

**Konsultationsdokument  
zum in 2017 eingeleiteten Verfahren  
für neu zu schaffende Kapazitäten  
an der Grenze zwischen der Russischen  
Föderation und dem Marktgebiet GASPOOL  
19 Oktober 2017**



Dieser Bericht umfasst eine gemeinsame Betrachtung des Bedarfs an neu zu schaffender Kapazität durch die folgenden Unternehmen:

**FLUXYS Deutschland GmbH**

Elisabethstraße 11  
40217 Düsseldorf  
Germany

Tel.: +49 (0) 211 230945-01  
[info.fluxysnel@fluxys.com](mailto:info.fluxysnel@fluxys.com)  
Fax: +49 (0)211 230945-09



**Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**

Pelikanplatz 5  
30177 Hannover  
Germany

Tel.: +49 (0) 511 640 607 0  
[webinfo@gasunie.de](mailto:webinfo@gasunie.de)  
Fax: +49 (0)511 640 607 1001



**GASCADE Gastransport GmbH**

Kölnische Str. 108-112  
34119 Kassel  
Germany

Tel.: +49 (0) 561 934-0  
[kontakt@gascade.de](mailto:kontakt@gascade.de)  
Fax: +49 (0)561 934-1208



**NEL Gastransport GmbH**

Kölnische Str. 108-112  
34119 Kassel  
Germany

Tel.: +49 (0)561 934-0  
[kontakt@nel-gastransport.de](mailto:kontakt@nel-gastransport.de)  
Fax: +49 (0)561 934-2222



**ONTRAS Gastransport GmbH**

Maximilianallee 4  
04129 Leipzig  
Germany

Tel.: +49 (0)341 27111-0  
[capacity@ontras.com](mailto:capacity@ontras.com)  
Fax: +49 (0)341 27111-2004





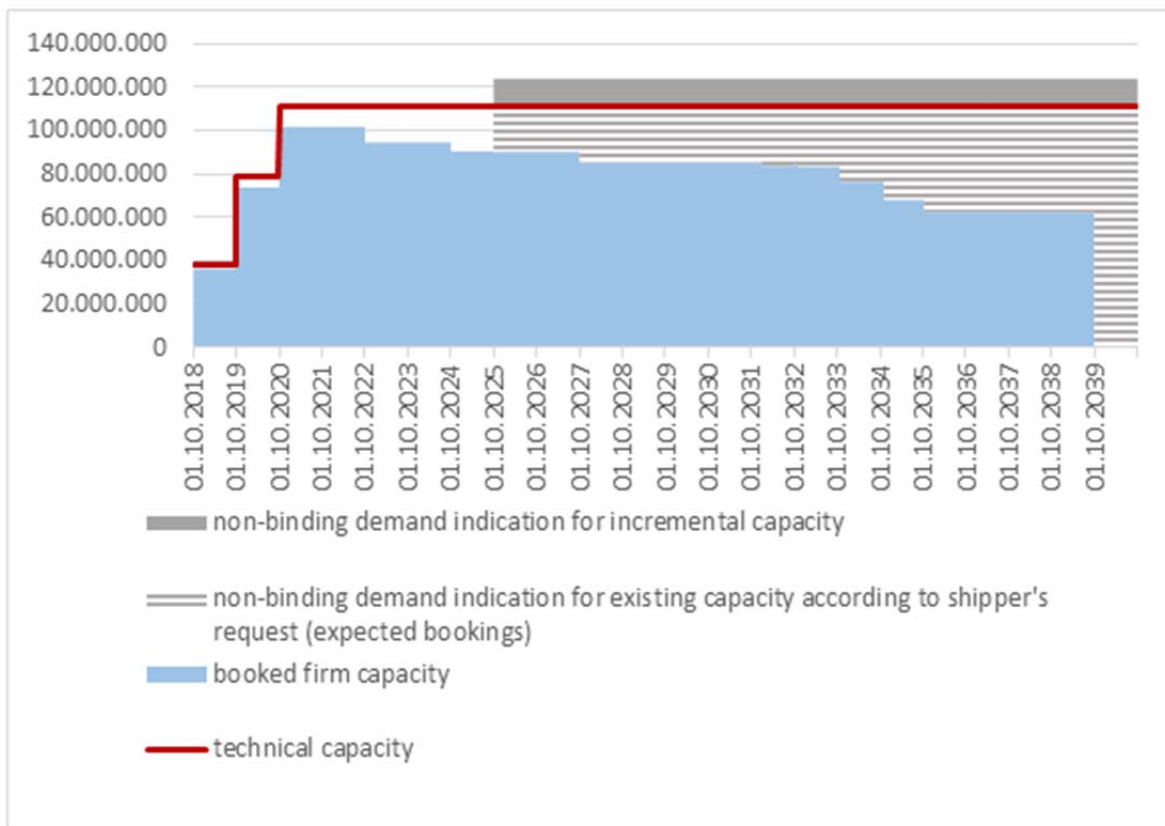
## Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung.....	4
2. Projektvorschlag .....	7
3. Angebotslevel .....	8
4. Alternative Zuweisungsmechanismen.....	9
5. Vorläufige Zeitplanung.....	9
6. Ergänzende Geschäftsbedingungen.....	10
7. Elemente IND und RP gemäß NC TAR.....	10
8. F-Faktor .....	10
9. Nach Fristablauf eingegangene unverbindliche Marktnachfragen.....	14
10. Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur .....	14
11. Kontaktinformation .....	14

## 1. Einleitung

Nach Abschluss der Phase 1 des im Jahr 2017 gemäß Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen; nachfolgend „NC CAM“) eingeleiteten Verfahrens zur Schaffung neuer Kapazitäten an der Marktraumgrenze Russische Föderation – GASPOOL (nachfolgend RU-GP) haben die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber die Planungsphase für die entsprechenden Projekte (Phase 2) gestartet. Der zum 27. Juli 2017 veröffentlichte „Bericht zur Marktnachfrageanalyse für das 2017 beginnende Verfahren für neu zu schaffende Kapazität zwischen der Russischen Föderation und GASPOOL“ zeigt einen ansteigenden Bedarf von neuer Kapazität an dieser Marktraumgrenze.

Die folgende Grafik zeigt die technische Kapazität, die gebuchte feste Kapazität und den darüber hinaus gehenden Kapazitätsbedarf für die untersuchten Zeiträume:



Wie die obige Grafik deutlich zeigt, übersteigt die Summe von bereits gebuchten und angefragten neu zu schaffenden Kapazitäten die technisch verfügbare Kapazität an der Marktraumgrenze RU-GP.

Für die Durchführung der technischen Studie an der Marktraumgrenze (RU-GP) ist die Nachfrageangabe aus der o.g. veröffentlichten Nachfrageanalyse berücksichtigt. Die

angefragte Entry Kapazität an der betroffenen Marktraumgrenze beträgt demnach im maximalen Betrag 13.191.273 KWh/h. Diese Kapazitätsanfrage beinhaltet eine Zuordnungsaufgabe in Richtung des NCG und/oder in Richtung des TTF Marktgebietes (dynamisch zuordenbare Kapazitäten, DZK). Im gleichen Incremental Capacity Zyklus wurden inkrementelle Ausspeisekapazitäten von GASPOOL zum Marktgebiet TTF mit einer Zuordnungsaufgabe zur Marktraumgrenze RF-GP in maximaler Höhe bis zu 11.872.146 KWh/h (im Laufe der technischen Studie wird dieser Wert mit 11,9 GW angegeben) ansteigend ab dem 01.10.2025 angefragt. Ebenfalls wurden ab 01.10.2025 inkrementelle Ausspeisekapazität von GASPOOL zum Marktgebiet Net Connect Germany (NCG) in Höhe von 7.793.333 KWh/h angefragt, deren Einspeisung im Marktgebiet GASPOOL auf Einspeisepunkte aus Russland beschränkt sein soll.

Gemäß § 21 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, spätestens zum 01.04.2022 die derzeit bestehenden zwei Marktgebiete GASPOOL und NCG zusammenzulegen. Die unverbindliche Nachfrageangabe für die Marktraumgrenze GP-NCG, angefragt Exit GASPOOL mit Zuordnungsaufgabe zur Marktraumgrenze RF-GP (DZK) und Entry NCG als frei zuordenbare Kapazität (FZK), verliert durch die Marktgebietszusammenlegung ihre Gültigkeit. Der Incremental Capacity Prozess sieht die Untersuchung von unverbindlichen Nachfrageangaben ausschließlich an Kopplungspunkten zwischen Marktraumgrenzen vor. Da diese Marktraumgrenze spätestens zum 01.04.2022 aufgelöst wird, werden keine technischen Untersuchungen zu dieser durchgeführt werden können. Eine technische Studie zur angefragten Exit Kapazität in Richtung NCG kann ebenfalls aufgrund der zuvor genannten Gründe nicht durchgeführt werden. Eine nachträgliche Anpassung der erhaltenen Nachfrage in eine frei zuordenbare Kapazität (FZK) ist nicht Teil des Incremental Capacity Prozesses. Eine technische Bewertung der Anfragen in Richtung NCG als DZK ist nur in der aktuellen Konstellation aus zwei Marktgebieten möglich. Im Hinblick auf eine zukünftige Marktgebietszusammenlegung hingegen muss die angefragte Kapazität in Richtung NCG sowohl im Marktgebiet NCG als auch im Marktgebiet GASPOOL als FZK betrachtet werden. Aktuell werden in den Marktgebieten GASPOOL und NCG unterschiedliche Methoden zur Berechnung von FZK angewendet. Für eine netzplanerische Umsetzung der Anfrage sehen die Fernleitungsnetzbetreiber es als Voraussetzung an, zunächst ein Kapazitätsmodell für diese neue Marktgebietszusammenlegung zu entwickeln. Nur so wird es möglich sein, eine belastbare Aussage über eine FZK an Überspeisepunkten zwischen Netzbetreibern zu treffen und somit einen effizienten Netzausbau für eine FZK vorzuschlagen. Die genannten Faktoren spielen eine gewichtete Rolle zum Bestehen des ökonomischen Tests.

Eine Definition des neuen deutschen Kapazitätsmodells ist innerhalb dieses Incremental Capacity Prozesses zeitlich nicht möglich und auch nicht Bestandteil des NC CAM. Die Erfahrungen aus den bisherigen Marktgebietszusammenlegungen haben gezeigt, dass durch die Vergrößerung eines Marktgebietes der Anteil frei zuordenbarer Kapazität sinken kann. Ob und in welchem Umfang dies bei dem deutschlandweiten Marktgebiet der Fall sein wird, kann erst nach Erarbeitung eines Kapazitätsmodells auch unter Berücksichtigung der Auswirkung von Virtual Interconnection Points (VIP) bestimmt werden. Vor diesem Hintergrund ist es den Fernleitungsnetzbetreibern derzeit nicht möglich, eine belastbare Erstellung der technischen Studien für die angefragte Kapazität in Richtung NCG durchzuführen.

Aus den o.g. Gründen können im Rahmen dieser technischen Studie ausschließlich angefragte Entry Kapazitäten mit Zuordnungsaufgabe in Richtung TTF modelliert werden, da für diese eine realisierbare Ableitungsmöglichkeit identifiziert wurde. Dafür wurde die entryseitige Kapazitätsanfrage an die Nachfrage der Exit Kapazität an der Marktraumgrenze GP-TTF in Höhe 11,9 GW angepasst. Sollte in einem späteren Prozess eine Kapazitätserhöhung zwischen den Marktgebieten GASPOOL und NCG notwendig werden, so kann dies durch einen zusätzlichen Ausbau ermöglicht werden.

Wenn die Flexibilität zwischen TTF und NCG das langfristige Ziel des Transportkunden sein sollte, könnte die unten beschriebene technische Maßnahme zur Verstärkung des Entry Greifswald/Lubmin 2 zukünftige Incremental Capacity Zyklen beeinflussen, wenn die hier ermittelte technischen Maßnahmen bereits umgesetzt würden. Eine Modellierung der gesamten Anfrage (Entry Kapazität in Richtung TTF und/oder NCG) in einem gemeinsamen deutschen Marktgebiet könnte andere Lösungsräume bieten.

## 2. Projektvorschlag

Im heutigen GASPOOL-Markgebiet ergeben sich zwei technische Möglichkeiten, um die angefragte Kapazität bereitzustellen. Diese beiden Transportmöglichkeiten sind in Abbildung 1 durch die blauen und gelben Pfeile beschrieben. Die technischen Untersuchungen zu den in der Abbildung gezeigten roten und grauen Pfeilen werden im Konsultationsdokument (Incremental Capacity Prozesses 2017) der angefragten Exit-Kapazität GASPOOL-TTF beschrieben.

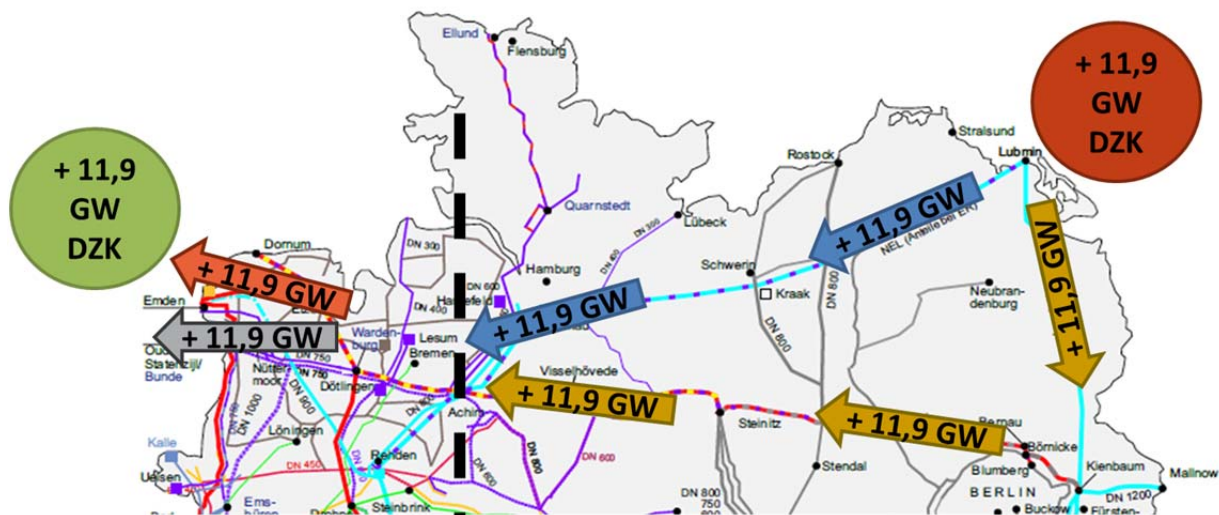


Abbildung 1: Transportation Scenarios

### Transport durch die NEL:

Die blauen Pfeile zeigen den Antransport der angefragten Kapazität durch die Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL). Die NEL ist eine Bruchteilseigentums-gemeinschaft der NEL-Gastransport, GUD und Fluxys Deutschland. Folgende Maßnahmen sind für die Netzerweiterung notwendig:

1. Verdichterstation in der Nähe von Schwerin
2. Erweiterung der Anlandestation Lubmin II
3. Anbindeleitung Lubmin II und NEL

Die Kostenschätzung der o.g. Maßnahmen beläuft sich auf eine Größenordnung in Höhe von 170 Mio. €.



#### Transport durch EUGAL-Nord, FGL 306, NETRA:

Die gelben Pfeile verdeutlichen den Antransport der angefragten Kapazität durch die EUGAL-Nord, FGL 306 und NETRA. Hierbei werden die bestehenden Transportnetze der GASCADE, ONTRAS und GUD genutzt. Im Zuge des „More Capacity“ Prozesses im Jahr 2016 sind Untersuchungen zur Erweiterung dieser Transportroute durchgeführt und mit einer ähnlichen Kapazität modelliert worden. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen haben gezeigt, dass die o.g. Systeme durch folgende Maßnahmen erweitert werden müssten:

1. Verdichterstation in Kienbaum
2. Verdichterstation in Steinitz
3. Erweiterung der Verdichterstation Holtum
4. Erweiterung der Anlandestation Lubmin II
5. Anbindeleitung Lubmin II und NEL

Auch wenn eine vollständige Kostenschätzung zu diesem Zeitpunkt nicht möglich ist, lässt sich festhalten, dass diese Route einen deutlich höheren Investitionsaufwand mit sich bringt als die oben vorgestellte Route über die NEL.

#### Fazit:

Angesichts der zwei beschriebenen Antransportmöglichkeiten empfehlen die involvierten TSOs die Bereitstellung der angefragten Kapazität über die NEL-Route. Im Vergleich der Investitionshöhen zeichnet sich die „blaue Route“ als die vorteilhaftere aus. Die durch den Ausbau auf der NEL generierte Zusatzkapazität kann potentiell auch bis nach Rehden transportiert werden. Sollte in einem späteren Prozess eine Kapazitätserhöhung zwischen den Marktgebieten GASPOOL und NCG notwendig werden, so kann dies durch einen zusätzlichen Ausbau südlich von Rehden ermöglicht werden.

### **3. Angebotslevel**

Das Angebotslevel ist in der folgenden Tabelle zusammengefasst, wobei die zwingende Reservierungsquote von 20 % für bestehende sowie neue Kapazitäten gemäß Art. 8 (8) NC CAM sowie Festlegung der BNetzA BK7-15-001 (KARLA Gas) berücksichtigt wurde.



Von	Bis	Freie Bestandskapazität, unter Berücksichtigung von Reservierungsquote 20 %, KWh/h	Neu zu schaffende Kapazität, unter Berücksichtigung von Reservierungsquote 20 %, KWh/h	Angebotslevel kWh/h
01.10.2025	30.09.2027	0	9.520.000	9.520.000
01.10.2027	30.09.2032	3.297.408	9.520.000	12.817.408
01.10.2032	30.09.2033	3.642.425	9.520.000	13.162.425
01.10.2033	30.09.2034	5.073.425	9.520.000	14.593.425
01.10.2034	30.09.2035	11.765.338	9.520.000	21.285.338
01.10.2035	30.09.2036	20.457.183	9.520.000	29.977.183
01.10.2036	30.09.2039	26.057.183	9.520.000	35.577.183
01.10.2039	30.09.2040	88.689.987	9.520.000	98.209.987

#### 4. Alternative Zuweisungsmechanismen

Entfällt.

#### 5. Vorläufige Zeitplanung

Die oben beschriebenen Projekte werden nach Abschluss der PRISMA-Auktion im Juli 2019 eingeleitet. Betriebsbereitschaft aller technischen Maßnahmen ist für den 1. Oktober 2025 vorgesehen – unter der Prämisse, dass die im Anschluss an die Auktion durchgeführte Wirtschaftlichkeitsprüfung erfolgreich ist.

Das weitere Verfahren im Rahmen des laufenden Prozesszyklus stellt sich wie folgt dar:

Start	Ende	Beschreibung
19.12.2017	19.3.2018 – 1.9.2018	Planung der Angebotslevel durch die FNBs in enger Zusammenarbeit mit den nationalen Regulierungsbehörden
19.3.2018 – 1.9.2018	19.9.2018 – 1.3.2019	Genehmigung und Veröffentlichung der notwendigen Parameter durch die nationalen Regulierungsbehörden gemäß Art. 28 (1) NC CAM
19.9.2018 – 1.3.2019	1.5.2019	Anpassung der Angebotslevel durch die FNBs an die Vorgaben der Regulierungsbehörden
1.5.2019		Veröffentlichung der genehmigten Parameter und des Mustervertrags bzw. der Musterverträge für die im Rahmen des Netzausbauprojekts angebotenen Kapazitäten
1.7.2019		Jahresauktion/Wirtschaftlichkeitsprüfung

Die genannten Termine sind vorläufig und können daher noch Änderungen unterliegen.

Bei einem positiven Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsprüfung wird das Projekt im Nachgang in den Prozess zur Erstellung des deutschen Netzentwicklungsplans Gas (NEP Gas 2020-2030) einfließen und im Szenariorahmen sowie bei der (nationalen) Modellierung berücksichtigt.

## 6. Ergänzende Geschäftsbedingungen

Ein Entwurf der Ergänzenden Geschäftsbedingungen ist diesem Konsultationsdokument als Anlage I beigelegt.

## 7. Elemente IND und RP gemäß NC TAR

In Deutschland gilt ein variables Preissystem, feste Preise werden somit nicht angewendet.

## 8. F-Faktor

Gemäß Art. 27 (3) NC CAM umfasst die Konsultation unter anderem die Angaben zum Umfang der Nutzerzusagen, ausgedrückt als eine Schätzung des gemäß Art. 23 angewandten f-Faktors, der nach der Konsultation von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagen und anschließend von den betroffenen nationalen Regulierungsbehörden genehmigt wird.

Der f-Faktor für jedes Angebotslevel wird von den nationalen Regulierungsbehörden unter Berücksichtigung der folgenden Aspekte festgelegt (Art. 23 (1) NC CAM):

- a) die Menge an technischer Kapazität, die gemäß Art. 8 (8) und (9) zurückgehalten wird;
- b) die positiven externen Effekte des Projekts für neu zu schaffende Kapazität auf den Markt oder das Fernleitungsnetz oder beides;
- c) die Laufzeit der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für die angefragte Kapazität im Vergleich zu der wirtschaftlichen Lebensdauer der Anlage;
- d) das voraussichtliche Fortbestehen der Nachfrage nach der Kapazität, die durch das Projekt für neu zu schaffende Kapazität geschaffen wird, nach dem Ende des bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung zugrunde gelegten Zeithorizonts.

Für die Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Art. 22 NC CAM hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Erhöhung der Transparenz ein Berechnungstool erstellt und veröffentlicht (nachfolgend als „BNetzA-Tool“ bezeichnet);

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/IncrementalCapacity/IncrementalCap\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/IncrementalCapacity/IncrementalCap_node.html)). Das Ergebnis des ausgefüllten BNetzA-Tools mit den Daten zu den hier betrachteten Angebotsleveln ist diesem Konsultationsdokument als Anlage beigelegt.

Das BNetzA-Tool enthält mathematische Auswertungen zur Bestimmung des f-Faktors gemäß den Kriterien a), c) und d). Der f-Faktor ergibt sich dabei aus dem Verhältnis des Barwerts der verbindlichen Zusagen von Netznutzern zur Kontrahierung von Kapazitäten über den Zeithorizont der ersten Jahresauktion, in der die jeweils neu zu schaffenden Kapazitäten angeboten wurden, gemäß Art. 22 (1) lit. (a) zum Barwert aller erwarteten Zusagen von Netznutzern zur Kontrahierung der jeweiligen Kapazitäten.

Im BNetzA-Tool wird als geschätzter Referenzpreis gemäß Art. 22 (1) lit. (a) (i) NC CAM der aktuellste derzeit bekannte Referenzpreis angesetzt und bis zum jeweiligen Jahr fortgeschrieben. Da bei der Ermittlung der Erhöhung der Erlösobergrenze des jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibers durch die im jeweiligen Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazitäten die Inflation nicht berücksichtigt wird, wurde der Inflationsindex für die Referenzpreise ebenfalls mit 0 % angesetzt.

Die BNetzA hat die Festlegung zur horizontalen Kostenwälzung (HoKoWä) während der mündlichen Verhandlung von Beschwerden vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf am 11.10.2017 aufgehoben. Über die zukünftige Preisbildung an VIPs (Implementierung gemäß NC CAM) liegt noch keine finale Information vor. Aus diesen Gründen wurde ein durchschnittlicher mit den Eigentumsanteilen der betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern gewichteter Referenzpreis als letzter vorliegender Referenzpreis für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Sinne NC CAM unterstellt (2,759 €/KWh/h/a).

Der durchschnittliche gewichtete Preis wurde bei der Berechnung der Barwerte aller erwarteten Zusagen von Netznutzern zur Kontrahierung der jeweiligen Kapazitäten im Zeitraum 2025-2049 nicht-inflationiert eingesetzt. Somit wurde ein möglicher zukünftiger Anstieg der Referenzpreise nicht berücksichtigt.

Für die Zwecke der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nach Art. 23 CAM NC wurde angenommen, dass die Bestandkapazitäten innerhalb jedes Angebotslevels in der ersten Jahresauktion, in der die jeweils neu zu schaffenden Kapazitäten angeboten wurden, komplett ausgebucht werden. Die Annahmen in Bezug auf die Buchung der neuen Kapazitäten sind nachfolgend erläutert.

Der vorgeschlagene f-Faktor wurde wie folgt ermittelt:

- a) Nach Art. 8 (8) NC CAM sowie gemäß BNetzA-Festlegung BK7-15-001 (KARLA Gas) zurückgehaltene technisch verfügbare Kapazität in Höhe von 20 % bezogen auf die im jeweiligen Angebotslevel enthaltene neu zu schaffende technische Kapazität beträgt 2.380.000 KWh/h.

Wie oben bereits erläutert, berücksichtigt das in diesem Konsultationsdokument betrachtete Angebotslevel neue Entry Kapazität entsprechend der Höhe der maximal angefragten Exit Kapazität in Richtung TTF ab 2030/31 (11.872.146 kWh/h). Das in der Jahresauktion 2019 für die Jahre 2025/26 bis 2029/30 ermittelte Kapazitätsangebot an neu zu schaffenden Kapazitäten übersteigt den im Rahmen der Marktnachfrageanalyse-Phase unverbindlich angezeigten Bedarf an Kapazitäten in Richtung TTF. Daher wurden in diesem Zeitraum die erwarteten Buchungen der neuen Kapazitäten in der Höhe der angefragten Kapazitäten in Richtung TTF unterstellt. Da für die Jahre 2025/26 bis 2029/30 die erwarteten Buchungen unter den in der Jahresauktion 2019 angebotenen Kapazitäten liegen, wurde angenommen, dass die reservierten Kapazitäten kurzfristig erst ab 2030/31 (bis 2039/40) ausgebucht werden.

- b) Weitere positive externe Effekte wurden nicht untersucht.
- c) Gemäß Art. 11 (3) NC CAM können Angebotslevel für neu zu schaffende Kapazitäten im Rahmen der Jahresauktionen für einen Zeitraum von maximal 15 Jahren ab Beginn der betrieblichen Nutzung angeboten werden.
- Für den Zeitraum von 2025/26 bis 2029/30 wurden die Buchungen von Transportkunden gemäß den unverbindlichen Marktnachfragen von Exit Kapazitäten in Richtung TTF angenommen.
  - Für den Zeitraum von 2030/31 bis 2039/40 wurde angenommen, dass die in der Jahresauktion 2019 angebotenen neu zu schaffenden Kapazitäten vollständig ausgebucht werden.

Die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlagen wurde entsprechend der regulatorischen und gewöhnlichen Abschreibungsdauern angesetzt. Die beschriebene Investition bezieht sich zum größten Teil auf die Verdichterstation. Die regulatorische sowie gewöhnliche Nutzungsdauer für Verdichter beträgt gemäß Anlage 1 zum § 6 (5) Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) 25 Jahre. Der Beginn der betrieblichen Nutzung ist für 2025 vorgesehen, die letzten Abschreibungen fallen somit im Jahr 2049 an. Für den Zeitraum von 2039/40 bis 2048/49 wurde angenommen, dass die gesamten neu zu schaffenden technischen Kapazitäten sowohl lang- als auch kurzfristig zu 75 % ausgebucht werden.

- d) Das maßgebliche Jahr für die Bestimmung des Zeithorizonts der wirtschaftlichen Nutzungsdauer und der Wirtschaftlichkeitsprüfung ist 2049. Für den Zeitraum ab 2049 wurden keine Buchungen berücksichtigt.

Angebotslevel und zugehöriger Buchungsstand gemäß Annahmen

Von	Bis	Buchbare Bestandskapazität unter Berücksichtigung von Reservierungsquote 20%, KWh/h	Neue Kapazitäten unter Berücksichtigung von Reservierungsquote 20%, KWh/h	Angebotslevel, KWh/h	Annahme Buchungsstand für neue Kapazitäten für Wirtschaftlichkeitsprüfung, KWh/h
01.10.2025	30.09.2026	0	9.520.000	9.520.000	2.638.255
01.10.2026	30.09.2027	0	9.520.000	9.520.000	5.276.509
01.10.2027	30.09.2030	3.297.408	9.520.000	12.817.408	5.276.509
01.10.2030	30.09.2032	3.297.408	9.520.000	12.817.408	9.520.000
01.10.2032	30.09.2033	3.642.425	9.520.000	13.162.425	9.520.000
01.10.2033	30.09.2034	5.073.425	9.520.000	14.593.425	9.520.000
01.10.2034	30.09.2035	11.765.338	9.520.000	21.285.338	9.520.000
01.10.2035	30.09.2036	20.457.183	9.520.000	29.977.183	9.520.000
01.10.2036	30.09.2039	26.057.183	9.520.000	35.577.183	9.520.000
01.10.2039	30.09.2040	88.689.987	9.520.000	98.209.987	9.520.000
01.10.2040	31.12.2049				8.925.000

Der unter oben beschriebenen Annahmen im BNetzA-Tool berechnete f-Faktor beträgt 0,63. Bei Zuweisung aller neu zu schaffenden Kapazitäten zum Referenzpreis würden keine ausreichenden Erlöse eingehen, um bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung ein positives Ergebnis zu erzielen. In solchen Fällen sieht Art. 33 der „Verordnung (EU) 2017/460 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen“ (NC TAR) vor, dass in der ersten Auktion oder im ersten alternativen Zuweisungsmechanismus, in der/dem die neu zu schaffende Kapazität angeboten wird, ein obligatorischer Mindestaufschlag angewandt werden kann. Der unter der oben beschriebenen Annahmen für die Kapazitätsbuchungen berechnete obligatorische Mindestaufschlag beträgt 1,92 €/kWh/h/a. Da der obligatorische Mindestaufschlag nur in der ersten Jahresauktion eingesetzt werden darf und der f-Faktor sich rechnerisch aus dem Verhältnis des Barwerts der verbindlichen Buchungen in der ersten Jahresauktion zum Barwert aller erwarteten Buchungen der jeweiligen Kapazitäten ergibt, verursacht eine Erhöhung des jeweiligen Referenzpreises um den obligatorischen Mindestaufschlag eine iterative rechnerische Anpassung des f-Faktors von 0,63 auf 0,83.

Die Berechnungen wurden in einer frühen Phase des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazitäten durchgeführt und beruhen auf Annahmen, die mit dem Fortschreiten des Prozesses entsprechend dem Stand des Wissens aktualisiert werden können. Im Fall einer solchen Aktualisierung der Annahmen kann der berechnete obligatorische Mindestaufschlag entsprechend angepasst werden.



## 9. Nach Fristablauf eingegangene unverbindliche Marktnachfragen

Nach dem 6. Juni sind keine weiteren unverbindlichen Marktnachfragen eingegangen.

## 10. Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur

Negative Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden deutschen Gasinfrastruktur werden nicht erwartet.

## 11. Kontaktinformation

### Fluxys Deutschland GmbH

Alessandro Brunoni

+49 211 42090922

Alessandro.brunoni@fluxys.com

### Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Ksenia Berezina

+49 511 640 607 2831

Ksenia.berezina@gasunie.de

### GASCADE Gastransport GmbH

Michael Walkus

+49 561 934 2968

Michael.walkus@gascade.de

### NEL Gastransport GmbH

Michael Walkus

+49 561 934 2968

Michael.walkus@gascade.de

### ONTRAS Gastransport GmbH

René Döring/Uwe Thiveßen

Tel.: +49 341 27111-2771/2163

capacity@ontras.com