommen, da nach wie vor umfangreiche Entflechtungsvorgaben bestehen und Netzkunden die Möglichkeit der Überprüfung der Netzentgelte offensteht. Es besteht demnach nicht die Gefahr einer missbräuchlichen Anwendung dieser Regelung.

Mit Blick auf die [Veranstaltung](#) zum Vereinfachten Verfahren und der Kleinstnetzbetreiberregelung am 14. März 2025 behält der BDEW sich auch hier vor, im Nachgang diesbezüglich über die Stellungnahme zum [Arbeitspapier](#) „Methodenfestlegung Effizienzvergleich“ Stellung zu nehmen.

17 Forschung und Entwicklung (Tenorziffer 17)

Die Berücksichtigung der Kosten für Forschung und Entwicklung wurde in der Regulierungsformel geändert. Diese Kosten gehören nicht mehr in den Katalog der Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (ehemals dnbK), sondern werden als Zuschlag für Mehrkosten gegenüber des Basisjahrs in der Erlösobergrenze berücksichtigt.

Der BDEW begrüßt die grundsätzliche Übernahme der bisherigen Regelung aus der ARegV § 25a, auch wenn die Kosten nicht mehr als dauerhaft nicht beeinflussbar deklariert werden und daher dem Effizienzvergleich unterliegen. Die Kosten für Forschungen und Entwicklung fallen meist projektbezogen an, sind daher eher volatil und nicht vergleichbar mit anderen Netzbetreibern, die hier nicht aktiv sind. Wir betrachten daher die Einbeziehung in den Effizienzvergleich kritisch und befürchten, dass die Anreize für entsprechende Projekte sinken werden. Die Ziele der Energiewende werden damit leider nicht unterstützt.

Da bisher die Auslegung der zu berücksichtigenden Projekte sich ausschließlich auf den nationalen Rahmen bezieht, empfiehlt sich eine Ausweitung des Förderrahmens auch auf europäisch geförderte Projekte. Darüber hinaus ist eine Ausweitung des Kreises der zu berücksichtigenden Antragsteller erstrebenswert, damit für Netzbetreiber Anreize gesetzt werden, sich mehr im Bereich der Forschung und Entwicklung zu engagieren.

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

Die BNetzA hat die bisherige Regelung aus § 28 ARegV übernommen, daher gibt es keine Anmerkungen seitens des BDEW.

19 Aufhebung von Festlegungen (Tenorziffer 19)

Keine Hinweise.

20 Verfahrensvorschriften (Tenorziffer 20)

Keine Hinweise.

Ansprechpartnerinnen/Ansprechpartner

Meike Linde
Fachgebietsleiterin
Regulierung, Marktkommunikation und
Mobilität
Telefonnummer: +49 30 300 199-1132
meike.linde@bdew.de

Kevan Skorna
Fachgebietsleiter
Regulierung, Marktkommunikation und
Mobilität
Telefonnummer: +49 30 300199-1669
kevan.skorna@bdew.de

Laura Deger
Fachgebietsleiterin
Regulierung, Marktkommunikation und
Mobilität
Telefonnummer: +49 30 300199-1655
laura.deger@bdew.de