



Baden-Württemberg
LANDESREGULIERUNGSBEHÖRDE
BEIM MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Aktenzeichen UM49-4455-18/5

Stuttgart, den 01.02.2023

Festlegung
der Landesregulierungsbehörde
Baden-Württemberg

zu volatilen Kosten für verschiedene Aspekte der Erdgasverteilung

vom

01.02.2023

Gemäß § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) i.V.m. §§ 32 Abs. 1 Nr. 4a, 11 Abs. 5 Satz 2 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) hat die Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg (LRegB) beim Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg am 01.02.2023, soweit sie für die baden-württembergischen Betreiber von Gasverteilernetzen zuständig ist, verfügt:

Kernerplatz 9 · 70182 Stuttgart (VVS: Staatsgalerie) · Hauptstätter Str. 67 · 70178 Stuttgart (VVS: Österreichischer Platz)

Telefon 0711 126-0 - Telefax 0711 126-1259 - LRegB@um.bwl.de

www.versorger-bw.de - um.baden-wuerttemberg.de

www.service-bw.de/ - DIN EN ISO 50001:2018 zertifiziert

Datenschutzerklärung: um.baden-wuerttemberg.de/datenschutz - auf Wunsch auch in Papierform



I. Tenor

1. Die nachfolgenden Kostenarten gelten als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV:
 - a) Kosten für die Beschaffung von Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung,
 - b) Kosten aus Schadensersatzansprüchen einschließlich hiermit im Zusammenhang stehende Gerichts- und notwendige Rechtsanwaltskosten aufgrund von Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 Satz 1 i.V.m. § 16a Satz 1 EnWG, soweit diese nicht auf vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzungen des die Maßnahme ergreifenden Gasverteilernetzbetreibers beruhen,
 - c) Kosten aus Schadensersatzansprüchen einschließlich hiermit im Zusammenhang stehende Gerichts- und notwendige Rechtsanwaltskosten, welche infolge einer Übernahme und Weiterleitung von Gas aus dem Ausland in deutsche Gasversorgungsnetze entstehen, welches nicht den Bestimmungen des Arbeitsblatts G 260 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (Stand: 2021) entspricht, soweit die Übernahme derartigen Gases zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland benötigt wird und die Netzbetreiber nach Übernahme des Gases alle angemessenen Maßnahmen zur Schadensminimierung treffen und insbesondere die ihnen zur Verfügung stehenden, relevanten Informationen wie Messwerte und sonstige Daten über die Beschaffenheit des transportierten Gases den Anschlusskunden einschließlich Speicherbetreibern, bei welchen eine Schädigung nicht fernliegend erscheint, zur Verfügung stellen.
2. Diese Entscheidung ist hinsichtlich Ziffer 1 Buchstabe a) rückwirkend auf die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen ab dem 01.01.2021 und hinsichtlich Ziffer 1 Buchstaben b) und c) rückwirkend auf die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen ab dem 01.01.2022 anzuwenden. Ziffer 1 Buchstabe c) gilt nur für Kosten aus Schadensereignissen, welche aus Gaseinspeisungen vor Ablauf des 31.03.2024 resultieren.
3. Die Gebührenentscheidung wird gesondert getroffen.

II. Gründe

1. Sachverhalt und Verfahrensverlauf

- 1 Erdgas wird im Fernleitungsnetz für einen effizienten Transport stark verdichtet, d.h. der Transport in großvolumigen Transportleitungen findet bei Drücken von bis zu 100 bar statt. Bei der Übergabe des Gases von einer höheren Druckstufe an eine niedrigere Druckstufe muss das Gas auf den zulässigen Höchstdruck des nachgelagerten Systems reduziert werden. Ohne diesen Wechsel der Druckstufen wäre ein Transport der Erdgasmengen im deutschlandweiten Gasnetz nicht möglich. Typischerweise geschieht dies an diversen Stellen im Netz, z.B. bei der Überspeisung zwischen verschiedenen Teilnetzbereichen oder der Übergabestelle zu nachgelagerten Netzen. Diese Druckreduzierung geht mit einem signifikanten Temperaturrückgang (sog. „Joule-Thomson-Effekt“) einher, dem durch eine Vorwärmung des Gases entgegengewirkt werden muss. Der Temperatureffekt ist teilweise so stark, dass Leitungsteile und Armaturen andernfalls gefrieren und dadurch beschädigt oder sogar zerstört werden könnten.
- 2 Die Vorwärmung ist mit dem Verbrauch von Energie verbunden, deren Beschaffungskosten im Jahresvergleich sowohl aufgrund der variierenden physischen Transportmengen als auch aufgrund der sich verändernden Energiepreise schwanken. Bereits im Sommer 2021 begannen die Gaspreise und damit auch die Vorwärmkosten der Gasnetzbetreiber in einem für damalige Verhältnisse ungewöhnlichen Ausmaß zu steigen. Seit Beginn der russischen Invasion in die Ukraine im Februar 2022 und dem dadurch ausgelösten wirtschaftlichen Konflikt zwischen westlichen Staaten und der Russischen Föderation sind die Preise für Strom und Gas nochmals angestiegen. Zudem unterliegen die Preise gegenwärtig hohen Schwankungen.
- 3 Im Zuge dieses wirtschaftlichen Konflikts hat die Russische Föderation im Laufe des Jahres 2022 die in die Bundesrepublik Deutschland gelieferten Gasmengen stark reduziert, wodurch im deutschlandweiten Gasversorgungsnetz eine Gasmangellage droht. Mit der Ausrufung der Alarmstufe durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) am 23.06.2022 ist es wahrscheinlicher geworden, dass Betreiber von Gasverteilernetzen nach § 16 Abs. 2 Satz 1 i.V.m. § 16a Satz 1 EnWG Gasinspeisungen, Gastransporte und Gasausspeisungen in ihren Netzen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Netze anpassen oder diese Anpassung verlangen müssen, um Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems zu beseitigen.

- 4 Darüber hinaus bemüht sich die Bundesrepublik Deutschland seit Beginn der russischen Invasion in die Ukraine um eine stärkere Diversifizierung der Gasquellen. Dabei spielt u.a. der physische Import von Gasmengen aus Frankreich eine Rolle. In Frankreich wird Erdgas auf allen Netzebenen odorisiert, d.h. mit einem chemischen Geruchsstoff auf Schwefelbasis versehen, welcher im Falle einer undichten Leitung als olfaktorisches Warnsignal dient. In Deutschland wird hingegen lediglich auf der Verteilerebene odorisiert. Daraus ergibt sich, dass das aus Frankreich importierte Gas entweder vor der Übernahme in das deutsche Fernleitungsnetz, soweit möglich, deodorisiert oder aber in odorierter Form übernommen und weitergeleitet werden muss. Zudem sind im französischen Fernleitungsnetz höhere Sauerstoffkonzentrationen üblich als im deutschen Fernleitungsnetz.
- 5 Gegenwärtig besteht eine Importmöglichkeit für französisches Gas zum einen über den Grenzübergangspunkt Wallbach unter Nutzung des schweizerischen Netzes. Dort befindet sich auf deutscher Seite eine von den Fernleitungsnetzbetreibern Open Grid Europe GmbH und Fluxys TENP GmbH betriebene Deodorierungsanlage, welche das Odoriermittel mit Hilfe eines Adsorptionsmittels bindet und somit aus dem Erdgasfluss entfernt. Die Deodorierungsanlage ist in der Vergangenheit nur vereinzelt benötigt worden, kann aufgrund der krisenbedingt veränderten Flussszenarien aber nun deutlich häufiger und regelmäßiger zum Einsatz kommen. Die Gasflüsse basieren auf dem stark schwankenden Transportverhalten der Händler. Insofern kommt es an diesem Grenzübergangspunkt nicht dauerhaft zu physischen Einspeisungen in das deutsche System. Zudem schwankt bei den physischen Einspeisungen der im Erdgas enthaltene Schwefelgehalt, da im schweizerischen Fernleitungssystem odorisiertes französisches Gas mit nicht odoriertem italienischen Gas unterschiedlich stark vermischt wird.
- 6 Am deutsch/französischen Grenzübergangspunkt Medelsheim gibt es gegenwärtig noch keine Deodorierungsanlage. Die Errichtung einer solchen Anlage wird derzeit diskutiert. Gleichwohl besteht technisch die Möglichkeit, entgegen der üblichen Vorgaben Gas auch ohne vorherige Deodorierung aus Frankreich zu übernehmen. Auch am Grenzübergangspunkt Wallbach könnten in Einzelfällen odorisierte Gasmengen weitertransportiert werden, sofern die vorhandenen Deodorierungskapazitäten nicht ausreichen. Die Verteilung des odorierten Gases innerhalb der Gasversorgungsnetze hängt von zahlreichen Einflussfaktoren ab und ist nicht vorhersehbar. Auch wenn die Übernahme und Weiterleitung des odorierten Gases aus dem Ausland zunächst im deutschen Fernleitungsnetz erfolgt, kann dies auch Auswirkungen auf nachgelagerte Gasverteilernetze haben. Sofern dort nicht die technische Möglichkeit besteht, die auf

Ebene der Verteilernetze durchzuführende Odorierung flexibel an die veränderte Zusammensetzung des aus dem Fernleitungsnetz übernommenen und bereits odorierten Gases anzupassen, besteht die Möglichkeit einer Überodorierung mit größeren Schwefelmengen als vorgesehen oder einer Vermischung von Odoriermitteln mit unterschiedlicher chemischer Basis. Denkbar ist eine Ausbreitung des odorierten Gases nach Süden über Gasversorgungsnetze in Baden-Württemberg und in Bayern sowie nach Westen in Gasversorgungsnetze im Saarland, in Rheinland-Pfalz und in Hessen. Grundsätzlich ist nicht zu erwarten, dass hierdurch Probleme bei Letztverbrauchern verursacht werden, zumal odoriertes Erdgas, je weiter es transportiert wird, sich in zunehmendem Maße mit nicht odoriertem Erdgas vermischt und der Schwefelgehalt sich somit zunehmend reduziert. In Ausnahmefällen erscheint es jedoch nicht ausgeschlossen, dass bestimmte von Letztverbrauchern betriebene Anlagen und Anwendungen oder Speicheranlagen sensibel auf einen etwaig erhöhten Schwefelgehalt im Gas reagieren. In solchen Fallgestaltungen können den Betreibern der Gasverteilernetze Schadensersatzansprüche seitens der durch den erhöhten Schwefelanteil des Gases nachteilig betroffenen Letztverbraucher drohen.

- 7 Zudem ist im Hinblick auf den erhöhten Sauerstoffgehalt vor allem die mögliche Beeinträchtigung an Erdgasspeicheranlagen ungesichert. Grundsätzlich gilt im deutschen Fernleitungsnetz nach dem Arbeitsblatt G 260 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW-Arbeitsblatt G 260) für Sauerstoff ein Grenzwert von 1 mol-%, womit er sogar großzügiger ist als der französische Wert von 0,75 mol-%. Für Ausspeisepunkte zu Speichern besteht in Deutschland (anders als in allen übrigen Marktgebieten, soweit für die LRegB ersichtlich) jedoch ein Grenzwert von 0,001 mol-%. Inwieweit die hiesigen Speicher tatsächlich empfindlich auf Sauerstoff reagieren, gilt in weitgehender Ermangelung einschlägiger Erfahrungswerte und Untersuchungen als unbekannt. Nach den der Bundesnetzagentur in ihrem Festlegungsverfahren zugetragenen Informationen hat es jedoch mindestens einen Vorfall gegeben, bei welchem es im Zusammenhang mit der Einleitung sauerstoffhaltigen Gases in einen Speicher zu ungeklärten chemischen Reaktionen kam, welche in der Folge die Ausspeisung von Gas aus diesem Speicher beeinträchtigten.
- 8 Die LRegB hat von Amts wegen ein Verfahren zur Anerkennung der durch diese verschiedenen Maßnahmen entstehenden Kosten als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV eingeleitet. Die LRegB hat sich hierbei maßgeblich an der am 08.11.2022 durch die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur für die Betreiber der Gasversorgungsnetze in deren Zuständigkeit erlassenen Festlegung betreffend volatile

Kosten für verschiedene Aspekte des Erdgastransports, BK9-22/606-1 bis BK9-22/606-5 („VOLKER“), orientiert. Dabei hat sie jedoch von einer Regelung zur Beschaffung und Wiederaufbereitung von Adsorptionsmitteln zum Zwecke der Deodorierung von Gas abgesehen, da diese Kosten, soweit sie überhaupt entstehen, für die Erlösobergrenzen von Gasverteilnetzbetreibern keine Rolle spielen. Dasselbe gilt für die Regelung über Kosten für Kapazitätsinstrumente zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland.

- 9 Den Gasverteilernetzbetreibern in der Zuständigkeit der LRegB wurde durch Veröffentlichung der Verfahrenseinleitung im Gemeinsamen Amtsblatt des Landes Baden-Württemberg in der Ausgabe 11/2022 vom 30.11.2022 und der Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs auf der Internetseite der LRegB am 29.11.2022 Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 16.12.2022 gegeben. Über die Veröffentlichung wurden sie auch per E-Mail informiert. Die nach § 67 Abs. 1 EnWG grundsätzlich erforderliche individuelle Anhörung der einzelnen Adressaten wurde analog § 73 Abs. 1a Satz 1 EnWG und § 28 Abs. 2 Nr. 4 LVwVfG durch die Veröffentlichung ersetzt.
- 10 Zur beabsichtigten Festlegungsentscheidung der LRegB sind insgesamt drei Stellungnahmen eingegangen. Nach zwei Stellungnahmen seien auch zusätzlich entstehende Messkosten auf der Verteilnetzebene für die Installation von Messanlagen an neuralgischen Einspeisepunkten, über welche die Odorierungsanlagen an die vorherrschende Situation angepasst werden könnten, zumindest für die Dauer der Einspeisung mit odoriertem Gas in die Verteilnetze, als volatile Kostenanteile zu deklarieren. In einer weiteren Stellungnahme wurde angeregt, die Kosten für die Beschaffung und die Wiederaufbereitung von Adsorptionsmittel zum Zwecke der Deodorierung von Gas als volatile Kostenanteile einzustufen. Es sei nicht auszuschließen, dass auch auf Verteilernetzbetreiber solche Deodorierungsaufgaben zukommen könnten.
- 11 Die Bundesnetzagentur ist an dem Verfahren beteiligt (vgl. BGH, Beschluss vom 13.11.2007; KVR 23/07) und erhielt mit Schreiben vom 29.11.2022 Gelegenheit zur Stellungnahme. Sie hat keine Stellungnahme eingereicht.
- 12 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

2. Rechtliche Würdigung

2.1 Rechtsgrundlage

- 13 Diese Festlegung ergeht auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. §§ 32 Abs. 1 Nr. 4a, 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV. Danach kann die LRegB beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, unter bestimmten Voraussetzungen als volatile Kostenanteile festlegen.
- 14 Das Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18 steht bis zu einer Neuregelung durch den Gesetz- bzw. Verordnungsgeber der Anwendung des nationalen Rechts nicht entgegen (vgl. BGH, Beschl. v. 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff.; bestätigt im Beschl. v. 26.10.2021, EnVR 17/20, Rn. 14). Daher kann auch dahinstehen, welche Vorschriften im Einzelnen von der genannten europäischen Rechtsprechung betroffen sind.

2.2 Zuständigkeit

- 15 Die Zuständigkeit der LRegB ergibt sich aus § 54 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG. Die LRegB handelt in eigener Zuständigkeit, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Gasverteilernetz weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind oder deren Gasverteilernetz nicht über das Gebiet eines Landes, hier des Landes Baden-Württemberg, hinausreicht. Dabei sind allerdings nur Gebietsüberschreitungen innerhalb des Geltungsbereichs des EnWG gemeint, d.h. sofern ein Gasverteilernetz über das Gebiet des Landes Baden-Württemberg ins benachbarte Ausland, beispielsweise in die Schweiz, hinausreicht und weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, bleibt die LRegB zuständige Regulierungsbehörde (vgl. für die gleichartige Regelung in § 48 GWB Bechtold/Bosch, GWB, 9. Aufl. 2018, Rz. 6 zu § 48).

2.3 Materielle Rechtmäßigkeit

2.3.1 Adressatenkreis

- 16 Der Adressatenkreis der Festlegung beschränkt sich auf diejenigen Betreiber von Gasverteilernetzen, bei denen die Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. §§ 1 ff. ARegV in die sachliche und örtliche Zuständigkeit

der LRegB fällt und die am regulären oder am vereinfachten Verfahren nach der ARegV teilnehmen.

2.3.2 Vorwärmkosten

- 17 Durch Tenorziffer 1 Buchstabe a) werden Kosten für die Beschaffung von Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung als volatile Kosten eingestuft. Die LRegB hat mit dieser Bestimmung die Entspannung des Gases bei der Überführung in Netzsysteme mit einer niedrigeren Druckstufe im Blick. Andere Sachverhalte, in welchen Vorwärmprozesse in der Gasdruckregelung zum Einsatz kommen, sind der LRegB nicht bekannt.
- 18 Nach § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV gelten beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden können, als volatile Kostenanteile, sofern die Regulierungsbehörde dies gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat.
- 19 Treibenergie gilt gemäß § 11 Abs. 5 Satz 1 ARegV generell als volatiler Kostenanteil. Nach § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV sieht der Ordnungsgeber auch die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie grundsätzlich als volatil an. Demgemäß werden in der Begründung zu § 11 Abs. 5 ARegV als Netzbetriebskosten, die starken jährlichen Schwankungen unterliegen können, Treibenergie- und Verlustenergiekosten genannt (BR Drs. 310/10(B), S. 17).
- 20 Energiekosten zur Vorwärmung sind vor dem Hintergrund dieser Wertung des Ordnungsgebers ebenfalls als volatil anzusehen, da die benötigten Mengen und insbesondere die Preise zeitlich starken Schwankungen unterworfen sind. Die Menge der benötigten Energie für die Entspannung hängt ebenso wie jene für die Verdichtung davon ab, wie viel Erdgas entsprechend den Bedürfnissen der Netzkunden physikalisch an drucktechnisch nachgelagerte Netzsysteme übergeben werden muss. Während Treibenergie bei der Verdichtung benötigt wird, um das Gas für Langstreckentransporte durch das Hochdrucksystem in Bewegung zu setzen, wird die Entspannung und die dafür erforderliche Vorwärmung benötigt, um sie sodann in den kleineren und verästelteren Systemen der niedrigeren Druckstufen weiterverteilen zu können. Dabei ist die zur Vorwärmung benötigte Energie von der Gasmenge und dem Druckgefälle abhängig. Auf Grund des stark veränderbaren Transportverhaltens der Netznutzer – z.B. vor

und nach Beginn der russischen Invasion in die Ukraine – variiert auf Grund der veränderten Gasströme durch das Fernleitungssystem auch das Druckniveau an den jeweiligen Übergabepunkten zu den nachgelagerten Netzen. Insofern schwanken die erforderlichen Mengen bei der Entspannungsenergie vergleichbar mit den erforderlichen Mengen bei der Treibenergie. Auch bei der Preisvolatilität ergeben sich keine Unterschiede zur Treibenergie, da die benötigten Ressourcen und damit auch deren Beschaffungspreise identisch sind.

- 21 Die LRegB hat sich deshalb in Ausübung ihres Ermessens und unter sorgsamer Abwägung aller entscheidungsrelevanten Gesichtspunkte dazu entschlossen, Kosten für Treibenergie und für Vorwärmenergie gleich zu behandeln. Nach ihrer Überzeugung lassen sich keine sachlichen Gründe dafür finden, zwei derart ähnliche Sachverhalte regulatorisch unterschiedlich zu bewerten. Mit der Einstufung der Treibenergie als volatilen Kostenanteil hat der Verordnungsgeber eine klare Richtungsentscheidung getroffen, nach der Kosten mit einer derart starken Abhängigkeit vom Mengendurchsatz und einer solchen Preisvolatilität wie bei Energie dem üblichen Basisjahrprinzip zu entziehen sind. Diese Überlegungen treffen, wie dargelegt, ebenfalls auf die Beschaffung von Energie für die Vorwärmung von Gas zu.
- 22 Soweit für die LRegB ersichtlich, sind Gasdruckregelanlagen mit entsprechenden Vorwärmprozessen nicht nur in Fernleitungsnetzen, sondern auch in Verteilernetzen verbreitet, insbesondere soweit diese über eigene Hochdrucksysteme verfügen. Zudem befinden sich Entspannungsanlagen an den Übergabepunkten zwischen Fernleitungs- und Verteilernetzen jedenfalls in manchen Fällen im Eigentum des jeweiligen Verteilernetzbetreibers. Obgleich die wirtschaftliche Bedeutung der Vorwärmkosten anteilig zu den gesamten Netzkosten im Bereich der Gasverteilernetze geringer ausfallen dürfte als bei den Fernleitungsnetzen, sieht die LRegB keinen Anlass, im Hinblick auf die Gasverteilernetze auf eine Festlegung der Kosten für die Vorwärmung von Gas als volatilen Kostenanteil zu verzichten.
- 23 Es erscheint der LRegB als gerechtfertigt, die unmittelbare Anpassung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen zur Berücksichtigung dieser höheren Kosten durch die Einstufung als volatile Kosten zu ermöglichen, auch wenn dies perspektivisch zu etwas höheren Netzentgelten führen wird. Zukünftig können die Netznutzer im Gegenzug auch von gegenüber dem jeweiligen Basisjahr niedrigeren Vorwärmkosten profitieren.

- 24 Die Anpassung der volatilen Kostenanteile wird gemäß den regulatorischen Vorgaben im Rahmen der Genehmigung des Regulierungskontosaldos geprüft (§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV). Dazu werden die Vorwärmkosten des Bezugsjahres mit den entsprechenden Kosten im Basisjahr abzugleichen sein, welche in Abzug gebracht werden. Da die Vorwärmkosten in den vergangenen Kostenprüfungsverfahren noch nicht gesondert abgegrenzt wurden, werden die Daten im Regulierungskontoverfahren nachträglich zu erheben sein.
- 25 Von einer Ausdehnung der Regelung auf sonstige Energiekosten, wie sie im Konsultationsverfahren bei der Bundesnetzagentur teilweise gefordert wurde, wird abgesehen. Insoweit sieht die LRegB keine vergleichbaren Verwerfungen, auf die in gleicher Weise reagiert werden müsste.

2.3.3 Kosten aus Schadensersatzansprüchen aufgrund von Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 Satz 1 EnWG

- 26 Durch Tenorziffer 1 Buchstabe b) werden Kosten aus Schadensersatzansprüchen als volatile Kosten eingestuft, welche aus Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 Satz 1 EnWG resultieren.
- 27 Nach § 16 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 16a Satz 1 EnWG sind Betreiber von Gasverteilernetzen berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems in ihrem jeweiligen Netz durch netzbezogene Maßnahmen und marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Ausgleichsleistungen, vertragliche Regelungen über eine Abschaltung und den Einsatz von Speichern zu beseitigen. Lässt sich eine Gefährdung oder Störung durch solche Maßnahmen nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, so sind Betreiber von Gasverteilernetzen nach § 16 Abs. 2 Satz 1 EnWG i.V.m. § 16a Satz 1 EnWG berechtigt und verpflichtet, sämtliche Gaseinspeisungen, Gastransporte und Gasausspeisungen in ihren Netzen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Netze anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen. Im Falle einer solchen Anpassung ruhen gemäß § 16 Abs. 3 Satz 1 EnWG bis zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung alle hiervon jeweils betroffenen Leistungspflichten. Eine Haftung für Vermögensschäden ist nach § 16 Abs. 3 Satz 3 EnWG i.V.m. § 16a Satz 1 EnWG ausgeschlossen, jedenfalls soweit die Tatbestandsvoraussetzungen für die Maßnahmen tatsächlich vorlagen.

- 28 Da die Leistungspflichten der Netzbetreiber in einer derartigen Situation ruhen, sollte für eine zivilrechtliche Haftung der Netzbetreiber gegenüber Netzkunden und Letztverbrauchern auch jenseits der in § 16 Abs. 3 Satz 3 EnWG angesprochenen Vermögensschäden grundsätzlich kein Raum bestehen, weshalb die LRegB nicht zwingend voraussetzt, dass für die Regelung in Tenorziffer 1 Buchstabe b) überhaupt ein praktischer Anwendungsfall besteht.
- 29 Dies berücksichtigend geht die LRegB davon aus, dass für die Gasnetzbetreiber dennoch gewisse Unsicherheiten dahingehend bestehen, unter welchen Voraussetzungen und mit welcher Reichweite sie sich im Falle von Anpassungen nach § 16 Abs. 2 Satz 1 EnWG auf den Haftungsausschluss in § 16 Abs. 3 Satz 3 EnWG i.V.m. § 16a Satz 1 EnWG berufen können. Um zu verhindern, dass die Gasnetzbetreiber sich durch diese Unsicherheiten im Krisenfall davon abhalten lassen könnten, Anpassungen im Sinne des § 16 Abs. 2 Satz 1 EnWG i.V.m. § 16a Satz 1 EnWG vorzunehmen oder zu verlangen, legt die LRegB etwaige Kosten der Gasnetzbetreiber aus diesbezüglichen Schadensersatzansprüchen als volatile Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV fest, soweit diese auf (einfach) fahrlässigem Verhalten der jeweiligen Gasnetzbetreiber beruhen. Nicht als volatiler Kostenanteil festgelegt werden hingegen etwaige Kosten aus Schadensersatzansprüchen, die auf grob fahrlässigem oder gar vorsätzlichem Verhalten der Gasnetzbetreiber beruhen.
- 30 Bei Kosten aus Schadensersatzansprüchen aufgrund von Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 Satz 1 EnWG i.V.m. § 16a Satz 1 EnWG handelt es sich um einen Kostenanteil, dessen Höhe i.S.d. § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV von Jahr zu Jahr erheblich schwanken kann. Eine Gefährdung oder Störung nach § 16 Abs. 2 EnWG kann nicht als Normalsituation im Netzbetrieb betrachtet werden. Ob und in welcher Höhe solche Schadensersatzansprüche entstehen, ist von einer Vielzahl nicht vorhersehbarer Faktoren abhängig. Es handelt sich also nicht um ein jährlich in vergleichbarer Weise wiederkehrendes Ereignis, welches über das der Anreizregulierung zugrundeliegende Budgetprinzip sachgerecht abgebildet werden könnte. Die Voraussetzungen für die Festlegung als volatiler Kostenanteil liegen mithin nach Auffassung der LRegB vor. Durch die Festlegung als volatiler Kostenanteil wird gewährleistet, dass diese eventuellen Kosten über eine jährliche Anpassung nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 ARegV in die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen einfließen und somit über die Netzentgelte refinanziert werden können. Die Anpassung der Erlösobergrenzen aufgrund einer Änderung der volatilen Kostenanteile erfolgt nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 Halbsatz 2 ARegV für das Kalenderjahr, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Im nachträglichen Plan/Ist-

Abgleich im Rahmen der Prüfung des Regulierungskontosaldos (§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV) festgestellte Differenzen werden gemäß § 5 Abs. 3 Satz 2 ARegV annuitätisch über drei Kalenderjahre verteilt. Die Verteilung beginnt gemäß § 5 Abs. 3 Satz 3 ARegV jeweils im übernächsten Jahr nach Antragstellung.

- 31 Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass Gegenstand dieser Festlegung ausschließlich die regulatorische Behandlung von Kosten aus Inanspruchnahmen ist, soweit die Netzbetreiber sich trotz der umfassenden gesetzlichen Haftungsfreistellung einer solchen ausgesetzt sehen sollten. Zudem befasst sich diese Festlegung nicht mit der grundsätzlichen Anerkennungsfähigkeit der Kosten, sondern lediglich mit ihrer Einstufung als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV. Das bedeutet (wie auch bei allen anderen volatilen Kostenarten), dass entsprechende Kosten nicht in jedem Falle in den Erlösobergrenzen berücksichtigungsfähig sein müssen, sondern nur, soweit sie betriebsnotwendig sind. Die LRegB geht davon aus, dass Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 Satz 1 i.V.m. § 16a Satz 1 EnWG grundsätzlich immer betriebsnotwendig sind, soweit es sich nicht um Fälle von vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzungen handelt. Dementsprechend gilt auch für eventuell daraus resultierende Haftungsfälle nichts anderes. Soweit Tenorziffer 1 Buchstabe b) auf einfache Fahrlässigkeit begrenzt ist, kann daraus selbstverständlich nicht im Umkehrschluss abgeleitet werden, dass Fälle mit schwereren Verschuldensgraden stattdessen als beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten anerkannt würden. Grundsätzlich anererkennungsfähig sind alle erfolgswirksamen Vorgänge in der Gewinn- und Verlustrechnung des Gasnetzbetreibers, welche im Zusammenhang mit den betreffenden Schadensersatzansprüchen stehen, also auch Zuführungen zu und Auflösungen von entsprechenden Rückstellungen, soweit diese handelsrechtlich zu bilden sind. Die LRegB geht allerdings davon aus, dass wegen der häufig unübersichtlichen Kausalverläufe in Schadensfällen und wegen der bereits angesprochenen grundsätzlichen Zweifelhafteit einer zivilrechtlichen Verantwortlichkeit der Gasnetzbetreiber, erhöhte Nachweisanforderungen gelten. Außer in offensichtlichen Fällen, erachtet die LRegB im Rahmen der Prüfung der Ist-Kosten im Regulierungskontoverfahren in der Regel die Hinzuziehung der gebotenen Rechtsverteidigung und ein wenigstens erstinstanzliches Urteil gegen den Gasnetzbetreiber als Nachweis für eine tatsächlich bestehende Haftung. Es wird empfohlen, in Zweifelsfällen ein sachgerechtes Vorgehen mit der LRegB abzustimmen. Die im Rahmen der jährlichen Anpassung der Erlösobergrenzen zunächst anzusetzenden Planansätze können und müssen naturgemäß noch nicht mit endgültigen Nachweisen einer Haftung hinterlegt sein, sondern lediglich im Hinblick auf han-

delsrechtlich berücksichtigungsfähige erfolgswirksame Vorgänge angemessen plausibilisiert und im Hinblick auf den zugrunde liegenden Sachverhalt in geeigneter Weise nachgewiesen werden.

- 32 Die volatile Kostenposition umfasst auch Gerichts- und notwendige Rechtsanwaltskosten, die aus der erfolgreichen Geltendmachung entsprechender Ansprüche gegen die Netzbetreiber resultieren.
- 33 Die Regelung in Tenorziffer 1 Buchstabe b) gilt auch, wenn ein vorgelagerter Netzbetreiber einem nachgelagerten Netzbetreiber Kosten aus der Begleichung entsprechender Ansprüche erstattet und diese als eigene volatile Kosten geltend macht; der nachgelagerte Netzbetreiber kann insoweit keine volatilen Kosten geltend machen. Die LRegB würde es als sachgerecht erachten, wenn die Netzbetreiber von dieser Möglichkeit Gebrauch machen und Kosten aus Haftungsfällen durch entsprechende Vereinbarungen an die vorgelagerten Netzbetreiber weiterreichen. Da diese Kosten in einer Maßnahme zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für das Marktgebiet als Ganzes wurzeln, sollten sie auch über das Briefmarkensystem der Fernleitungsnetzentgelte auf alle Kunden im Marktgebiet allokiert werden. Verpflichten kann sie die Netzbetreiber zu einer solchen Vereinbarung mangels entsprechender Rechtsgrundlage allerdings nicht.

2.3.4 Kosten aus Schadensersatzansprüchen infolge der Übernahme und Weiterleitung von nicht regelkonformem Gas

- 34 Durch Tenorziffer 1 Buchstabe c) werden Kosten aus Schadensersatzansprüchen als volatile Kosten eingestuft, welche infolge der Übernahme und Weiterleitung von Gas in deutsche Gasversorgungsnetze resultieren, welches nicht den Bestimmungen des DVGW-Arbeitsblatts G 260 entspricht.
- 35 Ob es sich bei der Übernahme und Weiterleitung von Gas aus dem Ausland bereits um eine Maßnahme nach § 16 Abs. 2 Satz 1 EnWG i.V.m. § 16a Satz 1 EnWG handelt, ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht abschließend geklärt. Die LRegB hat sich deshalb entschlossen, diesen Sachverhalt in Tenorziffer 1 Buchstabe c) gesondert zu adressieren.
- 36 Bei derartigen Kosten aus Schadensersatzansprüchen aufgrund der Übernahme und Weiterleitung von Gas aus dem Ausland handelt es sich um einen Kostenanteil, dessen Höhe im Sinne des § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV von Jahr zu Jahr erheblich schwanken

kann. Ob und in welcher Höhe solche Schadensersatzansprüche existieren, ist von einer Vielzahl nicht vorhersehbarer Faktoren abhängig. Es handelt sich hierbei also nicht um ein sich jährlich wiederholendes Ereignis, welches über das der Anreizregulierung zugrundeliegende Budgetprinzip sachgerecht abgebildet werden könnte. Die Voraussetzungen für die Festlegung als volatiler Kostenanteil liegen mithin nach Auffassung der LRegB vor. Durch die Festlegung als volatiler Kostenanteil wird auch hier gewährleistet, dass diese eventuellen Kosten über eine jährliche Anpassung nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 ARegV in die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen einfließen und somit über die Netzentgelte refinanziert werden können. Die Anpassung der volatilen Kostenanteile wird auch hier später gemäß den regulatorischen Vorgaben im Rahmen der Genehmigung des Regulierungskontosaldos geprüft (§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV).

- 37 Auch insoweit soll die Einstufung als volatile Kosten primär dazu dienen, Unsicherheiten zu bereinigen, die der Umsetzung notwendiger Maßnahmen entgegenstehen könnten. Grundsätzlich ist bereits fraglich, ob die Übernahme und Weiterleitung von odorisiertem Gas aus dem Ausland überhaupt geeignet ist, einen zivilrechtlichen Schadensersatzanspruch auszulösen. Für gewöhnlich sollte der etwas höhere Schwefelgehalt bei handelsüblichen Gasverbrauchsgeräten keine Schwierigkeiten verursachen, so dass nur bei einigen wenigen hochspezifischen Gasanwendungen im industriellen Bereich überhaupt eine Benachteiligung von Anschlusskunden in Betracht kommt. Auch der im französischen Gas höhere Sauerstoffgehalt sollte nach vorliegendem Kenntnisstand für Verbrauchsgeräte unschädlich sein. Probleme können hinsichtlich des Sauerstoffs aber offenbar im Zusammenhang mit Speicheranlagen entstehen, wenngleich das genaue Risiko in Ermangelung einschlägiger Untersuchungen schwer einzuschätzen ist. Insoweit setzt die LRegB voraus, dass die Netzbetreiber alles ihnen Mögliche unternehmen, um dieses Risiko zu minimieren. Dies bedeutet z.B., dass betroffene Gasflüsse nach Möglichkeit physikalisch nicht in Netzgebiete gelenkt werden, in welchen sich potentiell empfindliche Anschlusskunden bzw. Speicheranlagen befinden oder zuvor in ausreichendem Maße mit anderen Gasmengen vermischt werden. Soweit dies nicht möglich ist, sind die Netzbetreiber gehalten, ihre Anschlusskunden zumindest rechtzeitig mit allen verfügbaren Informationen über die Beschaffenheit der sie erreichenden Gasmengen zu versorgen, um ihnen entsprechende Reaktionen zur Schadensvermeidung zu ermöglichen. Dies gilt insbesondere gegenüber Speicherbetreibern, wenn das antransportierte Gas übermäßige Sauerstoffkonzentrationen aufweist. Entsprechend sollte, soweit vertretbar, gegenüber industriellen Gasabnehmern verfahren werden, sofern Anlass zu der Vermutung besteht, dass dort vorhandene Verbrauchsgeräte ausnahmsweise in nachteiliger Weise durch erhöhte Konzentrationen

an Odoriermittel oder Sauerstoff beeinflusst werden können. Nicht verlangt wird hingegen, dass schon die Einspeisung entsprechenden Gases in das deutsche Marktgebiet unterlassen wird, solange nicht aufgrund neuer Erkenntnisse von einer erheblichen Wahrscheinlichkeit unverhältnismäßiger Schadensrisiken ausgegangen werden muss.

- 38 Die Regelung ist nicht auf odoriertes Gas und erhöhte Sauerstoffkonzentrationen beschränkt, sondern umfasst jegliche Abweichung vom DVGW-Arbeitsblatt G 260. Dies soll weitere Problemkonstellationen auffangen, welche zum Zeitpunkt dieses Festlegungsverfahrens möglicherweise noch nicht ersichtlich sind. Der LRegB sind keine weiteren Abweichungen in der stofflichen Zusammensetzung französischer oder sonstiger für den Import nach Deutschland in Betracht kommender ausländischer Gase bekannt, aus welchen sich Schwierigkeiten ergeben könnten.
- 39 Gegenstand der Regelung ist ausschließlich die regulatorische Behandlung von Kosten aus Schadensersatzansprüchen. Klarzustellen ist, dass diese Festlegung in keinem Falle als eine Ermächtigung zu verstehen ist, nach Belieben Gas mit von den deutschen Regelungen abweichenden Spezifikationen in das deutsche Gasversorgungsnetz einzuspeisen.
- 40 Die Regelung ist zeitlich bis zum 31.03.2024 begrenzt. Dies entspricht der Vorgehensweise der für die Fernleitungsnetzbetreiber an den Grenzübergangspunkten zuständigen Bundesnetzagentur. Mit der Befristung unterstreicht diese den Ausnahmecharakter der Regelung und deren Zweck, ausschließlich in der kritischen Phase für die beiden Winter 2022/2023 und 2023/2024 alle notwendigen Maßnahmen zu ermöglichen, die zur Unterstützung der Versorgungssicherheit in Deutschland beitragen können, bis diese durch die ausreichende Erschließung alternativer Gasquellen insbesondere aus Übersee und durch den hierfür notwendigen Ausbau der Netzinfrastruktur nicht mehr als gefährdet angesehen werden muss. Sollte die Bundesnetzagentur in ihrem Zuständigkeitsbereich eine Verlängerung vorsehen, behält sich die LRegB gleichfalls eine Verlängerung der Regelung vor.
- 41 In räumlicher Hinsicht war in erster Linie damit zu rechnen, dass es über den Grenzübergangspunkt Medelsheim zu der Übernahme und Weiterleitung von odoriertem Gas in das deutsche Gasversorgungsnetz kommen wird. Soweit am Grenzübergangspunkt Wallbach ausnahmsweise odorierte Gasmengen zur Stärkung der Versorgungssicherheit übernommen und weitergeleitet werden, weil die Kapazitäten der dortigen Deodorierungsanlage nicht ausreichend oder bereits ausgelastet sind, sind diese jedoch nicht

anders zu behandeln. Weitere Möglichkeiten zur Einspeisung solchen Gases sind für die LRegB gegenwärtig nicht ersichtlich, würden ggf. aber ebenfalls dieser Regelung unterfallen.

- 42 Obwohl die Übernahme und Weiterleitung des Gases aus dem Ausland zunächst im deutschen Fernleitungsnetz erfolgt, kann sie Auswirkungen auf nachgelagerte Gasverteilernetze haben. Sofern dort nicht die Möglichkeit besteht, die eigene Odorierung flexibel an die veränderte Zusammensetzung des übernommenen Gases anzupassen, besteht die Möglichkeit einer Überodorierung mit größeren Schwefelmengen als vorgesehen oder einer Vermischung unterschiedlicher Odoriermittel auf Schwefel- und auf einer anderen chemischen Basis. Auch erhöhte Sauerstoffkonzentrationen werden an nachgelagerte Verteilernetzbetreiber weitergegeben, was insbesondere für solche Verteilernetzbetreiber relevant sein kann, an deren Netz Gasspeicher angeschlossen sind.
- 43 Klarstellend wird auch hier darauf hingewiesen, dass diese Festlegung sich nicht mit der grundsätzlichen Anerkennungsfähigkeit der Kosten, sondern lediglich mit ihrer Einstufung als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV befasst. Das bedeutet (wie auch bei allen anderen volatilen Kostenarten), dass entsprechende Kosten nicht in jedem Falle in den Erlösobergrenzen berücksichtigungsfähig sein müssen, sondern nur, soweit sie betriebsnotwendig sind. Grundsätzlich anererkennungsfähig sind alle erfolgswirksamen Vorgänge in der Gewinn- und Verlustrechnung des Gasnetzbetreibers, welche im Zusammenhang mit den betreffenden Schadensersatzansprüchen stehen, also auch Zuführungen zu und Auflösungen von entsprechenden Rückstellungen, soweit diese handelsrechtlich zu bilden sind. Die LRegB geht allerdings davon aus, dass wegen der häufig unübersichtlichen Kausalverläufe in Schadensfällen und wegen der bereits angesprochenen grundsätzlichen Zweifelhaftigkeit einer zivilrechtlichen Verantwortlichkeit der Gasnetzbetreiber erhöhte Nachweisanforderungen gelten. Außer in offensichtlichen Fällen, erachtet die LRegB im Rahmen der Prüfung der Ist-Kosten im Regulierungskontoverfahren in der Regel die Hinzuziehung der gebotenen Rechtsverteidigung und ein wenigstens erstinstanzliches Urteil gegen den Gasnetzbetreiber als Nachweis für eine tatsächlich bestehende Haftung. Es wird auch empfohlen, in Zweifelsfällen ein sachgerechtes Vorgehen mit der LRegB abzustimmen. Die im Rahmen der jährlichen Anpassung der Erlösobergrenzen zunächst anzusetzenden Planansätze können und müssen naturgemäß noch nicht mit endgültigen Nachweisen einer Haftung hinterlegt sein, sondern lediglich im Hinblick auf handelsrechtlich berücksichtigungsfähige erfolgswirksame Vorgänge angemessen plausibilisiert werden und im

Hinblick auf den zugrunde liegenden Sachverhalt in geeigneter Weise nachgewiesen werden.

- 44 Die volatile Kostenposition umfasst auch Gerichts- und notwendige Rechtsanwaltskosten, die aus der erfolgreichen Geltendmachung entsprechender Ansprüche gegen die Netzbetreiber resultieren.
- 45 Die Ausführungen zur Überleitung von Kosten auf vorgelagerte Netzbetreiber unter dem Punkt 2.3.3, Randnummer 33 gelten für Tenorziffer 1 Buchstabe c) entsprechend.

2.4 Würdigung der eingegangenen Stellungnahmen

- 46 Die LRegB sieht keine Notwendigkeit, auch zusätzlich entstehende Messkosten auf der Verteilnetzebene, die für an neuralgischen Einspeisepunkten installierte Messanlagen zur Überwachung der Odorierungskonzentration anfallen, als volatile Kosten i.S.d. § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV festzulegen. Zum einen sind Kapitalkosten für etwaige Investitionsmaßnahmen für die eigentliche Messanlage ohnehin gänzlich von der Zuordnung zu den volatilen Kosten ausgeschlossen (§ 11 Abs. 5 Satz 3 ARegV). Zum anderen geht die LRegB davon aus, dass den dann noch verbleibenden Kosten (z.B. Betriebskosten) keine große wirtschaftliche Bedeutung zukommt. Außerdem ist für die LRegB nicht ersichtlich, dass solche Messkosten jährlich starken Schwankungen unterliegen. Deren Höhe dürfte vielmehr, solange sie anfallen, konstant bleiben. Es sind insoweit keine Anhaltspunkte erkennbar, die auf eine erhebliche wirtschaftliche Mehrbelastung für die Gasnetzbetreiber aufgrund der hohen Volatilität der Kosten schließen lassen. Nach Auffassung der LRegB lässt sich folglich eine Festlegung zusätzlich entstehender Messkosten als volatile Kostenanteile nicht rechtfertigen.
- 47 Zudem verzichtet die LRegB weiterhin, für die Betreiber der Gasverteilernetze in ihrer Zuständigkeit auf eine Regelung zur Festlegung der Kosten für die Beschaffung und die Wiederaufbereitung von Adsorptionsmittel zum Zwecke der Deodorierung von Gas als volatile Kostenanteile, wie sie in Tenorziffer 1 Buchstabe b) des Festlegungsbeschlusses der Bundesnetzagentur (Az. BK9-22/606-1 bis 5) getroffen wurde. Hintergrund hierfür ist, dass eine Deodorierung von Gas im Falle einer Übernahme aus dem Ausland durch Verwendung des vorgenannten Adsorptionsmittels nach Angabe der Bundesnetzagentur gegenwärtig ausschließlich auf der Ebene der Fernleitungsnetze in Betracht komme und deswegen derzeit allein in der Deodorierungsanlage am Grenzübergangspunkt Wallbach und gegebenenfalls künftig in einer neu zu errichtenden Deodorierungsanlage am Grenzübergangspunkt Medelsheim denkbar sei. Für die LRegB

ist daher nicht ersichtlich, inwieweit darüber hinaus zukünftig auch derartige Deodorierungsaufgaben auf die Verteilernetzbetreiber zukommen könnten. Gründe, die eine solche Annahme rechtfertigen, wurden nicht dargelegt. Eine entsprechende Regelung ist daher nach Auffassung der LRegB nicht erforderlich.

2.5 Rückwirkungsanordnung

- 48 In Tenorziffer 2 wird eine rückwirkende Anwendung der Festlegung angeordnet. Die LRegB hat sich dabei hinsichtlich Tenorziffer 1 Buchstabe a) für eine Rückwirkung zum 01.01.2021 entschieden. Im Laufe des Jahres 2021 traten erstmals spürbare Verwerfungen an den Gasmärkten auf, deren preisliche Auswirkungen jenseits der typischen marktbasieren Schwankungen lagen. Von Seiten der Netzbetreiber wurde bereits gegenüber der Bundesnetzagentur plausibel dargelegt, dass sich die Höhe der Vorwärmkosten für das Jahr 2021 erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im Basisjahr unterscheiden. Deshalb sieht die LRegB ab diesem Zeitpunkt einen wirtschaftlichen Bedarf, die Kostenentwicklung durch die Einstufung als volatile Kosten und die Anpassung nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 ARegV in den Erlösobergrenzen der Gasnetzbetreiber abzubilden. Der rückwirkende Charakter der Regelung wird von der LRegB rechtlich als unkritisch eingestuft, da sie davon ausgeht, dass die Gasnetzbetreiber im Jahr 2021 durchgehend höhere Vorwärmkosten hatten als im dafür maßgeblichen Basisjahr 2015 und die nachträgliche Anpassung der Kostenanteile somit ausschließlich vorteilhaft für die Adressaten der Festlegung wirken sollte. Für die LRegB sind auch keine durchgreifenden Interessen seitens der Netznutzer erkennbar, die gegen eine Rückwirkungsanordnung auf den 01.01.2021 sprechen würden.
- 49 Hinsichtlich Tenorziffer 1 Buchstaben b) und c) erfolgt die Rückwirkung erst zum 01.01.2022, da die der Festlegung zugrundeliegende kritische Versorgungssituation erst in diesem Jahr entstanden ist. Nach Auffassung der LRegB ist ab dem Jahr 2022 ein wirtschaftliches Interesse anzunehmen, etwaige Kosten aus Schadensersatzansprüchen durch die Einstufung als volatile Kosten und die Anpassung nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 ARegV in die Erlösobergrenzen der Gasnetzbetreiber einfließen lassen zu können. Auch hier wird der rückwirkende Charakter der Regelung als unkritisch gesehen, da die LRegB davon ausgeht, dass diese Kosten in dem für die laufende dritte Regulierungsperiode maßgeblichen Basisjahr 2015 noch nicht enthalten waren und die nachträgliche Anpassung der Kostenanteile somit ausschließlich vorteilhaft für die Ad-

ressaten der Festlegung wirken sollte. Für die LRegB sind hier ebenfalls keine durchgreifenden Interessen seitens der Netznutzer erkennbar, die gegen eine Rückwirkungsanordnung auf den 01.01.2022 sprechen würden.

III. Sonstiges

1. Gebühren

50 Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

2. Bekanntmachung

51 Da die Festlegung gegenüber allen an der Anreizregulierung teilnehmenden Betreibern von Gasverteilernetzen im Zuständigkeitsbereich der LRegB erfolgt, ersetzt die LRegB die Zustellung nach § 73 Abs. 1 Satz 1 EnWG gemäß § 73 Abs. 1a Satz 1 EnWG durch eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung. Die öffentliche Bekanntmachung wird gemäß § 73 Abs. 1a S. 2 EnWG dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der LRegB und im Amtsblatt der LRegB bekannt gemacht werden. Die Festlegung gilt nach § 73 Abs. 1a Satz 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der LRegB zwei Wochen verstrichen sind.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diese Entscheidung ist die Beschwerde zulässig. Sie ist binnen einer mit der Zustellung der Entscheidung beginnenden Frist von einem Monat bei der Landesregulierungsbehörde beim Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg mit Sitz in Stuttgart einzureichen. Es genügt auch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist beim Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Stuttgart mit Sitz in Stuttgart eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat ab Einlegung der Beschwerde. Sie kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung

angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie die Tatsachen und Beweismittel angeben, auf die sich die Beschwerde stützt.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen von einem Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Dies gilt nicht für Beschwerden der verfahrensbeteiligten Bundesnetzagentur.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Über die Beschwerde entscheidet das Oberlandesgericht Stuttgart.

gez. Klötzel