

**Projektantrag an die Bundesnetzagentur zur
Genehmigung
zum im Jahr 2017 eingeleiteten Verfahren
für neu zu schaffende Kapazitäten
an der Grenze zwischen der Russischen
Föderation und GASPOOL**

20.12.2018



Dieser Projektvorschlag wurde im Rahmen des eingeleiteten Verfahrens für neu zu schaffende Kapazitäten durch die folgenden Unternehmen erstellt:

FLUXYS Deutschland GmbH

Elisabethstraße 11
40217 Düsseldorf
Germany

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



Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Pasteurallee 1
D-30655 Hannover
Germany

Tel.: +49 (0) 511 640 607-0
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
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
Fax: +49 (0) 561 934-2222



ONTRAS Gastransport GmbH

Maximilianallee 4
04129 Leipzig
Germany

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



Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	4
Tabellenverzeichnis.....	4
I. Einleitung	5
II. Genehmigungsinhalte des Projektantrags für neu zu schaffende Kapazität an der deutschen Seite der Grenze RU-GASPOOL	5
1. Informationen zur unverbindlichen Marktnachfrage	5
2. Informationen zum Umgang mit eingegangenen Stellungnahmen zum Projektantrag	7
3. Informationen zur Ausbauvariante	8
4. Genehmigungsinhalte gem. Art. 28 Abs. 1 NC CAM	9
a. Angebotslevel (Art. 28 Abs. 1 lit. a NC CAM).....	9
b. Ergänzende Geschäftsbedingungen (Art. 28 Abs. 1 lit. b NC CAM).....	12
c. Zeitpläne für das Projekt (Art. 28 Abs. 1 lit. c NC CAM)	12
d. Definierte Parameter gem. Art. 22 Abs. 1 NC CAM (Art. 28 Abs. 1 lit. d NC CAM)	15
e. Abweichender Vermarktungshorizont (Art. 28 Abs. 1 lit. e NC CAM).....	19
f. Alternative Zuweisungsmechanismen (Art. 28 Abs. 1 lit. f NC CAM).....	19
g. Festpreisansatz (Art. 28 Abs. 1 lit. g NC CAM).....	19
h. Wirtschaftlichkeitstest	19
5. Genehmigungsantrag.....	23
III. Kontaktdaten	24
IV. Anlagen	25

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Transportvarianten von der Marktkraumgrenze RU-GASPOOL bis Achim (in Blau und Gelb) und von Achim bis zur Grenze GASPOOL-TTF (in Rot und Grau) 8

Abbildung 2: Betrachtung der potenziell und der praktisch mindestens gleichwertigen vorhandenen Kapazitäten an der Grenze RU-GASPOOL..... 21

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Allgemeine Fallmatrix der gegenüber einem angefragten Kapazitätsprodukt gleich- oder höherwertigen Produkte 10

Tabelle 2: Bisherige Schritte des laufenden Prozesszyklus 12

Tabelle 3: Meilensteine des Umsetzungszeitplans der technischen Maßnahmen..... 14

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 der Russischen Föderation (RU) und dem Marktgebiet GASPOOL haben die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) des Marktgebietes GASPOOL die Planungsphase für die entsprechenden Projekte (Phase 2) gestartet und mit der Konsultation Ende 2017 abgeschlossen. Wie im Bericht zur Marktnachfrageanalyse 2017 (veröffentlicht am 27. Juli 2017) aufgezeigt wurde, besteht auf der deutschen Seite dieser Marktraumgrenze ein dauerhafter Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten. In der Technischen Studie wurde beschrieben, wie der Netzausbau effizient unter Berücksichtigung der Netztopologie und wirtschaftlicher Aspekte erfolgen kann. Der vorliegende Projektantrag ist ein gemeinsames Dokument der betroffenen FNB des GASPOOL-Marktgebietes. Die betroffenen FNB sind Fluxys Deutschland GmbH, im Folgenden FluxysD, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, im Folgenden GUD, GASCADE Gastransport GmbH, im Folgenden GASCADE, NEL Gastransport GmbH, im Folgenden NGT, und ONTRAS Gastransport GmbH, im Folgenden ONTRAS.

II. Genehmigungsinhalte des Projektantrags für neu zu schaffende Kapazität an der deutschen Seite der Grenze RU-GASPOOL

1. Informationen zur unverbindlichen Marktnachfrage

An der Grenze RU-GASPOOL wurde neu zu schaffende Kapazität i. H. v. 13,2 GW in Form von DZK mit Zuordnung zum TTF und/oder NetConnect Germany (im Folgenden NCG) unverbindlich nachgefragt. Die Originalanfrage kann dem „Bericht zur Marktnachfrageanalyse für das 2017 beginnende Verfahren für neu zu schaffende Kapazität zwischen der Russischen Föderation und GASPOOL“ vom 27. Juni 2017 entnommen werden.¹

Aus bereits in den Technischen Studien² dargelegten Gründen ist es im „Incremental Capacity“-Zyklus 2017-2019 weder möglich DZK zu NCG noch FZK in einem gemeinsamen deutschen Marktgebiet zu modellieren, da gem. § 21 Gasnetzzugangsverordnung (im

¹ Siehe https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/Marktnachfrageberichte_auf_Basis_unverbindlicher_Marktnachfragen/2017_07_27_MDAR_GASPOOL_RU_DE.pdf

² Die Technischen Studien entsprechen den Konsultationsdokumenten für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze zwischen Russischer Föderation und dem Marktgebiet GASPOOL sowie zwischen GASPOOL und TTF vom 19.10.2017

Folgenden GasNZV) die Zusammenlegung der Marktgebiete GASPOOL und NCG bis spätestens zum 01.04.2022 zu erfolgen hat. Dies, da die Basis für eine Modellierung dieser Kapazitätsanfrage ein die beiden heutigen Marktgebiete umfassendes Kapazitätsmodell voraussetzt, das derzeit noch nicht vorliegt.

Diese Restriktion berücksichtigend wurde durch die betroffenen FNB an der Grenze RU-GASPOOL die Höhe der neu zu schaffenden Einspeisekapazität für das aktuelle „Incremental Capacity“-Verfahren auf die zeitgleich nachgefragte Ausspeisekapazität von GASPOOL zum TTF reduziert und die Zuordnung des neuen DZK-Produkts auf den TTF beschränkt. Die hier dargestellte Entry-Kapazität beträgt 11,9 GW und entspricht somit nicht der ursprünglich angefragten Entry-Kapazität i. H. v. 13,2 GW. In der Technischen Studie für die Grenze RU-GASPOOL wird die Anpassung der ursprünglichen Anfrage folgendermaßen und aus Sicht der betroffenen FNB nach wie vor zutreffend bewertet: „Wenn die Flexibilität zwischen TTF und dem gemeinsamen deutschen Marktgebiet das langfristige Ziel des Transportkunden sein sollte, könnte die [...] technische Maßnahme zur Verstärkung des Entry Greifswald/Lubmin 2 zukünftige Incremental Capacity Zyklen beeinflussen, wenn die hier ermittelten technischen Maßnahmen bereits umgesetzt würden. Eine Modellierung der gesamten Anfrage (Entry Kapazität in Richtung TTF und/oder FZK in einem gemeinsamen deutschen Marktgebiet) könnte andere Lösungsräume bieten und wird erst im Incremental Capacity Zyklus 2019 – 2021 möglich sein.“

Sollte die hier vorgestellte Variante nicht der Transportintention entsprechen und in der Folge nicht in der Jahresauktion 2019 gebucht werden, wird die im Rahmen des Konsultationsprozesses angepasste Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität im „Incremental Capacity“-Zyklus 2019-2021 untersucht. Da es aktuell noch kein abgestimmtes Vorgehen gibt, um das Produkt bestehender technischer Kapazitäten aufzuwerten bzw. anzupassen, ist es nicht absehbar, ob und wie dies möglich sein wird.

Die an der Grenze RU-GASPOOL betroffenen FNB und Einspeisepunkte sind Abschnitt II.4.a., der Betrag der unverbindlich angefragten Kapazität Abschnitt II.4.0.c) und eine Gesamtübersicht inklusive der berücksichtigten Bestandskapazitätsprodukte Anlage 1 zu entnehmen.

2. Informationen zum Umgang mit eingegangenen Stellungnahmen zum Projektantrag

Im Konsultationszeitraum der Technischen Studie für die Grenze RU-GASPOOL wurde eine Stellungnahme zur konsultierten Technischen Studie abgegeben. In der Stellungnahme wird kritisiert, dass lediglich Teile der unverbindlich angefragten Kapazität berücksichtigt werden und die Betrachtung der Anfrage in zwei getrennten Technischen Studien stattfindet. Darüber hinaus wird bemängelt, dass die angefragte Entry-Kapazität in das Marktgebiet NCG nicht betrachtet wird.

Die FNB haben sich kritisch mit der Stellungnahme auseinandergesetzt. Im Ergebnis kommen die FNB aus den in Abschnitt II.1. beschriebenen Gründen grundsätzlich zu den gleichen Schlussfolgerungen wie bei der Erstellung der Technischen Studie.

Die Forderung, die angefragten Kapazitäten auch zusammenhängend zu betrachten, ist für die FNB jedoch nachvollziehbar. Um diesem Aspekt Rechnung zu tragen, haben die FNB im Vergleich zur Technischen Studie den Projektantrag um eine Komponente erweitert, die im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eine Verbindung der Projekte RU-GASPOOL und GASPOOL-TTF ermöglicht (siehe insbesondere II.4., II.4.h. und Anlage 3).

3. Informationen zur Ausbauvariante

Im heutigen GASPOOL-Markgebiet ergeben sich zwei technische Varianten, um die angefragte Kapazität bereitzustellen. Diese beiden Transportmöglichkeiten sind in Abbildung 1 durch die blauen und gelben Pfeile beschrieben und ermöglichen jeweils den Transport bis Achim. Die Nutzung der neuen Entry-Kapazitäten von Russland zu GASPOOL mit Zuordnung zum TTF bedarf zusätzlich der Kombination der blauen oder gelben Variante mit der roten oder grauen Variante. Letztere enthalten Maßnahmen für den Transport von Achim bis zur niederländischen Grenze und sind im Projektvorschlag für die Marktbergitsgrenze GASPOOL-TTF beschrieben (siehe Anlage 4).

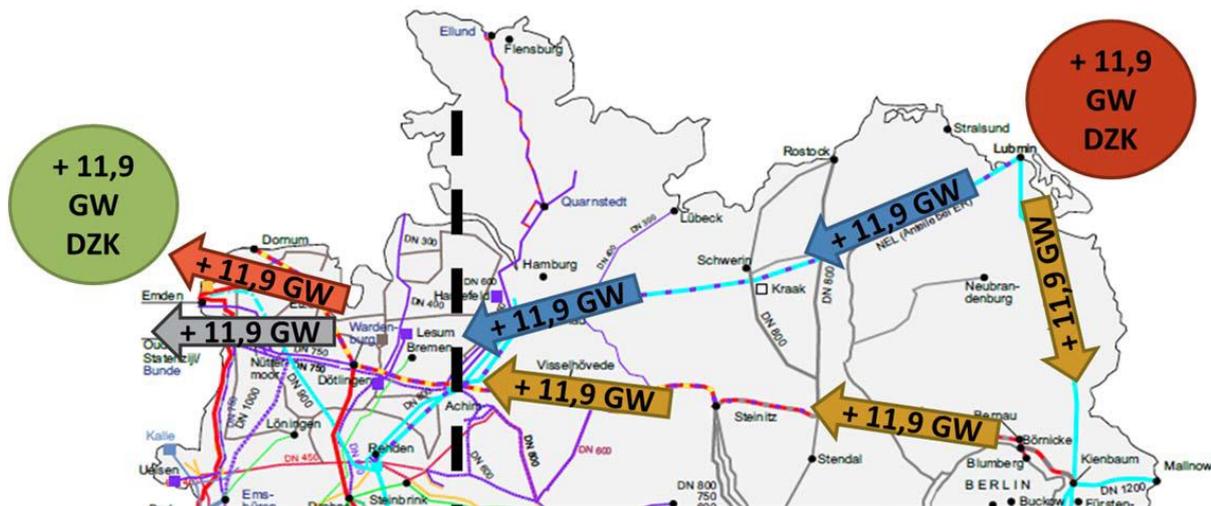


Abbildung 1: Transportvarianten von der Marktraumgrenze RU-GASPOOL bis Achim (in Blau und Gelb) und von Achim bis zur Grenze GASPOOL-TTF (in Rot und Grau)

Transport durch die NEL

Die blauen Pfeile zeigen die Route der angefragten Kapazität durch die Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL), die Eigentum einer Bruchteilsgemeinschaft aus NGT, GUD und FluxysD ist. Folgende Maßnahmen sind für die Netzerweiterung notwendig:

1. Verdichterstation in der Nähe von Schwerin (CAPEX 150 Mio. €)
2. Erweiterung der Erdgasempfangsstation Lubmin II (CAPEX 1 Mio. €)

Die Investitionen für die o.g. Maßnahmen betragen ca. 151 Mio. €. Da die Anbindungsleitung zwischen Lubmin II/EUGAL und NEL im Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2018 (im Folgenden NEP Gas 2018) bereits als Maßnahme 507-01b im Netzausbauvorschlag der FNB

enthalten ist, entfällt sie im vorliegenden Projektantrag gegenüber der Technischen Studie. Dies führt zu einer Reduktion der hier berücksichtigten Kosten.

Transport durch EUGAL-Nord, FGL 306, NETRA

Die gelben Pfeile beschreiben die Route der angefragten Kapazität durch die EUGAL-Nord, FGL 306 und NETRA. Im Zuge des „More Capacity“-Prozesses im Jahr 2016 sind Untersuchungen zur Erweiterung dieser Transportroute durchgeführt und mit einer ähnlichen Zusatzkapazität modelliert worden. Ergebnis dieser Untersuchungen war, dass die o.g. Systeme u.a. durch folgende Maßnahmen erweitert werden müssten:

1. Verdichterstation in Kienbaum
2. Verdichterstation in Steinitz
3. Erweiterung der Verdichterstation Holtum
4. Erweiterung der Erdgasempfangsstation Lubmin II

Aufgrund der 2 neuzubauenden Verdichterstationen würde diese Route zwangsläufig einen deutlich höheren Investitionsaufwand mit sich bringen als die Route über die NEL. Daher wurde auf eine weitergehende, detaillierte Investitionsermittlung verzichtet.

Fazit

Angesichts der zwei beschriebenen Transportvarianten bis Achim wird der Ausbau der NEL-Route empfohlen. Durchführende FNB sind FluxysD, GASCADE, GUD, NGT und ONTRAS.

4. Genehmigungsinhalte gem. Art. 28 Abs. 1 NC CAM

a. Angebotslevel (Art. 28 Abs. 1 lit. a NC CAM)

Im Wirtschaftlichkeitstest gem. Art. 22 NC CAM wird für jedes Angebotslevel geprüft, ob der Barwert der Gesamterlöse durch Buchungen neu zu schaffender Kapazität in den Jahresauktionen 2019 („Erlöse“) mindestens dem Produkt des f-Faktors mit dem Barwert der mit dem Angebotslevel korrespondierenden geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse der FNB („Kosten“) entspricht. Unter den erfolgreichen Angebotsleveln wird gem. Art. 22 Abs. 3 S. 2 NC CAM dasjenige umgesetzt, das die größte Kapazitätsmenge beinhaltet.

Produktgestaltung

Ein Angebotslevel bezieht sich gem. Art. 3 Abs. 5 NC CAM auf den Betrag der vorhandenen³ und der neu zu schaffenden Kapazität. I. V. m. Art. 29 Abs. 1 NC CAM muss ein Angebotslevel ggf. mehrere gebündelte Standardkapazitätsprodukte enthalten (bspw. bei mehreren relevanten Netzkopplungspunkten (im Folgenden Interconnection Point = IP) zwischen den Marktgebieten). Die relevanten Kapazitäten werden in den Jahresauktionen 2019 als gebündelte Standardprodukte nach IP, FNB und Produkt differenziert angeboten. Eine Aggregation (z. B. von produktübergreifenden Kapazitäten) ist nicht effizient. Potenziell gleichwertige vorhandene Kapazitätsprodukte können Abbildung 2 entnommen werden. Die Höhe ihrer Berücksichtigung wird in Abschnitt II.4.h. detaillierter beschrieben.

Tabelle 1: Allgemeine Fallmatrix der gegenüber einem angefragten Kapazitätsprodukt gleich- oder höherwertigen Produkte

Fall	Angefragtes, neu zu schaffendes Kapazitätsprodukt	Gleich- oder höherwertige Produkte (am angefragten IP/Marktgebietsgrenze)
1	FZK	➤FZK
2	DZK mit Zuordnung zu bestimmten IP/Marktgebietsgrenzen	➤FZK ➤DZK mit Zuordnung zu mindestens den angefragten IP/Marktgebietsgrenzen

Vermarktungshorizont

Da die Angebotslevel u. a. neu zu schaffende Kapazität beinhalten, können die Angebotslevel inklusive der vorhandenen Kapazitäten gem. Art. 11 Abs. 3 S. 2 NC CAM für einen Zeitraum von bis zu 15 Jahren nach dem prognostizierten Beginn der betrieblichen Nutzung der neuen Kapazitätsprodukte angeboten und gebucht werden. Hier entspricht dies dem Zeitraum vom Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 25/26 bis zum GWJ 39/40.

Zuweisungsmethodik bei Bestandsprodukten

In den Jahresauktionen 2019 werden die betroffenen FNB die vorhandene Kapazität sowie Angebotslevel inklusive neu zu schaffender Kapazität anbieten. Die Kapazitätsprodukte der Angebotslevel sowie der regulären Auktionen sind separat zu buchen. Dabei müssen die Transportkunden beachten, dass für Kapazitätsprodukte, die (i) in mehreren Angebotsleveln enthalten oder (ii) in mindestens einem Angebotslevel als auch in den regulären Auktionen enthalten sind, ggf. in mehreren Auktionen Angebote platziert werden müssen.

³ Die Begriffe „verfügbar“ und „vorhanden“ werden im NC CAM synonym verwendet.

Betrag der anzubietenden Kapazität

Die Berechnung der Höhe der anzubietenden Kapazitäten je Produkt wird gem. Art. 11 Abs. 6 NC CAM durchgeführt. Die zwingende Reservierungsquote von 20 % für bestehende sowie neue Kapazitäten gemäß Art. 8 Abs. 8 NC CAM sowie Festlegung der BNetzA BK7-15-001 (im Folgenden KARLA Gas) wird berücksichtigt.

Konkrete Angebotslevel

Die Angebotslevel 1 und 2 sind dem Anlage 1 zu entnehmen. Sie umfassen folgende Produkte:

1. Vorhandene Kapazitätsprodukte

a. IP Greifswald

- i. NGT: DZK (u.a. mit Zuordnung zu Bunde)
- ii. GUD: FZK
- iii. FluxysD: DZK (u.a. mit Zuordnung zu Bunde)

b. IP Lubmin II

- i. GASCADE
 - 1. DZK 1 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde)
 - 2. DZK 2 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde oder Oude)
- ii. GUD
 - 1. DZK 1 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde)
 - 2. DZK 2 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde oder Oude)
- iii. FluxysD
 - 1. DZK 1 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde)
 - 2. DZK 2 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde oder Oude)
- iv. ONTRAS
 - 1. DZK 1 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde)
 - 2. DZK 2 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde oder Oude)

2. Neu zu schaffende Kapazitätsprodukte

a. IP Greifswald

- i. NGT: DZK (mit Zuordnung Zone Oude)
- ii. GUD: DZK (mit Zuordnung Zone Oude)
- iii. FluxysD: DZK (mit Zuordnung Zone Oude)

b. IP Lubmin II

- i. GASCADE: DZK (mit Zuordnung Zone Oude)
- ii. GUD: DZK (mit Zuordnung Zone Oude)
- iii. FluxysD: DZK (mit Zuordnung Zone Oude)

iv. ONTRAS: DZK (mit Zuordnung Zone Oude)

Insgesamt werden im Rahmen der Jahresauktionen 2019 und des Angebotslevel 1 bzw. 2 jeweils 105 Auktionen für neu zu schaffende und 85 Auktionen für bestehende Kapazitätsprodukte durchgeführt.

b. Ergänzende Geschäftsbedingungen (Art. 28 Abs. 1 lit. b NC CAM)

Der Entwurf der Ergänzenden Geschäftsbedingung (EGB) ist diesem Dokument als Anlage 2 beigelegt.

c. Zeitpläne für das Projekt (Art. 28 Abs. 1 lit. c NC CAM)

Die Schritte des im Jahr 2017 eingeleiteten Verfahrens für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze RU-GASPOOL gemäß NC CAM sind in Tabelle 2 aufgelistet. Die genannten zukünftigen Termine sind vorläufig und können daher noch Änderungen unterliegen.

Tabelle 2: Schritte des laufenden Prozesszyklus

Startdatum	Enddatum	Beschreibung
27.07.2017		Beginn der Projektierungsphase
27.07.2017	19.10.2017	Technische Studien durch FNB
19.10.2017		Veröffentlichung der Konsultationsdokumente
19.10.2017	19.12.2017	Öffentliche Konsultation
19.12.2017	20.12.2018	Planung der Angebotslevel durch die FNB in enger Zusammenarbeit mit den nationalen Regulierungsbehörden
20.12.2018	31.03.2019	Genehmigung und Veröffentlichung der notwendigen Parameter durch die nationalen Regulierungsbehörden gemäß Art. 28 Abs. 1 NC CAM
31.03.2019	30.04.2019	Anpassung der Angebotslevel durch die FNB an die Vorgaben der Regulierungsbehörden
01.05.2019		Veröffentlichung der genehmigten Parameter, der Kapazitätsprodukte und der Geschäftsbedingungen für die im Rahmen des Netzausbauprojekts angebotenen Kapazitäten
01.07.2019		Jahresauktion/Wirtschaftlichkeitsprüfung

Auf Basis des erfolgreichen Wirtschaftlichkeitstests fließen die vermarkteten inkrementellen Kapazitäten in den Prozess für die Erstellung des NEP Gas 2020-2030 ein.



Die Maßnahmen zum Netzausbau werden nach der Durchführung der PRISMA-Auktion für Jahreskapazitätsprodukte im Juli 2019 und dem Bestehen des Wirtschaftlichkeitstests für das erfolgreiche Angebotslevel eingeleitet. Betriebsbereitschaft aller technischen Maßnahmen ist für den 1. Oktober 2025 vorgesehen. Die Meilensteine sind Tabelle 3 zu entnehmen. Die Erfahrung mit zurückliegenden Projekten zeigt, dass diese Planung bereits zeitliche Puffer zur Vermeidung von Verzögerungen bei der Kapazitätsbereitstellung enthält.

Tabelle 3: Meilensteine des Umsetzungszeitplans der technischen Maßnahmen

Projektschritte	Jahr des Abschlusses des Projektschritts je Maßnahme	
	Verdichterstation bei Schwerin	Erweiterung der EST Lubmin II
Projektidee	2019	2019
Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung	2020	2020
Entwurfsplanung	2020	2020
Vorbereitung Raumordnungsverfahren	irrelevant	irrelevant
Durchführung Raumordnungsverfahren	irrelevant	irrelevant
Vorbereitung BImSchG	irrelevant	irrelevant
Grundstückserwerb	2021	irrelevant
Vorbereitung Planfeststellungsverfahren	irrelevant	irrelevant
Durchführung Planfeststellungsverfahren	irrelevant	irrelevant
Wegerechtserwerb	irrelevant	irrelevant
Durchführung BImSchG	irrelevant	irrelevant
Baugenehmigungsverfahren	2022	2023
Material- und Leistungsbeschaffung	2022	2023
Bauvorbereitung und Baubeginn	2023	2024
Montage/Bau	2025	2025
Inbetriebnahme	2025	2025
Projektabschluss/Fertigstellung	2026	2026

d. Definierte Parameter gem. Art. 22 Abs. 1 NC CAM (Art. 28 Abs. 1 lit. d NC CAM)

Für die Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Art. 22 NC CAM hat die BNetzA zur Erhöhung der Transparenz ein Berechnungstool erstellt und veröffentlicht (im Folgenden „BNetzA-Tool“). Das ausgefüllte BNetzA-Tool ist diesem Antrag als Anlage 3 beigefügt.

Geschätzter Referenzpreis gem. Art. 22 Abs. 1 lit. a Ziff. i NC CAM:

Im BNetzA-Tool wird als geschätzter Referenzpreis gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. a Zif. i NC CAM der im Beschlussentwurf der BK9 (Kennzeichen BK9-18//610-NCG bzw. BK9-18/611-GP) mit Titel REGENT veröffentlichte indikative Referenzpreis bei Fusion der Marktgebiete GASPOOL und NCG für das Jahr 2022 verwendet. Dieser beträgt 3,97 €/kWh/h/a. Da es sich bei den neu zu schaffenden Kapazitäten um DZK handelt und an der Grenze RU-GASPOOL mehrere FNB mit unterschiedlichen DZK-Abschlägen aktiv sind, wird ein Abschlag von 8 % einkalkuliert, so dass der Referenzpreis bei 3,6524 €/kWh/h/a liegt. 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.

Auktionsaufschlag gem. Art. 22 Abs. 1 lit. a NC CAM

Bei der Versteigerung neu zu schaffender Kapazitäten gem. Art. 29 Abs. 1 NC CAM findet der Algorithmus für mehrstufige aufsteigende Preisauktionen gem. Art. 17 NC CAM Anwendung. Aus diesem ergibt sich ggf. ein Auktionsaufschlag. Dieser ist erst nach den Jahresauktionen 2019 bekannt. Aus diesem Grund wurde er nicht bei der Berechnung des f-Faktors berücksichtigt, muss aber gem. Art. 22 Abs. 1 lit. a NC CAM in die Wirtschaftlichkeitsprüfung eingehen.

Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse gem. Art. 22 Abs. 1 lit. b NC CAM:

Unter Zuhilfenahme des BNetzA-Tools wurden für die Angebotslevel 1 und 2 eine geschätzte zulässige Erlöserhöhung von 500.140.831 € (Barwert bezogen auf 2019) berechnet. Dieser Wert ist gegenüber dem im Rahmen der Technischen Studien veröffentlichten und konsultierten Betrag um ca. 50 Mio. € gesunken. Der Grund ist die Berücksichtigung von Maßnahmen im NEP Gas 2018, sodass die assoziierten Kosten nicht im „Incremental Capacity“-Prozess berücksichtigt werden. Für Angebotslevel 1 ist dieser Wert als konservativ anzusehen, da über die Hälfte der Kosten aus Treibenergieverbrauch resultiert, der vom tatsächlichen Transportbedarf und somit von der Nutzung der neu zu schaffenden Exit-Kapazitäten in Richtung TTF abhängt. Dieser ist jedoch bei Angebotslevel 1 ggf. nicht im veranschlagten Umfang gegeben.

Obligatorischer Mindestaufschlag gem. Art. 22 Abs. 1 lit. a Ziff. ii NC CAM

Ein obligatorischer Mindestaufschlag in Höhe von 1,07 €/kWh/h/a soll für das Angebotslevel 1 angewendet werden. Das Angebotslevel 1 wird in den Wirtschaftlichkeitstest überführt, wenn der Wirtschaftlichkeitstest an der Grenze GASPOOL-TTF einen Barwert (bezogen auf 2019) der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen von weniger als 222.885.413 € ergibt.⁴ Falls der Wirtschaftlichkeitstest an der Grenze GASPOOL-TTF genau diesen oder einen höheren Barwert liefert, wird das Angebotslevel 2 in die Wirtschaftlichkeitsprüfung überführt und es soll kein obligatorischer Mindestaufschlag angewendet werden.

f-Faktor gem. Art. 22 Abs. 1 lit. c NC CAM:

Unter Zuhilfenahme des BNetzA-Tools wurden folgende f-Faktoren für die Angebotslevel berechnet:

Angebotslevel 1: 0,75

Angebotslevel 2: 0,43

Folgende Annahmen sind in die Berechnung mit Hilfe des BNetzA-Tools eingeflossen (Art. 23 Abs. 1 NC CAM):

- a) die Menge an technischer Kapazität, die gemäß Art. 8 Abs. 8 und 9 NC CAM 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.

Vorgehensweise:

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

⁴ Zelle U8 des Tabellenblatts „WirtschaftlIBWKosten“ des BNetzA-Tools für die Auswertung der verbindlich angefragten Kapazitäten in den Jahresauktionen 2019 an der Marktraumgrenze GASPOOL-TTF. Der Wert wird erreicht, wenn an der Grenze GASPOOL-TTF die unverbindlich angefragten Kapazitäten unter Berücksichtigung der Reservierungsquote vollständig gebucht werden. Die unverbindlich angefragten Kapazitäten entsprechen außerdem den im Wirtschaftlichkeitstest berücksichtigten Treibenergiekosten.

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 Abs. 1 lit. a NC CAM zum Barwert aller erwarteten Zusagen von Netznutzern zur Kontrahierung der jeweiligen Kapazitäten. Des Weiteren ist die Berücksichtigung positiver externer Effekte gemäß Kriterium b) vorgesehen.

Die vorgeschlagenen f-Faktoren wurden wie folgt ermittelt:

- a) Die nach Art. 8 Abs. 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.

Das in der Jahresauktion 2019 für die GWJ 25/26 bis 29/30 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) Die ggf. neu zu schaffenden Kapazitäten an der Grenze GASPOOL-TTF gewinnen durch den neuen Entry an Attraktivität, wie bspw. die Stellungnahme zu den Technischen Studien dokumentiert. Neue Exit-Kapazitäten an der Grenze GASPOOL-TTF sind zwar ohne die neuen Entry-Kapazitäten an der Grenze RU-GASPOOL durch eine reduzierte Nutzung anderer Exit-Punkte nutzbar. Allerdings ist vor dem Hintergrund der Stellungnahme und dem steigenden H-Gas-Bedarf Deutschlands im Zuge der L-H-Gas-Umstellung davon auszugehen, dass die neuen Exit-Kapazitäten GASPOOL-TTF ohne die neuen Entry-Kapazitäten weniger attraktiv für Transportkunden sein werden. Dies würde dann dazu führen, dass diese neuen Exit-Kapazitäten zum TTF ohne die neuen Entry-Kapazitäten an der Grenze RU-GASPOOL in deutlich geringerem Umfang gebucht würden. Erst durch die Buchung ergeben sich jedoch Einnahmen, sodass ein nicht unwesentlicher Teil des wirtschaftlichen Erfolgs an der Grenze GASPOOL-TTF auf der Vorbedingung der Schaffung neuer Entry-Kapazitäten an der Grenze RU-GASPOOL basieren würde. Diese zusätzlichen Einnahmen durch Exit-Buchungen sind mithin als positive externe Effekte der neuen Entry-Kapazitäten einzuschätzen. Der Wirtschaftlichkeitstest des Projekts für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze RU-GASPOOL soll diesen Zusammenhang berücksichtigen. Bei einer Gesamtbewertung der neu zu schaffenden Kapazitäten an den Grenzen RU-GASPOOL und GASPOOL-TTF wäre kein obligatorischer Mindestaufschlag zum Bestehen des Wirtschaftlichkeitstests

nötig, wenn in den Jahresauktionen 2019 jeweils in Höhe der unverbindlichen Anfrage für die Grenze GASPOOL-TTF (unter Berücksichtigung der Reservierungsquote) gebucht würde. Diesem Umstand trägt der oben aufgeführte variable obligatorische Mindestaufschlag Rechnung. Damit auch bei der Prüfung der dabei alleine an der Grenze RU-GASPOOL anfallenden Buchungen und Kosten ein positives Ergebnis im Sinne der Gesamtbetrachtung ermöglicht wird, wurde der f-Faktor für diesen Fall aufgrund positiver externer Effekte auf 0,43 festgesetzt. Es muss also an beiden betroffenen Grenzen im durch die Reservierungsquote ermöglichten Rahmen sämtliche unverbindlich angefragte Kapazität verbindlich gebucht werden, um die Berücksichtigung der positiven Externalitäten zu aktivieren.

Die an der Grenze RU-GASPOOL angebotenen neu zu schaffenden Kapazitäten können im Rahmen der Zuordnungsbeschränkung sowieso nur genutzt werden, wenn das Angebotslevel 2 an der Grenze GASPOOL-TTF ebenfalls erfolgreich ist und somit zum Ausbau führt.

- c) Gemäß Artikel 11 Abs. 3 NC CAM können Angebotslevel im Rahmen der Jahresauktionen für einen Zeitraum von maximal 15 Jahren ab Beginn der betrieblichen Nutzung angeboten werden, wenn neu zu schaffende Kapazität angeboten wird.
- Da die in der Jahresauktion 2019 angebotenen neu zu schaffenden Kapazitäten in den GWJ 2025/26 bis 2029/30 über den unverbindlich angefragten Kapazitäten liegen, wurde für diesen Zeitraum angenommen, dass Buchungen von Transportkunden gemäß den unverbindlichen Marktnachfragen an der Grenze GASPOOL-TTF getätigt werden.
 - GWJ 2025/26 Anfrage i. H. v. 2.638.255 kWh/h
 - 659.563 kWh/h im Jahr 2025 (Q4)
 - GWJ 2026/27 Anfrage i. H. v. 5.276.509 kWh/h
 - 1.978.691 kWh/h im Jahr 2026 (Q1-Q3)
 - 1.319.127,25 kWh/h im Jahr 2026 (Q4)
 - In Summe 3.297.818 kWh/h im Jahr 2026
 - GWJ 2027/28 – GWJ 2029/30 Anfrage i. H. v. 5.276.509 kWh/h
 - 5.276.509 kWh/h im Jahr 2027, im Jahr 2028 und im Jahr 2029

- 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.
 - GWJ 2030/31 bis GWJ 2039/40 Anfrage i. H. v. 11.872.146 kWh/h
 - 3.957.381 kWh/h im Jahr 2030 (Q1-Q3)
 - 2.380.000 kWh/h im Jahr 2030 (Q4)
 - In Summe 6.337.382 kWh/h im Jahr 2030
 - 9.520.000 kWh/h für die Jahre 2031-2039
 - 7.140.000 kWh/h im Jahr 2040 (Q1-Q3)

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 Abs. 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 basierend auf aktuellen Markteinschätzungen angenommen, dass die gesamten neu zu schaffenden technischen Kapazitäten 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.

e. Abweichender Vermarktungshorizont (Art. 28 Abs. 1 lit. e NC CAM)

Ein abweichender Vermarktungshorizont wird nicht angewendet.

f. Alternative Zuweisungsmechanismen (Art. 28 Abs. 1 lit. f NC CAM)

Ein alternativer Zuweisungsmechanismus wird nicht angewendet.

g. Festpreisansatz (Art. 28 Abs. 1 lit. g NC CAM)

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

h. Wirtschaftlichkeitstest

Gem. Ziffer 1 des Tenors des Beschlusses der BK 9 (Aktenzeichen BK9-17/609) mit Titel INKA erfolgt die Wirtschaftlichkeitsprüfung für jedes Angebotslevel eines Projekts für neu zu schaffende Kapazität gem. Art. 22 NC CAM durch die BNetzA. In Teil II des

Festlegungsbeschlusses führt die BNetzA aus, dass die Wirtschaftlichkeitsprüfung Gegenstand des Projektvorschlags sei und alle grundsätzlichen Fragen der Wirtschaftlichkeitsprüfung dort zu klären seien. Wesentliche Aspekte wurden bereits mithilfe des BNetzA-Tools in der Technischen Studie geklärt. Folgende grundsätzliche Fragen der Wirtschaftlichkeitsprüfung müssen noch definiert werden:

1. Ausbuchungserfordernis von Bestandskapazitätsprodukten
2. Wirtschaftlichkeitsprüfung der Angebotslevel

Die Fernleitungsnetzbetreiber beantragen deshalb folgendes Vorgehen der BNetzA bei der Durchführung des Wirtschaftlichkeitstests:

1. Ausbuchungserfordernis von Bestandskapazitätsprodukten

In den Wirtschaftlichkeitstest sollen gem. Art. 22 Abs. 1 lit. a Ziff. i NC CAM die verbindlich angefragten neu zu schaffenden Kapazitäten und gem. Art. 22 Abs. 1 lit. a Ziff. ii NC CAM die verbindlich angefragten vorhandenen Kapazitäten einfließen.

Um einen effizienten Netzausbau sicherzustellen, ist in Abstimmung mit der BNetzA als Voraussetzung für den Start des Wirtschaftlichkeitstests zu prüfen, ob die verfügbaren Kapazitätsprodukte (Bestandskapazität) im jeweiligen GWJ gemäß Projektantrag ausgebucht sind. Ist die Bestandskapazität im jeweiligen GWJ ausgebucht, geht die Menge der verbindlich angefragten neu zu schaffenden Kapazität in kWh/h/a je GWJ in das BNetzA-Tool zur Prüfung der Wirtschaftlichkeit ein. Ist die Bestandskapazität in einem GWJ nicht ausgebucht, ist die Voraussetzungen zur Durchführung des Wirtschaftlichkeitstests für dieses GWJ nicht gegeben. Es gehen für das jeweilige GWJ keine Mengen in den ökonomischen Test ein.

Die Informationen zur Buchungssituation der Bestandskapazitäten werden der BNetzA durch die betroffenen FNB bereitgestellt. Die Prüfung, ob die Bedingung der Ausbuchung der Bestandskapazität im jeweiligen GWJ erfüllt ist, erfolgt durch die BNetzA.

Bestandskapazitätsprodukte im Sinne des Wirtschaftlichkeitstests je GWJ sind die unter II.4.a als vorhandene Kapazitäten aufgeführten Kapazitäten, die laut Zuordnungsaufgabe potenziell den TTF erreichen können. Um das Ausbuchungserfordernis zu erfüllen, müssen diese jedoch nur mindestens in Höhe der TVK der vorhandenen Exit-Kapazitäten von GASPOOL zum TTF i. H. v. 14.715.680 kWh/h/a gebucht werden, da darüberhinausgehende Buchungen praktisch keinen zusätzlichen Transport zum TTF ermöglichen würden. Die resultierenden GWJ-spezifischen Beträge der zu buchenden Bestandskapazitätsprodukte sind der linken Spalte der Abbildung zu entnehmen.

Summe praktisch mgvK (ohne RQ) als Basis des Wirtschaftlichkeitstests	potenziell mgvK-Produkte (Zuordnung TTF oder FZK)	Summe an anzubietender potenziell mgvK	Art. 11 (6) NC CAM A	Art. 11 (6) NC CAM B	Art. 11 (6) NC CAM C	Art. 11 (6) NC CAM D	Art. 11 (6) NC CAM E	Art. 11 (6) NC CAM F
			technisch verfügbare Kapazität	reservierte Kapazität	vermarktete Kapazität	zusätzliche Kapazität	neu zu schaffende Kapazität	reservierte neu zu schaffende Kapazität
3.969.671	GWJ 25/26	3.969.671	41.664.282	4.629.939	33.064.672	-	-	-
3.969.671	GWJ 26/27	3.969.671	41.664.282	4.629.939	33.064.672	-	-	-
3.969.671	GWJ 27/28	3.969.671	41.664.282	4.629.939	33.064.672	-	-	-
3.969.671	GWJ 28/29	3.969.671	41.664.282	4.629.939	33.064.672	-	-	-
3.969.671	GWJ 29/30	3.969.671	41.664.282	4.629.939	33.064.672	-	-	-
3.969.671	GWJ 30/31	3.969.671	41.664.282	4.629.939	33.064.672	-	-	-
3.969.671	GWJ 31/32	3.969.671	41.664.282	4.629.939	33.064.672	-	-	-
4.342.160	GWJ 32/33	4.342.160	41.664.282	5.717.450	31.604.672	-	-	-
5.773.160	GWJ 33/34	5.773.160	41.664.282	5.717.450	30.173.672	-	-	-
11.210.717	GWJ 34/35	11.210.717	41.664.282	5.717.450	24.736.115	-	-	-
14.715.680	GWJ 35/36	17.287.156	41.664.282	8.332.856	16.044.270	-	-	-
14.715.680	GWJ 36/37	22.887.156	41.664.282	8.332.856	10.444.270	-	-	-
14.715.680	GWJ 37/38	22.887.156	41.664.282	8.332.856	10.444.270	-	-	-
14.715.680	GWJ 38/39	22.887.156	41.664.282	8.332.856	10.444.270	-	-	-
14.715.680	GWJ 39/40	33.331.426	41.664.282	8.332.856	-	-	-	-

Abbildung 2: Betrachtung der potenziell und der praktisch mindestens gleichwertigen vorhandenen Kapazitäten (mgvK) an der Grenze RU-GASPOOL

2. Wirtschaftlichkeitsprüfung der Angebotslevel

Die Höhe beider Angebotslevel ist identisch. Der Unterschied zwischen dem Angebotslevel 1 und dem Angebotslevel 2 ist die Höhe des obligatorischen Mindestaufschlags und des daraus resultierenden f-Faktors. Daher ist vor der Wirtschaftlichkeitsprüfung eine Vorabprüfung erforderlich, um zu determinieren, ob das Angebotslevel 1 oder das Angebotslevel 2 geprüft wird.

Die beteiligten FNB haben sich auf dieses Vorgehen verständigt, um Transparenz für den buchenden Transportkunden zu gewährleisten. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass der Transportkunde vor der Buchung Kenntnis über den jeweils geltenden obligatorischen Mindestaufschlag und den entsprechenden f-Faktor hat.

2.1. Vorabprüfung

Erreicht der Barwert der Gesamteinnahmen für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze GASPOOL-TTF mindestens den Wert von 222.885.413 €, wird das Angebotslevel 2 mit dem entsprechenden obligatorischen Mindestaufschlag und f-Faktor geprüft. Unterschreitet der Barwert der Gesamteinnahmen für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze GASPOOL-TTF den Wert von 222.885.413 €, wird das Angebotslevel 1 mit dem entsprechenden obligatorischen Mindestaufschlag und f-Faktor geprüft.



2.2. Prüfung der Wirtschaftlichkeit des Angebotslevels 1

Falls die Wirtschaftlichkeitsprüfung ergibt, dass der Barwert der Gesamteinnahmen an der Grenze RU–GASPOOL durch Buchungen neu zu schaffender Kapazität $> 373.649.294 \text{ €}$ wahr ist, ist Angebotslevel 1 bestanden. *

2.3. Prüfung der Wirtschaftlichkeit des Angebotslevels 2

Falls die Wirtschaftlichkeitsprüfung ergibt, dass der Barwert der Gesamteinnahmen an der Grenze RU–GASPOOL durch Buchungen neu zu schaffender Kapazität $> 215.060.556 \text{ €}$ wahr ist, ist Angebotslevel 2 bestanden. *

*Geschätzte zulässige Erlöserhöhung multipliziert mit dem f-Faktor des jeweiligen Angebotslevels (siehe dazu „Definierte Parameter gem. Art. 22 Abs. 1 NC CAM (Art. 28 Abs. 1 lit. d NC CAM)“)



5. Genehmigungsantrag

GASCADE, ONTRAS, NGT, FluxysD und GUD beantragen bei der BNetzA die Genehmigung der unter Abschnitt II und in den zugehörigen Anlagen aufgeführten Inhalte für die Fortsetzung der Durchführung des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazitäten gem. NC CAM.



III. Kontaktdaten

Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Kerstin Kiene

+49 511 640 607 2076

Kerstin.Kiene@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

+49 341 27111-2771 / 2163

rene.doering@ontras.com

uwe.thivessen@ontras.com

Fluxys Deutschland GmbH

Alessandro Brunoni

+49 211 42090922

Alessandro.brunoni@fluxys.com

IV. Anlagen

1. Angebotslevel
2. Ergänzende Geschäftsbedingungen
3. BNetzA-Tool
 - a. Grenze RU-GASPOOL mit Mindestaufschlag
 - b. Grenze RU-GASPOOL ohne Mindestaufschlag
4. Projektvorschlag für die Grenze GASPOOL-TTF