

Berlin, 10. April 2026

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

## Stellungnahme

# Festlegungsentwurf BRÜCKEN

zur Festlegung von Bestimmungen zu Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau von Erdgasnetzen (BK9-25/618)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 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, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 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

## **Inhaltsverzeichnis**

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Executive Summary .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Gleichwertige Berücksichtigung von Ist-Kosten als KAnEu .....</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>Lösen des regulatorischen Zeitverzugs bei der Kostenanerkennung .....</b>	<b>6</b>
<b>5</b>	<b>Mengenbezogene Rückstellungsbildung.....</b>	<b>8</b>
<b>6</b>	<b>Bewertung der vorbehaltenen Anreizinstrumente.....</b>	<b>10</b>
<b>7</b>	<b>Regulatorische Abdeckung und Behandlung des unvermeidbaren Rückbaus.....</b>	<b>12</b>

## 1 Einleitung

Der BDEW begrüßt, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) mit dem nun zur Konsultation gestellten Festlegungsentwurf zu Bestimmungen zu Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau von Erdgasnetzen (BRÜCKEN) den Prozess sowie das Verfahren weiter voranbringt und damit den weiterhin erheblichen regulatorischen Handlungsbedarf im Zusammenhang mit der Stilllegung und dem unvermeidbaren Rückbau von Erdgasnetzen anerkennt.

Es ist positiv zu bewerten, dass die Bundesnetzagentur das Eckpunktepapier bezüglich einiger Sachverhalte weiterentwickelt hat. So sind die Klarstellungen, dass die  $KA_{nEu}$ -Regelung auch auf oberirdische Anlagen anwendbar ist und dass auf Ebene des Verpächters gebildete Rückstellungen anerkennungsfähig sind, aus Sicht des BDEW begrüßenswert.

Im Zuge seiner Stellungnahme zum vorliegenden Festlegungsentwurf will der BDEW insbesondere diejenigen Sachverhalte nochmals hervorheben, zu welchen mit Blick auf die finale Festlegung noch Handlungsbedarf gesehen wird. Das betrifft vorrangig den weiterhin vorgesehenen **Zeitverzug** in der regulatorischen Anerkennung sowie die **Beschränkung der  $KA_{nEu}$ -Regelung auf den Sachverhalt der Rückstellungen** im Gegensatz zu einer gesamthaften Betrachtung der Kosten für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau. Ebenfalls sieht der BDEW einen zunehmend dringlichen Handlungsbedarf bei der **Ermöglichung einer mengenbasierten Rückstellungsbildung**. Dies gilt gerade auch mit Blick auf den nunmehr vorliegenden Kabinettsbeschluss zur EnWG-Novelle zur Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpakets und darin insbesondere den neu vorgesehenen § 18 EnWG-E zur Kostentragung der Gasnetzbetreiber bei der Trennung von Hausanschlüssen.

## 2 Executive Summary

**Der BDEW unterstützt ausdrücklich die gesamthafte Einstufung von Kosten für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen ( $KA_{nEu}$ ) durch die Bundesnetzagentur.** Denn diese Kosten sind exogen verursacht, nicht gleichartig zwischen Netzbetreibern und hoch volatil. Ihre Einbeziehung in den Effizienzvergleich würde diesen systematisch verzerren. **Aus Sicht des BDEW ist es deshalb weiter zwingend erforderlich, diese  $KA_{nEu}$ -Einstufung konsequent nicht nur auf die Rückstellungen zu beziehen, sondern auch auf die tatsächlich anfallenden Ist-Kosten der Stilllegungen und des unvermeidbaren Rückbaus auszuweiten.** Eine regulatorische Differenzierung allein nach dem Zeitpunkt der Kostenrealisierung ist sachlich unbegründet und führt zu einer inkonsistenten Behandlung wirtschaftlich gleichartiger Kosten. Der BDEW teilt daher auch nicht die Annahme, dass die Exogenität von Stilllegungs- und Rückbaukosten mit der Rückstellungsbildung endet.

Auslöser und Zeitpunkt von Stilllegungen liegen regelmäßig außerhalb des Einflussbereichs der Netzbetreiber, etwa infolge von Kundenkündigungen, kommunaler Wärmeplanungen oder gesetzlicher Vorgaben. Diese Exogenität setzt sich bei den Ist-Kosten fort. Wie bei den Rückstellungsbewegungen bestehen bei den Ist-Kosten dieselbe fehlende Gleichartigkeit und hohe Volatilität. **Vor diesem Hintergrund sind sowohl das Budgetprinzip als auch der t-2-Ansatz strukturell ungeeignet, um diese Kosten sachgerecht abzubilden.**

### **Regulatorischer Zeitverzug der Kostenanerkennung weiterhin problematisch**

Deutlich zu kritisieren ist die noch immer vorgesehene **zeitliche Entkopplung zwischen der ab dem Geschäftsjahr 2025 in vielen Fällen erforderlichen bilanziellen Rückstellungsbildung bzw. dem Anfall von Ist-Kosten (z.B. durch Hausanschluss-Kündigungen von Kunden) und der verzögerten regulatorischen Anerkennung.** Die sofortige Passivierung der Verpflichtungen ohne unmittelbare Refinanzierungsmöglichkeit über die Erlösobergrenzen führt zu erheblichen bilanziellen und finanzwirtschaftlichen Belastungen. **Der BDEW hält daher einen t-0-Ansatz für die Anerkennung als  $KA_{nEu}$  ab der fünften Regulierungsperiode sowie einen t-0-Ansatz im Rahmen der vierten Regulierungsperiode für erforderlich,** der bereits die Plankosten des Jahres 2027 als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten entgeltwirksam werden lässt. Ergänzend ist eine Übergangsregelung für die beiden Jahre 2025 und 2026 noch in der vierten Regulierungsperiode notwendig, etwa durch Abbildung über das etablierte Instrument des Regulierungskontos, um Finanzierungslücken zu reduzieren.

Nur für diejenigen wenigen Gasnetzbetreiber, die Rückstellungen für Stilllegungen oder Rückbau bereits im Basisjahr 2020 gebildet haben, kann der für die vierte Regulierungsperiode geltende Regulierungsrahmen unverändert bleiben, da es andernfalls zu einer Verzerrung der Effizienzvorgaben käme.

### **Anreizinstrumente zunächst unter Vorbehalt als sachgerecht zu bewerten**

Das nunmehr im Festlegungsentwurf dargestellte Vorgehen der BNetzA in Bezug auf die Einführung etwaiger Anreizinstrumente, die zugehörige und notwendige Diskussion zur Ausgestaltung erst bei Vorliegen belastbarer Daten und Analysen zu einem späteren Zeitpunkt zu führen, begrüßt der BDEW. **Dabei erachtet der BDEW Überlegungen zur Einführung eines pauschalen Aufschlags in Höhe von 10% auf Auflösungsbeträge von Rückstellungen sowohl zum jetzigen Zeitpunkt als auch die perspektivische Einführung eines solchen Mechanismus weder als erforderlich noch sachgerecht.** Überhöhte Rückstellungen werden bereits durch strenge handels- und bilanzrechtliche Vorgaben sowie die Testierung durch Wirtschaftsprüfer wirksam verhindert. **Der BDEW vertritt weiterhin die Auffassung, dass auch ein etwaiger**

**Mehraufwand konsequenterweise als  $KA_{nEu}$  einzustufen ist.** Dieser Mehraufwand ist wirtschaftlich untrennbar mit denselben exogenen Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen verbunden und darf nicht dem Budgetprinzip unterworfen werden, das für ereignisgetriebene und volatile Kostenarten strukturell ungeeignet ist. **Langfristige Überlegungen zur Einführung zusätzlicher Effizienzreize für Ist-Kosten bewertet der BDEW als nicht zielführend.** Eine hierfür erforderliche belastbare und vergleichbare Datengrundlage wird nicht gesehen. Dementsprechende Ausführungen im Festlegungsentwurf sollten konsequent gestrichen werden.

### **3 Gleichwertige Berücksichtigung von Ist-Kosten als $KA_{nEu}$**

Die Einstufung der Zuführungen zu und Auflösungen von Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau als  $KA_{nEu}$  ist aus Sicht des BDEW grundsätzlich als sachgerecht zu bewerten, insbesondere auch da das Herauslösen aus dem Effizienzvergleich zwingend erforderlich ist, um systematische Verzerrungen zu vermeiden.

Dies gilt aus Sicht des BDEW jedoch nicht nur für die handelsrechtlich gebotenen Zuführungen zu Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau, sondern gleichermaßen für die bei Umsetzung dieser Maßnahmen anfallenden **tatsächlichen Kosten, die nicht von den gebildeten Rückstellungen abgedeckt sind.** Die Realisationskosten von Stilllegungen und Rückbau sind transformationsbedingt verursacht, dem Grunde und der Höhe nach also durch externe rechtliche, technische und umweltrechtliche Vorgaben determiniert und damit nur bedingt effizient steuerbar (z.B. Gashochdruckverordnung, Niederdruckanschlussverordnung). Eine Einbeziehung dieser Kosten in den Effizienzvergleich widerspräche der Systematik des § 21a EnWG und würde zu sachlich nicht gerechtfertigten Verzerrungen führen.

Bei einer geplanten Transformation bis spätestens 2045 muss zwangsweise schon jetzt auch mit Ist-Aufwendungen für Stilllegungen und gegebenenfalls Rückbau gerechnet werden. Bekräftigt wird diese Einschätzung auch durch den mittlerweile vorliegenden Kabinettsbeschluss zur EnWG-Novelle im Zuge der nationalen Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpakets. In § 18 Absatz 1 Satz 4 EnWG-E soll nunmehr auch die Kostentragung für die vorübergehende und dauerhafte Außerbetriebnahme beim Netzbetreiber geregelt sein, wodurch Stilllegungsaktivitäten zeitnah und in erheblich erhöhtem Umfang nicht nur bei der Rückstellungsbildung, sondern auch im Rahmen der laufenden Ist-Aufwendungen relevant werden. Auch wenn insbesondere der Rückbau gegebenenfalls keine großen Leitungslängen betreffen sollte, so ist doch der spezifische Aufwand sehr hoch und kann nicht maßgeblich vernachlässigt werden. Schon heute gibt es zudem Kunden, die ihren Gasanschluss kündigen. Diese Dynamik wird sich durch das Inkrafttreten des § 18 Absatz 1 Satz 4 EnWG-E in Verbindung mit der Veröffentlichung der kommunalen Wärmeplanungen in Gemeindegebieten mit

mehr als 100.000 Einwohnern ab dem Sommer 2026 in seiner aktuellen Form deutlich verschärfen. Unabhängig von der Art der Stilllegung (vollständige Netztrennung oder Stilllegung nach dem „[Schweizer Modell](#)“) entstehen schon jetzt entsprechende Kosten. **Diese Kosten, sofern sie nicht von Rückstellungen abgedeckt sind, müssen ebenfalls vollumfänglich als KAn<sub>nEu</sub> behandelt werden.**

Mit Blick auf die ebenfalls notwendige Stilllegung und möglichen Rückbau von Obertageanlagen begrüßt der BDEW die Klarstellung im Festlegungsentwurf, dass die in BRÜCKEN vorgesehene Regelung auch für oberirdische Anlagen gelten soll.

#### **4 Lösen des regulatorischen Zeitverzugs bei der Kostenanerkennung**

Laut der Festlegung RAMEN Gas (Rn. 998) ist ein t-0-Ansatz für KAn<sub>nEu</sub> in sachlich begründeten Ausnahmen möglich: „*Eine zeitgleiche Anerkennung von Kosten (t0) soll im konzipierten Regulierungssystem – wie auch im bisher geltenden System – auf sachlich begründete Ausnahmen beschränkt bleiben.*“ Der BDEW sieht im Zusammenhang mit der Festlegung BRÜCKEN und den im Eckpunktepapier sowie dem Festlegungsentwurf adressierten Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau eine solche begründete Ausnahme als gegeben an, insbesondere mit Blick auf die Wechselwirkung mit der neuen Regelung in § 18 Absatz 1 Satz 4 EnWG-E und die sich potenziell ergebenden Konsequenzen bezüglich auch der kurzfristig absinkenden Mengenprognose.

Das seitens der BNetzA angeführte Argument gegen einen Planwert (Rn. 210) aufgrund einer hohen Volatilität und noch bestehender Unsicherheiten in den Anfangsjahren muss zwingend vor dem Hintergrund des Konzeptes der handelsrechtlichen Ansparrückstellung betrachtet werden: Eine vermeintliche Volatilität des Erfüllungsbetrages wirkt sich nur mit einem Bruchteil in dem Jahres-Zuführungsbetrag zur Rückstellung aus. Die durch den t-2-Ansatz entstehenden finanziellen Nachteile für Netzbetreiber sind deutlich höher zu bewerten als eine geringe Kostenvolatilität. Eine zeitnahe Einpreisung der Plankosten ab 2027 ist die sachgerechte Lösung.

**Der BDEW hält es daher weiterhin für zwingend erforderlich, dass anstatt des von der BNetzA skizzierten Vorschlags ein zeitnahe Anpassungsmechanismus in der Erlösobergrenze in Form eines t-0-Ansatzes noch innerhalb der vierten Regulierungsperiode geschaffen wird.** Der bereits in der Stellungnahme zum Eckpunktepapier skizzierte BDEW-Vorschlag ermöglicht einen reibungslosen Übergang des t-0-Ansatzes zwischen der vierten und der fünften Regulierungsperiode. Hierfür müsste aus Sicht des BDEW die Kostenanerkennung in BRÜCKEN folgendermaßen ausgestaltet werden:

- › Die Kosten der Jahresscheiben 2025 und 2026 sollten mit respektiver Auflösung über das Regulierungskonto in den Jahren 2028 – 2030 sowie 2029 – 2031 anerkannt werden. Dies würde auch eine Verstetigung der Kosten mit Blick auf die Entgeltwirkung mit sich bringen.
- › Ab dem Jahr 2027 kann dann folglich von der direkten Anerkennung der jeweiligen Jahresscheibe in der Erlösobergrenze (für 2027 dnbK mit t-0-Ansatz, ab 2028 KA<sub>nEu</sub> mit t-0-Ansatz) Gebrauch gemacht werden.
- › Diejenigen wenigen Gasnetzbetreiber, die Rückstellungen für Stilllegungen oder Rückbau bereits im Basisjahr 2020 gebildet haben und bei welchen diese Rückstellungen somit im Ausgangsniveau und dem Aufwandsparameter für den Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode (2023 bis 2027) enthalten sind, würden in dem für die vierte Regulierungsperiode geltenden Regulierungsrahmen verbleiben, da es andernfalls zu einer Verzerrung mit den Vorgaben aus dem Effizienzvergleich käme.

Das vorgebrachte Argument eines vermeintlich geringeren operativen Aufwands bei der Wahl eines Ist-Kosten-Ansatzes im Gegensatz zum Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto (Rn. 210) ist für den BDEW nicht nachvollziehbar. Dies gilt gerade auch vor dem Hintergrund, dass die BNetzA eine mittelfristige Systemumstellung bei Betrachtung des Sachverhalts als erforderlich erachtet. Zudem stellt das Regulierungskonto bereits ein gängiges und etabliertes Instrument des Regulierungssystems dar, das sich auch in Bezug auf andere Kostenpositionen bewährt hat. Der BDEW hält daran fest, dass der Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto im Rahmen eines t-0-Ansatzes eine zeitnahe Anerkennung der Kosten für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau ohne erheblich erhöhten Aufwand ermöglichen kann und dementsprechend genutzt werden sollte. Der BDEW bittet die BNetzA, diese Frage mit Blick auf die entstehenden finanziellen Nachteile für die Netzbetreiber nochmals neu zu bewerten.

### **Risiko nachlaufender Erlösansprüche bei Wahl eines t-2-Ansatzes**

Bezüglich nachlaufender Erlösansprüche nach Ende der Gasnetznutzung besteht bei der Wahl eines t-2-Ansatzes zudem von Beginn an das Risiko, dass Kosten erst dann anerkannt werden, wenn die Netznutzung bereits stark reduziert oder beendet ist. Dies kann zu offenen Erlösansprüchen führen, die faktisch nicht mehr realisierbar sind. In diesem Zusammenhang ist für den BDEW auch die Argumentation der BNetzA (Rn. 212) im Festlegungsentwurf nicht nachvollziehbar, dass der Ist-Kosten-Ansatz hinreichende Refinanzierungsmöglichkeiten bietet. Gerade mit Blick auf die hinteren Jahresscheiben ist hier systemimmanent schon keine Sicherheit einer Refinanzierung gegeben. Das Wissen um diese Problematik besteht bereits heute und wird auch seitens der BNetzA thematisiert. Es ist nicht nachvollziehbar, warum die Lösung des

selbst geschaffenen Problems in die Zukunft verschoben wird. Schon jetzt muss ein ganzheitlicher t-0-Ansatz verfolgt werden. Nur ein solcher Ansatz ist zukunftssicher.

Zudem ist in späten Transformationsphasen eine erhebliche Steigerung des spezifischen Netzentgelts zu erwarten. Sinkende Netzmengen führen bei gleichzeitig nachlaufender Kostenanerkennung zwangsläufig zu stark steigenden Entgelten pro Einheit. Dies widerspricht dem Ziel einer sozialverträglichen Transformation. Das Festhalten am t-2-Ansatz ist aus Sicht des BDEW deshalb ökonomisch nicht konsistent mit den Zielen der Gasnetztransformation und erhöht sowohl regulatorische als auch finanzielle Risiken. Diese Entwicklung ist schon heute klar und muss daher auch zeitnah abgebildet werden. Die Frage darf und sollte nicht in die Zukunft verschoben werden. Gerade bei der Einführung neuer Instrumente sollte die Chance genutzt werden, in der Ausgestaltung bereits absehbare Anpassungsbedarfe mitzuberücksichtigen, sodass diese nicht bereits von Beginn an dem Vorbehalt für notwendige Änderungen unterliegen müssen.

### **Auswirkungen des § 18 Abs. 1 S. 4 EnWG-E zur Kostentragung bei Hausanschlusstrennungen**

Der BDEW weist deutlich darauf hin, dass die im Kabinettsentwurf neu enthaltene Regelung des § 18 Absatz 1 Satz 4 EnWG die Rückstellungsvolumina nur für die Stilllegungen deutlich steigen lassen werden. Dies ist unumgänglich, wenn die Kosten für die Stilllegung von Gashausanschlüssen von den Netzbetreibern getragen und somit über die Netzentgelte abgebildet werden müssen. Diese bisher nicht berücksichtigte Regelung und deren Folgen auch auf die Mengenprognose müssen aus Sicht des BDEW in die Bewertung für eine zeitnahe Anerkennung in der Erlösobergrenze eingehen.

## **5 Mengenbezogene Rückstellungsbildung**

Angesichts sinkender Netzmengen in der Transformationsphase führen lineare Zuführungen in den späteren Jahren zu stark steigenden Entgelten und gefährden die Bezahlbarkeit bei den Endkunden bzw. können zu einer Überforderung der verbleibenden Kunden führen. Das ist nicht im Sinne einer geordneten und refinanzierbaren Transformation.

In ihrer Gesamtabwägung (Rn. 231) geht die BNetzA auf den Verbraucherschutz ein und verweist auf eine verbraucherfreundliche Regelung aufgrund des zeitnahen Rückstellungsaufbaus und der Vermeidung von erheblichen Entgeltsteigerungen am Ende für die verbleibenden Netznutzer. Dieser grundsätzlich richtige Aspekt muss aus unserer Sicht weitergedacht werden: **die Kostenallokation muss zum Einstieg der Transformation z.B. durch einen mengenbezogenen Ansatz möglich sein und gestärkt werden**, so dass Entgeltsteigerungen im

Zeitverlauf entgegengewirkt werden kann. Sofern dies handelsrechtlich nicht abbildbar ist, kann eine kalkulatorische Nebenrechnung die Lösung sein.

Daher ist ein Wahlrecht, das ein mengengewichtetes Vorziehen der handelsrechtlichen Rückstellungszuführungen analog zur degressiven KANU-Logik ermöglicht, dringlich zwischen der Branche und Vertretern des Energiefachausschusses des IDW zu diskutieren und durch das IDW festzustellen. Ein Vorziehen dient der Sicherstellung einer sachgerechten Kostenverteilung über die Phase hoher Netznutzung zur Erreichung tragbarer Entgelte im Zeitverlauf. Eine mengenbasierte, degressive Verteilung der Rückstellungen ist zudem bei ungleichmäßigem Nutzenverlauf sinnvoll, analog den Grundsätzen des Protokolls des Energiefachausschusses des IDW zur Zulässigkeit der degressiven Abschreibungsmethode für handelsbilanzielle Abschreibungen auf Gas-Sachanlagen seit Dezember 2024.

### **Zeitpunkt der endgültigen Ansammlung des Erfüllungsbetrags**

Es ist außerdem zu klären, ob und bis zu welchem Zeitpunkt die Rückstellungsbildung in die Netzentgelte einfließen kann. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in den letzten Jahren der Transformation nur noch eine geringe Anzahl von Kunden am Netz sein wird und die Netzentgelte daher in besonderem Maße von Einzelfaktoren beeinflusst werden können. Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, den Rückstellungsbetrag bereits mehrere Jahre vor dem Beendigungszeitpunkt vollständig aufgebaut zu haben. Ein verkürzter Ansammlungszeitraum bei linearer Zuführung kann daher gegebenenfalls alternativ eine sachgerechte handelsrechtliche bzw. regulatorische Lösungsmöglichkeit darstellen.

### **Asynchronität zwischen Regulierung und Handelsrecht ermöglichen**

Nach derzeitigem Kenntnisstand ist weiterhin nicht hinreichend geklärt, ob die bereits im Eckpunktepapier aufgezeigte Ausgestaltung einer mengenbasierten Rückstellungsbildung im Einklang mit den Vorgaben des HGB steht. Wenn nicht zeitnah festgestellt wird, dass aufsetzend auf den Vorgaben des HGB eine, wie von der Beschlusskammer vorgeschlagene, mengenbasierte Bildung der Rückstellungen handelsrechtlich möglich ist bzw. Wirtschaftsprüfer ein solches Verfahren nicht flächendeckend mittragen würden, spricht sich der BDEW für eine Regelung in der Festlegung aus, die neben der reinen handelsrechtlichen Wertübernahme eine Asynchronität zwischen Regulierung und Handelsrecht analog zum Ansatz bei KANU 2.0 zulässt.

Aus regulatorischer Perspektive ist eine mengenbasierte und frühzeitig degressive Verteilung der Kosten auf eine zeitnah noch höhere Kundenanzahl sinnvoll. Denn mit dem Blick auf die spezifischen Netzentgelte können mit einem solchen Ansatz Netzentgeltveränderungen

vorausschauend geglättet werden. Für den Fall, dass handelsrechtlich lediglich lineare Zuführungen möglich sein sollten, könnte ein geeigneter Aufsatzpunkt mit einem direkten handelsrechtlichen Bezug der Erfüllungsbetrag der Rückstellungen sein: Solange der zugrunde gelegte Erfüllungsbetrag identisch ist, können sich handelsrechtliche und regulatorische Rückstellungszuführungen unterscheiden.

### **Auswirkungen des § 18 Abs. 1 S. 4 EnWG-E zur Kostentragung bei Hausanschlusstrennungen**

Die Regelung zur Kostentragung bei der vorübergehenden und dauerhaften Außerbetriebnahme von Hausanschlüssen wird ein wesentlicher Kostentreiber der Stilllegungs- und Rückbaukosten sein und die Netzbetreiber auch früher als zunächst angenommen beeinflussen. Der BDEW hält daher ein Entgegensteuern durch einen möglichst zeitnahen Erlösansatz bereits ab 2027 für notwendig, um so viele Kunden wie möglich an den Stilllegungs- und Rückbaukosten zu beteiligen. Dies dient auch dem Schutz jener Kundengruppen, die erst zu einem deutlich späteren Zeitpunkt einen Wechsel anstreben können. Hier geht es insbesondere auch um eine faire Verteilung der Lasten der Transformation. Bei einer Verteilung auf eine breitere Basis an Netznutzern durch einen frühestmöglichen und wahlweise auch degressiven Ansatz, ist die Entgeltwirkung für verbleibende Kunden deutlich weniger einschneidend und in der Gesamtschau somit ausgleichend. Mit dem aktuell im Festlegungsentwurf unverändert vorgesehenen verzögerten Erlösansatz entfällt in Verbindung mit § 18 Absatz 1 Satz 4 EnWG-E für all diejenigen Kunden, die in den Jahren 2026 oder 2027 ihre Trennung vom Gasnetz veranlassen, deren monetäre Beteiligung an den Stilllegungskosten für Versorgungsleitungen sowie auch an den Stilllegungskosten für ihre individuell veranlasste Anschlusstrennung. Dies widerspricht deutlich den Grundsätzen der Verursachungsgerechtigkeit.

Durch die rätierliche Ansparung der Kosten entfällt für jeden kündigenden Kunden eine Beteiligung an den zukünftigen Jahresscheiben – obwohl auch für diese Kunden das gesamte Gasnetz zur Versorgung aufgebaut wurde. Das verdeutlicht die immense Bedeutung der zeitnahen Refinanzierung der Transformationskosten über die Netzentgelte.

## **6 Bewertung der vorbehaltenen Anreizinstrumente**

Ein wie in Tenorziffer 3 des Festlegungsentwurfs vorgesehenes Verschieben einer Entscheidung zu Anreizinstrumenten in die Zukunft erscheint aus Sicht des BDEW sachgerecht.

Der BDEW begrüßt und erachtet es als sachgerecht, dass das im Eckpunktepapier zur Diskussion gestellte Anreizinstrument eines pauschalen Aufschlags auf Auflösungsbeträge in Höhe von 10% nunmehr nicht unmittelbar eingeführt werden soll. Mit Blick auf den Vorbehalt der Anreizinstrumente gegen überhöhte oder zu niedrige Rückstellungsbildung sowie einen

Abgleich zwischen Ist-Kosten und effizienten Kosten bei Verbrauch der Rückstellung will der BDEW weiterhin grundsätzlich betonen, dass

- › Anreizinstrumente differenziert und verursachungsgerecht ausgestaltet,
- › handelsrechtlich gebotene Neubewertungen und Auflösungen von Rückstellungen regulatorisch neutral behandelt, und
- › Netzbetreiber mit frühzeitig und vorsorglich gebildeten Rückstellungen nicht strukturell benachteiligt werden dürfen.

Wie sich der BDEW im Detail zu den unter Vorbehalt stehenden und bisher in Diskussion befindlichen Anreizinstrumenten weiterhin positioniert, kann der BDEW-Stellungnahme zum Eckpunktepapier entnommen werden. Zur Einordnung des Mehraufwands ist, insbesondere unter Berücksichtigung des Einflusses des § 18 Absatz 1 Satz 4 EnWG-E, noch Folgendes zu ergänzen.

### **Umgang mit Mehraufwand: Einstufung als $K_{nEu}$ auch kurzfristig erforderlich**

Der Verbleib von etwaigem Mehraufwand im Budget eignet sich aus Sicht des BDEW keinesfalls, auch nicht perspektivisch, als Anreizinstrument zur Anregung einer auskömmlichen Rückstellungsbildung. Vielmehr sollte den jüngsten gesetzgeberischen Entwicklungen Rechnung getragen werden und grundsätzlich eine parallele Einstufung als  $K_{nEu}$  angestrebt werden.

Ein durch nicht ausreichende Rückstellungsbeträge entstehender Mehraufwand ist wirtschaftlich und sachlich untrennbar mit denselben Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen verbunden, die bereits der Rückstellungsbildung zugrunde liegen. Er entsteht nicht aufgrund ineffizienten Handelns der Netzbetreiber, sondern infolge unvermeidbarer Abweichungen zwischen ex ante-Schätzungen und ex post realisierten Kosten. Solche Abweichungen sind systemimmanent, da Stilllegungs- und Rückbauprozesse regelmäßig über lange Zeiträume erfolgen und von zahlreichen externen Faktoren beeinflusst werden, die sich der Steuerung durch den Netzbetreiber entziehen (z. B. geänderte rechtliche Anforderungen, behördliche Auflagen, tatsächliche Boden- oder Leitungszustände, Koordinierung mit Dritten). Exemplarisch sei auf die bereits in § 48b Absatz 6 EnWG-E vorgesehene Evaluierung der Regelung bis zum Ablauf des 31. Dezember 2036 hingewiesen, womit eine Veränderung eines externen relevanten Faktors schon gesetzlich angelegt ist. **Eine regulatorische Differenzierung in durch Rückstellungen gedeckte Kosten und darüberhinausgehenden Mehraufwand führt daher zu einer sachlich nicht begründbaren Ungleichbehandlung gleichartiger, exogener Kosten.**

Die von der Beschlusskammer favorisierte Zuordnung des Mehraufwands zum Budget entspricht zudem nicht der Funktionsweise des Budgetprinzips. Dieses setzt voraus, dass die

betreffenden Kosten bereits im Basisjahr angefallen sind, um in der folgenden Regulierungsperiode ein Budget zu begründen. Gerade bei Stilllegungs- und Rückbaukosten ist dies regelmäßig nicht der Fall, da Ist-Kosten exogen ereignisgetrieben sind und nicht notwendigerweise im regulatorischen Basisjahr anfallen. Das Budgetprinzip ist daher strukturell ungeeignet, diese Kosten zeitnah und vollständig abzudecken. Auch in der Anfangsphase und während der Ansammlung von Stilllegungsrückstellungen können bereits Mehraufwände entstehen, die über das Basisjahr 2025 nicht abgedeckt und somit nicht über das Budgetprinzip zu finanzieren wären. So ist z.B. eine zunehmende Dynamik an Kostenaufwachsen in Zusammenhang mit Hausanschlusstrennungen als Konsequenz des frühestens 2026 in Kraft tretenden § 18 Absatz 1 Satz 4 EnWG-E über das Basisjahr 2025 gerade nicht abgedeckt.

Die Exogenität der Kosten besteht unabhängig davon, ob Rückstellungen oder unmittelbar Ist-(Mehr-)Kosten anfallen. Der auslösende exogene Sachverhalt – insbesondere im Fall der Kündigung eines Anschlusses durch den Kunden, die durch § 18 Absatz 1 Satz 4 EnWG-E bereits zeitnah Kosten beim Netzbetreiber verursachen kann - entzieht sich dem Einflussbereich der Netzbetreiber. Eine unterschiedliche regulatorische Behandlung desselben Sachverhalts, allein aufgrund seiner zeitlichen Einordnung, ist systemwidrig.

Zudem ist im Zuge der Transformation nicht von einer gleichmäßigen Entwicklung, sondern von einem Hochlauf der Stilllegungen im Zeitverlauf auszugehen. Eine Behandlung des Mehraufwands über das Budgetprinzip würde in dieser Phase zu erheblichen Verzögerungen in der Kostenanerkennung führen. Einer der wesentlichen Treiber für den Wechsel vom Gasnetz zu anderen Arten der Wärmeversorgung ist die kommunale Wärmeplanung (KWP). Daraus ergibt sich unter anderem eine Ungleichbehandlung zwischen Netzbetreibern, in deren Netzgebiet die KWP bereits Mitte 2026 veröffentlicht und umgesetzt wird und Netzbetreibern, bei denen die Wärmeplanung erst 2028 beginnt.

Schließlich besteht auch bei einer Einordnung des Mehraufwands als  $KA_{nEu}$  kein Kontrolldefizit, da diese Kosten - ebenso wie die Kosten des Basisjahres - der Prüfung durch die Beschlusskammer im Rahmen der Kostenprüfung unterliegen.

## **7 Regulatorische Abdeckung und Behandlung des unvermeidbaren Rückbaus**

Auch im Lichte des § 21a EnWG ist aus Sicht des BDEW in Anknüpfung an die Ausführungen in Kapitel 3 zur gleichwertigen Betrachtung der Ist-Kosten klarzustellen, dass sämtliche aktuell und zukünftig im Rahmen der Gasnetztransformation anfallende Rückbaukosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile bzw. perspektivisch als  $KA_{nEu}$  auszugestalten sind. Eine Beschränkung der  $KA_{nEu}$ -Anerkennung auf einen eng ausgelegten Begriff des „unvermeidbaren Rückbaus“ würde den Tatbestand des § 21a EnWG verengen, Fehlanreize zur Verzögerung

notwendiger Transformationsmaßnahmen setzen und zu sachlich nicht gerechtfertigten Effekten im Effizienzvergleich führen.

Die BNetzA verzichtet im Festlegungsentwurf zwar auf eine direkte Verknüpfung mit § 48b EnWG-E im Tenor des Beschlusses, nimmt diesen aber explizit in der Begründung in Abschnitt 6.6 auf, womit die Anwendung der Regelungen der Festlegung von vorneherein deutlich eingeschränkt werden würde, auch wenn die kommunalen Wärmeplanungen als rechtliche Rahmenbedingungen wiederum ergänzend herangezogen werden. Die Begründung sollte daher dahingehend offener formuliert werden, sodass auch vorzeitige (d.h. beispielsweise vor Vorliegen eines bestätigten VNEPs) Stilllegungs- und Rückbaumaßnahmen berücksichtigt werden können.

**Vorzugsweise sollte aus Sicht des BDEW die Ausgestaltung der KAnEu-Regelung in Bezug auf Rückbau in Anlehnung an alle Rückstellungstatbestände der testierten Tätigkeitsabschlüsse sowie die tatsächlich anfallenden Ist-Kosten für Rückbau erfolgen.**

Der BDEW weist im Konkreten darauf hin, dass das alleinige Rekurrieren auf § 48b EnWG in Bezug auf den Sachverhalt des unvermeidbaren Rückbaus und in diesem Zuge die regulatorisch anerkennungsfähigen Rückbaurückstellungen nach aktuellem Kenntnisstand erhebliche rechtliche und regulatorische Unsicherheiten mit sich bringt.

In § 18 Abs. 1 Satz 4 EnWG-E soll nunmehr geregelt werden, dass Kosten für die vorläufige und dauerhafte Außerbetriebnahme im Niederdruck nicht verursachungsgerecht dem Anschlussnehmer in Rechnung gestellt werden dürfen, sondern die Kostentragungspflicht beim Netzbetreiber verbleibt. Für den Umgang mit Kosten für die Inanspruchnahme von Rückbaumaßnahmen, die von § 48b EnWG-E über die Duldungspflicht nicht gedeckt sind, trifft das EnWG-E bisher keine explizit abschließende Regelung.

Durch das in § 48b Abs. 1 Satz 1 EnWG-E angedachte Greifen der Duldungspflicht lediglich infolge der Umsetzung von bestätigten Netzentwicklungsplänen nach §§ 15a bis 15e EnWG-E und bestätigten Verteilernetzentwicklungsplänen nach §§ 16b bis 16e EnWG-E unterlägen Trennungen von Hausanschlüssen auf Kundenwunsch, die vor der Bestätigung der Pläne ausgelöst werden oder außerhalb eines zur Stilllegung ausgewiesenen Planungsgebietes liegen, beispielsweise nicht den Regelungen des § 48b EnWG-E.

Bleibt die in § 48b EnWG-E vorgesehene Verknüpfung mit den Netzentwicklungs- sowie Verteilernetzentwicklungsplänen im weiteren Gesetzgebungsverfahren bestehen, muss die BRÜCKEN-Regelung zum unvermeidbaren Rückbau zusätzlich mindestens auch an alle weiteren Rückbautatbestände anknüpfen, in welchen Anspruch auf Rückbau besteht (z.B. nach Ablauf der Frist aus § 12 Abs. 4 NDAV), jedoch keine Kostentragungspflicht Dritter vorliegt. Solche

Rückbautatbestände stehen ebenfalls im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation, sind kundenindiziert und somit exogen getrieben und für den Netzbetreiber nicht beeinflussbar.

Mindestens fordert der BDEW eine **Klarstellung in der Begründung der Festlegung BRÜCKEN, dass sobald ein Anspruch auf Rückbau beim Anschlussnehmer (wieder) besteht sowie wenn keine Kostentragungspflicht Dritter vorliegt, eine Refinanzierung der daraus resultierenden Kosten** im Rahmen von BRÜCKEN regulatorisch über die KAnEu-Regelung anerkennungsfähig ist.