



Beschluss

Az.: BK7-20-011

In dem Verwaltungsverfahren

wegen: Genehmigung der Höhe der von den Fernleitungsnetzbetreibern ermittelten technischen Kapazität

- 1) der bayernets GmbH, Poccistr. 7, 80336 München, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung
Antragstellerin zu 1),
- 2) der Fluxys Deutschland GmbH, Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf, vertreten durch die Geschäftsführung,
Antragstellerin zu 2),
- 3) der Fluxys TENP GmbH, Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,
Antragstellerin zu 3),
- 4) der GASCADE Gastransport GmbH, Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,
Antragstellerin zu 4),
- 5) der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Pasteurallee 1, 30655 Hannover, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,
Antragstellerin zu 5),
- 6) der GRTgaz Deutschland GmbH, Zimmerstraße 56, 10117 Berlin, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,
Antragstellerin zu 6),

Bundesnetzagentur für
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen

Behördensitz: Bonn
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
☎ (02 28) 14-0

Telefax Bonn
(02 28) 14-88 72

E-Mail
poststelle@bnetza.de
Internet
<http://www.bundesnetzagentur.de>

Kontoverbindung
Bundeskasse Trier
BBk Saarbrücken
BIC: MARKDEF1590
IBAN: DE 81 590 000 00 00 590 010 20

- 7) der Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, Huttropstr. 60, 45138 Essen, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,
Antragstellerin zu 7),
- 8) der NEL Gastransport GmbH, Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,
Antragstellerin zu 8),
- 9) der ONTRAS Gastransport GmbH, Maximilianallee 4, 04129 Leipzig, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,
Antragstellerin zu 9),
- 10) der OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, Emmerichstraße 11, 34119 Kassel, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,
Antragstellerin zu 10),
- 11) der Open Grid Europe GmbH, Kallenbergstr. 5, 45141 Essen, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,
Antragstellerin zu 11),
- 12) der terranets bw GmbH, Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,
Antragstellerin zu 12),
- 13) der Thyssengas GmbH, Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,
Antragstellerin zu 13),

hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

durch ihre Vorsitzende	Barbie Kornelia Haller,
ihren Beisitzer	Dr. Werner Schaller
und ihre Beisitzerin	Diana Harlinghausen

am 22.04.2020 beschlossen:

1. Den Antragstellerinnen zu 1) bis 13) werden jeweils die in der Anlage 1 dieses Beschlusses genannten Höhen der technischen Kapazität der in ihrem Netz befindlichen Einspeisepunkte (H-Gas) bezogen auf die Kapazitätsprodukte FZK und nicht allein temperaturabhängige bFZK für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 genehmigt. Sofern in Anlage 1 ein Einspeisepunkt (H-Gas) nicht aufgeführt wird oder ein solcher Netzpunkt zwar aufgeführt ist, bezüglich eines oder mehrerer der relevanten Kapazitätsprodukte jedoch keine explizite Höhe benannt wird, lautet die genehmigte Höhe insoweit auf „0“. Satz 2 gilt nicht für die technische Kapazität an Einspeisepunkten aus Biogasanlagen, die nicht Gegenstand der vorliegenden Genehmigung ist.
2. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

Die Antragstellerinnen begehren jeweils die Genehmigung der für Einspeisepunkte ihres Netzes ermittelten technischen Kapazität für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022. Die Begehren stehen in Zusammenhang mit der Implementierung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems: Im Wege eines solchen Systems können Fernleitungsnetzbetreiber „nicht-technische“ zusätzliche Kapazität anbieten, sofern zuvor sowohl das System als auch die ermittelte technische Kapazität von der Regulierungsbehörde genehmigt worden ist.

(1) Die Antragstellerinnen sind jene deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, deren Netze nach der Bildung des gemeinsamen Marktgebiets (§ 21 Abs. 1 S. 2 GasNZV¹) über Einspeisepunkte (H-Gas) verfügen werden. Die Bildung ist mit Wirkung für das am 01.10.2021 beginnende Gaswirtschaftsjahr terminiert. An den Ein- und Ausspeisepunkten des Marktgebiets können Transportkunden nach dem sogenannten Zweivertragsmodell die technischen Ein- und Ausspeisekapazitäten angeboten werden, die zuvor unter anderem durch Netzberechnungen ermittelt worden sind.

(2) Am 23.05.2019 leitete die Beschlusskammer unter dem Aktenzeichen BK7-19-037 ein Verwaltungsverfahren ein, um über die Genehmigung eines von den Fernleitungsnetzbetreibern zu konzipierenden Überbuchungs- und Rückkaufsystems zu entscheiden. Die Betreiber von Fernleitungsnetzen wurden aufgefordert, ein Überbuchungs- und Rückkaufsystem nach Punkt 2.2.2. des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009² in der Fassung aufgrund des Beschlusses 2012/490/EU³ zu entwerfen. Ein solches Konzept wurde am 01.10.2019 zur Genehmigung vorgelegt.

(3) Mit im Wesentlichen inhaltsgleichen Antragsschreiben vom 31.01.2020 haben sich die Antragstellerinnen jeweils an die Beschlusskammer gewandt. Beigefügt haben sie eine zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmte tabellarische Auflistung der punkt- und kapazitätsproduktscharfen Höhen der ermittelten technischen Kapazität für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 (Stand: 31.01.2020), außerdem ein Dokument⁴, in dem die bei der Kapazitätsermittlung angewandte Methodik erläutert wird. In dem zuletzt genannten Dokument wird schwerpunktmäßig erläutert, welchen Einfluss die Bildung des gemeinsamen Marktgebiets hat und dass Reduktionen

¹ In der Fassung des Artikels 1 Erste Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, Verordnung vom 11. August 2017, BGBl. I S. 3194, in Kraft getreten am 18. August 2017.

² Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 (ABl. L 211 vom 14.08.2009, S. 36)

³ Beschluss 2012/490/EU der Kommission vom 24. August 2012 zur Änderung von Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen (ABl. L 231 vom 28.08.2012, S. 16)

⁴ Anlage 2 dieses Beschlusses.

im Vergleich zum bisherigen Kapazitätsangebot notwendig sind. Für die genauen Inhalte wird auf die Dokumente in der Verfahrensakte Bezug genommen. Mit Schreiben vom 28.02.2020 – nach einem Hinweis der Beschlusskammer auf die Verbindung sämtlicher Verfahren und einer Anregung, die Anträge klarzustellen - haben die Antragstellerinnen erklärt, dass ihre Anträge sich ausschließlich auf eine Genehmigung der festen, frei zuordenbaren Einspeisekapazität (FZK) sowie auf nicht ausschließlich temperaturabhängige bedingt feste, frei zuordenbare Kapazität (bFZK mit entsprechender Bedingung, keine „bFZK_{temp}“ bzw. „TaK“) an Einspeisepunkten (H-Gas) beziehen. Außerdem haben sie eine aktualisierte Tabelle der punkt- und kapazitätsproduktscharfen Höhen der ermittelten technischen Kapazität eingereicht.

Die Antragstellerinnen zu 1) bis 13) beantragen nunmehr jeweils sinngemäß,

die in Spalte I ihrer Tabelle mit Stand vom 28.02.2020 genannte Höhe der technischen Kapazität der in ihrem Netz befindlichen Einspeisepunkte (H-Gas) (mit Ausnahme der Einspeisepunkte aus Biogasanlagen) für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 zu genehmigen, soweit es sich nicht um dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) und ausschließlich temperaturabhängige bedingt feste, frei zuordenbare Kapazität (temperaturabhängige bFZK („bFZK_{temp}“) oder auch „TaK“) handelt.

(4) Die Beschlusskammer hat über die Verfahrenseinleitung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und in ihrem Amtsblatt informiert. Die Landesregulierungsbehörden und das Bundeskartellamt sind am 13.02.2020 über die Einleitung des Verfahrens informiert worden. Mit Schreiben vom 20.03.2020 ist allen Antragstellerinnen abschließend Gelegenheit zu Stellungnahme gegeben worden. Ein Beschlussentwurf mit der Möglichkeit für Stellungnahmen ist dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden am 06.04.2020 übersandt worden. Das Bundeskartellamt hat von einer Stellungnahme abgesehen.

(5) Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

II.

Die Beschlusskammer hat sämtliche Antragsverfahren verbunden, die auf eine Genehmigung technischer Kapazität gerichtet sind. Sachgerecht ist dies insbesondere wegen der Pflicht der Fernleitungsnetzbetreiber, bei der Kapazitätsermittlung zusammenzuarbeiten (§ 9 Abs. 2 GasNZV). Infolge der Verbindung werden mit der vorliegenden Entscheidung sämtliche Anträge beschieden.

Mit Tenorziffer 1 wird den Antragstellerinnen zu 1) bis 13) jeweils antragsgemäß die ermittelte technische Kapazität der Einspeisepunkte ihres Netzes (H-Gas) gemäß Anlage 1 genehmigt. Die Genehmigungen beziehen sich grundsätzlich auf alle angebotenen Kapazitätsprodukte im Sinne der Festlegung KASPAR vom 10.10.2019, Az. BK7-18-052, unter Ausnahme von fester, dynamisch zuordenbarer Kapazität (DZK) und ausschließlich temperaturabhängiger bFZK („bFZK_{temp}“ oder „TaK“).

Die Genehmigungen beziehen sich allein auf den Zeitraum des Gaswirtschaftsjahres 2021/2022 und treffen somit keine Regelungen hinsichtlich der Höhe der technischen Kapazität in darauffolgenden Gaswirtschaftsjahren, wobei für die darauffolgenden Gaswirtschaftsjahre in Summe über alle Fernleitungsnetzbetreiber keine geringere Höhe zu erwarten sein dürfte. Mit Blick auf die bevorstehenden Auktionen für Jahreskapazität 2020, in denen Transportrechte für spätere Gaswirtschaftsjahre als 2021/2022 angeboten werden können (oder müssen), gilt daher: die dem Kapazitätsangebot zugrundeliegende technische Kapazität muss für diese späteren Jahre nicht zwingend identisch sein mit der hier für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 genehmigten Höhe.

Die Anträge sind zulässig und begründet.

1. Rechtsgrundlage

Die Genehmigungsentscheidungen nach Tenorziffer 1 stützt die Beschlusskammer auf § 9 Abs. 4 GasNZV i. V. m. §§ 29 Abs. 1 Alt. 2, 24 S. 1 Nr. 2 EnWG.

2. Formelle Anforderungen

Die Anträge sind zulässig; darüber hinaus hat die Beschlusskammer die formellen Verfahrensanforderungen beachtet.

2.1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für Genehmigungsentscheidungen nach § 9 Abs. 4 GasNZV ergibt sich aus § 54 Abs. 1 und 2 EnWG. Danach sind Aufgaben der Regulierungsbehörde von der Bundesnetzagentur und – nach Maßgabe des Absatzes 2 – von den Landesregulierungsbehörden wahrzunehmen. Eine Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden

nach Absatz 2 besteht nicht. Die Entscheidung der Bundesnetzagentur war durch die Beschlusskammer zu treffen, § 59 Abs. 1 Satz 1 EnWG.

2.2. Anträge

Qualifizierte Antragserfordernisse bestehen nicht. Das Sachbescheidungsinteresse der Antragstellerinnen beruht auf dem Umstand, dass die begehrte Genehmigung Voraussetzung für die Implementierung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems und das Angebot von Zusatzkapazität ist. Es ist geplant, ein solches System zeitnah zu implementieren. Das Sachbescheidungsinteresse wird auch nicht durch eine etwaig in Betracht kommende teleologische Reduktion des § 9 Abs. 4 GasNZV ausgeschlossen. Zwar sieht das im Verwaltungsverfahren „Kap+“, Az. BK7-19-037, vorgelegte Überbuchungs- und Rückkaufsystem nicht vor, über die Vermarktung zusätzlicher Kapazität auch Zusatzerlöse generieren zu können. Die vom Ordnungsgeber gesehene Gefahr, dass die Maximierung der technischen Kapazität missbräuchlich unterlassen wird, um mehr zusätzliche Kapazität anzubieten, ist daher bereits systembedingt gering. Andererseits lässt dieser Umstand das Genehmigungserfordernis nach § 9 Abs. 4 GasNZV auch nicht zwingend entfallen. Eine teleologische Reduktion der Vorschrift hält die Beschlusskammer nicht für geboten, da ein Interesse der Antragstellerinnen, die Richtigkeit ihrer Ermittlungen der technischen Kapazität von der Behörde bestätigt zu bekommen, grundsätzlich nicht ausgeschlossen ist.

2.3. Anhörung

Die Beschlusskammer hat den Antragstellerinnen gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

2.4. Beteiligung weiterer Behörden

Die Beteiligung weiterer Behörden ist im gebotenen Umfang erfolgt. Die Landesregulierungsbehörden sind gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG am 13.02.2020 über die Einleitung des Verfahrens informiert worden, darüber hinaus auch das Bundeskartellamt. Die förmliche Beteiligung des Bundeskartellamts und der Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG ist durch Übersendung des Beschlussentwurfs am 06.04.2020 mit Gelegenheit zu Stellungnahmen erfolgt.

3. Materielle Anforderungen

Die Anträge sind auch begründet, die materiellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen vor. Die Höhe der technischen Kapazität, ersichtlich aus Anlage 1 dieses Beschlusses, ist von den Antrag-

stellerinnen unter Beachtung der gesetzlichen und verordnungsrechtlichen Anforderungen ermittelt worden. Sie kann daher als Basisgröße für die Ermittlung zusätzlicher Kapazität im Rahmen des geplanten Überbuchungs- und Rückkaufsystems⁵ dienen.

3.1. Beschränkung der Genehmigungen auf Einspeisepunkte (H-Gas) und bestimmte Kapazitätsprodukte

Antragsgemäß beschränken sich die Genehmigungen auf technische Einspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten, Produktionsanlagen (mit Ausnahme von Biogasanlagen), LNG-Anlagen sowie Speicheranlagen der jeweiligen Antragstellerin. Von § 9 Abs. 4 S. 1 GasNZV sind, anders als interne Bestellungen, grundsätzlich alle buchbaren Ein-/Ausspeisekapazitäten erfasst. Die Auswahl der Antragstellerinnen hat den Hintergrund, dass nur an diesen Punkten das Angebot zusätzlicher Kapazität im Rahmen des Überbuchungs- und Rückkaufsystems erfolgen soll. Die Beschlusskammer sieht in dieser Auswahl kein formelles oder materielles Genehmigungshindernis. Das Genehmigungsverfahren soll gewährleisten, dass die technische Kapazität, die als Basisgröße für die Ermittlung der zusätzlichen Kapazität dient, den Pflichten aus § 9 Abs. 2 GasNZV entsprechend maximiert worden ist. Auf diese Weise soll dem potentiellen Missbrauch eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems vorgebeugt werden, der beispielsweise die unberechtigte Vereinnahmung zusätzlicher Erlöse durch Fernleitungsnetzbetreiber verfolgt.⁶ Dieses Ziel wird auch erreicht, wenn eine ausdrückliche Genehmigung nur für Netzpunkte erfolgt, an denen Zusatzkapazität angeboten werden kann oder soll; die Ermittlung für andere Netzpunkte kann im Übrigen behördlich nachvollzogen werden, soweit dies für die Überzeugungsbildung erforderlich ist.

Dementsprechend erfolgen keine Genehmigungen der technischen Kapazität an den Einspeisepunkten aus Biogasanlagen. Diese Kapazität bleibt auf Grund ihres gesetzlichen Vorrangs gem. § 34 GasNZV durch die Marktgebietszusammenlegung unberührt; ein Angebot zusätzlicher Kapazität kommt an diesen Punkten nicht in Betracht.

Derselben Erwägung folgend beschränken sich die Genehmigungen antragsgemäß auf Kapazitätsprodukte, die als Zusatzkapazität angeboten werden können sollen. Dies sind nach Planungen der Antragstellerinnen⁷ die feste, frei zuordenbare Kapazität (FZK) und die nicht ausschließlich temperaturabhängige bedingt feste, frei zuordenbare Kapazität (bFZ_{last} und bFZK_{komb} im Sinne der Festlegung KASPAR vom 10.10.2019, Az. BK7-18-052). Demnach sind temperaturabhängige bFZK nicht explizit zu genehmigen.

⁵ Vgl. das entsprechende Verwaltungsverfahren, Az. BK7-19-037.

⁶ Vgl. die Begründung in BR-Drs. 312/10, S. 66.

⁷ Konzeptvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber im Verfahren BK7-19-037, abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de

Dies betrifft zum einen die von der Antragstellerin zu 13) am Grenzübergangspunkt Emden EMS/EPT (EIC: 21Z000000000145T) vorgesehene temperaturabhängige bFZK. Die eingeschränkte Festigkeit beruht in diesem Fall nicht auf der Marktgebietszusammenlegung und hierdurch bedingten Netzengpässen. Vielmehr werden davon unabhängige, auch heute mögliche Überspeisungen des Netzes der Antragstellerin zu 13) verhindert. Sie strebt eine vorzeitige Anpassung an Vorgaben der Festlegung KASPAR vom 10.10.2019, Az. BK7-18-052, an, indem das bislang angebotene lastabhängige bFZK-Produkt anteilig durch FZK und temperaturabhängige bFZK ersetzt wird. Es handelt sich mithin um ermittelte technische Kapazität und nicht etwa um „nicht-technische“ zusätzliche Kapazität.

Zum anderen betroffen ist die von der Antragstellerin zu 6) am Grenzübergangspunkt Waidhaus (EIC: 21Z000000000162) vorgesehene temperaturabhängige bFZK. Diese beruht auf einer Überführung bisheriger bFZK-Produkte in eine allein temperaturabhängige bFZK (bFZK_{temp} im Sinne der Festlegung KASPAR vom 10.10.2019, Az. BK7-18-052).

Schließlich werden auch die Höhen der festen, dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) dem eingeschränkten Antrag entsprechend nicht explizit genehmigt. Hierzu führen die Antragstellerinnen in ihrem Dokument über die bei der Kapazitätsermittlung angewandte Methodik aus (S. 6): *„Weiterhin unberührt bleibt das Angebot an dynamisch zuordenbarer Kapazität („DZK“) [,] für die Pfadunabhängigkeit keine Rolle spielt, da sie unterbrechbar wird, sobald der Transportkunde durch die Nutzung des VHP die Pfadunabhängigkeit nutzen will.“*

3.2. Korrekte Ermittlung der hiernach maßgeblichen Einspeisekapazität

Zur Überzeugung der Beschlusskammer liegt den beantragten Kapazitätshöhen eine den § 9 Abs. 1 bis 3 GasNZV entsprechende Berechnung und Maximierung zugrunde.

Gemäß § 9 Abs. 4 S. 1 GasNZV ist die Höhe der von den Fernleitungsnetzbetreibern nach § 9 Abs. 1 bis 3 GasNZV ermittelten technischen Kapazität von der Regulierungsbehörde zu genehmigen, bevor ein Verfahren nach Nummer 2.2.2. des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009⁸ eingeführt wird.

Als „technische Kapazität“ wird das Maximum an fester Kapazität bezeichnet, das ein Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Systemintegrität und der Erfordernisse des Netzbetriebs Transportkunden anbieten kann (§ 2 Nr. 13 GasNZV). Die Vorgaben zur Ermittlungsmethodik verlangen ein zweistufiges Vorgehen: Nach § 9 Abs. 2 S. 1 GasNZV sind Berechnung der Ein- und Ausspeisekapazitäten in einem Marktgebiet auf Grundlage von Lastflusssimulationen nach dem Stand der

⁸ Maßgeblich ist die Fassung des Punktes 2.2.2. aufgrund des Beschlusses 2012/490/EU der Kommission vom 24. August 2012 (ABl. L 231, S. 16). Vollzitat des Rechtsaktes: Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 (ABl. L 211 vom 14.08.2009, S. 36), zuletzt geändert durch die Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 (ABl. L 328, S. 1).

Technik durchzuführen, wobei auch netz- und marktgebietsüberschreitende Lastflüsse zu berücksichtigen sind. Insbesondere sollen nach § 9 Abs. 2 S. 2 GasNZV die historische und prognostizierte Auslastung der Kapazitäten, die historische und prognostizierte Nachfrage nach Kapazitäten sowie Gegenströmungen auf Basis der wahrscheinlichen und realistischen Lastflüsse Eingang in die Ermittlung finden. Fernleitungsnetzbetreiber und die Betreiber nachgelagerter Netze haben bei der Kapazitätsberechnung und der Durchführung von Lastflusssimulationen mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, die technischen Kapazitäten zu maximieren, § 9 Abs. 2 S. 3 GasNZV. Sollte die Berechnung zu keinem ausreichenden Angebot frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazität führen, sind in einem zweiten Schritt wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zu prüfen und gegebenenfalls zu ergreifen, um das Angebot zu erhöhen. Die berechneten Kapazitäten (1. Stufe) und Kapazitäten aus soeben genannten Maßnahmen (2. Stufe) bilden in Summe die „ermittelte technische Kapazität“.

Gemäß § 9 Abs. 4 S. 2 GasNZV hat die Regulierungsbehörde bei ihrer Entscheidung insbesondere die in den Vorjahren ermittelte technische Kapazität zu berücksichtigen. Nach § 9 Abs. 4 S. 3 GasNZV haben die Fernleitungsnetzbetreiber für die Zwecke der Überprüfung alle erforderlichen Informationen bereitzustellen, insbesondere zu den bei der Ermittlung der technischen Kapazität verwendeten Annahmen. Außerdem haben sie Zugang zu den Kapazitätsberechnungssystemen zu gewähren. Die zur Verfügung gestellten Daten müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, die Ermittlung der technischen Kapazität ohne weitere Informationen vollständig nachzuvollziehen, § 9 Abs. 4 S. 4 GasNZV. Antragstellenden Fernleitungsnetzbetreibern obliegt folglich eine qualifizierte Mitwirkung im Verwaltungsverfahren.

Diesen Anforderungen werden die genannten Höhen der technischen Kapazität der Einspeisepunkte und die ihnen zugrundeliegenden Ermittlungen gerecht.

Die Beschlusskammer hat für die Überprüfung der ersten Stufe der Ermittlung, der Kapazitätsberechnung, das folgende Vorgehen gewählt: Als Ausgangspunkt wurden das historische Kapazitätsangebot und dessen Herleitung genommen (folgender Abschnitt (1)). Hierauf aufbauend wurde abstrakt nachvollzogen, welche Änderungen nach Darlegung der Antragstellerinnen aus der Marktgebietszusammenlegung resultieren (folgender Abschnitt (2)). Sodann wurden die konkret gemäß § 9 Abs. 1 und 2 GasNZV berechneten Kapazitäten nachvollzogen (folgender Abschnitt (3)).

Die Beschlusskammer bringt mit ihren Genehmigungen darüber hinaus zum Ausdruck, dass die Antragstellerinnen die hiernach berechneten Kapazitäten nicht pflichtwidrig nach Maßgabe des § 9 Abs. 3 GasNZV zu erhöhen unterlassen haben (folgender Abschnitt (4)).

Schließlich standen auch die von den Antragstellerinnen konkret gewählten Reduktionen den Genehmigungen nicht entgegen (folgender Abschnitt (5)).

(1) Historisches Kapazitätsangebot

Als wesentlichen Ausgangspunkt nimmt die Beschlusskammer das historische Kapazitätsangebot. Im Folgenden werden insbesondere die Daten, auf denen der Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2018-2028, Datenbankzyklus „NEP 2018 Addendum“, basiert, wiederholt aufgegriffen.⁹ Damit entspricht die Beschlusskammer der Vorgabe aus § 9 Abs. 4 S. 2 GasNZV, bei der Genehmigung die in den Vorjahren ermittelte technische Kapazität zu berücksichtigen. Die Beschlusskammer hält diese historischen Daten aus mehreren Gründen für verlässlich: Sie sind in wesentlichen Teilen das Ergebnis einer vieljährigen Netzentwicklungsplanung unter Aufsicht der Regulierungsbehörde. Der nunmehr alle zwei Jahre zu erstellende Szenariorahmen enthält Prognosen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs von Gas und dessen Austausch mit anderen Ländern. Diese Prognosen sind Gegenstand des Netzentwicklungsplans. Des Weiteren beinhaltet der Szenariorahmen die Eingangsgrößen (Kapazitätsbedarfe) für die Modellierung des Netzentwicklungsplans. Aus der Modellierung (und damit aus den Kapazitäten) ergibt sich der Ausbauvorschlag eines jeden Netzentwicklungsplans, in welchem alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und Ausbau und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit benannt werden, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Der Szenariorahmen ist von der Regulierungsbehörde zu bestätigen, § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG, hinsichtlich des Netzentwicklungsplans können Änderungsverlangen verfügt werden, § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG. Davon abgesehen sind die historischen Kapazitätshöhen nach Ansicht der Beschlusskammer belastbar, weil sie nicht vor dem Hintergrund eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems ermittelt worden sind. Es fehlte jeglicher Anreiz, die Kapazitätsmaximierung zu unterlassen, denn hierdurch ließen sich keine Zusatzerlöse generieren. Vielmehr war ein hohes Kapazitätsangebot mit Vorteilen in Rahmen der Anreizregulierung verbunden.

Die Kapazitätsermittlung war in den bisherigen beiden Marktgebieten - und wird auch im künftigen, gemeinsamen Marktgebiet - maßgeblich durch die Vorgabe des transportpfadunabhängigen Netzzugangs bestimmt: Zur Ausgestaltung des Zugangs zu Gasversorgungsnetzen müssen Betreiber von Gasversorgungsnetzen nach § 20 Abs. 1b S. 1 EnWG Einspeise- und Ausspeisekapazitäten anbieten, die den Netzzugang ohne Festlegung eines transaktionsabhängigen Transportpfades ermöglichen und unabhängig voneinander handelbar sind. Gemäß den folgenden Sätzen 2 und 3 ist der Zugang zu Gasversorgungsnetzen nach dem Zweivertragsmodell abzuwickeln, also durch einen Einspeisevertrag mit dem Netzbetreiber, in dessen Netz eine Einspeisung von Gas erfolgen soll, und einen Ausspeisevertrag mit dem Netzbetreiber, aus dessen Netz die Entnahme von Gas erfolgen soll. Nach Satz 10 sind die Betreiber von Fernleitungsnetzen verpflichtet, die Rechte an gebuchten Kapazitäten so

⁹ Abrufbar unter: www.nep-gas-datenbank.de.

auszugestalten, dass sie den Transportkunden berechtigen, Gas an jedem Einspeisepunkt für die Ausspeisung an jedem Ausspeisepunkt ihres Netzes bereitzustellen (entry-exit System). In näherer Ausgestaltung dieser Maßgaben bestimmen § 8 Abs. 2 S. 1 und 3 GasNZV, dass Fernleitungsnetzbetreiber Kapazitäten (Kapazitätsrechte) anzubieten haben, die im betreffenden Marktgebiet frei zuordenbar sind. Eben diese Kapazitäten im Sinne des § 8 Abs. 2 GasNZV sind gemäß § 9 Abs. 1 GasNZV für alle Ein- und Ausspeisepunkte zu ermitteln.

Nachvollziehbar ist der Hinweis der Antragstellerinnen auf die Implikationen für die Kapazitätsermittlung: *„Notwendig für ein umfassendes Angebot an festen und bedingt festen frei zuordenbaren Einspeisekapazitäten ist das Vorhandensein von ausreichenden physischen Transportpfaden von jedem Einspeisepunkt zu jedem Ausspeisepunkt. Auch wenn die Transportkunden den Transportpfad nach § 8 Abs. 2 GasNZV nicht mehr festlegen müssen, so müssen die FNB dennoch für alle Lastflussszenarien, die sich aus der Simulation nach § 9 Abs. 2 GasNZV ergeben, einen strömungsmechanisch möglichen Transportpfad vorhalten, d.h. alle denkbaren Ausspeisevariationen mit den möglichen Einspeisevariationen kombinieren, wobei das gesamte Marktgebiet stets ausgeglichen zu halten ist. Der Grad der Vernetzung der Transportsysteme, die das Marktgebiet bilden, ist daher entscheidend für das mögliche Angebot an frei zuordenbarer Einspeisekapazität.“¹⁰*

Unbeschadet dieser Kooperationspflichten hat jeder Netzbetreiber eigene strömungsmechanische Simulationen durchgeführt. Für die Kapazitätsermittlung in den beiden bisherigen Marktgebieten hat kein branchenweit standardisiertes Verfahren bestanden. Erläuterungen der jeweils gewählten Methodik sind entsprechend den Pflichten aus § 40 Abs. 1 Nr. 4 GasNZV sowie Punkt 3.1.2. lit. m) des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 715/2009 betreiberspezifisch veröffentlicht worden. Gemeinsam ist den gewählten Methoden, dass sie auf statistischen Lastflüssen unter Berücksichtigung temperaturabhängiger Verbrauchsdaten aufsetzen und marktgebietsinterne Netzkopplungspunkte, Netzanschlusspunkte, Grenzübergangspunkte und Marktgebietsübergangspunkte berücksichtigen. Dies schließt nicht buchbare, marktgebietsinterne Netzkopplungspunkte zwischen Fernleitungsnetzen (Marktgebietsaustauschpunkt, „MAP“) ein.

(2) Änderungen aufgrund der Bildung eines gemeinsamen Marktgebiets

Die Antragstellerinnen haben nachvollziehbar dargelegt, wie sich die Marktgebietszusammenlegung auf die Kapazitätsermittlung und das Angebot frei zuordenbarer Kapazität auswirkt.

¹⁰ Anlage 2 des vorliegenden Beschlusses, S. 1f.

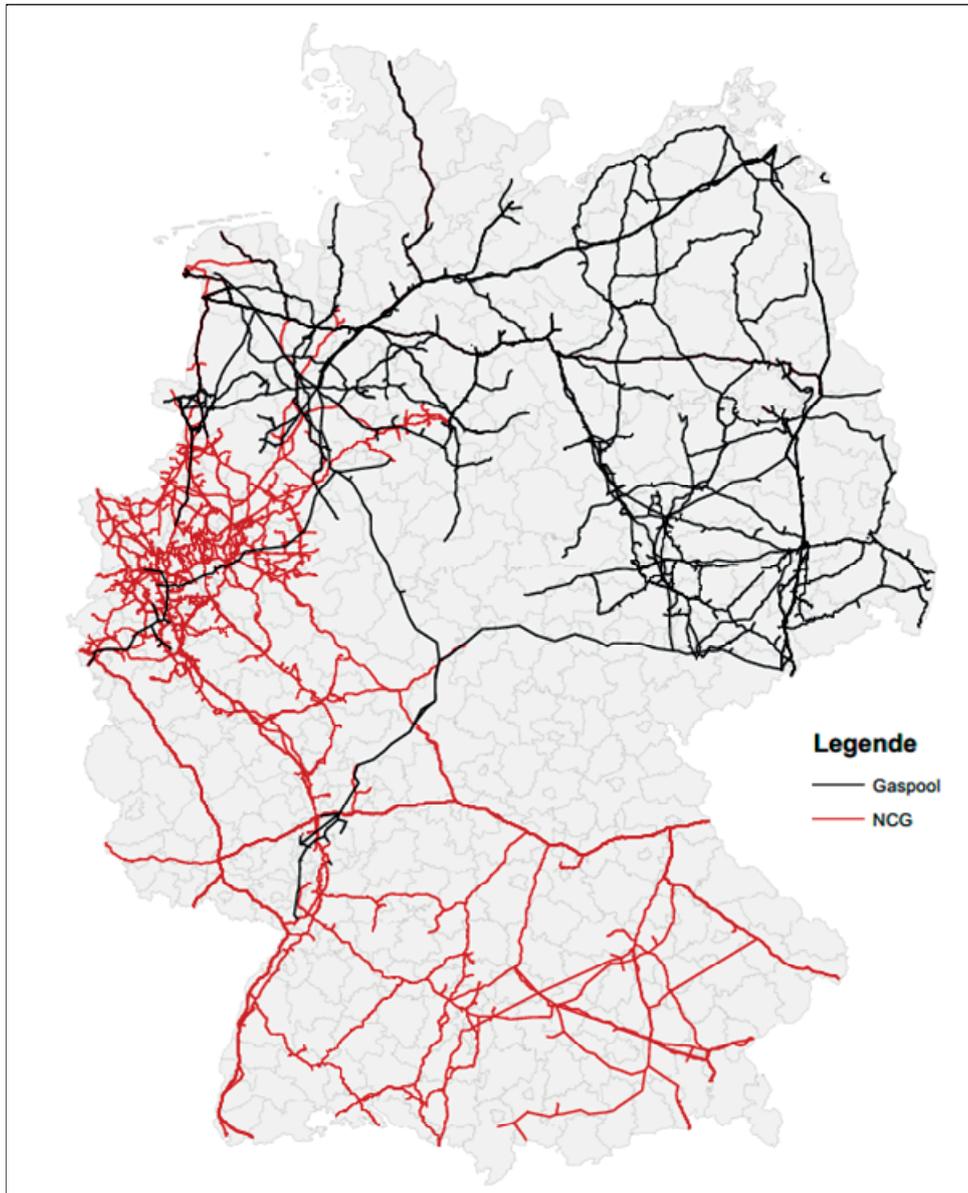


Abbildung 1: Darstellung der Fernleitungsnetze (H- und L-Gas) getrennt nach Marktgebieten (Quelle: Datenerhebung zum Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode, Stand: 31.12.2015)

Infolge der Marktgebietszusammenlegung wird die Qualität der freien Zuordenbarkeit gesteigert, da sie sich statt auf eines der oben dargestellten Marktgebiete auf das gesamte gemeinsame Marktgebiet bezieht. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind zugleich bestrebt, bei Marktgebietszusammenlegungen die bisherigen Kapazitätshöhen zu erhalten, da sie hierin eine bestehende Versorgungskonstellation erblicken.¹¹ Allerdings müssen die Fernleitungsnetzbetreiber trotz der erwähnten zugangsseitigen Transportpfadunabhängigkeit für die neuen Lastflussszenarien des gemeinsamen Marktgebiets strömungsmechanische Transportpfade vorhalten. Bislang wurden die erforderlichen Transportpfade zwischen den

¹¹ So etwa: „GASCADE: Ermittlung der technischen Kapazität“, S. 3; abrufbar unter: www.gascade.de

Marktgebieten durch die buchbaren Marktgebietsübergangspunkte („MÜP“) und deren Kapazitätsangebot begrenzt. Diese entfallen und werden zu nicht buchbaren Marktgebietsaustauschpunkten („MAP“) zwischen Fernleitungsnetzen eines einzigen Marktgebiets. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber werden diese Netzpunkte zu marktgebietsinternen Engpassstellen, da die Austauschleistung zwischen den bisherigen beiden Marktgebieten die strömungsmechanisch möglichen Transportpfade limitiert.

(a) Methodisch und rechtlich nachvollziehbar ist die Entscheidung der Fernleitungsnetzbetreiber, bei der Ermittlung im gemeinsamen Marktgebiet die Einschränkungen auf Einspeisekapazität zu beziehen und die bisherigen Ausspeisekapazitäten aufrechtzuerhalten. In den – explizit allerdings nur auf ihr Netz bezogenen – Erläuterungen der Antragstellerin zu 4)¹² wird eine „einseitige“ Ermittlungsmethodik wie folgt begründet: *„Wie bereits in der Einleitung erwähnt, liegt der Ermittlung von FZK die Annahme zugrunde, dass sich Ein- und Ausspeisungen immer in der Höhe entsprechen. Diese Annahme findet sich im Gasnetzzugangsmodell in der Forderung wieder, dass Bilanzkreise ausgeglichen sein müssen. Ein- und Ausspeisungen passen sich einander also immer an; steigende Nutzung von Einspeisekapazitäten führt zu vermehrten Ausspeisungen und umgekehrt. Die Reduktion der Nutzung einer Einspeisung (also der dortigen Kapazitätsrechte) wird zu der Steigerung der Nutzung einer anderen Einspeisung oder der Reduktion der Nutzung einer Ausspeisung (also der dort vermarkteten Kapazitätsrechte) führen, wenn man die Entwicklung der Netzzustände betrachtet.“*

Dementsprechend reicht es aus, Engpässe im Fernleitungsnetz über Ein- oder Ausspeisungen abzubilden. Die Gasmenge an einem Engpass wird über die Ausgeglichenheit von Ein- und Ausspeisungen immer maximal dem Minimum von vor dem Engpass vermarkteten Einspeisekapazitäten und nach dem Engpass vermarkteten Ausspeisekapazitäten betragen. Eine gleichzeitige Berücksichtigung der Engpässe bei der Ermittlung der Ein- und Ausspeisekapazitäten würde zu übertriebenen Restriktionen und damit unangemessenen Einschränkungen führen.“

Die ebenfalls vorstellbare Einschränkung der Ausspeisekapazität unter Aufrechterhaltung der bisherigen Einspeisekapazitäten verbiete sich, weil die Fernleitungsnetzbetreiber zum einen interne Bestellungen nicht reduzieren dürften (§ 8 Abs. 3 S. 1 GasNZV: „[...] um insbesondere die dauerhafte Versorgung von Letztverbrauchern mit Gas im eigenen und in den nachgelagerten Netzen zu gewährleisten“) und zum anderen eine Verringerung der festen Ausspeisekapazität zu Nachbarstaaten dazu führen könne, dass dort die Versorgungssicherheit in nicht hinnehmbarer Weise eingeschränkt wird.¹³ Tatsächlich ist das vorgesehene Angebot von FZK-Ausspeisekapazitäten und Ein-/Ausspeisekapazitäten (DZK) laut den Antragsdokumenten, die insoweit auf rein informatorischer Basis Daten enthalten, im Wesentlichen unverändert.

¹² „GASCADE: Ermittlung der technischen Kapazität“, S. 10; abrufbar unter: www.gascade.de

¹³ Anlage 2 des vorliegenden Beschlusses, S. 3.

Vereinzelte Abweichungen sind auf den Wegfall der buchbaren MÜP und die Änderung von Zuordnungsaufgaben zurückzuführen. Die größten Änderungen betreffen Kapazitäten der Antragstellerin zu 4).

(b) Die notwendigen Einschränkungen der Einspeisekapazität begründen die Antragstellerinnen schlüssig wie folgt:

Aufgrund der historisch geringen Nachfrage nach Kapazitäten zwischen den bisherigen Marktgebieten gibt es heute nur eine vergleichsweise geringe technische Austauschleistung. Diese wirkt im gemeinsamen Marktgebiet als netzinterner Engpass.

Für methodisch nachvollziehbar hält die Beschlusskammer sodann den Ansatz, zur Abbildung dieses Engpasses die maximale Höhe der Einspeisekapazität aus der Summe des minimalen Verbrauchs im Bereich eines der bisherigen Marktgebiete und der adäquat gebündelten Ausspeisekapazität in Richtung des jeweils anderen Bereichs der bisherigen Marktgebiete zu bilden. Oberhalb dieses Betrages wäre eine Überspeisung des einen Netzbereichs und eine Unterspeisung des jeweils anderen Netzbereichs nicht unter allen Umständen ausgeschlossen.

„Ausspeisungen an Grenzübergangspunkten oder Speicheranschlusspunkten aus dem FNB-Netz wurden bei der Bestimmung des minimalen Verbrauchs nicht berücksichtigt. Solche Ausspeisungen würden sich zwar positiv auf das Ergebnis auswirken, bieten aber keine zuverlässige statistische Grundlage für einen risikofreien Netzbetrieb, da die Netznutzer frei sind [,] solche Ausspeisungen vorzunehmen oder nicht (u.a. handelsgetrieben). Die Ausspeisungen an Endkunden in Deutschland bieten aus Sicht der FNB hingegen eine fundierte statistische Grundlage, insbesondere da ein einzelner Endverbraucher den Gesamtverbrauch nicht wesentlich beeinflussen kann.“

(3) Berechnung und Maximierung der hier maßgeblichen Einspeisekapazität

Die zur Genehmigung vorgelegten Kapazitätshöhen sind das Ergebnis einer am soeben skizzierten Engpass orientierten Ermittlungsmethode. Gemessen an der Vorgabe aus § 9 Abs. 2 S. 1, 2 GasNZV, wonach Fernleitungsnetzbetreiber die Berechnung von Ein- und Ausspeisekapazitäten nach dem Stand der Technik und unter Berücksichtigung historischer wie prognostizierter Auslastungen der Kapazitäten vorzunehmen haben, ist diese Ermittlung nicht zu beanstanden. Die Beschlusskammer hat bislang keinen Gebrauch von ihrer Befugnis gemacht, die verordnungsrechtlichen Anforderungen durch eine Festlegung weiter zu konkretisieren (§ 50 Abs. 1 Nr. 4 GasNZV). Daher stellt sie vorwiegend darauf ab, ob eine methodisch einwandfreie Erarbeitung vorliegt, die nicht auf unrealistischen Annahmen beruht und die Prognoseergebnisse einleuchtend begründet. Die notwendigen Einschränkungen der Einspeisekapazität gegenüber

dem bisherigen Kapazitätsangebot haben die Antragstellerinnen schematisch in folgender Abbildung verständlich gemacht:

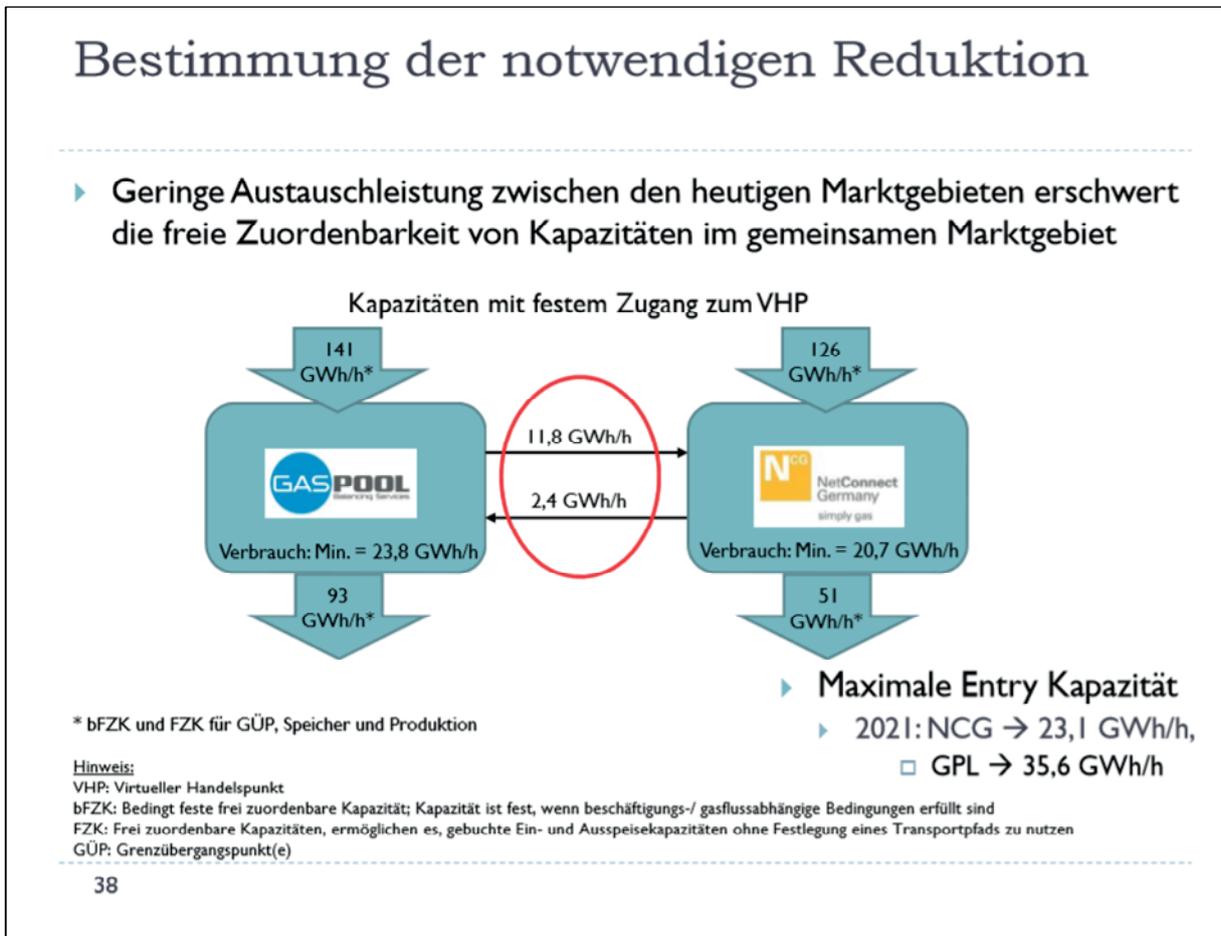


Abbildung 2: Bestimmung der notwendigen Reduktion. Quelle: Den Anträgen beigefügtes Dokument „Ermittlung der technischen Kapazität“, Seite 5 (Anlage 2 dieses Beschlusses)

Die festen, frei zuordenbaren Einspeisekapazitäten der Einspeisepunkte eines bisherigen Marktgebiets sind in Summe auf die Höhe zu reduzieren, die sich ergibt aus

- (a) vorhandenen Austauschkapazitäten mit Flussrichtung zum jeweils anderen bisherigen Marktgebiet,
- (b) Transporten, die auf einem anzunehmenden Mindestverbrauch im Netzbereich des betrachteten bisherigen Marktgebiets beruhen, und
- (c) gegebenenfalls weiteren verlässlich prognostizierbaren Transporten an Grenzübergangspunkten (etwa „Transite“ unter Nutzung einer Einspeise-FZK) oder Speicheranschlusspunkten (Ausspeisungen zum Einspeichern) des betrachteten bisherigen Marktgebiets.

Konkret sei nämlich zu vermeiden, „[...] dass in Situationen, in denen ungenutzte feste frei zuordenbare Einspeisekapazität vorhanden ist, aus dem bisherigen Marktgebiet mehr Gas in das

andere bisherige Marktgebiet strömen muss, als es die Netzkopplungspunkte zwischen den FNB an der heutigen Marktgebietsgrenze auf fester Basis heute gestatten. Ein ganz besonderes Augenmerk bei der Bestimmung der auf Jahresbasis anzubietenden Einspeisekapazität ist dabei auf den Fall der minimalen Netzlast zu richten, da dieser den restriktivsten Fall darstellt.“ Die Beträge lauten demnach auf 35,6 GWh/h für den Netzbereich des bisherigen GASPOOL Marktgebiets und auf 23,1 GWh/h für den des bisherigen NetConnect Germany Marktgebiets.

(a) Die hierbei angesetzten Beträge für Austauschkapazitäten zwischen den bisherigen Marktgebieten sind für die Beschlusskammer nachvollziehbar und daher nicht zu beanstanden. Sie lauten summarisch auf 11,8 GWh/h in Flussrichtung GASPOOL zu NetConnect Germany und auf 2,4 GWh/h in entgegengesetzter Richtung.

Die folgende Tabelle 1 benennt die MÜP und die nach Datenbankzyklus „2018 – NEP Addendum“ von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzten Kapazitätsbeträge.

GASPOOL → NetConnect Germany					
Netzkpunkt	FNB exit	FNB entry	Kapazitätsprodukte	2021	2022
Achim	FluxysD	OGE	FZK/FZK	1.394	1.394
Broichweiden Süd	GASCADE	Thyssengas	FZK/bFZK	557	557
Bunder Tief	GUD	OGE	FZK/FZK	0	0
Emsbüren	GUD	Thyssengas	FZK/bFZK	1.117	1.117
Gernsheim	GASCADE	GRTgazD	FZK/DZK	4.443	4.443
Kienbaum	GASCADE	OGE	DZK/DZK	2.775	2.775
Zone GASCADE/OGE	GASCADE	OGE	FZK/FZK	1027 / 619	1027 / 619
Lampertheim IV	GASCADE	terranets bw	FZK/FZK	1.027	1.027
Reckrod I	GASCADE	OGE		0	0
Steinitz	ONTRAS	OGE	FZK/DZK	2.775	2.775
Vitzeroda	Ferngas/GASCADE	OGE	FZK/DZK	3.330	3.330
Wardenburg	GUD	OGE	FZK/FZK	0	0
Drohne NOWAL	GASCADE	OGE	FZK/FZK	8.600	8.600
Summe relevanter Punkte (ohne DZK)				12.695	12.695
Summe relevanter Punkte (ohne DZK) mit Absenkung Emsbüren				11.808	11.808
NetConnect Germany → GASPOOL					
Netzkpunkt	FNB exit	FNB entry	Kapazitätsprodukte	2021	2022
Bunder Tief	OGE	GUD	FZK/FZK	0	0
Zone GASCADE/OGE	OGE	GASCADE	FZK/FZK	0	0
Steinitz	OGE	ONTRAS	FZK/FZK	1.434	1.434
Wardenburg	OGE	GUD	FZK/FZK	1.000	1.000
Summe relevanter Punkte				2.434	2.434

Tabelle 1: Überspeisekapazität zwischen bisherigen Marktgebieten. Quelle: NEP-Gas-Datenbank mit Zyklus „2018 – NEP Addendum“ (Abrufbar unter: www.nep-gas-datenbank.de)

Nach Auskunft der Antragstellerinnen sind für die Bestimmung der Austauschkapazität lediglich jene Netzkpunkte maßgeblich, an denen bislang auf beiden Seiten feste, frei zuordenbare Kapazitäten (als Bündel) angeboten werden konnten. In einer solchen Konstellation besteht auf Basis zweier Marktgebiete die Gewähr, dass

- in dem Marktgebiet, aus dem die Ausspeisung am MÜP erfolgen soll, jeder Einspeisepunkt für die vorherige Einspeisung der Gasmenge genutzt werden kann und
- in dem Marktgebiet, in das die Einspeisung am MÜP erfolgen soll, jeder Ausspeisepunkt zur Ausspeisung der transportierten Gasmenge genutzt werden kann.

In ähnlicher Weise ist mit der Beschränkung auf diese Punkte und Produkte sichergestellt, dass nach der Marktgebietszusammenlegung über den MAP in der angegebenen Höhe ein Transportpfad bereitsteht für die Einspeisungen an einem beliebigen Netzpunkt im Netzbereich eines bisherigen Marktgebiets zur Ausspeisung an einem beliebigen Netzpunkt im Netzbereich des anderen bisherigen Marktgebiets.

Daher waren insbesondere Bündelprodukte an Netzkopplungspunkten mit Flussrichtung GASPOOL zu NetConnect Germany nicht zu berücksichtigen, die aus FZK/DZK oder gar DZK/DZK bestehen. Jene (zukünftig nicht mehr buchbaren) Kapazitäten der Netzpunkte werden nach der Marktgebietszusammenlegung für an Zuordnungsaufgaben geknüpfte Transporte genutzt werden können.

(b) Zur Ermittlung des anzunehmenden Mindestverbrauchs in den Netzbereichen der bisherigen Marktgebiete haben die Fernleitungsnetzbetreiber einen statistischen Ansatz verfolgt: *„Die FNB haben daher aus den täglichen Verbrauchsdaten der Ausspeisestellen für den Zeitraum 01.04.2015 bis 31.03.2018 für die beiden bisherigen Marktgebiete die Situationen mit dem geringsten Verbrauch ermittelt. Deren historische Daten wurden gemäß § 9 Absatz 2 GasNZV um die für das GWJ 2021/22 prognostizierte zusätzliche Auslastung der Ausspeisekapazität ergänzt.“*¹⁴ Die Ergebnisse haben die Antragstellerinnen in zwei Abbildungen zusammengefasst.

¹⁴ Anlage 2 dieses Beschlusses, S. 3; ähnlich bereits die Präsentation der Fernleitungsnetzbetreiber zum Marktdialog vom 04.06.2019, abrufbar unter www.marktgebietszusammenlegung.de

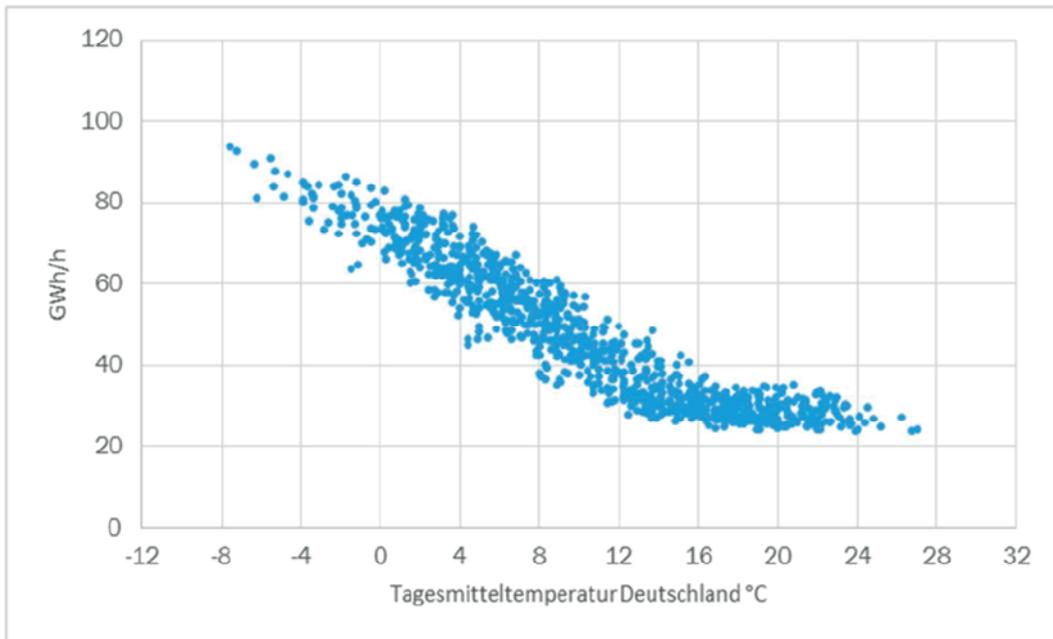


Abb. 1: Historische Verbrauchsdaten GASPOOL 1.4.15-31.3.18, auf GWJ 2021/22 hochgerechnet

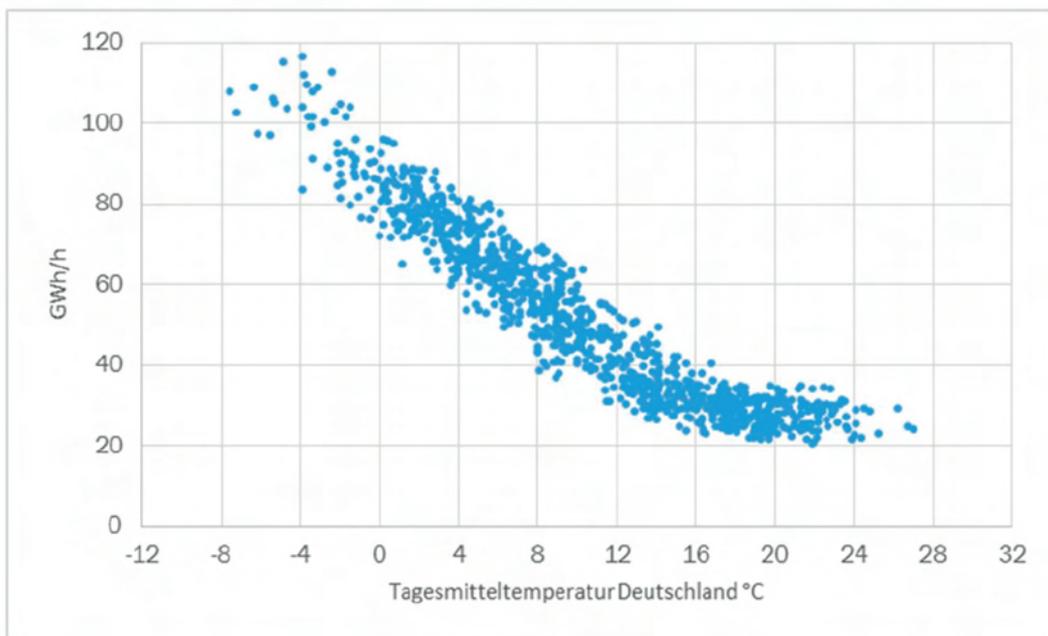


Abb. 2: Historische Verbrauchsdaten NCG 1.4.15-31.3.18, auf GWJ 2021/22 hochgerechnet

Abbildungen 3 und 4: Ergebnisse der Verbrauchsdatenermittlung der Fernleitungsnetzbetreiber

Anhand der vorstehenden *Abbildungen 3 und 4* sind die in der schematischen Übersicht (*Abbildung 2*) genannten Beträge von 23,8 GWh/h für das bisherige Marktgebiet GASPOOL und von 20,7 GWh/h für das bisherige Marktgebiet NetConnect Germany nachzuvollziehen.

Gemessen an den Vorgaben aus § 9 Abs. 2 S. 1, 2 GasNZV ist diese Ermittlung nicht zu beanstanden, da eine methodisch einwandfreie Erarbeitung vorliegt, die auf realistischen Annahmen beruht und die Prognoseergebnisse einleuchtend begründet.

Die Ermittlung des Mindestverbrauchs beruht auf einer Auswertung der täglichen Verbrauchsdaten deutscher Ausspeisestellen und ist damit grundsätzlich vollständig – abgesehen von Grenzübergangspunkten und Speicheranschlusspunkten (dazu im folgenden Abschnitt (c)). Die Beschlusskammer hält auch die Betrachtung von 36 Monaten (01.04.2015 bis 31.03.2018) für angemessen, entspricht dies doch jenem Zeitraum, der zwischen den Betreibern von Gasversorgungsnetzen für die Berechnung der von nachgelagerten Netzbetreibern zu bestellenden Brutto-Kapazität (Interne Bestellung) vereinbart worden ist.¹⁵ Die Beschlusskammer hält den Zeitraum daher weder für zu kurz noch für zu lang bemessen, um eine hinreichende Datenbasis zu schaffen, die sich auf aktuelle Netznutzungsszenarien und die gegenwärtige Netzinfrastruktur bezieht. Schließlich ist den genannten Berücksichtigungsgeboten entsprechend eine etwaige zusätzliche Auslastungen ergänzt worden, die sich entlastend auf den Marktgebietsengpass auswirken können. Benannt haben die Antragstellerinnen etwa L-H-Gas-Umstellungen und Steigerungen im Erdgasabsatz.¹⁶

(c) Nach Auffassung der Beschlusskammer ist nicht zu beanstanden, dass der angenommene minimale Verbrauch keine prognostizierten Ausspeisungen an Grenzübergangspunkten und Speicheranschlusspunkten enthält.

Zu denken wäre etwa an die Nutzung von Ein- und Ausspeise-FZK für „Transite“ durch den Netzbereich eines bisherigen Marktgebiets oder Ausspeisungen zur Speicherbefüllung. Die Antragstellerinnen haben hierzu vorgetragen: *„Ausspeisungen an Grenzübergangspunkten oder Speicheranschlusspunkten aus dem FNB-Netz wurden bei der Bestimmung des minimalen Verbrauchs nicht berücksichtigt. Solche Ausspeisungen würden sich zwar positiv auf das Ergebnis auswirken, bieten aber keine zuverlässige statistische Grundlage für einen risikofreien Netzbetrieb, da die Netznutzer frei sind [,] solche Ausspeisungen vorzunehmen oder nicht (u.a. handelsgetrieben).“*¹⁷

Auch insoweit hält die Beschlusskammer das Vorgehen gemessen an § 9 Abs. 2 S. 1, 2 GasNZV für nicht zu beanstanden. Danach sind zwar ausdrücklich die historische und prognostizierte Auslastung der Kapazitäten und die Nachfrage nach Kapazitäten zu berücksichtigen. Ergebnis der Berücksichtigung müssen jedoch stets wahrscheinliche und realistische Lastflussannahmen sein, so dass der preisgünstige und effiziente Netzbetrieb nicht einseitig zulasten der Sicherheit und Zuverlässigkeit verfolgt wird (sämtlich Ziele nach § 1 EnWG). Methodisch nachvollziehbar ist somit der Verweis auf den risikofreien Netzbetrieb. Die Antragstellerinnen begründen die Nichtberücksichtigung der Grenzübergangspunkte und Speicheranschlusspunkte „unter anderem“ mit deren handelsgetriebener Nutzung. Die Antragstellerinnen nehmen hiermit eine

¹⁵ § 13 Ziff. 1 des Hauptteils der Kooperationsvereinbarung Gas X, Stand 30.09.2019, abrufbar unter <https://www.bdew.de/service/standardvertraege/kooperationsvereinbarung-gas/>

¹⁶ Anlage 2 dieses Beschlusses, S. 3

¹⁷ Anlage 2 dieses Beschlusses, S. 3

Abgrenzung etwa zu internen Bestellungen vor, bei denen ein langfristiger, verlässlicher Mindestverbrauch aufgrund der zu versorgenden Letztverbraucher angenommen werden kann. Sofern am Grenzübergangspunkt kein Verteilernetz angrenzt, besteht möglicherweise keine Notwendigkeit, den entsprechenden Ausspeisepunkt in bestimmter, prognostizierbarer Höhe zu nutzen. Weiter erschwerend dürfte sein, dass Transportkunden für Transite an zahlreichen Netzpunkten auf DZK-Produkte zurückgreifen können. Darüber ausgeführte Transporte hätten keine Bedeutung für und keinen positiven Effekt auf die hier relevante minimale Netzlast im Bereich des bisherigen Marktgebiets. Unbeschadet dieser grundsätzlichen Erwägungen zur Prognoseeignung hat die Beschlusskammer die Auslastungen relevanter Kapazitäten an verschiedenen Netzpunkten nachvollzogen. Dabei hat sie neben stark schwankender Auslastung mitunter auch gewisse regelmäßige Lastflüsse feststellen können, nie jedoch eine mit dem Minimalverbrauch eines Verteilernetzes vergleichbare Konstanz. Somit hält die Beschlusskammer den von den Fernleitungsnetzbetreibern verfolgten Ansatz methodisch jedenfalls für nicht zu beanstanden: die vorhandenen Daten wurden analysiert, jedoch in vertretbarer Weise nicht als zuverlässige statistische Grundlage für den risikofreien Netzbetrieb angesehen.

(d) Abgleich der notwendigen Reduktionen und der zur Genehmigung vorgelegten Kapazitätshöhen

Die zur Genehmigung vorgelegten Kapazitätshöhen entsprechen summarisch der Höhe, auf die nach den vorstehenden Gründen notwendig zu reduzieren ist: 35,6 GWh/h für den Netzbereich

des bisherigen GASPOOL Marktgebiets und 23,1 GWh/h für den des bisherigen NetConnect Germany Marktgebiets.

NetConnect Germany (ganzjährige Einspeise FZK in MWh/h)	
bayernets	6 (Biogas) + 653
FluxysTENP	471
GRTgazD	1.906
OGE	13 (Biogas) + 6 (Produktion) + 15.382
terranets bw	8 (Biogas)
Thyssengas	20 (Biogas) + 1.410
Summe ohne Biogas	19.828
NetConnect Germany (ganzjährige, nicht allein temperaturabh. Einspeise bFZK in MWh/h)	
FluxysTENP	2.622
NetConnect Germany (ganzjährige temperaturabh. Einspeise bFZK in MWh/h)	
GRTgazD	471
Thyssengas	2071.75
GASPOOL (ganzjährige Einspeise FZK in MWh/h)	
FluxysD	0
GASCADE	12.224
GUD	796 (Produktion) + 10.937
LBGT	0
NEL	0
OGE (GASPOOL)	1.627
OGT	0
ONTRAS	289 (Biogas) + 9.969
Summe ohne Biogas	35.553

Tabelle 2: Netzbetreiber- und marktgebietsscharfe Darstellung der beantragten Höhe der Einspeisekapazitäten

(4) Keine weitere Erhöhung nach Maßgabe des § 9 Abs. 3 GasNZV

Die auf den Berechnungen beruhenden Einspeisekapazitäten haben unmittelbar als Basisgröße für die Ermittlung der zusätzlichen Kapazität im Rahmen des geplanten Überbuchungs- und Rückkaufsystems¹⁸ zu dienen; die Antragstellerinnen haben also keine kapazitätserhöhenden Maßnahmen nach § 9 Abs. 3 GasNZV zu ergreifen.

Gemäß § 9 Abs. 4 GasNZV hat die Genehmigung die nach § 9 Abs. 1 bis 3 GasNZV ermittelten Kapazitäten zu umfassen. Dem Zweck des Genehmigungsverfahrens, einem Missbrauch des Überbuchungs- und Rückkaufsystems vorzubeugen, dürfte vorwiegend mit einer Kontrolle der Berechnungen gedient sein. Dafür spricht auch die Verordnungsbegründung, in der explizit auf die Kapazitätsmaximierung nach § 9 Abs. 2 GasNZV Bezug genommen wird.¹⁹ Dennoch ist die ermittelte technische Kapazität zu genehmigen, also die Summe der auf Absätzen 2 und 3 beruhenden Kapazitäten. Aus § 9 Abs. 3 GasNZV folgt eine Verpflichtung, wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zu prüfen und zu ergreifen, sollten nicht in ausreichendem Maß frei zuordenbare Kapazitäten angeboten werden können.

¹⁸ Vgl. das entsprechende Verwaltungsverfahren, Az. BK7-19-037.

¹⁹ Begründung in BR-Drs. 312/10, S. 66.

Die genehmigten Einspeisekapazitäten beruhen richtigerweise allein auf Berechnungen nach § 9 Abs. 2 GasNZV. Dessen ungeachtet sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber überzeugt, dass zur Erhöhung der Liquidität des Gasmarktes die bisherigen Kapazitäten (GASPOOL und NetConnect Germany) in Höhe und Qualität möglichst weitgehend in Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet zu überführen sind.²⁰ Nach ihrer Vorstellung sollen im Rahmen des zukünftigen Kapazitätsmodell marktbasierende Instrumente über § 9 Abs. 3 GasNZV zum Einsatz kommen.

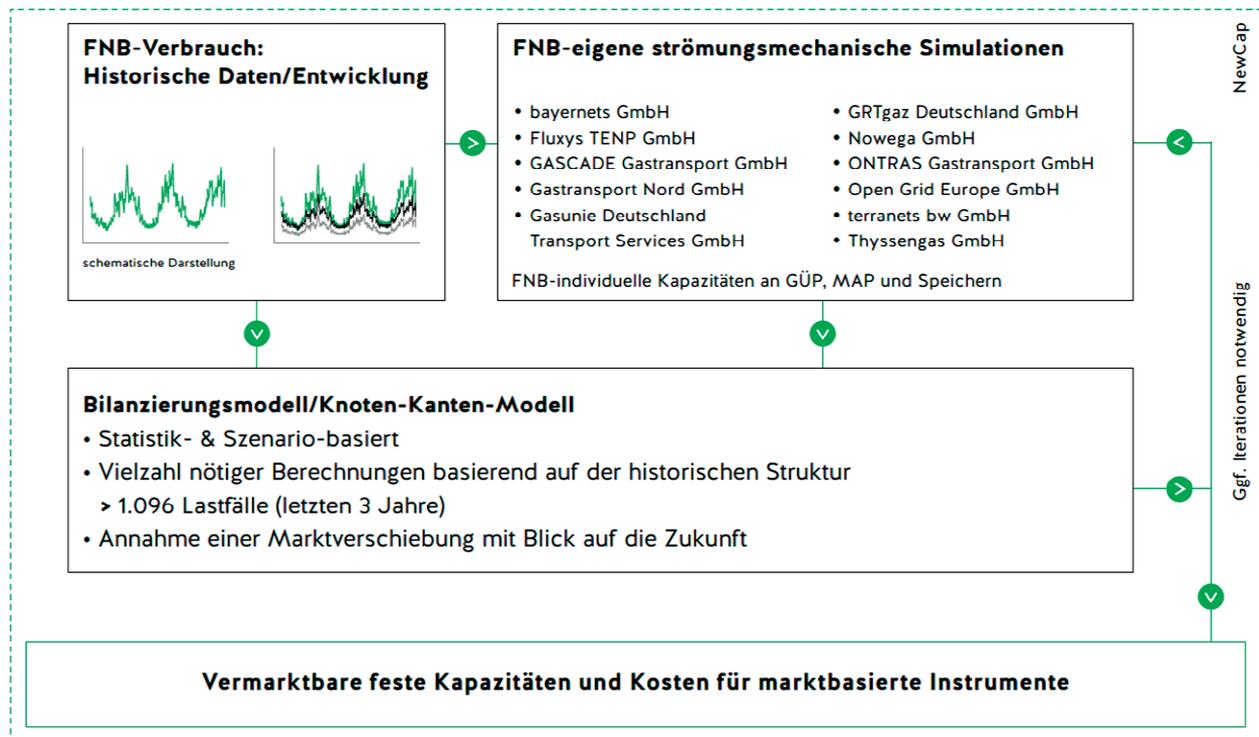


Abbildung: „Kapazitätsmodell – NewCap in a Nutshell“. Quelle: Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2020-2030, Seite 70 (Abrufbar sowohl auf www.bundesnetzagentur.de als auch auf www.fnb-gas.de)

Die Beschlusskammer hat jedoch stets betont, dass die Annahme, die Kapazitätshöhen der bisherigen Marktgebiete stellten zugleich das „ausreichende Maß“ im gemeinsamen Marktgebiet dar, nicht hinreichend belegbar ist. Die genaue Höhe des ausreichenden Maßes ist nach Ansicht der Beschlusskammer erst noch zu bestimmen, bevor der Anwendungsbereich für kapazitätserhöhende Maßnahmen nach § 9 Abs. 3 GasNZV eröffnet ist.²¹ Schließlich sind diese Maßnahmen nicht nur so viel wie nötig, sondern so gering wie möglich einzusetzen. Zudem planen die Fernleitungsnetzbetreiber für die Kapazitätserhöhung den Einsatz neuer, bislang nicht erprobter marktbasierter Instrumente. Nach Auffassung der Beschlusskammer bedürfen diese Instrumente vor ihrem Einsatz im Rahmen des § 9 Abs. 3 GasNZV einer aussagekräftigen

²⁰ Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S. 68.

²¹ Konsultationsdokumente in Rahmen des Verfahrens „Kap+“, Az. BK7-19-037. Abrufbar unter: www.bundesnetzagentur.de.

Testphase. Anders als die in § 9 Abs. 3 GasNZV genannten Maßnahmen sollen diese Instrumente nämlich nicht im Vorfeld des Kapazitätsangebots zum Einsatz kommen, sondern erst zur Absicherung bereits vermarkteter Kapazität. Insofern muss für eine Anwendung im Rahmen des § 9 Abs. 3 GasNZV sichergestellt sein, dass diese Instrumente funktionieren und eine hinreichende Festigkeit der abzusichernden Kapazität gewährleisten. Das im Verwaltungsverfahren BK7-19-037 genehmigte Überbuchungs- und Rückkaufsystem soll deshalb gerade als Testphase für den Einsatz dieser marktbasierter Instrumente dienen.

(5) Umsetzung erforderlicher Reduktionen

Die Beschlusskammer erblickt auch in der konkreten Umsetzung der Reduktionen kein Genehmigungshindernis.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind bestrebt, im gemeinsamen Marktgebiet – gleich ob durch Maßnahmen im Rahmen des § 9 Abs. 3 GasNZV oder eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems – das bisherige Kapazitätsangebot aufrecht zu erhalten. Teilweise wird dies mit Hinweis auf die bei Zusammenlegungen bereits vorhandenen Gasflüsse beziehungsweise bestehenden Versorgungskonstellationen begründet. Dies sei bei jeder Zusammenführung von Gasmarktgebieten erneut zu beachten.²² Reduzierungen hätten zudem eine geringere Liquidität des Gasmarktes zur Folge; deren Erhöhung sei aber gerade erklärtes Ziel der bevorstehenden Zusammenlegung.²³ Da innerhalb der Netzbereiche der bisherigen beiden Marktgebieten eine freie Zuordenbarkeit bis zur Höhe des angestrebten, bisherigen Kapazitätsangebots möglich ist, liegt aus Sicht der Beschlusskammer nahe, dass die Engpasskonstellation gewisse Spielräume bei der punktscharfen oder auch netzbetreiberscharfen Kürzung gestattet. Entsprechend sind nach den Daten der Anlage 1 weder die Kapazitäten aller Einspeisepunkte eines bisherigen Marktgebiets zu gleichen Anteilen gekürzt worden noch sind summarisch die Kapazitäten aller Netzbetreiber eines bisherigen Marktgebiets im selben Umfang betroffen.

Die Beschlusskammer hält das im Zeitpunkt der Genehmigungsentscheidung aus mehreren Erwägungen für unschädlich. Wie bereits unter Abschnitt (4) ausgeführt, ist nach Auffassung der Beschlusskammer das Maß der erforderlichen frei zuordenbaren Kapazität im gemeinsamen Marktgebiet nicht hinreichend konkret bestimmbar. Sollte die Reduktion der Kapazität also einheitlich über alle Netzpunkte eines bisherigen Marktgebietsbereichs erfolgen, hielte die Beschlusskammer eine Berücksichtigung der noch zu bestimmenden punktscharfen Höhe für sachgerecht – statt allein auf den bisher am Netzpunkt vermarkteten Betrag abzustellen.

Schließlich hat die Aufteilung der Kapazität bezogen auf das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 nur eingeschränkte Bedeutung für den Netzzugang der Netznutzer. Ihnen sollte als Summe aus technischer Kapazität und Zusatzkapazität ohnehin das bisherige Kapazitätsangebot offenstehen. Die

²² „GASCADE: Ermittlung der technischen Kapazität“, S. 1; abrufbar unter: www.gascade.de

²³ Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S. 68.

konkrete Zusammensetzung dürfte für sie insoweit unerheblich sein. Weder wird vermarktungsseitig zwischen technischer Kapazität und Zusatzkapazität unterschieden noch ist hiermit ein qualitativer Unterschied der Netzzugangsberechtigung verbunden. Die Antragstellerin zu 6) hat im Rahmen der Anhörung darauf hingewiesen, dass langfristige Transportverträge, deren Höhe die genehmigte technische Kapazität gegebenenfalls überschreitet, durch Zusatzkapazität dargestellt werden können.

Im Engpassfall werden Transportrechte, die auf Zusatzkapazität beruhen, nicht anders behandelt als Transportrechte, die auf technischer Kapazität beruhen. Begründete Zweifel, dass Fernleitungsnetzbetreiber vom Angebot der Zusatzkapazität absehen, hat die Beschlusskammer nicht. Wie bereits mehrfach erwähnt, sind die Fernleitungsnetzbetreiber nämlich bestrebt, im gemeinsamen Marktgebiet das bisherige Kapazitätsangebot aufrecht zu erhalten. Sollte die Entscheidung eines Fernleitungsnetzbetreibers über die Höhe der Zusatzkapazität zu signifikanten Abweichungen vom bisherigen Kapazitätsangebot führen, wären die zugrundeliegenden Erwägungen der Beschlusskammer in jedem Falle zu erläutern. Schließlich sind Kostenrisiken nach dem gegenwärtigen Konzept nicht gegeben.²⁴ Die Antragstellerin zu 6) hat im Rahmen der Anhörung hierzu vorgetragen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber wegen der Marktgebietszusammenlegung keine langfristigen Transportverträge kündigen werden. Sofern bestehende, langfristige Transportverträge die mit der vorliegenden Entscheidung genehmigte technische Kapazität überschreiten, würde für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 den betroffenen Transportkunden insoweit Zusatzkapazität ohne qualitativen Unterschied zur Verfügung gestellt werden.

4. Tenorziffer 2: Vorbehalt einer Kostenentscheidung

Hinsichtlich der Kosten (Gebühren und Auslagen) ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat 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 Vorsitzen-

²⁴ Vgl. das entsprechende Verwaltungsverfahren, Az. BK7-19-037

den 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).

Barbie Kornelia Haller
Vorsitzende

Dr. Werner Schaller
Beisitzer

Diana Harlinghausen
Beisitzerin