



Az.: 55-29411/010-0007

Öffentliche Bekanntmachung

nach § 73 Abs. 1a EnWG

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV

wegen **Festlegung zu volatilen Kosten für verschiedene Aspekte des Erdgastransports**

gegenüber den Betreibern von Gasverteilernetzen in der Zuständigkeit der Regulierungskammer Niedersachsen

– nachfolgend der oder die „**Gasnetzbetreiber**“ –

fasst die Regulierungskammer Niedersachsen als Landesregulierungsbehörde am 00.00.2023 durch

die Vorsitzende Sabine Henke-Jelit

die Beisitzerin Anke Weber

den Beisitzer Jens Busse

– nachfolgend die „**Regulierungskammer**“ –

Folgenden

Festlegungsbeschluss:

1. Die nachfolgenden Kostenarten gelten als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV:
 - a) Kosten für die Beschaffung von Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung,
 - b) Kosten für die Beschaffung und die Wiederaufbereitung von Adsorptionsmittel zum Zwecke der Deodorierung von Gas,
 - c) Kosten aus Schadensersatzansprüchen einschließlich hiermit im Zusammenhang stehende Gerichts- und Rechtsanwaltskosten aufgrund von Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 S. 1 ggf. i.V.m. § 16a S. 1 EnWG, soweit diese nicht auf vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzungen beruhen,
 - d) Kosten aus Schadensersatzansprüchen einschließlich hiermit im Zusammenhang stehende Gerichts- und Rechtsanwaltskosten, welche infolge einer Übernahme von Gas aus dem Ausland ins deutsche Fernleitungsnetz 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,
 - e) Kosten für Kapazitätsinstrumente, soweit diese zur Bereitstellung von Einspeisekapazitäten, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland benötigt werden, eingesetzt werden.
2. Dieser Beschluss ist rückwirkend ab dem 01.01.2021 anzuwenden. Ziffer 1 d) gilt nur für Kosten aus Schadensereignissen, welche aus Gaseinspeisungen vor Ablauf des 31.03.2024 resultieren.
3. Für die Festlegungen dieses Festlegungsbeschlusses werden keine Kosten erhoben.

GRÜNDE

I. Sachverhalt

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 diese 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 („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.

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 Netzbetreiber 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 massiv angestiegen.

Darüber hinaus bemüht sich die Bundesrepublik Deutschland seit Beginn der Invasion 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. Zudem sind im französischen Fernleitungsnetz höhere Sauerstoffkonzentrationen üblich als im deutschen Fernleitungsnetz.

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. Dabei ist die

Aufnahmekapazität des Adsorptionsmittels begrenzt und muss regelmäßig durch thermische Behandlung wiederhergestellt werden, welche wiederum Energie verbraucht. Nach einigen Regenerationszyklen muss es zudem vollständig ausgetauscht und neu beschafft werden, was ebenfalls mit Kosten verbunden ist. 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. Der Regenerationsbedarf des Adsorptionsmittels hängt von den stark schwankenden Gasflüssen am Grenzübergangspunkt Wallbach ab. Die Gasflüsse basieren auf dem gleichfalls 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 odoriertes französisches Gas mit nicht odoriertem italienischen Gas unterschiedlich stark vermischt wird.

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 in Wallbach könnten in Einzelfällen odorierte 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. Denkbar ist eine Ausbreitung des odorierten Erdgases gen Süden über das baden-württembergische bis in das bayerische Gebiet sowie im Westen im saarländischen Gebiet. 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 besonderen Einzelfällen erscheint es jedoch nicht ausgeschlossen, dass besonders spezielle und empfindliche Verbrauchsanwendungen sensibel auf den zusätzlichen Schwefelgehalt im Erdgas reagieren.

Im Hinblick auf den erhöhten Sauerstoffgehalt ist vor allem die mögliche Beeinträchtigung an Erdgasspeicheranlagen ungesichert. Grundsätzlich gilt im deutschen Fernleitungsnetz nach dem 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 Regulierungskammer 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. Es hat nach den

der Kammer zugetragenen Informationen jedoch historisch 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 Auslagerungen von Gas aus diesem Speicher beeinträchtigten.

Eine weitere Maßnahme zur Erhöhung der deutschen Versorgungssicherheit ist die Errichtung einer Reihe von LNG-Anlagen an verschiedenen Standorten an der norddeutschen Küste, über welche künftig auf dem Seeweg importiertes verflüssigtes Erdgas in das Fernleitungsnetz eingespeist werden soll. Neben der Errichtung der Regasifizierungsanlagen selbst muss dafür auch die sich daran anschließende Fernleitungsinfrastruktur erheblich ausgebaut werden, um den Abtransport dieser zusätzlichen Gasmengen in andere Regionen des Marktgebiets in vollem Umfang gewährleisten zu können. Da diese Ausbaumaßnahmen eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen, werden bei der für den Winter 2022/2023 geplanten Inbetriebnahme der ersten LNG-Anlagen übergangsweise noch gewisse Engpässe im Netz bestehen, welche der Bereitstellung von Transportkapazitäten im vollen Umfang dessen, was für einen vollständigen Weitertransport der potentiell regasifizierbaren Gasmengen benötigt würde, im Wege stehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber konzipieren jedoch bereits Möglichkeiten zur Umgehung dieser Engpässe, die teilweise Ähnlichkeiten mit den marktbasierenden Instrumenten haben, welche bereits im Zuge der Marktgebietszusammenlegung zum Einsatz kommen können und Kosten verursachen, die als volatil eingestuft wurden. Diese wurden in den Festlegungen KAP+ der Beschlusskammer 7 (BK7-19/037 vom 25.03.2019) und KOMBI der Beschlusskammer 9 (BK9-19/606 vom 30.03.2020) behandelt.

Unabhängig von diesen Einzelthemen ist es mit der erstmaligen Ausrufung der Alarmstufe wahrscheinlicher geworden, dass Netzbetreiber nach § 16 Abs. 2 S. 1 ggf. i.V.m. § 16a S. 1 EnWG Gaseinspeisungen, 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.

Die Regulierungskammer hat am ##.##.2023 von Amts wegen ein Verfahren zur Anerkennung der durch diese verschiedenen Maßnahmen entstehenden Kosten als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV eingeleitet.

Den Netzbetreibern wird mit Veröffentlichung vom XX.XX.2023 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Am ##.##.2023 veröffentlichte die Regulierungskammer zu Konsultationszwecken einen Beschlussentwurf im Internet und in Niedersächsischen Ministerialblatt.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Adressatenkreis

Die Festlegung richtet sich an alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen i.S.d.

§ 3 Nr. 7 EnWG ausschließlich auf dem Gebiet Niedersachsens gelegenen Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen, in die sachliche und örtliche Zuständigkeit der Regulierungskammer fällt (§ 54 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2, Satz 2 EnWG)

Materielle Rechtmäßigkeit

2. Ermächtigungsgrundlage

Die Anordnung zu Ziffer 1.) ergeht auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m.

§ 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde zu volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV Anordnungen treffen. Die Regulierungsbehörde kann darüber hinaus Vorgaben zu Verfahren machen, die gewährleisten, dass volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in der Erlösbergrenze berücksichtigt werden. Die Anordnung kann sich an einen Netzbetreiber oder eine Gruppe von Netzbetreibern richten.

Die Regulierungskammer hat in rechtmäßiger Weise die Vorgaben des nationalen Rechts in Form der normativen Regulierung, soweit diese im vorliegenden Verfahren Anwendung finden und von der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (Urteil vom 02.09.2021, C-718/18) erfasst werden, für ihre Entscheidung herangezogen. Als „normative Regulierung“ werden im Allgemeinen solche Regeln des nationalen Gesetz- und Verordnungsgebers (z.B. in StromNEV, GasNEV und ARegV) bezeichnet, die konkrete methodische und materielle Vorgaben für die Regulierung durch die Regulierungsbehörde enthalten. Die Pflicht zur Anwendung dieser nationalen Vorgaben folgt aus Art. 20 Abs. 3 GG und gilt auch angesichts der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs fort, bis sie vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber außer Kraft gesetzt oder neu geregelt werden. Dies hat der Bundesgerichtshof bereits entschieden (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff., siehe auch OLG Düsseldorf vom 11.02.2021, VI-5 Kart 10/19 [V], S. 10 ff., OLG Düsseldorf vom 28.04.2021, VI-3 Kart 798/19 [V], S. 72 ff., OLG Schleswig vom 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 27 ff.).

(1) Der Europäische Gerichtshof hat zwar in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der NRB verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

(2) Der Europäische Gerichtshof hat aber weder über die Zuständigkeitsfragen hinausgehend einen materiell-rechtlichen Verstoß einzelner Vorgaben der normativen Regulierung gegen EU-Recht gerügt, noch hat er sich ausdrücklich zu der Frage geäußert, ob die normative Regulierung bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der nationale Gesetz- und Verordnungsgeber den festgestellten Verstoß beseitigt, weiter anwendbar ist. Der EuGH hat sich insbesondere auch nicht explizit zu der Frage geäußert, ob die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit unmittelbar anwendbar sind.

(3) Die Regelungen der normativen Regulierung sind nicht nichtig. Weder nach den Grundsätzen des europäischen Rechts noch nach nationalem Recht führt der Verstoß einer nationalen Regelung gegen Unionsrecht zu deren Nichtigkeit (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 61 ff.). Vielmehr sind die Grundsätze des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts vor nationalem Recht zu beachten.

Zudem scheidet eine richtlinienkonforme Auslegung der Vorschriften der normativen Regulierung aus. Der Europäische Gerichtshof sieht zwar sowohl in der an die Bundesregierung gem. § 24 EnWG erfolgten Zuweisung von Zuständigkeiten, als auch in den bindenden Vorgaben der normativen Regulierung eine mit den oben genannten Richtlinien unvereinbare Beschränkung der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (EuGH a.a.O., Rz. 101 f., 115 f.). Eine Umdeutung der nationalen Vorgaben in nicht bindende Programmsätze, die die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht beeinträchtigen, kommt angesichts des eindeutigen Wortlauts, der Systematik und des Regelungszwecks der Vorschriften der normativen Regulierung jedoch nicht in Betracht (Verbot der contra legem-Auslegung, BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 66 ff.).

Der Grundsatz vom Anwendungsvorrang des Unionsrechts führt indes nicht dazu, die Vorschriften der normativen Regulierung unangewendet zu lassen. Der Anwendungsvorrang besagt, dass eine nationale Regelung, die mit einer unmittelbar geltenden Regelung des Unionsrechts unvereinbar ist, von nationalen Behörden und Gerichten nicht angewendet werden darf (vgl. Streinz, EUV, 3. Aufl. 2018, Art. 4 Rn. 40; Ruffert, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV, Rn. 69 f.). Dieser Grundsatz gilt jedoch nur, soweit unmittelbar anwendbares Unionsrecht betroffen ist (EuGH, Urteil vom 24.06.2019, C-573/17, Rn. 62). Die normative Regulierung verstößt nicht gegen unmittelbar anwendbares Unionsrecht. Die hier maßgeblichen Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, mit denen die Vorgaben der normativen Regulierung unvereinbar sind, sind nicht unmittelbar anwendbar.

(4) Damit eine Richtlinienbestimmung unmittelbar angewendet werden kann, müssen spezifische Voraussetzungen vorliegen (Grabitz/Hilf/Nettesheim, AEUV, 71. EL August 2020, Art. 288 Rn. 149). Der Europäische Gerichtshof geht von der unmittelbaren Anwendbarkeit einer nicht oder nicht ordnungsgemäß umgesetzten Richtlinienbestimmung nach Ablauf der Umsetzungsfrist aus, wenn die Bestimmung hinreichend genau und inhaltlich unbedingt ist. Zudem können die Bestimmungen einer Richtlinie grundsätzlich nur Rechte, aber keine Pflichten eines Einzelnen begründen (sog. Belastungsverbot). Insofern kommt auch eine objektive unmittelbare Wirkung vorliegend nicht in Betracht. Im Einzelnen:

(a) Die Richtlinienvorgaben sind nicht unbedingt. Eine Unionsvorschrift ist inhaltlich unbedingt, wenn sie eine Verpflichtung normiert, die an keine Bedingung geknüpft ist und zu ihrer Durchführung oder Wirksamkeit auch keiner weiteren Maßnahmen der Unionsorgane oder der Mitgliedstaaten bedarf. Die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit sind nicht als inhaltlich unbedingt anzusehen.

Gegenwärtig fehlt es an den erforderlichen und zureichenden Umsetzungsnormen im nationalen Recht. Das betrifft sowohl die konkrete umfassende Aufgabenzuweisung als auch die für einen Eingriff erforderliche Ermächtigungsgrundlage. Die Landesregulierungsbehörde hat nach nationalem Recht gegenwärtig (nur) die Befugnis, die Vorgaben der normativen Regulierung anzuwenden und ggf. unter Rückgriff auf § 29 EnWG je nach Festlegungsermächtigung weiter auszugestalten und zu konkretisieren. Sie hat aber mangels entsprechender Aufgabenzuweisung durch den Gesetzgeber nicht die übergeordnete, allgemeine und uneingeschränkte Befugnis, die ihr nach den Richtlinien vorbehaltenen Aufgaben vollumfänglich und selbständig auszuüben (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 105) beispielsweise also die Methoden oder Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang frei festzulegen oder zu genehmigen (vgl. nur § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG). Dass es hierzu einer umfassenden

mitgliedstaatlichen Aufgabenzuweisung bedarf, entspricht im Übrigen auch dem europäischen Leitbild, wonach die Mitgliedstaaten zur Einrichtung von Regulierungsbehörden mit spezifischen Zuständigkeiten verpflichtet sind (vgl. Erwägungsgrund 33 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Mitgliedstaaten verfügen bei der Organisation und Strukturierung der Regulierungsbehörde zwar über eine Autonomie, haben diese aber unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben und insoweit sicherzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung der ihr vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom treffen kann (vgl. EuGH, a.a.O., Rz. 119). Dieser Befund wird auch durch das in der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mündende Vertragsverletzungsverfahren bestätigt: Gegenstand der Rüge durch die Europäische Kommission war nicht die fehlerhafte Ausübung einer nach nationalem Recht bereits ordnungsgemäß zugewiesenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, sondern der Umstand, dass eine den Richtlinien entsprechende umfassende Aufgabenzuweisung an die nationale Regulierungsbehörde im nationalen Recht bislang nicht erfolgt ist (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 88). Vielmehr liegt hier eine fehlerhafte Aufgabenzuweisung vor (EuGH, a.a.O., Rz. 130); diese kann und muss durch den Mitgliedstaat korrigiert werden, der dann die noch möglichen Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten vorsehen kann (EuGH a.a.O., Rz. 126, 127).

(b) Mit der unmittelbaren Anwendung der Richtlinien wären Belastungen Einzelner verbunden, sodass eine solche ausscheidet. Zwar ist die Einräumung subjektiver Rechte keine Voraussetzung für eine unmittelbare Anwendbarkeit (woran es vorliegend wegen des Verstoßes gegen objektiv geprägte Zuständigkeitsnormen auch fehlen würde), allerdings gilt das Belastungsverbot. Wenn der Regulierungskammer aus einer unmittelbaren Anwendung der Richtlinie weitergehende oder jedenfalls anders ausgestaltete Kompetenzen zukämen, könnte sich dies je nach Einzelfall zugunsten, aber auch zu Lasten bestimmter Beteiligter auswirken. Daraus wiederum könnten sich Belastungen ergeben, die nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nur durch das europäische Primärrecht oder durch EU-Verordnungen begründet werden können, nicht aber durch Richtlinien (vgl. BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 73).

Eine Belastung würde sich zudem bereits aus dem Heranziehen der Richtlinien als Ermächtigungsgrundlage ergeben. Dies wäre europarechtlich unzulässig. Sofern die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit als inhaltlich unbedingt anzusehen wären, müssten sie von der Landesregulierungsbehörde unmittelbar als Ermächtigungsgrundlage auch für belastende Regulierungsentscheidungen herangezogen werden. Anders als in den vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fällen, in denen er eine unmittelbare

Belastung durch Richtlinienrecht verneinte, weil die Belastung erst durch ein Verwaltungsverfahren auf Basis nationalen Rechts eintrat, würden vorliegend die Richtlinienbestimmungen als solche unmittelbar gegenüber den Betroffenen herangezogen werden und als materiell-rechtliche Befugnisnormen für belastende Verwaltungsverfahren und Regulierungsentscheidungen fungieren. Soweit ersichtlich existiert bislang keine hier einschlägige Judikatur, in der der EuGH es für europarechtskonform eingestuft hätte, dass eine Richtlinienbestimmung als eigenständige Ermächtigungsgrundlage für Eingriffe in Rechte des Einzelnen herangezogen werden darf.

(c) Eine ausnahmsweise objektive unmittelbare Wirkung der Richtlinienbestimmungen bezogen auf die ausschließliche Zuständigkeit scheidet ebenfalls aus. Der Europäische Gerichtshof hat eine objektive unmittelbare Wirkung von Richtlinienbestimmungen anerkannt, aus denen sich für staatliche Stellen eindeutige Pflichten ergeben. Konkret ging es beispielsweise um die nicht rechtzeitig in nationales Recht umgesetzte Pflicht der zuständigen Behörde zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung eines Wärmekraftwerks (EuGH, Urteil vom 11.08.1995, C-431/92 – Wärmekraftwerk Großkrotzenburg).

Zwar mag sich vorliegend aus den Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde die Verpflichtung ergeben, von dieser Zuständigkeit auch Gebrauch zu machen, um den Zielsetzungen der Richtlinien hinreichend Rechnung tragen zu können. Anders als im Fall des Wärmekraftwerks Großkrotzenburg ist diese Verpflichtung vorliegend jedoch nicht inhaltlich unbedingt. Im vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fall konnte die zuständige Behörde der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ohne Weiteres nachkommen, weil diese als unselbstständiger Bestandteil des nach nationalem Recht vorgesehenen und ihr bereits zugewiesenen Genehmigungsverfahrens durchzuführen war. Demgegenüber kann die Landesregulierungsbehörde die ihr nach den Richtlinienbestimmungen zugewiesene ausschließliche Zuständigkeit erst ausüben, wenn ihr entsprechende Befugnisse nach nationalem Recht eingeräumt werden (siehe oben).

(5) Ungeachtet der Tatsache, dass die Richtlinienbestimmungen nicht unmittelbar anwendbar sind, sprechen aus Sicht der Regulierungskammer weitere erhebliche Gründe dafür, die Vorgaben der normativen Regulierung in der Übergangszeit zur Anwendung zu bringen. Die Nichtanwendung der normativen Regulierung in der Übergangszeit würde zu einem Zustand führen, der mit den Zielsetzungen der genannten Richtlinien erst recht unvereinbar wäre (so auch BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76).

Die Richtlinien verlangen, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Diesem Gebot der ex ante-Regulierung wird in Deutschland gegenwärtig zu einem großen Teil über die Vorgaben der normativen Regulierung Rechnung getragen. Die normative Regulierung strukturiert die Methoden für die Berechnung der Tarife vor und legt ex ante die wesentlichen Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang fest. Sie regelt unmittelbar Rechte und Pflichten für Netzbetreiber und andere Marktakteure und schafft auf diese Weise den von den Richtlinien geforderten transparenten und vorhersehbaren, verlässlichen Regulierungsrahmen. Bestehende Festlegungen und Genehmigungen der Landesregulierungsbehörde, die sie im Rahmen ihrer bisherigen Zuständigkeiten erlassen hat, tragen zwar ebenfalls zu der erforderlichen ex ante-Regulierung bei, dies jedoch nur in Teilbereichen und in Ergänzung der normativen Regulierung und damit nicht in dem von der Richtlinie geforderten Umfang. Ein faktisches Außerkrafttreten der Vorgaben der normativen Regulierung würde daher zu beträchtlichen Regelungslücken und damit einhergehend erheblichen Rechtsunsicherheiten für alle Marktbeteiligten führen. Auch dies wäre mit den genannten Richtlinienvorgaben und den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts schwerlich vereinbar. Beispielsweise dürfte eine derart unklare Rechtslage im Übergangszeitraum kaum Investitionsanreize setzen und Unsicherheiten für die unternehmerische Tätigkeit der regulierten Unternehmen und auch der sonstigen Marktteilnehmer auslösen. Für den Übergangszeitraum ist es daher sinnvoll und angebracht, stabile und berechenbare Verhältnisse zu gewährleisten.

2.1. Vorwärmkosten

Durch Tenorziffer 1 a) werden Kosten für die Beschaffung von Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung als volatile Kosten eingestuft. Die Regulierungskammer 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 Regulierungskammer nicht bekannt.

Nach § 11 Abs. 5 S. 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.

Treibenergie gilt gemäß § 11 Abs. 5 S. 1 ARegV generell als volatiler Kostenanteil. Nach § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV sieht der Verordnungsgeber 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).

Energiekosten zur Vorwärmung sind vor dem Hintergrund dieser Wertung des Verordnungsgebers 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.

Die Regulierungskammer 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 volatilem 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. All dies trifft in völlig identischer Weise auch auf Vorwärmenergie zu, weshalb eine Übertragung dieser verordnungsgeberischen Wertung auf sie konsequent ist.

Die Regelung gilt sowohl für Fernleitungs- als auch für Verteilernetzbetreiber. Allerdings sind Gasdruckregelanlagen mit entsprechenden Vorwärmprozessen, soweit für die Regulierungskammer ersichtlich, auch in Verteilernetzen verbreitet. Dies dürfte zumindest für die

Verteilernetzbetreiber mit eigenen Hochdrucksystemen gelten. 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 dort geringer ausfallen dürfte als bei den Fernleitungsnetzbetreibern, sieht die Regulierungskammer keinen Anlass für eine Differenzierung nach Netzebenen, da die Problematik in der Sache identisch liegt.

Es erscheint der Regulierungskammer als gerechtfertigt, die unmittelbare Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen 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.

In zeitlicher Hinsicht hat sich die Regulierungskammer 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 marktbasier-ten Schwankungen lagen, welche bis zu diesem Zeitpunkt als gewöhnlich galten. Deshalb sieht die Kammer ab diesem Zeitpunkt einen wirtschaftlichen Bedarf, die Kostenentwicklung durch Einstufung als volatile Kosten in den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber abzubilden. Der rückwirkende Charakter der Regelung wird von ihr rechtlich als unkritisch eingestuft, da sie davon ausgeht, dass die Netzbetreiber 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 des Beschlusses wirken sollte. Von Seiten der Fernleitungsnetzbetreiber wurde plausibel dargestellt, dass sich die Höhe der Vorwärmkosten für das Jahr 2021 erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im Basisjahr unterscheiden.

Die Anpassung der volatilen Kostenanteile wird gemäß den regulatorischen Vorgaben im Rahmen der Genehmigung des Regulierungskontosaldos geprüft. 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.

Von einer Ausdehnung der Regelung auf sonstige Energiekosten, wie sie im Konsultationsverfahren teilweise gefordert wurde, wird abgesehen. Insoweit sind keine vergleichbaren Verwerfungen erkennbar, auf die in gleicher Weise mit einer Regelung zu volatilen Kosten reagiert werden müsste.

2.2. Deodorierungskosten

Durch Tenorziffer 1 b) werden operative Kosten für die Beschaffung und die Wiederaufbereitung von Adsorptionsmittel zum Zwecke der Deodorierung von Gas als volatile Kosten eingestuft.

Diese Kosten korrelieren mit den Gasmengen, welche aus einem Marktgebiet mit odoriertem Erdgas im Fernleitungsnetz in das deutsche Fernleitungsnetz übergeben werden. Je mehr Gas an einem hiervon betroffenen Grenzübergangspunkt nach Deutschland importiert wird bzw. je höher der Anteil an odoriertem Gas innerhalb der aus einem angrenzenden Marktgebiet, welches wie das schweizerische sowohl odoriertes als auch nicht odoriertes Erdgas ins Fernleitungsnetz aufnimmt, übernommenen Mengen ausfällt, desto mehr Odoriermittel muss im Wege der Deodorierung entfernt werden. Ein höherer Mengendurchsatz bzw. ein höherer Gehalt an Odoriermitteln im Gasstrom in einer Deodorierungsanlage führen zu einer höheren Regenerationsbedürftigkeit des eingesetzten Adsorptionsmittels und somit zu häufigeren thermischen Behandlungen. Schließlich erwächst daraus auch die Notwendigkeit eines häufigeren Austauschs des Adsorptionsmittels, da dieses nicht beliebig oft thermisch aufbereitet werden kann. Damit ist jedenfalls eine mengeninduzierte Volatilität der dadurch verursachten Beschaffungskosten gegeben. Hinsichtlich der Beschaffung des Adsorptionsmittels ist eine Preisvolatilität für die Regulierungskammer nicht ersichtlich. Für die Einstufung als volatile Kostenanteile ist die festgestellte Mengenvolatilität indes ausreichend. Die thermische Wiederaufbereitung erfordert Energie, womit sich die bereits oben unter 3.2. getroffenen Aussagen zur Preisvolatilität von Energiebeschaffungskosten übertragen lassen.

Die Regulierungskammer hat sich entschieden, auch die beschriebenen Deodorierungskosten als volatil einzustufen. Damit trägt sie den durch die Übernahme und Reinigung von odorierten Gasmengen verursachten Kostenschwankungen Rechnung und gibt den betroffenen Netzbetreibern hinreichende Sicherheit über die Abbildung dieser im Rahmen der letzten Kostenprüfung noch nicht absehbaren Kosten in ihren Erlösbergrenzen. Die Regulierungskammer verfolgt dabei auch die Intention, ökonomische Fehlanreize zu beseitigen, welche die Netzbetreiber davon abhalten könnten, den Import von Gasmengen zu gewährleisten, die in der derzeitigen krisenhaften Situation dringend im deutschen Marktgebiet benötigt werden.

Die Regulierungskammer hat sich bei ihrer Entscheidung wesentlich an der Situation der von der Open Grid Europe GmbH und der Fluxys TENP GmbH betriebenen Deodorierungsstation in Schwörstadt nahe des Grenzübergangspunkts Wallbach orientiert. Diese Station ist soweit für die Regulierungskammer ersichtlich der einzige gegenwärtige Anwendungsfall

der Regelung. Die Regelung wird perspektivisch auch für eine mögliche am Grenzübergangspunkt Medelsheim noch zu errichtende Deodorierungsanlage gelten, sofern auch deren technische Funktionsweise sich unter die Tenorziffer 1 b) fassen lässt. Andere gegenwärtige oder zukünftige Anwendungsfälle sind der Regulierungskammer nicht bekannt, da weder weitere Grenzübergangspunkte, welche zur Einspeisung französischen Gases in Betracht kommen, noch sonstige Importquellen für odoriertes Gas ersichtlich sind. Innerhalb des deutschen Systems spielt Deodorierung – soweit für die Regulierungskammer ersichtlich – nur bei der Rückspeisung von Biogas in vorgelagerte Netzebenen eine Rolle. Hierauf würde die Tenorziffer 1 b) im Grundsatz ebenfalls Anwendung finden, sofern die Deodorierung mittels Adsorptionsmittel erfolgt. Allerdings werden diese Kosten bereits von der Biogasumlage erfasst und gehen deshalb nicht in die Erlösobergrenzen ein. Da es die Kategorie der volatilen Kostenanteile nur innerhalb des für die Erlösobergrenzen relevanten Kostenblocks gibt, bleibt dieser Beschluss somit ohne Wirkung für diese Sachverhalte. Sollten sich für die Regulierungskammer nicht vorhergesehene weitere Sachverhalte ergeben, in welchen durch einen Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreiber eine nicht im Zusammenhang mit der Biogaseinspeisung stehende Deodorierungsanlage betrieben wird, welche auf Adsorption basiert und deren Betriebsnotwendigkeit im Grundsatz anerkannt wird (wenngleich derzeit nicht erkennbar ist, aus welchem Grund dies der Fall sein könnte), findet die Tenorziffer 1 b) auch auf die Kosten einer solchen Anlage Anwendung, da technisch gleiche Sachverhalte grundsätzlich auch regulatorisch gleich zu behandeln sind.

2.3. Schadensersatzansprüche aus Maßnahmen nach § 16 Abs. 2

S. 1 EnWG

Durch Tenorziffer 1 c) werden Kosten aus Schadensersatzansprüchen als volatile Kosten eingestuft, welche aus Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 S. 1 EnWG resultieren.

Nach § 16 Abs. 1 EnWG sind Betreiber von Fernleitungsnetzen 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 Fernleitungsnetzen nach § 16 Abs. 2 S. 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 gem.

§ 16 Abs. 3 S. 1 EnWG bis zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung alle hiervon jeweils betroffenen Leistungspflichten. Eine Haftung für Vermögensschäden ist nach § 16 Abs. 3 S. 3 EnWG ausgeschlossen. Nach § 16a S. 1 EnWG gelten diese Bestimmungen für Betreiber von Gasverteilernetzen im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben entsprechend, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Gasversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind.

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 S. 3 EnWG angesprochenen Vermögensschäden grundsätzlich kein Raum bestehen, weshalb die Regulierungskammer nicht zwingend voraussetzt, dass für die Regelung in Tenorziffer 1 c) überhaupt ein praktischer Anwendungsfall besteht. Um den Netzbetreibern gleichwohl letzte Unsicherheiten zu nehmen, welche sie von notwendigen Maßnahmen zur Krisenvorsorge oder gar zur akuten Krisenbewältigung abhalten könnten, stuft die Kammer Kosten aus eventuell entstehenden Haftungsfällen als volatile Kosten ein und sichert somit ihre Refinanzierung über die Netzentgelte. Die Volatilität der Kosten ergibt sich daraus, dass eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems (jedenfalls nach den bisher geltenden Maßstäben) nicht als Normalsituation im Netzbetrieb betrachtet werden kann und Kosten für Schadensersatzleistungen, welche aus Gegenmaßnahmen resultieren, kein jährlich in vergleichbarer Weise wiederkehrender Sachverhalt sind, welcher mit dem Budgetprinzip der Anreizregulierung sinnvoll abgebildet werden kann.

Zur Vermeidung von Missverständnissen, wie sie teilweise im Konsultationsverfahren zu Tage traten, sei klargestellt, dass mit diesem Beschluss in keiner Weise eigenständige zivilrechtliche Anspruchsgrundlagen für Schadensersatzansprüche begründet werden (was auch deutlich jenseits der Befugnisse der Regulierungskammer läge). Gegenstand des Beschlusses ist ausschließlich die regulatorische Behandlung von Kosten aus Inanspruchnahmen, soweit die Netzbetreiber sich trotz der umfassenden gesetzlichen Haftungsfreistellung einer solchen ausgesetzt sehen sollten.

Gegenstand dieses Beschlusses ist nicht die grundsätzliche Anerkennungsfähigkeit der Kosten, sondern lediglich ihre Einstufung als volatile Kostenanteile. Das bedeutet (wie auch bei allen anderen volatilen Kostenarten), dass entsprechende Kosten nicht in jedem Falle in den Erlösbergrenzen berücksichtigungsfähig sein müssen, sondern nur, soweit sie betriebsnotwendig sind. Die Regulierungskammer geht davon aus, dass Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 S. 1 ggf. i.V.m. § 16a S. 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 c) 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. Zudem gelten wegen der häufig unübersichtlichen Kausalverläufe in Schadensfällen und wegen der bereits angesprochenen grundsätzlichen Zweifelhafteit einer zivilrechtlichen Verantwortlichkeit der Netzbetreiber erhöhte Nachweisanforderungen. Außer in offensichtlichen Fällen erachtet die Regulierungskammer in der Regel ein wenigstens erstinstanzliches Urteil gegen den Netzbetreiber als notwendigen Beleg dafür, dass tatsächlich eine Haftung besteht. In Zweifelsfällen kann ein sachgerechtes Vorgehen mit der Regulierungskammer abgestimmt werden. Die im Rahmen der jährlichen Anpassung der Erlösobergrenzen zunächst anzusetzenden Planansätze können und müssen naturgemäß noch nicht mit Nachweisen hinterlegt sein, sondern lediglich angemessen plausibilisiert werden. Anerkennungsfähig sind alle erfolgswirksamen Vorgänge in der Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers, welche im Zusammenhang mit den betreffenden Schadensersatzansprüchen stehen, also auch Zuführungen zu und Auflösungen von entsprechenden Rückstellungen, soweit diese handelsrechtlich zu bilden sind. Auch die Anerkennung von Rückstellungszuführungen bedarf zunächst lediglich einer Plausibilisierung; die beschriebene Nachweispflicht greift insoweit erst bei Verbräuchen bzw. unterlassenen Auflösungen.

Die volatile Kostenposition umfasst auch Gerichts- und notwendige Rechtsanwaltskosten, die aus der Geltendmachung entsprechender Ansprüche gegen die Netzbetreiber resultieren.

Die Anpassung der Erlösobergrenzen aufgrund einer Änderung der volatilen Kostenanteile erfolgt nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 Hs. 2 ARegV für das Kalenderjahr, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Im nachträglichen Plan/Ist-Abgleich im Zuge der Regulierungskontoprüfung festgestellte Differenzen werden gem. § 5 Abs. 3 S. 2 ARegV annuitätisch über drei Kalenderjahre verteilt. Die Verteilung beginnt gem. § 5 Abs. 3 S. 3 ARegV jeweils im übernächsten Jahr nach Antragstellung. Eine Veränderung dieser zeitlichen Abläufe, wie sie in einigen Stellungnahmen angeregt wurde, kann im Rahmen einer Festlegung bestimmter volatiler Kostenanteile nicht erfolgen. Sie werden durch die ARegV verbindlich vorgegeben und stehen nicht zur Disposition der Regulierungskammer. Eine Tenorierung des Plan/Ist-Abgleichs im Regulierungskonto, wie sie im Konsultationsverfahren angeregt wurde, bedarf es im Übrigen nicht. Nach Auffassung der Kammer ist offensichtlich, dass die Bezugnahme auf eine Festlegung nach § 34 Abs. 1 Nr. 4a ARegV in § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV lediglich der Erfassung von allen Kostenanteilen dient, die per Festlegung als volatil eingestuft wurden, zumal § 34 Abs. 1 Nr. 4a ARegV eine darüberhinausgehende Befugnis zur Regelung des Regulierungskontos überhaupt nicht enthält. Dem Sinn und Zweck

nach findet der Plan/Ist-Abgleich ex lege auf alle festgelegten volatilen Kosten Anwendung, da andernfalls keinerlei Überprüfung der angesetzten Plankosten gewährleistet wäre.

Die Regelung in Tenorziffer 1 c) 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 Regulierungskammer 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.

2.4. Schadensersatzansprüche aus der Einspeisung von nicht regelkonformem Gas

Durch Tenorziffer 1 d) werden Kosten aus Schadensersatzansprüchen als volatile Kosten eingestuft, die aus der Einspeisung von Gas in das Fernleitungsnetz resultieren, welches nicht den Bestimmungen des DVGW Arbeitsblatts G 260 entspricht.

Seit Beginn der russischen Invasion in die Ukraine bemüht sich die Bundesrepublik Deutschland um eine stärkere Diversifizierung der Gasquellen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit. In diesem Zusammenhang wird auch die Einspeisung odorierten Gases in das deutsche Fernleitungsnetz, z.B. aus Frankreich, diskutiert. Ob es sich dabei bereits um eine Maßnahme nach § 16 Abs. 2 S. 1 EnWG handelt, gilt zum Zeitpunkt dieses Festlegungsverfahrens als rechtlich ungeklärt. Die Regulierungskammer hat sich deshalb entschlossen, diesen Sachverhalt gesondert zu adressieren.

Auch insoweit soll die Einstufung als volatile Kosten durch die Regulierungskammer also primär dazu dienen, Unsicherheiten zu bereinigen, welche der Umsetzung notwendiger Maßnahmen im Wege stehen können.

Grundsätzlich ist bereits fraglich, ob die Einspeisung von odoriertem Gas überhaupt geeignet ist, zivilrechtlich einen Schadensersatzanspruch auszulösen. Für gewöhnlich sollte der etwas höhere Schwefelgehalt bei handelsüblichen Gasverbrauchsgeräten keine Schwierigkeiten verursachen, sodass 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 Speichieranlagen entstehen, wenngleich das genaue Risiko in Ermangelung einschlägiger Untersuchungen schwer einzuschätzen ist. Insoweit setzt die Regulierungskammer 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. Speichieranlagen 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 Odormittel 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.

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 Regulierungskammer 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. Sollten weitere potentiell schädliche Abweichungen bekannt werden, haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Regulierungskammer unverzüglich hierüber zu informieren.

Gegenstand der Regelung ist ausschließlich die regulatorische Behandlung von Kosten aus Schadensersatzansprüchen. Dieser Beschluss ist in keinem Falle als eine Ermächtigung zu verstehen, nach Belieben Gas mit von den deutschen Regelungen abweichenden Spezifikationen in das deutsche Fernleitungsnetz einzuspeisen, wozu die Regulierungskammer als reine Entgeltkammer schon nicht befugt wäre. Er setzt vielmehr voraus, dass ein solches Vorgehen aufgrund der besonderen krisenhaften Situation ausnahmsweise geboten ist, um

die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Klargestellt sei an dieser Stelle, dass die Regulierungskammer die gegenwärtig stattfindende Einspeisung französischen Gases über die Grenzübergangspunkte Medelsheim und (auch über die Kapazitäten der Deodorierungsanlage hinaus) Wallbach als zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit dem Grunde nach als notwendig im Sinne der Tenorziffer 1 d) erachtet.

Die Regelung ist zeitlich bis zum 31.12.2024 begrenzt. Dies unterstreicht ihren Ausnahmecharakter und ihren 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 Situation länger angespannt bleiben als derzeit absehbar, behält sich die Regulierungskammer eine Verlängerung der Regelung vor. Andernfalls verbietet es sich allerdings, länger als unbedingt notwendig nicht systemkonforme Gasbeschaffungen in das deutsche Netz einzuspeisen und hieraus eventuell entstehende Kosten über die Netzentgelte umzulegen.

In räumlicher Hinsicht waren primär mögliche Einspeisungen über den Grenzübergangspunkt Medelsheim ausschlaggebend für die Erwägungen der Regulierungskammer. Soweit am Grenzübergangspunkt Wallbach ausnahmsweise odorisierte Gasmengen zur Stärkung der Versorgungssicherheit eingespeist werden, weil die Kapazitäten der dortigen Deodorierungsanlage nicht ausreichend oder bereits ausgelastet sind (wie es sich während des Verfahrens zum Erlass dieses Beschlusses bereits abzeichnet), sind diese jedoch nicht anders zu behandeln. Weitere Möglichkeiten zur Einspeisung solchen Gases sind für die Kammer nicht ersichtlich, würden ggf. aber ebenfalls der Regelung unterfallen.

Auch wenn die Einspeisung ins Fernleitungsnetz erfolgt, kann sie Auswirkungen auf nachgelagerte Verteilernetze 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. Deshalb werden Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber gleichermaßen von der Regelung adressiert.

Die Ausführungen zur erhöhten Nachweispflicht durch gerichtliche Bestätigung der Ansprüche, zur Berücksichtigung erfolgswirksamer Vorgänge einschließlich Rückstellungsbildung

und -auflösung sowie zur Überleitung von Kosten auf vorgelagerte Netzbetreiber unter Punkt 3.4 2.3 gelten für Tenorziffer 1 d) entsprechend.

2.5 Kapazitätsinstrumente zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit

Durch Tenorziffer 1 e) werden Kosten für Kapazitätsinstrumente als volatile Kosten eingestuft, soweit diese zur Bereitstellung von Einspeisekapazitäten, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland benötigt werden, eingesetzt werden.

Hiermit greift die Regulierungskammer eine Problematik auf, die während des Konsultationsverfahrens an sie herangetragen wurde. Im Zuge der Einbindung der derzeit im Bau befindlichen LNG-Anlagen in das deutsche Fernleitungsnetz hat sich herausgestellt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber temporär teils marktbezogene Instrumente zur wenigstens teilweisen Überwindung der noch vorhandenen Netzengpässe anwenden müssen. Konkret wurde mit der Regulierungskammer zum einen die Umleitung von Gasmengen über die Infrastrukturen ausländischer Fernleitungsnetzbetreiber diskutiert, die eine gewisse Ähnlichkeit mit den Instrumenten der Drittnetznutzung bzw. des Wheelings aufweisen, wie sie in der KAP+-Festlegung der Beschlusskammer 7 (BK7-19/037 vom 25.03.2019) vorgesehen ist. Je nach Ausgestaltung könnten hieraus z.B. Kostenausgleiche für den zusätzlichen Transport in den ausländischen Netzen oder Kosten für Kapazitätsbuchungen bei ausländischen Netzbetreibern entstehen. Zum anderen hat die Regulierungskammer eine Vorgehensweise vor Augen, bei dem die Fernleitungsnetzbetreiber zwei Speicher nutzen, um Gas zeitversetzt sukzessive von einer geographischen Region in eine andere über die engpassbehaftete Netzinfrastruktur zu verlagern. Hierfür werden verschiedene Modelle diskutiert, deren Kosten regulatorisch teilweise (im Falle einer Anpachtung von Speicheranteilen) mit dem Kapitalkostenaufschlag abgebildet werden können, teilweise jedoch auch nicht.

Die Kosten für solche Maßnahmen sind volatil, da ihre Notwendigkeit wesentlich von der Transportsituation im Netz, insbesondere von den eingespeisten LNG-Mengen und den gleichzeitig zu bedienenden sonstigen Transportwünschen im Marktgebiet abhängt. Zudem dürfte es sich – jedenfalls soweit bisher erkennbar – auch hierbei um eine nur übergangsweise bestehende Problematik handeln, die somit nur ungenügend vom Budgetprinzip erfasst werden kann. Die Regulierungskammer hat sich deshalb entschieden, derartige für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit wesentliche Maßnahmen zu unterstützen, indem sie die hierfür erforderlichen Kosten als volatile Kostenanteile einstuft. Dies liegt schon aus Gleichbehandlungsgründen nahe, weil sie bereits mit der KOMBI-Festlegung (BK9-19/606 vom

30.03.2020) technisch sehr ähnlich geartete Maßnahmen, die lediglich in einem anderen Kontext stattfinden und einem anderen Zweck dienen, ebenso bewertet hat.

Die Regulierungskammer geht davon aus, dass diese Bestimmung im Wesentlichen auf die genannten Maßnahmen zur zügigen Schaffung von Kapazitäten für die Ableitung von regasifiziertem LNG und gleichzeitigem Aufrechterhalten der sonstigen Einspeisungsmöglichkeiten ins Fernleitungsnetz Anwendung findet. Sie ist jedoch nicht prinzipiell hierauf begrenzt. Sollten im Zuge der in der näheren Zukunft wohl weiterhin sehr dynamischen Entwicklung in den Gasnetzen weitere Sachverhalte auftreten, in welchen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit Transportkapazitäten durch andere Maßnahmen als Netzausbau geschaffen werden müssen, kann die Tenorziffer 1 e) auch dann herangezogen werden, wenn es dabei nicht um Kapazitäten geht, die mit dem Import von LNG zusammenhängen. In jedem Fall sollten entsprechende Maßnahmen jedoch immer eng mit der Regulierungskammer abgestimmt werden, um ihre Anerkennungsfähigkeit zu klären. Nicht erfasst sind im Übrigen Maßnahmen, welche lediglich nominell eine Erhöhung des Angebots an festen, freizuordenbaren Kapazitäten (FZK) ermöglichen, ohne dass dabei ein Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit geleistet wird. Das bedeutet insbesondere, dass Schadenersatzansprüche für die Unterbrechung von fest vermarkteten Kapazitäten trotz nicht gegebener technischer Leistungsfähigkeit des Netzes NICHT als volatile Kosten geltend gemacht werden können, wie es im Laufe des Verfahrens von einem Netzbetreiber gegenüber der Regulierungskammer angeregt wurde. Dieser Fall wäre aus Sicht der Regulierungskammer eher im Rahmen eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems anzusiedeln und insofern ggf. in möglichen Folgefestlegungen zu KAP+ der Beschlusskammer 7 (BK7-19/037) bzw. KOMBI der Beschlusskammer 9 (BK9-19/606) zu behandeln.

III.Kosten (§ 91 EnWG)

Die in diesem Beschluss getroffenen Entscheidungen ergehen nach Tenorziffer 3 auf Grund § 91 Abs. 1 Satz 3 EnWG kostenfrei, da die Zustellung dieses Beschlusses nach § 73 Abs. 1a EnWG durch öffentliche Bekanntmachung ersetzt wird. Die Regulierungskammer hat sich aus Gründen der Verfahrensökonomie entschlossen, von der Möglichkeit einer Gebührenerhebung nach § 91 Abs. 1 Satz 4 EnWG keinen Gebrauch zu machen. Eine Gebührenerhebung nach dieser Vorschrift würde es erfordern, allen betroffenen Netzbetreibern entweder den Beschluss selbst oder einen schriftlichen Hinweis darauf förmlich zuzustellen. Ein entsprechendes Vorgehen würde die von der Regulierungskammer durch eine öffentliche Bekanntmachung bezweckte Reduzierung des Verwaltungsaufwandes nicht erfüllen.

IV. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)

Da die Festlegung gegenüber allen Gasnetzbetreibern im Zuständigkeitsbereich der Landesregulierungsbehörde erfolgt, die gemäß § 1 ARegV der Geltung der Anreizregulierung unterworfen sind, nimmt die Regulierungskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, anstelle der individuellen Zustellung eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsmittelbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Regulierungskammer und im Nds. Ministerialblatt bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Festlegung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Nds. Ministerialblatt zwei Wochen verstrichen sind.

Im Zuge der Erstellung der Entwurfsfassung dieses Festlegungsbeschlusses hat die Regulierungskammer am 00.00.2023 den Tenor der Entwurfsfassung dieses Festlegungsbeschlusses im Niedersächsischen Ministerialblatt (nachfolgend das „**Nds. MBI.**“) 2023 Nr. 00 vom 00.00.2023 veröffentlicht. Die vollständige Entwurfsfassung dieses Festlegungsbeschlusses wurde am 00.00.2023 auf der Internetseite der Regulierungskammer veröffentlicht. Den betroffenen Netzbetreibern wurde die Gelegenheit gegeben, bis zum 00.00.2023 zu der beabsichtigten Festlegung Stellung zu nehmen (Konsultation). Die nach § 67 Abs. 1 EnWG grundsätzlich erforderliche individuelle Anhörung der einzelnen Adressaten wurde analog den Regelungen des § 73 Abs. 1a Satz 1 EnWG und des § 1 Abs. 1 NVwVfG i. V. m. § 28 Abs. 2 Nr. 4 VwVfG) durch die vorgenannte Konsultation ersetzt. Im Rahmen der Konsultation gab es xxx Stellungnahmen.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte der Regulierungskammer Bezug genommen.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diese Entscheidung kann **innerhalb eines Monats** nach Zustellung **Beschwerde** erhoben werden. Die Entscheidung gilt mit dem Tag als zugestellt, an dem seit dem Tag der öffentlichen Bekanntmachung im Amtsblatt der Regulierungskammer Niedersachsen (Nds. MBl.), zwei Wochen verstrichen sind.

Die Beschwerde ist bei der Regulierungskammer Niedersachsen, Leinstraße 8, 30159 Hannover (Postfach 4107, 30041 Hannover) einzureichen. Zur Fristwahrung genügt es, wenn die Beschwerde innerhalb der vorgenannten Frist bei dem zuständigen Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Celle, eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen **Rechtsanwalt** unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung.

Vorsitzende

Beisitzerin

Beisitzer

Henke-Jelit

Weber

Busse