

Konsultationsdokument
zum in 2019 eingeleiteten Verfahren
für neu zu schaffende Kapazität
an der Grenze zwischen TTF und THE

31. August 2020



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**

Pasteurallee 1
30655 Hannover
Deutschland

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

GASCADE Gastransport GmbH

Kölnische Str. 108-112
34119 Kassel
Deutschland

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



Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstraße 5
45141 Essen
Germany

Tel.: +49 (0)201 3642 12222
gastransport@oge.net



Inhaltsverzeichnis

I.	Einleitung	5
II.	Projektvorschlag.....	6
1.	Maßnahmen auf der deutschen Seite der Grenzen	6
2.	Angebotslevel.....	11
3.	Alternative Zuweisungsmechanismen	13
4.	Vorläufige Zeitplanung.....	13
5.	Ergänzende Geschäftsbedingungen	14
6.	Elemente IND und RP gemäß NC TAR	14
7.	Wirtschaftlichkeitstest	14
8.	Nach Fristablauf eingegangene unverbindliche Marktnachfragen	19
9.	Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur.....	20
III.	Dutch Side of the Market Area Border.....	21
1.	Project proposal	21
2.	Offer Level.....	21
3.	Alternative allocation mechanism	21
4.	Provisional timeline	21
5.	Additional conditions	21
6.	IND and RP according NC TAR.....	22
7.	F-Factor	22
8.	Received additional demand indication	22
9.	Impact on usage of gas infrastructure	22
IV.	Kontaktdaten.....	23

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ausbaumaßnahmen für das Maximalszenario 8

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Allgemeine Fallmatrix der gegenüber einem angefragten Kapazitätsprodukt gleich- oder höherwertigen Produkte 11

Tabelle 2: Übersicht Bestandskapazitätsprodukte im Angebotslevel..... 12

Tabelle 3: Übersicht neu zu schaffende Kapazitätsprodukte im Angebotslevel..... 13

Tabelle 4: Vorläufige Zeitplanung 14

Anlagenverzeichnis

Anlage 1: Szenariomatrix

Anlage 2: Angebotslevel

Anlage 3: Ergänzende Geschäftsbedingungen THE

Anlage 4: Parameter des Wirtschaftlichkeitstest je Szenario

Anlage 5: Übersicht Bestandskapazität

Anlage 6: Supplementary Terms and Conditions TTF

I. Einleitung

Nach Abschluss der Phase 1 des im Jahr 2019 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 Trading Hub Europe (THE) und Title Transfer Facility (TTF) haben die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) die Planungsphase für die entsprechenden Projekte (Phase 2) gestartet. Die beteiligten FNB sind auf S. 2 f. aufgeführt.

Die genannte Anfrage für neu zu schaffende Kapazität beinhaltet in Einklang mit Art. 26 Abs. 8 lit. d NC CAM die Anforderung einer kombinierten Betrachtung. In der Planungsphase sind die beteiligten FNB dementsprechend zu dem Entschluss gekommen, die genannten Anfragen für neu zu schaffende Kapazität gemeinsam mit den angefragten neu zu schaffenden Kapazitäten an der Marktraumgrenze RU-THE zu betrachten. Die ermittelten Maßnahmen stehen in Abhängigkeit zueinander, daher ist die Betrachtung von einzelnen Anfragen mit direkt zuordenbaren Maßnahmen nicht möglich und eine gemeinsame Realisierung der Ausbaumaßnahmen sinnvoll.

Wie im Bericht zur Marktnachfrageanalyse 2019 (veröffentlicht am 21. Oktober 2019) aufgezeigt wurde, besteht sowohl für die Marktraumgrenze THE-TTF sowie für die Marktraumgrenze RU-THE ein dauerhafter Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten. Die Marktnachfrageberichte auf Basis der eingegangenen Marktnachfragen sind auf der Website des FNB Gas e. V. sowie der Website von GTS öffentlich zugänglich.¹² Schlussfolgerung beider Marktnachfrageberichte war es daher, dass die beteiligten FNB ein Projekt zur Schaffung neuer Kapazität starten werden. Da dieser Projektvorschlag für die Marktraumgrenze zwischen dem Marktgebiet THE und dem Marktgebiet TTF erstellt wird, werden im Folgenden alle Maßnahmen beschrieben, welche notwendig sind, um die gemeinsam angefragten Kapazitäten an der Marktraumgrenze zu den Niederlanden bzw. der Marktraumgrenze zur russischen Föderation zu schaffen. Es handelt sich jedoch um zwei separate Projektvorschläge.

Neben der oben aufgezeigten unverbindlichen Anfrage nach neu zu schaffender Kapazität, sind bei den deutschen FNB eine hohe Anzahl weiterer Anfragen nach neu zu schaffender Kapazität eingegangen. Die verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten der Anfragen führen zu einer Vielzahl von Modellierungsvarianten, die als Basis der technischen Studien

¹ Zu finden unter: <https://www.fnb-gas-capacity.de/zyklen/incremental-capacity-zyklus-2019-2021/marktnachfrageberichte/>

² Zu finden unter: <https://www.gasunietransportservices.nl/en/gasmarket/incremental-capacity/incremental-capacity-process-2019-2021>

durchgeführt werden mussten. Hieraus resultierte die Anpassung des ursprünglichen Zeitplans und die Verschiebung der Konsultation des vorliegenden Dokuments.

Der geplante Zusammenschluss der deutschen Entry-Exit-Systeme zum gemeinsamen deutschen Marktgebiet THE zum 01.10.2021 hat ebenfalls Einfluss auf die zu berücksichtigende Bestandskapazität. Nur genehmigte technische Kapazität i. S. v. § 9 Abs. 4 S. 1 GasNZV (nachfolgend „Basiskapazität“) kann im Verfahren zur Schaffung neuer Kapazitäten berücksichtigt werden.

Im Rahmen des vorliegenden Projekts für neu zu schaffende Kapazität 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 FNB den Prozess der Ausgestaltung der koordinierten Angebotslevels zur Vermarktung der Kapazitätsprodukte inklusive identifizierter neu zu schaffender Kapazität begonnen.

Der vorliegende Konsultationsbericht ist ein gemeinsamer Bericht von drei deutschen FNB (siehe Seite 2 f.) und dem niederländischen Netzbetreiber Gasunie Transport Service B. V. (GTS). 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. Projektvorschlag auf der deutschen Seite der Marktgebietsgrenze

1. Maßnahmen zur Schaffung der zusätzlichen Kapazität

Für die Marktraumgrenze THE-TTF wurden technische Studien auf der Grundlage der im Bericht zur Marktnachfrageanalyse dargestellten unverbindlichen Anfrage durchgeführt. Am Exit Richtung TTF wurden 10,7 GW zusätzliche Kapazität angefragt. Die neu zu schaffende Exit-Kapazität solle als dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) mit Zuordnungsaufgabe Entry Russland (nachfolgend „Entry RU“) und Entry Mallnow angeboten werden. Sie ist somit nicht mit der neuen DZK mit reiner Zuordnungsaufgabe Entry RU identisch, die im Entwurfsdokument für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (veröffentlicht am 1. Juli 2020; nachfolgend „NEP“) berücksichtigt wurde.

Die Anfrage für neu zu schaffende Kapazität an der niederländischen Grenze wurde gemeinsam mit einer Anfrage für neu zu schaffende Kapazität an der russischen Marktraumgrenze angefragt: Am Entry RU wurde neu zu schaffende Entry-Kapazität i. H. v.

7,8 GW als frei zuordenbare Kapazität (FZK) und i. H. v. 4,1 GW als DZK mit Zuordnungsaufgabe Exit Niederlande angefragt.

Für die Bereitstellung der neu zu schaffenden Kapazität am Marktgebietsübergang zu Russland und in Richtung der Niederlande wurde ein Projekt entwickelt. Die Marktraumgrenzen werden jedoch separat konsultiert und in zwei separaten Projektanträgen beantragt werden.

Alle Anfragen wurden vom Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2025/2026 bis einschließlich GWJ 2039/2040 gestellt. Die Realisierung der neu zu schaffenden Kapazität verursacht einen umfangreichen Ausbaubedarf. Daher ist die Bereitstellung der Kapazität erst ab dem GWJ 2027/2028 möglich.

Insgesamt wurden in den technischen Studien des vorliegenden Zyklus für neu zu schaffende Kapazität 63 Szenarien betrachtet, denen jeweils eine andere Kombination unverbindlich angefragter Kapazitäten zugrunde liegt. Die Ausbaumaßnahmen wurden unter der Prämisse entwickelt, dass alle unverbindlich angefragten Kapazitäten gebucht werden und der Wirtschaftlichkeitstest erfolgreich durchgeführt wird. Im vorliegenden Dokument werden nur die Maßnahmen des Maximalszenarios textlich beschrieben, die durch die oben aufgeführten angefragten Kapazitäten mitverursacht werden. Sämtliche Ausbaumaßnahmen des Maximalszenarios sind Abbildung 1 zu entnehmen. Eine detaillierte Kostenaufschlüsselung findet an dieser Stelle nicht statt. Die Basis der aufgeführten Ausbaumaßnahmen ist grundsätzlich die im NEP enthaltene Infrastruktur inklusive der Netzausbaumaßnahmen, die aus der Modellierungsvariante mit der Bezeichnung „Basisvariante“ resultieren. Bei den Investitionskosten handelt es sich um initiale Schätzungen. Zusätzlich zu den Kosten der Investitionen fallen u. a. Betriebskosten für Treibgas an, welche notwendig sind, um die Verdichter zu betreiben. Die jährlichen Kosten werden im Folgenden für das Maximalszenario angegeben. In diesen Kosten sind neben dem Preis der Commodity auch Erdgassteuer sowie die CO₂-Kosten enthalten.

Incremental Capacity Zyklus 2019-2021 – Ausbau

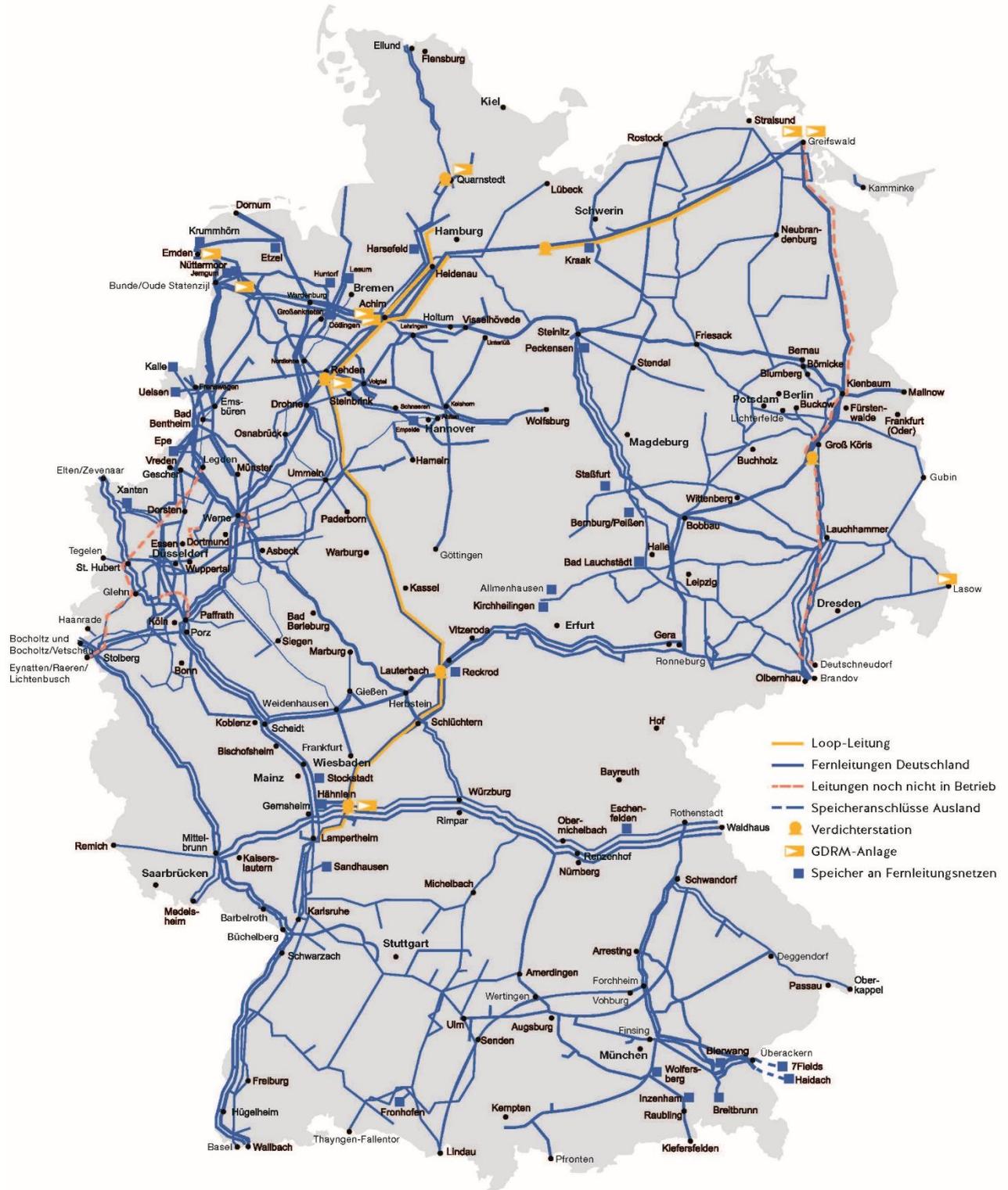


Abbildung 1: Ausbaumaßnahmen für das Maximalszenario

Für das hier betrachtete Szenario sind folgende Maßnahmen notwendig, dabei ist zu beachten, dass es innerhalb dieses Szenarios die beiden getrennten Projektvorschläge an der russischen bzw. der niederländischen Marktraumgrenze gibt, welche zusammen betrachtet werden, da sie gemeinsam angefragt worden sind:

Die Anlandestation Greifswald und die Erdgasempfangsstation Lubmin II sind jeweils zu erweitern. Die Maßnahmen sind bereits im NEP enthalten (GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald – Anlagenerweiterung 3, ID-Nr. 632-01; GDRM-Anlage Lubmin 2, ID-Nr. 631-01). In Summe ergeben sich hier somit keine zusätzlichen Investitionen.

Auf der Ferngasleitung NEL sind östlich der Absperrstation Achim die folgenden Maßnahmen notwendig: Eine Verdichterstation mit einer Verdichterleistung von ca. 75 MW. Diese ist bereits mit einer Verdichterleistung von 50 MW im NEP enthalten (VDS NEL (Mitte), ID-Nr. 633-01). Die zusätzlichen Investitionen betragen ca. 65 Mio. Euro. Östlich der Verdichterstation ist eine Loop-Leitung mit einer Länge von ca. 118 km in DN 1400 zu errichten. Die Investitionen betragen ca. 500 Mio. Euro. Westlich der Verdichterstation ist eine Loop-Leitung mit einer Länge von ca. 72 km in DN 1400 zu errichten, die an der Absperrstation Achim endet. Die Investitionen betragen ca. 305 Mio. Euro. In Summe betragen die zusätzlichen Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 870 Mio. Euro. Die jährlichen Kosten für Treibgas liegen für diesen Abschnitt bei ca. 19,6 Mio. Euro.

Alternativ wurde eine Variante mit zwei Verdichterstationen geprüft: Eine Station mit ca. 99 MW, von denen bereits eine Verdichterleistung von 50 MW im NEP enthalten ist (VDS NEL (Mitte), ID-Nr. 633-01), und eine weitere Station mit 99 MW in der Nähe von Buchholz. Die zusätzlichen Investitionen für diese Variante lägen bei ca. 547 Mio. Euro gegenüber dem NEP. Die jährlichen Betriebskosten lägen dabei bei max. ca. 87 Mio. Euro. Diese Variante wird zum aktuellen Zeitpunkt nicht weiterverfolgt. Die FNB behalten sich vor bei der konkreten Ausgestaltung der Maßnahmen im Rahmen der Erstellung des NEP Gas 2022-2032 auf diese Variante zurückzukommen.

Auf der Ferngasleitung NEL ist westlich der Absperrstation Achim die folgende Maßnahme notwendig: Es ist eine Loop-Leitung mit einer Länge von ca. 67 km in DN 1400 zu errichten. Von dieser sind bereits 52 km in DN 1400 im NEP enthalten (Leitung NEL West, ID-Nr. 634-01). Die zusätzlichen Investitionen betragen ca. 64 Mio. Euro. In Summe betragen die zusätzlichen Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 64 Mio. Euro.

Im westlichen Teil des Netzes der GUD sind folgende Ausbaumaßnahmen notwendig: Die GDRM-Anlage Achim muss erweitert werden. Die Erweiterung ist bereits im NEP enthalten (GDRM-Anlage Achim, ID-Nr. 639-01). Die GDRM-Anlage Embsen muss ebenfalls erweitert werden. Die Erweiterung ist bereits im NEP enthalten (GDRM-Anlage Embsen, ID-Nr. 635-01). Die GDRM-Anlage in Folmhusen muss außerdem erweitert werden. Die Erweiterung ist

bereits im NEP enthalten (Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen, ID-Nr. 504-02b). Zusätzlich muss die im NEP 2018 bestätigte Übergabestation zwischen dem Netz der GUD und dem Netz der GTS erweitert werden. Diese ist bereits im NEP enthalten (GDRM-Anlage Emden, ID-Nr. 504-02c). Wie oben ausgeführt wird, ist die Bestätigung dieser Maßnahmen im NEP noch offen. Sie sind deshalb in Abbildung 1 enthalten. Falls keine Bestätigung der Maßnahmen im NEP erfolgen sollte, betragen die zusätzlichen Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 26,8 Mio. Euro.

Auf der Ferngasleitung MIDAL sind folgende Ausbaumaßnahmen notwendig: Die Verdichterstation Rehden muss um eine Verdichterleistung von ca. 48 MW erweitert werden. Die Investitionen betragen ca. 261 Mio. Euro. In Rehden ist zusätzlich eine GDRM-Anlage mit einer Anlagenleistung von 2,2 Mio. Nm³/h zu errichten. Die Investitionen betragen ca. 17 Mio. Euro. Von Rehden bis Reckrod ist eine Loop-Leitung mit einer Länge von ca. 260 km in DN 1400 zu errichten. Von dieser sind bereits 61 km im NEP enthalten (Leitung MIDAL Mitte Nord, ID-Nr. 627-01; Leitung MIDAL Mitte Süd, ID-Nr. 628-01). Die zusätzlichen Investitionen betragen ca. 905 Mio. Euro. In der Nähe von Reckrod ist eine Verdichterstation mit einer Verdichterleistung von 84MW zu errichten. Diese ist bereits mit einer Verdichterleistung von 36 MW im NEP enthalten (VDS Reckrod, ID-Nr. 629-01). Die zusätzlichen Investitionen betragen ca. 150 Mio. Euro. Von Reckrod bis Lampertheim ist eine Loop-Leitung mit einer Länge von ca. 200 km in DN 1400 zu errichten. Von dieser sind bereits 115 km in DN 1000 im NEP enthalten (Leitung Wirtheim-Lampertheim, ID-Nr. 609-01). Die zusätzlichen Investitionen betragen ca. 535 Mio. Euro. In der Nähe von Herchenrode ist eine Verdichterstation mit einer Verdichterleistung von ca. 46 MW zu errichten. Die Investitionen betragen ca. 170 Mio. Euro. Zusätzlich ist in Herchenrode eine GDRM-Anlage mit einer Anlagenleistung von ca. 4 Mio. Nm³/h zu errichten. Die Investitionen betragen ca. 31 Mio. Euro. In Summe betragen die zusätzlichen Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 2.069 Mio. Euro. Die jährlichen Kosten für Treibgas liegen für diesen Abschnitt bei ca. 33 Mio. Euro.

Durch die Vielzahl an unverbindlichen Anfragen nach neu zu schaffender Kapazität ergeben sich je nach Buchungsverhalten in den Jahresauktionen 2021 Wechselwirkungen in Bezug auf die allokierten Projektkosten. Je nach der zusätzlich bereitzustellenden Leistung auf einem Netzabschnitt können sich Synergien oder Dyssynergien ergeben. Synergien entstehen dabei im Wesentlichen durch Skaleneffekte. Je größer bspw. der Normdurchmesser einer Loop-Leitung gewählt wird, desto geringer werden in der Regel bei gleicher relativer Auslastung die spezifischen Transportkosten. Dyssynergien entstehen hauptsächlich durch Sprunginvestitionen, z. B. wenn erst die kombinierten zusätzlichen Leistungsbedarfe mehrerer Anfragen bspw. einen Dimensionierungssprung bei einer Leitungsmaßnahme auslösen. Die Kostenallokation je Ausbaumaßnahme erfolgt geschlüsselt nach der

bereitgestellten Leistung. Die Abhängigkeiten der Projekte werden in Anlage 1 zu diesem Konsultationsdokument aufgezeigt.

Die den verbindlich abgegebenen Buchungen gegenüberzustellenden Kosten werden daher erst nach der Durchführung der Jahresauktionen final bekannt sein.

2. Angebotslevel

Im Wirtschaftlichkeitstest gem. Art. 22 NC CAM wird für ein Angebotslevel geprüft, ob der Barwert der Gesamterlöse durch Buchungen neu zu schaffender Kapazität in der Vermarktung im Juli 2021 („Erlöse“) mindestens dem Produkt des f-Faktors mit dem Barwert der mit dem Angebotslevel korrespondierenden geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse der FNB („Kosten“) entspricht. Im vorliegenden Prozess gibt es je Projektvorschlag ein Angebotslevel und somit keine miteinander konkurrierenden Angebotslevel.

Produktgestaltung

Ein Angebotslevel bezieht sich gem. Art. 3 Nr. 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 (nachfolgend „Interconnection Point“ bzw. „IP“) zwischen den Marktgebieten). Die relevanten Kapazitäten werden im Mai 2021 als möglichst gebündelte Standardprodukte je GWJ, IP, FNB und Produkt veröffentlicht. Das Angebotslevel wird auf der Webseite www.fnb-gas-capacity.de veröffentlicht. Das Angebotslevel umfasst alle neu zu schaffenden Kapazitätsprodukte, sowie die bestehenden Kapazitätsprodukte, die als Voraussetzung zur Initiierung des Wirtschaftlichkeitstests gebucht werden müssen. Potenziell gleichwertige vorhandene Kapazitätsprodukte können Tabelle 1 entnommen werden. Die Höhe ihrer Berücksichtigung wird im Abschnitt „Konkrete Angebotslevel“ detaillierter beschrieben.

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

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

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

Vermarktungshorizont

Gem. Art. 11 Abs. 3 S. 2 NC CAM können Angebotslevel, die neu zu schaffende Kapazität beinhalten, für einen Zeitraum von bis zu 15 Jahren nach dem prognostizierten Beginn der betrieblichen Nutzung der neuen Kapazitätsprodukte angeboten und gebucht werden. Dies entspricht dem Zeitraum von GWJ 2027/2028 bis einschließlich GWJ 2041/2042.

Zuweisungsmethodik bei Bestandsprodukten

In der Vermarktung der Jahreskapazitäten im Jahr 2021 planen die betroffenen FNB die vorhandene Kapazität sowie Angebotslevel inklusive neu zu schaffender Kapazität anzubieten. Die Kapazitätsprodukte der Angebotslevel sowie der regulären Auktionen sind separat zu buchen. Dabei müssen die Transportkunden beachten, dass für Kapazitätsprodukte, die in einem Angebotslevel als auch in den regulären Auktionen enthalten sind, ggf. in mehreren Auktionen Angebote platziert werden müssen.

Am Marktgebietsübergang von THE Richtung TTF müssen als Voraussetzung zur Initiierung des Wirtschaftlichkeitstests zusätzlich bestehende Kapazitätsprodukte am VIP TTF-NCG-H gebucht werden. Es handelt sich dabei um FZK Produkte.⁴

Betrag der anzubietenden Kapazität

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

Konkrete Angebotslevel

Das Angebotslevel 1 ist der Anlage 2 zu entnehmen. Der Wirtschaftlichkeitstest wird bestanden, wenn 100 % der angebotenen Kapazitäten verbindlich gebucht werden. Das Angebotslevel umfasst folgende Produkte:

Bestandskapazitätsprodukte	
FNB/IP	VIP TTF-GASPOOL-H Exit
GASCADE	./.
GUD	FZK

Tabelle 2: Übersicht Bestandskapazitätsprodukte im Angebotslevel

⁴ In der Jahresauktion 2021 gilt dies nur für die Gaswirtschaftsjahre, in welchen die genannte Bestands FZK parallel zu der neu zu schaffenden Kapazität angeboten wird. Die betroffenen FNB werden den Markt rechtzeitig vor der Jahresauktion 2021 darüber informieren, mit welchem Vermarktungshorizont die genannte FZK im Juli 2021 angeboten wird.

Neue Kapazitätsprodukte	
FNB/IP	VIP TTF-GASPOOL-H Exit
GUD	DZK (mit Zuordnung RU, Mallnow)

Tabelle 3: Übersicht neu zu schaffende Kapazitätsprodukte im Angebotslevel

Bestandskapazitäten an den IPs Greifswald und Lubmin II sind dabei nur in relevanter Höhe berücksichtigt. DZK-Produkte ohne Zuordnung in Richtung TTF entfallen dementsprechend. Potenziell gleichwertige DZK-Produkte, die eine Zuordnung in Richtung TTF aufweisen, können außerdem nur in einer Höhe gebucht werden, die über die bestehenden Ausspeisekapazitäten in Richtung TTF abtransportierbar ist. Eine nach freier Kapazität je Produkt aufgeschlüsselte Aufteilung dieser Bestandsbuchungen wird für jedes GWJ vorgegeben.

3. Alternative Zuweisungsmechanismen

Die beteiligten Netzbetreiber planen, das Standard-Auktionsverfahren für die Zuteilung neu zu schaffender Kapazität im Jahr 2021 anzuwenden.

4. Vorläufige Zeitplanung

Die oben beschriebenen Projekte werden nach Abschluss der Jahresauktionen im Juli 2021 eingeleitet. Betriebsbereitschaft aller technischen Maßnahmen ist für den 1. Oktober 2027 vorgesehen – unter der Prämisse, dass die im Anschluss an die Auktionen durchgeführte Wirtschaftlichkeitsprüfung erfolgreich ist.

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

Start	Ende	Beschreibung
31.08.2020		Veröffentlichung der Konsultationsdokumente
31.08.2020	01.10.2020	Öffentliche Konsultation
01.10.2020	01.11.2020	Planung der Angebotslevel durch die FNB in enger Zusammenarbeit mit den nationalen Regulierungsbehörden
01.11.2020		Abgabe des Projektvorschlags an die nationale Regulierungsbehörde
01.11.2020	06.04.2021	Bearbeitung des Projektvorschlags durch die nationale Regulierungsbehörde
07.04.2021		Genehmigung und Veröffentlichung der notwendigen Parameter durch die nationalen Regulierungsbehörden gemäß Art. 28 Abs. 1 NC CAM
08.04.2021	04.05.2021	Anpassung der Angebotslevel durch die FNB an die Vorgaben der Regulierungsbehörden
05.05.2021		Veröffentlichung der genehmigten Parameter, der Kapazitätsprodukte und des Mustervertrags bzw. der Musterverträge für die im Rahmen des Netzausbauprojekts

		angebotenen Kapazitäten
05.07.2021		Jahresauktion; nach Abschluss der Jahresauktion erfolgt die Wirtschaftlichkeitsprüfung

Tabelle 4: Vorläufige Zeitplanung

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

Bei einem positiven Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsprüfung werden die zugewiesenen Kapazitäten im Nachgang in den Prozess zur Erstellung des deutschen Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 einfließen und im Szenariorahmen sowie bei der (nationalen) Modellierung berücksichtigt.

5. Ergänzende Geschäftsbedingungen

Ein Entwurf der Ergänzenden Geschäftsbedingungen (EGB) ist diesem Konsultationsdokument als Anlage 3 beigefügt.

6. Elemente IND und RP gemäß NC TAR

Im Rahmen des aktuellen Zyklus für neu zu schaffende Kapazität wird kein Festpreisansatz verfolgt. Die Elemente IND und RP gem. Art. 24 lit. b NC TAR sind hier dementsprechend nicht zu beschreiben.

7. Wirtschaftlichkeitstest

Für die Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Art. 22 NC CAM hat die BNetzA zur Erhöhung der Transparenz ein Berechnungstool erstellt und veröffentlicht (nachfolgend „BNetzA-Tool“⁵). Dieses wurde von den FNB für die im Folgenden dargestellten Berechnungen genutzt.

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. Folgende grundsätzliche Fragen der Wirtschaftlichkeitsprüfung müssen noch definiert werden:

1. Ausbuchungserfordernis von Bestandskapazitätsprodukten
2. Wirtschaftlichkeitsprüfung der Angebotslevel

⁵ Zu finden unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/IncrementalCapacity/IncrementalCap_node.html

Die FNB planen deshalb, bei der BNetzA folgendes Vorgehen für die Durchführung des Wirtschaftlichkeitstests zu beantragen:

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. Dies beinhaltet angebotene Bestandskapazität an allen (virtuellen) Kopplungspunkten an der jeweiligen Marktgebietsgrenze, die dem angefragten Kapazitätsprodukt in den Produkteigenschaften entspricht oder aufgrund einer Höherwertigkeit (Höherwertigkeit von FZK im Verhältnis zu DZK) im Sinne der Kapazitätsanfrage genutzt werden kann. Die zu buchenden Bestandskapazitäten sind in Anhang 5 aufgeführt.

Ist die angebotene Bestandskapazität im jeweiligen GWJ ausgebucht, geht die Menge der verbindlich angefragten neu zu schaffenden Kapazität in (kWh/h)/Jahr je GWJ in das BNetzA-Tool zur Prüfung der Wirtschaftlichkeit ein. Ist die angebotene 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.

2. Wirtschaftlichkeitsprüfung des Angebotslevels

Da in diesem Zyklus für neu zu schaffende Kapazität sechs Projekte für neu zu schaffende frei zuordenbare Kapazität betrachtet werden, gibt es wie unter II.1. beschrieben umfassende Überschneidungen der Maßnahmen, die notwendig sind, um die Kapazitäten an den unterschiedlichen Marktraumgrenzen anbieten zu können. Daher ist eine Einzelbetrachtung der Anfragen mit den dazugehörigen Maßnahmen nicht zielführend. Das Vorgehen, auf das sich die FNB geeinigt haben, um alle möglichen Buchungsszenarien abzubilden, wird im Folgenden beschrieben.

Die angefragte neu zu schaffende Kapazität an der Marktraumgrenze THE-TTF und Russische Föderation – THE wurde gemeinsam in einem Szenario betrachtet, da die Maßnahmen für die neu zu schaffende Kapazität entsprechend der verknüpften Anfrage einem Gesamtprojekt entstammen und somit nicht auf die einzelnen Kapazitätsanfragen bzw. Marktraumgrenzen aufgeteilt werden können.

Die Kosten der notwendigen Maßnahmen sollen im Verhältnis der Anfragen nach neu zu schaffender Kapazität angesetzt werden und in den Wirtschaftlichkeitstest einfließen.

Insgesamt werden im aktuellen Zyklus neu zu schaffende Kapazitäten an fünf Marktraumgrenzen nachgefragt. An der Marktraumgrenze zu Russland wurde zusätzlich zu neu zu schaffender Kapazität an den IPs Greifswald und Lubmin II jeweils ein Kapazitätsupgrade von vorhandener DZK zu FZK nachgefragt. Folglich können im aktuellen Zyklus für folgende Projekte Angebotslevel gebucht werden:

1. Polen GCP
2. Polen TGPS
3. Russische Föderation/Niederlande (in zwei separaten Konsultationsdokumenten)
4. Russische Föderation/Greifswald (Kapazitätsupgrade)
5. Russische Föderation/Lubmin II (Kapazitätsupgrade)
6. Dänemark

Für diese sechs Projekte existieren sieben Angebotslevel (Russische Föderation/Niederlande mit zwei separaten Angebotsleveln). Jedes der Angebotslevel kann selbstständig nachgefragt werden und den Wirtschaftlichkeitstest bestehen. Im Ergebnis sind sämtliche Kombinationen positiver und negativer Wirtschaftlichkeitstests denkbar. Welche der oben genannten Anfragen tatsächlich verbindlich nachgefragt werden, lässt sich erst nach den Auktionen bzw. der Auswertung des alternativen Zuweisungsmechanismus feststellen.

Um einen effizienten Netzausbau zu gewährleisten, haben die FNB jede mögliche Kombination von Anfragen abgebildet und den dafür jeweils notwendigen Ausbaubedarf ermittelt. Die Übersicht über alle 63 Kombinationen sind in der Anlage 1 aufgeführt. Die Kosten einer notwendigen Ausbaumaßnahme inklusive Betriebskosten werden den diese Maßnahme verursachenden Anfragen jeweils im Verhältnis der angefragten Leistung zugewiesen. Der Barwert der Summe dieser anteiligen Kosten an einzelnen Maßnahmen ergibt die insgesamt zulässige Erhöhung der Erlösobergrenze (nachfolgend „EOG“), die für ein Projekt im Wirtschaftlichkeitstest angenommen werden.

Für jede Anfrage ergeben sich 32 Szenarien von Kombinationen mit Anfragen an den anderen Marktraumgrenzen. Jedes dieser Szenarien hat folgende spezifischen Bestandteile, welche in der Anlage 4 aufgeführt werden:

1. f-Faktor
2. Barwert der geschätzten Erhöhung der EOG
3. Obligatorischer Mindestaufschlag

Bei der Durchführung des Wirtschaftlichkeitstests mit dem BNetzA-Tool muss zunächst festgestellt werden, welches der 63 Buchungsszenarien eingetreten ist, um in der Folge die drei oben aufgeführten Bestandteile in das Tool zur Wirtschaftlichkeitsberechnung einzutragen.

a. f-Faktor

Gemäß Art. 27 Abs. 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 FNB 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 Abs. 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.

Das BNetzA-Tool enthält mathematische Auswertungen zur Bestimmung des f-Faktors. 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 Abs. 1 lit. a NC CAM zum Barwert aller erwarteten Zusagen von Netznutzern zur Kontrahierung der jeweiligen Kapazitäten.

Im BNetzA-Tool wird als geschätzter Referenzpreis gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. a Ziff. 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 FNB 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.

Für die Zwecke der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nach Art. 23 NC CAM wurde angenommen, dass die Bestandkapazitäten innerhalb des Angebotslevels in der initialen Vermarktung, in der die jeweils neu zu schaffende Kapazität angeboten wurde, komplett ausgebucht wird. Die Annahmen in Bezug auf die Buchung der neuen Kapazitäten sind nachfolgend erläutert.

Die vorgeschlagenen f-Faktoren wurden wie folgt ermittelt:

- a) Nach Art. 8 Abs. 8 NC CAM sowie gemäß KARLA Gas wird technisch verfügbare Kapazität in Höhe von 20 % bezogen auf die im jeweiligen Angebotslevel enthaltene neu zu schaffende technische Kapazität zurückgehalten. Es wird hier davon ausgegangen, dass die zurückgehaltenen Kapazitäten im Rahmen der Vermarktung der Kapazitäten in den Folgejahren entsprechend voll genutzt und demnach auch gebucht 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.

Für den Zeitraum vom GWJ 2027/2028 bis einschließlich GWJ 2041/2042 wurde angenommen, dass die in der Jahresauktion 2021 angebotenen neu zu schaffenden Kapazitäten vollständig ausgebucht werden.

Der Beginn der betrieblichen Nutzung ist für das Jahr 2027 vorgesehen. Die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlagen wurde entsprechend der regulatorischen Abschreibungsdauern angesetzt. Die beschriebenen Investitionen beziehen sich sowohl auf Verdichterstationen als auch auf den Pipelinebau. In der Folge wird von einer gewöhnlichen Nutzungsdauer von 45 Jahren für Pipelines gemäß GasNEV ausgegangen. Der Beginn der betrieblichen Nutzung ist für 2027 vorgesehen, das Ende der betrieblichen Nutzung wird vorerst für das GGWJ 2071/72 angenommen.

Die Gasinfrastruktur wird auch im zukünftigen Energiemarkt von hoher Bedeutung sein. Hierbei gehen die FNB von einer Nachnutzung der Infrastruktur durch Wasserstoff aus. Durch den Transport von Wasserstoff ist von einem geringeren Transportpotential auszugehen. In der Folge wird für den Zeitraum vom GWJ

2053/2054 bis einschließlich GWJ 2071/2072 eine Nutzung der Infrastruktur von 65% unterstellt.

Das maßgebliche Jahr für die Bestimmung des Zeithorizonts der wirtschaftlichen Nutzungsdauer und der Wirtschaftlichkeitsprüfung ist 2072. Für den Zeitraum ab 2072 wurden keine Buchungen berücksichtigt.

Der vorgeschlagene f-Faktor richtet sich nach dem eingetretenen Buchungsszenario und ist in der Anlage 4 enthalten.

b. Referenzpreis

Die aktuelle Prognose des Referenzpreises ist der im Entwurf der BNetzA-Entscheidung REGENT 2021 veröffentlichte Referenzpreis für frei zuordenbare Kapazitäten des Marktgebiets THE für das Jahr 2023 in Höhe von 3,78 Euro/(kWh/h)/Jahr. Dieser Referenzpreis wird lediglich für den Wirtschaftlichkeitstest herangezogen und wird kein Vertragsbestandteil.

Bei den angefragten Kapazitäten handelt es sich um ein DZK Produkt. DZK Kapazität wird mit 10 % im Vergleich zum Tarif für FZK Produkte rabattiert. Es ergibt sich somit ein Preis für neu zu schaffende Kapazität i. H. v. 3,40 Euro/(kWh/h)/Jahr.

c. Barwert der geschätzten Erhöhung der EOG

Der Barwert der geschätzten Erhöhung der EOG hängt von der Inflation sowie der Höhe und der zeitlichen Verteilung der Kosten ab, die dem Projekt zugeteilt werden. Die Kosten sind von den anderen Projekten für neu zu schaffende Kapazität abhängig. Der Barwert der geschätzten Erhöhung der EOG ist in der Anlage 4 dargestellt.

d. Obligatorischer Mindestaufschlag

Analog zum f-Faktor und zum Barwert der geschätzten Erhöhung der EOG ist auch der obligatorische Mindestaufschlag abhängig davon welche Maßnahmen durch die Vermarktung von neu zu schaffender Kapazität am 05.07.2021 notwendig werden. Welcher obligatorische Mindestaufschlag für das entsprechende Buchungsszenario angewendet werden soll ergibt sich aus der Anlage 4. Sein Betrag ist in jedem Szenario so bemessen, dass die Wirtschaftlichkeitsprüfung nur bei einer vollen Buchung der im Angebotslevel enthaltenen Kapazität bestanden werden kann.

8. Nach Fristablauf eingegangene unverbindliche Marktnachfragen

Nach Ablauf der Frist für die unverbindliche Anfrage nach neu zu schaffender Kapazität gemäß Art. 26 Abs. 6 NC CAM ist eine weitere Nachfrage eingegangen. Die Nachfrage bezog sich auf neu zu schaffende FZK von Dänemark nach Deutschland i. H. v. 7.088.000 kWh/h vom GWJ 2021/2022 bis einschließlich GWJ 2041/2042. Die verspätete Anfrage wurde im aktuellen Zyklus für neu zu schaffende Kapazität nicht berücksichtigt.

9. Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur

Die neu zu schaffende Kapazität wird voraussichtlich zu keinem anhaltenden, erheblichen Rückgang der Nutzung anderer nicht abgeschriebener Gasinfrastruktur im Marktgebiet THE oder in benachbarten Entry-Exit-Systemen oder entlang derselben Gastransportroute führen.

III. Dutch Side of the Market Area Border

1. Project proposal

The requested capacity in the demand assessment stage is slightly lower than the capacity requested in the Incremental Capacity process 2017-2019.

The proposed route to TTF via GUD connection has been chosen in coordination with the German TSO's (see also the German project proposal as location where the gas enters the TTF market area), as this is the overall most cost effective route to accommodate the additional capacity.

Therefore there are no additional measures required on the Dutch side to accommodate the requested capacity using existing and planned capacity.

2. Offer Level

GTS is not required to take measures and therefore can match the German offer levels. For the incremental capacity offered via offer level, the standard reservation quota for existing capacity for the short term auctions of 20% is taken into account.

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

GTS proposes that no additional timeline is needed for the Dutch side of this Incremental Capacity process, as no measures are required to accommodate the requested capacity.

The capacity will be offered in the yearly action 5 July 2021.

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 Annex 6 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

Because the proposed route does not require any additional measures, there is no decision required regarding the F-factor.

8. Received additional demand indication

No additional demand indications were received after the first phase. Therefore the original demand indications from the first phase are the 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.

Tico Raaijman

Phone: +31 6 3103 7418

t.raaijman@gastransport.nl

**Gasunie Deutschland
Transport Services GmbH**

Kerstin Kiene

Tel.: +49 511 640 607 2076

Kerstin.Kiene@gasunie.de

GASCADE Gastransport GmbH

Michael Walkus

Tel.: +49 561 934 2968

Michael.Walkus@gascade.de

Open Grid Europe GmbH

Tobias Happle

Tel.: +49 (0) 201 3642-12222

gastransport@open-grid-
europe.com