

Konsultationsdokument
zum in 2017 eingeleiteten Verfahren
für neu zu schaffende Kapazitäten
an der Grenze zwischen den Marktgebieten
GASPOOL und TTF

19. Oktober 2017

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

Gasunie Transport Services B.V.

Concourslaan 17
9727 KC Groningen
Niederlande

Tel.: +31 (0)50 521 3333
incremental@gastransport.nl

Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Pelikanplatz 5
30177 Hannover
Deutschland

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

GASCAD Gastransport GmbH

Kölnische Str. 108-112
34119 Kassel
Deutschland

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

Inhaltsverzeichnis

I.	Einleitung	4
II.	Maßnahmen auf der deutschen Seite der Marktraumgrenze GASPOOL-TTF	6
1.	Projektvorschlag	6
2.	Angebotslevel.....	9
3.	Alternative Zuweisungsmechanismen	9
4.	Vorläufige Zeitplanung.....	9
5.	Ergänzende Geschäftsbedingungen	10
6.	Elemente IND und RP gemäß NC TAR.....	10
7.	f-Faktor.....	10
8.	Nach Fristablauf eingegangene unverbindliche Marktnachfragen	13
9.	Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur.....	13
III.	Dutch Side of the Market Border GASPOOL-TTF	14
1.	Project proposal	14
2.	Offer Level.....	16
3.	Alternative allocation mechanism	16
4.	Provisional timeline	17
5.	Additional conditions	17
6.	IND and RP according NC TAR.....	18
7.	F-Factor	18
8.	Received additional demand indication	20
9.	Impact on usage of gas infrastructure	20
IV.	Kontaktdaten.....	21

I. 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 zwischen den Marktgebieten GASPOOL und TTF haben die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber die Planungsphase für die entsprechenden Projekte (Phase 2) gestartet. Wie im Bericht zur Marktnachfrageanalyse 2017 (veröffentlicht am 27. Juli 2017) aufgezeigt wurde, besteht auf beiden Seiten dieser Marktraumgrenze ein dauerhafter Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten.

Für die betroffenen Entry-Exit-Systeme wurde folgendes Fazit hinsichtlich der (Nicht-) Einleitung von Projekten für neu zu schaffende Kapazität gezogen:

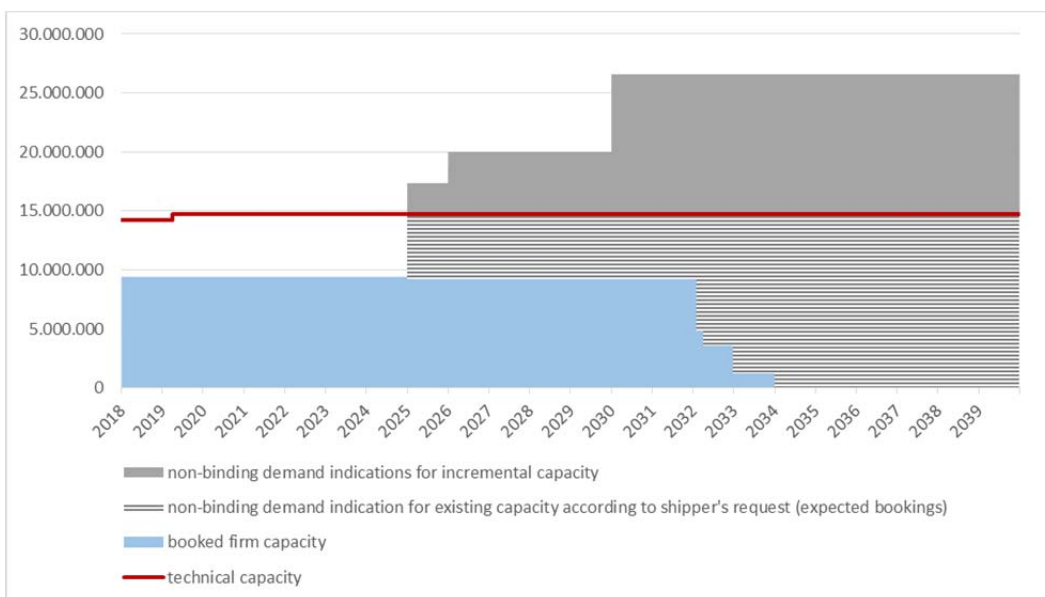


Abbildung 1: GASPOOL Seite der Entry-Exit Grenze (Exit GASPOOL)

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.

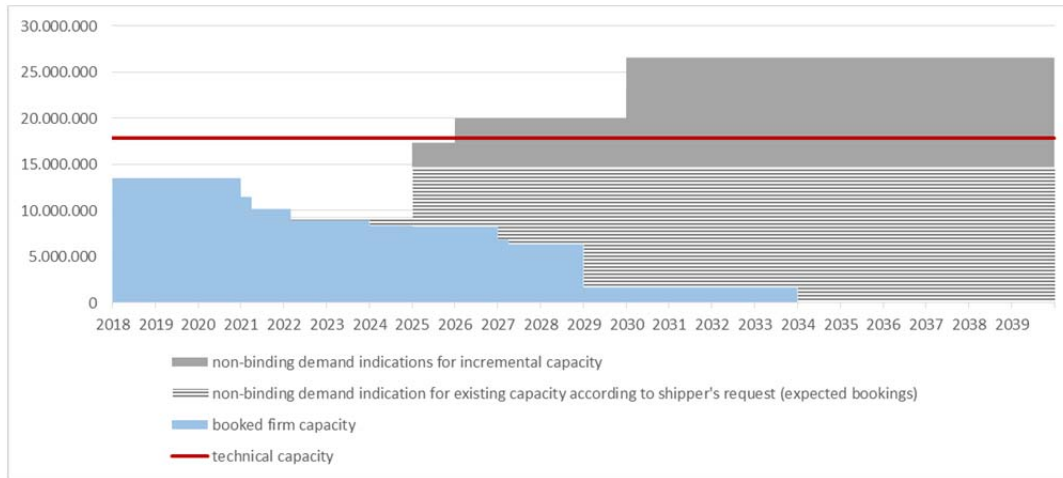


Abbildung 2: TTF Seite der Entry-Exit Grenze (Entry TTF)

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.

Im Rahmen des vorliegenden Projekts für neu zu schaffende Kapazitäten wurden technische Studien für alle potenziellen Netzkopplungspunkte an der Marktraumgrenze, für die das Projekt eingeleitet wurde, durchgeführt. Dabei werden sowohl wirtschaftliche Aspekte als auch die Netztopologie berücksichtigt. Nach dem Abschluss der technischen Studien haben die betroffenen TSOs den Prozess der Ausgestaltung der koordinierten Angebotslevels zur Vermarktung der gebündelten Kapazitätsprodukten inklusive identifizierter neu zu schaffender Kapazitäten begonnen.

Der vorliegende Konsultationsbericht ist ein gemeinsamer Bericht zwischen Fernleitungsnetzbetreibern des GASPOOL und des TTF Marktgebietes. Daher werden alle notwendigen Konsultationselemente in diesem Bericht für beide Seiten der Marktgebietsgrenzen beschrieben und berücksichtigt. Unterschiedliche Interpretationen des NC CAM sowie unterschiedliche Vorgaben der nationalen Regulierungsbehörden sind im Laufe des Prozesses nach der Konsultationsphase aufeinander abzustimmen.

II. Maßnahmen auf der deutschen Seite der Marktraumgrenze GASPOOL-TTF

1. Projektvorschlag

Für die Marktraumgrenze GASPOOL-TTF wurden technische Studien auf der Grundlage der im Bericht zur Marktnachfrageanalyse dargestellten unverbindlichen Anfragen durchgeführt. Im angefragten Fall liegt ein ansteigender Kapazitätsbedarf vor. Daher wurde in der technischen Studie die maximale angefragte Kapazität zugrunde gelegt. An der Marktraumgrenze GASPOOL-TTF wurden zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 11.872.146 kWh/h (Maximalwert) angefragt. (Für die technische Studie wurden hier 11,9 GW angesetzt.)

Aus der Perspektive der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber handelt es sich hierbei um Auspeisekapazitäten. Innerhalb des Marktgebiets GASPOOL bestehen in technischer Hinsicht zwei verschiedene Möglichkeiten, um diese Kapazitäten zu realisieren. Diese zwei Optionen sind in Abbildung 3: Mögliche Transportrouten jeweils mit grauem bzw. rotem Pfeil gekennzeichnet. Die Studien zu den entsprechenden Einspeisekapazitäten für Transporte von Russland ins Marktgebiet GASPOOL sind im Konsultationsdokument zum 2017er Verfahren für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze zwischen dem Marktgebiet GASPOOL und der Russischen Föderation näher beschrieben.

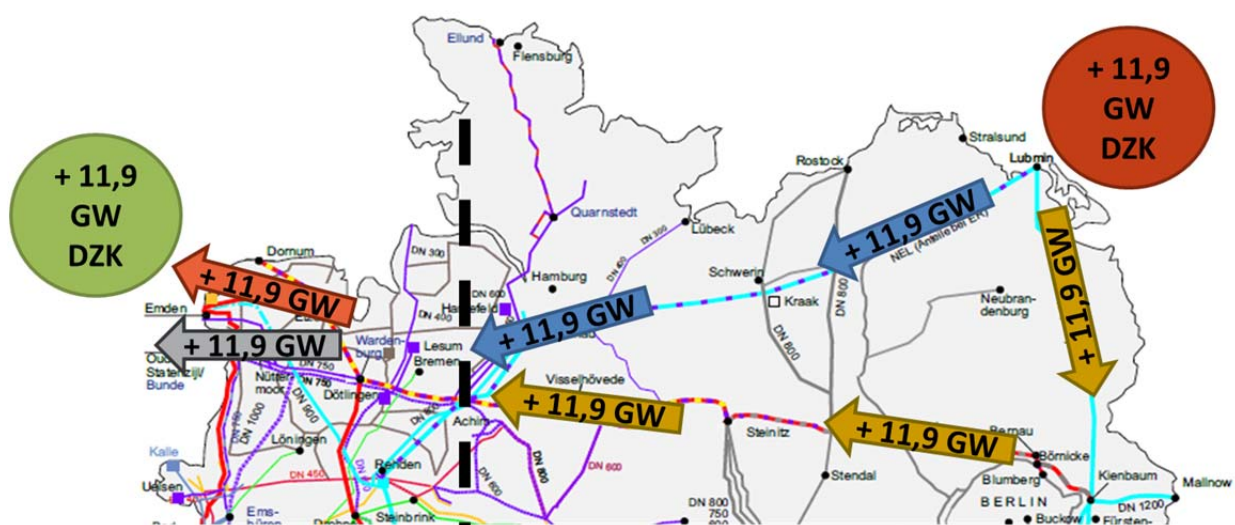


Abbildung 3: Mögliche Transportrouten

Transport über das Netz der GASCADE:

Bei der mit dem grauen Pfeil gekennzeichneten Transportroute werden die angefragten Kapazitäten über das Fernleitungsnetz der GASCADE am Netzkopplungspunkt Bunde bereitgestellt. Zur Realisierung der angefragten Kapazitäten müsste das bestehende Transportnetz durch die folgenden Ausbaumaßnahmen erweitert werden:

1. Verdichterstation in Bunde
2. Loop-Leitung (ca. 70 km)

Die Investitionskosten für diese Netzausbaumaßnahmen betragen etwa 250 Mio. Euro.

Transport über das Netz der GUD¹:

Bei der mit dem roten Pfeil gekennzeichneten Transportroute werden die Kapazitäten über das Fernleitungsnetz der Gasunie Deutschland am Netzkopplungspunkt Emden bereitgestellt. Gemäß den Berechnungen zur Erhöhung der technisch verfügbaren Kapazität im Netz der Gasunie Deutschland sind für die erforderlichen Maßnahmen Investitionen in Höhe von ca. 16,1 Mio. Euro notwendig. Die Maßnahmen sind in der folgenden Tabelle näher beschrieben:

Projekt-Nr.	Beschreibung
1	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen der NEL und dem GUD-Netz an der Messstation Embsen
2	Verlegung von Rohrleitungen zur Umkehrung des Gasflusses im bestehenden Leitungssystem Folmhusen-Emden bei Rysum*
3	Leistungserweiterung und Umkehrung der Flussrichtung an der bestehenden Messstation Folmhusen
4	Errichtung einer neuen Messstation zur Bereitstellung von Leistung an die GTS über den Netzkopplungspunkt Emden
Investitionskosten	13.900.000 €
5	Verlegung von Rohrleitungen zur Umkehrung der Flussrichtung an der bestehenden Verdichterstation Holtum
1	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen der NEL und dem

¹ und aufgrund der Bruchteilseigentumsgemeinschaft (BTG) auf dem Abschnitt zwischen Folmhusen und Emden - Thyssengas

	GUD-Netz
Investitionskosten	16.100.000 €

*Maßnahme mit Thyssengasbeteiligung, aufgrund der BTG auf dem Abschnitt zwischen Folmhusen und Emden.

Transport über das Marktgebiet NCG:

Zum 1. April 2022 werden die Marktgebiete GASPOOL und NCG zusammengelegt (§ 21 GasNZV). Da im Jahr 2025 somit ein einheitliches deutsches Marktgebiet bestehen wird, haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet GASPOOL sich zwecks Durchführung gemeinsamer technischer Studien an die Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet NCG gewandt. Derzeit liegt jedoch noch kein gemeinsames Kapazitätsmodell zwischen den Marktgebieten GASPOOL und NCG vor und es ist auch nicht möglich, ein solches im Rahmen der Planungsphase des laufenden Verfahrens zu erarbeiten. Die für die Bereitstellung von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten für Transporte von der Marktraumgrenze Russland-GASPOOL in die Niederlande über das NCG-Marktgebiet erforderlichen Maßnahmen können somit derzeit nicht ermittelt werden. Die an der Grenze zwischen NCG und GASPOOL bestehenden Netzkopplungspunkte sind dafür zunächst in einem Kapazitätsmodell zusammenzuführen. In jedem Fall ist bereits darauf hinzuweisen, dass eine Routenführung über das Marktgebiet NCG für Transporte in die Niederlande die bestehenden Engpässe zwischen den beiden Marktgebieten GASPOOL und NCG verstärken wird. Zudem wird auch die Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas im Jahr 2025 noch nicht abgeschlossen sein, so dass die bestehende L-Gas-Infrastruktur nicht zur Bereitstellung dieser Kapazitäten genutzt werden kann.

Fazit:

Mit Blick auf die drei vorgestellten Transportrouten empfehlen die Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet GASPOOL, die angefragten Kapazitäten über die beschriebene Erweiterung des GUD-Netzes bereitzustellen. Mangels marktgebietsübergreifendem Kapazitätsmodell ist ein Vergleich der Transportroute über das NCG-Marktgebiet mit den Ausbaumaßnahmen im GASPOOL-Marktgebiet derzeit nicht möglich. Unabhängig davon sind die für den Ausbau des GUD-Netzes erforderlichen Investitionen zur Bereitstellung der angefragten Kapazitäten als sehr vorteilhaft einzuschätzen.

2. Angebotslevel

Da die vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen jeweils aufeinander aufbauen, können die angefragten Kapazitäten in zwei Angebotslevel angeboten werden.

Die Angebotslevel sind in den folgenden Tabellen 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.

Angebotslevel I

Von	Bis	Freie Bestandskapazitäten unter Berücksichtigung von Reservierungsquote 20 %; KWh/h	Neu zu schaffende Kapazität – Angebotslevel I, unter Berücksichtigung von Reservierungsquote 20 %; KWh/h	Angebotslevel I; kWh/h
01.10.2025	30.09.2033	2.534.691	5.840.000	8.374.691
01.10.2033	30.09.2034	10.479.115	5.840.000	16.319.115
01.10.2034	30.09.2040	11.772.544	5.840.000	17.612.544

Angebotslevel II

Von	Bis	Freie Bestandskapazitäten unter Berücksichtigung von Reservierungsquote 20 %; KWh/h	Neu zu schaffende Kapazität – Angebotslevel II, unter Berücksichtigung von Reservierungsquote 20 %; KWh/h	Angebotslevel II; KWh/h
01.10.2025	30.09.2033	2.534.691	9.520.000	12.054.691
01.10.2033	30.09.2034	10.479.115	9.520.000	19.999.115
01.10.2034	30.09.2040	11.772.544	9.520.000	21.292.544

3. Alternative Zuweisungsmechanismen

Entfällt.

4. 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 Abs. 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.

5. Ergänzende Geschäftsbedingungen

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

6. Elemente IND und RP gemäß NC TAR

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

7. 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 Abs. 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). Das Ergebnis des ausgefüllten BNetzA-Tools mit den Daten zu den hier betrachteten Angebotsleveln ist diesem Konsultationsdokument als Anlage beigefügt.

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.

Zum 1. November 2018 wird auf der deutschen Seite der Grenze ein virtueller Netzkopplungspunkt gemäß Art. 19 (9) NC CAM eingeführt. Da die für diesen virtuellen Netzkopplungspunkt geltenden Entgelte sich derzeit noch in der Abstimmung befinden und somit nicht bekannt sind, wurde für die vorliegende Konsultation ersatzweise der niedrigste derzeit bekannte Referenzpreis (Entgelt GASCADE für 2018 einschließlich Abschlag von 10 % für dynamisch zuordenbare Kapazitäten DZK) zugrunde gelegt.

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.

Die vorgeschlagenen f-Faktoren 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:
- für Angebotslevel I: 1.460.000 kWh/h
 - für Angebotslevel II: 2.380.000 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. Aus diesem Grund wurde angenommen, dass die zurückgehaltenen Kapazitäten kurzfristig erst ab 2030/31 (bis 2039/40) ausgebucht werden.

- b) Weitere positive externe Effekte wurden nicht untersucht.
- c) Gemäß Artikel 11 Abs. 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.
- Da die in der Jahresauktion 2019 angebotenen neu zu schaffenden Kapazitäten in den Jahren 2025/26 bis 2029/30 über den unverbindlich angefragten Kapazitäten liegen, wurde für diesen Zeitraum angenommen, dass Buchungen von Transportkunden gemäß den unverbindlichen Marktnachfragen getätigt werden.
 - 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.

Der Beginn der betrieblichen Nutzung ist für das Jahr 2025 vorgesehen. Die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlagen wurde entsprechend der regulatorischen und gewöhnlichen Abschreibungsdauern angesetzt. Die beschriebene Investition bezieht sich zum Teil auf eine 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	Angebotslevel 0, buchbare Bestandskapazitäten, kWh/h	Neue Kapazitäten Angebotslevel 1, nach Reservierungsquote (*0,8), kWh/h	Angebotslevel 1 gesamt, kWh/h	Annahme Buchungsstand für Wirtschaftlichkeitsprüfung	Neue Kapazitäten Angebotslevel 2, nach Reservierungsquote (*0,8), kWh/h	Angebotslevel 2 gesamt, kWh/h	Annahme Buchungsstand für Wirtschaftlichkeitsprüfung
01.10.2025	30.09.2026	2.534.691	5.840.000	8.374.691	2.638.255	9.520.000	12.054.691	2.638.255
01.10.2026	30.09.2030	2.534.691	5.840.000	8.374.691	5.276.509	9.520.000	12.054.691	5.276.509
01.10.2030	30.09.2032	2.534.691	5.840.000	8.374.691	5.840.000	9.520.000	12.054.691	9.520.000
01.10.2032	30.09.2033	2.534.691	5.840.000	8.374.691	5.840.000	9.520.000	12.054.691	9.520.000
01.10.2033	30.09.2034	10.479.115	5.840.000	16.319.115	5.840.000	9.520.000	19.999.115	9.520.000
01.10.2034	30.09.2040	11.772.544	5.840.000	17.612.544	5.840.000	9.520.000	21.292.544	9.520.000
01.10.2040	30.09.2049				5.475.000			8.925.000

Der mittels BNetzA-Tool bestimmte und hiermit vorgeschlagene f-Faktor für das Angebotslevel I beträgt 0,67.

Der mittels BNetzA-Tool bestimmte und hiermit vorgeschlagene f-Faktor für das Angebotslevel II beträgt 0,63.

8. Nach Fristablauf eingegangene unverbindliche Marktnachfragen

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

9. Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur

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

III. Dutch Side of the Market Border GASPOOL-TTF

1. Project proposal

The requested capacity in the demand assessment stage is in line with the capacity and timing foreseen in the Dutch “Netwerk Ontwikkelingsplan 2017” (NOP 2017). The capacity is requested slightly later than foreseen in the TYNDP 2017 (TRA-N-873).

The measures of this project proposal which are required on the Dutch side to accommodate the requested capacity plus 10% reservation quota for the short term auction consist of a system connection between GASPOOL (GUD) and TTF at the Gasunie location Rysum. This location where the gas enters the TTF market area is determined in coordination with the German TSO’s, see German project proposal. The transport capacity from location Rysum to the rest of the network is sufficient to transport the additional capacity.

The measures for the additional capacity via GASCADE were also limited to a system connection, however the location of this system connection was foreseen at Oude Statenzijl and would result in an investment of approximately 7.1 mln € (cost estimate an accuracy of $\pm 25\%$ at a P50 level). No measures were determined for the NCG option, because the NCG TSO’s did not provide GTS with the relevant transport conditions.



Figure 4: Location Rysum, entry of the incremental capacity into the TTF market area

The system connection at the Rysum location consist of:

- short pipeline at the GTS location
- Isolation coupling
- Remotely operated actuator on an existing valve
- Facilities for telemetry

The cost estimate of the entire project has been determined to be approximately 0.5 mln €. In this cost estimate an accuracy of $\pm 25\%$ has been determined. The estimate has been determined on a P50 level. The price level includes an indexation to 2024. The cost estimate is valid for both offer levels because the measures on the Dutch side are the same for both offer levels. The capacity of the offer levels is described in the next paragraph.

The current indicative planning of the project is given in the next table:

Milestone	Date
Ordering materials	01-10-2023
Start construction	01-02-2025
Ready for Operation	01-04-2025
Final Handover	15-09-2025

2. Offer Level

The offer levels presented in the table below are based on the capacities which result from the measures which will be taken by both GTS and GUD if the economical test is successful. GTS only has one measure and therefore would only need one offer level. The reason that GTS presents two offer levels is caused by the fact that GUD has two offer levels based on two sets of measures. In the table the different offer levels are presented.

Where offer level 0 the existing bundled available capacity is a reservation quota for the short term auctions of 20% has been taken into account.

For the incremental capacity offered via offer level 1 and 2, a reservation quota for the short term auctions of 10% is taken into account of the demand indication.

Period from	Period to	Offer Level 0 Existing Available Capacity, KWh/h	Total Offer Level I, KWh/h	Total Offer Level II, KWh/h
1-10-2025	30-9-2026	2.534.691	9.104.691	13.244.691
1-10-2026	30-9-2030	2.534.691	9.104.691	13.244.691
1-10-2030	30-9-2032	2.534.691	9.104.691	13.244.691
1-10-2032	30-9-2033	2.534.691	9.104.691	13.244.691
1-10-2033	30-9-2034	10.479.115	17.049.115	21.189.115
1-10-2034	30-9-2040	11.772.544	18.342.544	22.482.544

3. Alternative allocation mechanism

Gasunie Transport Services B.V., the Dutch TSO, did not request approval of the national regulatory authority, the Autoriteit Consument en Markt, to use alternative allocation mechanisms based on article 30 NC CAM because GTS did not receive any conditional demand indications.

4. Provisional timeline

The involved TSOs have conducted the technical studies and planned the consultation of the draft project proposal according to the following provisional timeline:

Start Date	End Date	Description
27.7.2017		Start of design phase
27.7.2017	19.10.2017	Technical studies by TSOs
19.10.2017		Publication of consultation documents
19.10.2017	19.12.2017	Public consultation

The result of the public consultation of the draft incremental projects will feed into the planning of the offer levels by the TSOs in close cooperation with the involved national regulatory authorities. The following process can be described as follows:

Start Date	End Date	Description
19.12.2017	19.3.2018 – 1.9.2018	Planning of offer levels by TSOs in close cooperation with NRAs
19.3.2018 – 1.9.2018	6 months later	Approval and publication of the necessary parameters acc. to Art. 28 Para 1 NC CAM by NRAs
19.9.2018 – 1.3.2019	1.5.2019	Adjustment of the offer levels according to NRA decision by the TSOs
1.5.2019		Publication of the approved parameters and of a template of the contract(s) related to the capacity to be offered for the incremental project
1.7.2019		Yearly auction/economic test

The stated dates have provisional character and are therefore subject to change.

5. Additional conditions

According to article 27 (2) sub e) NC CAM the TSOs shall publish for consultation the general rules and conditions that network users must accept to participate and access capacity in the binding capacity allocation phase of the incremental capacity process. Attached in Appendix II the “General conditions for booking of Incremental Capacity” of Gasunie Transport Services B.V. are given. These general conditions supplement the Transmission Service Conditions of Gasunie Transport Services B.V. and shall be applicable to the incremental capacity that will be contracted by shippers.

6. IND and RP according NC TAR

Gasunie Transport Services B.V., the Dutch TSO, is not going to apply the fixed price approach according to Article 25 (1), sub b, ii Reg. 460/2017 (NC TAR) for this incremental capacity project, because a floating price regime is applied in the Dutch system. Therefore a description of the elements IND and RP according to Article 24(b) NC CAM is not applicable.

7. F-Factor

Within the economic test the f-factor describes the share of the present value of the estimated increase in the allowed or target revenue of the transmission system operator associated with the incremental capacity included in the respective offer level to be covered by the present value of binding commitments of network users for contracting capacity calculated.

Assuming the value of the f-factor has to be chosen between 0 and 1 it is expected that the f-factor has no impact on the outcome of the economic test in this specific case. Based on the principle that the investment costs should be, as much as possible, covered by the project, GTS therefore suggests to use an f-factor of 1. Considerations taken in to account for this suggestion are described further down in this chapter.

GTS furthermore wants to make clear that the f-factor has to be determined for each individual project proposal and that the current f-factor can under no circumstances be a precedent for any future investment project, that enters the incremental capacity process.

The expected value of all user commitments for the current project is higher than the calculated regulatory revenues of the investment, whereas the expected investment costs are limited. GTS expects the value of the contractual commitments based on the results of the annual yearly capacity 2019 auction to exceed the estimated costs of the project.

The value of the user commitments is calculated based on the estimated reference prices and a potential auction premium and a potential mandatory minimum premium multiplied by the amount of contracted incremental capacity; as well as the sum of a potential auction premium and a potential mandatory minimum premium multiplied by the amount of available capacity that was contracted in combination with the incremental capacity.

According to Article 23 Reg. NC CAM the level of the f-factor shall be determined based on the following parameters:

B.7. (a) the amount of technical capacity set aside in accordance with Article 8(8) and (9);

Based on Article 8 (8) NC CAM GTS is going to set aside 10 % of the incremental technical capacity at the concerned interconnection point for the short term additional on the demand indication.

B.7. (b) positive externalities of the incremental capacity project on the market or the transmission network, or both

Positive externalities of a project can lower the height of the f-factor which increases the part of the investments costs that need to be covered through socialization. A description of positive externalities of the proposed project is not required for a positive outcome of the economic test.

B.7. (c) the duration of binding commitments of network users for contracting capacity compared to the economic life of the asset;

Regarding Article 11 (3) NC CAM incremental capacity can be offered for a period of 15 years. The asset is earned back through the regulatory depreciation period. The regulatory depreciation period is determined by ACM in the method decision of GTS and is based upon the economic and technical lifetime of the asset. The regulatory depreciation period for this asset will be 55 years.

B.7 (d) the extent to which the demand for the capacity established in the incremental capacity project can be expected to continue after the end of the time horizon used in the economic test.

Following Article 11 (3) Reg.NC CAM incremental capacity can be offered for a period of 15 years after the start of operational use. After this period there are no initial contracts and the incremental capacity will be offered as a standard capacity product following the rules of NC CAM. Remaining regulatory revenues will be earned back via the regulatory regime.

The current capacity usage levels at the cross border IP's can be seen as a best guess for the continuation of the incremental capacity after the end of the time horizon used in the economic test.

Impact implementation NC TAR

Currently the implementation process of NC TAR with regard to future entry/exit tariffs to be applied in the reference price methodology of NC TAR is ongoing. For future incremental projects GTS reserves the right to propose a different value for the f-factor than proposed above based upon the to be approved reference price methodology.

8. Received additional demand indication

No additional demand indications were received after 6th June 2017. Therefore the original demand indications from the first phase are basis for all studies in the design phase.

9. Impact on usage of gas infrastructure

GTS does not expect the incremental capacity to have a negative impact on the utilization of other non- depreciated gas infrastructure in her entry-exit systems.

IV. Kontaktdaten

Gasunie Transport Services B.V.

Frauke Hüning

+31 (0)50 521 3333

incremental@gastransport.nl

Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Ksenia Berezina

+49 511 640 607 2831

Ksenia.berezina@gasunie.de

GASCAD Gastransport GmbH

Michael Walkus

+49 561 934 2968

Michael.walkus@gascade.de