Stadtwerke Tuttlingen GmbH | Bahnhofstraße 120 | 78532 Tuttlingen

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen
Große Beschlusskammer Energie
Postfach 8001
53113 Bonn

Ihr Ansprechpartner	Durchwahl Tel. / Fax	E-Mail Adresse	Datum	Seite
[redacted]	[redacted]	[redacted]	28.02.2025	1/16

Az.: GBK-24-02-1#5; stadtwerke tuttlingen GmbH
Stellungnahme RAMEN

Sehr geehrte Damen und Herren,

- **Allgemeine Kritik**

Mit dem Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. I Nr. 405) weist der Gesetzgeber der Bundesnetzagentur (BNetzA) eine zentrale und verantwortungsvolle Rolle bei der Neujustierung des nationalen Regulierungsrahmens zu. Dies gilt umso mehr, als dieser neue Regulierungsrahmen einen wesentlichen Beitrag für einen beschleunigten Ausbau der Verteilernetze in Deutschland und damit letztlich auch das Gelingen der Energiewende wird leisten müssen.

Insoweit begrüßen wir ausdrücklich den Austausch mit der BNetzA in Form der letztjährig durchgeführten – und auch noch anstehenden – Expertenaustausche und insbesondere auch das neue Format einer „Vorkonsultation" der Tenorierungen der geplanten Festlegungen. Diese Formate eröffnen die Möglichkeit einer frühzeitigen Beteiligung am weiteren Festlegungsprozess und letztlich der Schaffung eines den o.g. Zielen entsprechenden Regulierungsrahmens. Insoweit halten wir es insbesondere mit Blick auf die Komplexität der Materie für essentiell diesen Austausch auch in Zukunft und im Hinblick auf die Vielzahl bereits angekündigter, werterer Festlegungen fortzusetzen.

Soweit die BNetzA mit der geplanten Festlegung "RAMEN" das Ziel verbindet, damit einen allgemeinen Rahmen für die künftige Anreizregulierung zu schaffen, wie er derzeit noch durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vorzeichnet ist, wird der nunmehr zur Vorkonsultation vorgelegte Tenorierungsentwurf diesem Anspruch indes nicht gerecht. So wird an zu vielen Stellen des

Festlegungsentwurfs auf gesonderte, konkretisierende Festlegungen verwiesen, die überwiegend auch noch gar nicht vorliegen und damit eine sachgerechte Auseinandersetzung mit den entsprechenden Vorgaben der RAMEN-Festlegung bereit im Ansatz nicht erlauben. Nur beispielhaft seien dabei die Verweise auf gesonderte Festlegungen zur Vorgabe des Verteilungsfaktors und des zeitlichen Abbaupfades im Rahmen des Effizienzvergleichs nach Ziffer 10.3, zur künftigen Ausgestaltung des Qualitätselements der sog. Energiewendekompetenz in Ziffer 12.2/12.6 oder zum OPEX-Anpassungsmechanismus für die 5. Regulierungsperiode in Ziffer 3.2 genannt. Teils enthalten die Vorgaben, wie z.B. zur Frage der Anerkennungsfähigkeit von Kosten aus Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen, sogar nur den Verweis auf die Möglichkeit einer Festlegung und damit eine zusätzliche Festlegungskompetenz, derer es angesichts des neuen gesetzlichen Rahmens überhaupt nicht bedürfte.

Nicht nur für Zwecke einer sachgerechten Erörterung der beabsichtigen Festlegungsinhalte innerhalb der Konsultationsphase, vor allem aber auch mit Blick auf die von der BNetzA skizzierte, künftige Festlegungssystematik bestehend aus Rahmen-, Methoden- und Einzelfestlegungen ist es erforderlich, dass die wesentlichen, essentiellen Stellschrauben und Vorgaben des künftigen Regulierungsrahmens in der grundlegenden RAMEN-Festlegung selbst normiert und nicht ausgelagert und auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden.

Mit einem möglichst vollständigen, weitestgehend in sich abgeschlossenen Regelwerk einer künftigen RAMEN-Festlegung sollte auch das Ziel verbunden sein, einen ansonsten unübersichtlichen Strauß von Festlegungen und konkretisierenden Unter-Festlegungen zu vermeiden. Ein möglichst hohes Maß an Transparenz, Vorhersehbarkeit und Zuverlässigkeit ist nicht nur für die unmittelbar von dem neuen Regulierungsrahmen betroffenen Marktbeteiligten, sondern mit Blick auf die enormen Investitionserfordernisse insbesondere im Bereich des Ausbaus der Elektrizitätsversorgungsnetze auch aus Investorensicht dringend angezeigt. Insoweit regen wir an, die Konzeption der angedachten Regulierungssystematik nochmals zu überdenken und die Anzahl der künftigen Festlegungen zu reduzieren.

Nach erster Prüfung ist zudem zweifelhaft, welchen Beitrag die konsultierte RAMEN-Festlegung im Hinblick auf die im NEST-Eckpunktepapier in Aussicht gestellte, im Zuge der Neujustierung des Regulierungsrahmens beabsichtigte Vereinfachung des Regulierungssystems leisten kann. Die bislang bekannten regulatorischen Instrumente werden, von kleineren Erleichterungen wie der Umstellung im Rahmen des Kapitalkostenaufschlages von einem Genehmigungs- zu einem Anzeigeverfahren, weitestgehend unverändert überführt. Die periodische Bestimmung des Effizienzvergleichs, des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors und der Qualitätsregulierung – ergänzt um die Energiewendekompetenz – lassen weder auf behördlicher Seite eine Beschleunigung erkennen, noch ist ersichtlich, dass sich dadurch der administrative Aufwand in den Unternehmen spürbar verringert. Im

Gegenteil: Mit Blick auf die angedachte Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre ist bereits absehbar, dass sich der administrative Aufwand für alle Beteiligten noch einmal erheblich erhöhen wird. Eine auch von der BNetzA selbst als Voraussetzung für die beabsichtigte Verkürzung der Regulierungsperiode für erforderlich erachtete Beschleunigung der Prozesse im Rahmen der Kostenprüfung ist auch angesichts der Vereinfachungen bei der Kapitalkostenermittlung nicht ersichtlich; damit wird sich das bereits heute bestehende Problem, dass die Erlösobergrenzen nicht (rechtzeitig) vor Beginn der Regulierungsperiode festgelegt werden, absehbar verschärfen. Zuletzt erlauben wir uns eine Anmerkung zu dem seitens der BNetzA für das Jahr 2025 skizzierten zeitlichen Ablauf des weiteren Konsultationsprozesses. Der darin vorgesehene Zeitraum für die Konsultation der im nächsten Schritt zu erwartenden Festlegungsentwürfe fällt in fast allen Bundesländern vollständig in die Sommerferien. Um die somit bereits absehbaren kapazitativen Engpässe zu vermeiden, regen wir an, die Stellungnahmefristen auf einen ausreichend bemessenen Zeitraum vor oder auf die Zeit nach den Sommerferien zu legen. Nur auf diese Weise ist gewährleistet, dass Verbänden und Unternehmen ein mit Blick auf die Komplexität der Materie entsprechend ausreichender Zeitraum zur Prüfung und sachgerechten Stellungnahme eingeräumt wird.

Thema: Adressaten (Tenorziffer 1)

Adressaten der Festlegung sollen Betreiber von Energieversorgungsnetzen sein, sofern und soweit sie Elektrizitätsverteilernetze oder Gasverteiler- bzw. -fernleitungsnetze betreiben.

Hier stellt sich die bereits früher diskutierte Frage, wie effektiver Rechtsschutz gegen diese und weitere im Zusammenhang mit der vorliegenden Rahmenfestlegung erlassene Festlegungen des neuen Regulierungsrahmens für solche Netzbetreiber organisiert und garantiert werden kann, die erst zu einem späteren Zeitpunkt nach deren Inkrafttreten gänzlich neu oder aus bereits bestehenden Strukturen heraus entstehen und sich in der Folge einer Vielzahl bestandskräftiger Festlegungen gegenübersehen.

Letztlich stellt sich diese Frage nach der seitens der BNetzA vertretenen, neuen Festlegungssystematik aus Rahmen-, Methoden- und Einzelfestlegungen unter dem Gesichtspunkt der Gewährleistung effektiven Rechtsschutzes für den gesamten neu formulierten Regulierungsrahmen. Diesbezüglich bleiben der vorgelegte Tenorierungsentwurf für eine RAMEN-Festlegung wie auch die weiteren zur Konsultation gestellten Festlegungsentwürfe eine Antwort schuldig.

Thema: Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode (Tenorziffer 2.)

1. Verkürzung der Regulierungsperiode auf 3 Jahre

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die BNetzA die Notwendigkeit erkennt, Kostenveränderungen im OPEX-Bereich zukünftig schneller abbilden zu können. Kritisch bewerten wir jedoch, dass die BNetzA zwar

übergangsweise an der fünfjährigen Regulierungsperiode festhalten und hierbei – jedenfalls für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber – eine jährliche Anpassung der OPEX ermöglichen, langfristig jedoch eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf 3 Jahre umsetzen möchte.

Gegen eine derartige Verkürzung der Regulierungsperiode bestehen aus Sicht unseres Unternehmens nach wie vor ganz erhebliche Bedenken.

Zunächst ist festzuhalten, dass diese Verkürzung nicht geeignet ist, das adressierte Problem sachgerecht zu lösen. So würde diese – mit drastischen Folgen für alle Beteiligten einhergehende – Verkürzung der Regulierungsperiode lediglich zu einer geringfügigen zeitlichen Verbesserung bei der Abbildung entstehender Kosten auf Netzbetreiberseite in den Erlösobergrenzen führen. Im Schnitt würde sich eine Abbildung in den Erlösobergrenzen lediglich auf einen Zeitverzug von 4 Jahren verkürzen; gegenüber einem Zeitverzug von derzeit 5 Jahren im bisherigen System. Dieser Vorteil ist nicht erheblich. Das Problem der verzögerten Anpassung würde folglich nicht im Ansatz gelöst.

Es erscheint auch immer offensichtlicher, dass es der BNetzA um etwas anderes geht: Sie erkennt hierin ein Instrument, die Effizienzvorgaben erheblich zu verschärfen. Diese Überlegung ist jedoch mutmaßlich nicht vollständig zu Ende gedacht und vor allem nicht abgewogen worden gegenüber den maßgeblichen Nachteilen, die aus einer solchen Veränderung resultieren würden:

Letztlich wäre eine solche Verkürzung gerade das Ende der eigentlich in Ziffer 2 beschriebenen Anreizregulierung. Eine Anreizregulierung trägt diese Bezeichnung, da sie den betroffenen Unternehmen Anreize setzen soll, ihre Kosten zeitnah abzusenken, um damit sogar den vorgegebenen Erlöspfad unterschreiten zu können. Diese Option würde mit dem vorgesehenen Modell letztlich abgeschafft. Die Anreizwirkung ginge verloren, wenn, was bereits heute erkennbar ist, Ineffizienzen innerhalb der verkürzten Zeit nicht abgebaut werden können, d.h. die Zeit für die Umsetzung von Optimierungspotentialen fehlt. Damit einher geht der Verlust von Anreizen zur Effizienzsteigerung, da Netzbetreiber von Effizienzgewinnen bei längerer Regulierungsperiode stärker profitieren. Überdies ist nach unserer Auffassung sicherzustellen, dass auch der neue Regulierungsrahmen die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben durch den Netzbetreiber sicherstellt. Anderenfalls bestünde die Gefahr, den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb i.S.d. § 11 EnWG zu gefährden.

Selbst wenn – entgegen den Erfahrungen aus den vergangenen Regulierungsperioden – unterstellt würde, dass die individuellen Effizienzvorgaben bereits vor dem Beginn der Regulierungsperiode feststehen würden, so blieben den Netzbetreibern genau 2 Jahre, um die erforderlichen Effizienzmaßnahmen nicht nur zu identifizieren, sondern sie auch noch in der Weise umzusetzen, dass ihre Kostenwirkung bereits in diesen Jahren greift. Allein dies erscheint tatsächlich unmöglich. Um die

Erlösvorgaben allerdings im Sinne einer Anreizregulierung sogar übertreffen zu können, müssten diese Prozesse sogar noch früher eingeleitet und abgeschlossen werden. Eine solche Vorstellung ist jedoch nicht praxistauglich; als Kontrollüberlegung sollte sich die BNetzA selbstkritisch hinterfragen, welche Maßnahmen sie in welcher Zeit einleiten und umsetzen könnte, sofern – als rein theoretische Kontrollüberlegung – ihr in einem internationalen Ranking mit anderen Regulierungsbehörden eine Effizienz von bspw. 95 % bescheinigt würde. Eine derart kurzfristige Absenkung von Kosten ist nicht möglich. Schließlich liegen den festgestellten etwaigen Ineffizienzen regelmäßig Prozesse zugrunde, die zunächst optimiert werden müssten, um dann entsprechend Personal freisetzen oder auf andere Weise Kosten absenken zu können. Alle diese Maßnahmen benötigen eine gewisse Vorlaufzeit, bevor sich die Ergebnisse daraus in den Kosten widerspiegeln.

Ohne Bestimmung des Effizienzwertes und der Festlegung der Erlösobergrenzen jeweils vor dem Beginn einer Regulierungsperiode wäre eine solche Umsetzung ohnehin nicht mehr möglich. Die BNetzA sollte sich auch insoweit selbstkritisch hinterfragen, inwieweit sie dies zukünftig umzusetzen imstande wäre. Derzeit werden die Erlösobergrenzen eher im 2. oder sogar 3. Jahr der laufenden Regulierungsperiode festgelegt. Zu diesem Zeitpunkt müssten die Effizienzmaßnahmen nach der angedachten Systematik aber bereits vollständig umgesetzt sein.

Auch die Länder haben bereits signalisiert, dass sie kaum in der Lage wären, derart kurzfristig zu agieren. Eine sich immer weiter aufstauende Verzögerung der einzelnen Verfahren wäre die Folge.

Die Verfahrensvereinfachungen sollten eher dafür genutzt werden, dass wenigstens die derzeitigen Fristen innerhalb einer 5-jährigen Regulierungsperiode eingehalten würden. Die Bescheide sollten vor dem Beginn der Regulierungsperiode erlassen werden; das Regulierungskonto sollte spätestens im übernächsten Jahr für das Quelljahr genehmigt werden. Die BNetzA sollte – gemeinsam mit den Landesregulierungsbehörden – besser alle ihre Energien und Optimierungspotenziale nutzen, um die Regulierung in diesem Zyklus ordnungsgemäß abzuwickeln. Um es klar auszusprechen: Wir befürchten ein vollständiges „Regulierungschaos", wenn durch eine Verkürzung der Perioden die bereits bestehenden erheblichen Verzögerungen im System noch derart verschärft würden!

Es muss auch hinterfragt werden, ob tatsächlich eine derartige Verfahrensvereinfachung mit dem neuen Modell ermöglicht wird. Wir sehen eher, dass neben vereinzelten Vereinfachungen auch deutliche Ausweitungen des Regulierungsaufwands in Aussicht gestellt werden.

Bei der Bewertung von (weiteren) Vereinfachungen zur Beschleunigung des Prüfzyklus muss zudem beachtet werden, dass Pauschalierungen und Zeitdruck immer auch zu Lasten der Sach- und Einzelfallgerechtigkeit für Netzbetreiber führen. Vorliegend bewegen wir uns jedoch in der

Eingriffsverwaltung. Die Netzentgelte bilden die Gegenleistung für den grundrechtlichen Eingriff des allgemeinen Netzzugangs. Dies darf nicht unbeachtet bleiben.

Bei den angedachten Mechanismen ist insgesamt bisher keine Vereinfachung erkennbar; vielmehr sehen die von der BNetzA angedachten Neuregelungen in mehrfacher Hinsicht sogar noch eine zusätzliche Verkomplizierung des ohnehin bereits komplexen Systems der Netzentgeltregulierung vor (hierzu nachfolgend). Zu bezweifeln ist daher weiterhin, dass die von der BNetzA aufgezählten Vereinfachungen tatsächlich auch zu einer Verkürzung des Prüfzyklus geeignet sind.

Festzuhalten ist also, dass Netzbetreiber bereits bei einer 5-jährigen Regulierungsperiode häufig vor Beginn der Regulierungsperiode noch keine Kenntnis von den abzubauenden Ineffizienzen und den geltenden Erlösobergrenzen haben. Dies belegt ein Blick auf den derzeitigen Verfahrensstand zur Festlegung der Erlösobergrenzen sowohl im Strom- als auch im Gasbereich. Dieser Zustand würde sich aller Voraussicht nach bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode und zeitgleicher Einführung eines neuen Regulierungssystems noch drastisch verschlechtern. Für Netzbetreiber wird ein laufendes Verwaltungsverfahren über die Festlegung der Erlösobergrenzen zu einem Dauerzustand, der Ressourcen bindet und Effizienzsteigerungen gerade verhindert.

Außer Betracht bleibt bei der Bewertung zudem, dass auch Kapitalgeber durch die entstehenden Unsicherheiten und absehbaren Pauschalierungen bei der Kostenbestimmung verunsichert werden. Diese legen Wert auf stabile wirtschaftliche Rahmenbedingungen, welche bei einer verkürzten Regulierungsperiode erheblich gefährdet wären.

Den genannten Kritikpunkten kann allein mit einer dauerhaften Beibehaltung der 5-jährigen Regulierungsperiode einschließlich einer innerperiodischen Anpassung in Hinblick auf OPEX-Änderungen begegnet werden.

2. Erstes Jahr einer Regulierungsperiode als Basisjahr

Das Folgeproblem einer Verkürzung der Regulierungsperiode auf 3 Jahre würde sich mit Blick auf den nach Tenorziffer 2.3 angedachten Zeitpunkt für das Basisjahr ergeben. Dieses wäre künftig das erste Jahr einer 3-jährigen Regulierungsperiode. Den Netzbetreibern wird so die Möglichkeit genommen, Optimierungspotenziale umzusetzen. Zwischen der Festlegung der Erlösobergrenzen für die Regulierungsperiode und den abzubauenden Ineffizienzen verbleibt schlicht keinerlei Zeit, um Strategien zum Abbau etwaiger Effizienzen zu entwickeln und umzusetzen. Die Unzulänglichkeiten hinsichtlich des Abbaus der Ineffizienzen wurden bereits zu Satz 1 der Tenorziffer 2.3 beschrieben.

Die Folge wäre letztlich, dass die Effizienzsteigerungen nicht – wie im System der Anreizregulierung eigentlich vorgesehen – in der Folgeperiode an die Netzkunden weitergegeben werden könnte. Wie zuvor

bereits beschrieben, würde mit einer solchen Verkürzung vielmehr sowohl für Netzbetreiber als auch für Netzkunden die Anreizregulierung abgeschafft. Insofern stünde die Ziffer 2.3 in einem erheblichen Widerspruch zu Ziffer 2.1.

Thema: Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze (Tenorziffer 4.)

1. Term VPI/PT mit Produktoperator

Mit der beabsichtigten Neufassung des bisherigen Terms zu VPI und PF durch die Verwendung eines Produktoperator-Terms käme es in der Regel zu jährlich geringfügig niedrigeren zulässigen Erlösen als nach der aktuell geltenden Regulierungsformel. Über den Zeitverlauf der Regulierungsperioden summieren sich diese geringeren Erlöse indes zu wirtschaftlich nennenswerten Größenordnungen. Eine mathematische Indikation für die Verwendung des neuen Produktoperator-Terms gibt es unseres Erachtens nicht. Daher sollte der bisherigen Berechnungsweise der Vorzug gegeben werden.

Abzug der volatilen Kosten des Basisjahres VK0

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

Beim Abzug der um den GSP bereinigten, inflationierten volatilen Kosten des Basisjahres wurde der

$$EOG_t = KA_{nEu,t} + OPEX_0 \times (1 - X_{ind,t}) \times \prod_{i=1}^{t}\left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF\right)$$

Faktor (1-xind,t) unzutreffender Weise nicht berücksichtigt. Dies führt zu einer systemwidrigen Erlösverringerung. So werden zunächst die in den OPEX0 enthaltenen volatilen Kosten des Basisjahres um die individuelle Effizienzvorgabe abgeschmolzen und der verbleibende Anteil mit dem um den GSP bereinigten Verbraucherpreisindex aufinflationiert (vgl. folgender Ausschnitt aus der Regulierungsformel gemäß Tenorziffer 4.3 und 4.4).

Für Netzbetreiber mit einem Effizienzwert unterhalb von 100 % führt dies dazu, dass die volatilen Kosten des Basisjahres mit einem Anteil < 100 % in der Regulierungsformel berücksichtigt und mit der bereinigten Inflation versehen werden. Der Korrekturterm zum Abzug der inflationierten volatilen Kosten des Basisjahres enthält hingegen in nicht konsistenter Weise die individuelle Effizienzvorgabe nicht, so

dass auch bei ineffizienten Netzbetreibern 100 % der inflationierten Kosten des Basisjahres abgezogen werden. Bei der in Tenorziffern 4.3 und 4.4 abgebildeten Regulierungsformel wird daher systematisch ein höherer Anteil von der Erlösobergrenze abgezogen als jener Anteil, der durch Inflationierung und Abschmelzung mit dem individuellen Effizienzwert aus dem anerkannten Ausgangsniveau überhaupt in der Regulierungsformel berücksichtigt wird. Wir gehen davon aus, dass es sich hierbei um ein redaktionelles Versehen handelt. Aus unserer Sicht müsste die Regulierungsformel um den markierten Term ergänzt werden:

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

Dieses Vorgehen würde dann auch mit dem systematisch zutreffenden Vorgehen der BNetzA bei der Bereinigung der im Ausgangsniveau der Gasnetzbetreiber enthaltenen Kosten/Erlöse/Erträge aus Anlagenabgängen (BVG0) gemäß Tenorziffer 4.6 übereinstimmen. Dort hat die BNetzA den Term $\mathbf{1} - \boldsymbol{X_{ind,t}}$ zutreffender Weise eingefügt.

Thema: Ausgangsniveau (Tenorziffer 5.)

1. Maßstäbe zur Anerkennung des Ausgangsniveaus (Tenorziffer 5.1)

Soweit in Tenorziffer 5.1 Satz 1 bis 3 überwiegend die gesetzlichen Vorgaben zur Netzentgeltbildung gemäß § 21 Abs. 2 EnWG aufgegriffen werden, sollte dies auch für die verbindliche Vorgabe in § 21 Abs. 2 S. 4 EnWG gelten. Danach müssen Netzbetreiber Investitionen so vornehmen können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist. Ein schlichter Hinweis in der Begründung wird dieser gesetzlichen Anforderung nicht gerecht.

In Tenorziffer 5.1 Satz 4 findet sich im Übrigen eine Regelung, die sprachlich unklar und – auch unter Heranziehung der Erwägungen (vgl. dort S. 99) – nicht eindeutig nachvollziehbar ist. Wir regen daher die Streichung dieses Satzes an.

2. Abgrenzung CAPEX und OPEX (Tenorziffer 5.2)

Die Abgrenzung zwischen Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) in Tenorziffer 5.2 Satz 1 entspricht der neu gefassten Systematik der Regulierungsformel nach Tenorziffer 4.2 und wird ausdrücklich begrüßt. Aus unserer Sicht wäre es allerdings wünschenswert, an dieser Stelle eine Begriffsdefinition der CAPEX und OPEX aufzunehmen. Insoweit könnte die Begriffsdefinition der CAPEX in Tenorziffer 4.1 Satz 1 i.V.m. Satz 2 Strom-/GasNEF sowie der OPEX in Tenorziffer 4.1 Satz 1 i.V.m. Satz 3 Strom-/GasNEF übernommen oder zumindest auf diese verwiesen werden.

3. Besonderheit des Basisjahres (Tenorziffer 5.4)

Die BNetzA hält bei der Formulierung des Prüfungsmaßstabs für die Beurteilung von Besonderheiten des Basisjahres in Tenorziffer 5.4. Satz 1 im Wesentlichen an dem Wortlaut des bisherigen § 6 Abs. 2 Satz 1 ARegV fest. Hierzu ist zunächst festzustellen, dass dies mit Blick auf die eigentlich angestrebte Vereinfachung von Prüfungsschritten keinen Vorteil gegenüber dem Status quo bieten dürfte. Unseres Erachtens sollte hier die Chance genutzt werden, den Prüfungsmaßstab ausgehend von der höchstrichterlichen Rechtsprechung klarer zu fassen: Als Besonderheiten des Geschäftsjahres kommen nach Auffassung des Bundesgerichthofs – in Abgrenzung zu den insoweit hinzunehmenden Kostenschwankungen – „nur besondere Einmaleffekte" in Betracht (BGH, Beschl. v. 25.04.2017, Az. EnVR 57/15, Rn. 22 f.; Beschl. v. 10.11.2015, Az. EnVR 26/14, Rn. 34). Dies wäre klarstellend in Tenorziffer 5.4. aufzunehmen.

Weiterhin bitten wir folgende Aspekte bei der konkreten Ausgestaltung zu berücksichtigen:

In Tenorziffer 5.4 Satz 2 ist die BNetzA bemüht, bisherige – aus Ihrer Sicht bestehende – systematische Lücken des § 6 Abs. 2 ARegV zu schließen: So soll eine Regelung für die Behandlung von Erlösen und Erträgen bei der Beurteilung von Besonderheiten des Basisjahres geschaffen werden, welche der Regulierungsbehörde eine Hinzurechnung von Erlösen und Erträgen über die Werte der Gewinn- und Verlustrechnung des Basisjahres hinaus ermöglicht. In der gesamten Regelung Tenorziffer 5.4. sind somit ausschließlich Vorgaben enthalten, die der Regulierungsbehörde ermöglichen, zu Lasten der Netzbetreiber Kostenkürzungen bzw. Hinzurechnungen kostenmindernder Erträge und Erlöse bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus im Falle einer Besonderheit des Basisjahres zu berücksichtigen.

Hierbei lässt die BNetzA indes eine wesentliche Lücke im Wortlaut des § 6 Abs. 2 ARegV ungeschlossen: Um den Vorgaben zur Bestimmung betriebsnotwendiger Netzkosten im Sinne des § 21 Abs. 2, 3 EnWG zu genügen, bedarf es zwingend auch einer Regelung von sog. negativen Besonderheiten des Basisjahres, d.h. einmalig im Basisjahr besonders gering ausfallender Kosten bzw. einmalig besonders hoch ausfallender Erlöse oder Erträge. Tenorziffer 5.4. ist daher konsequenterweise um eine Regelung zu ergänzen, die es der Regulierungsbehörde ermöglicht, eine Erhöhung von Kosten und eine Verringerung von Erlöspositionen im Vergleich zur Gewinn- und Verlustrechnung des Basisjahres bei Vorliegen einer Besonderheit des Basisjahres in die Bestimmung des Ausgangsniveaus einzubeziehen.

Nur durch einen einheitlichen Maßstab für die Behandlung von positiven und negativen Besonderheiten des Basisjahres kann den Zielen des § 21 Abs. 2, 3 EnWG gedient werden, betriebsnotwendige Netzkosten und damit ein repräsentatives Ausgangsniveau für die gesamte Regulierungsperiode zu ermitteln.

Soweit sich die BNetzA durch die eigene, beabsichtigte Regelung zum Ausschluss von Plankosten (Tenorziffer 3.2.der Festlegung StromNEF/GasNEF) daran gehindert sieht, in Tenorziffer 5.4. negative

Besonderheiten des Basisjahres anzuerkennen (vgl. Erwägungen, S. 104), ist dies ein Zirkelschluss. Wie gezeigt, gebieten gesetzliche Vorgaben die Anerkennung von negativen Besonderheiten des Basisjahres. Wenn die BNetzA insoweit ein Hindernis in Tenorziffer 3.2. der Festlegung StromNEF/GasNEF erkennt, muss sie diese entsprechend modifizieren.

Weiterhin muss gewährleistet sein, dass bei einer Beurteilung von Besonderheiten des Basisjahres nicht nur auf einzelne – regulierungsbehördlich definierte – Kosten- bzw. Erlöspositionen abgestellt werden darf, sondern dass hierbei auch sachliche Zusammenhänge zwischen der Entwicklung mehrerer Kosten- bzw. Erlöspositionen beachtet werden müssen. Auch hierzu sollte eine ergänzende Formulierung in Tenorziffer 5.4. aufgenommen werden.

Thema: Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Tenorziffer 6.)

Nach dem Vorschlag zur Tenorziffer 6.1 bleibt es bei dem – bereits seit Jahren vielfach kritisierten – inkonsistenten Zeitverzug (t-2) beim Ansatz des VPI in der Erlösobergrenzenformel. Hierbei handelt es sich um die bislang zeitverzögerte Berücksichtigung der Inflation in den Kosten des Ausgangsniveaus. Diese Inkonsistenz ist aus unserer Sicht zwingend zu beseitigen. In dem mit der Branche am 02.09.2024 durchgeführten Workshop zur Weiterentwicklung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors hatte die GBK angekündigt, diesen Aspekt mit in ihre Überlegungen aufnehmen zu wollen. Angesichts dessen überrascht die unveränderte Beibehaltung des Zeitverzugs beim Ansatz des VPI.

Der Zeitverzug bleibt ein weitreichender systematischer Nachteil für Netzbetreiber, da es hierdurch nicht möglich ist, das für das Jahr t geltende durchschnittliche Preisniveau, welches sich auf die Kosten des Netzbetriebs erhöhend auswirkt, auch erlösseitig über die Netzentgelte zu vereinnahmen. Der Nachteil ist insofern systematisch, da es zu keinem Zeitpunkt möglich ist, den zweijährigen Zeitverzug bei der erlösseitigen Berücksichtigung des Preisniveaus aufzuholen, wie das nachfolgende Beispiel verdeutlicht.

	Basisjahr			Beginn RP				Ende RP
VPI für Kostenentwicklung	100,0	102,0	104,0	106,1	108,2	110,4	112,6	114,9
Kostenentwicklung	1.000	1.020	1.040	1.061	1.082	1.104	1.126	1.149
VPI in Regulierungsformel	100,0			102,0	104,0	106,1	108,2	110,4
Erlöse über Regulierungsformel				1.020	1.040	1.061	1.082	1.104
Unterdeckung				-41	-42	-43	-44	-45

Daher sollte im künftigen Regulierungsrahmen der bisher systematisch in der ARegV enthaltene Zeitverzug bei der Ermittlung der Inflationierung beseitigt werden. Hierbei sind verschiedene Ansätze denkbar:

Einbau des zweijährigen Zeitverzugs auch beim VPI des Basisjahres

$$EOG_t = \cdots + OPEX_0 \times (1 - X_{ind,t}) \times \sum_{i=1}^{t} \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-3}} - PF \right)$$

Sofern sich eine über die Jahre weitestgehend gleichmäßige Inflationsentwicklung einstellt, ist hierdurch auf einfachem Wege sichergestellt, dass die Preisentwicklung adäquat in den Erlösobergrenzen berücksichtigt wird, wie folgende Beispielrechnung zeigt:

			Basisjahr			Beginn RP				Ende RP
VPI für Kostenentwicklung	96,1	98	100,0	102,0	104,0	106,1	108,2	110,4	112,6	114,9
Kostenentwicklung			1.000	1.020	1.040	1.061	1.082	1.104	1.126	1.149
VPI in Regulierungsformel			96,1			102,0	104,0	106,1	108,2	110,4
Erlöse über Regullerungsformel						1.061	1.082	1.104	1.126	1.149
Unterdeckung						0	0	0	0	0

Abstellen auf einen Plan-VPI mit nachträglichem Ist-Abgleich über Regulierungskonto

Alternativ wäre denkbar, den zweijährigen Zeitverzug beim Term VPIt zu beseitigen, indem zunächst nur ein Planwert für den VPI angesetzt würde. Mit dem Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto könnte dieser Planwert mit dem zur Antragstellung des Regulierungskontos bereits bekannten Ist-Wert ohne Weiteres abgeglichen werden. Dies wäre ein einfacher und unkompliziert handhabbarer Weg, um den Zeitverzug zu beseitigen.

Schließlich ist festzustellen, dass sachliche Gründe für eine Fortführung des bisherigen t-2- Verzugs im Ansatz des VPI aus den Erwägungsgründen nicht erkennbar sind. Es sollte daher die Chance genutzt werden, diesen bisherigen Webfehler der AregV bei der Neuschaffung des Regulierungsrahmens zu korrigieren.

Thema: Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 7.)

1. Festlegung von Kosten nach MsbG als KAnEu (Tenorziffer 7.5)

Grundsätzlich begrüßen wir die Einordnung der den Netzbetreibern durch den Rollout intelligenter Messsysteme (folgend: iMSys) entstehenden Kosten als KAnEu. Damit wird die bisherige Regelung der Tenorziffer 1 der „Festlegung zur regulatorischen Behandlung der beim Anschlussnetzbetreiber nach MsbG entstehenden Kosten" (Beschluss vom 28.06.2024, Az. BK8-23/007-A) in die neue Regelungssystematik überführt und gleichzeitig durch die Aufhebung der Festlegung BK 8-23/007-A eine Vereinfachung und größere Übersichtlichkeit der Regelungen geschaffen.

In den Erwägungen (S. 123) erläutert die BNetzA, dass sich die Kosteneinordnung der Tenorziffer 7.5. Satz 1 Nr. 4 auf die jeweils geltenden Preisobergrenzen des MsbG bezieht. Mit Blick hierauf und die aktuelle Novelle des MsbG, von welcher auch die Systematik und Höhe der Preisobergrenzen des § 30 MsbG betroffen sind, regen wir folgende klarstellende Fassung der Tenorziffer an:

"4. sowie die Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber gemäß § 3 Abs.1 S. 3 bis 6 i.V.m. § 7 MsbG bzw. § 36 MsbG nach § 30 MsbG in der jeweils geltenden Fassung aus Entgelten zur Ausstattung von Zählpunkten mit intelligenten Messystemen und Steuerungseinrichtungen, sowie deren Betrieb in der tatsächlichen Höhe entstehen."

So ist zu berücksichtigen, dass in der Sitzung des Bundesrates vom 14.02.2025 u.a. die Änderung des § 30 Abs. 2 Nr. 2 MsbG beschlossen wurde. Danach kann der grundzuständige Messstellenbetreiber zusätzlich zu den bisherigen Entgelten für den Messtellenbetrieb bei der Ausstattung einer Messstelle mit einem iMSys und einer Steuerungseinrichtung nach § 29 Abs. 1 Nr. 2 (vgl. § 30 Abs. 2 Nr. 1 i.V.m. Abs. 1 MsbG) ein Entgelt i.H.v. jährlich 50 Euro brutto für Einbau und Betrieb einer Steuerungseinrichtung erheben (vgl. BR-Drs. 47/25. S.9 f.). Ausweislich der Gesetzesbegründung kann der grundzuständige Messstellenbetreiber das Entgelt unabhängig von der Inanspruchnahme der Leistungen bereits ab Einbau der Steuerungseinrichtung erheben. Es handelt es sich daher auch insoweit um für den Anschlussnetzbetreiber exogene Kosten i.S.d. Tenorziffer 7.2 Satz 1, da er die Entstehung der Kosten nicht beeinflussen kann.

2. Nicht festgelegte KAnEu

Der in 7.5. Satz 2 enthaltene „Negativkatalog" von Kostenanteilen, die nicht als KAnEu zu betrachten sind, entfaltet neben dem in Satz 1 enthaltenen „Positivkatalog" keine eigenständige Regelungswirkung. 7.5 Satz 2 erweist sich insoweit als überflüssig und sollte daher gestrichen werden.

3. Personalzusatzkosten als KAnEu

Die bisher in § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 9 ARegV genannten Lohnzusatzkosten sollen künftig nicht als KAnEu bewertet werden und somit den Effizienzvorgaben unterliegen. Dies beurteilen wir sehr kritisch.

Die BNetzA begründet ihr Vorgehen damit, dass Lohnsatzkosten – im Vergleich mit Versorgungsleistungen – eine geringere Volatilität und eine höhere Gleichartigkeit aufwiesen und, da sie anders als Versorgungsleistungen überwiegend auf tarifvertraglichen und nicht betrieblichen Vereinbarungen beruhten, eher beeinflusst werden könnten (Erwägungen, S. 120 f.). Insoweit ist zu berücksichtigen, dass der Verordnungsgeber durch die Einführung bzw. Änderung der Regelung des § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 9 ARegV gerade sicherstellen wollte, dass für den Netzbetreiber keine Anreize zur Absenkung des vor dem 31.12.2016 bestehenden sozialen Niveaus der Arbeitnehmer gesetzt werden.

Das vor diesem Zeitpunkt bestehende soziale Niveau sollte insoweit geschützt werden. Dieser wesentliche soziale Gesichtspunkt sollte unbedingt weiterhin Gültigkeit behalten. Durch die geplante Herausnahme der Lohnzusatzkosten werden diese bei allen Netzbetreibern dem Effizienzdruck preisgegeben. Selbst bei Annahme der von der BNetzA angeführten „Gleichartigkeit" der

Lohnzusatzkostenwürde dies allein dazu führen, dass die Lohnzusatzkosten kein wesentlicher Treiber von Effizienzunterschieden zwischen den am Effizienzvergleich beteiligten Netzbetreibern darstellen würden. Für alle Netzbetreiber, welchen Effizienzwerte unter 100 % zugewiesen werden, bliebe es aber bei dem Effizienzdruck zur Absenkung der Lohnzusatzkosten auch unter das vom Verordnungsgeber als schutzwürdig bewertete Niveau vor dem 31.12.2016.

Gleichzeitig ist zu bemerken, dass die BNetzA die hohe wirtschaftliche Werthaltigkeit von Lohnzusatzkosten explizit anerkennt (Erwägungen, S. 118), was den Druck zur Reduzierung von Lohnzusatzkosten und damit zum Abbau des Sozialniveaus ebenfalls verdeutlicht. Insoweit ist zu bedenken, dass Netzbetreiber in Anbetracht des hohen Personalmangels in starkem Wettbewerb um Arbeitskräfte, insbesondere zur Erfüllung der gesetzlichen Anforderungen der Energiewende, stehen. Eine Absenkung des Sozialniveaus würde die ohnehin schwierige Akquise von Personal erheblich verschlechtern. Vor diesem Hintergrund empfehlen wir dringend, Lohnzusatzkosten auch weiterhin als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten einzuordnen.

Thema: Effizienzvergleich (Tenorziffer 10.)

1. Strombereich

Nach den Erläuterungen der BNetzA ist es der Anspruch der RAMEN-Festlegung, Regelungen für die wesentlichen Mechanismen der Anreizregulierung und damit den künftigen „Rahmen" der Anreizregulierung zu schaffen. Dieses Ziel wird mit der bisherigen Fassung der Tenorziffer 10. nicht erreicht. Grundlegende Fragen zur Ausgestaltung des Effizienzvergleichs, als zentralem Instrument der Anreizregulierung, bleiben offen und werden – systemwidrig – der nachgeschalteten Ebene von Methodenfestlegungen vorbehalten. Diese Inkonsistenz sollte bei der finalen Fassung der Tenorziffer 10. dringend behoben werden. Es bedarf insbesondere der Regelung folgender Punkte.

Zunächst sollten in die RAMEN-Festlegung wesentliche, zwingend zu beachtende allgemeine Anforderungen an die Durchführung von Effizienzvergleichen für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber aufgenommen werden: Hierbei wäre zunächst festzuhalten, dass die Auswahl der Vergleichsparameter mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen hat, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Weiterhin muss durch die Auswahl der Vergleichsparameter sichergestellt

sein, dass die Heterogenität der Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet wird und damit etwa auch kombinierte Versorgungsaufgaben hinreichend erfasst werden.

Zudem sollten grundsätzliche Vorgaben zur Anwendung der Methoden (SFA/ DEA jeweils mit TOTEX und standardisierten TOTEX) bereits in die RAMEN-Festlegung aufgenommen werden und auch weiterhin eine Bestabrechnung bereits auf der Ebene der RAMEN-Festlegung verankert werden. Nur

dadurch kann den Risiken und Schwächen bei der Umsetzung der jeweiligen Methoden adäquat Rechnung getragen werden kann. So ist eine Bestabrechnung zwischen den insgesamt 4 Ergebnissen der DEA und SFA zwingend notwendig, um einerseits bestehende Verzerrungen der Ergebnisse beider Methoden auszugleichen und andererseits sicherzustellen, dass die spezifischen methodischen Vorgehensweisen bei der Bestimmung berücksichtigt werden. Ferner ist auch eine Bestabrechnung bezogen auf den Effizienzwert mit standardisierten und den Kapitalkosten gemäß künftiger StromNEF/GasNEF beizubehalten.

Die zweifache Effizienzmessung jeweils mit standardisierten und nicht standardisierten Kapitalkosten hat bislang sichergestellt, dass Netzbetreiber, die am Beginn ihres Investitionszyklus stehen, nicht benachteiligt werden gegenüber Netzbetreibern, deren Kapitalkosten aufgrund eines durchschnittlich höheren Netzalters geringer sind. Aufgrund der zu erwartenden transformationsbedingten Investitionen, die alle Netzbetreiber in unterschiedlicher Intensität zu tätigen haben werden, wird es insbesondere künftig größere Unterschiede bei den Altersstrukturen geben, die Netzbetreiber mit jüngeren Netzen benachteiligen würden, wenn die Effizienzmessung unter Anwendung standardisierter Kapitalkosten über einen Mittelwert nur anteilig ins Endergebnis einfließen würde. Für Investoren und Fremdkapitalgeber würde eine signifikante Änderung der bisherigen Bestabrechnung zu einer höheren Unsicherheit bezüglich der Refinanzierung der anstehenden Investitionen führen. Daher können wir uns an dieser Stelle nur dafür aussprechen, von einer angedachten Mittelwertbildung bei der Ermittlung der finalen Effizienzwerte Abstand zu nehmen und die bisherige (und begründete) Bestabrechnung beizubehalten.

Weiterhin sollte die für das System der Anreizregulierung zentrale Vorgabe, innerhalb welches Zeitraums rechnerisch ermittelte Ineffizienzen von Stromnetzbetreibern abzubauen sind, keinesfalls – wie bisher in Tenorziffer 10.3 avisiert – einer weiteren Festlegung vorbehalten bleiben. Vielmehr sollte diese wesentliche Entscheidung bereits auf der Ebene der RAMEN-Festlegung getroffen werden. Ferner ist zu bemerken, dass eine – im NEST-Prozess diskutierte – Verkürzung des Abbaupfads der Ineffizienzen von 5 auf 3 Jahre aus unserer Sicht rechtlich nicht haltbar wäre. So erhöht die zunehmende Heterogenität der Netzbetreiber das Risiko, dass die Benchmarkingmodelle zu verzerrten Effizienzwerten führen. Darüber hinaus würde eine Verkürzung des Abbaupfades den Stromnetzbetreibern die finanziellen Mittel

entziehen, die Stromnetzbetreiber für den vorausschauenden Netzausbau und die Umsetzung der Energiewende benötigen und die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben grundlegend in Frage stellen.

Thema: Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11.)

Die Beibehaltung des Kapitalkostenaufschlages – und damit die Refinanzierung von Kapitalkosten aus nach dem Basisjahr getätigten Investitionen ohne Zeitverzug – ist zu begrüßen.

Die BNetzA weist auf Seite 154 der Erwägungsgründe darauf hin, dass auch solche Anlagengüter, die im Falle von gepachteten Vermögensgegenständen von Dritten aktiviert wurden oder voraussichtlich aktiviert werden, berücksichtigungsfähig sind. Es wird angeregt, bereits in Tenorziffer 11. der Festlegung einen klarstellenden Hinweis hinsichtlich der Verpächter bzw. Subverpächter aufzunehmen.

Ausführungen zu dem für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber vorgesehenen Zinsbonus (vgl. Tenorziffer 11.7) bleiben der Stellungnahme zur StromNEF vorbehalten.

Thema: Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12.)

Adressaten (Tenorziffer 12.1)

Die BNetzA beabsichtigt, künftig Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren obligatorisch in die Qualitätsregulierung einzubeziehen. Dies stellt eine unverhältnismäßige Belastung dieser Unternehmen dar (vgl. im Einzelnen nachfolgend zu Tenorziffer 16.).

Thema: Härtefall (Tenorziffer 13.)

Soweit in Tenorziffer 13. die von der höchstrichterlichen Rechtsprechung aufgestellten Maßstäbe zur bisherigen Härtefallregelung des § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV aufgegriffen werden, führt dies zu einer Konkretisierung des bisher abstrakten Härtefallregelung. Kritisch bewerten wir jedoch die Erwägungen zu Satz 4 der Tenorziffer 13., in denen die Maßstäbe der Vorhersehbarkeit für den Netzbetreiber näher dargestellt werden. Insbesondere wird das für den handelsrechtlichen Jahresabschluss maßgebliche Vorsichtsprinzip des § 252 Abs. 1 Nr. 4 HGB in Bezug genommen (vgl. Erwägungen, S. 164). Diese Erwägung ist jedoch insoweit verfehlt, als in Satz 4 sowie der gesamten Tenorziffer zum Härtefall die Vorhersehbarkeit eines Ereignisses bzw. eines Umstandes in den Blick genommen wird, während § 252 Abs. 1 Nr. 4 HGB die vorsichtige Bewertung bereits vorhersehbarer Risiken und Verluste regelt. Dieser Zusammenhang verkennt, dass die Verursachung von Kostensteigerungen und deren Auswirkung nicht in ein und dasselbe Jahr fallen müssen. Selbstverständlich müssen Rückstellungen gebildet werden, wenn erkennbar wird, dass ein (zuvor!) unvorhergesehenes Ereignis zu Verbindlichkeiten in der Zukunft

führen wird (z.B. bei der Beschaffung der Verlustenergie). Die Begründung ist daher nicht sachlogisch und sollte insoweit nochmals dringend hinterfragt werden.

Ferner ist das intendierte Kriterium des Risikobereichs nicht operabel; nach dem bisherigen Wortlaut würde die geringste „Abmilderungsmöglichkeit" zum vollständigen Ausschluss des Tatbestandes führen. Es liegt auf der Hand, dass eine solche Einschränkung nicht verhältnismäßig wäre. Auf Satz 4 sollte daher in der Tenorierung gänzlich verzichtet werden; die Anforderung an sich wäre bereits mit Satz 3 hinreichend beschrieben.

In der Begründung wird auf Seite 166 zusätzlich gefordert, die Verzinsung müsse „auf unabsehbare Zeit durch Kostensteigerungen aufgezehrt" werden. Dies wäre aber bereits der Insolvenzfall. Nach unserem Verständnis soll die Regelung aber (wirtschaftlich existente!) Netzbetreiber vor besonderen Härtefällen aus dem regulatorischen Umfeld schützen. Dies setzt schon früher an als bei einer schon drohenden Insolvenz. Ein anderes Verständnis ließe sich nicht mit der Sicherheit des Netzbetriebs vereinbaren. In diesem Zusammenhang sei noch auf einen Widerspruch verwiesen: Einerseits soll geprüft werden, ob „die Verzinsung auf unabsehbare Zeit durch Kostensteigerungen aufgezehrt" würde; andererseits sollen dabei auch zurückliegende Jahre betrachtet werden. Ein Netzbetreiber wird sich nicht wirtschaftlich in die Zukunft retten lassen, wenn die – gesetzlich garantierte und rechtmäßig erzielte – Eigenkapitalrendite der Vergangenheit mit ansonsten existenzbedrohenden Verlusten der Gegenwart „verrechnet" würden. Dies würde schlicht dazu führen, dass sich keine Eigenkapitalgeber mehr finden lassen; diese bewerten den Blick in die Zukunft.

Tuttlingen, 28.02.2025

Für Rückfragen stehen wir Ihnen sehr gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

[redacted]

[redacted]