

Berlin, 12. Januar 2023

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Positionspapier

Vordringliche Anpassungen der Anreizregulierung

Maßnahmen für eine wirtschaftlich nachhaltige Regu- lierung der Energienetze

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 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, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung 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

Inhalt

1	Zusammenfassung	3
2	Hintergrund	3
3	Berücksichtigung der Zinswende bei der Kapitalverzinsung	4
4	Inflationsdynamik und OPEX-Aufwuchs.....	7
5	Energiekosten der Netzbetreiber	10
6	Transformation Gasnetze.....	11

1 Zusammenfassung

Die Netzbetreiber stehen vor erheblichen Investitions Herausforderungen sowie wachsenden Versorgungsaufgaben und Verantwortlichkeiten. Neben dem damit verbundenen Aufwuchs bei Kapital- und Betriebskosten sind Netzbetreiber auch mit einem enormen Anstieg bei Beschaffungspreisen konfrontiert, der die Wirtschaftlichkeit gefährdet und ihre Substanz aufzehrt. Deutlich wird dies bei den rasant steigenden Zinsen für Fremdkapital, den höchsten Inflationsraten seit der deutschen Einheit und den drastisch gestiegenen Energiepreisen. Alle diese extern getriebenen Entwicklungen bildet die Regulierung nicht ausreichend ab.

Damit die Netzbetreiber aktuell und in Zukunft weiterhin ihren Beitrag zur Energie-, Wärme- und Verkehrswende leisten können, müssen gezielte Anpassungen der Regulierung umgesetzt werden. Der BDEW unterbreitet hierzu nachfolgend Vorschläge. Diese Anpassungen bedürfen keiner Änderung des Regulierungsmodells und können einfach umgesetzt werden. Die Umsetzung sollte noch in 2023 erfolgen, damit die gesamtgesellschaftlich gewollte Energiewende nicht ins Stocken kommt.

2 Hintergrund

Der Aus- und Umbau der Strom- und Gasnetze in Deutschland ist für einen erfolgreichen Transformationspfad hin zur Klimaneutralität Deutschlands grundlegend. Die Strom- und Gasnetzbetreiber nehmen diese enorme Herausforderung an und wollen ihren Beitrag zur Energie-, Wärme- und Verkehrswende leisten. Hierzu benötigen sie aber einen verlässlichen, zukunftsgerichteten und wirtschaftlich nachhaltigen Regulierungsrahmen.

Derzeit wird mit Datenerhebungen, Konsultationen, Kostenprüfungen, Effizienzvergleichen und vielen weiteren Verfahren die vierte Regulierungsperiode für Gasnetzbetreiber (2023-2027) und für Stromnetzbetreiber (2024-2028) vorbereitet. Die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber basieren nach dem aktuellen Regulierungssystem auf den Kosten der Basisjahre (Gas: 2020, Strom: 2021). Dynamische Entwicklungen nach den Basisjahren werden nur bei wenigen Einzelthemen abgebildet.

Das Regulierungsmodell ist im Kern darauf ausgelegt, einen effizienten Betrieb bestehender Netze in einem statischen Umfeld („eingeschwungener Zustand“) anzureizen. Dieser eingeschwungene Zustand ist aber weder bei Stromnetzen (langfristig hoher Ausbaubedarf), noch bei Gasnetzen (Transformation zu klimaneutralen Gasen) in den nächsten Jahren zu erwarten. Hinzu kommt eine Dynamik im Marktumfeld mit außergewöhnlich hohen Preissteigerungen für Kapital, Fremdleistungen, Material und Energie. Diese Situation wird in der Regulierung nicht ausreichend abgebildet.

Die Ausgestaltung und Weiterentwicklung der Regulierung ist Aufgabe der Regulierungsbehörden. Mit der anstehenden Umsetzung des EuGH-Urteils wird die BNetzA hierzu weitergehende Kompetenzen erhalten. Das Regulierungsmodell sollte aus Sicht des BDEW zunächst beibehalten und erst nach einer fundierten Evaluierung weiterentwickelt werden. Die aktuellen Herausforderungen und Marktentwicklungen erfordern jedoch zielgerichtete Korrekturen, die ohne grundsätzliche Änderungen der Regulierungsmethodik auskommen und mit Blick auf die drängenden Netzentwicklungen kurzfristig ab 2023 umgesetzt werden müssen. Die Anpassungen können nicht bis zur fünften Regulierungsperiode warten, da die energie- und klimapolitischen Maßnahmen **JETZT** umgesetzt werden müssen.

3 Berücksichtigung der Zinswende bei der Kapitalverzinsung

Für das von den Netzbetreibern eingesetzte Kapital muss eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung erfolgen. Für die vierte Regulierungsperiode gelten auf Basis bestehender Regelungen und vergangenheitsorientierter Zeitreihen folgende Werte:

- Für Eigenkapital bis zur Eigenkapitalquote 40 % (**EK I**) wurde von der BNetzA im Oktober 2021 der Zinssatz für die vierte Regulierungsperiode auf **5,07 %** festgelegt.
- Eigenkapital oberhalb der EK-Quote (**EK II**) wird gemäß § 7 Abs. 7 GasNEV/StromNEV in der vierten Regulierungsperiode mit **2,03 % (Gas) bzw. 1,71 % (Strom)** verzinst.
- Zinsen für Fremdkapital (**FK**) werden gemäß § 5 Abs. 2 GasNEV/StromNEV in ihrer **Höhe im Basisjahr** (höchstens jedoch in kapitalmarktüblicher Höhe) berücksichtigt.
- Beim Kapitalkostenaufschlag (**KKauf**) erfolgt die Verzinsung gemäß § 10a Abs. 7 ARegV: Eigenkapital bis zur 40 %-Quote (EK I) wird mit dem von der BNetzA-festgelegten EK I-Zinssatz verzinst. FK wird bei Verteilernetzbetreibern über die gesamte Regulierungsperiode unverändert mit dem Zinssatz für EK II, bei Transportnetzbetreibern mit einem jährlich angepassten Durchschnitt aus Bundesbank-Zeitreihen verzinst.

Die Phase historisch niedriger Kapitalmarktzinsen ist vorbei. Die Zinswende hat sich seit Anfang 2022 rasant beschleunigt. Die Europäische Zentralbank hat ihre Leitzinssätze in 2022 vier Mal angehoben, zuletzt am 15. Dezember 2022 um 50 Basispunkte auf 2,5 %.

Fremdkapitalverzinsung: Verlustgeschäft für Verteilernetzbetreiber beenden

Die Zinsforderungen von Fremdkapitalgebern sind im letzten Jahr drastisch um ca. 4 Prozentpunkte gestiegen. Aussagekräftig ist hier insbesondere die Bundesbank-Zeitreihe zu Unternehmensanleihen mit 4,2 % im Dezember 2022, nach einem 10-Jahres-Hoch von 4,9 % im Oktober (vgl. Abbildung 1). Selbst für Anleihen der öffentlichen Hand mit niedrigem Ausfallrisiko

erhalten Kapitalgeber 2,2 %. Alle Netzbetreiber (Strom/Gas, Verteilernetz/Transportnetz, kommunal/privat) können Fremdkapital für Investitionen schon heute nur deutlich oberhalb der EK II-Zinssätze beschaffen. Zinssätze in Höhe von 4 bis 5 % sind aktuell die Regel.

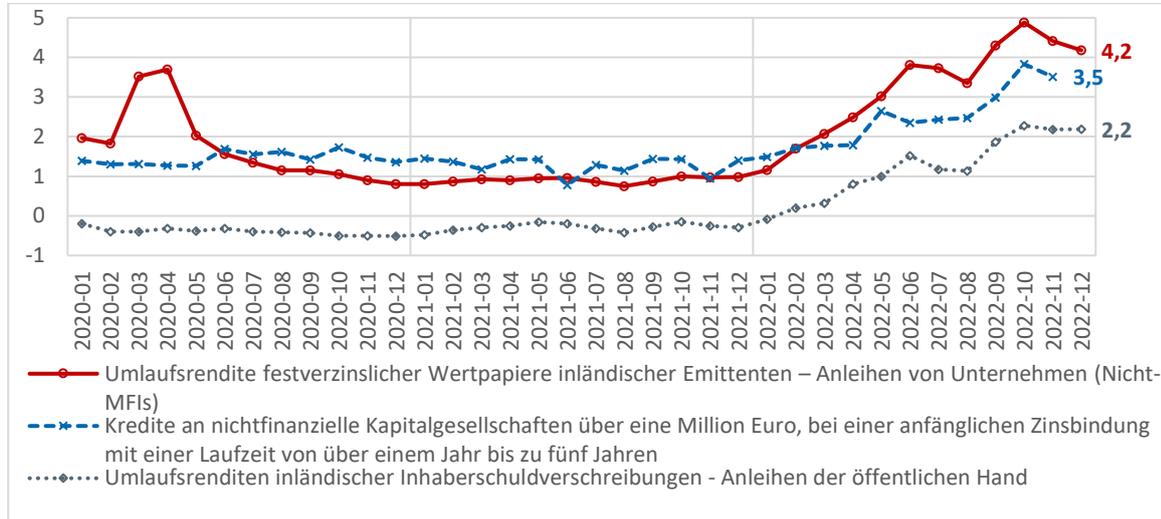


Abbildung 1: Zinsentwicklung am Kapitalmarkt seit 01.2020, Datenquelle: Bundesbank

Die jährliche Dynamisierung der FK-Zinsen im Kapitalkostenaufschlag für Transportnetzbetreiber gemäß § 10a Abs. 7 ARegV gestattet es diesen, auch perspektivisch ihre Fremdkapitalkosten zu decken. Dagegen halten die regulatorischen Fremdkapitalzinssätze für neue Investitionen bei den Verteilernetzbetreibern nicht Schritt mit der Zinswende. Eine Trendumkehr ist mit Blick auf die Inflationsdynamik auch nicht absehbar.

Die träge reagierende regulatorische Fremdkapitalverzinsung neuer Investitionen in die Verteilernetze bremst dagegen die Energie-, Wärme- und Verkehrswende aus. Die zugestandenen regulatorischen FK-Zinssätze im KKAuf in Höhe von 1,71 % (Strom) für die vierte Regulierungsperiode reichen bei Weitem nicht aus, um die aktuellen Refinanzierungskosten zu decken. Die Regelung zur Ermittlung des Fremdkapitalzinses für Investitionen von Verteilernetzbetreibern im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs muss daher dringend kurzfristig nachjustiert werden.

Eigenkapitalverzinsung: Wettbewerbsfähigkeit sicherstellen

Auch die Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen erreichten im Oktober 2022 mit 2,7 % einen 10-Jahres-Höchststand (vgl. Abbildung 2), liegen aktuell bei 2,5 % und im Jahresmittel 2022 über 1,5 %. Bei der Festlegung des EK I-Zinssatzes wurde als risikofreier Basiszins das 10-Jahresmittel 2011-2020 in Höhe von 0,74 % herangezogen. In der Festlegung hatte die BNetzA zugesichert, kurzfristig zu reagieren, sollte sich der Basiszins innerhalb des

festgelegten Eigenkapitalzinssatzes infolge von Kapitalmarktveränderungen für die vierte Regulierungsperiode als unangemessen zu niedrig herausstellen.¹



Abbildung 2: Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen, Datenquelle: Bundesbank

Die Zinswende ist mit den vorgenommenen Leitzinserhöhungen objektiv eingetreten und im Markt angekommen. Die BNetzA steht im Wort, die Rahmenbedingungen aufgrund der Marktentwicklung nachzujustieren.

Ohne eine Anpassung befindet sich der Eigenkapitalzinssatz mit einem Wert von 4,13 % nach Steuern sogar unterhalb der aktuellen Konditionen für die Beschaffung von Fremdkapital. So liegt die Bundesbankreihe der Unternehmensanleihen seit September 2022 zwischen 4,2 % bis 4,9 % (vgl. Abbildung 1), dies wird auch durch Anleihe-Emissionen von Netzbetreibern in dieser Höhe bestätigt. Eine geringere Verzinsung für risikobehaftetes Eigenkapital im Vergleich zu risikobegrenztem Fremdkapital ist ökonomisch nicht vertretbar und wird die Investitionsfähigkeit und die Konditionen für Kapitalaufnahmen von Netzbetreibern negativ beeinflussen.

Kurzfristig erforderliche Maßnahmen:

- › **FK im KKAuf: Übertragung der Regelung für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber zur Verzinsung des Fremdkapitals im Kapitalkostenaufschlag in § 10a Abs. 7 ARegV auf Verteilernetzbetreiber.² Mit dem neuen § 118 Abs. 46d EnWG wurde die BNetzA ermächtigt, Festlegungen zur Bestimmung des FK-Zinssatzes zu treffen.**
- › **EK I: Die BNetzA ist aufgefordert, entsprechend ihrer Zusage und der unabweisbaren Notwendigkeit, schnellstmöglich auf die eingetretene Zinswende zu reagieren und ihre Festlegung nachzubessern.**

¹ vgl. BNetzA-Festlegungen [BK4-21-055](#) und [BK4-21-056](#) vom 12.10.2021, Seite 46

² vgl. [BDEW-Positionspapier](#) „Sicherstellung der Fremdkapitalfinanzierung von Neuinvestitionen im Verteilernetz“

4 Inflationsdynamik und OPEX-Aufwuchs

Für den überwiegenden Anteil der operativen Betriebsaufwendungen gilt das Budgetprinzip: Die Erlösobergrenze wird auf Grundlage der Kosten im Basisjahr ermittelt, Kostenänderungen sind Chance und Risiko des Netzbetreibers. Änderungen der Beschaffungspreise werden pauschal über den Verbraucherpreisindex (VPI) und unter Abzug einer Produktivitätsvorgabe (Xgen) berücksichtigt.

Inflationsdynamik: Netzbetreiber mit massiven Kostensteigerungen belastet

Letztverbraucher sind seit 2021 mit außergewöhnlich hohen Preissteigerungen konfrontiert. Der Verbraucherpreisindex stieg im November 2022 um 10 % über das Vorjahresniveau, der Anstieg lag im Jahresmittel bei voraussichtlich 7,9 %. Die Beschaffungskosten der Netzbetreiber sind noch wesentlich stärker gestiegen. Der für Unternehmen aussagekräftige Erzeugerpreisindex stieg im August und September um 45,8 % über den Vorjahreswert, im November lag der Anstieg immer noch bei 28,2 % (vgl. Abbildung 3).

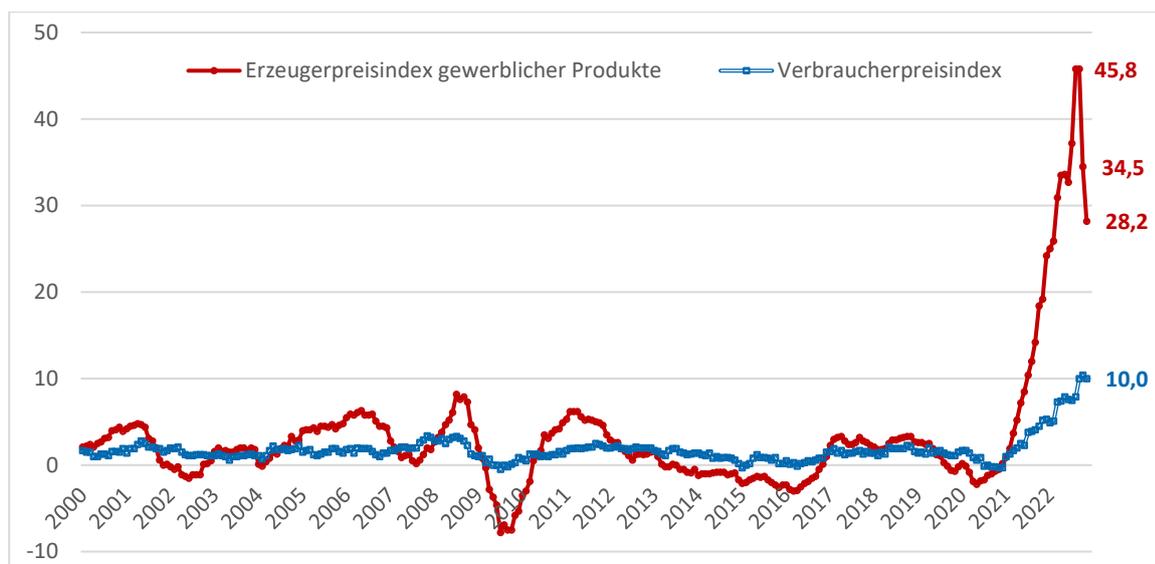


Abbildung 3: Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte und Verbraucherpreisindex, Veränderung zum Vorjahresmonat in Prozent, Datenquelle: Destatis

Der den Netzbetreibern über VPI-Xgen gewährte Ausgleich für steigende Beschaffungskosten bildet ihre tatsächlichen Preisentwicklungen nicht ab. Im „Inflationsjahr“ 2022 erhalten Netzbetreiber den VPI-Zuwachs aus 2020 in Höhe von 0,5 %, von diesem wird die Produktivitätsvorgabe Xgen in Höhe von 0,9 % (Strom) bzw. 0,49 % (Gas) abgezogen. So darf ein Stromnetzbetreiber 2023 am Ende der dritten Regulierungsperiode nur 4 % höhere Kosten haben als im Basisjahr 2016.

Kurzfristig erforderliche Maßnahmen:

- › **Das deutlich höhere Risiko von Kostenunterdeckungen und der aufgrund des Zeitversatzes (t-2) unvollständige Inflationsausgleich sollten bei der anstehenden Neufestlegung des Xgen durch angemessene Abschläge berücksichtigt werden.³**
- › **Die Methodik von VPI-Xgen sollte vor der fünften Regulierungsperiode gesamthaft evaluiert und weiterentwickelt werden.**

OPEX-Aufwuchs: Dynamik vereinfacht abbilden

Die Erfüllung der energie- und klimapolitischen Ziele führt nicht nur zu einem Anstieg der Kapitalkosten, sondern bedingt auch einen substanziellen Aufwuchs der Betriebskosten (OPEX), insbesondere für Personal, Material und Fremdleistungen sowie IT bzw. Digitalisierung. Dies gilt unabhängig von inflationsbedingten Preissteigerungen; hier sind mengenbasierte Veränderungen der Auslöser. Weitere OPEX-Aufwüchse resultieren aus der Zuweisung neuer Aufgaben (z. B. gemeinsame Internetplattform der Strom-VNB gemäß § 14e EnWG) oder aus der Reaktion auf neue Anforderungen (450 MHz-Funknetzwerk, KRITIS).

Netzbetreiber finden gute Lösungen, ihre zunehmenden und immer komplexer werdenden Aufgaben und die wachsenden Kundenbedürfnisse zu bewältigen. Dies geht nicht nur mit steigenden Investitionen einher, sondern bedingt auch neue und mengenseitig extrem herausfordernde Prozesse und innovative IT-Lösungen im operativen Bereich durch die „Änderung der Versorgungsaufgabe“. Vor allem steigende Personalaufwendungen haben und werden die operativen Betriebsaufwendungen der Netzbetreiber erhöhen.

OPEX-Anerkennung in der Kostenprüfung

Der OPEX-Aufwuchs nimmt energiewendebedingt auch nach dem Basisjahr 2021 weiter zu. Die zulässigen Erlöse der Netzbetreiber innerhalb der vierten Regulierungsperiode basieren für die OPEX allerdings auf einem Blick in den Rückspiegel (Budgetprinzip). Es droht den Netzbetreibern eine Unterdeckung ihrer OPEX über viele Jahre.

Der substanzielle und objektiv erforderliche OPEX-Aufwuchs muss bei den anstehenden Kostenprüfungen Strom angemessen gewürdigt werden. Eine Kürzung aufgrund einer allein

³ Vgl. [BDEW-Argumentationspapier](#) „Produktivitätsvorgabe Xgen“

vergangenheitsbezogenen Betrachtung würde diesen Druck verschärfen und im Widerspruch zu § 21a EnWG und aktueller Rechtsprechung stehen. Maßstab für ein angemessenes Kostenprüfungsergebnis durch die Regulierungsbehörde ist demnach, dass Netzbetreiber ihre Effizienzvorgaben gemäß § 21a EnWG insgesamt mit den ihnen möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen können müssen.

Kurzfristig erforderliche Maßnahmen:

- › Die Regulierungsbehörden müssen die **Kostenprüfungen Strom mit Augenmaß** durchführen und den umfangreichen Ermessensspielraum nutzen. Insbesondere ist eine Kürzung der für das Basisjahr vom Netzbetreiber angezeigten Kosten auf ein geringeres Niveau der Vorjahre dann nicht sachgerecht, wenn
 - die höheren Kosten im Basisjahr auf erfolgtes Wachstum (infolge neuer Aufgaben) zurückzuführen sind (Mengeneffekt),
 - die höheren Kosten im Basisjahr auf gestiegene Preise zurückzuführen sind,
 - keine gesicherten Planerkenntnisse darüber vorliegen, dass die in der Vergangenheit bis zum Basisjahr kumulativ aufgetretenen Mengen- und Preiseffekte sich nach dem Basisjahr wieder rückläufig entwickeln werden.
- › Auf selektive Verschärfungen des Budgetprinzips im Vergleich zur bisherigen Regulierungspraxis sollte verzichtet werden. Insbesondere sollten die als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile geltend gemachten Personalzusatzkosten in den Kostenprüfungen Strom nicht um aktivierte Eigenleistungen gekürzt werden. In der aktuellen Regulierungspraxis gibt es hier mittelfristig keinerlei Doppelerlöse.

Transformationsdruck in der 4. Regulierungsperiode

Weitere OPEX-Steigerungen, die aus der weiteren Umsetzung des Transformationsprozesses des Energiesektors (zusätzlich beschleunigt durch das 2022 beschlossene Osterpaket) resultieren, können nicht über das Basisjahr der 4. Regulierungsperiode erfasst sein. Daher muss ein Regulierungsmechanismus geschaffen werden, der es erlaubt, Kostensteigerungen, die sich aus den notwendigen Maßnahmen vor dem Hintergrund der Energiewende ergeben, innerhalb der 4. Regulierungsperiode geltend zu machen.

Die mit der Transformation stetig steigende Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber führt aufgrund des vergangenheitsorientierten Budgetprinzips zu einem massiven Kostendruck bei betroffenen Netzbetreibern und zu strukturellen OPEX-Unterdeckungen. Da das ohnehin schon ambitionierte Ausbauziel (80 % Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch) und

die damit einhergehende weitere Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr bereits in 2030 erreicht werden muss, muss ein Großteil der damit verbundenen Anpassungen der Energienetze innerhalb der vierten Regulierungsperiode stattfinden.

Eine Möglichkeit, steigende OPEX im Laufe der 4. Regulierungsperiode zu berücksichtigen, wäre ein „**Transformationsfaktor**“ in Anlehnung an § 10 ARegV. Anhand geeigneter Parameter, die die steigende Versorgungsaufgabe durch die energiewendebedingten Anpassungen widerspiegeln, wird jährlich ein Faktor ermittelt, der als Multiplikator auf die genehmigten OPEX abzgl. dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten wirkt. Ein solcher Faktor sollte sich dabei an Parametern orientieren, die die Transformation der Netze (Energiewende, Wärmewende, Verkehrswende) widerspiegeln. Durch die Orientierung an den Mengenparametern wird eine hohe Treffsicherheit erreicht. Selbstverständlich sind auch andere regulatorische Anpassungen möglich. Ein solcher Faktor erscheint aber mit Blick auf die anstehenden Herausforderungen ein zügig umzusetzender Weg zu sein.

Kurzfristig erforderliche Maßnahmen:

- › **Die energiewendebedingte Veränderung der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber mit resultierendem OPEX-Aufwuchs muss bereits innerhalb der vierten Regulierungsperiode angemessen abgebildet werden. Kurzfristig notwendig ist ein pragmatischer Ansatz, der z. B. anhand eines Transformationsfaktors realisiert werden könnte.**
- › **Im Zuge der Evaluierung könnten weitergehende Ansätze diskutiert und zur fünften Regulierungsperiode umgesetzt werden.**

5 Energiekosten der Netzbetreiber

Für Kosten der Netzbetreiber für die Beschaffung von Energie gibt es folgende Regelungen:

- ÜNB: Verlustenergie & Redispatch – Verfahrensregulierung
- Strom-VNB: Verlustenergie – Volatile Kosten mit Mengenkappung und Preisformel
- Gas-NB: Vorwärmenergie GDRA – Volatile Kosten (VOLKER)
- FNB: Treibenergie für Verdichter – Volatile Kosten

Für alle anderen Energiekosten gilt das Budgetprinzip. Bei der Beschaffung von Energie führt die Marktentwicklung ab 2021 zu außergewöhnlichen und erheblichen Mehrkosten auch bei Netzbetreibern. Die Beschaffungspreise sind weit über das Niveau der Basisjahre für die laufende dritte und die kommende vierte Regulierungsperiode gestiegen. Diese

außerordentlichen Preissteigerungen sind über das Budgetprinzip mit Anpassung VPI-Xgen nicht sachgerecht abbildbar.

Kurzfristig erforderliche Maßnahmen:

- › **Um Effekte der außergewöhnlichen Preisdynamik zumindest bei der Energiebeschaffung zu neutralisieren, sollte jeglicher Betriebs- und Eigenverbrauch von Energie (Erdgas, Strom, Wärme) als volatile bzw. verfahrensregulierte Kosten eingestuft werden.⁴**

6 Transformation Gasnetze

Mit den Klimaschutzzielen ist der Ausstieg aus der Nutzung fossiler Gase vorgezeichnet. Das Regulierungsregime ist jedoch auf einen dauerhaften Netzbetrieb ausgelegt und bildet keinen passenden Rahmen für die entsprechende Transformation der Gasnetze. Die BNetzA hat mit der „KANU“-Festlegung einen ersten wichtigen Schritt getan und ermöglicht, dass die ab 2023 aktivierten Gasnetzinvestitionen bis 2045 kalkulatorisch abgeschrieben werden können. Es besteht aber Handlungsbedarf darüber hinaus.⁵

Erste kurzfristig erforderliche Maßnahmen:

- › **Für die Herausforderungen im Gasnetz ist eine „Transformationsregulierung“ erforderlich. BNetzA und BMWK sollten den im Koalitionsvertrag angekündigten Dialogprozess zur Anpassung des regulatorischen Rahmens zügig initiieren.**
- › **Auch für Bestandsanlagen muss die optionale Möglichkeit zur Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern eröffnet werden.**
- › **Der BDEW hält es für notwendig, dass Gasnetz-Investitionen in begründeten Fällen bereits vor 2045 abgeschrieben werden können. Die Nutzungsdauer-Spannbreiten sollten vollständig nach unten geöffnet und auf Untergrenzen verzichtet werden.**

⁴ Vgl. [BDEW-Stellungnahme](#) „Regulatorische Berücksichtigung von Kosten der Gasversorgungssicherheit vom 05.10.2022 und [BDEW-Stellungnahme](#) „Verlustenergiekosten für Stromverteilnetzbetreiber“ vom 12.01.2023

⁵ Vgl. [BDEW-Stellungnahme](#) „Nutzungsdauern Gas“ vom 26.08.2022

- › **Neben der linearen Abschreibungsmethodik sollte auch die Möglichkeit degressiver Abschreibungen rechtlich verankert werden. Eine degressive Abschreibung reflektiert deutlich besser die zu erwartenden Entwicklungen bei Kundenanzahl und Verbrauchsmenge.**
- › **Zur Vermeidung von „Stranded Investments“ sowie zur Ermöglichung einer planbaren Transformation sollten bestehende Investitionspflichten reduziert und beim Anschlusszwang der Aspekt der wirtschaftlichen Zumutbarkeit neu geregelt werden.**
- › **Weitere Anpassungsmaßnahmen sind zügig mit der Branche zu diskutieren.**

Ansprechpartner

Jan Kiskemper
Energienetze, Regulierung & Mobilität
+49 30 300199-1132
jan.kiskemper@bdew.de