



## BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach

§ 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 41 Abs. 6 lit. a der Richtlinie 2009/73/EG i.V.m. Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

hinsichtlich der Festlegung der Höhe der Multiplikatoren, der Festlegung eines Abschlags an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen sowie an Ein- und Ausspeisepunkten von Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden und der Festlegung der Höhe der Abschläge für unterbrechbare Standardkapazitätsprodukte an allen Kopplungspunkten für das Kalenderjahr 2023 („MARGIT 2023“)

hat die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch

die Beisitzerin als Vorsitzende

Dr. Ulrike Schimmel,

den Beisitzer

Dr. Björn Heuser

und den Beisitzer

Roland Naas

am 02.06.2022 beschlossen:

1. Die nachfolgenden Festlegungen dieses Beschlusses sind wirksam vom 01.01.2023 bis zum 31.12.2023.
2. Bei der Umrechnung von Jahres-Standardkapazitätsprodukten in Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukte ist an allen Kopplungspunkten ein Multiplikator anzuwenden. Der Multiplikator eines untertägigen Standardkapazitätsprodukts beträgt 2,0, der Multiplikator eines Tages-Standardkapazitätsprodukts beträgt 1,4, der Multiplikator eines Monats-Standardkapazitätsprodukts beträgt 1,25 und der Multiplikator eines Quartals-Standardkapazitätsprodukts beträgt 1,1.
3. Ein Abschlag an Ein- und Ausspeisepunkten von Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden, ist nicht anzuwenden.
4. Ein Abschlag an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen ist ausschließlich für Jahres- und Quartals-Kapazitätsprodukte in Höhe von 40 Prozent anzuwenden.
5. Reservepreise für Standardkapazitätsprodukte für unterbrechbare Kapazität an Kopplungspunkten sind zu berechnen, indem die gemäß Art. 14, 15 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 und der Festlegung BK9-19/610 („REGENT 2021“) berechneten Reservepreise für die jeweiligen Standardkapazitätsprodukte für verbindliche Kapazität mit der Differenz zwischen 100 % und der Höhe des an dem jeweiligen Kopplungspunkt für das jeweilige Standardkapazitätsprodukt gemäß der Anlage I anzuwendenden prozentualen Ex-ante-Abschlags multipliziert werden.
6. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

## Gründe

### I.

- 1 Die Beschlusskammer hat von Amts wegen ein Verfahren zur Festlegung der Höhe der Multiplikatoren, der Höhe eines etwaigen Abschlags an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen sowie an Ein- und Ausspeisepunkten von Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden, und der Höhe der Abschläge für unterbrechbare Standardkapazitätsprodukte an allen Kopplungspunkten eingeleitet.
- 2 Die Einleitung des Verfahrens wurde im Amtsblatt 20/2021 vom 27.10.2021 sowie zeitgleich auf der Homepage der Bundesnetzagentur bekannt gemacht.
- 3 Der deutsch- sowie der englischsprachige Beschlussentwurf wurden am 16.12.2021 auf der Homepage der Bundesnetzagentur zur Konsultation veröffentlicht. Dies erfolgte mit dem Hinweis, dass die Konsultation gemäß Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 bis zum 31.01.2022 läuft. Rechtlich verbindlich ist allein die deutschsprachige Fassung. Am 15.03.2022 leitete die Beschlusskammer eine Vorkonsultation bezüglich eines etwaigen Abschlags an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen ein. Im Rahmen der Vorkonsultation fand ein Dialog mit Branchenvertretern statt. Eine erste Stellungnahme konnten Marktteilnehmer zum 12.04.2022 abgeben. Die Veröffentlichung des Beschlussentwurfs zur Einführung eines Abschlags an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen erfolgte am 06.05.2022 auf der Homepage der Bundesnetzagentur mit dem Hinweis, dass die Konsultation bis zum 13.05.2022 läuft.
- 4 Die nach § 67 Abs. 1 EnWG grundsätzlich erforderliche individuelle Anhörung der einzelnen Adressaten wurde analog § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG und § 28 Abs. 2 Nr. 4 VwVfG durch diese Veröffentlichung sowie die Konsultationen ersetzt.
- 5 Gemäß Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zieht die nationale Regulierungsbehörde bei ihrer Entscheidung die Stellungnahmen der nationalen Regulierungsbehörden der direkt mit dem jeweiligen Mitgliedstaat verbundenen Mitgliedstaaten in Betracht. Mit Schreiben vom 17.12.2021 wurden die nationalen Regulierungsbehörden der angrenzenden Mitgliedsstaaten über den Beginn der Konsultation informiert. Am 18.01.2022 sowie für einen etwaigen Abschlag an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen am 06.05.2022 wurden die Konsultationsunterlagen an die Agentur im Sinne des Art. 1 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 (hiernach „ACER“) übermittelt.
- 6 Die Bundesnetzagentur hat am 11.10.2021 die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt und gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG am 16.12.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme zur beabsichtigten Festlegung gegeben. Dem Bundeskartellamt wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG am 16.12.2021 ebenfalls Gelegenheit zur

Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben. Den Landesregulierungsbehörden und dem Bundeskartellamt wurde am 06.05.2022 ebenfalls die Gelegenheit zur Stellungnahme zu einem etwaigen Abschlag an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen gegeben.

7 Dem Länderausschuss wurde gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG am 17.02.2022 sowie am 06.05.2022 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

8 Es sind 10 Stellungnahmen zum 31.01.2022, weitere 21 Stellungnahmen zum 12.04.2022 sowie 13 Stellungnahmen zum 13.05.2022 eingegangen. Diese wurden in der jeweiligen um etwaige Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigten Fassung auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Im Wesentlichen wurde vorgetragen:

#### a. Multiplikatoren

9 Die Händlerseite fordert die Absenkung des untertägigen Multiplikators, da die aktuelle Höhe von 2,0 Handelsgeschäfte hemme. RWE Supply & Trading und Uniper fordern konkret eine Absenkung auf einen Wert von 1,5.

10 Der hohe untertägige Multiplikator verteuere Flexibilitätsquellen wie z.B. Gaskraftwerke unnötig. Dies werde der Energiewende und der Entwicklung zu immer kurzfristigeren Optimierung der Energiemärkte nicht gerecht. Überproportional betroffen seien dadurch kleinere und neue Marktteilnehmer, da sie keine Langzeitbuchungen vornehmen würden. Der hohe untertägige Multiplikator führe letztlich zu weniger grenzüberschreitenden Handelsgeschäften, weniger Buchungen des untertägigen Produkts und damit auch zu verminderten Einnahmen bei Fernleitungsnetzbetreibern. Entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur würden Leerstandskosten laut EFET Deutschland, RWE Supply & Trading und Uniper so nicht vermieden werden.

11 Auch solle nach EFET Deutschland der Wettbewerb in Europa auf der Commodity-Seite erfolgen. Für den Zugang zur Infrastruktur sollten vergleichbare Bedingungen gelten. Belgien und die Niederlande hätten keine Unterscheidung zwischen Tageskapazitäten und untertägigen Kapazitäten. Der deutsche Markt sei daher im Kurzfristbereich benachteiligt.

12 Uniper stellt die Sachgerechtigkeit des untertägigen Multiplikators von 2,0 in Frage und kritisiert, dass bislang hierzu keine valide Analyse durchgeführt worden sei. EFET Deutschland schlägt zur Vorbereitung des kommenden Festlegungsentwurfs von MARGIT 2024 eine Analyse vor, die die Mehreinnahmen durch untertägige Kapazitäten und ggf. Verschiebungen von Tageskapazitäten zu untertägigen Kapazitäten seit ihrer Einführung nach dem NC TAR zum 01.01.2020 untersucht.

13 Des Weiteren fordert EFET Deutschland, dass bei Sekundärvermarktung in Form von Kapazitätsübertragungen der Multiplikator weitervererbt werden soll, er also seine Höhe aus dem ursprünglichen Vertragsschluss (Primärvermarktung) behält. Diese Regelung für den Sekundärmarkt solle innerhalb der MARGIT-Festlegung erfolgen. Nach KOV XII Anlage 1 § 19

Ziff. 3 dürften unterjährige Kapazitäten nur für das jeweils nächste Kalenderjahr übertragen werden, sobald die Entgelte gemäß KOV XII Anlage 1 § 25 veröffentlicht sind. Durch diesen Mechanismus entstünden bei Kapazitätsübertragungen keine Leerstandskosten, vielmehr würden Multiplikatoren nur Mehrerlöse bei Netzbetreibern generieren und den Sekundärhandel weiterhin einschränken.

b. Rabatt an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen

Aus den Stellungnahmen zum 31.01.2022:

- 14 INES begrüßt die Nichtanwendung eines Rabatts an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen. Ein Rabatt bevorzuge Einspeisung aus LNG-Anlagen einseitig und benachteilige andere internationale Fernleitungseinspeisungen. Zudem empfiehlt INES die Anwendung von Multiplikatoren auch für Einspeisepunkte aus LNG-Anlagen. EFET Deutschland betont, dass ein fairer Wettbewerb auf der Commodity-Seite erfolgen solle und es zu keinen Wettbewerbsverzerrungen beim Zugang zur Infrastruktur kommen dürfe.
- 15 BDEW, RWE Supply & Trading und EFET Deutschland begrüßen den vorgesehenen Marktdialog und regen an, diesen baldmöglichst zu starten, um Stabilität und Vorhersehbarkeit des regulatorischen Rahmens sicherzustellen. Ein jetzt absehbarer Regulierungsrahmen, eventuell auch nur als Indikation, könnte auch jetzt zu treffende Investitionsentscheidungen beeinflussen. Auch müsste schon Jahre vor Fertigstellung von LNG-Anlagen von den Marktakteuren über die Zahlungsbereitschaft für das LNG, Buchungen innerhalb der LNG-Anlage, Netzanschlussbegehren, Kapazitätsbuchungen und auch Gaslieferverträge entschieden werden.
- 16 Laut Hanseatic Energy Hub (HEH) müsse sich die Beschlusskammer bereits vor der finalen Investitionsentscheidung mit der Frage der Rabattierung befassen, da die Rabattierung Grundlage für bindende Buchungsangebote von Terminalkunden sei und damit auch Grundlage für die Investitionsentscheidung. Aus Sicht der potenziellen Nutzer von LNG-Anlagen sei Deutschland als Standort zurzeit nicht wettbewerbsfähig. Ebenfalls schöpfe Deutschland den mit dem Ziel der Diversifizierung bewusst geschaffenen Regulierungsrahmen nicht ansatzweise aus. Konkret solle die Rabattierung dazu führen, dass sich die LNG-Einspeiseentgelte an bereits bestehenden europäischen Einspeisegebühren orientieren. Ferner widerspräche die jährliche MARGIT-Festlegung dem Bedürfnis der Kapazitätsnutzer nach Planungssicherheit bei einer 10-20-jährigen Buchung. Zudem solle die Zahlung von Entgelten nach tatsächlicher Nutzung des Einspeisepunktes erfolgen.
- 17 RWE Supply & Trading spricht sich für die Rabattierung mit folgender Begründung aus. Wenn die Beschlusskammer 7 in ihrem Beschluss über die Ausnahme der LNG-Anlage Brunsbüttel aus der Regulierung (AZ: BK7-18-063) schon ausführlich die Vorteile dieser Anlage aufgrund ihrer versorgungsstrategischen Bedeutung durch Diversifizierung der Gasquellen und Transportrouten

hervorhebt, so sei es nur folgerichtig, wenn dieser Beitrag zur Versorgungssicherheit auch über einen Rabatt für die Einspeisekapazitäten aus LNG-Anlagen berücksichtigt wird.

- 18 Des Weiteren würde laut RWE Supply & Trading die Rabattierung gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen deutschen und konkurrierenden LNG-Anlagen schaffen, da letztere von wesentlich geringeren Netzentgelten und teilweise sogar 100%-igen Rabatten profitieren würden.
- 19 Eine Rabattierung sowohl für Einspeisung aus LNG-Anlagen als auch an anderen Einspeisepunkten könne laut Uniper die Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Gasmarktes im europäischen Vergleich verbessern und dessen Marktliquidität steigern. LNG-Anlagen könnten laut BDEW zusätzliche Importoptionen aufzeigen.

#### c. Rabatte für unterbrechbare Kapazitäten

- 20 OMV Gas würde es begrüßen, wenn die Höhe des Rabatts unabhängig von der Laufzeit des Produkts einheitlich wäre.
- 21 Mit ausdrücklicher Herausnahme des Fernleitungsnetzbetreibers bayernets erklärte FNB Gas für alle übrigen Mitglieder, dass er die Beibehaltung des Sicherheitszuschlags von 20 Prozent im H-Gas für sachgerecht, angemessen und nachvollziehbar halte. Zur Schaffung gleicher Wettbewerbsbedingungen im L-Gas und zur Minimierung des Risikos eines vermehrten Bedarfs an Konvertierungsleistungen sollte ein Sicherheitszuschlag von 20 Prozent auch im L-Gas angewendet werden. Beide Einschätzungen wurden vom BDEW bzw. von INES geteilt.
- 22 OMV Gas begrüßte die Beibehaltung des Sicherheitszuschlags von 20 Prozent, regte aber eine Evaluierung an, sobald erste Daten aus dem zusammengelegten Marktgebiet vorliegen.
- 23 Bayernets trägt vor, dass der Sicherheitszuschlag von 20 Prozent im H-Gas nicht nur bei unterbrechbaren Kapazitäten greife, sondern auch bei dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) und bedingt festen Kapazitäten (bFZK) an Grenzübergangspunkten. Insbesondere bei den DZK-Produkten profitierten ausschließlich grenzüberschreitende Transporte, die am deutschen Gasmarkt vorbei erfolgten. Ferner erhöhe der Sicherheitszuschlag von 20 Prozent im H-Gas die Kostenlast der gefangenen FZK-Kunden (Verteilnetzbetreiber und Endverbraucher) weiter, was äußerst kritisch sei. Sachgerechter sei es, wenn DZK- und bFZK-Produkte aufgrund ihrer Höherwertigkeit gegenüber unterbrechbaren Produkten mit einem geringeren Abschlag versehen würden. Darüber hinaus entstünde durch die Begünstigung der DZK-Transite eine Ungleichbehandlung zu den an den Anschlusspunkten für Gaskraftwerke eingesetzten DZK-Produkten.

#### d. Rabatt an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen

##### Aus den Stellungnahmen zum 12.04. und 13.05.2022:

- 24 Am 15.03.2022 wurde eine Konsultation zu möglichen Rabatten an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen eingeleitet. Bis zum 12.04.2022 bestand für alle Marktteilnehmer die Gelegenheit zur Stellungnahme. Darüber hinaus fand im Rahmen der Konsultation am 05.04.2022 ein Erörterungstermin mit den unmittelbar von der Festlegung adressierten Fernleitungsnetzbetreibern sowie potenziellen LNG-Terminalbetreibern und Branchenverbänden statt. Die Präsentationen des Erörterungstermins wurden vorab am 04.04.2022 auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht und somit allen Marktteilnehmern zugänglich gemacht.
- 25 Insgesamt sind 21 Stellungnahmen zum Konsultationsdokument eingegangen. Diese wurden in der jeweiligen um etwaige Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigten Fassung auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Im Wesentlichen wurde folgendes vorgetragen:
- 26 Grundsätzlich begrüßen viele Marktteilnehmer die Diversifizierung der Bezugsquellen durch den Bau eines oder mehrerer LNG-Terminals sowie die damit verbundene Steigerung der Versorgungssicherheit. Allerdings wird von Thyssengas sowie der ARGE Umweltschutz, der Bürgerinitiative gegen Gasbohren in Halfing, der Deutschen Umwelthilfe, dem Verband INES und der Initiative Abgefrackt Weidener Bündnis gegen Fracking in diesem Zusammenhang die Einführung von Rabatten an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen auf Grund der aktuellen und absehbaren Rahmenbedingungen auf dem Gasmarkt als nicht erforderlich bzw. kontraproduktiv angesehen. Sie stellen in Frage, ob die Anforderungen des Art. 9 Abs. 2 NC TAR erfüllt seien, da die aktuellen und absehbaren Entwicklungen der Erdgaspreise und die politische Maßnahmen (KfW-Beteiligung an Terminals, siehe Stellungnahme von EnBW) die Investitionsentscheidungen für LNG-Terminals ausreichend positiv unterstützen bzw. die finale Investitionsentscheidung für den Bau von deutschen LNG-Terminals seitens des jeweiligen Vorhabenträgers unabhängig von der Gewährung einer Netzentgeltrabattierung getroffen werde. Auch auf die spätere Auslastung der jeweiligen Terminals dürfte eine etwaige Netzentgeltrabattierung nur geringen bis keinen Einfluss haben.
- 27 Die ARGE Umweltschutz, die Bürgerinitiative gegen Gasbohren in Halfing, die Deutsche Umwelthilfe und die Initiative Abgefrackt Weidener Bündnis gegen Fracking sehen darüber hinaus die Einführung einer Rabattierung auch insofern als kontraproduktiv an, als neu zu schaffende (insbesondere stationäre) LNG-Terminals eine klare Konkurrenz zum Ausbau erneuerbarer Energien und zur Anwendung vorhandener Konzepte zur Steigerung der Energieeffizienz darstellten. Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Steigerung der Energieeffizienz sei jedoch unverzichtbar, um Deutschlands Verpflichtungen unter dem Pariser Klimaschutzabkommen sowie den nationalen Klimazielen einzuhalten und somit die Versorgungssicherheit auch mittel- bis langfristig aufrechtzuerhalten. Daher würde die Einführung einer Rabattierung durch die (indirekte) Förderung neuer fossiler LNG-Terminals mittel- bis langfristig eine signifikante Verschlechterung

der Versorgungssicherheit in Deutschland darstellen. Insofern seien die Tatbestandsvoraussetzungen für eine Anwendung des Art. 9 Abs. 2 NC TAR nicht gegeben.

- 28 RWE Supply & Trading ist hingegen der Meinung, dass ein Rabatt der Energiewende dienen würde, insbesondere wenn dadurch LNG-Terminals mit der Perspektive entwickelt würden, CO<sub>2</sub>-freie Energie wie grünen Wasserstoff oder dessen Derivate zu importieren. Aber auch die Befuerung flexibler Gaskraftwerke an sich stelle eine notwendige Flankierung für den schnellen Ausbau CO<sub>2</sub>-freier Stromquellen dar.
- 29 Aus Sicht der Verbände BDEW und EFET Deutschland könne ein Rabatt auf die Netzentgelte an LNG-Terminals deren Benutzungsstunden erhöhen. Dies würde die Investitionsentscheidungen erleichtern und die Errichtung von LNG-Terminals sowie die Etablierung langfristiger Lieferketten wahrscheinlicher machen. Die Entwicklung und potenzielle Nutzung von LNG-Terminals in Deutschland sei nach Auffassung des BDEW im Kontext der Versorgungssicherheit zu betrachten. Insbesondere die Diversifikation der Gasquellen sowie die sinkende Abhängigkeit von bestehenden Transportrouten seien hierbei wichtige Gesichtspunkte, die vor allem seit Beginn des Ukraine-Krieges eine noch höhere Bedeutung hätten als zuvor.
- 30 OGE und der FNB Gas sehen die Anforderungen des Art. 9 Abs. 2 NC TAR dann als erfüllt an, wenn ein netzseitiger Tarifabschlag einen ausschlaggebenden Einfluss auf die finale Investitionsentscheidung (FID) zum Bau einer LNG-Anlage nehme. Aus Sicht von OGE und dem Verband INES müssten zur Bewertung des ökonomischen Anreizes sämtliche Kostenbestandteile für die Bereitstellung des LNG am maßgeblichen Virtuellen Handelspunkt THE sowie die Commodity-Preise an diesem Handelspunkt in Relation gesetzt werden. Beim aktuell gültigen Transportentgelt im Marktgebiet THE in Höhe von 3,51 €/kWh/a fielen Transportkosten für die Einspeisung in Höhe von 0,40 €/MWh (Jahresbuchung) bzw. 0,56 €/MWh (Tagesbuchung) an. Dem gegenüber stünden erzielte Commodity-Preise in der vergangenen Winterperiode (von Oktober 2021 bis einschließlich März 2022) von durchschnittlich 97,34 €/MWh bzw. zukünftig erzielbare Commodity-Preise bei der Betrachtung der Powernext Forward-Preise für die Kalenderjahre 2023 bis 2026 zwischen 34,25 €/MWh (2026) und 89,01 €/MWh (2023) im Marktgebiet THE. Somit sei der Transportanteil am Commodity-Preis mit 0,4% bis 1,2% sehr gering, folglich auch der Zusammenhang des Transportentgelts mit der Auslastung des LNG-Terminals. Die OGE argumentiert weiter, dass auf Grund des marginalen Anteils des Transportentgelts am Commodity-Preis das Transportentgelt nicht als entscheidender Faktor für die FID einer LNG-Anlage einzuschätzen sei. Zudem müsse der Rabatt jährlich konsultiert und festgelegt werden und könne somit keinen belastbaren Beitrag zur FID einer LNG-Anlage leisten. Entsprechend stehe ein Rabatt an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen in keinem direkten Zusammenhang mit einer Steigerung der Versorgungssicherheit und könne daher nach Art. 9 Abs. 2 NC TAR nicht angewandt werden.



- 31 Der Branchenverband Zukunft Gas sieht die Anforderungen des Art. 9 Abs. 2 NC TAR als erfüllt an, weil durch die Gewährung von Rabatten auf die Fernleitungsnetzentgelte die wirtschaftliche Attraktivität für die LNG-Anlandung in Deutschland verbessert werden könne, wodurch zugleich eine Erhöhung der Versorgungssicherheit im deutsch-europäischen Gassystem im Speziellen sowie im deutsch-europäischen Energiesystem im Allgemeinen erzielt werden könne. Aus Sicht von GUD und dem Branchenverband Zukunft Gas habe ein Rabatt auf die Netzentgelte einen maßgeblichen Einfluss auf den Business Case derjenigen Unternehmen, welche LNG-Terminals nutzen wollen. Reduzierte Netzentgelte beeinflussten die Entscheidung der Terminalnutzer auf die geplante Beschäftigung des Terminals grundsätzlich positiv und würden in Folge langfristige Buchungen von LNG-Terminalkapazitäten erhöhen. Diese langfristigen Buchungen wiederum stärkten die Bereitschaft von potenziellen Betreibern, in LNG-Terminals zu investieren und trügen somit zur Verbesserung der Versorgungssicherheit bei. Auch RWE Supply & Trading, die Fluxys Germany Holding sowie der potenzielle Terminalbetreiber HEH argumentieren, dass die Kosten für den Netzzugang – neben den Kosten und den Bedingungen für die Terminalnutzung selbst – einen maßgeblichen Einfluss auf die Entscheidung von Terminalnutzern hätten, ob sie langfristige Buchungen am Terminal vornehmen. Diese langfristigen Terminalbuchungen würden benötigt, um das Terminal im privatwirtschaftlichen Rahmen finanzieren zu können und folglich eine positive Investitionsentscheidung zu treffen. Insofern trage ein Netzentgeltrabatt zur Verbesserung der Versorgungssicherheit bei.
- 32 Aus Sicht von RWE Supply & Trading sei die Etablierung einer langfristigen LNG-Lieferkette der bedeutendste Beitrag zur Versorgungssicherheit. Diese werde über langfristige Lieferverträge zwischen Gashändlern und LNG-Produzenten dargestellt. Bei diesen langfristigen LNG-Lieferketten sei eine Indexierung an den Zielmarkt nicht unüblich. Vom reinem Indexpreis müsse noch ein Betrag X abgezogen werden, der unter anderem die Kosten der Einspeisebuchung ins Zielland kompensiere. Die Bepreisung langfristiger Lieferverträge nach einem internationalen LNG-Index treffe nur teilweise für den LNG-Spotmarkt zu. Dem LNG-Produzenten stünden bei der Vermarktung seines Produkts eine Vielzahl von Destinationen offen. Unter der Annahme, dass jeder Index bei einer langen Vertragslaufzeit mit großer Unsicherheit behaftet sei, komme dem beschriebenen Betrag „X“ (also die vom Kaufpreis abzuziehenden Kosten, die unter anderem die Netzeinspeise-Entgelte abbilden müssten) für den Verkäufer bei der Auswahl der Destination eine zentrale Rolle zu. Dieser Aspekt stelle aus Sicht von RWE Supply & Trading eines der größten Hindernisse in den bisherigen Vertragsverhandlungen zu langfristigen Lieferverträgen dar. Darüber hinaus würde ein Rabatt auch kurzfristigen Import von LNG nach Deutschland insbesondere zu Hochpreisphasen ermöglichen. Dies wird mit der signifikanten Steigerung von LNG-Lieferungen nach Europa im letzten Winter begründet. Zudem ermögliche die im LNG-Terminal enthaltene Speicherung eine systemdienliche Einspeisung in das deutsche Netz, was ebenfalls die Versorgungssicherheit erhöhe.

- 33 In der Stellungnahme von EnBW wird die Sichtweise des Branchenverbands Zukunft Gas konkretisiert. Die Investitionskosten in LNG-Terminals sowie die laufenden Kosten von LNG-Terminals müssten durch langfristige Verträge mit potenziellen Terminalnutzern abgesichert werden. Die Nutzer schlossen jedoch langfristige Verträge mit potenziellen LNG-Terminalbetreibern nur dann ab, wenn sie überzeugt seien, dass die fixen Terminal- und Einspeisegebühren durch die Deckungsbeiträge von allen anlandenden LNG-Schiffen (Gasverkauf am deutschen VHP abzüglich des in der Regel indexierten Gasbezugspreises beim LNG-Produzenten sowie abzüglich der Transport-, Terminal- und Einspeisekosten) gedeckt werden könnten. Dabei seien aus Sicht von EnBW Einspeisekosten von ca. 1 Mio. € pro ankommendem LNG-Schiff auf Basis des aktuellen jährlichen Einspeiseentgelts bei gewöhnlichem Auslastungsgrad über den Buchungszeitraum ein relevanter Faktor, wie GUD im Workshop aufgezeigt habe. Sollte im Rahmen dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung die Anlandung an einem anderen europäischen LNG-Terminal günstiger sein, würden die deutschen Terminals nur dann genutzt werden, wenn die alternativen europäischen Terminals vollständig ausgelastet sind. Diese Spitzenlastnutzung führe an deutschen Terminals zu geringen Auslastungsgraden, welche die Fixkosten der Terminals nur schwerlich decken dürften und was somit die Realisierung geplanter deutscher Terminals unwahrscheinlich erscheinen lasse. Aber nur die Realisierung geplanter deutscher Terminals erhöhe die Versorgungssicherheit Deutschlands.
- 34 Die ONTRAS sieht grundsätzlich eine Rechtfertigung für einen Rabatt, da sie den kausalen Zusammenhang zwischen Entgelttrabatt und der Steigerung der Konkurrenzfähigkeit von LNG, welches unmittelbar von in Deutschland gelegenen Terminals eingespeist wird gegenüber LNG aus konkurrierenden ausländischen Terminals oder Pipeline-Erdgas teilt. Durch den Rabatt dürfte ein höherer Anreiz für potenzielle Terminalnutzer geschaffen werden, langfristige Buchungsentscheidungen an deutschen LNG-Terminals zu treffen und somit die Investitionsentscheidung potenzieller deutscher LNG-Terminalbetreiber und folglich die Realisierung der Terminals zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in Deutschland positiv zu gestalten. Allerdings sieht ONTRAS auch andere Effekte, wie die derzeit hohen Spotmarktpreise sowie die Verteuerung der übrigen Buchungspunkte im Fernleitungsnetz, welche gegen die Einführung eines Rabatts sprächen. Vor dem Hintergrund des Ukraine-Kriegs und der drohenden Gefahr des Wegfalls russischer Importe sowie der Signalwirkung für den Standort Deutschland und seiner Attraktivität für Investitionen in LNG-Anlagen, möchte sich ONTRAS zum gegenwärtigen Zeitpunkt der Gewährung eines Rabatts nicht verschließen.
- 35 GUD bestimmt in ihrer Stellungnahme die Transportkosten (Basis REGENT Jahrestarif 2022 in Höhe von 3,51 €/(kWh/h)/a) am potenziellen Einspeisepunkt LNG-Terminal Stade (geplante Terminalkapazität von 12 bcm/a) bei Vollaustattung der jährlichen Terminalkapazitäten in einer Höhe von 48 bis 57,6 Mio. €/a. Daraus folgert GUD, dass diese Größenordnung einen hohen Einfluss auf die Nutzungs- und Buchungsbereitschaft von LNG-Lieferanten/Händlern bzw. auf die

finale Investitionsentscheidung der potenziellen Terminalbetreiber haben dürfte. Für GUD stehe es außer Frage, dass ein Rabatt an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit stehen dürfte. Zusätzlich sieht GUD auf Grund der hohen Preiskongruenz zwischen den einzelnen europäischen Handelspunkten schon einen geringen Transportkostenrabatt als ausschlaggebend an, um mehr Schiffe anzureizen, deutsche Terminals zu nutzen.

- 36 OGE, Thyssengas sowie dem Verband INES erscheine für die Versorgung des deutschen Marktes eine Wettbewerbssituation zwischen deutschen Terminals zu anderen europäischen Terminals zumindest fraglich, da bei anderen europäischen Terminals stets die anfallenden Transportkosten für den Zugang zum deutschen Marktgebiet (zusätzlicher Ausspeisetarif beim ausländischen und Einspeisetarif beim inländischen Netzbetreiber) berücksichtigt werden müsse. Beispielsweise lägen nach Ausführungen der OGE in den Niederlanden (VHP TTF) die Forward-Preise zum Stichtag 31. März 2022 um 17 €/MWh (Kalenderjahr 2023) bzw. um 4,38 €/MWh (Kalenderjahr 2026) unter den Forward-Preisen in Deutschland (VHP THE). Auf Grund dieser Preis-Spreads bestehe ein wirtschaftlicher Anreiz, den deutschen Markt über in Deutschland gelegene LNG-Anlagen unmittelbar zu beliefern, da bei der wirtschaftlich nicht sinnvollen alternativen Belieferung über ein niederländisches Terminal zusätzliche Transportentgelte an den Grenzübergangspunkten anfallen würden.
- 37 Die ARGE Umweltschutz, die Bürgerinitiative gegen Gasbohren in Halfing, die Deutsche Umwelthilfe und die Initiative Abgefrackt Weidener Bündnis gegen Fracking bewerten eine Netzentgeltrabattierung als kontraproduktiv, da diese zumindest für den Zeitraum bis 2026 nichts an der generellen Knappheit von LNG am Weltmarkt ändere und darüber hinaus die Rabattierung nur einen marginalen Einfluss auf die Gesamtkosten und damit die Auslastung der LNG-Terminals habe. Wo LNG über die Weltmärkte noch in begrenzter Menge zusätzlich beschafft werden könne, könnten die bestehenden nordwest-europäischen Terminals für den zusätzlichen Import genutzt werden.
- 38 Die fehlende Wettbewerbsfähigkeit deutscher LNG-Terminals sieht der Branchenverband Zukunft Gas dadurch begründet, dass, anders als in Deutschland, in benachbarten EU-Ländern in den letzten Jahren LNG-Terminals erfolgreich errichtet und betrieben würden. Er erklärt dies mit den deutlich geringeren Netzentgelten in den anderen EU-Ländern.
- 39 Auch die potenziellen Terminalbetreiber German LNG und HEH sehen derzeit den LNG-Standort Deutschland als nicht wettbewerbsfähig an. RWE Supply & Trading sieht deutsche LNG-Terminals gegenüber konkurrierenden LNG-Terminals im EU-Erdgas-Binnenmarkt deutlich schlechter gestellt. Sowohl die Terminalbetreiber, als auch RWE Supply & Trading begründen dies mit den gegenüber anderen EU-Mitgliedsstaaten höheren Netzentgelten in Deutschland. Die HEH stellt in der Stellungnahme einen Netzentgeltvergleich zwischen den benachbarten europäischen Ländern Belgien, Frankreich, Litauen, Niederlande und Polen sowie Deutschland

dar (Stand April 2022). Deutschland weise mit 3,51 €/((kWh/h)/a) die höchsten Netzentgelte an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen auf. Die Möglichkeit des Rabatts würden Litauen (75%) und Polen (100%) nutzen. Nach Ansicht der German LNG erschwerten die hohen Netzentgelte die Importmöglichkeiten von LNG nach Deutschland und hemmten den Aufbau von LNG-Lieferketten. Beide potenziellen Terminalbetreiber halten einen Netzentgeltrabatt für ein geeignetes, erforderliches und angemessenes Mittel, um die derzeit bestehende wettbewerbliche Schlechterstellung für in Deutschland gelegene LNG-Anlagen zu verringern und eine höhere Liquidität im deutschen Gasmarkt im Interesse der Versorgungssicherheit zu erreichen.

- 40 Auch die ONTRAS zeigt in ihrer Stellungnahme eine Übersicht von LNG-Rabatten anderer europäischer Länder aus dem Kalenderjahr 2021. Der gewichtete Durchschnitt der Rabatte aller EU27 und Großbritannien betrage nach Aussagen der ONTRAS 11%.
- 41 Equinor Deutschland spricht sich ausdrücklich dafür aus, Grenzübergangspunkte (GÜP) und Einspeisepunkte von LNG-Terminals tariflich gleich zu behandeln. Beide netztechnischen Punkte erfüllten dieselbe Aufgabe, deutsche und europäische Verbraucher sicher mit Gas zu versorgen. Auch der Verband INES empfiehlt GÜP und Einspeisepunkte von LNG-Terminals grundsätzlich gleich zu behandeln. Ob LNG oder russisches Pipelinegas importiert werde, entscheidet sich nach Aussagen von INES nicht durch den Rabatt auf ein Netzentgelt am LNG-Terminal. Die Rabattierung sei insofern auch keine Frage der Versorgungssicherheit.
- 42 Aus Sicht von BP Europe SE und GUD seien Bau und Nutzung von LNG-Infrastruktur mit höheren Kosten verbunden als ein Gasbezug über bestehende Pipelines. Ein Rabatt auf die LNG Einspeisetarife in das Gasnetz würde diesen Kostennachteil zumindest verringern.
- 43 BP Europe SE, EnBW, RWE Supply & Trading, die Terminalbetreiber German LNG und HEH sowie der Branchenverband Zukunft Gas fordern einen Rabatt in Höhe von 100%. Die Höhe werde aus Sicht von BP Europe SE und dem Terminalbetreiber German LNG damit begründet, dass LNG in Deutschland nur anlanden werde, wenn dies wirtschaftlich attraktiv sei. Bei Transportkosten handele es sich um variable Kosten und ein (hoher) Rabatt erhöhe die Attraktivität und somit die Wahrscheinlichkeit einer hohen Auslastung des Terminals. EnBW und RWE Supply & Trading argumentieren, dass die Höhe des Rabatts sich an der Konkurrenzsituation zu anderen europäischen Terminals orientieren sollte. Dabei seien – neben den höheren Einspeisetarifen in Deutschland gegenüber den benachbarten europäischen Ländern – auch die unterschiedlichen Terminalbuchungskosten sowie die zusätzlichen Transportkosten der LNG-Schiffe zur Anfahrt deutscher Terminals zu berücksichtigen. Dies rechtfertige einen Netzentgelt-Rabatt in Höhe von 100%. Darüber hinaus würde aus Sicht von RWE Supply & Trading der Rabatt die Errichtung von LNG-Terminals sowie die Etablierung langfristiger Lieferketten fördern. Es wäre nun folgerichtig, im MARGIT-Verfahren diesen Mehrwert für die Versorgungssicherheit in einen 100% Netzentgelt-Rabatt zu übersetzen. Der Branchenverband sowie der Terminalbetreiber HEH sehen die Höhe zum einen dadurch

gerechtfertigt, dass sichergestellt werden sollte, dass der Netzzugang an deutschen Terminals nicht teurer sein dürfe, als an anderen, vergleichbaren europäischen Terminals. Zum anderen sei zu beachten, dass ältere LNG-Terminals mit fortschreitender Abschreibung häufig niedrigere LNG-Terminalnutzungsentgelte ausweisen. Auch aus Sicht des BDEW müsste der Abschlag so gewählt werden, dass er insbesondere in der Aufbauphase eine belastbare wirtschaftliche Planungsbasis für einen LNG-Import durch deutsche LNG-Terminals biete. Das wäre dann der Fall, wenn die mit diesem Import verbundenen Gesamtkosten in Deutschland vergleichbar wären mit den Gesamtkosten für LNG-Importe in benachbarten Staaten. Der BDEW benennt keine konkrete Rabatthöhe.

- 44 Equinor Deutschland und EFET Deutschland sehen die Wirkung eines Rabatts für LNG-Anlagen am effektivsten, wenn die mit dem LNG-Import nach Deutschland verbundenen Gesamtkosten mit den entsprechenden Gesamtkosten in den Nachbarstaaten vergleichbar wären.
- 45 Aus Sicht von GUD schein es beim Vergleich zu europäischen Nachbarstaaten eine Korrelation zwischen dem Inbetriebnahme-Datum von Terminals und der Höhe der Netzentgeltrabatte zu geben. Als Beispiel führt GUD das Terminal in Polen an (Netzentgeltrabatt 100%), welches später als das Terminal in den Niederlanden (Netzentgeltrabatt 0%) in Betrieb gegangen sei.
- 46 OGE, ONTRAS, Thyssengas und der Verband INES sehen dagegen die Gefahr einer Marktverzerrung durch eine Substitution anderer verlässlicher Bezugsquellen, insbesondere bei sehr hohen Rabatten. Der Verband EFET Deutschland hält diesen Substitutionseffekt für möglich, insofern müsse dies bei der Bestimmung der Höhe eines möglichen Rabatts berücksichtigt werden. Selbst wenn in Form eines Rabatts in den Markt eingegriffen werde, müsse nach Ansicht von OGE, ONTRAS und dem FNB Gas weiterhin ein Level-Playing-Field aller verlässlichen Bezugsquellen erreicht werden. Der Verband INES weist darauf hin, dass das Level-Playing-Field auch zwischen Flexibilitätsquellen betrachtet werden müsse, damit durch eine mögliche Rabattierung der Wettbewerb zwischen Gasspeichern und LNG-Terminals nicht verzerrt werde. Der Systemwert der Gasspeichernutzung sollte weiterhin Beachtung finden.
- 47 Für die Herleitung und Bestimmung einer konkreten Rabatthöhe schlägt ONTRAS folgende denkbaren Varianten vor: Möglicherweise könnte der Rabatt durch einen neuen, empirisch ermittelten Versorgungssicherheitsqualitätsfaktor hergeleitet werden. Alternativ könnte man auch das Wirtschaftlichkeits-Tool im Rahmen von Incremental-Projekten als Vorbild für die Berechnung der Rabatthöhe heranziehen, indem man die Kosten für die Leitungsanbindung ansetzt und dies den potenziellen Einnahmen aus einer Kapazitätsbuchungsprognose am LNG-Einspeisepunkt gegenüberstellt. Die BNetzA müsste einen f-Faktor bestimmen, zu welchem Grad die Einspeisebuchungen die Anschlussleitung amortisieren solle. Sofern die Einnahmen der prognostizierten Einspeisebuchungen die Kosten der Anbindungsleitung überkompensieren, wäre ein Entgeltrabatt gerechtfertigt und dessen Höhe berechenbar. Als dritte Variante zur Bestimmung eines Rabatts schlägt ONTRAS vor, die Summe der Kosten für die Anschlussleitung sowie die

weiteren Netzausbaukosten für die Darstellung der zusätzlichen festen Einspeisekapazitäten durch die Höhe der insgesamt zusätzlich geschaffenen Kapazitäten zu teilen. Die so errechnete LNG-Einspeise-Briefmarke könnte ins Verhältnis zur REGENT-Briefmarke gesetzt werden, woraus sich wiederum eine mögliche Rabatthöhe bestimmen ließe.

- 48 Aus Sicht von GUD werde Pipeline-Gas auch bei einem Rabatt auf LNG-Einspeisepunkte auf Grund der deutlich günstigeren Produktion und dem Antransport gegenüber LNG weiterhin Wettbewerbsvorteile für sich verbuchen. Somit wäre ein Level-Playing-Field mit anderen verlässlichen Pipeline-Bezugsquellen nur durch einen entsprechenden Rabatt gegeben. Zudem führt GUD an, dass der Übergabedruck von LNG-Terminals mit rund 80 barg deutlich höher sei, als der vergleichbare Übergabedruck bestehender Pipelinesysteme am GUD-Netz mit Übergabedrücker zwischen 49 und 58 barg. Dies führe im Ergebnis zu niedrigeren Verdichtungsanforderungen und folglich zu niedrigeren Kosten im Fernleitungsnetz.
- 49 Bei unverhältnismäßig hohen Rabatten oder einem Rabatt von 100% zur Entlastung von LNG-Nutzern sehen OGE, ONTRAS und Thyssengas zudem das Prinzip der Kostenverursachungsgerechtigkeit verletzt. Insbesondere, da gerade die Anbindung der potenziellen LNG-Anlagen mit erheblichen Ausbaumaßnahmen und somit erheblichen Kosten für das Fernleitungsnetz verbunden seien, an welchen sich die Nutzer von LNG-Anlagen kaum oder gar nicht beteiligen müssten.
- 50 Aus Sicht von Equinor Deutschland bestünden bei LNG-Anschlusspunkten bereits signifikante Privilegien im Bereich der Anschlusskosten, Kapazitätsreservierungen und -buchungen. Diese Privilegien zu Lasten anderer Aufkommensquellen weiter auszubauen, führe zu erheblichen Marktverwerfungen und Wettbewerbsverzerrungen. Pipelinetransporte würden durch die zu erwartende Umlegung der zusätzlichen Kosten unnötig verteuert. Dies könne zu einer Verlagerung von Handelsmengen ins Ausland und langfristig zu einer Schwächung des liquiden Handelsplatzes Deutschland führen.
- 51 Der Verband INES empfiehlt grundsätzlich, Netzentgelte möglichst verursachungsgerecht zu bilden, damit die Entscheidungen zur Nutzung von Netzinfrastrukturen kostenorientiert seien und damit eine kosteneffiziente Entwicklung der Netzinfrastrukturen ermöglicht werde. Bereits die Verlagerung von 90% der Anschlusskosten (Regelung gemäß § 39f GasNZV), die eindeutig LNG-Terminals zuzuweisen sind, auf andere Marktakteure, beeinflusse die Infrastrukturnutzung nachteilhaft und führe zu Mehrkosten bei der Entwicklung dieser Infrastrukturen.
- 52 Die GUD argumentiert in ihrer Stellungnahme, dass LNG-Terminals trotz der Regelungen in § 39a bis g GasNZV immer noch 10% der Anschlusskosten einschließlich Planungskosten tragen müssten, während Pipelines am Grenzübergangspunkt angeschlossen würden, ohne dass eine Beteiligung an einer Anbindungsleitung erfolge.
- 53 RWE Supply & Trading bezweifelt, dass durch einen Rabatt andere Ein- und Ausspeisepunkte mit zusätzlichen Kosten belastet würden. Ob in Summe eine Kostenerhöhung bei anderen Punkten

zu erwarten wäre, hänge eher davon ab, wie sich die Buchungssituation generell im Fernleitungsnetz entwickle. Ein Wegbrechen von Einspeisebuchungen aus Russland hätte sicherlich einen Effekt, der aber nicht der Einräumung eines LNG-Rabatts zuzuordnen wäre. Aus Sicht von RWE Supply & Trading stellten LNG-Buchungen zunächst Zusatzeinnahmen für die Fernleitungsnetzbetreiber dar.

- 54 Um die negativen Folgen des Netzentgelt-Rabatts an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen in Form der Kostentragung bei den anderen Buchungspunkten (GÜP sowie zu Punkten zu Letztverbrauchern) zu vermeiden, schlagen BP Europe SE und EFET Deutschland vor, die entstehenden Mindereinnahmen durch öffentliche Mittel zu decken. Alternativ bringt EFET Deutschland auch die Möglichkeit einer REGENT-Anpassung ins Spiel, um sämtliche Einspeisepunkte ins deutsche Gasfernleitungsnetz im Sinne eines positiven Effekts für die Versorgungssicherheit des deutschen Gasmarktes zu entlasten.
- 55 Grundsätzlich sollte nach Ansicht von Equinor Deutschland der Wettbewerb über den Commodity-Preis erfolgen und nicht über einen privilegierten Zugang zur Infrastruktur.
- 56 Die meisten Marktteilnehmer sehen keine Notwendigkeit in einer tariflichen Unterscheidung bei Einspeisepunkten aus regulierten und von der Regulierung ausgenommenen LNG-Anlagen. Die übrigen Marktteilnehmer äußerten sich nicht zu diesem Punkt.
- 57 Einige Marktteilnehmer fordern, dass die Auswirkung eines Rabatts an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen auf die übrigen Buchungspunkte dargestellt wird.
- 58 Eine einmalige Rabattierung ist aus Sicht des Branchenverbands Zukunft Gas nicht ausreichend. Daher bittet der Branchenverband um Prüfung und kurzfristige Entscheidung, inwiefern die Bundesnetzagentur Gewissheit über langfristige Rabatte schaffen könne. Auch RWE Supply & Trading, der Terminalbetreiber German LNG, der BDEW sowie EFET Deutschland würden es begrüßen, wenn ein Ausblick über das folgende Jahr hinaus gegeben werden könnte. Der Terminalbetreiber HEH wünscht sich zumindest eine belastbare Aussage zu zukünftigen Festlegungen. Um der Branche eine längerfristige Planbarkeit und somit Investitionssicherheit zu geben, schlägt BP Europe SE vor, dass die Bundesnetzagentur in der Begründung zu ihrer Festlegung klar die Kriterien beschreiben soll, unter denen ein gewährter Rabatt nicht verlängert werde. Um allen Marktteilnehmern hohe Planungssicherheit zu geben, sollte nach Ansicht von EnBW der Abschlag oder zumindest die Methodik möglichst dauerhaft angelegt werden. GUD schlägt vor, die Konsultation der Rabatte für Einspeisepunkte aus LNG-Anlagen nur alle fünf Jahre stattfinden zu lassen.
- 59 Auch die OMV Gas befürwortet einen Rabatt und hält eine Tarifstabilität für notwendig, um eine gewisse Sicherheit für mögliche Buchungen zu haben.

- 60 Auf Basis der Stellungnahmen wurde hinsichtlich der möglichen Rabatte an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen ein Festlegungsentwurf erarbeitet. Dieser Auszug des Festlegungsentwurfs wurde am 06.05.2022 auf der Homepage der Bundesnetzagentur zur Konsultation veröffentlicht.
- 61 Insgesamt sind 13 Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf eingegangen. Diese wurden in der jeweiligen um etwaige Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigten Fassung auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Im Wesentlichen wurde vorgetragen:
- 62 Das Abgefrackt Bündnis Weidener Becken gegen Fracking, die Bürgerinitiative gegen CO2-Endlager e.V., die Deutsche Umwelthilfe sowie der Hamburger Energietisch halten die Unterscheidung der Bundesnetzagentur zwischen dem Interesse der Versorgungssicherheit innerhalb des Gassektors im Sinne einer Verfügbarkeit von Gas und einer generellen Versorgungssicherheit auf dem gesamten Energiemarkt auch unter Berücksichtigung von Klimaschutz Gesichtspunkten gerade aufgrund der aktuellen Nichterfüllung verbindlicher Klimaschutzziele seitens Deutschlands für nicht nachvollziehbar. Vor dem Hintergrund dieser Reduzierungsnotwendigkeit könne zunehmend weniger klar zwischen diesen beiden Ebenen (Versorgungssicherheit innerhalb des Erdgas-Sektors und generelle Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der Klimaschutzverpflichtungen) unterschieden werden. Vielmehr ergebe sich ein Zielkonflikt, der umso schärfer wäre, je weniger die Reduktion des Erdgasverbrauchs in Deutschland gelänge. Die geplante Rabattierung stehe einer solchen Reduzierung jedoch entgegen, da diese, wie von der Beschlusskammer mehrfach im Festlegungsentwurf erwähnt, auch und insbesondere dazu diene, langfristige Lieferungen von LNG nach Deutschland zu ermöglichen. Ferner wird kritisiert, dass die Rabattierung nicht zeitlich befristet würde und dass – so die Einschätzungen des Abgefrackt Bündnisses Weidener Becken gegen Fracking, der Bürgerinitiative gegen CO2-Endlager e.V., der Deutschen Umwelthilfe sowie dem Hamburger Energietisch – es durch Verlagerung der Kosten zu einer Mehrbelastung der Steuerzahler und Verbraucher – insbesondere Verbraucher mit geringeren Einkommen – komme. Darüber hinaus würde nach Ansicht der Bürgerinitiative gegen CO2-Endlager e.V. eine Rabattierung von LNG-Importen eine massive Marktverzerrung zu Lasten der Stadtwerke mit sich bringen. Dies würde die Stadtwerke entweder in finanzielle Probleme bringen oder zu massiven Preissteigerungen zwingen, die wiederum insbesondere die einkommensschwache Bevölkerung, aber auch Handel und Gewerbe treffen würde. Damit würde nicht nur der soziale Frieden mutwillig gefährdet, sondern es würde auch die Wirtschaft geschädigt und Arbeitsplätze vernichtet.
- 63 Die Fluxys Germany Holding begrüßt die konsultierte Regelung zur Einführung eines Rabatts an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen. Er wäre geeignet, die Investitionsbedingungen für LNG-Terminals zu verbessern und dadurch zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in Deutschland beizutragen. Auch EnBW begrüßt es sehr, dass ein Rabatt im Festlegungsentwurf vorgeschlagen und damit die wichtige Rolle von LNG-Terminals für die Versorgungssicherheit gewürdigt werde.



- 64 Auch die RWE Supply & Trading begrüßt die Absicht, einen Rabatt an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen einzuführen. Allerdings dürfte der Vorschlag dem dringlichen Interesse an einer höheren Versorgungssicherheit in der Bundesrepublik noch nicht gerecht werden. Die vorgeschlagene Rabatthöhe von 40 Prozent erscheine zu knapp bemessen. Ein Rabatt von 100 Prozent wäre erforderlich, um aktuell und mittelfristig für LNG-Importe attraktiv zu sein.
- 65 Nach Ansicht der OGE bestehe weiterhin kein direkter Zusammenhang zwischen einem Rabatt auf kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte an LNG-Anlagen und einer Steigerung der Versorgungssicherheit. OGE verweist diesbezüglich auf die zum 12.04.2022 eingereichte Stellungnahme. Darüber hinaus teilt OGE die Einschätzung, dass sich eine kontinuierliche LNG-Lieferung positiv auf das Ziel einer preisgünstigen Versorgung Deutschlands mit Erdgas auswirken würde. Entsprechend sei die Erhöhung der Attraktivität von Kapazitätsbuchungen mit längeren Laufzeiten in diesem Zusammenhang plausibel.
- 66 Equinor Deutschland weist darauf hin, dass bei der der Betrachtung der neuen Lieferketten mögliche negative Nebeneffekte auf die bestehenden Lieferketten nicht vernachlässigt werden sollten. Das Entgeltniveau für den Pipelinetransport nach Deutschland liege bereits jetzt signifikant über dem Niveau der Netzentgelte für die von der BNetzA herangezogenen Vergleichsmärkte Frankreich (41% höher bei Jahreskapazitäten sowie 14% höher bei Quartalskapazitäten) und Niederlande (61% höher bei Jahreskapazitäten sowie 42% höher bei Quartalskapazitäten). Der nun vorgesehene Rabatt von 40% auf Jahres- und Quartalskapazitätsprodukte führe dazu, dass dieser Kostenblock durch die verbleibenden Ein- und Ausspeisepunkte zu tragen sei und dieses Tarifgefälle zu den Vergleichsmärkten weiter zunehme. Vor dem Hintergrund der aktuellen Versorgungssicherheitslage gelte es somit, einen ausgewogenen Kompromiss zwischen den regulatorischen Vorgaben für bestehende Lieferbeziehungen und neu hinzukommende Importe von Gas zu finden. Grundsätzlich solle der Wettbewerb über den Preis der Commodity erfolgen und nicht über einen privilegierten Zugang zur Infrastruktur.
- 67 Vor dem Hintergrund der fehlenden Daten und Informationen hinsichtlich der Festlegung der Abschlagshöhe hält OGE die von der Beschlusskammer aufgeführte Alternative einer Abwägungsentscheidung unter Berücksichtigung verschiedener aufgeführter Aspekte für nachvollziehbar. Grundsätzlich erscheine der angewandte Vergleich mit angrenzenden Märkten schlüssig, wobei der Anteil der Transportkosten an den für den LNG-Import verbundenen Gesamtkosten nach Ansicht der OGE sehr gering sei. Die ausgewählten Vergleichsmärkte Frankreich und Niederlande stellten hierbei eine annehmbare Möglichkeit dar, sodass die Herleitung der Abschlagshöhe innerhalb der Ermessensentscheidung vertretbar erscheine.
- 68 Die RWE Supply & Trading hält hingegen den Vergleich des deutschen Marktes mit anderen europäischen LNG-Märkten nur für bedingt zweckmäßig und aussagekräftig. Zum einen übersehe dieser Vergleich, dass es in Deutschland – anders als in Frankreich und den Niederlanden – aktuell noch keine LNG-Terminals gebe. Vielmehr solle in der Bundesrepublik ein schneller

Hochlauf der LNG-Wirtschaft überhaupt erst ermöglicht werden und dazu seien erhebliche Investitionen in diesem Bereich erforderlich. RWE Supply & Trading denkt, dass in dieser Situation einem höheren Abschlag auf die Netzentgelte gerade für den sich im Aufbau befindenden deutschen LNG-Markt und für die Investitionsbereitschaft eine entscheidende Signalwirkung zukäme. Sofern dennoch ein Vergleich mit anderen Märkten vorgenommen werde, seien auch LNG-Anlagen in Polen und Belgien als relevante Alternativen für die Entladung von LNG-Schiffen mit zu berücksichtigen. Nach der gewählten Systematik würde dies zu einem wesentlich höheren Rabatt führen: 77 % um das belgische und 100 % um das polnische Entgeltniveau zu erreichen.

- 69 Aus Sicht von der Fluxys Germany Holding sind verschiedene Herangehensweisen für die Festlegung der Rabatthöhe denkbar. In diesem Zusammenhang sei es für die Fluxys Germany Holding nicht nachvollziehbar, warum nicht auch Belgien mit in die Betrachtung Eingang gefunden habe. Mit Blick auf die geographische Lage scheine auch Belgien als Vergleichsmaßstab gut geeignet, was im Ergebnis zu einem höheren Rabatt und damit zu einer weiteren Verbesserung der Investitionsbedingungen für LNG-Terminals führen würde. Auch aus Sicht des potenziellen Terminalbetreibers HEH wäre auch Belgien mit in die Betrachtung einzubeziehen. Neben Belgien sei aus Sicht von EFET Deutschland auch Polen zu berücksichtigen. EnBW sieht ebenfalls Belgien als repräsentativen Vergleichsmarkt an, da der belgische Gasmarkt ein wichtiges Drehkreuz zwischen Großbritannien, Frankreich, Niederlande, Norwegen und Deutschland darstelle. Zukünftig könnte sogar ein Blick nach Osteuropa lohnend sein.
- 70 GUD sieht es für den Wettbewerb unter den LNG-Terminals als ausschlaggebend an, wie hoch die Gesamt-Marge sei. Diese bestimme sich zum Teil anhand der Transportkosten. Nehme man z.B. die im Anhang des Entwurfes zum LNG-Beschleunigungsgesetz als mögliche deutsche LNG-Terminalstandorte genannten Standorte Rostock und Lubmin, wäre mit Bezug auf Transportkosten der LNG-Schiffe Polen als potenzielles zusätzliches Vergleichsland ebenfalls ableitbar. Dies solle bei der Festlegung der Höhe des Rabatts rabatterhöhend berücksichtigt werden. Zudem würde LNG zu einem weit überwiegenden Teil aus nichteuropäischen Staaten (z.B. Katar, Afrika, USA) bezogen. Die Transportroute nach Deutschland sei innerhalb Europas somit eine der weitesten. Insofern erscheine es nicht sachgerecht, diesen Aspekt aufgrund einer mangelnden Datenlage auszublenden.
- 71 Der potenzielle Terminalbetreiber HEH führt in der Stellungnahme aus, dass auf Grund der Beschränkung des Rabatts auf Jahres- und Quartalsstandardkapazitätsprodukte kleinere Marktteilnehmer schlechter gestellt würden. Die kleineren Marktteilnehmer hätten nicht für jeden Tag des Jahres Wiederverdampfungs- und Ausspeiserechte aus dem Terminal in das Fernleitungsnetz. Die Wiederverdampfung erfolge als Band in einer zusammenhängenden Anzahl von wenigen Tagen und entspreche einer Ladung eines Schiffes. Gleichwohl könnten auch diese Marktteilnehmer maßgeblich zur Versorgungssicherheit beitragen, z.B. durch

Wiederverdampfung von LNG zur Befüllung deutscher Erdgasspeicher oder als Einspeisung ins Gasnetz in den versorgungskritischen Wintermonaten. Daher empfiehlt HEH, den Rabatt auch auf die kurzfristigen Standardkapazitätsprodukte zu erweitern.

- 72 Auch EnBW und EFET Deutschland sehen die Einschränkung des Rabatts ausschließlich auf Jahres- und Quartalsstandardkapazitätsprodukte als fragwürdig an. Es würde eine kontinuierliche Nutzung der Terminals angestrebt, deshalb solle neben der langfristigen Terminalnutzung auch die kurzfristige Nutzung für Terminalkunden, die freie Slots der Terminals auf dem Sekundärmarkt von primären Terminalnutzern kaufen oder diese durch das Use-it-or-lose-it-Prinzip direkt beim Terminalbetreiber erwerben, attraktiv sein. Der Effekt des Rabatts würde durch die Einschränkung auf langfristige Kapazitätsprodukte verringert. Darüber hinaus sei aus Sicht von EnBW nicht der Rabatt für ein Level-Playing-Field zwischen den Terminalnutzern und den Pipeline-Einspeisungen aus Norwegen entscheidend, sondern dass sowohl von Norwegen als auch von den LNG-Terminals mit maximaler Einspeiseleistung ins deutsche Gasnetz eingespeist werden könne (keine konkurrierende Vermarktung), damit russisches Gas vollständig ersetzt werden könne.
- 73 Die Chance, kurzfristig mobilisierbare Mengen ungenutzt zu lassen, hält GUD für den falschen Weg. Ziel sollte es aus Sicht der GUD sein, das komplette Potenzial der Terminals auszunutzen. Insofern wäre eine Rabattierung auch der Monats- und Tages-Standardkapazitätsprodukte zielführender.
- 74 Die RWE Supply & Trading kann die Argumentation für die Einschränkung des Rabatts ausschließlich auf Jahres- und Quartalsstandardkapazitätsprodukte nicht nachvollziehen. Da LNG-Importe flexibel reagieren können, könnten sie auch genutzt werden, um kurzfristigen Bedarf in Krisensituationen zu decken. Dabei spielten für die Lieferanten jedoch meist rein kommerzielle Erwägungen eine Rolle, so dass auch kurzfristige Lieferungen attraktiv sein müssten, um diese akquirieren zu können. Auch die Auslastung der LNG-Terminals würde mit der Einschränkung des Rabatts auf Quartals- und Jahresprodukte nicht erhöht. Stattdessen verteuerten diese Einschränkung lediglich die Kapazitätsbuchung und reduzierten den Effekt des Rabatts. Ohnehin sei nicht klar, auf welcher rechtlichen Basis überhaupt ein Level-Playing-Field angestrebt würde, da der Netzkodex Tarifierung (NC TAR) durchaus eine Andersbehandlung von Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen ermögliche. Voraussetzung sei gem. Artikel 9 Abs. 2 NC TAR nur, dass die Versorgungssicherheit erhöht würde. Wettbewerbsrechtliche Erwägungen sehe die Rechtsgrundlage nicht vor.
- 75 Der BDEW sieht Klärungsbedarf dahingehend, ob der Abschlag auf die beiden Standardkapazitätsbuchungsprodukte auch erhalten bleibe, wenn z.B. die Jahreskapazität auf mehrere Kapazitätsnutzer aufgeteilt würde (Kapazitätsüberlassung).
- 76 Darüber hinaus regt der potenzielle Terminalbetreiber HEH erneut vor dem Hintergrund der jährlich zu treffenden MARGIT-Festlegung an, in der anstehenden Festlegung zumindest eine belastbare Aussage zu zukünftigen Festlegungen zu machen. Ähnlich äußert sich

EFET Deutschland. Gerade um die angestrebte Versorgungssicherheit zu erhöhen, wäre es für Marktteilnehmer wichtig zu wissen, unter welchen Bedingungen die Rabatte geändert bzw. wieder abgeschafft werden könnten. Zumindest in der Begründung der Festlegung sollten klar die Kriterien beschrieben werden, unter denen ein gewährter Rabatt geändert bzw. nicht verlängert würde.

- 77 Auch die RWE Supply & Trading ist der Meinung, dass die Notwendigkeit, die Entscheidung jährlich erneut zu treffen, zu Unsicherheiten führe, die den positiven Effekt des Rabatts infrage stellen und verringern würde. Sie teilt die Rechtsmeinung nicht, dass eine längerfristig gültige Entscheidung im Rahmen des Art. 28 Abs. 2 NC TAR nicht möglich sei. Der Artikel würde sich auf die Entgeltperiode beziehen, welche in Art. 3 NC TAR definiert sei. Dort werde zwar einerseits auf den Zeitraum der Bestimmung des Referenzpreises verwiesen, andererseits aber auch ein Zeitraum von mindestens einem Jahr und höchstens einer Regulierungsperiode beschrieben. Der Gesetzgeber habe somit nach Ansicht der RWE Supply & Trading den Behörden einen Ermessungsspielraum für die Gültigkeit der Entscheidungen gemäß Art. 28 Abs. 2 NC TAR gelassen. Dies solle genutzt werden, um die Gültigkeit dieser Entscheidung nicht unnötig zu verkürzen.
- 78 OGE weist darauf hin, dass bei ausreichender Datengrundlage zu untersuchen sei, inwieweit es in Folge des Rabatts zu Marktverzerrungen durch Substitution anderer verlässlicher Bezugsquellen gekommen sei. Ebenso solle die Sicherung eines Level-Playing-Fields stets berücksichtigt werden.
- 79 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.

## II.

- 80 Mit dieser Festlegung erlässt die Bundesnetzagentur gemäß Art. 41 Abs. 6 a) der Richtlinie 2009/73/EG i.V.m. Art 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eine begründete Entscheidung zu allen in Art. 28 Abs. 1 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkten.
- 81 Die vorgenommene Entscheidung fällt gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 41 Abs. 6 lit. a der Richtlinie 2009/73/EG i.V.m. Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.
- 82 Die Konsultation und Entscheidung nach Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 beziehen sich ausweislich Art. 2 Abs. 1 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 auf Kopplungspunkte, also Grenzübergangs- und Marktgebietsübergangspunkte der Fernleitungsnetzbetreiber (Vgl. Art. 3 Nr. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459). Die Regulierungsbehörde kann gemäß Art. 2 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 entscheiden, dass die Regelungen des Kapitels III auch an Ein- und/oder Ausspeisepunkten von Fernleitungsnetzbetreibern mit Drittländern anzuwenden ist. Mit Festlegung vom 14.08.2015 (BK7-15/001 – „KARLA Gas 1.1“) hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur beschlossen, dass die Regelungen des Netzkodex Kapazitätszuweisung ab dem 01.11.2015 auch für Einspeisepunkte aus Drittländern sowie für Ausspeisepunkte in Drittländer im Sinne von Art. 2 Abs. 1 S. 2 Netzkodex Kapazitätszuweisung gelten. Daher bezieht sich die Konsultation und Entscheidung nach Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 auch auf diese Punkte.

### 1. Geltungszeitraum

- 83 Die Vorgaben sind gemäß der Tenorziffer zu 1. ab dem 01.01.2023 umzusetzen und somit im Rahmen der Veröffentlichung nach Art. 29 der Verordnung (EU) 2017/460 zu berücksichtigen. Nach Art. 38 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gelten die Kapitel II, III und IV der Verordnung ab dem 31. Mai 2019, wovon auch Art. 13 bis 16 der Verordnung umfasst sind, die zum Kapitel III gehören und Grundlage dieser Entscheidung sind. Dementsprechend hatten die Fernleitungsnetzbetreiber die begründete Entscheidung nach Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 erstmals im Hinblick auf das Entgeltjahr 2020 und somit ab dem 01.01.2020 umzusetzen. Gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 werden die Konsultationen ab dem Datum der Entscheidung in jeder Entgeltperiode durchgeführt. Nach jeder Konsultation erlässt und veröffentlicht die nationale Regulierungsbehörde im Einklang mit Art. 32 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eine begründete Entscheidung zu den in Art. 28 Abs. 1 lit. a, b und c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Aspekten. Unter Entgeltperiode ist gemäß Art. 3 S. 2 Nr. 23 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 der Zeitraum zu verstehen, in dem ein

Referenzpreis einer bestimmten Höhe anwendbar ist und der mindestens ein Jahr und höchstens eine Regulierungsperiode umfasst. Da der Referenzpreis in der bestimmten Höhe jeweils für ein Kalenderjahr gilt, handelt es sich beim hier vorliegenden Zeitraum ebenfalls um das Kalenderjahr. Somit erlässt und veröffentlicht die Beschlusskammer jährlich eine begründete Entscheidung zu den in Art. 28 Abs. 1 lit. a, b und c genannten Aspekten, die jeweils für ein Kalenderjahr wirksam ist. Aus diesem Grund endet die Wirksamkeit der vorliegenden Entscheidung mit dem Ende des Kalenderjahres 2023.

## 2. Allgemeines

84 Bei dieser Entscheidung hat die Beschlusskammer berücksichtigt, dass es sich dabei um einen Verwaltungsakt handelt, der nach Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eigenständig neben anderen nach dieser Verordnung in Vollzug stehenden oder noch zu erlassenden Festlegungen zu konsultieren und zu erlassen ist. Die Eigenständigkeit kommt unter anderem darin zum Ausdruck, dass Entscheidungen nach Art. 26 i.V.m. Art. 27 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 spätestens alle fünf Jahre zu treffen sind, während Entscheidungen nach Art. 28 in jeder Entgeltperiode erfolgen müssen.

## 3. Höhe der Multiplikatoren

85 Die Entscheidung gemäß Ziffer 1 des Tenors zur Höhe der Multiplikatoren beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 28 Abs. 1 i.V.m. Art. 13 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.

86 Gemäß Art. 12 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 werden bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten die Reservepreise gemäß Kapitel III der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 berechnet. Hinsichtlich der Umrechnung der Entgelte für Jahres-Standardkapazitätsprodukte in Entgelte für unterjährige Standardkapazitätsprodukte gibt Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 Bereiche vor, innerhalb derer die Multiplikatoren liegen müssen.

87 Die von der Bundesnetzagentur festgelegten Multiplikatoren liegen innerhalb der vorgegebenen Bereiche. Bei Quartals-Standardkapazitätsprodukten sowie bei Monats-Standardkapazitätsprodukten darf der Multiplikator gemäß Art. 13 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 den Wert 1 nicht unter- und den Wert 1,5 nicht überschreiten. Der festgelegte Multiplikator für Quartals-Standardkapazitätsprodukte in Höhe von 1,1 sowie der festgelegte Multiplikator für Monats-Standardkapazitätsprodukte in Höhe von 1,25 liegen innerhalb dieses Bereichs. Gemäß Art. 13 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 darf der Multiplikator für Tages-Standardkapazitätsprodukte sowie für untertägige Standardkapazitätsprodukten den Wert

1 grundsätzlich nicht unterschreiten und den Wert 3 grundsätzlich nicht überschreiten. Dies ist bei den gewählten Multiplikatoren in Höhe von 1,4 für Tages-Standardkapazitätsprodukte sowie in Höhe von 2,0 für untertägige Standardkapazitätsprodukte der Fall.

- 88 Bei einer (vertraglichen) Änderung von bereits gebuchten Kapazitäten oder bei einem Kapazitätsentzug bleibt der ehemals ermittelte Multiplikator unverändert bestehen, und zwar auch dann, wenn das ursprüngliche Standardkapazitätsprodukt nach der Änderung oder der Entziehung in eine andere Kategorie fallen würde, wenn also beispielsweise aus einem ehemaligen Jahreskapazitätsprodukt ein Quartals- oder Monatskapazitätsprodukt würde. Es findet insoweit keine Nachberechnung statt; die Anwendung des Multiplikators bestimmt sich danach, welches Produkt bei Vertragsschluss gebucht wurde. Diese Vorgabe gilt für sämtliche Konstellationen, bei denen sich das ursprüngliche Standardkapazitätsprodukt ändert; insbesondere durch die Rückgabe von Kapazitäten, die erneute Primärvermarktung (durch Fernleitungsnetzbetreiber) eines Teils des Kapazitätsrechts, die Umwandlung und die (teilweise) Kündigung von Kapazitäten. Für das Kapazitätsprodukt, welches nach der Rückgabe, der Kündigung oder dem Kapazitätsentzug neu angeboten bzw. gebucht wird, das „Neuprodukt“, ist demgegenüber ein Multiplikator entsprechend der Laufzeit dieses Neuprodukts anzuwenden. Auch insoweit gilt, dass sich die Anwendung des Multiplikators danach richtet, welches Produkt bei Vertragsschluss gebucht wird. Die Vorgaben bei Änderungen oder bei Kapazitätsentzug gelten ebenfalls für Neuprodukte.
- 89 Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass Sekundärvermarktung, also in Form der Nutzungsüberlassung oder Nutzungsübertragung durch Transportkunden auf Dritte, von den Regelungen des vorangegangenen Absatzes nicht erfasst wird und auch kein Regelungsgegenstand dieser Festlegung ist. Wird anstatt dieser Sekundärvermarktung allerdings eine Rückgabe von Kapazitäten an den Fernleitungsnetzbetreiber durchgeführt, so gelten wiederum die Ausführungen der vorigen Randnummer.
- 90 Bei ihrer Entscheidung bezüglich der Höhe der Multiplikatoren hat die Beschlusskammer gemäß Art. 28 Abs. 3 lit. a) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 insbesondere die folgenden Aspekte berücksichtigt:
- 91 Die gewählten Multiplikatoren dienen der Ausgewogenheit zwischen der Förderung des kurzfristigen Gashandels und dem Setzen langfristiger Signale für effiziente Investitionen in das Fernleitungsnetz. Bereits mit Festlegung vom 24.03.2015 (Az. BK9-14/608, im Folgenden: BEATE) hat die Beschlusskammer mit Wirkung ab dem 01.01.2016 Multiplikatoren an allen Ein- und Ausspeisepunkten eingeführt, an denen Kapazitätsentgelte ausgewiesen werden. Diese wurden für die Kopplungspunkte erstmals für das Kalenderjahr 2020 auf Grundlage der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 festgelegt. Die mit diesem Beschluss festgelegten Multiplikatoren für Tages-, Monats- und Quartalsprodukte entsprechen der Höhe nach den für die Jahre 2016 bis 2022 festgelegten Multiplikatoren; der Multiplikator für untertägige Standardkapazitätsprodukte in

Höhe von 2,0 wurde erstmals mit dem Beschluss BK9-18/612 („MARGIT“) für das Jahr 2020 festgelegt und entspricht seitdem der genannten Höhe von 2,0. Es hat sich seit Einführung der Multiplikatoren im Jahr 2016 gezeigt, dass diese die Liquidität im Kurzfristhandel nicht gefährden, denn Tagesbuchungen wurden in der Folge weder in nennenswertem Umfang durch langfristige Buchungen substituiert noch schlicht nicht mehr vorgenommen. Die Einführung von Multiplikatoren hat insofern in der Vergangenheit nicht zu einer Verringerung von Handelsaktivitäten geführt. Es sind keine Einflüsse ersichtlich, dass sich dies zukünftig ändern könnte. Gleichzeitig führen die Multiplikatoren zu einer moderaten Preissteigerung gegenüber dem Referenzpreis, so dass Signale, an welcher Stelle des Netzes bspw. aufgrund von Engpässen sachgerechterweise investiert werden sollte, nicht verzerrt werden.

92 Die Einführung der gewählten Multiplikatoren hat überdies keinen Einfluss darauf, inwieweit die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen durch die Referenz- bzw. Reservepreise gedeckt werden. Insbesondere hat die Beschlusskammer mit der Festlegung „REGENT 2021“ (BK9-19/610) Anpassungen nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 an allen Ein- und Ausspeisepunkten der Fernleitungsnetzbetreiber festgelegt mit dem Ziel, die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich vereinnahmen zu können.

93 Die festgelegten Multiplikatoren erhöhen die Verursachungsgerechtigkeit der Reservepreise, da sie eine laufzeitbedingte Quersubventionierung zwischen Kundengruppen reduzieren. Verursachungsgerechtigkeit bei der Entgeltbildung bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Höhe der Entgelte für die Nutzung einer bestimmten Kapazität die durch die Nutzung und Bereitstellung dieser Kapazität verursachten Kosten widerspiegeln müssen. Das hat zur Folge, dass die Höhe der Netzentgelte, die von einer bestimmten Kundengruppe für Kapazitätsbuchungen zu entrichten sind, soweit möglich die von dieser Kundengruppe verursachten Kosten entsprechend ihres jeweiligen Verursachungsbeitrags reflektieren soll. Vereinfacht ausgedrückt soll nach dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit derjenige, der bestimmte Kosten verursacht hat, diese Kosten in Gestalt der ihm berechneten Netzentgelte soweit möglich auch bezahlen. Diese Kosten sollen nicht durch andere Nutzergruppen subventioniert werden. Durch die Buchung unterjähriger, zeitlich schwankender Kapazitätsprodukte verursacht der diese Kapazitäten buchende Netznutzer Leerstandskosten. Die Möglichkeit einer unterjährigen Buchung erlaubt es den Netznutzern strukturell zu buchen. Sie können also für unterschiedliche Zeiträume – eben untertäglich oder tages-, monats- oder quartalsweise – unterschiedliche Kapazitätsmengen buchen. Bucht ein Netznutzer in einer beliebigen Stunde oder an bzw. in einem beliebigen Tag, Monat oder Quartal eines Jahres feste Kapazitäten mit einer bestimmten Menge „x“, wird der Netzbetreiber in der Regel schon insoweit mindestens diese Menge an Kapazitäten (ganzjährig) bereithalten. Dies gilt auch dann, wenn der Netzkunde an den übrigen Tagen des Jahres nur Kapazitäten in geringerer Menge als „x“ bucht. Dabei bucht innerhalb eines Jahres für ein Quartal, einen Monat, einen einzelnen Tag oder auch untertäglich nicht nur ein Netzkunde Kapazitäten mit der Menge „x“, sondern innerhalb des Jahres



zahlreiche verschiedene Netzkunden unterjährige Kapazitäten mit einer bestimmten Menge. Der Netzbetreiber hält insoweit Kapazitäten für sämtliche unterjährigen Buchungen aller entsprechend buchenden Netznutzer vor. Durch diese Vorhaltung von Kapazitäten für Netznutzer, die unterjährig buchen, entstehen dem Netzbetreiber Leerstandskosten. Diese Kosten sollen dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit folgend auch von den für die Vorhaltung verantwortlichen Netznutzern getragen werden.

- 94 Durch die festgelegten Multiplikatoren wird sichergestellt, dass Leerstandskosten des Gasnetzes weitgehend verursachungsgerecht aufgeteilt werden. Denn diejenigen Netznutzer, die durch ihre unterjährigen Buchungen den Netzbetreiber zur Vorhaltung bestimmter Kapazitäten veranlassen, partizipieren durch das mittels Multiplikator erhöhte Netzentgelt auch an der Deckung der durch die Vorhaltung entstehenden Kosten. Es soll aus Sicht der Beschlusskammer demgegenüber verhindert werden, dass die Summe der Entgelte für unterjährige Kapazitäten dem Entgelt für die Jahreskapazität entspricht. Dies führte nämlich dazu, dass Leerstandskosten des Netzes von allen Netznutzern getragen werden, vor allem auch von derjenigen Nutzergruppe, die diese Kosten aufgrund von Langfristbuchungen gerade nicht verursacht hat.
- 95 Die Vorgabe der unterschiedlichen Multiplikatorwerte ist sachgerecht, weil so innerhalb der unterjährigen Kapazitätsprodukte eine Binnendifferenzierung erfolgt, durch welche die unterschiedlichen Auswirkungen, die die einzelnen Produkte jeweils auf die Leerstandskosten haben, angemessen wiederspiegelt werden. Die insoweit zum Ausdruck kommende Rangfolge „Multiplikator für das untertägige Kapazitätsprodukt ist höher als der Multiplikator für das Tageskapazitätsprodukt als der Multiplikator für das Monatskapazitätsprodukt als der Multiplikator für das Quartalskapazitätsprodukt“ ist damit zu begründen, dass die Effekte auf die Leerstandskosten mit sinkender Buchungsdauer steigen. Je länger die Zeiträume, in denen keine Kapazitäten gebucht werden, desto stärker steigen gemessen an einem Jahreszeitraum die Leerstandskapazitäten. Insoweit steigen die Leerstandskosten in Abhängigkeit von der Buchungsdauer. Netznutzer können Kapazitäten stärker strukturell buchen, wenn sie insgesamt kürzere Zeiträume buchen. Buchen sie letztlich nur noch an wenigen Tagen ganz gezielt, verursachen sie zwangsläufig an mehr Tagen des Jahres Leerstandskosten. Dies ist bei der Festsetzung der Multiplikatoren angemessen zu berücksichtigen, sodass der Multiplikator – der in der Anordnung zu Ziffer 2 vorgegebenen Rangfolge entsprechend – umso höher ausfallen muss, je kürzer die Kapazitätsbuchungen ausfallen.
- 96 Durch die gewählten Multiplikatoren wird sichergestellt, dass der Unterschied zwischen den einzelnen Verursachungsbeiträgen hinreichend zum Ausdruck kommt. Dies gilt insbesondere auch für den Multiplikator für untertägige Kapazitätsprodukte in Höhe von 2,0. Es ist insofern für die Beschlusskammer angezeigt, einen höheren Multiplikator als für Tageskapazitätsprodukte festzulegen, weil nach den dargestellten Grundsätzen die Leerstandskosten bei der Möglichkeit zur Buchung einer untertägigen Kapazität weiter steigen, nämlich in den Tageszeitraum hinein. Mit dem festgelegten Multiplikator in Höhe von 2,0 trägt die Beschlusskammer der Tatsache

Rechnung, dass untertägige Kapazitätsprodukte nicht oftmals eine Laufzeit von einem ganzen Tag oder – da sie stets für den Rest des Gastages gebucht werden – Laufzeiten nahe an einem ganzen Tag aufweisen und der festgelegte Multiplikator demnach auch einen deutlichen Abstand zum Tagesmultiplikator aufzuweisen hat. Durch den festgelegten Multiplikator in Höhe von 2,0 wird der Sachverhalt aus Sicht der Beschlusskammer angemessen reflektiert. Ebenfalls ist eine hinreichende Differenzierung gegenüber einem Tagesmultiplikator geboten, da das für untertägige Kapazitätsprodukte zu zahlende Netzentgelt nach Art. 14 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nur anteilig, also nur im Umfang der noch verbleibenden gebuchten Stunden, ermittelt wird und insofern nur einem anteiligen Tagesentgelt entspricht.

- 97 Demgegenüber sprach sich der Großteil der Händlerseite für die Absenkung des untertägigen Multiplikators aus. Die Erklärung der Händlerseite, wie ein hoher Multiplikator c. p. zu weniger grenzüberschreitenden Handelsgeschäften führe und die insofern nicht durchgeführten Handelsgeschäfte auch keinen Beitrag zur Verringerung von Leerstandskosten leisten könnten, erscheint zwar grundsätzlich nachvollziehbar. Allerdings gilt dieser Wirkungszusammenhang für jede beliebige Höhe eines Multiplikators, denn bei gegebenem Commodity-Preis wird ein Handelsgeschäft umso attraktiver, je niedriger ein Multiplikator ist. Dieser Wirkungszusammenhang wäre auch bei einem Multiplikator von z. B. 3,0 genauso zutreffend. Insofern ist der Vortrag der Händlerseite zur Begründung einer Absenkung des untertägigen Multiplikators auf 1,5 nicht ausreichend und führt nicht dazu, dass ein Wert von 2,0 als unsachgemäß anzusehen wäre. Des Weiteren ist nicht ausgeschlossen, dass ein verringerter untertägiger Multiplikator eine Erhöhung des Commodity-Preises im Quellenmarkt nach sich ziehen kann und die Verringerung eines Multiplikators durch derartige Marktanpassungen letztlich leerliefe.
- 98 Zudem darf aus Sicht der Beschlusskammer der primäre Preiseffekt einer Absenkung eines Multiplikators nicht unberücksichtigt bleiben, denn die Absenkung bedeutet für Handelsgeschäfte, die auch beim geltenden untertägigen Multiplikator durchgeführt werden (also bei gegebenem Handelsvolumen), dass sich der Beitrag zur Verringerung von Leerstandskosten insoweit (zunächst) reduziert. Ob das Preissignal die Nachfrage derart anregt, dass letztlich ein insgesamt höherer Beitrag zur Deckung von Leerstandskosten generiert werden kann, kann hingegen im Vorfeld nicht antizipiert werden.
- 99 Hinsichtlich der Forderungen des Händlerverbandes und von Uniper nach einer Analyse des untertägigen Multiplikators ist festzuhalten, dass ACER aufgrund der Vorgaben aus Art. 13 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 Ende 2020 eine europaweite Branchenumfrage<sup>1</sup> zu Tages- und untertägigen Multiplikatoren durchgeführt hat. Diese Umfrage und die darauf aufbauende Analyse haben nicht dazu geführt, dass die zum 01.04.2023 vorgesehene Empfehlung zur

---

<sup>1</sup> [https://documents.acer.europa.eu/Official\\_documents/Public\\_consultations/Pages/PC\\_2020\\_G\\_19\\_.aspx](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2020_G_19_.aspx)

Absenkung dieser Multiplikatoren auf maximal 1,5 ausgesprochen wurde. Die letztlich von ACER ausgesprochene Empfehlung vom 19.06.2021<sup>2</sup> sieht vielmehr einen erhöhten Begründungsbedarf für Tages- und untertägige Multiplikatoren erst dann vor, wenn diese den Wert von 1 unterschreiten oder den Wert von 3 überschreiten.

- 100 Die Bandbreite der untertägigen Multiplikatoren in anderen EU-Mitgliedstaaten bewegte sich im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 zwischen 1,2 und 5,08. Auch dieser Vergleich zeigt, dass der für Deutschland gewählte untertägige Multiplikator von 2,0 moderat ist.
- 101 Die Umsetzung des konkreteren Vorschlags des Händlerverbandes zur Analyse der Mehreinnahmen durch untertägige Kapazitäten und ggf. zur Analyse der Verschiebungen von Tageskapazitäten zu untertägigen Kapazitäten seit ihrer Einführung zum 01.01.2020 erscheint für die Beschlusskammer aufgrund der vorangegangenen Ausführungen nicht als dringlich. Zudem erscheint die Einschränkung der Analyse auf Tages- und untertägige Kapazitäten als nicht hinreichend aussagekräftig, da nicht auszuschließen ist, dass auch längerfristige Kapazitätsprodukte subsituiert werden. Ebenfalls müsste bei einer solchen Analyse erfasst werden, für wie viele Stunden ein untertägliches Kapazitätsprodukt gebucht wurde, um vorangestellt ermitteln zu können, wie hoch der durchschnittlich gezahlte untertägige Multiplikator faktisch gewesen ist.
- 102 Im Ergebnis geben die aktuell vorgebrachten Begründungen der Händlerseite zur Absenkung des Multiplikators keinen hinreichenden Anlass vom bisher angewandten Multiplikator von 2,0 für untertägige Kapazitätsprodukte abzuweichen.
- 103 Die Beschlusskammer geht nicht davon aus, dass durch die Multiplikatoren physische oder vertragliche Engpässe erweitert werden oder entstehen. Auch aus dem Buchungsverhalten sind keine Anzeichen dafür ableitbar, dass Multiplikatoren Auswirkungen auf Engpässe bei der Langfristvermarktung hätten. Im Übrigen stellt darüber hinaus die Reservierungsquote sicher, dass unterjährige Quartalskapazitäten in einem ausreichenden Umfang angeboten werden. Hinsichtlich des Angebots an Tageskapazitäten wirken sich zudem die Regelungen der Renominierungsbeschränkung positiv aus, sodass auch hier kein grundsätzlicher Mangel an Kapazitäten ersichtlich ist.
- 104 Die gewählten Multiplikatoren haben keine unzulässigen Auswirkungen auf grenzüberschreitende Gasflüsse. Insbesondere liegt keine diskriminierende, weil überhöhte Beteiligung der entsprechenden Netznutzer, die auf grenzüberschreitende Gasflüsse angewiesen sind (also insbesondere Netznutzer, die systemübergreifende Buchungen durchführen) an den adressierten Leerstandskosten vor. Mit der Festlegung BK9-18/608 hinsichtlich Vorgaben zur Umrechnung von Jahresleistungspreisen in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte sowie Vorgaben zur

---

<sup>2</sup> [https://documents.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2001-2021%20on%20Multipliers.pdf](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2001-2021%20on%20Multipliers.pdf)

sachgerechten Ermittlung der Netzentgelte nach § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV („BEATE 2.0“) wurden identische Multiplikatoren für entsprechende unterjährige Kapazitätsprodukte an anderen Punkten als Kopplungspunkten eingeführt. Die Verordnung (EU) 2017/460 legt an mehreren Stellen, so in Art. 5 bei der Bewertung der Kostenzuweisung, in Art. 7 lit. c und e bei der Bewertung der Referenzpreismethode und auch in Art. 28 Abs. 3 lit a Ziffer v bei der Bewertung von Multiplikatoren einen Fokus auf die Vermeidung einer etwaigen differenzierten (und damit potenziell diskriminierenden) Behandlung der systemübergreifenden und systeminternen Netznutzung. Eine solche differenzierte Vorgabe in Bezug auf Multiplikatoren erfolgt indes nicht, so dass bereits im Ansatz keine unzulässigen Auswirkungen auf grenzüberschreitende Gasflüsse ersichtlich sind. Die Beschlusskammer erachtet es aus Gründen der Verursachungsgerechtigkeit und Diskriminierungsfreiheit auch nicht als angemessen, für grenzüberschreitende Gasflüsse geringere Multiplikatoren anzusetzen.

#### 4. Berechnung der Reservepreise bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten für verbindliche Kapazität (saisonale Faktoren)

105 Die Beschlusskammer hat nicht von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, die Höhe von saisonalen Faktoren gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. c. festzulegen. Daher kommen saisonale Faktoren bei der Berechnung der Reservepreise bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten für verbindliche Kapazität nicht zur Anwendung.

106 Gemäß Art 14 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ergibt sich damit folgende Berechnung der Reservepreise bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten für verbindliche Kapazität:

- Für Quartals-Standardkapazitätsprodukte, Monats-Standardkapazitätsprodukte und Tages-Standardkapazitätsprodukte wird die folgende Formel angewandt:

$$P_{st} = (M \times T / 365) \times D$$

Dabei gilt:

$P_{st}$  ist der Reservepreis für das jeweilige Standardkapazitätsprodukt;

M ist der Wert des Multiplikators für das jeweilige Standardkapazitätsprodukt (Quartals-Standardkapazitätsprodukte: 1,1; Monats-Standardkapazitätsprodukte: 1,25, Tages-Standardkapazitätsprodukt:1,4)

T ist der Referenzpreis;

D ist die in Gastagen angegebene Laufzeit des jeweiligen Standardkapazitätsprodukts.

Bei Schaltjahren wird die Zahl 365 in der Formel durch die Zahl 366 ersetzt.

- Für untertägige Standardkapazitätsprodukte wird die folgende Formel angewandt:

$$P_{st} = (M \times T / 8760) \times H$$

Dabei gilt:

$P_{st}$  ist der Reservepreis für das untertägige Standardkapazitätsprodukt;

$M$  ist der Wert des jeweiligen Multiplikators, also 2,0;

$T$  ist der Referenzpreis;

$H$  ist die in Stunden angegebene Laufzeit des untertägigen Standardkapazitätsprodukts.

Bei Schaltjahren wird die Zahl 8760 in der Formel durch die Zahl 8784 ersetzt.

Dementsprechend hat ein Netzkunde bei der Buchung eines untertägigen Standardkapazitätsprodukts lediglich die für den Rest des Gastages gebuchten Stunden inklusive des Multiplikators zu zahlen.

##### 5. Abschläge gemäß Art. 9 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

- 107 An Ein- und Ausspeisepunkten von Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden, kann gemäß Art. 9 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit ein Abschlag auf die jeweiligen kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte angewandt werden.
- 108 Für die Festlegung derartiger Abschläge besteht jedoch derzeit kein Anlass. In Deutschland existieren zurzeit keine Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden. Nach dem Kenntnisstand der Beschlusskammer ist auch nicht mit einer Inbetriebnahme solcher Infrastrukturen in dem von dieser Festlegung betroffenen Jahr 2023 zu rechnen. Auch vor dem Hintergrund, dass die Konsultation nach Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 jährlich stattfindet, bedarf es daher einer weiteren Erörterung der Vor- und Nachteile einer Einführung entsprechender Abschläge jedenfalls im Rahmen dieser Festlegung nicht.
- 109 Ebenso kann gemäß Art. 9 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit ein Abschlag auf die jeweiligen kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte angewandt werden.
- 110 Im Rahmen der Konsultation des ersten Beschlussentwurfs vom 16.12.2021 bis zum 31.01.2022 forderten einzelne Marktteilnehmer (Terminalbetreiber HEH und Händler RWE Supply & Trading) sowie die Verbände BDEW und EFET Deutschland, dass sich die Beschlusskammer bereits jetzt – vor einer finalen Investitionsentscheidung zum Bau möglicher LNG-Terminalanlagen in

Deutschland – mit der Frage von Rabatten an Einspeisepunkten aus denkbaren LNG-Anlagen ins Erdgasnetz beschäftigt.

- 111 Darüber hinaus steigt angesichts der aktuellen dynamischen geopolitischen Entwicklung die Wahrscheinlichkeit einer kurzfristigen Realisierung von LNG-Terminals in Deutschland für das Jahr 2023.
- 112 Die Branche teilt sich hinsichtlich der Frage, ob ein Rabatt auf die Netzentgelte an Einspeisepunkten aus denkbaren LNG-Anlagen ins Erdgasnetz festgelegt werden sollte, in zwei Gruppen, Befürworter und Gegner, auf.
- 113 Gemäß den bis zum 12.04.2022 eingegangenen Stellungnahmen befürworten der Fernleitungsnetzbetreiber GUD, die Händler OMV Gas, BP Europe SE, EnBW sowie RWE Supply & Trading, die potenziellen Terminalbetreiber German LNG, HEH sowie die Fluxys Germany Holding und der Branchenverband Zukunft Gas die Einführung eines Rabatts. Sie begründen dies mit dem kausalen Zusammenhang, dass ein Netzentgeltrabatt einen maßgeblichen Einfluss auf den Business Case derjenigen Unternehmen habe, welche LNG-Terminals nutzen wollten. Reduzierte Netzentgelte beeinflussten die Entscheidung der Terminalnutzer auf die geplante Beschäftigung des Terminals grundsätzlich positiv und würden in Folge eine langfristige Buchung von LNG-Terminalkapazitäten erhöhen. Diese langfristigen Buchungen wiederum stärkten die Bereitschaft von potenziellen Betreibern, in LNG-Terminals zu investieren und entsprechende Projekte umzusetzen. Der Bau von LNG-Terminals in Deutschland erhöhe zum Status Quo die Importkapazitäten und erschließe darüber hinaus weitere (weltweite) Bezugsquellen für den Import von Erdgas nach Deutschland. Beide Effekte trügen somit zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bei.
- 114 Die Beschlusskammer stimmt grundsätzlich zu, dass zusätzlich angeschlossene Quellen, hier in Form von LNG-Regasifizierungs-Terminals, die Diversität der bestehenden Erdgasquellen in Deutschland erhöht. Eine erhöhte Diversität der Energiequellen geht grundsätzlich mit einer Erhöhung der Versorgungssicherheit einher. Nach dem Wortlaut des Art. 9 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 kommt es hierbei auch nicht auf eine tatsächliche bzw. unmittelbare Erhöhung der Versorgungssicherheit an. Vielmehr muss der Abschlag lediglich „im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit“ festgelegt bzw. angewandt werden.
- 115 Bei der Betrachtung der Versorgungssicherheit spielt aus Sicht der Beschlusskammer neben der Errichtung von LNG-Regasifizierungs-Terminals auch die tatsächliche Auslastung der Terminals eine entscheidende Rolle. Nur wenn die Terminalanlagen kontinuierlich genutzt werden und insbesondere in den Wintermonaten hoch ausgelastet sind, erhöht sich faktisch die Versorgungssicherheit in Deutschland. Dann kann durch LNG ein wesentlicher Beitrag zu einer preisgünstigen Energieversorgung geleistet werden. Hingegen steht bei der nur punktuellen Auslastung von LNG-Terminals nicht das Interesse der generellen Versorgungssicherheit im Mittelpunkt, sondern hauptsächlich individuelle Unternehmensinteressen an hohen Marktpreisen.

- 116 Im Einzelnen:
- 117 Das von RWE Supply & Trading in der Stellungnahme zum 12.04.2022 vorgetragene Argument, die im LNG-Terminal enthaltene Speicherung stelle eine systemdienliche Einspeisung in das deutsche Erdgasnetz dar, überzeugt nicht. Zum einen besteht die Möglichkeit der vorübergehenden Zwischenspeicherung von LNG in einem Terminal (zeitlicher Ausgleich zwischen der Entladung der Schiffe und der Regasifizierung des LNGs) ausschließlich zum Zweck, der für die Wiederverdampfung und anschließenden Einspeisung in das Fernleitungsnetz erforderlich ist (s. § 3 Nr. 26 EnWG). Eine dauerhaftere Speicherung ist nur in entflechtungsrechtlich zu trennenden und separat zu vermarktenden LNG-Speicheranlagen möglich. Zum anderen wäre eine generelle systemdienliche Einspeisung nur dann gegeben, wenn nicht der LNG-Nutzer, sondern die Fernleitungsnetzbetreiber bestimmen dürften, wann und in welcher Höhe eine Einspeisung von regasifiziertem LNG ins Erdgasnetz vorgenommen werden soll, um die Systemdienlichkeit auch aus Netzsicht abzurufen.
- 118 Das von GUD in der Stellungnahme zum 12.04.2022 vorgetragene Argument der hohen Preiskongruenz zwischen den einzelnen europäischen Handelspunkten, welches einen Rabatt zur Reduzierung der Transportkosten in Deutschland rechtfertigen soll, sieht die Beschlusskammer durch die Stellungnahme der OGE zum 12.04.2022 widerlegt. OGE stellt nachvollziehbar die Preisdifferenz zwischen dem niederländischen Markt (TTF) und dem deutschen Markt (THE) bei den Forward-Preisen zum Stichtag 31. März 2022 in Höhe von 17 €/MWh (Kalenderjahr 2023) bzw. 4,38 €/MWh (Kalenderjahr 2026) dar. Diese sind um ein vielfaches höher, als das gegenwärtig unrabattierte Einspeiseentgelt in Deutschland in Höhe von 0,40 €/MWh (Jahresentgelt).
- 119 Aus Sicht der ARGE Umweltschutz, der Bürgerinitiative gegen Gasbohren in Halfing, der Deutschen Umwelthilfe und der Initiative Abgefrackt Weidener Bündnis gegen Fracking wäre, wie in den Stellungnahmen zum 12.04.2022 ausgeführt, die Einführung einer Rabattierung kontraproduktiv, da neu zu schaffende (insbesondere stationäre) LNG-Terminals eine klare Konkurrenz zum Ausbau erneuerbarer Energien und zur Anwendung vorhandener Konzepte zur Steigerung der Energieeffizienz darstellten. Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Steigerung der Energieeffizienz sei jedoch unverzichtbar, um Deutschlands Verpflichtungen unter dem Pariser Klimaschutzabkommen sowie den nationalen Klimazielen einzuhalten und somit die Versorgungssicherheit auch mittel- bis langfristig aufrechtzuerhalten. Daher würde die Einführung einer Rabattierung durch die (indirekte) Förderung neuer fossiler LNG-Terminals mittel- bis langfristig eine signifikante Verschlechterung der Versorgungssicherheit in Deutschland darstellen. Insofern seien die Tatbestandsvoraussetzungen für eine Anwendung des Art. 9 Abs. 2 NC TAR nicht gegeben. Aus Sicht der Beschlusskammer greift diese Argumentation jedoch nicht, da bei der Anwendbarkeit des Art. 9 Abs. 2 NC TAR nicht auf eine generelle energiepolitische Versorgungssicherheit abgestellt werden kann, sondern ausschließlich auf die Versorgungssicherheitslage innerhalb der netzseitigen Erdgasinfrastruktur. Insofern sprechen

diese Gründe nicht gegen eine Einführung eines Einspeiserabatts für das durch diese Festlegung maßgeblich betroffene Kalenderjahr 2023. Auch darüber hinaus wird zwischen dem Interesse der Versorgungssicherheit innerhalb des Gassektors im Sinne einer Verfügbarkeit von Gas und einer generellen Versorgungssicherheit auf dem gesamten Energiemarkt auch unter Berücksichtigung von Klimaschutz Gesichtspunkten zu unterscheiden sein.

- 120 Die Beschlusskammer erachtet die Argumentation im Rahmen der Stellungnahmen zum 12.04.2022 des Fernleitungsnetzbetreibers OGE bzw. des Verbands INES als überzeugend, dass die aktuell gültigen Transportkosten im maßgeblichen Marktgebiet THE in Höhe von 0,40 €/MWh (Jahresbuchung) bzw. 0,56 €/MWh (Tagesbuchung) im Verhältnis zu den zukünftig erzielbaren Commodity-Preisen bei der Betrachtung der Powernext Forward-Preise für die Kalenderjahre 2023 bis 2026 zwischen 34,25 €/MWh (2026) und 89,01 €/MWh (2023) im Marktgebiet THE eine untergeordnete, marginale Rolle spielen. Es ist kaum vorstellbar, dass – gemessen am Commodity-Preis – der 1%ige Transportkostenanteil ausschlaggebend für das langfristige Buchungsverhalten potenzieller Nutzer am LNG-Terminal sein soll. Auch das Argument von RWE Supply & Trading in der Stellungnahme zum 12.04.2022 überzeugt nicht, dass in langfristigen LNG-Lieferverträgen zwischen Gashändlern und LNG-Produzenten eine Indexierung an den Zielmarkt abzüglich eines Betrags X nicht unüblich sei. Allein die gewählte Formulierung, „nicht unüblich“ impliziert, dass auch andere Preisbildungsmechanismen bei langfristigen LNG-Lieferverträgen üblich sind oder die Indexierung nicht an den Zielmarktpreis gekoppelt ist. Darüber hinaus sind mit Blick auf den LNG-Spotmarkt Auktionen in- oder exklusive Schiffftransportkosten durchaus gängig. Hinzu kommt, dass kein Marktteilnehmer nachvollziehbar vorgetragen hat, dass der Betrag X nicht ausreicht, auch ein unrabattiertes Netzeinspeise-Entgelt zu tragen. Schließlich müssen durch den erwähnten Betrag X auch die deutlich höheren Kosten für die potenzielle LNG-Terminalnutzung (im Vergleich zu den Einspeiseentgelten in das Fernleitungsnetz) sowie eine Gewinnmarge des Gashändlers abgedeckt werden. Insofern erscheint es unwahrscheinlich, dass ausgerechnet die maximal durch einen vollständigen Entgelttrabatt erzielbaren 0,40 €/MWh eingespeistes Erdgas den Ausschlag für oder gegen einen langfristigen LNG-Liefervertrag bzw. LNG-Terminalnutzungsvertrag geben.
- 121 Ebenso war bei der Abwägung, ob und in welcher Höhe ein Netzentgelttrabatt an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen festgelegt wird, die Auswirkungen auf die übrigen Buchungspunkte im Fernleitungsnetz zu beachten. RWE Supply & Trading bezweifelt in der Stellungnahme zum 12.04.2022, dass durch einen Rabatt andere Ein- und Ausspeisepunkte mit zusätzlichen Kosten belastet würden. Aus Sicht von RWE Supply & Trading stellten LNG-Buchungen zunächst Zusatzeinnahmen für die Fernleitungsnetzbetreiber dar. Dieses Argument überzeugt die Beschlusskammer nicht. Bei dieser sehr vereinfachten Betrachtung wird vollständig außer Acht gelassen, dass zusätzliche Kosten durch den Bau von LNG-Anbindungsleitungen entstehen, welche gemäß § 39f GasNZV zu 90% bei den Fernleitungsnetzbetreibern verbleiben. Zu der Höhe dieser potenziellen Kosten gibt es gegenwärtig insbesondere in Unkenntnis, wie viele



LNG-Terminals tatsächlich errichtet werden, nur grobe Einschätzungen, dass es sich um Investitionen im dreistelligen Millionenbereich handeln soll. Sofern man der wiederholten Forderung der RWE Supply & Trading aus den Stellungnahmen zum 12.04. bzw. zum 13.05.2022 folgt und einen Rabatt in Höhe von 100% festlegen würde, würden schon alleine wegen der zusätzlichen Kosten für die Anschlussleitung und keiner Kostentragung durch Buchungen an LNG-Einspeisepunkten die übrigen Buchungspunkte die Mehrkosten tragen. Darüber hinaus fallen neben den Kosten für die Anschlussleitung auch weitere Kosten für den notwendigen Netzausbau an, damit die potenziellen neuen LNG-Mengen auch auf fester (unterbrechungsfreier) Basis von der Einspeisung zum Letztverbraucher transportiert werden können.

- 122 Im Übrigen kann die Frage nach den konkreten Auswirkungen eines Rabatts auf die sonstigen Buchungspunkte auf Grund der vielen Unbekannten in der Rechnung nicht mit hinreichender Belastbarkeit beantwortet werden. Für die Bestimmung der REGENT-Briefmarke ist neben der Summe der erzielbaren Erlöse aller Fernleitungsnetzbetreiber die Buchungsprognose der entscheidende Faktor. Diese Buchungsprognose und damit auch die Höhe des REGENT-Tarifs hängt stark von der Einschätzung des kommenden Buchungsvolumens und der Berücksichtigung möglicher wegbrechender Einspeisebuchungen aus Russland ab. Zudem gibt es gegenwärtig weder verlässliche Kostenschätzungen für die unbekannte Anzahl an neu zu errichtenden Anschlussleitungen für potenzielle LNG-Terminals, noch Schätzungen der Kosten für neue Infrastruktur, damit diese Terminals – wie oftmals in den Stellungnahmen gefordert – auch mit zusätzlichen festen und nicht, wie im ursprünglichen Szenariorahmen zum NEP angesetzt, mit konkurrierenden Kapazitäten ausgestattet werden. Die letzte Unbekannte neben der eigentlichen Rabatthöhe sind die zu prognostizierenden zusätzlichen Buchungen an den neuen LNG-Einspeisebuchungen. Insofern teilt die Beschlusskammer auch nicht die Einschätzung der Equinor Deutschland aus der Stellungnahme zum 13.05.2022, dass ein Rabatt an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen automatisch dazu führe, dass der Kostenblock durch die verbleibenden Ein- und Ausspeisepunkte zu tragen sei. Schließlich muss auch beachtet werden, dass auf Grund eines nicht vollständigen Rabatts durch potenzielle zukünftige Buchungen an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen eine zusätzliche Kostentragung gegenüber dem Status Quo erfolgt.
- 123 Die Händler BP Europe SE, EnBW und RWE Supply & Trading, die Terminalbetreiber German LNG und HEH sowie der Branchenverband Zukunft Gas argumentieren in den Stellungnahmen zum 12.04.2022, dass nur durch Anreize – in Form von Netzentgeltrabatten an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen in Höhe von bis zu 100% – eine ausreichend hohe Wahrscheinlichkeit einer hohen Auslastung von Terminals und eine hohe langfristige Buchungsbereitschaft an Terminalkapazitäten bestünde, welche notwendig sei, um Betreibern in Deutschland die nötige Sicherheit zu geben, in neue LNG-Terminals zu investieren. Andernfalls würden solche Projekte nicht realisiert. Zwar mag es im Ansatz stimmen, dass durch solche Anreize in Form von hohen Netzentgeltrabatten indirekt die Entscheidung für eine Investition in

neue LNG-Terminals gefördert wird. Aus Sicht der Beschlusskammer ist diese Förderung, positive Investitionsentscheidung bei LNG-Terminals zu treffen, allerdings kein durch Art. 9 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 in besonderem Maße verfolgtes Ziel. Sinn und Zweck der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ist neben der Schaffung von harmonisierten Erdgasfernleitungsentgeltstrukturen durchaus auch die Versorgungssicherheit (Erwägungsgrund Nr. 1). Damit kann allerdings keine generelle Versorgungssicherheit über die gesamte Wertschöpfungskette gemeint sein. Denn dies würde bedeuten, dass wirtschaftlich nicht konkurrenzfähige neue LNG-Terminals nur durch die (indirekte) Subventionierung durch einen anderen – davon entflechtungsrechtlich zu trennenden – Bereich (Erdgastransport) realisiert werden können. Dies ist regulatorisch nicht vorgesehen. Sofern es für die Wirtschaftlichkeit neuer LNG-Terminals tatsächlich einer Subventionierung bedarf, ist diese auf andere Weise, z.B. durch eine staatliche Förderung oder Finanzierung aus Steuermitteln zu ermöglichen (siehe auch die Präsentation von EFET im Erörterungstermin vom 05.04.2022). Insofern stimmt die Beschlusskammer den in den Stellungnahmen zum 12.04.2022 geäußerten Sichtweisen vom Fernleitungsnetzbetreiber Thyssengas, dem Händler EnBW, dem Verband INES sowie der ARGE Umweltschutz, der Bürgerinitiative gegen Gasbohren in Halfing, der Deutschen Umwelthilfe und der Initiative Abgefrackt Weidener Bündnis gegen Fracking zu.

- 124 Die vorgelagerte Wertschöpfungskette sieht bei LNG-Terminals anders aus als bei Pipelines. Beim LNG-Transport sind die Akteure nicht fix auf eine gebaute Route festgelegt, um Erdgas von A nach B zu transportieren. Es ist jederzeit, auch sehr kurzfristig möglich, LNG-Schiffe andere Häfen anlaufen zu lassen, wie auch die RWE Supply & Trading in der Stellungnahme zum 13.05.2022 mit der Aussage zu den flexibel gestalteten LNG-Importen und den bei den Lieferanten meist rein kommerziell geprägten Erwägungsentscheidungen bestätigt. Somit besteht anders als bei herkömmlichen Pipelinesystemen die Gefahr, dass auch bei geringen Erdgaseinspeisungen über die Pipelinesysteme und somit steigenden Marktpreisen physisch kein oder wenig LNG in ein Terminal in Deutschland gebracht wird. Denn sollte der Weltmarkt für LNG trotz steigender Preise in Deutschland oder Europa in anderen Regionen noch attraktiver sein, wird das LNG dorthin gebracht. Dass dies nicht nur eine theoretische Gefahr ist, zeigt die Präsentation der German LNG GmbH (Folie 2) im Rahmen des Erörterungstermins am 05.04.2022. In der zweiten Jahreshälfte 2021 lag der Marktpreis in Deutschland im Schnitt täglich über 90 € und somit um mehr als das Vierfache höher als z.B. im Jahr 2019. Ähnliches gilt für gesamt Nord-West-Europa. Trotzdem waren die LNG-Terminals in Nord-West-Europa in der zweiten Jahreshälfte 2021 im Durchschnitt nur zur Hälfte physikalisch ausgelastet. Das heißt, über einen Zeitraum von mehreren Monaten wurde – trotz vierfachem Preisniveau – LNG anstatt nach Europa, in andere Regionen geliefert. Somit trugen die LNG-Importe weniger zur Verringerung der Großhandelspreise in Nord-West-Europa bei als sie potenziell gekonnt hätten, wobei die über mehrere Monate bestehenden, hohen Großhandelspreise hier einen Indikator für die Lage der Versorgungssicherheit gebildet haben.

- 125 Für die Erhöhung der Versorgungssicherheit spielt, neben der Errichtung von Terminals, die tatsächliche physische Auslastung der Terminals eine entscheidende Rolle. Die Beschlusskammer teilt die Auffassung der Verbände BDEW und EFET Deutschland, dass ein Rabatt auf die Netzentgelte an LNG-Terminals deren Benutzungsstunden erhöhen könne. Kontinuierliche LNG-Lieferungen nach Deutschland würden sich zur Überzeugung der Beschlusskammer hierbei positiv auf das Ziel einer preisgünstigen Versorgung Deutschlands mit Erdgas auswirken. Zudem würden kontinuierliche und hohe LNG-Einspeisungen ins deutsche Fernleitungsnetz die Versorgungssicherheit, insbesondere in den Wintermonaten, erhöhen. Daher beabsichtigt die Beschlusskammer eine Regelung an Einspeisepunkten von LNG-Terminals ans Fernleitungsnetz zu treffen, durch die Kapazitätsbuchungen mit längeren Laufzeiten attraktiver ausgestaltet werden und somit ein Anreiz besteht, kontinuierlich LNG nach Deutschland zu transportieren. Hierbei ist die Beschlusskammer von den Argumentationen von EnBW, EFET Deutschland sowie dem potenziellen Terminalbetreiber HEH in den Stellungnahmen zum 13.05.2022 in denen vorgetragen wird, dass durch die unterlassene Rabattierung von Kapazitätsbuchungen mit kürzeren Laufzeiten die kontinuierliche LNG-Einspeisung ins deutsche Fernleitungsnetz verringert werde, nicht überzeugt worden. Hierbei verweisen die Stellungnehmenden auf die Konstellation der Buchung von kurzfristig freiwerdenden Terminalkapazitäten durch Dritte, die erst durch die Nichtnutzung der Primärkapazitätsinhaber auf dem Sekundärmarkt oder aufgrund des Use-it-or-lose-it-Prinzips (UIOLI) angeboten werden. Dieses vorgebrachte Argument für eine Rabattierung von Kapazitätsbuchungen mit kürzerer Laufzeit setzt voraus, dass der hier festgelegte Rabatt auf Kapazitätsbuchungen mit längeren Laufzeiten nicht ausreichend Anreize für eine kontinuierliche LNG-Einspeisung auf Basis der langfristigen Buchungen darstellen würde. In diesem hypothetischen Fall wäre es aber umso unwahrscheinlicher, dass auf Grund der (trotz Rabattierung) unterlassenen – weil angeblich marktpreislich unattraktiven – Einspeisung von LNG durch langfristig buchende Kunden im Terminal, andere Marktteilnehmer unter den gleichen unattraktiven Marktbedingungen in nennenswerten Mengen alternative LNG-Mengen/Schiffe zum Terminal bringen und regasifiziert einspeisen. Insofern werden dauerhaft weitere Quellen nur durch Anreize bei den Kapazitätsbuchungen mit längeren Laufzeiten erschlossen und die Versorgungssicherheit faktisch in Deutschland und auch für den europäischen Markt (Deutschland als Transitland) erhöht sowie ein Betrag zur preisgünstigen Energieversorgung geleistet.
- 126 Auch das vom potenziellen Terminalbetreiber HEH vorgebrachte Argument, kleinere Marktteilnehmer würden durch die Einschränkung der Rabattierung auf Kapazitätsbuchungen mit längeren Laufzeiten benachteiligt, überzeugt nicht. Zum einen sind an LNG-Terminals Vereinbarungen unter den Nutzern des Terminals zum gegenseitigen Ausleihen von LNG-Mengen zum Zwecke einer gleichmäßigeren Regasifizierung üblich und werden oftmals bereits in den AGB der Terminalbetreiber festgelegt (z.B. Borrowing and Lending Prinzipien). Darüber hinaus werden

langfristige Terminalkapazitäten nicht nur auf Basis von kurzfristigen Slots vermarktet, sondern es werden auch Vermarktungskonzepte für die Buchung ganzjähriger, anteiliger Terminalkapazitäten verfolgt. Letztere ermöglichen es, dass große wie kleinere Terminalkunden jeweils anteilig über das gesamte Jahr kontinuierlich LNG regasifizieren und ins Netz einspeisen können. Zum anderen besteht auch die Möglichkeit, dass der Terminalbetreiber die netzseitigen Kapazitäten langfristig, rabattiert bucht und die Kapazitäten für die Nutzung seinen Terminalkunden zur Verfügung stellt.

- 127 Die Beschlusskammer greift die vom BDEW in der Stellungnahme zum 13.05.2022 geäußerte Bitte um Klarstellung, ob der Abschlag auch bei Kapazitätsüberlassungen erhalten bleibe, auf. Das oben unter Randnummer 88f. zu den Auswirkungen von Kapazitätsänderungen auf Multiplikatoren Ausgeführte gilt bei der Änderung eines an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen rabattiert gebuchten Jahres- oder Quartals-Standardkapazitätsprodukts entsprechend. Auch hier gilt, dass es für die mögliche Anwendung des Rabatts auf die Sachlage zum Zeitpunkt des Kapazitätsvertragsschlusses ankommt. Bei einer späteren nachträglichen (vertraglichen) Änderung bereits rabattiert gebuchter Kapazitäten (z.B. Kapazitätsüberlassungen auf dem Sekundärmarkt, teilweise Kapazitätsrückgabe etc.) entfällt nicht nachträglich der Rabatt (weder für die bereits genutzte Kapazität, noch für die Restlaufzeit der nicht zurückgegebenen Kapazität). Dieser bleibt unverändert bestehen. Für etwaige bei den Fernleitungsnetzbetreibern neu gebuchte Kapazitätsprodukte hat der Netznutzer indes das – je nach Laufzeit rabattierte (Jahre- bzw. Quartalsprodukt) oder nicht rabattierte (Monats-, Tagesprodukt bzw. untertägige Produkt) – Entgelt für ein Kapazitätsprodukt – ggf. zuzüglich eines Multiplikators oder anderer Rabatte – zu entrichten.
- 128 Aus den oben genannten Gründen legt die Beschlusskammer einen Abschlag auf das Standardkapazitätsentgelt an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit in Höhe von 40 Prozent fest. Dieser Abschlag gilt ausschließlich für Jahres- und Quartals-Standardkapazitätsprodukte.
- 129 Bei der Bestimmung der Höhe eines möglichen Rabatts tragen die potenziellen Terminalbetreiber German LNG und HEH, der Händler RWE Supply & Trading sowie der Branchenverband Zukunft Gas in den Stellungnahmen zum 12.04.2022 vor, dass auf Grund der im Vergleich zu den anderen europäischen Ländern gegenwärtig hohen Netzentgelte der LNG-Standort in Deutschland nicht wettbewerbsfähig sei. Die Händler EnBW, Equinor Deutschland und RWE Supply & Trading sowie die Verbände BDEW und EFET Deutschland argumentieren sodann, dass die Höhe des Rabatts sich an der Konkurrenzsituation zu anderen europäischen Terminals orientieren sollte. Insofern seien die Gesamtkosten für den LNG-Import nach Deutschland mit den Kosten in anderen europäischen Ländern zu vergleichen. Neben den höheren Einspeisetarifen ins Netz seien daher auch die unterschiedlichen Terminalbuchungskosten (am Regasifizierungsterminal) sowie die zusätzlichen Transportkosten der LNG-Schiffe zur Anfahrt deutscher Terminals zu berücksichtigen. Grundsätzlich stimmt die Beschlusskammer zu, dass für die Herleitung eines Einspeiserabatts in Deutschland im Sinne

eines Level-Playing-Field zwischen sämtlichen europäischen Terminals die Betrachtung der Gesamtkosten für den LNG-Import zielführend sein kann. Insofern hält sie auch die von ONTRAS in der Stellungnahme zum 12.04.2022 vorgenommene Herleitung einer Rabatthöhe über den gewichteten Durchschnitt sämtlicher in der EU27 sowie Großbritannien angewandter Rabatte für weniger geeignet. Allerdings lässt sich ein Vergleich der Gesamtkosten für LNG-Importe nach Europa auf Grund fehlender Daten zu den jeweiligen Terminalkosten nicht durchführen. Kein Marktteilnehmer hat dazu ansatzweise konkretere Angaben im Rahmen der Stellungnahmen zum 12.04 bzw. 13.05.2022 gemacht, weder zu den deutschen noch zu den europäischen Terminalkosten. Trotzdem forderten einige Marktteilnehmer, dass für die Bestimmung der Rabatthöhe die jeweiligen Gesamtkosten für LNG-Importe nach Europa betrachtet werden sollen, reduzierten ihre Argumentation anschließend aber ausschließlich auf das Argument der zusätzlichen Transportkosten und ließen die jeweiligen Terminalkosten außer Acht. Hinzu kommt, dass hinsichtlich der zusätzlichen Transportkosten der LNG-Schiffe zur Anfahrt der Terminals jeweils Szenarien entwickelt werden müssten, von wo das LNG antransportiert wird. Sofern das LNG beispielsweise aus Norwegen kommt, liegen mögliche deutsche LNG-Terminals näher als Terminals in Südeuropa (Frankreich, Spanien, Italien). Kommt das LNG allerdings beispielsweise aus Nigeria oder Katar, ist es genau umgekehrt. Allenfalls lässt sich festhalten, dass die Transportkosten der LNG-Schiffe nach Polen oder Litauen höher sein dürften als zu potenziellen Standorten in Deutschland.

- 130 Darüber hinaus erscheint der Beschlusskammer, ebenso wie es in den Stellungnahmen zum 12.04.2022 von den Fernleitungsnetzbetreibern OGE und Thyssengas sowie dem Verband INES vorgetragen wurde, mit Blick auf die Versorgung des deutschen Marktes mit LNG eine Wettbewerbssituation zwischen deutschen Terminals zu anderen europäischen Terminals fraglich. Sollte LNG, das letztlich für den deutschen Markt bestimmt ist, in einem anderen europäischen Terminal mit möglicherweise niedrigeren Einspeiseentgelten an der LNG-Anlage anlanden, müssten für den Transport ins deutsche Marktgebiet zusätzlich immer die Ausspeiseentgelte beim ausländischen Markt sowie die unrabattierten Einspeiseentgelte in den deutschen Markt an Grenzübergangspunkten gezahlt werden. Diese Aufsummierung der Netzentgelte ist immer teurer als ein im Maximum unrabattiertes Einspeisenentgelt an einem potenziellen deutschen LNG-Terminal.
- 131 Die in der Stellungnahme zum 12.04.2022 von GUD vorgetragene Korrelation zwischen einem späten Inbetriebnahmedatum eines Terminals und einer hohen Netzentgeltrabattierung in Europa, wird durch die tabellarische Darstellung der europäischen Einspeiserabatte aus dem Jahr 2021 in der Stellungnahme der ONTRAS zum 12.04.2022 widerlegt. Richtig ist, dass die LNG-Terminals in Polen (100% Rabatt) und Litauen (75% Rabatt) erst jüngst – 2016 (Polen) bzw. 2014 (Litauen) – in Betrieb gegangen sind. Allerdings gilt dies auch für die Terminals in Kroatien (2021), Frankreich (2016) und Italien (2013). Kroatien hat einen deutlich geringeren Rabatt in Höhe von

15% festgelegt. Frankreich (bis einschließlich 2021: 10%-Rabatt) und Italien haben gegenwärtig keinen Rabatt festgelegt.

- 132 Auch die von ONTRAS in der Stellungnahme zum 12.04.2022 vorgeschlagenen denkbaren Varianten zur Herleitung und Bestimmung einer konkreten Rabatthöhe sind gegenwärtig aus Sicht der Beschlusskammer nicht anwendbar. Unter anderem schlägt ONTRAS vor, den Rabatt durch einen neuen, empirisch zu ermittelnden Versorgungssicherheitsqualitätsfaktor herzuleiten. Ein solcher Versorgungssicherheitsqualitätsfaktor war in der Kürze der Zeit jedoch weder ermittelbar noch ist seine Herleitung ansatzweise bestimmbar.
- 133 Des Weiteren schlägt ONTRAS vor, das Wirtschaftlichkeits-Tool im Rahmen von Incremental-Projekten als Vorbild für die Berechnung der Rabatthöhe heranzuziehen. Dabei müsste man die Kosten für die Leitungsanbindung von LNG-Terminals und die potenziellen Einnahmen aus einer Kapazitätsbuchungsprognose am LNG-Einspeisepunkt gegenüberstellen. Durch die Beschlusskammer müsste zusätzlich ein f-Faktor bestimmt werden, welcher aussagt, zu welchem Grad die Einspeisebuchungen die Kosten der Anschlussleitung amortisieren soll. Sofern die Einnahmen der prognostizierten Einspeisebuchungen die Kosten der Anbindungsleitung überkompensieren, wäre ein Entgelt Rabatt gerechtfertigt und deren Höhe berechenbar. Allerdings gibt es gegenwärtig weder gesicherte Erkenntnisse darüber, welche LNG-Anlagen zukünftig in Deutschland gebaut werden, noch wie hoch die Kosten der jeweiligen individuellen Anbindungsleitungen sind. Auch über die potenziellen Einnahmen aus einer Kapazitätsbuchungsprognose an potenziellen neuen LNG-Einspeisepunkten gibt es derzeit keine Prognosen.
- 134 Als weitere Variante schlägt ONTRAS zur Bestimmung des Rabatts eine Verhältnisbildung zwischen der REGENT-Briefmarke und einer zu errechnenden LNG-Einspeise-Briefmarke vor. Die LNG-Einspeise-Briefmarke würde sich durch die Summe der Kosten für die Anschlussleitung sowie die weiteren Netzausbaukosten für die Darstellung der zusätzlichen festen Einspeisekapazitäten geteilt durch die Höhe der insgesamt zusätzlich geschaffenen Kapazitäten errechnen. Auch hier mangelt es gegenwärtig an den notwendigen Daten. Weder die Kosten für die Anschlussleitung noch die Kosten für die weiteren notwendigen Netzausbauten stehen gegenwärtig fest. Auch die Höhe der dadurch insgesamt zusätzlich geschaffenen festen Kapazitäten ist gegenwärtig unbestimmt.
- 135 Es zeigt sich, wie auch von einzelnen Marktteilnehmern in den Stellungnahmen zum 13.05.2022 bestätigt, dass es einerseits viele theoretisch denkbare Herangehensweisen gibt, einen Einspeiserabatt zu bestimmen, aber für die praktische Anwendung hinreichende Daten und Informationen nicht vorhanden sind. Andererseits ist die Herleitung eines Rabatts nicht zwingend anhand einer mathematischen Formel vorzunehmen. Vielmehr kann sich ein Rabatt auch als Ergebnis einer Abwägungsentscheidung einstellen, die neben der potenziellen Steigerung der Versorgungssicherheit auch weitere Aspekte wie den Vergleich mit den Rabatten anderer

europäischer Länder und der letztlichen Tariffhöhe für die Netznutzung im europäischen Ausland berücksichtigt. Darüber hinaus nimmt die Beschlusskammer bei dieser Abwägungsentscheidung – soweit möglich – die Auswirkungen auf das gesamte Tarifsysteem und hier insbesondere den Import über Pipelinerouten in den Blick:

- 136 Bei einer Rabatthöhe von 40 Prozent würde sich ein mit Frankreich und den Niederlanden vergleichbares Tarifniveau an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen auch in Deutschland einstellen. So hätten sich bei einem Rabatt in Höhe von 40 Prozent im Jahr 2022 in Deutschland ein Tarif von 2,10 €/((kWh/h)/a) ergeben. Wie der Stellungnahme zum 12.04.2022 des Terminalbetreibers HEH zu entnehmen ist, beträgt das zu zahlende Jahresentgelt 2022 an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen in Frankreich 2,24 €/((kWh/h)/a) bzw. in den Niederlanden 2,18 €/((kWh/h)/a). Der Beschlusskammer ist bewusst, dass sich die Tarife für Standardkapazitätsprodukte in sämtlichen europäischen Ländern jährlich verändern. Zudem kann sich darüber hinaus auch der mögliche Einspeiserabatt jährlich ändern, wie das Beispiel Frankreich anschaulich zeigt. Im Jahr 2021 gewährte Frankreich noch einen 10%igen Rabatt, für das Jahr 2022 wurde kein Rabatt festgelegt. Die Beschlusskammer hält Frankreich auf Grund der Höhe des Gasabsatzes und die Niederlande auf Grund des Handelsgeschehens grundsätzlich für repräsentative Vergleichsmärkte für Deutschland. Diese punktuelle Vergangenheitsbetrachtung ist nicht gleichzusetzen mit einem Mechanismus, der eine dynamische Anpassung des Rabatts zur Folge hätte, um stets den oben beispielhaften, indikativ errechneten Tarif zu erreichen.
- 137 Im Rahmen der Stellungnahmen zum 13.05.2022 bemängelten EFET Deutschland, EnBW, die Fluxys Germany Holding, GUD, der potenzielle Terminalbetreiber HEH sowie RWE Supply & Trading, dass in die Betrachtung des vergleichbaren Tarifniveaus nicht auch die Länder Belgien und Polen einbezogen wurden. Wie der Stellungnahme zum 12.04.2022 des Terminalbetreibers HEH zu entnehmen ist, beträgt das zu zahlende Jahresentgelt 2022 an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen in Belgien 0,79 €/((kWh/h)/a) bzw. in Polen 0,00 €/((kWh/h)/a) (100%-Rabatt). Die Beschlusskammer bestreitet nicht die Ansicht der EnBW aus der Stellungnahme zum 13.05.2022, dass der belgische Gasmarkt ein wichtiges Drehkreuz zwischen Großbritannien, Frankreich, Niederlande, Norwegen und Deutschland darstelle. Die beiden Länder Belgien und Polen wurden jedoch von der Beschlusskammer nicht in die Betrachtung für ein vergleichbares Tarifniveau an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen herangezogen, da das verfolgte Ziel nicht ist, zwingend günstigere Einspeisetarife von LNG-Anlagen gegenüber anderen, vergleichbaren europäischen Ländern festzulegen. Auch möchte die Beschlusskammer mit der festgelegten Rabatthöhe nicht in einen tariflichen Unterbietungswettbewerb zu anderen Ländern, wie z.B. Frankreich und den Niederlanden einsteigen. Ziel ist es, einen konkurrenzfähigen Einspeisetarif von LNG-Anlagen in Deutschland festzulegen, welcher – wie der Stellungnahme des Terminalbetreibers HEH zum 12.04.2022 zu entnehmen ist – durch die Annäherung auf das Tarifniveau von Frankreich und den Niederlanden grundsätzlich erreicht werden kann. Aufgrund der geringen absoluten Kostenhöhe (geringe Ausdehnung der Netzinfrastruktur) in Belgien sind

die Einspeisetarife derart niedrig, dass sie mit Tarifen der größeren europäischen Marktgebiete (z.B. Frankreich oder Deutschland) grundsätzlich nicht vergleichbar sind. Bezüglich Polen gilt, dass im Vergleich zum inländischen Verbrauch der Anteil von unmittelbaren LNG-Einspeisungen besonders hoch ist, was möglicherweise den deutlich niedrigeren Einspeisetarif rechtfertigen könnte. In Deutschland gilt es im Hinblick auf den nationalen Verbrauch und den erheblichen Transit von Erdgas zu beachten, dass die für die Versorgungssicherheit essentiellen Pipeline-Einspeisungen aus anderen verlässlichen Quellen nicht über Gebühr durch den hier gewährten Rabatt belastet werden.

- 138 Aus Sicht der Beschlusskammer ist die von den Fernleitungsnetzbetreibern OGE, ONTRAS und Thyssengas sowie dem Verband INES in den Stellungnahmen zum 12.04.2022 vorgetragene Gefahr einer Marktverzerrung durch eine Substitution anderer verlässlicher Pipeline-Bezugsquellen bei einem Rabatt in Höhe von 40 Prozent nicht gegeben. In diesem Zusammenhang muss berücksichtigt werden, dass – wie vom Händler BP Europe SE und Fernleitungsnetzbetreiber GUD in den Stellungnahmen zum 12.04.2022 vorgetragen – Bau und Nutzung von LNG-Infrastruktur mit höheren Kosten verbunden sind, als ein Gasbezug über bestehende Pipeline-Infrastruktur.
- 139 Mit der Anwendung des Einspeiserabatts ausschließlich auf Jahres- und Quartals-Standardkapazitätsprodukte sieht die Beschlusskammer weiterhin ein Level-Playing-Field aller verlässlichen Bezugsquellen als gegeben und setzt damit einen signifikanten Anreiz zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in Deutschland.

#### 6. Höhe der Abschläge für Standardkapazitätsprodukte für unterbrechbare Kapazität

- 140 Die Entscheidung gemäß Ziffer 5 des Tenors zur Höhe der Abschläge für Standardkapazitätsprodukte für unterbrechbare Kapazität beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 28 Abs. 1 i.V.m. Art. 16 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.
- 141 Gemäß Art. 12 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 werden sowohl bei Jahres- als auch bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten für unterbrechbare Kapazität die Reservepreise gemäß Kapitel III der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 berechnet.
- 142 Art. 16 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 bestimmt, dass die Reservepreise für Standardkapazitätsprodukte für unterbrechbare Kapazität berechnet werden, indem die gemäß den Artikeln 14 oder 15 berechneten Reservepreise für die jeweiligen Standardkapazitätsprodukte für verbindliche Kapazität mit der Differenz zwischen 100 % und der Höhe eines prozentualen Ex-ante-Abschlags multipliziert werden. Alternativ hierzu kann die nationale Regulierungsbehörde gemäß Art. 16 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 entscheiden, einen Ex-post-Abschlag anzuwenden. Hiervon hat die Beschlusskammer keinen Gebrauch gemacht.



- 143 Der mit Tenor zu 5. festgelegte Ex-ante-Abschlag ( $D_{\text{ex-ante}}$ ) wurde gemäß Art. 16 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 für jedes Standardkapazitätsprodukt gesondert anhand folgender Formel zu bestimmt:

$$D_{\text{ex-ante}} = Pro \times A \times 100 \%$$

a. Faktor *Pro*

- 144 *Pro* ist hierbei der Faktor für die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung dieser Art von Standardkapazitätsprodukten für unterbrechbare Kapazität, der gemäß Artikel 41 Absatz 6 Buchstabe a der Richtlinie 2009/73/EG und im Einklang mit Artikel 28 festgesetzt oder genehmigt wird.
- 145 Der Faktor *Pro* wird gemäß Art. 16 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 für jeden, einige oder alle Kopplungspunkte je Art des angebotenen Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität berechnet. Die Beschlusskammer hat sich dazu entschieden, den Faktor *Pro* in einem ersten Schritt für jeden Kopplungspunkt anhand der vorgegebenen Formel separat zu bestimmen. Denn diese Betrachtungsweise sichert im höchstmöglichen Maße, dass die Unterbrechungswahrscheinlichkeit, die von Punkt zu Punkt variieren kann, konkret in der Höhe von *Pro* abgebildet wird. In einem zweiten Schritt wird das punktspezifisch ermittelte *Pro* je Standardkapazitätsprodukt an allen Ein- sowie an allen Ausspeisepunkten zum selben Ein- und Ausspeisesystem oder vergleichbaren Systemen je Gasqualität (L- bzw. H-Gas) vereinheitlicht. Hierzu wurde das gewichtete Mittel der für alle Kopplungspunkte in das jeweilige Ein- und Ausspeisesystem pro Standardkapazitätsprodukt ermittelten Faktoren *Pro* ermittelt. Die Vereinheitlichung des Faktors *Pro* je Standardkapazitätsprodukt an allen Ein- sowie an allen Ausspeisepunkten zum selben Ein- und Ausspeisesystem bzw. zu vergleichbaren Systemen ist davon geleitet, dass die betreffenden Ein- und Ausspeisepunkte innerhalb der jeweiligen Gasqualität für den Netzkunden substituierbar sind. Zudem ist eine Vereinheitlichung der dortigen Entgelte in Art. 21 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 angelegt. Diese Vereinheitlichung wird grundsätzlich an allen Kopplungspunkten, welche das gleiche ausländische Ein-/Ausspeisesystem bzw. den gleichen ausländischen Drittstaat mit dem deutschen Marktgebiet verbindet, angewendet. Es wird jedoch eine Trennung zwischen H-Gas- und L-Gas-Kopplungspunkten vorgenommen. Aus Sicht der Beschlusskammer ist es ebenfalls sachgerecht, zusätzlich zur Austrian Balancing Zone die Kopplungspunkte „Zone Kiefersfelden-Pfronten“ und „RC Lindau“ (ehemalige Bezeichnung „Voralberg“) zu österreichischen Netzen singulär zu betrachten. Diese Kopplungspunkte verbinden das deutsche Marktgebiet mit physikalischen Netzeinseln auf der österreichischen Seite, wodurch für den Transportkunden auf der deutschen Seite keine Substituierbarkeit zu den jeweils anderen Kopplungspunkten gegeben ist. Darüber hinaus werden an der polnisch-deutschen Grenze die Kopplungspunkte zu den Marktgebieten E-Gas Transmission System (GCP) (ehemalige Bezeichnung „Polish E-Gas Balancing Zone“) bzw.

Transit Gas Pipeline System (TGPS) (ehemalige Bezeichnung „YAMAL (TGPS) Pipeline“) ebenfalls singular betrachtet, da auf polnischer Seite zwei getrennte Marktgebiete betrieben werden.

146 Bezüglich der Kopplungspunkte zwischen der Schweiz und Deutschland wurden, ausschließlich für die Ermittlung des Unterbrechungsrabatts die drei Kopplungspunkte (RC Thayngen-Fallentor, RC Basel, Wallbach) zusammen betrachtet und in Anlage I als „Schweiz“ bezeichnet. Klarstellend wird betont, dass die gemeinsame Betrachtung ihre Wirkkraft nur im Rahmen dieser Festlegung entfaltet. Es wird also lediglich festgelegt, dass an den drei Schweizer Kopplungspunkten ein einheitlicher Rabatt für unterbrechbare Standardkapazitätsprodukte anzuwenden ist. Geregelt wird also nur die Entgeltbildung für unterbrechbare Kapazitätsprodukte. Andere Aspekte wie insbesondere die Buchbarkeit dieser einzelnen Punkte bleibt von den Regelungen dieser Festlegung unberührt.

147 Die Berechnung des Faktors *Pro* für die einzelnen Kopplungspunkte unterteilt nach Standardkapazitätsprodukt erfolgte gemäß Art. 16 Abs. 3 auf der Grundlage der prognostizierten Daten für die einzelnen Bestandteile der folgenden Formel:

$$Pro = \frac{N \times D_{int}}{D} \times \frac{CAP_{av.int}}{CAP}$$

Dabei gilt:

*N* ist hierbei die erwartete Anzahl der Unterbrechungen während der Zeitdauer *D*.

*D<sub>int</sub>* ist die durchschnittliche Dauer der erwarteten Unterbrechungen in Stunden.

*D* ist die Gesamtlaufzeit der jeweiligen Art des Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität in Stunden.

*CAP<sub>av.int</sub>* ist die erwartete durchschnittliche Menge der unterbrochenen Kapazität für jede Unterbrechung, soweit die jeweilige Art des Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität betroffen ist. Bei der Bestimmung dieses Wertes fließt ein, dass zu erwarten ist, dass die untätigen Kapazitäten vor den Tageskapazitäten, diese vor den Monatskapazitäten, diese vor den Quartalskapazitäten und diese vor den Jahreskapazitäten unterbrochen werden. Denn gemäß Art. 35 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 wird die Reihenfolge, in der Unterbrechungen vorgenommen werden, anhand des vertraglichen Zeitstempels der jeweiligen Transportverträge für unterbrechbare Kapazität bestimmt. Aus Art. 9 i.V.m. Art. 11 bis Art. 15 sowie Art. 32 der Verordnung (EU) 2017/459 ergibt sich, dass die Jahreskapazitäten zeitlich vor den Quartalskapazitäten, diese vor den Monatskapazitäten, diese vor den Tageskapazitäten und diese vor den untätigen Kapazitäten verauktioniert bzw. übernommen werden, so dass aufgrund der Unterbrechung entsprechend des Zeitstempels von einer Unterbrechung der Kapazitäten in zum Vertragsschluss umgekehrter Reihenfolge auszugehen ist.

CAP ist die Gesamtmenge der unterbrechbaren Kapazität für die jeweilige Art des Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität.

Der nach der vorstehend genannten Formel ermittelte Abschlag wurde jeweils auf den vollen Prozentwert aufgerundet.

- 148 Mit  $N$ ,  $D_{\text{int}}$  sowie  $CAP_{\text{av.int}}$  fließen Erwartungswerte in die Berechnung des Faktors Pro ein. Aus Sicht der Beschlusskammer lassen sich hinreichend verlässliche Prognosewerte nur bei der Untersuchung eines Zeitraums in der Vergangenheit ziehen. Auf Grundlage von Vergangenheitswerten kann indikativ geschlossen werden, wie wahrscheinlich eine Unterbrechung in der Zukunft sein wird. Dabei ist es nur wenig sachgerecht, einen Betrachtungszeitraum anzusetzen, der zu weit in die Vergangenheit ragt. Dies könnte zu Verzerrungen führen, wenn etwa weit in der Vergangenheit liegende Änderungen der tatsächlichen Verhältnisse an einem Anschlusspunkt (beispielsweise wegen Netzausbaus) auf die Unterbrechungswahrscheinlichkeiten in der Gegenwart auswirken würden. Auch aus Praktikabilitätsabwägungen ist ein zu langer Betrachtungszeitraum nicht heranzuziehen, weil den Netzbetreibern eine Ermittlung der Unterbrechungen in ferner Vergangenheit nicht ohne weiteres möglich ist. Andererseits ist auch ein zu kurzer Betrachtungszeitraum nur wenig sachgerecht, weil hier bei kurzfristig auftretenden und für die generelle Unterbrechungswahrscheinlichkeit nicht repräsentativen Besonderheiten ebenso Verzerrungen zu befürchten sind. Aus Sicht der Beschlusskammer ist demnach ein Betrachtungszeitraum von drei Jahren sachgerecht; die Variablen  $N$ ,  $D_{\text{int}}$  sowie  $CAP_{\text{av.int}}$ , sind demnach über eine Betrachtung der unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten in einem Zeitraum von drei Jahren zu ermitteln. Durch diesen Betrachtungszeitraum wird die Gefahr einer Berücksichtigung von nicht mehr den tatsächlichen Gegebenheiten entsprechenden Bedingungen einerseits und die Gefahr einer Verzerrung durch nicht ausreichende und repräsentative Datengrundlagen andererseits voraussichtlich minimiert. Insoweit findet man mit einem Betrachtungszeitraum von drei Jahren eine angemessene Balance. Daher werden grundsätzlich die letzten drei abgeschlossenen Gaswirtschaftsjahre betrachtet.
- 149 Da die für  $N$ ,  $D_{\text{int}}$  sowie  $CAP_{\text{av.int}}$  ermittelten Werte auf vergangenheitsbezogenen Daten beruhen, hat die Beschlusskammer bei der Berechnung des Faktors Pro einen Sicherheitszuschlag in Höhe von 10 Prozentpunkten (im L-Gas-Netz) bzw. 20 Prozentpunkten (im H-Gas-Netz) vorgenommen. Damit wird sichergestellt, dass die Vorgaben des Art. 16 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 im Hinblick auf das Ansetzen von prognostizierten Werten umgesetzt werden. Da für die Berechnung der Wahrscheinlichkeit ein Vergangenheitszeitraum betrachtet wird und nicht sicher davon ausgegangen werden kann, dass die Unterbrechungswahrscheinlichkeit in der Gegenwart bei der Betrachtung des vergangenen Jahres vollständig treffend abgebildet wird, ist ein Sicherheitszuschlag erforderlich. Die Rahmenbedingungen können sich mit Auswirkungen auf die tatsächliche Unterbrechungswahrscheinlichkeit geändert haben, eine nicht mehr vollumfänglich den realen Begebenheiten entsprechende Berechnung ist jedenfalls nicht auszuschließen. Zudem sind die ermittelten Werte für  $N$ ,  $D_{\text{int}}$  sowie  $CAP_{\text{av.int}}$  nur Prognosewerte, welche aufgrund von

Erfahrungen in der Vergangenheit lediglich indiziert werden. Etwaige Abweichungen zwischen der auf historischen Daten beruhenden Berechnung und der gegenwärtigen Situation werden mit dem Sicherheitszuschlag insofern aufgefangen. Auch der Wortlaut von Art. 29 lit. b Ziffer ii Nr. 3 der Verordnung (EU) 2017/460 („vergangene und/oder prognostizierte Daten, die bei der Bewertung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung gemäß Nummer 2 verwendet wurden“) spricht dafür, dass eine Kombination von Vergangenheits- und Prognosewerten angezeigt ist, um eine sachgerechte Ermittlung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung vorzunehmen.

- 150 Hintergrund eines Sicherheitszuschlags in Höhe von 20 Prozentpunkten im H-Gas-Netz ist die Marktgebietszusammenlegung zum 01.10.2021, die im H-Gas-Netz ein einschneidendes Ereignis auf dem Gasmarkt darstellt. Der Zuschnitt der Marktgebiete wird sich in erheblicher Weise verändern und die Zuordenbarkeit und somit die Nutzungsmöglichkeit von Kapazitätsprodukten wird durch zahlreiche neue Kombinationen von Ein- und Ausspeisepunkten erweitert. Diese enorme Erweiterung der freien Zuordnungsmöglichkeiten hat zur Folge, dass sich die Höhe der festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) im Vergleich zu der FZK-Menge in den getrennten (kleineren) Marktgebieten ohne die Ergreifung weiterer Maßnahmen reduzieren würde. Berechnungen der Fernleitungsnetzbetreiber zufolge kann auf Grundlage der physischen Infrastruktur nach der Marktgebietszusammenlegung nur noch ca. 22 Prozent der bisher in Summe in den beiden deutschen Marktgebieten angebotenen einspeiseseitigen FZK dargestellt werden. Diese faktischen Änderungen werden durch regulatorische Prozesse begleitet. So wurde mit Beschluss vom 25.03.2020 (BK7-19-037) durch die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur ein Überbuchungs- und Rückkaufsystems der Fernleitungsnetzbetreiber für das Angebot zusätzlicher Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet („KAP+“) im H-Gas-Netz genehmigt. Dieses System ermöglicht das Angebot von zusätzlichen festen Kapazitäten auf der Einspeiseseite, die in einem gemeinsamen Marktgebiet mit der gegenwärtigen physikalischen Infrastruktur nicht darstellbar wären.
- 151 Um ohne Ertüchtigung der physikalischen, engpassbehafteten Infrastruktur dem Markt trotzdem zusätzliche, feste Kapazitäten anbieten zu können, bedarf es für die Fernleitungsnetzbetreiber eines Absicherungsmechanismus. Auf Grund der vorhandenen Engpässe könnten sich durch die tatsächliche Nutzung der zusätzlichen, festen – physikalisch nicht darstellbaren – Kapazitäten Transportengpässe ergeben. Um diese beheben zu können, wurde es den Fernleitungsnetzbetreibern durch das Kap+-Verfahren ermöglicht, diese Engpässe durch sogenannte marktbasierende Instrumente (MBI) zu beheben. Dabei soll der Einsatz dieser MBI so gering wie möglich gehalten werden. Daher liegt dem genehmigten Konzept auch zu Grunde, dass vorrangig zum Einsatz der MBI die Fernleitungsnetzbetreiber alle sonstigen dem Transportengpass entgegenwirkenden netz- und marktbezogenen Maßnahmen gemäß § 16 Abs. 1 Nr. 2 EnWG auszuschöpfen haben. Dazu zählt unter anderem auch die Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten. Somit sind beim Vorliegen eines Transportengpasses (sofern wirksam) vorrangig die genutzten unterbrechbaren Kapazitäten

(ausgenommen von dieser Vorrangsregelung sind lediglich unterbrechbare interne Bestellkapazitäten) zu unterbrechen, bevor – soweit notwendig – weitere MBI zum Einsatz kommen. Dabei kann eine wirksame Behebung eines Transportengpasses durch die Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten auch bei der Nutzung unterbrechbarer Ausspeisekapazitäten vorliegen, auch wenn durch die Kap+-Festlegung ausschließlich das Angebot von festen Einspeisekapazitäten erhöht werden soll.

- 152 Unter Anwendung der Kap+-Festlegung planen die Fernleitungsnetzbetreiber auch für den Zeitraum vom 01.10.2022 bis 01.10.2023 neben den durch die Netzinfrastruktur darstellbaren FZK zusätzliche FZK dem Markt an den Einspeisepunkten anzubieten. Diese zusätzlichen FZK sind nicht mehr alleinig durch die physikalische Netzinfrastruktur abgesichert, sondern werden mit marktbezogenen Maßnahmen, sogenannte MBI abgesichert. Im Nutzungsfall könnten daher Transportengpässe auftreten. Sofern dies der Fall wäre, würden vorrangig zunächst unterbrechbare Kapazitäten unterbrochen werden, sofern dies engpassbeseitigend wirkt, bevor – sofern noch notwendig – die MBI zum Einsatz kämen. Im Gaswirtschaftsjahr 2021/22 betrug das Verhältnis zwischen durch die Netzinfrastruktur darstellbaren FZK und durch MBI abgesicherte zusätzliche FZK ein Drittel zu zwei Drittel. Für das GWJ 2022/23 beträgt das Verhältnis ebenfalls ein Drittel zu zwei Drittel.
- 153 Aufgrund dieser Umstände kann nicht ausgeschlossen werden, dass die Wahrscheinlichkeit der Unterbrechungen im gemeinsamen Marktgebiet im H-Gas-Netz ansteigen wird. Die Beschlusskammer 9 nimmt diese Entwicklungen zum Anlass, einen erhöhten Sicherheitszuschlag für Kopplungspunkte im H-Gas-Netz festzulegen, um den Unwägbarkeiten im Zusammenhang mit der Marktgebietszusammenlegung und dem Angebot zusätzlicher, nicht alleinig durch die Netzinfrastruktur darstellbarer fester Kapazitäten gerecht zu werden. Feststehende Erkenntnisse zu den voraussichtlichen Unterbrechungen haben sich bisher nicht ergeben. Anders als in den Festlegungsverfahren BEATE (BK9-14/608), BEATE 2.0 (BK9-18/608), MARGIT 2020 (BK9-18/612), MARGIT 2021 (BK9-19/612) sowie MARGIT 2022 (BK9-20/612) bestehen für das gemeinsame Marktgebiet keine Vergangenheitswerte, auf die repräsentativ zurückgegriffen werden könnte. Derartige Erkenntnisse werden erst nach der Marktgebietszusammenlegung nach und nach zur Verfügung stehen. Diese Unwägbarkeiten sprechen für einen erhöhten Sicherheitszuschlag.
- 154 Hierbei hat die Beschlusskammer einerseits berücksichtigt, dass in einem gasqualitätsübergreifendem Marktgebiet einerseits gewisse Vereinheitlichungen sinnvoll sind, da diese zu einer erhöhten Liquidität beitragen. Andererseits sind entsprechende Differenzierungen nach verschiedenen Punkten bzw. Punkttypen auch in Art. 16 der Verordnung (EU) 2017/460 angelegt, so dass differenzierte Betrachtungen der L-Gas- und H-Gas-Netzinfrastruktur nicht ausgeschlossen und an dieser Stelle aufgrund der dargelegten Mechanismen im gemeinsamen Marktgebiet geboten sind.

- 155 Ein Sicherheitszuschlag in Höhe von 20 Prozentpunkten im L-Gas-Netz ist auch in sachlicher Hinsicht nicht geboten, da die maßgeblich für einen erhöhten Sicherheitszuschlag im H-Gas-Netz sprechende Gefahr einer steigenden Unterbrechungswahrscheinlichkeit im L-Gas-Netz dergestalt nicht zu erwarten ist. Eine Begründung für einen höheren Sicherheitszuschlag als 10 Prozentpunkte liegt demnach für das L-Gas-Netz nicht vor. Hier verbleibt es bei einem Unterbrechungsrisiko, das mit einem Sicherheitszuschlag in Höhe von 10 Prozentpunkten aus Sicht der Beschlusskammer hinreichend abgebildet wird.
- 156 Die absolute Höhe eines Sicherheitszuschlags lässt sich hierbei nicht zweifelsfrei ermitteln und ist stets das Ergebnis eines Abwägungsprozesses. Die durch die Marktgebietzzusammenlegung sich verstärkenden generellen Unsicherheiten verbunden mit der möglicherweise höheren Wahrscheinlichkeit des Eintritts eines Unterbrechungsfalls im H-Gas-Netz sprechen bereits grundsätzlich für einen höheren Sicherheitszuschlag. Da das Verfahren nach Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 jährlich durchzuführen ist, können diese Fragestellungen anhand der sich dann einstellenden neuen Erkenntnisse immer wieder neu bewertet werden. Insoweit ist es verfahrensrechtlich bereits angelegt, dass die Forderung von OMV Gas nach einer Evaluierung der Erhöhung des Sicherheitszuschlags in Zukunft entsprochen werden kann.
- 157 Zudem wurde beachtet, dass auch für den Zeitraum vom 01.10.2022 bis 01.10.2023 geplant ist, zusätzliche FZK mit Hilfe von marktbezogenen Maßnahmen anzubieten. Diese zusätzlichen FZK sind nicht mehr alleinig durch die physikalische Netzinfrastruktur darstellbar.
- 158 Die Beschlusskammer hat auch berücksichtigt, dass sich jede Erhöhung des Sicherheitszuschlags in einem steigenden Referenzpreis für feste, frei zuordenbare Kapazitäten ausdrückt, der von allen Netznutzern getragen werden muss. Rechnerisch und faktisch muss hierbei auch berücksichtigt werden, dass der erhöhte Sicherheitszuschlag aufgrund der Regelung in der Festlegung REGENT 2021 (BK9-19/610) zu einer Erhöhung des zulässigen Spielraums für die Entgelte von bedingten, verbindlichen Kapazitätsprodukten an Kopplungspunkten führt, denn hiernach dürfen Kapazitätsentgelte für bedingt feste, frei zuordenbare Kapazitäten (bFZK) und feste, dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK) durch die Rabattierung nicht niedriger sein als das Kapazitätsentgelt für das am geringsten rabattierte vollständig unterbrechbare Standardkapazitätsprodukt (uFZK) an diesem Punkt. Der Korridor für die bedingten, verbindlichen Kapazitätsprodukte soll weiterhin nach oben durch das FZK- und nach unten durch das uFZK-Produkt begrenzt werden. Allerdings ist der Korridor auf Grund des höheren uFZK-Rabatts bei H-Gas-Punkten seit dem 01.10.2021 breiter.
- 159 Bei einer maximalen Ausschöpfung dieses Korridors hat die Beschlusskammer aufgrund der Erhöhung des Sicherheitszuschlags bezüglich des Entgeltzeitraums vom 01.10.2021 bis zum 31.12.2021 eine indikative Entgelterhöhung von 3,9 % angenommen (siehe hierzu die Ausführungen Rn. 59 in der Festlegung MARGIT 2021 vom 11.09.2020, Az. BK9-19/612). Diese Entgelterhöhung liegt jedoch noch in einem Bereich, der sich als nicht derart gravierend darstellt,

dass Fragen der sinkenden Liquidität durchschlagend gegen eine entsprechende Erhöhung des Sicherheitszuschlages sprechen, zumal gleichzeitig ein erweiterter Rabattpielraum für bedingte, verbindliche Kapazitätsprodukte entsteht, welches das vielfach behauptete Mengenrisiko (vgl. Art. 7 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460) – sofern zukünftig vorhanden – mindern sollte. Zudem können, sollte sich der erhöhte Sicherheitszuschlag als nicht sachgerecht erweisen, im Rahmen der jährlichen Entscheidungen nach Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 insoweit Anpassungen vorgenommen werden.

- 160 Diese Effekte werden von der Beschlusskammer als noch moderat beurteilt. Dies gilt umso mehr, als die im voranstehenden Absatz ermittelte indikative Entgelterhöhung auf der Annahme beruht, dass die Rabattspanne bei allen Kapazitätsprodukten an Kopplungspunkten (einschließlich bFZK und DZK) voll ausgeschöpft wird. Die Vergangenheit zeigte allerdings, dass die maximale Rabattspanne nicht von allen Fernleitungsnetzbetreibern ausgenutzt wurde.
- 161 Es liegen keine Anhaltspunkte dafür vor, dass sich die relative Änderung des Referenzpreises aufgrund der Höhe des Sicherheitszuschlags für das Kalenderjahr 2023 abweichend darstellt.
- 162 Bei der Festlegung des Sicherheitszuschlags auf 10 Prozentpunkte (im L-Gas-Netz) bzw. 20 Prozentpunkte (im H-Gas-Netz) berücksichtigt die Beschlusskammer auch, dass selbst wenn in einzelnen Fällen ein Rabatt von 10 bzw. 20 Prozentpunkten nicht ausreichend sein sollte, um die in Folge einer Unterbrechung entstehenden Kosten vollumfänglich abzudecken, er aber insbesondere bei Betrachtung des gesamten Händlerportfolios mehr als ausreichend ist. Die Höhe des jeweiligen Sicherheitszuschlags beläuft sich auf ein Vielfaches des nach der Formel in Art. 16 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 berechneten Faktors Pro, so dass auch eventuelle Unschärfen bei der Ermittlung dieses Faktors für ausschließlich saisonal genutzte Speicher oder von Netzkunden exklusiv genutzte Speicher hinreichend aufgefangen werden. Diese eventuellen Unschärfen nimmt auch der Ordnungsgeber in Kauf. Dies kommt insbesondere in Art. 16 Abs. 3 i.V.m. Art. 21 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zum Ausdruck, die die Vereinheitlichung des Faktors Pro je Standardkapazitätsprodukt an allen Ein- sowie an allen Ausspeisepunkten zum selben Ein- und Ausspeisesystem bzw. zu vergleichbaren Systemen zulassen.
- 163 Mittels des Sicherheitszuschlags in Höhe von 10 Prozentpunkten (im L-Gas-Netz) bzw. 20 Prozentpunkten (im H-Gas-Netz) sind nach Auffassung der Beschlusskammer auch etwaige Unschärfen hinreichend berücksichtigt, die sich möglicherweise daraus ergeben können, dass Renominierungen nicht als Unterbrechung für die Berechnung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit gewertet werden. Zwar mag man annehmen können, dass gerade solche Renominierungen, die der Netznutzer auf Anfrage des Fernleitungsnetzbetreibers vornimmt, um nicht unterbrochen zu werden, aus Sicht des Fernleitungsnetznutzers einer tatsächlichen Unterbrechung in ihrer Wirkung zumindest teilweise entsprechen. Es wäre aus Sicht der Beschlusskammer indes unverhältnismäßig, generell von jedem Fernleitungsnetzbetreiber zu verlangen, dass dieser die „unfreiwilligen“ Renominierungen in die Berechnung der

Unterbrechungswahrscheinlichkeit der jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkte einfließen lassen muss. Die Praxis hinsichtlich der Durchführung von Unterbrechungen und Renominierungen wird von den Marktteilnehmern nicht einheitlich gehandhabt. Manchen Marktteilnehmern ist es jedenfalls datenverarbeitungssystembedingt nicht möglich, Renominierungen nach Ankündigung einer Unterbrechung als Unterbrechung zu erfassen; es kann nur zwischen tatsächlicher Unterbrechung und Renominierung, gleich ob freiwillig oder eher unfreiwillig, unterschieden werden. Eine Festlegung dahingehend, den Netzbetreibern vorzuschreiben, bei ihrer Berechnung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit nur „unfreiwillige“, nicht aber freiwillige Renominierungen zu erfassen, würde Netzbetreiber und ihre elektronischen Datenverarbeitungssysteme teilweise vor große Schwierigkeiten stellen. Etwaige, aus der Nichtberücksichtigung folgende Effekte in Form von „zu niedrigen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten“ werden gleichwohl mit dem Sicherheitszuschlag in Höhe von 10 Prozentpunkten (im L-Gas-Netz) bzw. 20 Prozentpunkten (im H-Gas-Netz) vorsorglich aufgefangen werden.

b. Anpassungsfaktor A

- 164 Neben *Pro* fließt als weiterer Faktor *A* in die Berechnung des ex-ante-Abschlags ein. *A* ist hierbei der Anpassungsfaktor, der gemäß Artikel 28 und im Einklang mit Artikel 41 Absatz 6 Buchstabe a der Richtlinie 2009/73/EG von der Regulierungsbehörde festgesetzt oder genehmigt wird und den geschätzten wirtschaftlichen Wert dieser Art des Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität widerspiegelt. Die Beschlusskammer setzt den Wert für *A* für alle Standardkapazitätsprodukte auf 1. Dies entspricht der Vorgabe des Art. 16 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, wonach *A* für jeden, einige oder alle Kopplungspunkte berechnet wird und mindestens 1 beträgt. Zwar ist in Art. 16 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eine Schätzung des wirtschaftlichen Wertes je Standardkapazitätsprodukt zur Ermittlung von *A* als Möglichkeit angelegt. Die Beschlusskammer erachtet jedoch eine solche Schätzung grundsätzlich als nicht erforderlich und nicht sachgerecht. Eine Schätzung mit Bezug zu Standardkapazitätsprodukten würde außer Acht lassen, dass der Anpassungsfaktor je nach Art des Netznutzers und Zweck der Buchung höchst unterschiedliche wirtschaftliche Werte haben müsste. Eine Differenzierung allein nach Standardkapazitätsprodukten wäre in diesem Fall eine nicht sachgemäße Durchschnittsbildung. Es ist auch nicht ersichtlich, dass bei Anwendung des Faktors *Pro* in Verbindung mit dem Sicherheitszuschlag von 10 Prozentpunkten (im L-Gas-Netz) bzw. 20 Prozentpunkten (im H-Gas-Netz) insgesamt unsachgemäße Abschläge ermittelt werden, die einer Anpassung über den Anpassungsfaktor *A* bedürfen.
- 165 Wie bereits ausgeführt, geht die Beschlusskammer davon aus, dass insbesondere bei Betrachtung des gesamten Händlerportfolios ein Rabatt von mindestens 10 Prozentpunkten (im L-Gas-Netz) bzw. 20 Prozentpunkten (im H-Gas-Netz) mehr als ausreichend ist. Auch aufgrund der Tatsache, dass sich die in der Vergangenheit angewandte Berechnungsformel für den



Großteil der Marktteilnehmer bewährt hat, sieht die Beschlusskammer derzeit keine Notwendigkeit dafür, eine Anpassung vorzunehmen.

- 166 Das oben unter Randnummer 88f. zu den Auswirkungen von Kapazitätsänderungen auf Multiplikatoren Ausgeführte gilt bei der Änderung eines unterbrechbaren Standardkapazitätsprodukts entsprechend. Auch hier gilt, dass es für die Ermittlung eines Abschlags (einschließlich seiner Höhe) auf die Sachlage im Zeitpunkt des Vertragsschlusses ankommt. Bei der Umwandlung eines unterbrechbaren in ein festes Standardkapazitätsprodukt entfällt nicht nachträglich der Rabatt. Dieser bleibt für den bereits abgelaufenen Zeitraum und für die Restlaufzeit der nicht umgewandelten Kapazität unverändert bestehen. Für das bei der Umwandlung gebuchte feste Kapazitätsprodukt hat der Netznutzer indes das Entgelt für ein festes Standardkapazitätsprodukt ohne den Rabatt, der sich aus der Unterbrechungswahrscheinlichkeit ergibt – ggf. zuzüglich eines Multiplikators oder anderer Rabatte – zu entrichten.

Die entsprechend dieser Ausführungen ermittelten Abschläge ( $D_{\text{ex-ante}}$ ) sind der Anlage I zu entnehmen.

### 7. Kostenentscheidung

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

### 8. Öffentliche Bekanntmachung

- 168 Da die Festlegung gegenüber allen deutschen Fernleitungsnetzbetreibern i.S.d. § 3 Nr. 5 EnWG erfolgt, ersetzt die Beschlusskammer die Zustellung nach § 73 Abs. 1 S. 1 EnWG gemäß § 73 Abs. 1a S. 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 Regulierungsbehörde im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden. Die Festlegung gilt nach § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Regulierungsbehörde zwei Wochen verstrichen sind.

### 9. Anlage

Die Anlage I ist Bestandteil dieses Beschlusses.

## Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) 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 (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Bonn, den 02.06.2022

Beisitzerin als Vorsitzende

Beisitzer

Beisitzer

Dr. Ulrike Schimmel

Dr. Björn Heuser

Roland Naas

Trading Hub Europe (THE)							
			Di <sub>lex-ante</sub>				
Flussrichtung am Netzkopplungspunkt	Name des angrenzenden Marktgebietes	Gasqualität	untertägige Kapazität	Tageskapazität	Monatskapazität	Quartalskapazität	Jahreskapazität
Flow direction at connection point	Name of adjacent market area	Gas quality	within-day capacity	daily capacity	monthly capacity	quarterly capacity	yearly capacity
Entry	Czech Balancing Zone	H-Gas	21%	21%	21%	21%	21%
Exit	Czech Balancing Zone	H-Gas	21%	21%	21%	21%	21%
Entry	Austrian Balancing Zone	H-Gas	21%	21%	21%	21%	20%
Exit	Austrian Balancing Zone	H-Gas	23%	22%	22%	22%	21%
Entry	RC Lindau (ehem. Voralberg; Österreich)	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	RC Lindau (ehem. Voralberg; Österreich)	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Entry	Zone Kiefersfelden-Pfronten (Österreich)	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	Zone Kiefersfelden-Pfronten (Österreich)	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Entry	Belgian and Luxembourg Balancing Zone	H-Gas	21%	20%	20%	20%	20%
Exit	Belgian and Luxembourg Balancing Zone	H-Gas	21%	21%	21%	21%	20%
Entry	Dutch Balancing Zone	H-Gas	21%	20%	20%	20%	20%
Exit	Dutch Balancing Zone	H-Gas	21%	21%	21%	20%	20%
Entry	Dutch Balancing Zone	L-Gas	11%	11%	11%	11%	11%
Exit	Dutch Balancing Zone	L-Gas	11%	11%	11%	11%	11%
Entry	Danish Balancing Zone	H-Gas	21%	21%	21%	20%	20%
Exit	Danish Balancing Zone	H-Gas	21%	20%	20%	20%	20%
Entry	Norwegen	H-Gas	21%	21%	21%	21%	20%
Exit	Norwegen	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Entry	Schweiz (ehem. RC Thayngen-Fallentor, RC Basel, Wallbach)	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	Schweiz (ehem. RC Thayngen-Fallentor, RC Basel, Wallbach)	H-Gas	21%	21%	21%	21%	21%
Entry	Trading Region France (ehem. PEG North)	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	Trading Region France (ehem. PEG North)	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Entry	E-Gas Transmission System (GCP) (ehem. Polish E-gas Balancing Zone)	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	E-Gas Transmission System (GCP) (ehem. Polish E-gas Balancing Zone)	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Entry	Transit Gas Pipeline System (TGPS) (ehem. YAMAL (TGPS) Pipeline; Polen)	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	Transit Gas Pipeline System (TGPS) (ehem. YAMAL (TGPS) Pipeline; Polen)	H-Gas	21%	21%	20%	20%	20%
Entry	Russland	H-Gas	21%	21%	20%	20%	20%
Exit	Russland	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%