



## **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 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 41 Abs. 6 lit. a der Richtlinie 2009/73/EG i.V.m. Art. 12 Abs. 3 lit. b und Art. 32 Abs. 1 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (NC TAR)

wegen **Genehmigung der Neuberechnung des Referenzpreises für das Jahr 2023 (REGENT-Neuberechnung 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	Stefan Tappe

am 25.10.2022 beschlossen:

1. Den im deutschen Marktgebiet tätigen Fernleitungsnetzbetreibern wird die Neuberechnung des Referenzpreises für das Jahr 2023 genehmigt.
2. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

# GRÜNDE

## I. Sachverhalt

### 1. Energiemarkt und Entgelte 2022/2023

Die im deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (im Folgenden: THE) tätigen Fernleitungsnetzbetreiber haben im Mai 2022 den Referenzpreis und die darauf basierenden Reservepreise für das Entgeltjahr 2023 veröffentlicht.<sup>1</sup> Hierbei haben sie die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke gemäß der Festlegung REGENT 2021 vom 11.09.2020 angewandt (BK9-19/610). Als Referenzpreis für eine feste, frei zuordenbare Jahreskapazität wurde ein Entgelt von 4,82 € pro (kWh/h)/a veröffentlicht. Für das Entgeltjahr 2022 war noch ein Referenzpreis von 3,51 € pro (kWh/h)/a maßgeblich gewesen.

Bei der Veröffentlichung für das Jahr 2023 wurden bereits wesentliche Einflüsse des russischen Überfalls auf die Ukraine berücksichtigt. So wurden fortschreitende Zahlungsausfälle, die bei mehreren Fernleitungsnetzbetreibern bereits im April/Mai 2022 angefallen sind, entsprechend auch in der Prognose für das Jahr 2023 kapazitätsmindernd angesetzt. Hinsichtlich der volatilen Kosten für die Treibenergie wurden entsprechend der Marktentwicklung im Mai 2022 höhere Kosten im Vergleich zu den Vorjahren angesetzt.

Diese Entwicklungen führten bereits für das laufende Jahr 2022 zu einer erheblichen finanziellen Belastung der Fernleitungsnetzbetreiber, da für das Jahr 2022 in den Prognosen im Mai 2021 die aktuelle Situation (faktische Zahlungsausfälle und deutlich angestiegene tatsächliche Treibenergiekosten) nicht abzusehen war und somit nicht berücksichtigt werden konnte. Für das Jahr 2022 wurde daher in zahlreichen Erörterungen eruiert, ob regulatorische Anpassungen zur Sicherung der Liquidität erforderlich sind. Um den Grundgedanken des NC TAR nach frühzeitig veröffentlichten, grundsätzlich verbindlichen Tarifen gerecht zu werden, wurden zur Überbrückung dieses Zwischenzeitraums durch eine deutlich stärkere Inanspruchnahme – als normalerweise üblich – von Liquiditätsmöglichkeiten der Fernleitungsnetzbetreiber eine Lösung gefunden und eine Tarifneuberechnung verhindert.

Im Verlauf des Jahres 2022 haben die weiteren Entwicklungen auf dem Gasmarkt dazu geführt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber-Prognose aus dem Mai 2022 für das Jahr 2023 noch

---

<sup>1</sup> Siehe zu den rechtlichen Grundlagen der Veröffentlichung und den Fristen das Hinweispapier für Fernleitungsnetzbetreiber zur Veröffentlichung von Entgelten gemäß Art. 29, 31 und 32 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 („NC TAR“) zum 03.06.2022, abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK09/BK9\\_71\\_EHB\\_Leif/BK9\\_EHB\\_Leif.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK09/BK9_71_EHB_Leif/BK9_EHB_Leif.html).

weiter von der tatsächlichen Erlös- und Kostenlage der Fernleitungsnetzbetreiber abweichen wird, als es für die Abweichung der Prognose aus dem Mai 2021 für den Zeitraum 2022 galt. Vereinzelt wurde diesbezüglich das etwaige Erfordernis einer Neuberechnung des Referenzpreises an die Bundesnetzagentur herangetragen. Um die Entwicklung und die möglicherweise darauf beruhende Abweichung von der Mai-Prognose besser abschätzen zu können, hat die Bundesnetzagentur bei den Fernleitungsnetzbetreibern Mitte August Daten zu einer Aktualisierung der Prognose aus dem Mai 2022 für das Jahr 2023 angefordert. Bereits diese indikativen Daten haben gezeigt, dass es bei einer Neuberechnung zu einer erheblichen Entgeltsteigerung kommen würde. Hierbei wurden u.a. weitere, nach dem Mai 2022 aufgetretene Zahlungsausfälle bei der Kapazitätsprognose für das Jahr 2023 berücksichtigt. Der wesentliche Teil der indikativen Entgeltsteigerung war jedoch auf gestiegene Kosten insbesondere für Treibenergie zurückzuführen. Gegenläufige Effekte zum Ausfall von russischen Gaslieferungen durch höhere Kapazitätsbuchungen an den Grenzen zu Norwegen, den Niederlanden und Belgien konnten diese Effekte nur leicht abmildern.

Mit Blick auf die Voraussetzungen des Art. 12 Abs. 3 lit. b NC TAR für die Genehmigung einer Entgeltneuberechnung hat die Bundesnetzagentur Mitte September 2022 eine erneute indikative Datenlieferung bei den Fernleitungsnetzbetreibern angefordert. Hierbei sollten alle Fernleitungsnetzbetreiber hinsichtlich der Treibenergiekosten eine aktualisierte, bestmögliche Schätzung vornehmen und zudem erläutern, inwiefern außergewöhnliche Umstände vorliegen würden, unter denen eine Nichtanpassung der Entgelthöhe den Betrieb des Fernleitungsnetzbetreibers gefährden würde. Zudem sollten die Fernleitungsnetzbetreiber bestmöglich abschätzen, ob und inwieweit es bei einer antizipierten Entgeltsteigerung zur Ausübung von dann gegebenenfalls entstehenden Kündigungsmöglichkeiten kommen könnte.

Gemäß der aktualisierten, indikativen Werte wären bei einer erneuten Prognose die zulässigen Erlöse insgesamt um ca. 44 % zu erhöhen. Die absolute Erhöhung betrüge ca. 1,1 Mrd. €. Die angesetzten zulässigen Erlöse für das Jahr 2023 wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern mit nunmehr ca. 3,7 Mrd. € angesetzt, im Vergleich zur Prognose im Mai 2022 von ca. 2,6 Mrd. €. Drei Fernleitungsnetzbetreiber verzeichnen Steigerungen ihrer prognostizierten zulässigen Erlöse um mehr als 60 %. Über die Hälfte der angesetzten zulässigen Erlöse entfallen auf diese drei Fernleitungsnetzbetreiber.

Die Kapazitätsprognose hat sich im Vergleich zu Mai 2022 um ca. 5 % leicht erhöht. Hierbei wurden nicht unerhebliche, antizipierte Kündigungen aufgrund der angenommenen Preissteigerung durch gegenläufige Buchungseffekte auf Grund der – nicht in diesem Maße antizipierten – stärkeren Nachfrage an den Grenzen zu Norwegen, den Niederlanden und Belgien leicht überkompensiert.

Die Beschlusskammer hat keine Anhaltspunkte dafür, dass die aktualisierte Prognose der zulässigen Erlöse und der Kapazitätsvermarktung nicht sachgerecht wäre.

Gemäß der aktualisierten Prognose könnte sich ein neuer Referenzpreis von ca. 6,60 € pro (kWh/h)/a ergeben. Die Beschlusskammer weist bereits jetzt darauf hin, dass dies ein indikativer Wert ist, der sich bei der tatsächlichen, iterativen Neuberechnung durch die Fernleitungsnetzbetreiber nach einer Genehmigung der Neuberechnung voraussichtlich noch ändern wird.

Bezüglich aller Fernleitungsnetzbetreiber gilt, dass Abweichungen von der Prognose zu den tatsächlichen Kosten des Jahres 2023, insbesondere der Treibenergie oder sich nicht einstellenden Buchungen regulär über das Regulierungskonto nach § 5 ARegV abgewickelt werden könnten. Hierzu müsste jedoch eine Zwischenfinanzierung erfolgen, da die Mindereinnahmen des Jahres 2023 über das Regulierungskonto erst in den Jahren 2026 bis 2028 erwirtschaftet werden könnten. Sofern im Folgenden die Zwischenfinanzierung der Mindereinnahmen erörtert wird, ist stets die Zwischenfinanzierung der bisher nicht berücksichtigten Mehrkosten des Jahres 2023 bis in die Jahre 2026 bis 2028 gemeint.

## **2. Stellungnahmen von Fernleitungsnetzbetreibern**

Diese indikativen Werte wurden von einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern u.a. mit folgenden Erwägungen begleitend erläutert. Weitere eingebrachte Erwägungen konnten zum Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen an dieser Stelle nicht wiedergegeben werden:

### **2.1. Gasunie**

Nach Ansicht der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (im Folgenden: Gasunie) hätten sich im Vergleich zur Prognose im Mai 2023 die relevanten Eingangsgrößen für die Netzentgeltkalkulation signifikant verändert. Es sei zu einer kompletten Umkehr der Lastflüsse im gesamten Marktgebiet gekommen, was zu deutlich erhöhten Verdichtereinsätzen geführt habe. Dies habe in Verbindung mit drastisch gestiegenen Energiekosten für den Verdichterbetrieb zu einer signifikanten Erhöhung der prognostizierten Kosten geführt. Der Mengeneffekt sei mit ca. 65 %, der Preiseffekt mit ca. 250 % anzusetzen.

Das Jahr 2023 sei zudem durch die im Vergleich zum Kenntnisstand Mai 2022 beschleunigte Inbetriebnahme der LNG-Netzanschlüsse in Brunsbüttel und Stade und entsprechend erhöhten Kosten geprägt.

Aus diesen Gründen sei zur uneingeschränkten Sicherstellung der Liquidität des Geschäftsbetriebs eine Neukalkulation der Entgelte erforderlich. Ein Ausgleich über das Regulierungskonto in den Jahren 2026 bis 2028 biete in Anbetracht des hohen Liquiditätsbedarfs aufgrund des zeitlich verzögerten Ausgleichs hierfür keine adäquate Lösung.

## **2.2. GRTgaz Deutschland**

Eine Neuberechnung des Tarifs sei zwingend erforderlich. Bezüglich der langfristigen Bestandsverträge, welche nur für Mengen aus der Nord Stream 1 relevant seien, sei von einer Kündigung auszugehen. Damit würde ein Großteil der Einnahmen von GRTgaz Deutschland GmbH (im Folgenden: GRTgaz Deutschland) wegbrechen. Gleichzeitig sei nahezu eine Verzehnfachung der Treibgaskosten zu verzeichnen, wobei nicht nur die Preissteigerung ausschlaggebend sei. Aufgrund der Flussverlagerung sei auch der Verdichterbedarf auf der MEGAL gestiegen. Aufgrund längerer Transportwege müssten die Verdichter länger und mit höherer Leistung betrieben werden.

Um eine unzumutbare und nicht mehr tragbare Vorfinanzierung der gestiegenen Kosten zu vermeiden, sei eine Neuberechnung des Tarifs für das Jahr 2023 zwingend geboten. Der Liquiditätsbedarf könne nicht durch den regulären Betrieb gedeckt werden. Die im Vergleich zu früheren Jahren um den Faktor 10 gestiegenen Treibgaskosten würden die Erlösobergrenze erheblich übersteigen.

Ohne eine Neuberechnung des REGENT-Tarifes müssten bis zu 165 Mio. € vorfinanziert werden. Der erforderliche Finanzierungsbedarf entspräche nahezu 85 % der prognostizierten Erlösobergrenze und würde für Kreditinstitute eine Überschuldung darstellen. Im Zusammenspiel mit den steigenden Finanzierungskosten sei eine Fremdfinanzierung des Liquiditätsbedarfs nicht gesichert und könnte allenfalls mit erheblichen Risikoaufschlägen seitens der Kreditinstitute ermöglicht werden.

## **2.3. Ontras**

Der Netzbetreiber ONTRAS Gastransport GmbH (im Folgenden: Ontras) hat eine Liquiditätsplanung für verschiedene Szenarien vorgelegt und sieht demnach eine Gefährdung der Liquiditätssituation. Hierbei werden Szenarien mit Zahlungsausfällen und der Tarifierhöhung verglichen und die anstehenden Investitionen für das Jahr 2023 dargelegt.

Aufgrund der angespannten Lage im Energiesektor müsste mit weiteren Zahlungsausfällen von Transportkunden gerechnet werden. Selbst Zahlungsausfälle von nachgelagerten Netzbetreibern seien in dieser Lage nicht mehr auszuschließen.

Auch bestehe das Risiko eines Investitions- und Instandsetzungsstaus. Die Verschiebung technisch notwendiger Maßnahmen führe zu zusätzlichen Kostensteigerungen durch zwischenzeitliche Marktpreissteigerungen sowie erhöhten Begehungs- und Befliegungsaufwand im Überbrückungszeitraum. Dies entspräche keinem effizienten Netzbetrieb und könnte durch eine Tarifierhöhung für 2023 vermieden werden.

Ontras wäre in einem schwieriger werdenden Kapitalmarktumfeld gezwungen, weiteres Fremdkapital aufzunehmen. Zumal die Muttergesellschaft der Ontras, die VNG AG, über welche die Ontras gegenwärtig finanziert wird, einen Antrag auf Stabilisierungsmaßnahmen nach § 29 EnSiG beim BMWK stellen musste. Die dargestellten außergewöhnlichen Umstände, denen Ontras derzeit ausgesetzt sei, führten zu einer Gefährdung des Betriebs.

#### **2.4. Open Grid Europe**

Aufgrund der historisch einmaligen Situation auf den europäischen Erdgasmärkten würden aus Sicht der Open Grid Europe GmbH (im Folgenden: Open Grid Europe) die Voraussetzungen für die Neuberechnung der Entgelte vorliegen. Die Neuberechnung sei zwingend.

Der extreme Anstieg der Großhandelspreise für Gas hätte die Treibenergiekosten erheblich vergrößert. Auch die Strommarktpreise seien gestiegen. Zudem habe die veränderte Aufkommenssituation aufgrund der Reduzierung der russischen Liefermengen zu einer veränderten Flusssituation geführt. Der Anteil norwegischer und belgischer Mengen habe erheblich zugenommen. Dadurch komme es zu längeren Transportwegen und einem entsprechend höheren Energieverbrauch für die Verdichtung. Teilweise fließe das Gas entgegen der Transportrichtung, für die die Netze an sich gebaut worden seien. Teilweise müssten zusätzlich auch Reserveeinheiten in Verdichterstationen eingesetzt werden. Auch die 2023 kommenden LNG-Importterminals würden zu einem deutlichen Anstieg der Antriebsmengen führen.

Insgesamt würden sich die Gas- und Strommengen für den Betrieb der Verdichter im Vergleich zu 2021 im Jahr 2023 mehr als verdoppeln. Diese Preis- und Mengenentwicklungen konnten bei der Prognose im Mai 2022 nicht vollumfänglich berücksichtigt werden, wodurch sich nunmehr erheblich erhöhte prognostizierte Kosten ergeben würden.

Erfolgte keine erneute Entgeltbildung für das Jahr 2023, würde in einem mittleren Preisszenario die angepasste Erlösobergrenze für das Jahr 2023 – insbesondere aus einer Kostenunterdeckung bei den volatilen Kostenanteilen – in Höhe von rund 40 % unterschritten. Im Extremfall bei noch höheren Spotmarktpreisen seien noch höhere Mindererlöse durch Kostenunterdeckung zu erwarten.

Derartige negative Liquiditätseffekte und Erlösschwankungen seien selbst für regulierte Netzbetreiber mit einem Regulierungskontomechanismus nicht darstellbar. Eine Vorfinanzierung derartiger laufender operativer Kosten über einen Zeitraum von bis zu 5 Jahren seien im Geschäftsmodell eines Fernleitungsnetzbetreibers nicht angelegt und wirtschaftlich kaum darstellbar. Das Liquiditätsproblem werde durch die nunmehr notwendigen Investitionen in die Versorgungssicherheit (u.a. zum Import großer LNG-Mengen) im Jahr 2023 verschärft. Hinzu käme, dass die oben genannten Preis- und Mengenentwicklungen bei der Treibenergie nicht nur im Jahr 2023, sondern bereits im Jahr 2022 die Liquidität spürbar belastet hätten, da die

Verbrauchsmengen für Gas und Strom im Jahr 2022 deutlich über dem Niveau der Vorjahre gelegen hätten.

## **2.5. terranets bw**

Aufgrund der sich sukzessive verschlechternden Gasversorgungslage und der damit verbundenen Unsicherheit sei die Ausschreibung der terranets bw GmbH (im Folgenden: terranets bw) von Lastflusszusagen (LFZ) für das Jahr 2023 von einem starken Rückgang der Gebote bei gleichzeitig massiv gestiegenen Preisen geprägt. Der durchschnittliche Angebotspreis sei um über 3.000 % gestiegen, während die Angebote um 90 % zurückgegangen seien. Auch bei Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen (LiFa) sei es zu einem Rückgang der Gebote und deutlich gestiegenen Preisen gekommen. Zudem sei bei der Treibenergie im Vergleich zur Mai-Prognose mit einer Vervielfachung der Kosten zu rechnen.

Die Liquiditätslücke könne nicht mit den bestehenden Instrumenten abgewickelt werden. Für die bestehenden Instrumente ist ausdrücklich nur eine Inanspruchnahme für Zwecke des kurzfristigen Finanzierungsbedarfs aus dem operativen Geschäft vorgesehen. Bei einer artfremden Verwendung der Instrumente zur Deckung langfristiger Liquiditätslücken könnten diese gekündigt werden. Alternative Finanzierungsmöglichkeiten würden aufgrund der gestiegenen Finanzierungskosten zu Mehrkosten für die Netznutzer führen.

## **2.6. Thyssengas**

Thyssengas GmbH (im Folgenden: Thyssengas) verzeichne erhebliche Steigerungen der volatilen Kosten. Bei der Gasbeschaffung spiele der Preis eine erhebliche Rolle. Bei der Beschaffung für Stromverdichter liege nicht nur ein Preiseffekt vor, sondern auch ein erheblicher Mengeneffekt aufgrund der Flussverlagerung in Deutschland. Die bisherige Osteinspeisung sinke erheblich und werde durch deutlich gestiegene Westeinspeisungen ersetzt. Bei den Kosten für Lastflusszusagen seien die Prognosewerte deutlich übertroffen worden. Teilweise mussten Angebote zu extremen Preisen abgelehnt und die Lastflusszusagen erneut ausgeschrieben werden.

Die Gefahr der Kündigung von Kapazitäten wird von Thyssengas aufgrund der Notwendigkeit der Lieferungen an den westdeutschen Grenzen nicht gesehen.

Die Liquiditätslücke aufgrund der Kostensteigerung von rund einem Drittel könnte nicht ohne Weiteres aus eigenen, freien Mitteln aufgefangen werden. Zudem gebe es ein weiteres Risiko aufgrund der möglichen Ausfälle von AMELIE-Zahlungen, sollten andere Fernleitungsnetzbetreiber diese nicht leisten können. Zudem drohten aufgrund der allgemeinen Marktlage Zahlungsausfälle und Insolvenzen von Kunden.

Auch seien erhebliche Investitionen gemäß dem Netzentwicklungsplan, zur Marktraumumstellung und zum Anschluss von Biogasanlagen aufgrund der fehlenden Liquidität bei einem Festhalten am aktuellen Tarif gefährdet.

Insgesamt sei eine Zwischenfinanzierung der Mehrkosten durch eine Kreditaufnahme unter den aktuellen Rahmenbedingungen (steigendes Zinsniveau, Kurzfristigkeit des Bedarfs und die immer schwieriger werdende Finanzierung des Erdgasgeschäfts aufgrund des Klimaschutzes) kaum realisierbar. Eine Zwischenfinanzierung sei nicht erfolgsversprechend, sodass das Risiko eines Insolvenzverfahrens nicht ausgeschlossen werden könne.

## **2.7. Weiteres Vorbringen von Fernleitungsnetzbetreibern**

Zwei Fernleitungsnetzbetreiber sind bereits von weiteren Zahlungsausfällen betroffen, die erst nach der Prognose im Mai 2022 erfolgt sind und dementsprechend bisher nicht bei der Kapazitätsprognose für das Jahr 2023 berücksichtigt werden konnten. Weitere Fernleitungsnetzbetreiber gehen aufgrund der Entgelterhöhung gegenüber 2022 in der neuen Datenlieferung von der Kündigung von langfristig gebuchten Bestandskapazitätsverträgen, welche nur für Transportmengen aus der Nord Stream relevant seien, aus.

Andere Fernleitungsnetzbetreiber sehen keinen Bedarf für eine Neuberechnung. Einige Fernleitungsnetzbetreiber mussten auch keine Aktualisierung der Prognosen aus Mai 2022 vornehmen.

## **3. Weiteres Verfahren und Konsultation**

Die Beschlusskammer 9 hat am 27.09.2022 ein Verfahren zur Genehmigung der Neuberechnung des Referenzpreises für das Jahr 2023 eingeleitet. Am gleichen Tag wurde ein Beschlussentwurf auf der Internetseite der Bundesnetzagentur mit Möglichkeit zur Stellungnahme bis zum 11.10.2022 veröffentlicht. Die Verfahrenseinleitung und der Beschlussentwurf wurden am 05.10.2022 im Amtsblatt veröffentlicht. Dem Bundeskartellamt, den Landesregulierungsbehörden und dem Länderausschuss wurde mit Schreiben vom 27.09.2022 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG bzw. § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Das Bundeskartellamt hat mit Schreiben vom 11.10.2022 von einer Stellungnahme abgesehen.

Es sind 14 Stellungnahmen von Marktteilnehmern zum Beschlussentwurf eingegangen:

### **3.1. BDEW**

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (im Folgenden: BDEW) sieht aufgrund der außergewöhnlichen Umstände ebenfalls Handlungsbedarf. Allerdings würde



eine Anpassung der Entgelte der Fernleitungsnetzbetreiber und die dadurch voraussichtlich ausgelöste Neukalkulation der Entgelte der Verteilernetzbetreiber zu enormen Auswirkungen und kommerziellen Risiken für die Marktteilnehmer führen. Die derzeit bereits massiv wirtschaftlich belasteten Lieferanten würden in vielen Fällen nicht in der Lage sein, die kurzfristig angepassten Netzentgelte zum 01.01.2023 an ihre Vertragspartner weiterzureichen. Netznutzer könnten die Entgeltsteigerungen nicht vollumfänglich an ihre Vertragspartner durchreichen und könnten keine kostendeckenden, höheren Preise mehr am Markt realisieren. Dies gelte für gebuchte Kapazitäten an Grenzübergangspunkten und Speichern, aber auch bei Lieferanten von Endverbrauchern mit Festpreisverträgen. Hierzu enthalte der Festlegungsentwurf weder eine Würdigung noch eine Lösung.

Die Bundesregierung wolle Mittel einsetzen, um einen Anstieg der Entgelte der Übertragungsnetzbetreiber im Stromsektor aufgrund der drastisch gestiegenen Kosten für Netz- und Systemsicherheit zu vermeiden. Hierzu werde ein Vielfaches im Vergleich zu den Kostensteigerungen bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingesetzt. Es sei zu prüfen, ob die Bundesregierung bei einem vergleichbaren Sachverhalt im Gasbereich ebenso vorgeht. Hierbei seien auch die Umsetzungen und Wirkungen der aktuell diskutierten Gaspreisbremse einzubeziehen.

Trotz der engen Bedingungen für eine Neuberechnung könnte der europäische Kapazitätsvergabemechanismus beeinträchtigt werden, wenn Tarife nach den Auktionen angepasst würden. Auktionsteilnehmer könnten zukünftig Sicherheitsabschläge einrechnen, was mit verminderten Einnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber verbunden wäre. Lieferanten könnten zudem Risikoaufschläge einkalkulieren, wodurch insgesamt der Preis für Letztverbraucher steigen würde.

Bezüglich der konkreten Auswirkungen auf bereits durchgeführte Auktionen (Jahresauktion und Quartalsauktion vom 01.08.2022) regt der BDEW eine individuelle Anrechnung der jeweils erzielten Auktionsaufschläge auf die Entgelterhöhung an. Dies würde eine rechtliche und technische Prüfung bei den Fernleitungsnetzbetreibern bedingen. Hierbei würde der neu berechnete Referenzpreis etwas höher liegen.

Eine Neuberechnung würde voraussichtlich bei nahezu allen Verteilernetzbetreibern zu einer Anpassung der Netzentgelte für das Jahr 2023 führen. Es sei nicht klar, welche Verteilernetzbetreiber bei den zum 15.10.2022 zu veröffentlichenden Entgelte die neuen voraussichtlichen Entgelte bereits einbezogen haben. Die zum 15.10. veröffentlichten Entgelte hätten für die Marktteilnehmer damit keine verlässliche Aussagekraft. Hierzu seien klarstellende Hinweise wünschenswert.

Teilweise dürften sich die mit kurzfristigen Kapazitätsbuchungen verbundenen höheren Kosten auf die Preisgestaltung auswirken. Dies betreffe sowohl den Preis am THE-Hub als auch die Flexibilitätsbereitstellung aus Speichereinrichtungen und die Gasverstromung. In Summe würde dies erhöhend auf Gas-, Strom- und Endkundenpreise wirken, wobei die Entgelte der Fernleitungsnetzbetreiber nur einen geringen Anteil an den Preisen ausmachen. Bei einer Neuberechnung sei eine frühzeitige Marktinformation zwingend notwendig. Aus Gründen der Nachvollziehbarkeit sei eine aggregierte Darstellung der Kostensteigerungen und der geänderten Kapazitätsprognosen wünschenswert.

### **3.2. Centrica**

Gemäß der Stellungnahme von Centrica Energy Trading / British Gas Trading Limited (im Folgenden: Centrica) hätte eine Anpassung der verbindlichen Tarife zu diesem Zeitpunkt schwerwiegende negative Auswirkungen auf die Teilnehmer am Gasgroßhandelsmarkt und würde eine Verlagerung von Kosten und Risiken von den Netzbetreibern auf die Transporteure und Händler bedeuten. Darüber hinaus hätten viele Händler möglicherweise bereits Handelsgeschäfte für das Jahr 2023 auf der Grundlage des veröffentlichten Tarifs abgeschlossen. Jede spätere Änderung würde das Vertrauen untergraben, dass zukünftige Tarife ordnungsgemäß bindend sein werden.

Um Investitionen in langfristige Kapazitäten angemessen zu fördern, sei ein gewisses Maß an Vorhersehbarkeit des regulierten Tarifs erforderlich. Die kurzfristige Änderung von eigentlich verbindlichen Tarifen würde Handelsaktivitäten am Terminmarkt hemmen und könnte zu einer schlechteren Liquidität auf dem deutschen Gasmarkt führen. Dies sei angesichts der aktuellen Turbulenzen auf den Energiemärkten kontraproduktiv.

Wenn die zusätzlichen Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber durchgereicht werden müssen, sollten Entgeltänderungen aus Sicht von Centrica bis mindestens 2024 verschoben werden. Auf diese Weise könnte der Markt diese Preiserhöhungen in seinen Kapazitätsinvestitionen für das kommende Gaswirtschaftsjahr berücksichtigen und sie würde auch die bereits in Lieferung befindlichen Verträge nicht berühren.

### **3.3. EFET Deutschland**

EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e.V. (im Folgenden: EFET Deutschland) merkt an, dass auf Grund des russischen Überfalls auf die Ukraine der Nichterfüllung der Lieferverträge durch Gazprom signifikante Auswirkungen auf die gesamte Lieferkette zur Folge habe und daher auch bei den Marktteilnehmern die Liquiditätssituation sehr angespannt sei. Dies führe dazu, dass bereits große Unternehmen Stabilisierungsmaßnahmen beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) beantragt hätten. Eine nachträgliche

Anpassung der verbindlichen Tarife und die damit verbundene Verlagerung der Kosten auf die Marktteilnehmer könne gravierende Auswirkungen auf Händler und Lieferanten haben. Durch die nun prognostizierte Preisanpassung fielen bei einzelnen Unternehmen Mehrkosten in zweistelligem Millionenbereich an, welche nicht unbedingt weitergereicht werden können. EFET Deutschland lehnt die Neuberechnung daher strikt ab.

Bezüglich der Marktentwicklung verweist EFET Deutschland auf die negativen Auswirkungen auf den Gas- und Strommarkt im Hinblick auf höhere Preise im THE-Marktgebiet, höheren Ein- und Ausspeicherkosten gerade vor dem Hintergrund der Speicherbewirtschaftung, sowie höhere Netzkosten für Gaskraftwerke und den damit verbundenen Auswirkungen auf den Strommarkt. Eine Anpassung der als verbindlich veröffentlichten Tarife beschädige das Vertrauen der Marktteilnehmer in den Kapazitätsvergabemechanismus (siehe insoweit die Zusammenfassung der Stellungnahme des BDEW).

Diese Effekte kämen zu einem Zeitpunkt, zu dem Verbraucher durch die hohen Endkundenpreise ohnehin schon sehr belastet seien und von politischer Seite sogar die Notwendigkeit von „Preisbremsen“ anerkannt werde. In diesem Zusammenhang habe die Bundesregierung gerade beschlossen, für die Stabilisierung der Stromnetzentgelte 13 Mrd. Euro für das Jahr 2023 zu verwenden. Dieser Effekt würde also verschärft.

Für die Netzbetreiber stellten die hohen Treibenergiekosten ein zwar beträchtliches, aber auf die Zwischenfinanzierung beschränktes Problem dar, denn sie hätten definitiv die Möglichkeit, die höheren Kosten nach den geltenden Regularien über die nächsten Jahre in die Tarife einzurechnen. Würden die Mehrkosten dagegen bereits im Jahr 2023 auf den Markt umgelegt, könnten diverse Marktteilnehmer diese Kosten nicht mehr weiterreichen und müssten Verluste hinnehmen, die weitere Insolvenzen oder Beantragungen von Stabilisierungsmaßnahmen nach sich ziehen würde. Insgesamt sei derzeit die Finanzierung durch Marktteilnehmer deutlich belastender als die Finanzierungsmöglichkeiten, die Netzbetreibern offenstehe. So habe Trading Hub Europe (THE) zur Erfüllung ihrer Aufgaben enorm hohe Kreditrahmen durch die Bundesregierung bei der KfW erhalten. Insgesamt könnte daher die Aussage der Beschlusskammer, „dass das Interesse der Netznutzer an verbindlichen Entgelten geringer zu gewichten ist“, nicht nachvollzogen werden.

Ein vergleichbares Finanzierungsproblem hätten derzeit auch die Stromübertragungsnetzbetreiber und würden nach derzeitigem Kenntnisstand finanzielle Unterstützung vom Bund erhalten. Des Weiteren könnte in der derzeitigen Krise auch KfW-Kredite gewährt werden.

Hinsichtlich des Anlasses und der Höhe der neuen Kostenbestandteile sei Transparenz in der Neukalkulation herzustellen. Bei Zahlungsausfällen sollten Netzbetreiber nicht gänzlich aus der Verantwortung entzogen werden.

Als Alternative zu der Neuberechnung kämen bezüglich einzelner Bestandteile auch andere Lösungen in Betracht. So könnten LNG-Anbindungskosten vom Bund übernommen werden.

Sollte es zu einer Neuberechnung kommen, sei diese auf den Hauptkostentreiber der Treibenergie zu beschränken. Deren Abrechnung könnte temporär über die tatsächliche Netznutzung statt über die Netzentgelte abgerechnet werden.

Zudem spricht sich auch EFET Deutschland für eine Anrechnung der bisher erzielten Auktionsaufschläge aus. Der Markträumungspreis solle beibehalten werden, sofern dieser über dem neuen Referenzpreis liege.

Bezüglich der Neuberechnung sei eine höhere Transparenz über die Kostentreiber in ihrer absoluten Höhe herzustellen. Es sei sicherzustellen, dass die erzielten Auktionsaufschläge zur Deckung der Treibgaskosten eingesetzt werden. Schließlich sollte ein indikativer Referenzpreis für das Jahr 2024 veröffentlicht werden.

### **3.4. EnBW**

Die Stellungnahme der EnBW Energie Baden-Württemberg AG (im Folgenden: EnBW) deckt sich mit der Stellungnahme von EFET Deutschland

### **3.5. Eni**

Eni S.p.A. (im Folgenden: Eni) spricht sich entschieden gegen eine beispiellose und rückwirkende Anpassung der verbindlichen Tarife und die damit verbundene Abwälzung der Kosten auf die Marktteilnehmer aus. Dies hätte schwerwiegende Folgen für das Marktvertrauen und die Vorhersehbarkeit der Tarife.

Bereits die Erhöhung der Konvertierungsumlage von 0 € pro MWh auf 0,38 € pro MWh zum 01.10.2022 sowie die Einführung der Gasspeicherumlage von 0,59 € pro MWh zum 01.10.2022 hätten zu einer Erhöhung der Kalkulationsgrundlagen für die bereits durchgeführten Kapazitätsauktionen geführt.

Auch Eni spricht sich für eine alternative Schließung der Liquiditätslücke etwa über KfW-Kredite aus.

### **3.6. Equinor**

Die Stellungnahme der Equinor Deutschland GmbH (im Folgenden: Equinor) deckt sich im Wesentlichen mit der Stellungnahme von EFET Deutschland. Ergänzend weist Equinor auf die nachteiligen Auswirkungen der Erhöhung der Entgelte an Einspeisepunkten – einschließlich LNG-Transportkapazitäten – für den deutschen Markt hin.

### **3.7. FNB Gas**

Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (im Folgenden: FNB Gas) verweist darauf, dass neun Mitgliedsunternehmen den Beschlussentwurf unterstützen und keinen Anpassungsbedarf am Beschlussentwurf sehen würden. Drei Mitgliedsunternehmen könnten die Notwendigkeit der Neuberechnung zumindest nachvollziehen.

### **3.8. INES**

Die Initiative Energien Speichern e.V. (im Folgenden: INES) erwartet niedrige Speicherfüllstände am Ende des kommenden Winters 2022/23 und sieht große Herausforderungen für die erneute Befüllung im darauffolgenden Speicherjahr. Daher empfiehlt INES den Rabatt auf das Transportentgelt an Speicheranschlusspunkten von aktuell 75 % weiter zu erhöhen. Ein erhöhter Rabatt würde sich nach Ansicht von INES positiv auf die Speichernutzung und die marktwirtschaftliche Befüllung der Speicher auswirken und somit die Rolle von Trading Hub Europe bei der Erreichung der gesetzlich definierten Mindestfüllstände begrenzen.

### **3.9. OGE**

Die Stellungnahme der OGE deckt sich mit ihrem bisherigen Vorbringen (s.o.). Bei einer rechtzeitigen Neuberechnung sei auch gemäß den Vorgaben der nach § 6 KoV geltenden Fristen eine Anpassung der Entgelte nachgelagerte Netze möglich. OGE unterstütze den Festlegungsentwurf ausdrücklich und sehe die Anforderungen für die Genehmigung einer Neuberechnung des Referenzpreises als erfüllt an.

### **3.10. OMV**

OMV Gas Marketing & Trading GmbH (im Folgenden: OMV) verweist darauf, dass die Tarifanpassung in einer laufenden Tarifperiode eine bis jetzt noch nie dagewesene Ausnahmesituation darstelle. Auch OMV verweist auf die zusätzlich erhobenen Umlagen zum 01.10.2022 und die damit verbundenen Mehrbelastungen von Netznutzern. Die Umlagen stellten für die Netznutzer unerwartete variable Transportkosten dar.

Bei einer Neuberechnung seien die erzielten Auktionsaufschläge jedenfalls entgeltmindernd zu berücksichtigen.

Falls eine Tarifierhöhung unumgänglich sein sollte, dürfe diese frühestens zum 01.10.2023 erfolgen. Dadurch würden aktuell laufende Jahreskapazitäten und bereits gebuchte Quartalskapazitäten nicht betroffen sein. Durch eine Preiserhöhung in der prognostizierten Größenordnung käme es zudem zu einem außerordentlichen Kündigungsrecht der kontrahierten Kapazitäten bei deutschen Netzbetreibern. Dies wäre vor allem bei Bündelprodukten problematisch und praktisch nicht anwendbar.

Aus Sicht der OMV sollte bei Liquiditätsproblemen bei Netzbetreibern der Staat kurzfristig oder dauerhaft eine Stützung aus dem Budget ermöglichen. Da Netzbetreiber die Verluste in der nächsten Tarifperiode zusätzlich auf die Kosten abwälzen könnten, wäre dies eine vorübergehende Maßnahme, würde jedoch ein erhöhtes Maß an Planbarkeit und Tarifstabilität mit sich bringen.

### **3.11. RWE**

Nach Ansicht der RWE Supply & Trading GmbH (im Folgenden: RWE) sollte von der außerordentlichen Neuberechnung der Netzentgelte für 2023 abgesehen werden, weil damit das Liquiditätsproblem zwar für die Fernleitungsnetzbetreiber entschärft, dafür aber für deren Kunden, die ja teilweise ohnehin bereits auf staatliche Unterstützung angewiesen seien, verschärft würde. Mit der Neuberechnung würde die Problematik der Liquidität zwar für die Fernleitungsnetzbetreiber gelöst werden, würde jedoch stattdessen auf genau die Wertschöpfungsstufe gewälzt werden, die teilweise ohnehin schon auf Unterstützungsprogramme zurückgreifen müsse. Viele Transportkunden würden diese Mehrkosten – bei einigen Transportkunden in der Größenordnung eines mittleren zweistelligen Millionenbetrags – nicht weiterreichen können. Die Situation für Transportkunden würde mit diesem Schritt also weiter verschärft, womit weitere Schieflagen und weitere Zahlungsausfälle zu erwarten wären.

RWE verweist auf preiserhöhende Effekte auf den Gas- und Strommarkt bei einer Entgelterhöhung. Die Zulassung einer Neuberechnung des Entgelts nach erfolgten Auktionen dürfte dazu führen, dass Transportkunden dieses Risiko bei zukünftigen Auktionen von vorne herein einpreisen müssten. Damit würde der Auktionsmechanismus grundsätzlich geschwächt.

Es sollten alternative Lösungen geprüft werden, wie beispielsweise eine Erhöhung der Netzentgelte nur für die Buchungen, für die kein Auktionsaufschlag bezahlt werde, oder eine verursachungsgerechte Allokation der Treibenergiekosten auf die Gasflüsse anstatt auf die Buchungen.

Es wäre sachgerechter, das Problem direkter zu adressieren, in Form der Finanzierung der Fernleitungsnetzbetreiber am Kapitalmarkt zur Überbrückung bis zur nächsten regulären Entgeltanpassung. Nur für die Einzelfälle, bei denen dies nicht möglich sei, müsste eine alternative Lösung gefunden etwa in Form von Liquiditätsmitteln durch den Bund oder die KfW.

### **3.12. terranets bw**

Die Stellungnahme der terranets bw deckt sich mit ihrem bisherigen Vorbringen (s.o.).

### **3.13. VKU**

Der Verband kommunaler Unternehmen e.V. (im Folgenden: VKU) sieht die Notwendigkeit, dass die Netzentgelte der Ferngasnetzbetreiber zwischen dem 15.10.2022 und dem Jahresende neu kalkuliert werden müssen. Das sei aufgrund der Auswirkungen, die die geopolitische Lage für den Gasmarkt und die Gasnetzbetreiber habe, unbedingt erforderlich. Im Hinblick auf die Kaskade der Berechnung der Netzentgelte der nachgelagerten Netzbetreiber müsse sichergestellt werden, dass diese ihre Entgelte zum Jahresende ebenso neu berechnen können. Der unbestimmte Zeitpunkt zur Neuveröffentlichung der Netzentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber gefährde den Verprobungs- und Veröffentlichungsprozess und seine Verlässlichkeit auf VNB-Ebene.

### **3.14. VNG**

Grundsätzlich könne die VNG Handel & Vertrieb GmbH (im Folgenden: VNG) die vorgebrachten Argumente zur Notwendigkeit einer Verbesserung der Liquiditätssituation der Fernleitungsnetzbetreiber nachvollziehen. Ob dazu in der derzeitigen Situation „das Interesse der Netznutzer an verbindlichen Entgelten geringer zu gewichten“ und deshalb eine Neuberechnung des Referenzpreises für das Jahr 2023 tatsächlich die beste Option zur Verbesserung der Liquiditätssituation der Fernleitungsnetzbetreiber ist, solle ob angekündigter finanzieller Unterstützung der Übertragungsnetzbetreiber in Höhe von 13 Mrd. Euro durch den Bund nochmals abgewogen werden.

Sollte dennoch eine Neuberechnung genehmigt werden, sollten die Erhöhung minimal ausfallen. Hierzu könnte die Anpassung auf die Parameter Treibenergiekosten, Kosten für Lastflusszusagen und Zahlungsausfälle beschränkt werden.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

## **II. Rechtliche Würdigung**

### **1. Ermächtigungsgrundlage**

Der Beschluss ergeht auf Basis des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 12 Abs. 3 lit. b und Art. 32 Abs. 1 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (NC TAR).

Hiernach sind die gemäß Art. 29 NC TAR veröffentlichten Reservepreise für das folgende, nach der jährlichen Auktion für Jahreskapazität beginnende Gasjahr verbindlich, außer wenn der Referenzpreis innerhalb der Entgeltperiode aufgrund außergewöhnlicher Umstände, unter

denen eine Nichtanpassung der Entgelthöhe den Betrieb des Fernleitungsnetzbetreibers gefährden würde, neu berechnet wird. Gemäß der Regelung in Art. 32 Abs. 1 lit. c NC TAR erfordert diese Aktualisierung der Fernleitungsentgelte eine Genehmigung gemäß Art. 41 Abs. 6 lit. a der Richtlinie 2009/73/EG.

Hierbei bezieht sich die Genehmigung auf das „ob“ der Neuberechnung des Referenzpreises. Wie in sonstigen Verfahren nach dem NC TAR zur Berechnung und Veröffentlichung von Entgelten erfolgt diese grundsätzlich durch die Fernleitungsnetzbetreiber (siehe auch Tenorziffern 4 und 8 Festlegung INKA vom 19.07.2017, BK9-17/609, zu den Rechtsfolgen siehe Ziffer 6).

## **2. Adressatenkreis**

Die Festlegung richtet sich an alle Betreiber von Fernleitungsnetzen im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland.

## **3. Zuständigkeit**

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. 12 Abs. 3 lit. b und Art. 32 Abs. 1 lit. c NC TAR in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

## **4. Antragserfordernis**

Ob es sich bei dem Verfahren aufgrund des Wortlauts in der Vorschrift Art. 32 NC TAR, wonach eine Genehmigung für die Neuberechnung vorliegen muss, um ein Verfahren handelt, dass nicht von Amts wegen, sondern nur auf Antrag eines oder mehrerer Fernleitungsnetzbetreiber eingeleitet werden kann, kann dahinstehen. Ein solches strenges Antragserfordernis ist in Art. 32 NC TAR nicht genannt. Es handelt sich hierbei um eine Vorschrift zur Regelung von Veröffentlichungsfristen, die keine näheren Verfahrensfragen regelt. In diesem Zusammenhang ist lediglich eine erneute Veröffentlichung unmittelbar nach der erfolgten Genehmigung angeordnet. Vorliegend wurde jedenfalls das Begehren zu einer solchen Neuberechnung von mehreren Fernleitungsnetzbetreibern schriftlich, teilweise als Antrag bezeichnet und mit einer Begründung versehen an die Beschlusskammer herangetragen, womit ein etwaiges Antragserfordernis erfüllt wäre. Ein gemeinsamer Antrag von allen Fernleitungsnetzbetreibern kann nach dem Wortlaut von Art. 12 Abs. 3 lit. b NC TAR trotz der gemeinsamen Anwendung der Referenzpreismethode nach Art. 10 Abs. 1 NC TAR nicht erforderlich sein, da es insoweit genügt, dass die Nichtanpassung der Entgelthöhe den Betrieb „des Fernleitungsnetzbetreibers“ gefährden würde. In einem System mit mehreren Fernleitungsnetzbetreibern würde demnach die Gefährdung des Betriebs *eines* Fernleitungsnetzbetreibers genügen, sofern



diese Gefährdung nicht durch andere Maßnahmen wie eine Anpassung der ursprünglich berechneten Ausgleichzahlungen im Gesamtsystem der Fernleitungsnetzbetreiber aufgehoben werden kann. Der einzelne, gefährdete Fernleitungsnetzbetreiber müsste sich nicht auf einen gemeinsamen Antrag mit anderen, gegebenenfalls nicht direkt betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber verweisen lassen (siehe auch Ziffer 5.3.4 zur Kooperation der Fernleitungsnetzbetreiber).

## **5. Materielle Rechtmäßigkeit**

### **5.1. Entscheidungsgrundlage**

Grundlage für die Entscheidung zum „ob“ der Neuberechnung sind hierbei die letzten, indikativen Prognosen der Fernleitungsnetzbetreiber im Zusammenhang mit der Entwicklung der tatsächlichen Lage auf den Energiemärkten und der Prognose dieser Entwicklungen für den Zeitraum, in dem die neu zu berechnenden Entgelte Anwendung finden würden. Die eigentliche Neuberechnung durch die Fernleitungsnetzbetreiber ist, wie auch die ursprüngliche Berechnung, ein iterativer Prozess, in dem in mehreren Runden die Prognosen auch aufgrund der Entwicklung des Referenzpreises etwa im Hinblick auf mögliche Kündigungen aktualisiert werden (zu den Rechtsfolgen des Beschlusses siehe Ziffer 6).

### **5.2. Zeitpunkt der Neuberechnung**

Gemäß dem Wortlaut von Art. 12 Abs. 3 lit. b NC TAR besteht eine Ausnahmeregelung von der Verbindlichkeit der nach Art 29 NC TAR veröffentlichten Reservepreise nur bei einer Neuberechnung innerhalb der Entgeltperiode. Dennoch kann – wie in der vorliegenden Beschlussfassung – die Genehmigung einer Neuberechnung auch vor Beginn der Entgeltperiode am 01.01.2023 ausgesprochen werden.

Zunächst wäre es vom Sinn und Zweck der Vorschrift widersinnig, wenn für eine Neuberechnung aufgrund gewisser, fortbestehender Umstände schlicht abgewartet werden müsste. Zwar haben die Marktteilnehmer ein Interesse an stabilen Verhältnissen, die sich hier in den nach Art. 29 NC TAR grundsätzlich verbindlich veröffentlichten Reservepreisen ausdrücken. Bei für Fernleitungsnetzbetreibern jedoch untragbaren Entwicklungen ist es auch für die Netznutzer von Vorteil und schadenmindernd, wenn diese möglichst früh, also auch vor Beginn der Entgeltperiode, über die nunmehr maßgeblichen Entgelte unterrichtet werden (siehe zum Interesse der Netznutzer auch Ziffer 5.3.6).

In dem Zeitraum nach der ursprünglichen Veröffentlichung bis zum Beginn der Entgeltperiode kann es auch durch Buchungen zu einem Vertrauen der Netznutzer in die Entgelthöhe gekommen sein. Es wäre jedoch widersinnig, dass dieses Vertrauen erst dann erschüttert werden darf, wenn innerhalb der Entgeltperiode bereits Zahlungen geleistet wurden. Vom Sinn und

Zweck ist daher eine Anwendung der Vorschrift in einem Erst-Recht-Schluss auch auf den Zeitraum vor Beginn der Entgeltperiode naheliegend.

Andernfalls läge jedenfalls eine planwidrige Regelungslücke vor, die mit einer Analogie der Vorschrift gefüllt werden könnte. Eine Regelungslücke würde vorliegen, da der Zeitraum zwischen Veröffentlichung des Entgelts (Mai des Vorjahres) und der Anwendung der Entgelte ab Beginn der Entgeltperiode im Hinblick auf eine Anpassungsmöglichkeit nicht geregelt wäre. Dies wäre planwidrig, da es keine nachvollziehbaren Argumente gibt, wieso eine Anpassungsentscheidung und Neuberechnung erst mit bzw. nach Beginn der Entgeltperiode erfolgen könnte. Es liegt auch eine vergleichbare Interessenlage vor und nach Beginn der Entgeltperiode vor. Nach Beginn der Entgeltperiode würden sich, wie dargelegt, sogar ggf. erhöhte Abwicklungsschwierigkeiten ergeben und das Vertrauen der Netznutzer wäre aufgrund des Zeitablaufs durch das Abwarten noch stärker erschüttert. Zwar ließe sich durch eine spätere Neuberechnung die Prognoseunsicherheit etwas verringern. Angesichts der Regelungssystematik, wonach ohnehin grundsätzlich eine sehr frühe, grundsätzlich verbindliche Entgeltveröffentlichung erfolgt, erscheint dies jedoch nicht als durchschlagendes Argument. In der Sache sind jedenfalls die strengen Voraussetzungen von Art 12 Abs. 3 lit. b NC TAR zur Neuberechnung erfüllt:

### **5.3. Vorliegen außergewöhnlicher Umstände**

Gemäß Art 12. Abs. 3 lit. b NC TAR müssen zur Genehmigung der Neuberechnung des Referenzpreises außergewöhnlicher Umstände vorliegen, unter denen eine Nichtanpassung der Entgelthöhe den Betrieb des Fernleitungsnetzbetreibers gefährden würde.

Hierbei ist festzuhalten, dass zunächst rein abstrakt betrachtet außergewöhnliche Umstände vorliegen. Bezüglich der aktuellen Situation auf den Energiemärkten, von denen die Betreiber der Fernleitungsnetze bezüglich des Gasmarktes ein wesentlicher Teil sind, liegen außergewöhnliche Umstände aufgrund der russischen Invasion in der Ukraine und der sich daraus ergebenden wirtschaftlichen Verwerfungen zwischen den westlichen Staaten und der russischen Föderation offenkundig vor. Die beispiellosen Auswirkungen der russischen Invasion und die mittlerweile vollständige Einstellung der russischen Gaslieferungen haben zu Verwerfungen auf den europäischen Gasmärkten und hierbei insbesondere dem deutschen Gasmarkt geführt. Im Wesentlichen manifestiert sich dies im massiv gestiegenen Preis für die Erdgasbeschaffung auf den noch funktionierenden Märkten. Darüber hinaus greift der massive Gaspreisanstieg auch in den Strommarkt ein und führt dort zu signifikant gestiegenen Preisen. Auch diese Preissteigerungen fallen auf Grund der Treibenergiebeschaffung für Elektroverdrichter wieder unmittelbar auf einzelne Fernleitungsnetzbetreiber zurück. Weitere Fernleitungsnetzbetreiber sind bei der Beschaffung von Lastflusszusagen von einem Rückgang der Angebote sowie massiven Preissteigerungen betroffen.

Diese außergewöhnlichen Umstände haben dazu geführt, dass ein Festhalten an der Prognose für die Entgeltbildung aus dem Mai 2022 den Betrieb der deutschen Fernleitungsnetze gefährden würde.

Von einer solchen Gefährdung ist nicht erst dann auszugehen, wenn eine Insolvenz für einen Fernleitungsnetzbetreiber bevorsteht oder droht. Ein Abwarten auf eine tatsächliche oder unmittelbar bevorstehende Insolvenz würde vielmehr zu weiteren Verwerfungen auf den Energiemärkten führen, die nicht dem Sinn und Zweck der Vorschrift, nämlich der Sicherung des Funktionierens der Energiemärkte einschließlich des Betriebs der Fernleitungsnetze, entsprechen würde.

In Summe erfüllen die vorgebrachten Aspekte der außergewöhnlichen Kostensteigerungen, der drohenden Liquiditätsprobleme, des Risikos von Kündigungen langfristig gebuchter Kapazitäten und der Gefährdung oder Verzögerung von Investitionen das Kriterium der Gefährdung des Betriebs der deutschen Fernleitungsnetze. Hierbei ist zu beachten, dass eine tatsächliche Störung des Betriebes für die Genehmigung einer Neuberechnung der Entgelte nicht erforderlich ist. Es genügt insoweit, dass der weitere Betrieb gefährdet wird.

Eine Gefahr liegt in diesem Zusammenhang in Anlehnung an den Gefahrenbegriff aus dem Polizei- und Ordnungsrecht vor, wenn die Sachlage bei ungehindertem Geschehensablauf mit hinreichender Wahrscheinlichkeit in absehbarer Zeit zu einer Störung des Betriebs der Fernleitungsnetze führen würde.

Hierbei handelt es sich um eine Prognoseentscheidung, bei der alle bekannten und absehbaren Erwägungen zu berücksichtigen sind. Hierbei hat die Beschlusskammer nicht nur die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgetragenen Umstände berücksichtigt, sondern auch das Interesse der Netznutzer an der grundsätzlichen Verbindlichkeit der veröffentlichten Entgelte gewürdigt.

Im Einzelnen:

### **5.3.1. Kostensteigerungen**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in ihrer aktualisierten Prognose in Summe massiv gestiegene Kosten für das Jahr 2023 ermittelt. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um eine Anpassung der volatilen Kosten für die Treibenergie nach § 11 Abs. 5 S. 1 Nr. 1 ARegV, die als Plankosten nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 3 ARegV bei der Ermittlung der zulässigen Erlöse für das Jahr 2023 als Prognosewert anzusetzen sind.

Aufgrund der dargelegten Flussverlagerungen und der Verwerfungen auf den Energiemärkten ist es zu außergewöhnlichen Preis- und Mengenerhöhungen gekommen. Im Wesentlichen getrieben durch die erhöhten Treibenergiekosten für Strom und Gas wurde die Prognose der

zulässigen Erlöse über alle Fernleitungsnetzbetreiber um ca. 1,1 Mrd. € erhöht. Dies entspricht einer Steigerung der ursprünglichen Prognose um ca. 44 %. Drei Fernleitungsnetzbetreiber – welche in Summe über die Hälfte der prognostizierten zulässigen Erlöse darstellen – mussten ihre Prognose um über 60 % anpassen. Sollte eine Neuberechnung unterbleiben, würden gerade diese Fernleitungsnetzbetreiber besonders unter der Unterprognose leiden und erhebliche Teile ihrer zulässigen Erlöse nicht im Jahr 2023 erwirtschaften können. Allerdings würde sich aus Sicht der Beschlusskammer der Kreis der betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber noch erweitern. Nahezu sämtliche Fernleitungsnetzbetreiber, welche im Rahmen der Referenzpreismethode Ausgleichszahlungen an die anderen Fernleitungsnetzbetreiber leisten müssen, prognostizieren nunmehr mit höheren Kosten bzw. zulässigen Erlösen. Insofern ist es fraglich, ob bei Unterlassung einer Tarifneuberechnung der prognostizierte Fehlbetrag von ca. 1,1 Mrd. € nicht teilweise an die Ausgleichzahlungsempfänger weitergereicht würde (zu den Ausgleichszahlungen siehe Ziffer 5.3.4). Somit erscheint es realistisch, dass auch weitere Fernleitungsnetzbetreiber unter der Unterprognose leiden und vereinzelt erheblich Teile ihrer zulässigen Erlöse nicht im Jahr 2023 erwirtschaften könnten.

Die Beschlusskammer wertet die absolute und relative Steigerung der prognostizierten Kosten in einem derart kurzen Zeitraum als außergewöhnlichen Umstand, der bereits entschieden für eine Neuberechnung spricht. Dass sich die Lage auf den Energiemärkten im Laufe des Festlegungsverfahrens etwas entspannt hat, ändert nichts an dieser Einschätzung. Denn bezüglich des gesamten Jahres 2023 bestehen nach wie vor erhebliche Risiken (siehe hierzu Ziffer 5.3.6).

Allein für sich betrachtet würde eine Kostensteigerung jedoch nicht genügen, um das Kriterium der Gefährdung des Betriebs eines Fernleitungsnetzes zu erfüllen. Denn regulierten Fernleitungsnetzbetreibern mit einer Erlösgarantie über das Regulierungskonto nach § 5 ARegV wäre es grundsätzlich zumutbar, auch wesentliche Abweichung von einer ursprünglichen Prognose hinzunehmen.

### **5.3.2. Änderungen der Kapazitätsprognose**

Die Änderungen an der Kapazitätsprognose sind jedenfalls in Summe nicht erheblich und außergewöhnlich. Zwar haben die Fernleitungsnetzbetreiber weitere krisenbedingte Kündigungen nunmehr in die Berechnung eingestellt bzw. antizipiert. Diese werden jedoch durch gestiegene Nachfragen an den westlichen Grenzen in Summe über alle Fernleitungsnetzbetreiber leicht überkompensiert (insb. durch die Berücksichtigung erzielter Auktionsaufschläge in dieser Betrachtung, siehe Ziffer 5.3.7). Auf Basis der jüngsten indikativen Prognose liegt sogar eine Steigerung um 5 % vor. Insoweit werden die zuvor erörterten Kostensteigerungen leicht

kompensiert. Beim Ansatz des bisherigen Entgelts würde sich also die Kostensteigerung etwas reduzieren auf eine tatsächliche Belastung von rund 1 Mrd. €.

Bezogen auf einzelne Fernleitungsnetzbetreiber liegen jedoch jeweils wesentliche Effekte vor. Einige Netzbetreiber haben aufgrund damals vorliegender Erkenntnisse bereits in der Prognose im Mai 2022 ihre erwarteten Absatzmengen im Vergleich zu den Vorjahren stark nach unten korrigiert. So gingen einzelne Netzbetreiber von einem nahezu vollständigen Wegfall von Buchungen bei ihnen aus. Nunmehr würden, gemäß einer aufgrund der aktuellen Entwicklungen der Krise nachvollziehbaren Prognoseentscheidung, weitere Fernleitungsnetzbetreiber ebenso verfahren. Der Ansatz von geringeren Kapazitäten ist für die Beschlusskammer in den jeweiligen Einzelfällen nachvollziehbar. Diese beruhen auf bereits eingetretenen Zahlungsausfällen und darauf beruhenden Kapazitätskündigungsmöglichkeiten. Insbesondere die von einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern prognostizierte Kündigung von langfristig gebuchten Bestandskapazitätsverträgen zu Beginn der Entgeltperiode 2023, welche für den Abtransport von Gasmengen aus der Nord Stream relevant sind, erscheint plausibel.

Es würde ein großes Ungleichgewicht und erhebliche individuelle Belastungen entstehen, wenn diese Erkenntnisse nicht in einer Neuberechnung berücksichtigt würden. Jedoch gilt auch bezüglich derartiger Prognoseänderungen grundsätzlich, wie zuvor erörtert, dass regulierte Netzbetreiber über eine langfristige Erlösgarantie zum Ausgleich dieser Abweichungen verfügen.

### **5.3.3. Liquiditätsprobleme**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben erörtert, inwiefern die zuvor aufgezeigten Effekte zu Liquiditätsproblemen im Jahr 2023 und darüber hinaus führen würden, sollte das Entgelt nicht Neuberechnet werden. Hierbei haben einige Fernleitungsnetzbetreiber auch die bereits im Jahr 2022 aufgetretenen Liquiditätslücken thematisiert. Zur Überzeugung der Beschlusskammer könnten sich in Einzelfällen tatsächlich Schwierigkeiten bei der Liquiditätsbeschaffung im kommenden Jahr ergeben. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass es sich teilweise um nahezu die vollständigen zulässigen Erlöse der Unternehmen handelt, die diese außerplanmäßig zwischenfinanzieren müssten. Dies würde betriebswirtschaftlich einen äußerst ungewöhnlichen Umstand darstellen. Hierbei erkennt die Beschlusskammer an, dass es in Einzelfällen zu erheblichen Schwierigkeiten bei der Beschaffung der Liquidität kommen könnte. Dies gilt insbesondere aufgrund der insgesamt schwierigen wirtschaftlichen Lage, der drohenden Rezession und insbesondere der Verwerfungen auf den Energiemärkten. Inwiefern der Versuch, eine solche Liquiditätslücke zu schließen, von Banken als Fall der Überschuldung gewertet werden könnte, vermag die Beschlusskammer anhand der vorliegenden Indikationen nicht abschlie-

ßend zu bewerten. Darauf kommt es jedoch auch nicht an. Bezüglich der vorliegenden Prognoseentscheidung genügt es, dass ein solches Szenario mit hinreichender Wahrscheinlichkeit eintreten würde. Dies ist jedenfalls bezüglich der umfangreichen, ungewöhnlichen und äußerst schwierigen Beschaffung der Liquidität bei einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern der Fall. So bestehen nach Kenntnis der Beschlusskammer bereits jetzt für zahlreiche Unternehmen (nicht Fernleitungsnetzbetreiber) auf dem Energiemarkt Schwierigkeiten, ausreichend Liquidität für Handelsgeschäfte in Form von geforderten Sicherheiten zu akquirieren. Bei Fortführung des Szenarios einer Nichtanpassung des Referenzpreises besteht eine hinreichende Wahrscheinlichkeit, dass auch Fernleitungsnetzbetreiber in vergleichbare Schwierigkeiten geraten würden, insbesondere, wenn deren Mutterkonzerne sich bereits in solchen Schwierigkeiten befinden.

Insofern ist abschließend davon auszugehen, dass eine Nichtanpassung und ein Verweis auf den Mechanismus des Regulierungskontos im Zusammenspiel der Aspekte der Kostensteigerungen, der Änderung der Kapazitätsprognose und der erörterten Liquiditätsbeschaffung den Betrieb eines Fernleitungsnetzbetreibers gefährden würde.

Ergänzend zu diesen Erwägungen hat die Beschlusskammer weiteres Vorbringen im Zusammenhang mit der Liquidität und Möglichkeiten der Liquiditätsbeschaffung unter Ziffer 5.3.8 erörtert.

#### **5.3.4. Ausgleichszahlungen unter den Fernleitungsnetzbetreibern**

Das Risiko von Kündigungen von Transportkunden wurde bereits erörtert. Darüber hinaus ist in die Erwägungen der Umstand einzubeziehen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber im deutschen Marktgebiet in wesentlichen Belangen umfassend kooperieren (vgl. hierzu zuletzt BGH, Beschluss vom 05.07.2022, EnVR 77/20, REGENT-Leitsatzentscheidung). Hieraus folgt aufgrund der Anordnungen des Art. 10 Abs. 1 NC TAR der Grundsatz der gemeinsamen Anwendung einer Referenzpreismethode. Dies ist durch einen entsprechenden, wirksamen Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern zu flankieren, Art. 10 Abs. 3 NC TAR, vgl. Festlegung AMELIE 2021 vom 11.09.2020, BK9-19/607.

Bezüglich des Ausgleichsmechanismus nach AMELIE gilt, dass hierbei die identischen Annahmen zu treffen sind wie bei der gemeinsamen Anwendung der Referenzpreismethode. Durch die Verwerfungen bei den Kosten und teilweise bei den eingebrachten Kapazitätsprognosen würde es in Einzelfällen zu der Situation kommen, dass Fernleitungsnetzbetreiber erhebliche Zahlungen an andere Fernleitungsnetzbetreiber leisten müssten, obwohl sie als Zahler selber über stark reduzierte Einnahmen verfügen. Im Rahmen des Festlegungsverfahrens AMELIE und der anschließenden Gerichtsverfahren wurde erörtert, inwiefern der Zahlungsausfall etwa eines Netznutzers, der aus marktwirtschaftlich nicht völlig unüblichen Gründen die

Zahlung nicht leistet, zu einer unterjährigen Anpassung der AMELIE-Leistungen führen müsste. Die sich nunmehr realisierten Risiken konnten nicht antizipiert werden.

Die Steigerung der zulässigen Erlöse zwischen der Mai- und der September-Prognose beläuft sich auf über 1 Mrd. € und beträgt somit das Dreifache der sich auf Basis der Mai-Prognose ergebenden AMELIE-Ausgleichszahlungen. Insofern ist nicht auszuschließen, dass bei dem Unterlassen einer Entgeltneuberechnung die AMELIE-Zahlungen bei den AMELIE-Empfängern anteilig oder vollständig ausbleiben. Folglich würde sich der Kreis der Fernleitungsnetzbetreiber erweitern, welche Liquiditätsprobleme bekommen könnten. Hinzu kommt, dass ein ausschließliches Anpassen der auf Basis der Mai-Prognose festgelegten Ausgleichszahlungen ohne eine Entgeltneuberechnung in dem hier vorliegenden Fall nicht ausreichend erscheint. Durch die reine Anpassung der Ausgleichszahlungen unter den Fernleitungsnetzbetreibern würde kein zusätzlicher Deckungsbeitrag für die prognostizierten 44 % gestiegenen zulässigen Erlöse erwirtschaftet. Die absolute Höhe von über 1 Mrd. € erscheint in der gegenwärtigen Sondersituation im Vergleich zu den ursprünglich insgesamt prognostizierten zulässigen Erlösen in Höhe von 2,6 Mrd. € derart hoch, dass auch ein Verteilen des Fehlbetrags auf alle Fernleitungsnetzbetreiber die Liquiditätsprobleme nicht heilen dürfte, sondern nur die Anzahl der Fernleitungsnetzbetreiber, welche sich einer Gefährdung des Netzbetriebs ausgesetzt sehen, erhöhen würde.

Dementsprechend hat die Beschlusskammer auch diese Aspekte in die Erwägung einbezogen, ob und aufgrund welcher Umstände der Betrieb der Fernleitungsnetze ohne eine Entgeltanpassung gefährdet würde. Jedenfalls stärken diese Erwägungen die Annahme, dass eine Neuberechnung geboten ist.

### **5.3.5. Gefährdung von Investitionen und Wartungsmaßnahmen**

Schließlich wurde von einigen Fernleitungsnetzbetreibern vorgetragen, dass gerade im Jahr 2023 anstehende, erhebliche, erst kurzfristig angesetzte und für die Energieversorgungssicherheit essentielle Investitionen durch die erörterte Liquiditätslücke gefährdet wären. Dies betreffe insbesondere die Investitionen in den Anschluss von LNG-Anlagen, aber auch punktuelle Netzverstärkungen zur Aufnahme höherer Flüsse von Westen.

Selbst wenn die Beschlusskammer davon ausgeht, dass die Investitionen auch ohne eine Entgeltneuberechnung erfolgen würden, erscheint es jedoch hinreichend wahrscheinlich, dass die aufgezeigte Störung der Liquidität zu einer Beeinflussung und Verzögerung der Investitionen führe könnte. Hierbei ist für die Beschlusskammer die Höhe der erforderlichen Wahrscheinlichkeit zur Annahme einer Gefährdung des Betriebs eines Fernleitungsnetzbetreibers im Hinblick auf derartig energiewirtschaftlich und gesamtgesellschaftlich essentiellen Investitionen so gering anzusetzen, wie es die rechtlichen Vorgaben erlauben. Jedenfalls ist es hinreichend

wahrscheinlich, dass es zu – wenn auch nur geringen – Verzögerungen kommen könnte. Im Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG-Beschleunigungsgesetz - LNKG) ist die überragende Bedeutung der LNG-Anschlüsse gesetzlich festgehalten. Nach § 3 LNKG dient die schnellstmögliche Durchführung der im LNKG genannten Vorhaben dem zentralen Interesse an einer sicheren und diversifizierten Gasversorgung in Deutschland und ist aus Gründen eines überragenden öffentlichen Interesses und im Interesse der öffentlichen Sicherheit erforderlich. Damit ist ein weiterer, gewichtiger Aspekt gegeben, der entschieden dafür streitet, dass eine Anpassung der Entgelte auf das nunmehr erforderliche Niveau geboten ist, andernfalls der Betrieb der Fernleitungsnetze im Sinne der uneingeschränkten Erfüllung der Zielvorgaben des LNKG gefährdet wäre.

Darüber hinaus könnten die derart hohen Liquiditätsprobleme die Fernleitungsnetzbetreiber aus Kostengründen dazu bewegen, turnusmäßige Wartungsmaßnahmen hinauszuzögern. Einzelne Fernleitungsnetzbetreiber trugen bereits vor, dass schon im Jahr 2022 die Liquidität auf Grund der gegenwärtigen nicht prognostizierbaren Sondersituation auf dem Gasmarkt stark in Anspruch genommen werde. Insofern wären Verzögerungen von Wartungsmaßnahmen über ein bis zwei Jahre nicht unvorstellbar. Das Auslassen bzw. Verzögern von turnusmäßigen Wartungsmaßnahmen könnte wiederum den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Fernleitungsnetze gefährden.

### **5.3.6. Interessen der Netznutzer**

Im Sinne der Verhältnismäßigkeit sind nicht nur die Interessen der Fernleitungsnetzbetreiber, sondern auch die der Netznutzer in Betrachtung zu ziehen. Hierbei gilt zunächst, dass eine Entgeltanpassung, zumal wie hier zum Jahres- sowie Entgeltperiodenbeginn, grundsätzlich ein gewöhnlicher Umstand bei regulierten Netzbetreibern ist. Bei jeder Entgeltsteigerung besteht zudem grundsätzlich eine Kündigungsmöglichkeit für betroffene Netznutzer, sofern bestimmte Schwellen überschritten werden (vgl. etwa § 25 Abs. 3 der Anlage 1, Geschäftsbedingungen für den Ein- und Ausspeisevertrag (entry-exit-System) der Kooperationsvereinbarung Gas XIII).

Der Vortrag der Händler im Rahmen der Konsultation hinsichtlich der Weiterreichung der kurzfristig angepassten, höheren Netzentgelte an die Endverbraucher ist für die Beschlusskammer nur eingeschränkt nachvollziehbar. Ausschließlich bei Endverbrauchern, welche direkt am Fernleitungsnetz angeschlossen sind, mag dies bei Konstellationen der Belieferung auf Festpreisbasis der Fall sein. Allerdings ist der weit überwiegende Teil der Endverbraucher im Verteilernetz angeschlossen. Im Verteilernetz wurden die Netzentgelte hingegen für das Jahr 2023 erstmalig zum 15.10.2022 veröffentlicht, mit dem Hinweis, dass es sich dabei um eine vorläufige Veröffentlichung handelt. Daher hat die Beschlusskammer



bewusst noch vor dem 15.10.2022 den Festlegungsentwurf konsultiert, um dem Markt zumindest eine Indikation der möglicherweise kommenden Entgelterhöhung auf der Fernleitungsebene zu geben. Gemäß der aktualisierten Prognose der Fernleitungsnetzbetreiber (Stand September 2022) könnte sich ein neuer Referenzpreis von ca. 6,60 € pro (kWh/h)/a ergeben. Dies entspräche einer Steigerung der Entgelte der Fernleitungsnetzbetreiber von ca. 37 % gegenüber dem im Mai veröffentlichten Tarif. Somit wurde den Netznutzern eine bestmögliche, aktualisierte Kostenabschätzung übermittelt.

Die Anzahl sowohl der Industriekunden, als auch der Haushaltskunden mit Festpreisverträgen sinkt zudem gegenwärtig. Sofern Festpreisverträge abgeschlossen werden, unterliegen diese immer einem Chance/Risiko-Verhältnis. Zu ungewissen Positionen zählen sicherlich die von Eni und OMV erwähnte Erhöhung der Konvertierungsumlage um 0,38 €/MWh sowie der Einführung der Gasspeicherumlage in Höhe von 0,59 €/MWh zum 01.10.2022. Die prognostizierten Netzentgelte bergen sicherlich ebenfalls Unsicherheiten. Allerdings muss hier auch die absolute Auswirkung der Erhöhung der Fernleitungsnetzentgelte berücksichtigt werden. Legt man die im September prognostizierte, mögliche neue Entgelthöhe von 6,60 € pro (kWh/h)/a zu Grunde, würde sich bei einer vollständigen Nutzung einer entsprechenden Jahreskapazität eine Kostenerhöhung von 0,20 €/MWh ergeben. Selbst bei einer unterstellten Nutzung von nur 50 % der gebuchten Kapazität ergäbe sich eine Erhöhung von 0,41 €/MWh.

Deutlich durchschlagender als die Entgeltsteigerung auf der Fernleitungsebene dürfte bei der Kalkulation von Festpreisverträgen die seit Beginn der Krise bzw. bereits ab Mitte 2021 erhebliche Dynamik auf dem Beschaffungsmarkt sein. Nachfolgend werden die Commodity Preise jeweils in €/MWh im Marktgebiet THE seit der Jahreskapazitätsauktion 2022 dargestellt (OTC-Preise Gas):

	01.07.22	15.07.22	01.08.22	15.08.22	01.09.22	15.09.22	30.09.22	17.10.22
Q1/2023	154,40	178,86	186,74	214,51	237,26	225,35	202,79	164,71
J 2023	117,25	146,38	153,52	195,90	200,57	199,52	194,00	158,27

Quelle: METANOPOLY

Die Beschaffungspreise für das erste Quartal 2023 schwankten seit dem 01.07.2022 bis zum 17.10.2022 zwischen 154,40 € und 237,26 €. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei der Betrachtung der Beschaffungspreise für das Kalenderjahr 2023. Hier schwankten die Preise im benannten Zeitraum zwischen 117,25 € und 200,57 €. Die Preisspanne liegt in beiden Beschaffungsfällen bei über 80 €/MWh. Im Vergleich dazu fällt die prognostizierte Entgeltsteigerung extrem gering aus.

Hinzu kommt, dass zum Beispiel bei der Belieferung von Haushaltskunden zum Festpreis immer ein Prognoserisiko hinsichtlich der Netzkosten besteht, da regelmäßig Verträge zu Beginn eines Monats und somit entgeltperiodenübergreifend angeboten werden.

Unabhängig davon befinden sich viele Haushaltskunden in einem Grundversorgungstarif oder haben gegenwärtig Verträge ohne Preisbindung. Bei diesen Kunden ist eine zeitnahe Weiterreichung der höheren Netzkosten durchaus möglich.

Diese Erwägungen bezüglich des Verhältnisses zwischen den Transportkosten und den Beschaffungskosten gelten ebenso für die im Rahmen der Konsultation vorgebrachten Sachverhalte der Speicherbefüllung, der Gasverstromung sowie generell der Preisbildung im Marktgebiet THE. Auch hier stellen die Transportkosten und insbesondere deren Erhöhung (je nach Nutzungsszenario 0,20 bis 0,41 €/MWh) nur einen Bruchteil der extrem schwankenden Beschaffungskosten (s.o.) dar. Bezüglich der Gasspeicher gilt zudem, dass die Entgelterhöhung aufgrund des Speicherrabattes von 75 % nur zu einem Viertel relevant wird, was die Bedeutung der Transportkosten für Maßnahmen der Versorgungssicherheit noch weiter schmälert.

Vor dem Inkrafttreten des NC TAR wurden die Entgelte der Fernleitungsnetzbetreiber des kommenden Jahres erst zum 15. Oktober eines Jahres vorläufig und sodann zum Jahresende endgültig veröffentlicht, vgl. § 20 Abs. 1 EnWG. Durch die erörterten Regelungen im NC TAR erfolgt nunmehr durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Mai eines Jahres eine erheblich frühere und sogleich verbindliche Veröffentlichung für das kommende Gaswirtschaftsjahr.

Die dadurch gesteigerte Vertrauensbasis geht einher mit korrespondierenden Prognoseunsicherheiten. Zur Auflösung dieses Konflikts sieht Art. 12 Abs. 3 lit. b NC TAR eine Anpassungsmöglichkeit auch in der laufenden Entgeltperiode vor. Vorliegend hat das Jahr 2023 noch nicht begonnen, so dass das Interesse der Netznutzer an verbindlichen Entgelten geringer zu gewichten ist, als wenn eine unterjährige Anpassung im Jahr 2023 erfolgen würde. Zudem ist zu beachten, dass die Neuberechnung im Interesse der Stabilität des Energiemarktes erfolgt und wie erörtert nach den Vorgaben des LNGG auch insofern das Interesse der Netznutzer im Sinne der Versorgungssicherheit verfolgt wird. Hinzu kommt noch, dass es sich im vorliegenden Fall um einen Anstieg der für 2023 prognostizierten zulässigen Erlöse handelt. Das heißt, die Erlöse dürfen, sofern sie sich in der prognostizierten Höhe tatsächlich einstellen (wobei die Beschlusskammer aufgrund der Nachvollziehbarkeit der Vorträge keine Zweifel an der Prognose hat), von den Fernleitungsnetzbetreibern verdient werden. Eine – wie in der Stellungnahme von Centrica vorgeschlagene – Verschiebung der Vereinnahmung der zulässigen Erlöse in das Jahr 2024 ist auf Basis der gesetzlichen Regelungen nicht möglich. Würde eine Neukalkulation unterbleiben, würde die Vereinnahmung dieser zulässigen Erlöse nur über das

Regulierungskonto zusätzlich verzinst in die Jahre 2026 bis 2028 verschoben. Letztlich erachtet die Beschlusskammer demnach das Interesse an dem Bestand des im Mai 2022 veröffentlichten Entgelts – auch nach dem Vortrag der Händler im Rahmen der Konsultation – als nicht derart ausschlaggebend an, dass eine Neuberechnung zwingend unterbleiben müsste.

### **5.3.7. Individuelle Anrechnung der bisher erzielten Auktionsaufschläge**

Die EnBW und RWE sowie die Händlerverbände BDEW und EFET Deutschland sprechen sich hinsichtlich der im Jahr 2022 auf Basis des veröffentlichten Tarifs aus dem Mai in Höhe von 4,82 € pro (kWh/h)/a durchgeführten Jahres- und Quartalskapazitätsauktionen für den Nutzungszeitraum 2023 für eine individuelle Anrechnung der erzielten Auktionsaufschläge aus. Der Markträumungspreis der verauktionierten Kapazitäten solle beibehalten werden, sofern dieser über dem neuen Referenzpreis liege.

Dieser Vorschlag erscheint zunächst nachvollziehbar. Er beruht auf der Hypothese, dass wenn der veröffentlichte Tarif bereits im Mai rund 1,80 € höher gewesen wäre, sich trotzdem der gleiche Markträumungspreis in der Auktion eingestellt hätte. Die Nachfrage wäre bereits zu einem früheren Zeitpunkt, bei einem (um 1,80 €) geringeren Preiszuschlag unter die angebotene Kapazitätsmenge gefallen. Aus der individuellen Perspektive eines Auktionsteilnehmers ist der Vorschlag durchaus ökonomisch betrachtet nachvollziehbar. Diese Systematik der Auktionen mit dem Ergebnis von Auktionsaufschlägen könnte argumentativ für eine Ungleichbehandlung bezüglich des sich rechnerisch einstellenden Preises bzw. bezüglich einer nachträglichen Reduktion des Auktionsaufschlages vorgebracht werden. Denn bei so einer Vorgehensweise des teilweisen oder vollständigen Erlassens der Zahlungsverpflichtung des Auktionsaufschlages würden die anderen Transportkunden mit entsprechend höheren Netzentgelten belastet werden.

Eine Analyse der Jahres-Auktion 2022 sowie der Quartalsauktionen nach dem Juli 2022 auf der Buchungsplattform PRISMA hat ergeben, dass bei den folgenden Kopplungspunkten für den Nutzungszeitraum ab dem 01.01.2023 sich teilweise erhebliche Auktionsaufschläge (ein Mehrfaches des veröffentlichten regulierten Entgeltes) ergeben haben. Zum einen war dies an den Einspeisepunkten von Belgien kommend am VIP THE-ZTP, von den Niederlanden kommend am VIP TTF-THE-H sowie VIP TTF-THE-L und von Norwegen kommend an den Kopplungspunkten in Dornum bzw. Emden der Fall, zum anderen an den Ausspeisepunkten nach Österreich am VIP Oberkappel sowie am Kopplungspunkt Überackern 2 und nach Tschechien am VIP Brandov. Allerdings zeigen sich bereits bei der Jahresauktion 2022 am Ausspeisepunkt VIP Brandov sowie an den Einspeisepunkten VIP THE-ZTP, VIP TTF-THE-H, VIP TTF-THE-L, Kopplungspunkte Dornum bzw. Emden ebenfalls Auktionsaufschläge auch für die kommenden ein bzw. zwei Gaswirtschaftsjahre. Zudem ergab sich am Einspeisepunkt vom

Speicher Jemgum Auktionsaufschläge nur für in der Zukunft gelegene Gaswirtschaftsjahre nach dem 30.09.2023.

Bzgl. der in der Zukunft gelegenen Gaswirtschaftsjahre mit Nutzungszeitraum ab dem 01.01.2024 waren die in der Auktion veröffentlichten Tarife rein indikativ und nicht verbindlich. Trotzdem zeigten sich auch in diesen Auktionen erhebliche und in der Höhe vergleichbare Auktionsaufschläge, wie in den Auktionen für das Gaswirtschaftsjahr 2022/23. Insofern ist die Argumentation von RWE bzw. den Händlerverbänden fragwürdig, da sich vergleichbare Auktionsaufschläge auch in Auktionen zeigten, bei denen der Startpreis, die veröffentlichten Tarife noch nicht verbindlich feststehen.

Auch – wie in der Stellungnahme von EnBW und EFET Deutschland geäußert – spiegeln aus Sicht der Beschlusskammer die Auktionsergebnisse nicht die maximale Zahlungsbereitschaft der erfolgreichen Netznutzer wieder. Die individuelle Zahlungsbereitschaft kann durchaus höher liegen, als der Preiszuschlag, bei dem die Nachfrage nach Kapazitäten niedriger als deren Angebot ausfällt.

Schließlich ist auch zu beachten, dass auf Grund der Neuberechnung auch den hier betroffenen Netznutzern, welche an den oben genannten Buchungspunkten Kapazitäten mit einem Nutzungszeitraum in 2023 mit Auktionsaufschlag erworben haben, durch den indikativ ermittelten voraussichtlich höheren Tarif die grundsätzliche Kündigungsmöglichkeit von Kapazitätsverträgen zur Verfügung steht.

Daher erscheint bereits im Sinne der Diskriminierungsfreiheit und der Gleichbehandlung aller Netznutzer der Beschlusskammer eine vollständige oder anteilige Anrechnung der Tarifsteigerung auf den Auktionsaufschlag für Jahres- und Quartalsauktionen 2022 mit dem Nutzungszeitraum im Jahr 2023 zugunsten einzelner Netznutzer als nicht vorzugswürdig.

Hinzu kommt der fragliche Rechtsrahmen für eine derartige Sonderregelung bezüglich der Reduktion bereits erzielter Auktionsaufschläge. Die Beschlusskammer sieht es im Rahmen der Neuberechnung als sachgerecht und von den rechtlichen Vorgaben gedeckt an, dass die erzielten Auktionsaufschläge insgesamt entgeltmindernd bei der Neuberechnung angesetzt werden (soweit die Fernleitungsnetzbetreiber insoweit nicht von einer Kündigung der entsprechenden Kapazitätsverträge ausgehen).

Eine gesonderte Verwendung der Auktionsaufschläge bzw. eine individuelle Reduzierung wäre hingegen mehr als eine generelle Neuberechnung des Referenzpreises im Sinne von Art. 12 Abs. 3 lit. b NC TAR.

So sieht Art. 19 Abs. 5 NC TAR vor, dass vorbehaltlich einer Entscheidung gemäß Art. 41 Abs. 6 lit a der Richtlinie 2009/73/EG ein etwaiger erzielter Auktionsaufschlag einem

besonderen, vom Regulierungskonto getrennten Konto zugewiesen werden kann. Die nationale Regulierungsbehörde kann entscheiden, diesen Auktionsaufschlag zur Verringerung physischer Engpässe oder, falls der Fernleitungsnetzbetreiber ausschließlich in einem Regulierungssystem ohne Preisobergrenze tätig ist, gemäß Art. 20 NC TAR zur Verringerung der Fernleitungsnetzentgelte für die nächste(n) Entgeltperiode(n) zu verwenden.

Direkt anwendbar ist Art 19 Abs. 5 i.V.m. Art. 20 NC TAR bei Auktionsaufschlägen, die im gewöhnlichen Ablauf erst nachträglich feststehen und somit nicht bei der Entgeltkalkulation berücksichtigt wurden. In diesem Fall sind die Möglichkeiten der Verwendung jedoch eingeschränkt auf Investitionen zur Verringerung physischer Engpässe oder zur sonst üblichen Einbeziehung in die Systematik des Regulierungskontos, wobei ein genereller, flächendeckender Ausgleich zu Gunsten aller Netznutzer vorgesehen ist, Art. 20 Abs. 3 NC TAR.

Während die Beschlusskammer im Rahmen der Neuberechnung eine entgeltsenkende Berücksichtigung der Auktionsaufschläge für sachgerecht und angemessen und vom Wortlaut der „Neuberechnung“ gedeckt sieht, wäre eine transportkundenindividuelle Verrechnung nicht mit den Erwägungen vereinbar, die den Regelungen in Art. 19 Abs. 5 und Art. 20 NC TAR zu Grunde liegen. So ist hiernach eine zu einem gewissen Grad individualisierende Berücksichtigung nur indirekt möglich, soweit die erzielten Auktionsaufschläge zur Beseitigung von Engpässen verwendet werden. Daher ist auch keine Ermächtigungsgrundlage im Sinne einer Analogie ersichtlich, wonach eine solche Regelung im Rahmen der Neuberechnung nach Art. 12 Abs. 3 lit. b NC TAR getroffen werden könnte.

### **5.3.8. Denkbare Alternativen zur Neuberechnung**

Im Folgenden würdigt die Beschlusskammer die in der Konsultation vorgebrachten Alternativen zur bzw. Modalitäten der Neuberechnung.

#### **5.3.8.1. Vorschlag einer abweichenden Referenzpreismethode**

Überwiegend lassen sich die zusätzlich prognostizierten Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber für das Jahr 2023 auf die seit Mai unerwartet deutlich gestiegene Beschaffung der Treibenergie (Mengen- und Preissteigerung) zurückführen. Diesbezüglich schlagen EnBW, RWE und EFET Deutschland eine verursachungsgerechte Allokation der Treibenergiekosten auf die Gasflüsse bzw. eine temporäre Abrechnung der Treibenergiekosten über die tatsächliche Netznutzung vor.

Eine Zuordnung von Treibenergiekosten innerhalb des Marktgebiets zu Transportwünschen am Rande des Marktgebiets erscheint der Beschlusskammer weder trivial noch zeitnah umsetzbar. An den VIPs müssten die Gasflüsse zunächst stündlich den einzelnen Transportkun-

den und in einem zweiten Schritt den einzelnen physischen Einspeisepunkten per Schlüsselung zugeordnet werden. Darüber hinaus müsste es eine geschlüsselte Einteilung für sämtliche Transporte geben, welche entweder zum VHP gehen oder vom VHP kommen, wobei der VHP definitionsgemäß nicht lokalisierbar wäre. Zu guter Letzt müssten die Gasflüsse auch noch sachgerecht entweder der Ein- oder der Ausspeisenominierungen zugeordnet werden. Insofern erscheint der Beschlusskammer eine Zuordnung von Treibenergiekosten selbst bei Betreiben erheblichen Aufwands allenfalls mit starken Vereinfachungen möglich, so dass eine verursachungsgerechte Abrechnung auf die tatsächliche Netznutzung kaum zu erreichen wäre.

Darüber hinaus würde die Umsetzung des Vorschlags bedeuten, dass ein Teil der Netzkosten (die Treibenergiekosten) gemäß Art. 4 Abs. 3 NC TAR ausnahmsweise ausschließlich über Arbeitsentgelte erzielt würde. Dies müsste vorher allerdings durch die Beschlusskammer genehmigt werden. Folglich müsste zunächst die festgelegte Referenzpreismethode geändert werden.

Die Beschlusskammer erachtet diesen Vorschlag als kaum sachgerecht umsetzbar. Zudem kommt eine Umsetzung auch aus zeitlichen Gründen nicht in Betracht, da zunächst eine neue Referenzpreismethode festgelegt werden müsste, was mindestens mehrere Monate in Anspruch nehmen würde.

#### **5.3.8.2. Einbeziehung der Fernleitungsnetzbetreiber in staatliche Hilfen**

Die Händler EnBW, Equinor und VNG sowie die Händlerverbände BDEW und EFET Deutschland regen an, zu prüfen, ob die Bundesregierung nicht entsprechende Mittel zur Verfügung stellen könnte, um die im Mai nicht prognostizierbaren zusätzlichen Netzkosten im Gasbereich zu kompensieren. Sie argumentieren, dass die Bundesregierung Mittel – in der Größenordnung von 13 Mrd. € – einsetzen wolle, um einen Anstieg der Entgelte der Übertragungsnetzbetreiber im Stromsektor aufgrund der drastisch gestiegenen Kosten für Netz- und Systemsicherheit zu vermeiden. Hierzu werde ein Vielfaches im Vergleich zu den Kostensteigerungen bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingesetzt. Die Händler Eni und RWE sprechen sich dafür aus, die Liquiditätslücke der Fernleitungsnetzbetreiber alternativ etwa über KfW-Kredite zu schließen. Auch die OMV meint, dass der Staat den Fernleitungsnetzbetreibern bei Liquiditätsproblemen kurzfristig oder dauerhaft eine Stützung aus dem Budget ermöglichen sollte.

Zunächst ist festzustellen, dass die Beschlusskammer keinerlei Befugnis hat, dem Staat vorzuschreiben, in welcher Form und Umfang er helfend bei der sich für das Jahr 2023 deutlich abzeichnenden Liquiditätslücke der Fernleitungsnetzbetreiber einzuspringen hat. Darüber hinaus ist der Sachverhalt im Strombereich anders als im Gasbereich. Im Strombereich sollen

massive Kostensteigerungen bei den Entgelten der Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2023 zum Vergleichsjahr 2022 in Höhe von 12-13 Mrd. € durch staatliche Mittel kompensiert werden. Im Gasbereich ist die Kostenprognose der Fernleitungsnetzbetreiber im Mai für das Jahr 2023 aus nachvollziehbaren Gründen gemäß der aktualisierten, indikativen Werte im September um ca. 1,1 Mrd. € zu niedrig ausgefallen (siehe Ziffer I.1). Gegenwärtig ist im Gasbereich eine politische Kompensationslösung, vergleichbar zum Strombereich, nicht absehbar bzw. kurzfristig nicht ersichtlich.

### **5.3.9. Gesamtschau der Erwägungen**

In der Gesamtschau der vorgebrachten und geprüften Erwägungen ergibt sich, dass jedenfalls in Summe der drohenden Effekte eine Gefährdung des Betriebs mindestens eines Fernleitungsnetzbetreibers aufgrund außergewöhnlicher Umstände vorliegen würde, sollte die Neuberechnung des Referenzpreises für das Jahr 2023 unterbleiben.

## **6. Rechtsfolgen**

Gemäß Tenorziffer 1 des vorliegenden Beschlusses wird den im deutschen Marktgebiet tätigen Fernleitungsnetzbetreibern auf Grund der außergewöhnlichen Situation die Neuberechnung des Referenzpreises für das Jahr 2023 genehmigt. Damit wird die Verbindlichkeit der Veröffentlichung nach Art. 29 NC TAR aus dem Mai 2022 nach Art. 12 Abs. 3 NC TAR aufgehoben. Diese Verbindlichkeit bezieht sich auf das kommende Gaswirtschaftsjahr, also den Zeitraum vom 01.10.2022 bis zum 30.09.2023. Demnach kann eine Anpassung des vierten Quartals des Jahres 2023 allein nach den nationalen Vorgaben nach § 20 Abs. 1 EnWG erfolgen, wonach erst zum 15.10.2022 zunächst vorläufige Entgelte veröffentlicht werden müssten. Trotz dieser Unterscheidung ergeben sich für die tatsächliche Neuberechnung hieraus jedoch keine Konsequenzen.

### **6.1. Zeitplan zur Umsetzung der Neuberechnung**

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind mit dem Beschluss berechtigt, ohne schuldhaftes Zögern eine Neuberechnung vorzunehmen. Hierbei erachtet die Beschlusskammer eine Neuberechnung im Verlauf des November 2022 und eine Veröffentlichung spätestens Ende November 2022 als probates Vorgehen. Hiermit soll sichergestellt werden, dass auch die in der Kaskade nachgelagerten Netzbetreiber ihre finalen Netzentgelte zum Jahresende noch rechtzeitig neu berechnen können, was auch vom VKU in seiner Stellungnahme gefordert wurde. Eine Neuveröffentlichung der Netzentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber zum Ende November stünde somit den Regelungen in § 7 Ziffer 5 KoV nicht entgegen.

Im Anschluss an die Neuberechnung des Referenzpreises werden auch entsprechend angepasste, neue Reservepreise zu veröffentlichen sein, vgl. Art. 12 ff. NC TAR. Auch die Ausgleichszahlungen nach der AMELIE-Festlegung sind neu zu berechnen.

## **6.2. Generelle Berücksichtigung der Auktionsaufschläge**

Im Rahmen der Konsultation sei aus Sicht von EnBW, OMV und dem Verband EFET Deutschland sicherzustellen, dass primär zur Kompensation der durch die Fernleitungsnetzbetreiber im September prognostizierten höheren Netzkosten in 2023 die jeweils erzielten Auktionsaufschläge aus den bereits durchgeführten Jahres- und Quartalsauktionen für den Nutzungszeitraum 2023 herangezogen werden sollten. Diese nicht unerheblichen Auktionsaufschläge (siehe Ziffer 5.3.7) wurden bereits zur zusätzlichen Kostendeckung im Rahmen der indikativen Prognose im September durch die Fernleitungsnetzbetreiber in Form eines Kapazitätsäquivalents bei der Kapazitätsprognose berücksichtigt. Dies erklärt auch die leichte Steigerung der prognostizierten vermarkteten Kapazitäten in 2023 um 5 % in der September-Prognose gegenüber der Mai-Prognose (siehe Ziffer 5.3.2). Andernfalls wäre der indikativ im September ermittelte Tarif noch höher ausgefallen.

Die unmittelbare Anrechnung der erzielten Auktionsaufschläge zur Verringerung der Fernleitungsnetzentgelte in der Entgeltperiode des Jahres 2023 ist aus Sicht der Beschlusskammer mit den rechtlichen Regelungen vereinbar. In der Sonderkonstellation der Neuberechnung nach Art. 12 Abs. 3 lit. b NC TAR handelt es sich hierbei bereits vor Beginn der Entgeltperiode um vorab feststehende reguläre Erlöse aus den bereits in den Jahres- und Quartalsauktionen angefallenen Auktionsaufschlägen, welche als gesicherte Erkenntnis in der nun anstehenden Prognoseentscheidung berücksichtigt werden können. Insofern ist dies aus Sicht der Beschlusskammer mit den Regelungen in Kapitel IV NC TAR vereinbar.

Darüber hinaus weist die Beschlusskammer darauf hin, dass gemäß Art. 21 Abs. 3 NC TAR bei der Auktion gebündelter Kapazitätsprodukte der Auktionsaufschlag den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern zu gleichen Teilen zugeteilt wird und somit in solchen Fällen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber nur die Hälfte des Auktionsaufschlags im Jahr 2023 vereinnahmen können.

## **6.3. Sonstige Parameter für die Neuberechnung**

Zu der tatsächlichen Durchführung der Neuberechnung ergeben sich grundsätzlich keine abweichenden Vorgaben von denen, die bei der erstmaligen Berechnung im Mai 2022 galten. Hierbei sind alle aktualisierten Erkenntnisse zu berücksichtigen, auch wenn diese von den indikativen Werten im September 2022 abweichen sollten, die Grundlage dieses Beschlusses sind. Somit greift die Beschlusskammer nicht den Vorschlag der VNG auf, aus deren Sicht die



Erhöhung minimal ausfallen und die Anpassung auf die Parameter Treibenergiekosten, Kosten für Lastflusszusagen und Zahlungsausfälle beschränkt werden sollten. Nach Darlegung der Fernleitungsnetzbetreiber sind der hauptsächliche kostentreibende Effekt die Treibenergiekosten. Höhere Kosten für Lastflusszusagen und die Reduktion der voraussichtlich vermarktbareren Kapazitäten (nach Ausübung des möglichen Sonderkündigungsrechts der Transportkunden für Langfristbuchungen ab dem 01.01.2023) spielen eine untergeordnete Rolle. Allerdings müssen aus Sicht der Beschlusskammer auch gegenläufige Effekte aus anderen Parametern zwingend bei der Neuberechnung berücksichtigt werden. Dazu zählen zum einen höhere Kapazitätsbuchungsprognosen an einzelnen Punkten und zum anderen die entgeltreduzierende Berücksichtigung von Auktionsaufschlägen für Kapazitätsnutzungszeiträume im Jahr 2023 aus den mittlerweile stattgefundenen Jahres- bzw. Quartalsauktionen (s.o.). Insofern hat sich die Beschlusskammer dazu entschlossen, keine Beschränkung vorzunehmen, um u.a. sicherzustellen, dass auch kostenmindernde Effekte berücksichtigt werden.

#### **6.4. Sondersituation dieser Neuberechnung**

Abschließend weist die Beschlusskammer darauf hin, dass weitere Neuberechnungen nach Art. 12 Abs. 3 lit. b NC TAR grundsätzlich nicht ausgeschlossen sind. Allerdings bedürfte es dafür auch eines sehr gravierenden Umstandes, welcher angesichts der umfassend aktualisierten Prognose der Fernleitungsnetzbetreiber im November 2022 für das Jahr 2023 gegenwärtig als sehr unwahrscheinlich gesehen wird. Die gegenwärtige Sondersituation und auch die Notwendigkeit einer Verbesserung der Liquiditätssituation der Fernleitungsnetzbetreiber für das Jahr 2023 wurde weitestgehend von den Marktteilnehmern nachvollzogen und geteilt. Angesicht dessen stellt diese Genehmigung zur Neuberechnung des Referenzpreises 2023 aus Sicht der Beschlusskammer einen Sonderfall dar. Daher teilt die Beschlusskammer den in den Stellungnahmen oft erwähnten Vertrauensverlust in die Bindungswirkung der im Mai veröffentlichten Tarife nicht.

### **III. Kosten (§ 91 EnWG)**

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

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

Da die Festlegung gegenüber allen Fernleitungsnetzbetreibern erfolgt, nimmt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, statt der individuellen Zustellung eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die

Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Festlegung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

## **RECHTSBEHELFSBELEHRUNG**

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (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 der oder dem 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 25.10.2022

Beisitzerin als Vorsitzende

Beisitzer

Beisitzer

Dr. Ulrike Schimmel

Dr. Björn Heuser

Stefan Tappe