

Berlin, 6. Februar 2026

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

Stellungnahme

Eckpunktepapier 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

1	Executive Summary	3
2	Einordnung der Festlegung BRÜCKEN in den Gesamtzusammenhang der Gasnetztransformation	5
3	Zuführungen zu und Auflösungen von Rückstellungen als KA_{nEu}.....	6
3.1	Berücksichtigung von Ist-Kosten bzw. laufendem Aufwand als KA_{nEu}	7
3.2	Stilllegungs- und Rückbaukosten als notwendiger Bestandteil der Gasnetztransformation	8
4	Problem des Zeitverzugs bei Kostenanerkennung auf Ist-Kosten-Basis.....	8
4.1	BDEW-Vorschlag zur Kostenanerkennung ohne Zeitverzug	8
4.2	Ausnahmefälle: Umgang mit bereits über das Ausgangsniveau 2020 abgebildeten Beträgen	10
5	Mengenbasierte Bildung von Rückstellungen nach HGB (Degressive Logik).....	10
6	Bewertung der Anreizinstrumente	11
6.1	Prozentualer Aufschlag auf Auflösungsbeträge von 10%	11
6.2	Gleichbehandlung unterschiedlich fortgeschrittener Gasnetzbetreiber	14
7	Umgang mit etwaigem Mehraufwand	15
8	Anreizinstrument im Hinblick auf die Ist-Kosten	16
9	Anerkennung von Rückstellungszuführungen auf Ebene des Verpächters bzw. Netzeigentümers	17

1 Executive Summary

Der BDEW begrüßt, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) mit dem vorliegenden Eckpunktepapier und dem Verfahren zur Festlegung von Bestimmungen zu Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau von Erdgasnetzen (BRÜCKEN) den erheblichen regulatorischen Handlungsbedarf im Zusammenhang mit der Stilllegung und dem unvermeidbaren Rückbau von Erdgasnetzen anerkennt. Die Einordnung dieses Themenkomplexes in den neuen Regulierungsrahmen RAMEN Gas sowie die vorgesehene bundesweit einheitliche Methodenfestlegung stellen einen wichtigen Schritt dar, um die Anreizregulierung an die Anforderungen der Gasnetztransformation anzupassen und Rechts- und Planungssicherheit für Netzbetreiber und Netznutzer zu schaffen.

Es ist davon auszugehen, dass der langjährige Transformationsprozess von hoher und individueller Dynamik geprägt sein wird und sich im Zeitablauf anpassenden und ändernden Rahmenbedingungen ausgesetzt sein wird. Gleichzeitig ist bereits jetzt der Rahmen für die regulatorische Anerkennung der mit der Transformation verbundenen Kosten zu schaffen. Nur so können die Netzbetreiber effizient planen und wirtschaften. Wir sehen daher den schnellen Erlass der Festlegung BRÜCKEN als richtig und notwendig an. Gleichzeitig muss auch diese Festlegung im Zeitablauf immer wieder im Hinblick auf ihre Passgenauigkeit überprüft werden. Wir raten dringend davon ab, das regulatorische System über die Kostenanerkennung hinaus mit zusätzlichen Regularien und vermeintlichen Anreizen zu befrachten, die sowohl der überhöhten Rückstellungsbildung als auch der zu geringen Rückstellungsbildung vorbeugen sollen. Die vorgeschlagenen Anreizinstrumente sind nicht erforderlich und in ihrer Anreizwirkung fraglich. Es gibt bereits andere funktionierende Mechanismen wie die handelsrechtlichen Vorgaben zu Rückstellungen und Bilanzierung. Zudem wirken politische und energiewirtschaftliche Entwicklungen massiv auf die Rückstellungsbildung und deren Höhe, sodass eine alleinige Entscheidungssphäre der Netzbetreiber nicht angenommen werden darf.

Aus Sicht des BDEW gilt es aufzuzeigen, wie die Festlegung BRÜCKEN **praxisgerecht, rechtssicher und systemkonform** ausgestaltet werden kann. Im Fokus stehen dabei die regulatorische Behandlung der Transformationskosten, deren zeitliche Anerkennung und Entgeltwirkung sowie die Wechselwirkungen zwischen Abschreibungs-, Stilllegungs- und Rückbaulogiken u.a. auch unter Einbeziehung der Anforderungen, die sich voraussichtlich aus § 48b EnWG-E ergeben werden. Die Festlegung BRÜCKEN wird ein wesentlicher Baustein für eine geordnete, effiziente und faire Umsetzung der Gasnetztransformation sein. Sie kann ihre Wirkung nur dann entfalten, wenn sie die unterschiedlichen Ausgangslagen der Gasnetzbetreiber und frühzeitiges und damit verantwortungsbewusstes Handeln berücksichtigt sowie bestehende Unsicherheiten bzw. die hohe Individualität des Transformationsverlaufs in allen Komponenten der Festlegung berücksichtigt.

Der BDEW unterstützt ausdrücklich die Einstufung von Kosten für Stilllegung und unvermeidbaren Rückbau als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEu}), da dieser Grundansatz eine sachgerechte Berücksichtigung transformationsbedingter Kosten ermöglicht, die Anforderungen aus § 21a EnWG aufgreift und Verzerrungen im Effizienzvergleich vermeidet. Die 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 jedoch zwingend erforderlich, diese KA_{nEu} -Einstufung konsequent nicht nur auf die Rückstellungen zu beziehen, sondern auch auf die tatsächlich anfallenden Ist-Kosten der Stilllegung und des unvermeidbaren Rückbaus auszuweiten. Eine regulatorische Differenzierung allein nach dem Zeitpunkt der Kostenrealisierung ist sachlich nicht begründbar und führt zu einer inkonsistenten Behandlung wirtschaftlich gleichartiger Kosten.

Der BDEW teilt 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 Wärmeplanung 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.

Besonders kritisch bewertet der BDEW die zeitliche Entkopplung zwischen der ab dem Geschäftsjahr 2025 in vielen Fällen bereits erforderlichen bilanziellen Rückstellungsbildung 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 von 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 wäre eine Übergangsregelung für die verbleibenden Jahre der vierten Regulierungsperiode 2025 und 2026 notwendig, etwa durch Abbildung über das etablierte Instrument des Regulierungskontos, um Finanzierungslücken zu reduzieren.

Die vorgesehene Beschränkung der Kostenanerkennung auf notwendige Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau erachtet der BDEW als grundsätzlich zielführend. Der BDEW will jedoch zu bedenken geben, dass Stilllegungen und Rückbau aus den unterschiedlichsten Gründen veranlasst werden. Kündigungen durch Kunden, behördliche Anordnungen, die Einhaltung der technischen Sicherheit und transformationsbedingte Ursachen sind hier gleichrangig zu nennen. Ein alleiniges Abstellen auf die im Referentenentwurf formulierte Duldungspflicht (§ 48b EnWG-E) greift aus Sicht des BDEW daher zu kurz. Ziel der Festlegung muss es sein, dass

Kosten, die handelsrechtlich zwingend zu bilanzieren sind, auch regulatorisch anerkannt werden. Eine konsistente Anknüpfung an die testierten Tätigkeitsabschlüsse nach § 6b EnWG ist hierfür zwingend erforderlich.

Der BDEW spricht sich daher gegen die Einführung eines pauschalen Aufschlags in Höhe von 10% auf Auflösungsbeträge von Rückstellungen aus. Ein solcher Mechanismus ist weder erforderlich noch sachgerecht, da überhöhte Rückstellungen, auf die im Eckpunktepapier abgestellt wird, bereits durch strenge handels- und bilanzrechtliche Vorgaben sowie die Testierung durch Wirtschaftsprüfer wirksam verhindert werden. Ein pauschaler Abschlag würde geprüfte Kosten nachträglich kürzen und die Planbarkeit der Erlösobergrenzen untergraben. Wir begrüßen jedoch den Vorschlag der BNetzA, die Diskussion dazu vertieft zu einem späteren Zeitpunkt zu führen, wenn belastbare Daten und Analysen vorliegen.

Auch ein etwaiger Mehraufwand, der entsteht, wenn Ist-Kosten die gebildeten Rückstellungen übersteigen, **ist aus Sicht des BDEW konsequent als KA_{nEu} einzustufen**. 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 Effizienzanreize für Ist-Kosten bewertet der BDEW als nicht zielführend. Eine hierfür erforderliche belastbare und vergleichbare Datengrundlage wird nicht gesehen. Darüber hinaus haben Netzbetreiber ohnehin intrinsisch erhebliche Effizienzanreize, da Rückstellungen als Verpflichtungen die Kapitalstruktur, Ratings und Finanzierungsmöglichkeiten unmittelbar beeinflussen.

2 Einordnung der Festlegung BRÜCKEN in den Gesamtzusammenhang der Gasnetztransformation

Die Transformation der Gasnetze – das heißt die Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff und Biomethan sowie die schrittweise Stilllegung und im Ausnahmefall der unvermeidbare, schrittweise Rückbau nicht mehr benötigter Infrastruktur – stellt die Gasnetzbetreiber vor erhebliche betriebswirtschaftliche, bilanziell-handelsrechtliche und regulatorische Herausforderungen. Neben Investitionen in neue, wasserstofftaugliche Assets treten in zunehmendem Umfang Stilllegungs- und Rückbaukosten auf. Hierfür sind nach den Vorgaben des Handelsrechts (§§ 249 ff. HGB) frühzeitig Rückstellungen für ungewisse Verbindlichkeiten zu bilden.

Die vorliegende Stellungnahme erfolgt im Rahmen des von der BNetzA eingeleiteten Festlegungsverfahrens nach § 29 Abs. 1 EnWG zur näheren Ausgestaltung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 21a EnWG sowie der hierzu ergangenen Festlegung RAMEN

Gas. Sie bezieht sich insbesondere auf das Eckpunktepapier BRÜCKEN, berücksichtigt jedoch auch die sich parallel entwickelnden gesetzlichen Rahmenbedingungen.

Nach Auffassung des BDEW ist die Gasnetztransformation gekennzeichnet durch das gleichzeitige Auftreten von:

- › verkürzten regulatorischen Nutzungsdauern für bestehende Anlagen bei gleichzeitig notwendigen Ersatzinvestitionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch während der Transformation,
- › der vorzeitigen wirtschaftlichen Entwertung von Gasinfrastruktur,
- › der Notwendigkeit der Bildung von Rückstellungen für zukünftige Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen
- › der Durchführung von exogen veranlasster Stilllegung, Verfüllung oder Rückbau von Assets, zum Beispiel durch Kündigungen von Kunden
- › der möglichen Umstellung bestehenden Sachanlagevermögens von Erdgas auf Wasserstoff

Rückstellungen bilden zukünftige Zahlungsabflüsse ab, während Abschreibungen den Werteverzehr der bestehenden Infrastruktur reflektieren. Beide Größen beeinflussen die Kostenstruktur der Netzbetreiber in unterschiedlichen Zeitdimensionen. Aus Sicht des BDEW ist es entscheidend, dass diese Bestandteile der Transformation nicht isoliert, sondern als zusammenhängendes System betrachtet werden. Der BDEW appelliert an die Beschlusskammer, die vorgetragenen Punkte im weiteren Verfahren zu berücksichtigen und die Regelungen der Festlegung BRÜCKEN als integralen Bestandteil eines konsistenten Transformationsrahmens auszugestalten. Im Nachfolgenden bezieht der BDEW zu ausgewählten Vorschlägen der Beschlusskammer 9 aus dem Eckpunktepapier konkret Stellung.

3 Zuführungen zu und Auflösungen von Rückstellungen als KA_{nEu}

Die Einstufung der Zuführungen zu und Auflösungen von Rückstellungen für Stilllegung und unvermeidbaren Rückbau als KA_{nEu} ist aus Sicht des BDEW grundsätzlich als sachgerecht zu bewerten, da

- › die Stilllegung von Gasinfrastruktur im Zuge der Gasnetztransformation **energie- und klimapolitisch induziert** ist,
- › die Rückstellungsbildung maßgeblich vom **zeitlichen Vorlauf bis zur Stilllegung** sowie von **externen Kostenparametern** abhängt,

- › **die fehlende Gleichartigkeit zwischen den Gasnetzbetreibern** aufgrund unterschiedlicher kommunaler Wärmeplanungen, regionaler Transformationspfade und Netzstrukturen gegeben ist,
- › die Höhe der zu bildenden Rückstellungen erheblichen **Schätz- und Prognoseunsicherheiten** unterliegt,
- › Rückstellungen **strengen handelsrechtlichen Ansätzen und Bewertungsvorgaben sowie einer externen Prüfung unterliegen**. Eine systematische Überdotierung ist bilanziell unzulässig und wird durch die Wirtschaftsprüfung wirksam begrenzt.

Die Herauslösung dieser Kosten aus dem Effizienzvergleich ist daher zwingend erforderlich, um Fehlanreize und systematische Verzerrungen zu vermeiden.

3.1 Berücksichtigung von Ist-Kosten bzw. laufendem Aufwand als KA_{nEu}

Nach § 21a EnWG sind Kostenanteile dann als dauerhaft nicht beeinflussbar auszugestalten, wenn sie sich der Einflussnahme der Netzbetreiber entziehen und strukturell nicht durch effizientes Verhalten gesteuert werden können. Dies gilt aus Sicht des BDEW nicht nur für die handelsrechtlich gebotenen Zuführungen zu Rückstellungen für Stilllegung und unvermeidbaren Rückbau, sondern gleichermaßen für die bei Umsetzung dieser Maßnahmen anfallenden tatsächlichen Kosten. Die Realisationskosten von Stilllegungen und Rückbau sind transformationsbedingt verursacht, dem Grunde und der Höhe nach wesentlich 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.

Für den BDEW ist nicht nachvollziehbar, auf welcher Grundlage pauschal davon ausgegangen wird, dass Stilllegungs- und Rückbaumaßnahmen grundsätzlich erst ab 2033 anfallen sollten, wenngleich die Beschlusskammer im Eckpunktepapier die unterschiedlichen Transformationsgeschwindigkeiten selbst bereits identifiziert hat. Bei einer geplanten Transformation bis spätestens 2045 muss zwangsweise schon jetzt stillgelegt und zurückgebaut bzw. damit begonnen werden. Auch wenn insbesondere der Rückbau ggfs. 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. Unabhängig von der Art der Stilllegung (vollständige Netztrennung oder Stilllegung nach dem [„Schweizer Modell“](#)) entstehen schon jetzt entsprechende Kosten. Diese Kosten sind daher ebenfalls vollumfänglich als KA_{nEu} zu behandeln. Dies geht aus Sicht des BDEW bisher noch nicht klar aus dem Eckpunktepapier der BNetzA hervor.

3.2 Stilllegungs- und Rückbaukosten als notwendiger Bestandteil der Gasnetztransformation

Im Lichte des § 21a EnWG ist klarzustellen, dass nicht nur Kosten für als „unvermeidbar“ qualifizierten Rückbau, sondern sämtliche aktuell und zukünftig im Rahmen der Gasnetztransformation anfallende Stilllegungs- und Rückbaukosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile bzw. perspektivisch als KA_{nEu} auszugestalten sind. Maßgeblich ist, dass diese Kosten der Umsetzung der energie- und klimapolitisch gewollten Transformation der Gasnetzinfrastuktur dienen und sich der Einflussnahme der Netzbetreiber dem Grunde und der Höhe nach weitestgehend entziehen. Netzbetreiber dürfen daher nicht regulatorisch benachteiligt werden, wenn sie durch aktive Maßnahmen dem politischen Ziel der Transformation entsprechen.

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.

Ebenfalls darf sich inhaltlich nicht nur auf den Rückbau von Leitungen beschränkt werden. Auch für den transformationsbedingten Rückbau von Obertageanlagen fallen erhebliche operative Kosten an, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen dürfen und die nicht über das Kostenbasisjahrbudget abgedeckt sind.

4 Problem des Zeitverzugs bei Kostenanerkennung auf Ist-Kosten-Basis

Laut der Festlegung RAMEN Gas (Rn. 998) ist ein t-0-Ansatz für KA_{nEu} auch aus Sicht der BNetzA 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 adressierten Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau eine solche begründete Ausnahme als gegeben an und erörtert im Folgenden, wie die zeitliche Anerkennung der Kosten alternativ ausgestaltet werden sollte, auch um anderweitige Effekte (Mengenprognose/Refinanzierungsmöglichkeiten) adäquat abbilden zu können.

4.1 BDEW-Vorschlag zur Kostenanerkennung ohne Zeitverzug

Kosten für Stilllegungen und gegebenenfalls Rückbau sollten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) für die Jahre 2025 – 2027 und somit bereits für die verbleibende 4. Regulierungsperiode festgelegt werden. Mit der geänderten und sich zuspitzenden handelsrechtlichen Sachlage hält der BDEW es für zwingend erforderlich, eine Übergangsregelung in Form

einer Einzelfestlegung für die 4. Regulierungsperiode zu erlassen und somit einen zeitnahen Anpassungsmechanismus in der Erlösobergrenze zu schaffen.

Im Hinblick auf die Jahre 2025 und 2026 schlägt der BDEW für die Ausgestaltung vor, die Kosten für das Jahr 2025 über das Regulierungskonto mit Auflösungen in den Jahren 2028 – 2030 und analog für die Anerkennung der Kosten 2026 über das Regulierungskonto mit Auflösungen in den Jahren 2029 – 2031 anzuerkennen, um eine Verstetigung der Kosten zu gewährleisten. Ab dem Jahr 2027 sollte die Möglichkeit der direkten Anerkennung der jeweiligen Jahres-scheibe in der Erlösobergrenze (für 2027 dnbK mit t-0-Ansatz, ab 2028 KA_{nEu} mit t-0-Ansatz) geschaffen werden.

Eine beispielhafte EOG-Abbildung für Kosten der 4. Regulierungsperiode kann folgendermaßen aussehen (vereinfacht ohne Aufzinsung):

Zahlenbeispiel

Rückstellungsbetrag **1.000**

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	...	2044
Rst. HGB pro rata		50	50	50								
EOG t-0 ab 2027				50								
RegKonto	Scheibe 2025				17	17	17					
	Scheibe 2026					17	17	17				
Summe EOG-Effekt				50	17	33	33	17	0	0	...	0

Annahme: Rückstellungsbetrag 1.000 verteilt auf 20 Jahre

Die vorgeschlagene Lösung erfordert keine grundlegende Anpassung des Regulierungsrahmens. Die Abwicklung kann dabei vollständig über das bereits etablierte Instrument des Regulierungskontos erfolgen. Der administrative Mehraufwand ist sehr gering, da keine Systemumstellung notwendig ist, bewährte Prozesse genutzt werden und keine rückwirkenden Eingriffe in abgeschlossene Regulierungsperioden erfolgen.

Bewährt hat sich das Vorgehen einer rückwirkenden Anpassung über das Regulierungskonto bereits bei der Festlegung zu volatilen Kosten für verschiedene Aspekte des Erdgastransportes („VOLKER“, BK9-22/606-1 bis BK9-22/606-5). Der Beschluss vom 02.11.2022 war rückwirkend ab dem 01.01.2021 umzusetzen. Die Berücksichtigung für die bereits entgeltwirksamen Jahre 2021 und 2022 erfolgte über die entsprechenden Regulierungskonten.

Risiko nachlaufender Erlösansprüche bei Wahl eines t-2-Ansatzes

Bezüglich nachlaufender Erlösansprüche nach Ende der Gasnetznutzung besteht bei der Wahl eines t-2-Ansatzes 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.

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 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. Diese Frage darf und sollte nicht in die Zukunft verschoben werden.

4.2 Ausnahmefälle: Umgang mit bereits über das Ausgangsniveau 2020 abgebildeten Beträgen

Gleichzeitig weisen wir darauf hin, dass die 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, in dem für die vierte Regulierungsperiode geltenden Regulierungsrahmen verbleiben sollten.

5 Mengenbasierte Bildung von Rückstellungen nach HGB (Degressive Logik)

Angesichts sinkender Netzmengen in der Transformationsphase würden lineare Zuführungen in den späteren Jahren zu stark steigenden Entgelten führen und die Bezahlbarkeit bei den Endkunden gefährden. Daher wäre ein mengengewichtetes Vorziehen der handelsrechtlichen Rückstellungszuführungen analog zur degressiven KANU-Logik ein von der Branche mit Vertretern des Energiefachausschusses des IDW zu diskutierendes Thema. Dies würde eine sachgerechte Verteilung der Kosten über die Phase hoher Netznutzung sicherstellen und so einen Beitrag für tragbare Entgelte darstellen. Gleichzeitig wird die Kapitalmarktfähigkeit der Netzbetreiber gewahrt, da die Rückstellungen planbar und refinanzierbar bleiben. Eine mengenbasierte, degressive Verteilung der Rückstellungen wäre 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.

Asynchronität zwischen Regulierung und Handelsrecht ermöglichen

Nach derzeitigem Kenntnisstand ist nicht hinreichend geklärt, ob die im Eckpunktepapier aufgezeigte Ausgestaltung einer mengenbasierten Rückstellungsbildung im Einklang mit den Vorgaben des HGB steht. Sollte im Laufe des Konsultationsverfahrens oder zu einem späteren Zeitpunkt festgestellt werden, dass aufsetzend auf den Vorgaben des HGB eine wie von der Beschlusskammer vorgeschlagene mengenbasierte Bildung der Rückstellungen handelsrechtlich

nicht möglich ist bzw. Wirtschaftsprüfer ein solches Verfahren nicht flächendeckend mittragen würden, plädiert der BDEW für eine Regelung, die neben der reinen handelsrechtlichen Wertübernahme eine Asynchronität zwischen Regulierung und Handelsrecht analog zum Ansatz bei KANU 2.0 ermöglicht. 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 NNE-Veränderungen vorausschauend geglättet werden. Für den Fall, dass handelsrechtlich lediglich lineare Zuführungen möglich sein sollten, könnte ein geeigneter Aufsatzzpunkt mit einem direkten handelsrechtlichen Bezug der Erfüllungsbetrag der Rückstellungen sein: Zwar könnten sich regulatorische und handelsrechtliche Rückstellungszuführungen unterscheiden, solange der zugrunde gelegte Erfüllungsbetrag identisch wäre.

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 erscheint es sinnvoll, den Rückstellungsbetrag bereits mehrere Jahre vor dem Beendigungszeitpunkt vollständig aufgebaut zu haben.

6 Bewertung der Anreizinstrumente

Für den Fall, dass die gebildete Rückstellung die Ist-Kosten übersteigt, soll nach den Ausführungen der Beschlusskammer nicht nur die Differenz erlösobergrenzenwirksam berücksichtigt werden. Zusätzlich soll ein bestimmter Prozentsatz der Abweichung zwischen Rückstellung und Ist-Kosten von der Erlösobergrenze in Abzug gebracht werden, um passgenaue Rückstellungsbildungen anzureizen. Die Beschlusskammer stellt demnach einen Aufschlag auf den Auflösungsbetrag, der aus dem Differenzbetrag zwischen Rückstellung und Ist-Kosten zu bilden und abzüglich auf die EOG anzuwenden sei, in Höhe von 10% zur Konsultation. Der BDEW sieht hierin den Ansatz eines einseitigen Malus-Systems, das prozentuale Strafabschläge auf die Erlösobergrenze in Aussicht stellt. **Der BDEW spricht sich klar gegen einen prozentualen Aufschlag auf Auflösungsbeträge aus.**

6.1 Prozentualer Aufschlag auf Auflösungsbeträge von 10%

Der BDEW hält einen solchen Aufschlag schon dem Grunde nach für nicht sachgerecht, da er die Grenzen zulässiger ex ante-Anreizregulierung überschreitet. Er stellt sich vielmehr als eine ex post wirkende Sanktionsregelung dar, für die es an einer hinreichenden rechtlichen Grundlage fehlt.

Die Anreizregulierung ist ihrem System nach darauf ausgerichtet, durch ex ante festgelegte, transparente und vorhersehbare Parameter ein effizientes Verhalten der Netzbetreiber zu

fördern. Voraussetzung hierfür ist, dass der Normadressat die maßgeblichen Stellgrößen seines Verhaltens kennt und beeinflussen kann. Der zur Diskussion gestellte Aufschlag erfüllt diese Voraussetzungen nicht. Der Netzbetreiber kann nur sehr eingeschränkt die tatsächlich entstehenden Kosten vorhersehen. So liegen Zeitpunkt, Umfang und Kosten von Stilllegungen und Rückbaumaßnahmen weit überwiegend außerhalb des Einflussbereichs der Netzbetreiber. Sie werden maßgeblich durch externe Faktoren bestimmt, etwa durch kommunale Wärmeplanung, politische und gesetzliche Vorgaben, die Entwicklung des Wasserstoffkernnetzes, die Gaspreisentwicklung sowie daraus resultierende Kundenentscheidungen. Netzentwicklungspläne können zukünftig helfen, werden aber nicht ausreichen. Regulatorische Anreizinstrumente müssen aber an tatsächlich beeinflussbare Handlungsparameter anknüpfen.

Wir möchten ausdrücklich darauf hinweisen, dass Netzbetreiber weder Interesse an hohen Rückstellungen noch am Ansatz überhöhter bzw. ineffizienter Ist-Kosten haben, da diese weder betriebswirtschaftlich sinnvoll noch regulatorisch vorteilhaft sind. Rückstellungen verschlechtern grundsätzlich betriebswirtschaftliche Kennzahlen und schränken insofern die ohnehin sinkenden Investitionsspielräume weiter ein.

Ergänzend ist festzuhalten, dass Rückstellungen wirtschaftliche Verpflichtungen („echte Schulden“) abbilden. Sie wirken sich unmittelbar negativ auf zentrale Bilanzkennzahlen, Ratings und Finanzierungskonditionen aus und schränken die Fremdfinanzierungsmöglichkeiten am Kapitalmarkt erheblich ein. Vor diesem Hintergrund besteht für Netzbetreiber der ökonomische Maßstab, Rückstellungen im sachlich gebotenen Maß zu bilden. Dies nicht zuletzt deshalb, da die Angemessenheit von der Rückstellungsbildung immanenten Annahmen und Kostenansätzen letztlich auch der **Prüfung durch den testierenden Wirtschaftsprüfer** unterliegt.

Der im Eckpunktepapier adressierte Aufschlag auf die Auflösungsbeträge (kostenmindernde Erlöse und Erträge) von 10 % sollte somit vollständig entfallen, mitunter aus den oben genannten Gründen, aber auch da neue Erkenntnisse zur Gasnetztransformation stark politisch getrieben sind. Eine Abstrafung hinsichtlich späterer Auflösungsbeträge ist daher nicht gerecht. Auch die inkonsistente Abbildung späterer Mehrkosten über das Budgetprinzip steht im Widerspruch zu der Einordnung als KA_{nEu} , da die Kosten einer gewissen Volatilität unterworfen sind.

Darüber hinaus ist der vorgeschlagene pauschale Aufschlag auch **operativ nicht praktikabel**. Rückstellungsaufwendungen und -auflösungen resultieren aus fortlaufenden Neubewertungen komplexer Annahmen und lassen sich regelmäßig nicht periodenscharf und kausal einzelnen, zuvor regulatorisch anerkannten Zuführungen zuordnen. Die Einführung eines pauschalen Aufschlags würde daher **zusätzliche Abgrenzungsprobleme** und einen **erheblichen Dokumentationsaufwand** erfordern. Dies steht im Widerspruch zu dem Ziel, die testierten

Tätigkeitsabschlüsse nach § 6b EnWG als zentrale und verbindliche Datengrundlage heranzuziehen.

Wir fordern daher im Sinne einer einfachen und fairen Vorgehensweise etwaige daraus resultierende Mehrerlöse oder Mehrkosten **über das Regulierungskonto abzubilden**. Dies entspricht auch dem bisherigen und in der Praxis bewährten Umgang hinsichtlich aller Kosten, die einen späteren Plan- Ist-Abgleich erfordern. Die im Eckpunktepapier adressierte Vielzahl parallel wirkender Anreizinstrumente birgt die Gefahr, dass die regulatorische Optimierung in den Vordergrund tritt und die sachgerechte Kostenabbildung in den Hintergrund rückt. Dies erscheint auch unter dem Aspekt als nicht erforderlich, da sowohl Netzbetreiber als auch Regulierungsbehörden hier die gleiche Zielsetzung verfolgen.

Zusammenfassend hält der BDEW zum vorgeschlagenen Anreizinstrument fest:

Fehlender ex ante-Anreizcharakter

Rückstellungen betreffen zukünftige Verpflichtungen, deren Eintritt, Zeitpunkt und Höhe zum Zeitpunkt der Bildung regelmäßig ungewiss sind. Die spätere Auflösung von Rückstellungen ist damit das Ergebnis ex post eintretender Entwicklungen und nicht Ausdruck eines ex ante steuerbaren Verhaltens des Netzbetreibers. Ein Aufschlag, der allein an die tatsächliche Auflösung anknüpft, setzt folglich nicht an einem beeinflussbaren Verhalten an und kann keinen Anreiz im Sinne der Anreizregulierung entfalten. Er ist systemfremd.

Sanktionsähnlicher Charakter der Regelung

Der pauschale Aufschlag wirkt demgegenüber wie eine Sanktion für einen ex post eingetretenen Sachverhalt, ohne dass ein rechtswidriges, pflichtwidriges oder auch nur ineffizientes Verhalten festgestellt oder nachgewiesen wird. Eine solche Regelung läuft auf eine generalisierte Missbrauchsvermutung zulasten der Netzbetreiber hinaus und verkehrt das System der Anreizregulierung in ein nachträgliches Straf- bzw. Abschöpfungsinstrument.

Verstoß gegen rechtsstaatliche Grundsätze

Ex post wirkende Belastungen ohne hinreichende Vorhersehbarkeit und ohne Anknüpfung an steuerbares Verhalten verstoßen gegen elementare rechtsstaatliche Prinzipien, insbesondere gegen den Bestimmtheitsgrundsatz und den Grundsatz des Vertrauensschutzes.

Netzbetreiber müssen sich darauf verlassen können, dass ordnungsgemäß gebildete und testierte Rückstellungen nicht nachträglich mit einer zusätzlichen Belastung belegt werden, die im Zeitpunkt der Disposition weder absehbar noch vermeidbar war.

Unvereinbarkeit mit der Systematik der Anreizregulierung

Die Anreizregulierung kennt Instrumente zur Berücksichtigung von Effizienz- und Kostenrisiken. Diese setzen jedoch stets ex ante an und berücksichtigen nur solche Sachverhalte, die im Einflussbereich des Netzbetreibers liegen. Der gegenständliche Aufschlag durchbricht diese Systematik, indem er exogene und nicht steuerbare Entwicklungen ex post mit einer pauschalen Belastung belegt.

Vor diesem Hintergrund ist der vorgesehene Aufschlag nicht als zulässiges Instrument der Anreizregulierung zu qualifizieren, sondern vielmehr als unzulässige ex post-Sanktionsregelung.

6.2 Gleichbehandlung unterschiedlich fortgeschrittener Gasnetzbetreiber

Der BDEW weist nochmals ausdrücklich darauf hin, dass es bereits heute Gasnetzbetreiber gibt, die in erheblichem Umfang Rückstellungen für Stilllegungen und Rückbau gebildet haben.

Vor diesem Hintergrund ist es von zentraler Bedeutung, dass die Festlegung BRÜCKEN keine Benachteiligung dieser Netzbetreiber bewirkt. Daher will der BDEW auf nachfolgende, zu beachtende Fallkonstellationen konkret aufmerksam machen:

Keine Anwendung von Anreizinstrumenten auf Anlagen, die auf Wasserstoff umgestellt werden

Sofern für Erdgas-Anlagen bereits Rückstellungen gebildet wurden und diese aus dem Bestand auf Wasserstoff umgestellt werden, kann es erforderlich sein, Rückstellungen auch im Tätigkeitsbereich Erdgas zumindest teilweise aufzulösen. Auch hier wird offensichtlich, dass ein prozentualer Aufschlag auf Auflösungsbeträge in Folge von vermeintlich zu hoch gebildeten Rückstellungen nicht sachgerecht ist.

Keine Anwendung von Anreizinstrumenten aufgrund von Änderungen in der Bewertungsgrundlage

Zugleich ist der regulatorische Umgang mit Rückstellungen vor dem Hintergrund des geplanten § 48b EnWG-E zu betrachten. Die dort vorgesehene gesetzliche Duldungspflicht für außer Betrieb genommene Leitungen führt dazu, dass in einigen Fällen ein physischer Rückbau rechtlich nicht mehr erforderlich ist. Für Netzbetreiber kann sich hieraus die Notwendigkeit ergeben, bestehende Rückstellungen – ganz oder teilweise – aufzulösen, sofern sich aufgrund der gesetzlichen Neuregelung der Erfüllungsbetrag oder die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme handelsrechtlich reduziert.

Diese Konstellation betrifft insbesondere Netzbetreiber, die bereits frühzeitig und in erheblichem Umfang Rückstellungen für Stilllegungen und Rückbau gebildet haben. Aus Sicht des BDEW ist sicherzustellen, dass solche handelsrechtlich gebotenen Anpassungen nicht zu regulatorischen Nachteilen führen, und wir halten es daher für erforderlich, dass

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

7 Umgang mit etwaigem Mehraufwand

Der 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 verkennt zudem die 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.

Die Exogenität der Kosten besteht unabhängig davon, ob Rückstellungen oder unmittelbar Ist-Kosten anfallen. Der auslösende exogene Sachverhalt – insbesondere im Fall der Kündigung eines Anschlusses durch den Kunden – 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 zeitlichen Verzögerungen in der Kostenanerkennung führen.

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

8 Anreizinstrument im Hinblick auf die Ist-Kosten

Zunächst ist festzuhalten, dass die Einordnung der Zuführungen und Auflösungen von Rückstellungen als KA_{nEu} aus Netzbetreibersicht zwingend erforderlich ist, um kurzfristig Planungssicherheit herzustellen und bilanzielle Risiken abzufedern. Die Argumentation der Beschlusskammer, wonach damit keine dauerhafte Entkopplung von Effizienzanreizen verbunden sei, sondern lediglich eine zeitweise Herausnahme aus dem klassischen Effizienzvergleich, wird dem aktuellen Handlungsdruck nur eingeschränkt gerecht. Die wesentliche Schwachstelle des vorgeschlagenen Anreizinstruments liegt darin, dass es zeitlich deutlich hinter den heute bereits entstehenden bilanziellen und finanziellen Belastungen zurückbleibt. Wenn ein solches Instrument frühestens in der sechsten Regulierungsperiode greifen kann, entsteht über Jahre hinweg eine Phase, in der keine Klarheit über die spätere Effizienzbewertung besteht. Diese Unsicherheit wirkt unmittelbar investitions- und finanzierungshemmend.

Ein weiterer zentraler Kritikpunkt ist die Datengrundlage. Die Entwicklung effizienter Standardkosten für Stilllegungen oder unvermeidbaren Rückbau setzt eine belastbare, vergleichbare und hinreichend homogene Datenbasis voraus. Gerade diese ist im Bereich der Gasnetztransformation derzeit nicht gegeben und für die Branche auch perspektivisch langfristig nicht abzusehen. Stilllegungen und Rückbau sind stark durch lokale Gegebenheiten geprägt – etwa Netzstruktur, Bodenverhältnisse, Verdichtung des Siedlungsraums, Mitverlegung anderer Infrastrukturen oder ordnungsrechtliche Anforderungen. Die Reduktion dieser komplexen Sachverhalte auf einfache Strukturparameter wie Leitungslängen oder Druckstufen birgt das Risiko systematischer Verzerrungen. Ein Anreizinstrument, das auf unzureichend differenziierten Standardkostensätzen basiert, würde daher weniger Effizienz belohnen als vielmehr strukturelle Unterschiede sanktionieren.

Rückstellungen stellen keine „kostenfreie“ Finanzierung dar, sondern werden bilanziell als echte Verpflichtungen mit unmittelbaren Auswirkungen auf Eigenkapital,

Verschuldungskennzahlen und Finanzierungsspielräume behandelt. Netzbetreiber haben daher ein intrinsisches und starkes Eigeninteresse, Stilllegungs- und Rückbaukosten möglichst effizient zu steuern. **Die Annahme, es bedürfe zwingend eines zusätzlichen Bonus-Malus-Systems, um Effizienz sicherzustellen, unterschätzt diese finanzwirtschaftlichen Zwänge erheblich.**

Problematisch ist zudem die angedachte Trennung zwischen der Bildung der Rückstellung und der späteren Effizienzbewertung der Ist-Kosten bei Inanspruchnahme der Rückstellung. Ein nachgelagerter Abgleich mit Standardkosten birgt die Gefahr, dass Kosten, die handelsrechtlich zwingend und regulatorisch vorfinanziert wurden, im Nachhinein teilweise nicht anerkannt werden. Dies würde zu einer faktischen Rückwirkung auf bereits gebildete Rückstellungen führen und die Konsistenz zwischen Tätigkeitsabschluss nach § 6b EnWG und regulatorischer Kostenanerkennung untergraben. Genau diese Art von „Nebenbuchhaltung“ soll aus Sicht des BDEW ausdrücklich vermieden werden, da sie die Transparenz verringert und die Finanzierungsfähigkeit weiter schwächt.

Schließlich ist auch das stufenweise Vorgehen mit zunächst rein informatorischen Kennzahlen und späteren Eingriffsinstrumenten kritisch zu bewerten. Die Veröffentlichung netzbetreiberindividueller Kennzahlen ohne klaren regulatorischen Kontext oder Anerkennungslogik kann bereits wettbewerbliche Effekte entfalten, ohne dass den Unternehmen ein verlässlicher Rahmen zur Einordnung gegeben wird. Gleichzeitig besteht die Gefahr, dass sich die regulatorische Praxis schrittweise in Richtung verbindlicher Standardkosten entwickelt, bevor geklärt ist, ob diese den tatsächlichen Kostenrealitäten der Transformation überhaupt gerecht werden können.

9 Anerkennung von Rückstellungszuführungen auf Ebene des Verpächters bzw. Netzeigentümers

Aus Sicht des BDEW bedarf es außerdem einer Klarstellung, dass Rückstellungszuführungen, die auf der Ebene des Verpächters bzw. Netzeigentümers erfolgen, gleichermaßen als dnbK bzw. KA_{nEu} anerkannt werden. Dies soll dem Umstand unterschiedlicher vertraglicher Gegebenheiten in den Unternehmen Rechnung tragen.