

Projektantrag
zum im Jahr 2019 eingeleiteten Verfahren
für neu zu schaffende Kapazität
zwischen dem dänischen Marktgebiet und
Trading Hub Europe

9. Oktober 2020

gasunie



ENERGINET

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

Energinet Gas TSO A/S

Tonne Kjærvej 65
DK – 7000 Frederica
Dänemark

Tel.: +45 (0) 70102244
info@energinet.dk

Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Pasteurallee 1
30655 Hannover
Deutschland

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

Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstraße 5
45141 Essen
Deutschland

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

ENERGINET

gasunie



Inhaltsverzeichnis

I.	Einleitung	4
II.	Maßnahmen auf der deutschen Seite der Marktraumgrenze.....	5
1.	Projektvorschlag.....	5
2.	Angebotslevel.....	9
3.	Alternative Zuweisungsmechanismen	9
4.	Informationen zum Umgang mit eingegangenen Stellungnahmen zum Projektantrag	9
5.	Vorläufige Zeitplanung.....	11
6.	Ergänzende Geschäftsbedingungen	13
7.	Elemente IND und RP gemäß NC TAR.....	13
8.	f-Faktor.....	13
9.	Wirtschaftlichkeitstest	16
10.	Nach Fristablauf eingegangene unverbindliche Marktnachfragen	18
11.	Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur.....	18
12.	Genehmigungsantrag.....	18
III.	Kontaktdaten.....	19

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ausbaumaßnahmen für das Maximalszenario	6
--	---

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Angebotslevel	9
Tabelle 2: Vorläufige Zeitplanung Prozesszyklus Incremental Capacity	12
Tabelle 3: Vorläufige Zeitplanung technische Maßnahmen	13

Anlagenverzeichnis

Anlage 1 Szenario-Matrix	20
Anlage 2 Ergänzende Geschäftsbedingungen (EGB) für die deutsche Seite der Grenze.....	22
Anlage 3 Parameter des Wirtschaftlichkeitstests je Szenario.....	26

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 Kapazität an der Marktraumgrenze zwischen dem dänischen Marktgebiet und dem gemeinsamen deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) haben die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) die Planungsphase für die entsprechenden Projekte (Phase 2) gestartet. Nach Abschluss der Konsultation der Projektplanung im September 2020 folgt die Beantragung der Genehmigung bei der zuständigen Regulierungsbehörde.

Schlussfolgerung des Marktnachfrageberichts war, dass Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD) und Open Grid Europe GmbH (OGE) ein Projekt zur Schaffung neuer Kapazität starten werden. Der angrenzende dänische Netzbetreiber energinet Gas TSO A/S (energinet) initiierte kein Projekt zur Schaffung von neuer Kapazität, da auf der dänischen Seite der Grenze ausreichend Bestandskapazität verfügbar ist.

Neben der unverbindlichen Anfrage an der Marktraumgrenze DK-THE sind bei den deutschen FNB eine hohe Anzahl weiterer Anfragen nach neu zu schaffender Kapazität an anderen Marktraumgrenze eingegangen. Die verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten der Anfragen führen zu einer Vielzahl von Modellierungsvarianten, die als Basis der technischen Studien betrachtet werden mussten. Hieraus resultierte die Anpassung des ursprünglichen Zeitplans.

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 die genehmigte technische Kapazität i. S. v. § 9 Abs. 4 S. 1 Gasnetzzugangsverordnung (nachfolgend „GasNZV“; nachfolgend „Basiskapazität“) kann im Verfahren zur Schaffung neuer Kapazität berücksichtigt werden. Dies führt dazu, dass die im Marktnachfragebericht vom 21.10.2019 noch ausgewiesene technische Kapazität in Höhe von 172 MWh/h nicht berücksichtigt werden kann, da diese nicht als Basiskapazität genehmigt ist. Entsprechend ergibt sich auf deutscher Seite ein Bedarf an neu zu schaffender Kapazität in der Höhe von 2.500.000 kWh/h.

Im Rahmen des vorliegenden Projekts für neu zu schaffende Kapazität wurden technische Studien für den bestehenden Grenzübergangspunkt (GÜP) Ellund durchgeführt. Dabei werden sowohl wirtschaftliche Aspekte als auch die Netztopologie berücksichtigt.

Die Konsultation für das eingeleitete Verfahren für neu zu schaffende Kapazität zwischen dem dänischen Marktgebiet und Trading Hub Europe endete am 10. September 2020. Der vorliegende Projektantrag ist ein gemeinsames Dokument der betroffenen FNB Energinet, OGE und GUD.

II. Maßnahmen auf der deutschen Seite der Marktraumgrenze

1. Projektvorschlag

Insgesamt wurden in den technischen Studien des vorliegenden Zyklus für neu zu schaffende Kapazität 47 Szenarien betrachtet, denen jeweils eine andere Kombination unverbindlich angefragter Kapazität 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 der Maximalvariante textlich beschrieben, die durch die oben aufgeführte angefragte Kapazität mitverursacht werden. Sämtliche Ausbaumaßnahmen der Maximalvariante sind Abbildung 1 zu entnehmen. Eine detaillierte Kostenaufschlüsselung findet an dieser Stelle nicht statt. Die Basis der aufgeführten Ausbaumaßnahmen ist die im Entwurfsdokument für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (veröffentlicht am 1. Juli 2020; nachfolgend „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

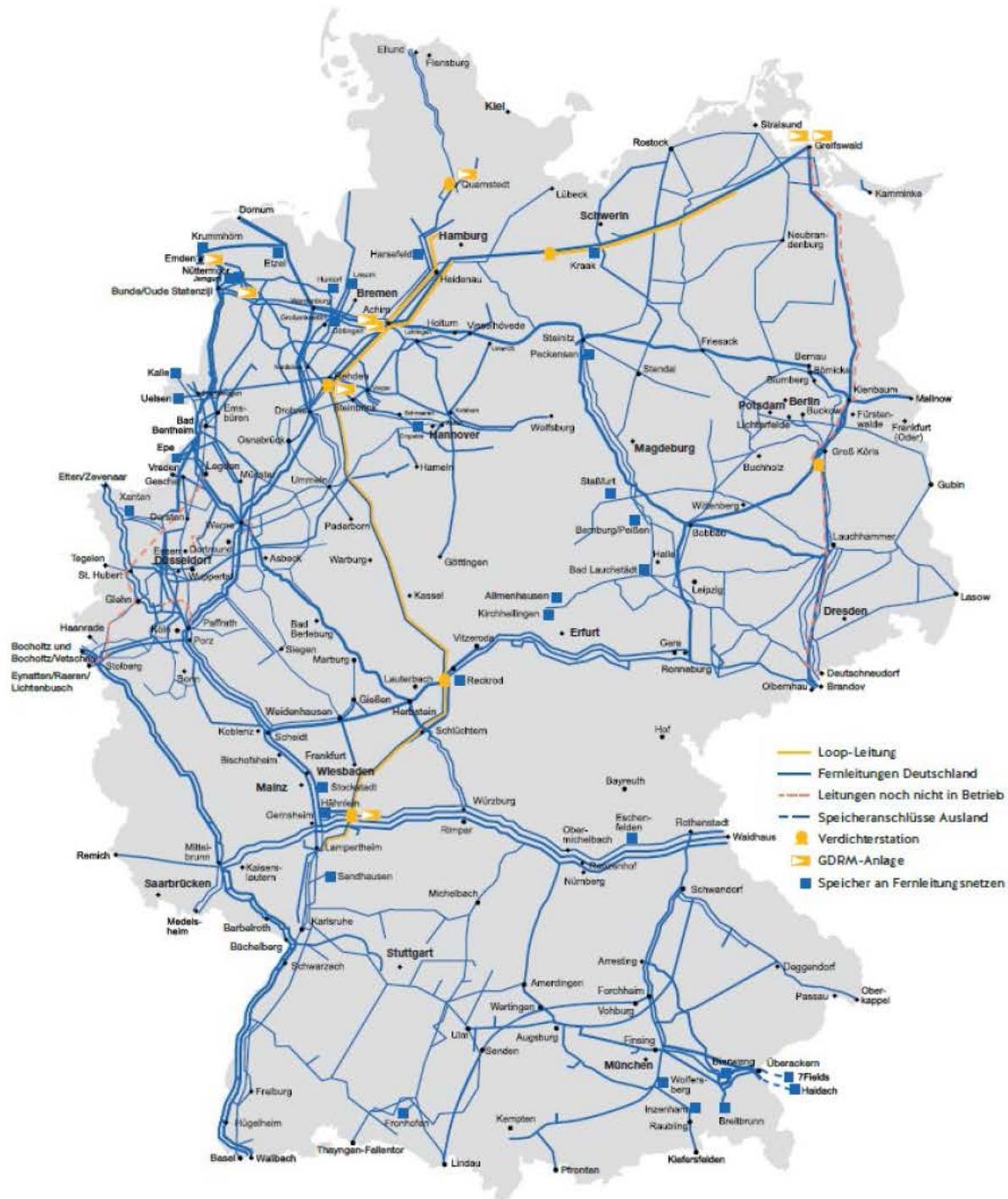


Abbildung 1: Ausbaumaßnahmen für das Maximalszenario

Für die Marktraumgrenze Dänemark-THE wurden technische Studien auf der Grundlage der im Bericht zur Marktnachfrageanalyse dargestellten unverbindlichen Anfrage durchgeführt. Im angefragten Fall liegt ein gleichbleibender Kapazitätsbedarf in Höhe von 2.500.000 kWh/h vor. Für die technische Studie wurde dieser Wert angesetzt.

Aus Sicht der deutschen FNB handelt es sich hierbei um Entry Kapazität. Die Netze der deutschen FNB OGE (derzeit Marktgebiet NetConnect Germany, NCG) und GUD (derzeit Marktgebiet GASPOOL) sind am GÜP Ellund mit dem Fernleitungsnetz der energinet verbunden.

Die mögliche Transportroute sieht vor, die angefragt Kapazität über das zum Teil im Gemeinschaftseigentum stehende Fernleitungsnetz der GUD bereitzustellen und über die NEL (Nordeuropäische Erdgasleitung) bis Rehden und die MIDAL (Mitte-Deutschland-Anbindungsleitung) weiter in den räumlichen Bereich Herchenrode/Gernsheim zu transportieren. Zusätzlich wird sichergestellt, dass im Bereich Herchenrode/Gernsheim eine Überspeisung aus dem heutigen GASPOOL-Netzgebiet in das heutige Netzgebiet NCG ermöglicht wird, die beide ab dem 01.10.2021 das Marktgebiet Trading Hub Europe bilden werden.

Bei der Transportroute vom GÜP Ellund ins deutsche Marktgebiet wird die angefragte Kapazität zunächst über die Erdgastransportleitung der Deutsch/Dänischen Erdgastransport-Gesellschaft (DEUDAN, Joint Venture von OGE und GUD) bereitgestellt. Ab Quarnstedt erfolgt die Bereitstellung der Kapazitäten Richtung Achim im BTG –Leitungssystem der GUD und OGE.

Derzeit liegen für den gleichen Transportabschnitt im Fernleitungsnetz der GUD drei Kapazitätsausbauansprüche gem. § 39 GasNZV vor, die in der Modellierung berücksichtigt wurden. Die Projekte zur Bereitstellung der Transportkapazität für LNG Anlagen wurden im NEP Entwurfsdokument aufgenommen. Die im Konsultationsdokument aufgeführten Kosten setzen eine Umsetzung der LNG Anlagen voraus.

Im nördlichen Teil des Netzes der GUD sind folgende Ausbaumaßnahmen notwendig: Die Verdichterstation Quarnstedt muss reversiert werden. Die Investitionen betragen ca. 3,5 Mio. Euro. Von Elbe Süd bis Heidenau ist eine Loop-Leitung mit einer Länge von ca. 43 km in DN 800 zu errichten. Diese ist bereits im NEP enthalten (Teil der Leitung Elbe Süd-Achim, ID-Nr. 636-01). Von Heidenau bis Achim ist eine Loop-Leitung mit einer Länge von ca. 57 km in DN 1000 zu errichten. Diese ist bereits mit DN 800 im NEP enthalten (Teil der Leitung Elbe Süd-Achim, ID-Nr. 636-01). Die zusätzlichen Investitionen betragen ca. 25 Mio. Euro. In Summe betragen die Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 28,5 Mio. Euro.

Um den Transport ins deutsche Marktgebiet auf fester Basis zu ermöglichen ist auf der Ferngasleitung NEL 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. 118 Mio. Euro. In Summe betragen die zusätzlichen Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 118 Mio. Euro.

Zusätzlich sind die im folgenden geschilderten Maßnahmen auf der Ferngasleitung MIDAL notwendig: Die Verdichterstation Rehden muss um eine Verdichterleistung von ca. 48 MW erweitert werden. Die Investitionen betragen ca. 250 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 84 MW zu errichten. Diese ist bereits mit einer Verdichterleistung von 36 MW im NEP enthalten (Verdichterstation Reckrod, ID-Nr. 629-01). Die zusätzlichen Investitionen betragen ca. 145 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. 180 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. 2.063 Mio. Euro. Die jährlichen Kosten für Treibgas liegen für diesen Abschnitt bei ca. 33 Mio. Euro.

Durch die Bereitstellung der Kapazität auf der MIDAL ist eine Überspeisung der Leistung in das THE Netzgebiet-NCG im Bereich Herchenrode/ Gernsheim möglich. Zur Darstellung der benötigten Überspeiseleitung sind im NCG-Netzgebiet keine weiteren Ausbaumaßnahmen erforderlich.

Durch die Vielzahl an unverbindlichen Anfragen nach neu zu schaffender Kapazität ergeben sich je nach Buchungsverhalten in den Jahresauktionen 2021, bzw. dem Ergebnis von alternativen Zuweisungsverfahren, 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 einen Ausbaubedarf auslösen. Die Kostenallokation je Ausbaumaßnahme auf die einzelnen mit der Ausbaumaßnahme im Zusammenhang stehenden Projekte bzgl. neu zu schaffender Kapazität erfolgt geschlüsselt nach der bereitgestellten Leistung für das

spezifische Projekt. 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 und des alternativen Zuweisungsmechanismus final bekannt sein.

2. Angebotslevel

Das Angebotslevel ist in der folgenden Tabelle zusammengefasst, wobei die zwingende Reservierungsquote von 20 % für bestehende sowie neue Kapazität gemäß Art. 8 (7)+(8) NC CAM sowie Festlegung der BNetzA BK7-15-001 (KARLA Gas) berücksichtigt wurde.

Die neu zu schaffende Kapazität wurde ab dem Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2022/23 angefragt. Da erst nach der Jahresauktion im Juli 2021 feststeht, ob die oben genannten Maßnahmen durchgeführt werden und die Realisierung der neu zu schaffenden Kapazität einen umfangreichen Ausbaubedarf erfordert, steht die angefragte Kapazität frühestens ab dem GWJ 2027/28 zur Verfügung. Daher ergibt sich folgendes Angebotslevel:

Von	Bis	Freie Bestandskapazität unter Berücksichtigung von Reservierungsquote 20 %; kWh/h	Neu zu schaffende Kapazität – unter Berücksichtigung von Reservierungsquote 20 %; kWh/h
01.10.2027	01.10.2042	0	2.000.000

Tabelle 1: Angebotslevel

Die neu zu schaffenden Kapazität wird im Zeitraum vom 01.10.2027 bis zum 01.10.2042 in voller Höhe gebündelt mit den Bestandskapazitäten der Energinet angeboten.

3. Alternative Zuweisungsmechanismen

Entfällt.

4. Informationen zum Umgang mit eingegangenen Stellungnahmen zum Projektantrag

Im Konsultationszeitraum der Technischen Studie für neu zu schaffende Kapazität an der Grenze zwischen dem dänischen Marktgebiet und THE wurden vier Stellungnahmen abgegeben.

In den Stellungnahmen wird kritisiert, dass in der Vergangenheit angebotene Einspeisekapazität am Netzknoten Ellund auf deutscher Seite auf null reduziert wurde. Durch das ausschließliche Angebot von unterbrechbarer Einspeisekapazität werden negative Implikationen auf das dänische Marktgeschehen befürchtet. Preisunterschiede und

Handelsmöglichkeiten würden beeinflusst werden. Darüber hinaus wird bemängelt, dass zur Bestätigung des Ausbaubedarfs langfristige Kapazitätsbuchungen notwendig seien, wohingegen sich die Gasmärkte immer weiter hin zu kurzfristigen Kapazitätsbuchungen entwickeln würden. Es wird bezweifelt, dass Marktteilnehmer dieses Risiko tragen würden. Weiterhin wurde die Annahme der FNB kritisiert, dass Kapazitätsbuchungen der zurückgehaltenen neu zu schaffenden Kapazität zu einem späteren Zeitpunkt nicht in nennenswerter Höhe stattfinden würden. Zwar wird eingeräumt, dass durch die Fertigstellung der Baltic Pipe der Anreiz zum Transport nach Deutschland reduziert wäre, dennoch sei es notwendig Transportkapazitäten auf fester Basis vorzuhalten, um das Preisniveau an den europäischen Handelsmärkten weiter anzugleichen und attraktiv für Handelsgeschäfte zu sein.

Zu weiteren Inhalten des Konsultationsdokuments wurde keine Stellung genommen.

Die FNB haben sich kritisch mit den Stellungnahmen auseinandergesetzt und möchten wie folgt darauf antworten.

1. Die Kapazitätsreduzierung auf null erfolgte vor dem Start den Incremental Capacity Prozesses 2019 im Zuge einer bedarfsgerechten Kapazitätsverlagerung im Rahmen der Prozesse zur Erstellung des NEP 2018 und NEP 2020. Die Reduzierung wurde im Kreis der deutschen FNB abgestimmt und anschließend veröffentlicht. Im Rahmen der gemäß §15a EnWG durchgeführten nationalen Konsultationen zum NEP 2018 bzw. NEP 2020 erfolgten keine Stellungnahmen des Marktes zur Kapazitätsreduzierung. Darüber hinaus ließen die Wartungsmaßnahme an der Tyra Plattform sowie die Initiierung des Baus der Baltic Pipe die deutschen FNBs nicht darauf schließen, dass es einen Bedarf an fester Einspeisekapazität am Marktgebietsübergang von Dänemark nach Deutschland gibt.
2. In Erwägungsgrund 11 der VERORDNUNG (EU) 2017/459 DER KOMMISSION vom 16. März 2017 („NC CAM“) wird erläutert, dass *„ein gestrafftes und einheitliches unionsweites Verfahren für das Angebot neu zu schaffender Kapazität [...] notwendig [ist], um auf die mögliche Marktnachfrage nach einer solchen Kapazität eingehen zu können“* und dass *„ein solches Verfahren aus regelmäßigen Nachfrageanalysen – auf die eine strukturierte, auf der wirksamen unionsweiten Zusammenarbeit zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den nationalen Regulierungsbehörden beruhende Planungs- und Zuweisungsphase folgt – bestehen sollte“*. Ferner wird erläutert, dass *„jede Investitionsentscheidung, die nach der Analyse der marktseitigen Kapazitätsnachfrage getroffen wird, einer Wirtschaftlichkeitsprüfung unterzogen werden sollte, um die Wirtschaftlichkeit zu ermitteln“*. Hintergrund hierfür sei, dass die um Kapazität nachfragende Netznutzer die mit ihrer Nachfrage verbundenen Risiken selbst tragen sollen, um zu verhindern, dass *„gefangene“* Kunden dem Risiko solcher

Investitionen ausgesetzt sind.“ Eine solches Risiko besteht beispielsweise in der Erhöhung der allgemeinen Netzentgelte im Zusammenhang mit erfolgten Investitionen, wenn vermutete zukünftige Buchungen der neu geschaffenen Kapazität letztendlich nicht erfolgen.

Die FNB sind bei der Durchführung des Incremental-Verfahrens und der Bearbeitung der eingegangenen Marktnachfragen an die Vorgaben des NC CAM (einschließlich der Erwägungsgründe des NC CAM) gebunden. Die in den Stellungnahmen vermuteten höheren Buchungen wurden von den Stellungnehmenden nicht mit Belegen oder Studien begründet. Daher werden die getroffenen Annahmen für den Wirtschaftlichkeitstest, insbesondere die angenommenen Buchungen reservierter Kapazität sowie der f-Faktor, unverändert bleiben.

Die zuletzt von Energinet durchgeführte Bedarfsanalyse, die die Produktionsprognose der Tyra Plattform mit einbezieht, dessen Wartungsmaßnahmen im Sommer 2022 abgeschlossen sein soll, zeigt jedoch eine prognostizierte Nachfrage nach fester Kapazität in südlicher Richtung in einem Niveau von 1,5-2,5 GWh/h ab dem vierten Quartal 2022 auf.

3. In Erwägungsgrund 4 der VERORDNUNG (EU) 2017/459 DER KOMMISSION vom 16. März 2017 („NC CAM“) wird erläutert, dass die „Voraussetzung für einen effizienten Wettbewerb zwischen Lieferanten innerhalb und außerhalb der Union ist, dass sie die vorhandenen Fernleitungsnetze flexibel nutzen können, um Gas entsprechend der Preissignale zu transportieren. Nur ein gut funktionierender Verbund von Fernleitungsnetzen, der gleiche Zugangsbedingungen für alle bietet, ermöglicht einen ungehinderten Gasfluss innerhalb der Union.“

Auf der Grundlage der oben genannten Verpflichtungen, der Tatsache, dass die Reduzierung der Einspeisekapazität Ergebnis eines nationalen Prozesses war, der von Energinet durchgeführten Nachfragebewertung und der von den Marktteilnehmern während der Konsultation eingegangenen Stellungnahmen werden die beteiligten FNB die Nachfrage über das eingeleitete Verfahren für neu zu schaffende Kapazität hinaus berücksichtigen. Daher werden die beteiligten FNB - zumindest Energinet und GUD - bis zum 15. Dezember 2020 eine Vereinbarung darüber treffen, dass sie sich in angemessener Weise bemühen werden feste Einspeisekapazitäten aus dem dänischen Marktgebiet in Richtung THE anzubieten. Die beteiligten FNB werden die Kapazitätsnachfrage am IP Ellund bewerten und dabei auch die Kapazitätsnachfrage an anderen Einspeisepunkten in ihre Analysen einbeziehen.

5. Vorläufige Zeitplanung

Die oben beschriebenen Projekte werden nach Abschluss der Auktionen für Standardjahresprodukte im Juli 2021 eingeleitet. Betriebsbereitschaft aller technischen

Maßnahmen ist für den 1. Oktober 2027 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
10.08.2020		Veröffentlichung der Konsultationsdokumente
10.08.2020	10.09.2020	Öffentliche Konsultation
10.09.2020	08.10.2020	Planung der Angebotslevel durch die FNBs in enger Zusammenarbeit mit der nationalen Regulierungsbehörde
09.10.2020		Abgabe des Projektvorschlags an die nationale Regulierungsbehörde
09.10.2020	06.04.2021	Bearbeitung des Projektvorschlags durch die nationale Regulierungsbehörde
07.04.2021		Genehmigung und Veröffentlichung der notwendigen Parameter durch die nationale Regulierungsbehörde gemäß Art. 28 Abs. 1 NC CAM
08.04.2021	04.05.2021	Anpassung der Angebotslevel durch die FNBs an die Vorgaben der Regulierungsbehörde
05.05.2021		Veröffentlichung der genehmigten Parameter, der Kapazitätsprodukte und des Mustervertrags bzw. der Musterverträge für die im Rahmen des Netzausbauprojekts angebotene Kapazität
05.07.2021		Jahresauktion; nach Abschluss der Jahresauktion erfolgt die Wirtschaftlichkeitsprüfung

Tabelle 2: Vorläufige Zeitplanung Prozesszyklus Incremental Capacity

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 2022-2032) einfließen und im Szenariorahmen sowie bei der (nationalen) Modellierung berücksichtigt.

Hinsichtlich der technischen Maßnahmen im Netz der GUD liegt die folgende vorläufige Zeitplanung vor:

Teilprojekt	Start	Dauer	Beschreibung
Reversierung Verdichterstation Quarnstedt	Okt 23	3 Monate	Projektinitiierung
	Jan 24	4 Monate	Detail Engineering
	Mai 24	7 Monate	Anträge und Genehmigung
	Dez 24	4 Monate	Ausschreibung und Vergabe
	Dez 24	6 Monate	Bestellung/Lieferung
	Jun 25	6 Monate	Bauphase
	Dez 25		Inbetriebnahme
	Dez 25	4 Monate	Projektschluss / Fertigstellung
	Aug 21	3 Monate	Projektinitiierung

Loopleitung Heidenau - Achim	Nov 21	6 Monate	Detail Engineering
	Mai 22	18 Monate	Anträge und Genehmigung
	Nov 23	12 Monate	Ausschreibung und Vergabe
	Nov 23	12 Monate	Bestellung/Lieferung
	Dez 24	12 Monate	Bauphase
	Dez 25		Inbetriebnahme
	Dez 25	4 Monate	Projektschluss / Fertigstellung

Tabelle 3: Vorläufige Zeitplanung technische Maßnahmen

Neben den Ausbaumaßnahmen im GUD Netz sind zur Realisierung der neu zu schaffenden Kapazität weitere umfangreichen Ausbaumaßnahmen notwendig (siehe 1 Projektvorschlag). Details zu den initialen Zeitplänen der technischen Projekte sind in den veröffentlichten Projektanträgen zu finden.¹

6. Ergänzende Geschäftsbedingungen

Ein Entwurf der Ergänzenden Geschäftsbedingungen (EGB) ist dem Dokument als Anlage 2 beigelegt. Die EGB finden nur auf der deutschen Seite der Grenze Anwendung.

7. Elemente IND und RP gemäß NC TAR

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

8. f-Faktor

Gemäß Art. 27 (3) NC CAM umfasst die Genehmigung des Projektantrags unter anderem die Angaben zum Umfang der Nutzerzusagen, ausgedrückt als eine Schätzung des gemäß Art. 23 angewandten f-Faktors.

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;

¹ Download unter: <https://www.fnb-gas-capacity.de/zyklen/incremental-capacity-zyklus-2019-2021/genehmigung-veroeffentlichung/> (Projektantrag Polen (TGPS) - THE; Projektantrag Russische Föderation - THE (Lubmin II); Projektantrag Russische Föderation -THE (Greifswald); Projektantrag TTF - THE)

- 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 NCCAM hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Erhöhung der Transparenz ein Berechnungstool erstellt und veröffentlicht (nachfolgend als „BNetzA-Tool“ bezeichnet²). Die Parameter des ausgefüllten BNetzA-Tools mit den Daten zu dem hier betrachteten Angebotslevel ist dem Dokument 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 Kapazität angeboten wurde, gemäß Art. 22 (1) lit. (a) zum Barwert aller erwarteten Zusagen von Netznutzern zur Kontrahierung der jeweiligen Kapazität.

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

Die aktuelle Prognose des Referenzpreises zum Zeitpunkt der Erstellung des Konsultationsdokuments war dem Entwurf der BNetzA-Entscheidung REGENT 2021 zu entnehmen. Der veröffentlichte Referenzpreis des Marktgebiets THE für das Jahr 2023 betrug 3,78 €/kWh/h/Jahr.

Die mit Beschluss der Festlegung REGENT 2021 am 11. September 2020 veröffentlichte aktuelle Prognose des Referenzpreises des Marktgebiets THE für das Jahr 2023 beträgt 3,73 €/kWh/h/Jahr. Dieser Referenzpreis wurde bei der Erstellung des Projektantrags auf Bitte der BNetzA verwendet. Der Referenzpreis wird lediglich für den Wirtschaftlichkeitstest herangezogen und wird kein Vertragsbestandteil.

Die Annahmen in Bezug auf die Buchung der neuen Kapazität sind nachfolgend erläutert.

Der vorgeschlagene f-Faktor wurde wie folgt ermittelt:

² Zu finden unter:

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

Die am Projekt beteiligten FNB gehen zunächst grundsätzlich davon aus, dass in der Jahresauktion im Juli 2021 die für den Zeitraum 2027/28 bis 2041/42 angebotene neu zu schaffende Kapazität in Höhe von 2.000.000 kWh/h vollständig gebucht wird, auch um den entsprechenden Wirtschaftlichkeitstest des Projekts zu bestehen.

- a) Die 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 Angebotslevel enthaltene neu zu schaffende technische Kapazität beträgt 500.000 kWh/h.

Die beteiligten FNB gehen nicht davon aus, dass die zurückgehaltene feste Kapazität zu einem späteren Zeitpunkt in nennenswerter Höhe gebucht wird.

In einer Analyse der zukünftigen Versorgungslage in Dänemark in den Jahren 2019 bis 2040³ kommt der dänische Netzbetreiber Energinet zum Ergebnis, dass ab dem Jahr 2023 ca. 1,0 bcm für den Export Richtung Deutschland bilanziell zur Verfügung steht. Diese Menge sinkt in der Prognose bis 2038 auf 0 bcm ab. Da nach Annahme der beteiligten FNB in der Jahresauktion 2021 die angebotenen neu zu schaffende Kapazität in Höhe von 2.000.000 kWh/h vollständig kontrahiert wird, wäre die im Juli 2021 gebuchte neu zu schaffende Kapazität bis 2038 ausreichend, um die bilanziell ermittelte Exportprognose Richtung Deutschland abzudecken. Wohlwissend, dass diese Prognose nicht unmittelbar mit konkreten Kapazitätsbuchungen zu vergleichen ist. Nach Auffassung der am Projekt beteiligten FNB wird mit der Fertigstellung der Baltic Pipe im Jahr 2022, welche die Europipe II über Dänemark mit Polen verbindet, der Anreiz zu einer signifikanten Buchung der reservierten Kapazität deutlich geschwächt. Gemäß den Schlussfolgerungen der beteiligten FNB würden Buchungen der reservierten Kapazität nur in beschränktem Umfang erfolgen, wenn sich Arbitragemöglichkeiten zwischen den Marktgebieten DK und THE kurzfristig ergeben und eine Nutzung von bereits gebuchter Kapazität auf der Baltic Pipe zum Weitertransport nach Deutschland kostengünstiger ist, als eine Buchung der Einspeisekapazität am Terminal Dornum (Anlandestelle der Europipe II in Deutschland).

Die am Projekt beteiligten FNB gelangen aufgrund der genannten Gründe zu der Annahme, dass mit keinen nennenswerten Buchungen der zurückgehaltenen Kapazität zu rechnen ist. Diese werden entsprechend mit 0 kWh/h angesetzt.

Im Zuge des Konsultationsprozesses wurden durch den Markt keine stichhaltigen Argumente für eine Anpassung der Prognose bereitgestellt.

³ Vgl. hierzu REPORT SECURITY OF GAS SUPPLY 2019, S.35 ff., veröffentlicht von Energinet.

- b) Weitere, nennenswerte positive oder negative externe Effekte des Projektes sind den beteiligten FNB nicht bekannt.
- c) Gemäß Artikel 11 Abs. 3 NC CAM können Angebotslevel für neu zu schaffende Kapazität im Rahmen der Jahresauktionen für einen Zeitraum von maximal 15 Jahren ab Beginn der betrieblichen Nutzung angeboten werden.

Für den Zeitraum von 2027/28 bis 2041/42 wird – wie bereits beschrieben – angenommen, dass die in der Jahresauktion 2021 angebotenen neu zu schaffende Kapazität vollständig ausgebucht wird.

Der Beginn der betrieblichen Nutzung ist für das Jahr 2027 vorgesehen. Die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlagen wurde entsprechend der regulatorischen und gewöhnlichen Abschreibungsdauern angesetzt. Die beschriebene Investition bezieht sich zum größten Teil auf die Errichtung von Ferngasleitungen. Die regulatorische sowie gewöhnliche Nutzungsdauer für Ferngasleitungen beträgt gemäß Anlage 1 zum § 6 (5) GasNEV 55 Jahre. Der Beginn der betrieblichen Nutzung ist für 2027 vorgesehen, die letzten Abschreibungen fallen somit im Jahr 2082 an. Für den Zeitraum von 2042/43 bis 2081/82 und auch darüber hinaus wird angenommen, dass keine nennenswerte Buchung der neu geschaffenen Kapazität erfolgen wird. Neben den unter a) genannten Gründen ist hier zusätzlich der deutliche Rückgang der Produktion des Tyra-Felds zu nennen⁴, so dass nach Auffassung der am Projekt beteiligten FNB in diesem Zeitraum nur kurzfristige Buchungen in Abhängigkeit von Arbitrage-Möglichkeiten erfolgen werden.

Im Zuge des Konsultationsprozesses wurden durch den Markt keine stichhaltigen Argumente für eine Anpassung der Prognose bereitgestellt.

- d) Das maßgebliche Jahr für die Bestimmung des Zeithorizonts der wirtschaftlichen Nutzungsdauer und der Wirtschaftlichkeitsprüfung ist 2082. Für den Zeitraum ab 2042/43 wurden keine Buchungen berücksichtigt.

Der auf Basis der geschilderten Annahmen mittels BNetzA-Tool bestimmte und hiermit vorgeschlagene f-Faktor für das Angebotslevel beträgt 1,0.

9. Wirtschaftlichkeitstest

Da in diesem Zyklus für neu zu schaffende Kapazität sechs Projekte für neu zu schaffende frei zuordenbare Kapazität betrachtet werden, gibt es wie beschrieben umfassende Überschneidungen der Maßnahmen, die notwendig sind, um die Kapazität an den unterschiedlichen Marktraumgrenzen anbieten zu können. Daher ist eine Einzelbetrachtung

⁴ Vgl. hierzu REPORT SECURITY OF GAS SUPPLY 2019, S.35 ff., veröffentlicht von Energinet.

der Anfragen mit den dazugehörigen Maßnahmen nicht zielführend. Das Vorgehen, auf das sich die FNB verständigt haben, um alle möglichen Buchungsszenarien abzubilden, wird im Folgenden beschrieben.

Insgesamt wird im aktuellen Zyklus neu zu schaffende Kapazität an fünf Marktraumgrenzen nachgefragt. Folglich können im aktuellen Zyklus für folgende Projekte Angebotslevel gebucht werden:

1. Polen TGPS
2. Russische Föderation (in einem alternativen Zuweisungsmechanismus)
3. Niederlande
4. Russische Föderation/Greifswald (Kapazitätupgrade)
5. Russische Föderation/Lubmin II (Kapazitätupgrade)
6. Dänemark

Für jedes dieser sechs Projekte existiert ein Angebotslevel. 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 an der Marktraumgrenze RU-THE 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 47 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 24 Szenarien von Kombinationen mit Anfragen an den anderen Marktraumgrenzen. Jedes dieser Szenarien hat folgende spezifischen Bestandteile, welche in der Anlage 3 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 47 Buchungsszenarien eingetreten ist, um in der Folge die

drei oben aufgeführten Bestandteile in das Tool zur Wirtschaftlichkeitsberechnung einzutragen.

10. Nach Fristablauf eingegangene unverbindliche Marktnachfragen

Nach dem Fristablauf ist eine weitere unverbindliche Marktnachfrage eingegangen. Entsprechend der Teilnahmebedingungen für den Prozess für neu zu schaffende Kapazität der betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber und entsprechend der in Artikel 26 Absatz 7 der Verordnung (EU) 2017/459 (NC CAM) genannten Vorgaben wird diese unverbindliche Nachfrage im aktuellen Prozess nicht berücksichtigt, sondern in der nächsten geplanten Marktanalyse, die nach der Jahresauktion 2021 starten wird.

11. Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur

Besondere negative oder positive Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden deutschen Gasinfrastruktur werden nicht erwartet.

12. Genehmigungsantrag

Energinet, OGE und GUD beantragen bei der *Bundesnetzagentur* und dem *Danish Utility Regulator* die Genehmigung der aufgeführten Inhalte für die Fortsetzung der Durchführung des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazitäten gem. NC CAM.

III. Kontaktdaten

Energinet Gas TSO A/S

Christian Rutherford

T.: +45 (0) 23338908
CRU@energinet.dk

**Gasunie Deutschland Transport
Services GmbH**

Kerstin Kiene

Tel.: +49 511 640 607 2076
Kerstin.Kiene@gasunie.de

Open Grid Europe GmbH

Tobias Happle

Tel.: + 49 201 3642 12514
Tobias.Happle@oge.net

Anlage 1 Szenario-Matrix

1: Wirtschaftlichkeitstest wurde bestanden

leere Zelle: Wirtschaftlichkeitstest wurde nicht bestanden

Szenario	Dänemark	Russland	Niederlande	Greifswald Upgrade	Lubmin II Upgrade	Polen Mallnow
1	1					
2a			1			
2b		1	1			
3				1		
4					1	
5						1
6a	1		1			
6b	1	1	1			
7	1			1		
8	1				1	
9	1					1
10a			1	1		
10b		1	1	1		
11a			1		1	
11b		1	1		1	
12a			1			1
12b		1	1			1
13				1	1	
14				1		1
15					1	1
16a	1		1	1		
16b	1	1	1	1		
17	1			1	1	
18	1				1	1
19a	1		1		1	
19b	1	1	1		1	
20a	1		1			1
20b	1	1	1			1
21	1			1		1
22a			1	1	1	
22b		1	1	1	1	
23a			1		1	1
23b		1	1		1	1

Szenario	Dänemark	Russland	Niederlande	Greifswald Upgrade	Lubmin II Upgrade	Polen Mallnow
24a			1	1		1
24b		1	1	1		1
25				1	1	1
26a	1		1	1	1	
26b	1	1	1	1	1	
27	1			1	1	1
28a	1		1		1	1
28b	1	1	1		1	1
29a	1		1	1		1
29b	1	1	1	1		1
30a			1	1	1	1
30b		1	1	1	1	1
31a	1		1	1	1	1
31b	1	1	1	1	1	1

Anlage 2 Ergänzende Geschäftsbedingungen (EGB) für die deutsche Seite der Grenze

Ergänzende Geschäftsbedingungen der XXX für neu zu schaffende Kapazitäten ab dem XX.XX.XXXX

Diese Ergänzenden Geschäftsbedingungen regeln zu den AGB der XXX („Fernleitungsnetzbetreiber“) in der Fassung vom XX.XX.XXXX (nachfolgend „AGB“) ergänzende sowie abweichende Bestimmungen für die Vermarktung von neu zu schaffenden Kapazitäten im Sinne des Art. 3 Ziffer 1 der Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 (nachfolgend „NC CAM“).

§ 1 Allgemeines, Anwendungsbereich

1. Der Fernleitungsnetzbetreiber hat auf der Grundlage einer Marktnachfrageanalyse die Projekte für neu zu schaffende Kapazität gemäß den Vorgaben der Art. 27 ff. NC CAM geplant und konsultiert. Die Bundesnetzagentur hat diese Projekte gemäß Art. 28 NC CAM genehmigt und die entsprechenden Beschlüsse veröffentlicht. Die neu zu schaffenden Kapazitäten werden gemäß Art. 29 NC CAM zusammen mit der jeweils verfügbaren Kapazität („Bestandskapazität“) in der jährlichen Auktion für Jahreskapazität als gebündelte Standardprodukte im Rahmen abgestimmter Angebotslevel angeboten.
2. Diese Ergänzenden Geschäftsbedingungen finden auf alle Ein- oder Ausspeiseverträge Anwendung, die neu zu schaffenden Kapazitäten enthalten. Sofern ein Ein- oder Ausspeisevertrag sowohl neu zu schaffende Kapazität als auch Bestandskapazität enthält, finden diese Ergänzenden Geschäftsbedingungen ebenfalls auf diese Bestandskapazität Anwendung.
3. Sofern in diesen Ergänzenden Geschäftsbedingungen keine ergänzenden und / oder zu den AGB abweichenden Regelungen getroffen werden, gelten im Übrigen für neu zu schaffenden Kapazitäten die AGB des Fernleitungsnetzbetreibers.

§ 2 Vertragsschluss

1. Der Ein- oder Ausspeisevertrag hinsichtlich neu zu schaffenden Kapazitäten zwischen dem Transportkunden und dem Fernleitungsnetzbetreiber kommt mit der Zuteilung gemäß § 1 Ziffer 2 AGB mit der Maßgabe zustande, dass die Zuteilung gemäß Art. 17 Absatz 21 Satz 3 NC CAM für das Angebotslevel erfolgt, bei dem die größte Kapazitätsmenge angeboten wird, bei

der die Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Art. 22 Absatz 3 NC CAM zu einem positiven Ergebnis führte.

2. Der Fernleitungsnetzbetreiber wird die Zuteilung gemäß Art. 11 Abs. 10 NC CAM bekannt geben.

§ 3 Entgelte

1. Die Entgelte im Sinne des § 25 AGB sind die nach den regulatorischen Vorgaben zukünftig gebildeten oder von den Regulierungsbehörden zukünftig genehmigten Entgelte, sowie die sonstigen in § 25 Ziffer 1 der AGB genannten Entgelte bzw. Entgeltbestandteile, inklusive eines etwaigen Auktionsaufschlages, eines etwaigen Mindestaufschlages gem. Art. 33 Verordnung (EU)2017/460 der Kommission vom 16.03.2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen sowie etwaigen zukünftigen Umlagen, die im Leistungszeitraum des Ein- bzw. Ausspeisevertrages nach Maßgabe des auf der Internetseite des Fernleitungsnetzbetreibers veröffentlichten Preisblattes gelten werden. Der Leistungszeitraum ist dabei der Zeitraum, für den die vertraglichen Rechte und Pflichten des Fernleitungsnetzbetreibers und des Transportkunden gemäß § 3 und § 4 der AGB des Fernleitungsnetzbetreibers gelten.

2. Im Rahmen der Auktion wird das zum Zeitpunkt dieser Auktion aktuelle, nach den regulatorischen Vorgaben gebildete spezifische Kapazitätsentgelt verwendet. Die Verwendung des spezifischen Kapazitätsentgelts nach Satz 1 ist jedoch im Rahmen der Auktion keine Vereinbarung über das Kapazitätsentgelt im Leistungszeitraum des Ein- oder Ausspeisevertrages und enthält keinen Hinweis auf die Höhe der für den Leistungszeitraum des Ein- oder Ausspeisevertrages tatsächlich vereinbarten und abzurechnenden Entgelte nach Ziffer 1. Die spezifischen Kapazitätsentgelte werden jeweils für den Leistungszeitraum des Ein- und Ausspeisevertrages vom 1.10. bis 31.12 eines jeweiligen Jahres und vom 1.1. bis 30.9. eines jeweiligen Jahres anhand der nach jeweils anwendbaren regulatorischen Vorgaben zukünftig gebildeten oder von der Regulierungsbehörde genehmigten Entgelte vereinbart. Die Veröffentlichung neuer Entgelte beinhaltet daher keine Preisanpassung im Sinne des § 25 Ziffer 3 Satz 1 und Ziffer 4 AGB. Abweichend zu Satz 1 wird ein etwaiger Auktionsaufschlag mit Zuteilung im Rahmen der Auktion vereinbart.

3. Abweichend von § 25 Abs. 4 AGB ist der Transportkunde berechtigt, den Ein- oder Ausspeisevertrag nach der Veröffentlichung des gemäß Ziffer 1 gebildeten und vereinbarten spezifischen Kapazitätsentgelts, das für den jeweiligen Leistungszeitraum des Ein- oder Ausspeisevertrages wirksam ist, für den nachfolgenden Leistungszeitraum mit einer Frist von 10 Werktagen zum jeweiligen Beginn des nachfolgenden Leistungszeitraums zu kündigen, sofern das gemäß Ziffer 1 gebildete und vereinbarte spezifische Kapazitätsentgelt die für den

Leistungszeitraum ausgewiesene Entgelthöchstgrenze gemäß Anlage 1 dieser EGB übersteigt („Sonderkündigungsrecht“). Das Sonderkündigungsrecht gemäß Satz 1 besteht ausschließlich in Bezug auf den jeweiligen Leistungszeitraum des Ein- oder Ausspeisevertrages gemäß Ziffer 1, für den die veröffentlichten Entgelte gelten.

4. Der Transportkunde kann den jeweiligen Ein- oder Ausspeisevertrag bezogen auf den jeweils kündbaren Leistungszeitraum gemäß Ziffer 3 ganz oder der Höhe der Kapazitätsbuchung nach teilweise kündigen. Eine teilweise Kündigung nach Satz 1 ist nur als einheitliche Verminderung der ursprünglich gebuchten Kapazität für den jeweiligen Leistungszeitraum zulässig.

§ 4 Rechte und Pflichten des Fernleitungsnetzbetreibers und des Transportkunden

1. Der Fernleitungsnetzbetreiber wird die wirtschaftlich vertretbaren Maßnahmen ergreifen, um
 - a. sicherzustellen, dass die dem Transportkunden zugeteilten neu zu schaffenden Kapazitäten rechtzeitig zum Leistungszeitraum des Ein- oder Ausspeisevertrages verfügbar gemacht werden, und
 - b. die Inbetriebnahme der Infrastruktur für die neu zu schaffenden Kapazitäten mit angrenzenden Netzbetreibern soweit erforderlich abzustimmen.
2. Bei der Beurteilung der wirtschaftlichen Vertretbarkeit im Sinne der Ziffer 1 sind insbesondere die erforderlichen öffentlich-rechtlichen Genehmigungen, Auflagen, Nebenbestimmungen und Hinweise der zuständigen Behörden, die regulatorischen Rahmenbedingungen, sowie die üblichen, auf der Grundlage der Rechtsprechung entwickelten Grundsätze zu Entschädigungsleistungen für Eigentümer und Nutzungsberechtigte zu berücksichtigen.
3. Sofern sich im Verlaufe desjenigen Netzausbaus, der im Verantwortungsbereich des Fernleitungsnetzbetreibers liegt, herausstellt, dass die neu zu schaffenden Kapazitäten an dem Kopplungspunkt nicht zum Beginn des Leistungszeitraums des Ein- oder Ausspeisevertrages, sondern erst zu einem späteren Zeitpunkt bereitgestellt werden können, reduzieren sich die gebuchten Ein- und Ausspeiseverträge gem. GasNZV § 18 anteilig auf den Teil der Bestandskapazität, sofern der betroffene Ein- oder Ausspeisevertrag sowohl neu zu schaffende Kapazität als auch Bestandskapazität enthält. Unverzüglich nachdem der Fernleitungsnetzbetreiber gesichertes Kenntnis über eine Verzögerung erlangt hat, wird er den Transportkunden in Textform informieren und mitteilen, wann die neu zu schaffenden Kapazitäten bereitgestellt werden können und in welchem Umfang die gebuchten Bestandskapazitäten zum Beginn des Leistungszeitraums des Ein- oder Ausspeisevertrages zur Verfügung stehen. Während der Verzögerung ruhen sowohl die Pflichten des

Fernleitungsnetzbetreibers, neu zu schaffende Kapazitäten zur Verfügung zu stellen, als auch die Pflichten des Transportkunden, Entgelte für den von der Verzögerung betroffenen Anteil des Ein- oder Ausspeisevertrags zu zahlen. Sofern die Verzögerung vom Fernleitungsnetzbetreiber nicht zu vertreten ist, ist der Transportkunde verpflichtet, frühestmöglich an den Auktionen teilzunehmen, um unmittelbar anschließend an die initiale Vermarktungsperiode gem. NC CAM Artikel 11 Abs. 3 Satz 2 der neu zu schaffenden Kapazitäten die Standardkapazitätsprodukte am betroffenen Kopplungspunkt zu buchen, wie sie dem Umfang und dem Zeitraum der von der Verzögerung betroffenen Ein- bzw. Ausspeiseverträgen entsprechen. Die Verpflichtung des Transportkunden gilt auch als erfüllt, wenn einem Dritten die neu zu schaffenden Kapazitäten zugewiesen werden. Darüber hinausgehende Ansprüche der Parteien untereinander sind ausgeschlossen.

4. Für den Fall, dass Kapazitäten an Kopplungspunkten, die dem jeweiligen Kopplungspunkt des Fernleitungsnetzbetreibers vor- bzw. nachgelagert sind, zum Beginn des vereinbarten Leistungszeitraums nicht zur Verfügung stehen, bleibt der Transportkunde zur Vertragserfüllung verpflichtet. Dies umfasst insbesondere die Zahlung der im Ein- oder Ausspeisevertrag vereinbarten Entgelte. Der Transportkunde ist in diesem Fall nicht berechtigt, vom Ein- oder Ausspeisevertrag zurückzutreten oder diesen anderweitig zu beenden. Die vor- bzw. nachgelagerten Kapazitäten an Kopplungspunkten im Sinne dieser Ziffer 4 Satz 1 umfassen ebenfalls die Kapazitäten auf der anderen Seite des jeweiligen Kopplungspunktes, an dem gebündelt vermarktet wird. In diesem Fall gilt die Verpflichtung des Transportkunden zur Vertragserfüllung abweichend zu § 8 Ziffer 6 der AGB.

5. In Bezug auf Ziffer 3 und Ziffer 4 gilt insbesondere, dass der Transportkunde nicht berechtigt ist, sich auf § 313 BGB (Störung der Geschäftsgrundlage) bzw. § 314 BGB (Kündigung von Dauerschuldverhältnissen aus wichtigem Grund) oder § 31 Abs. 5 AGB (Aussetzung oder Anpassung von Vertragspflichten) zu berufen.

Anlage 3 Parameter des Wirtschaftlichkeitstests je Szenario

Ergebnis des Wirtschaftlichkeitstests für das Projekt...

Szenario	Dänemark	Russland	Niederlande	Greifswald Upgrade	Lubmin II Upgrade	Polen Mallnow	Barwert der Erhöhung der EOG in EUR	Mindest-aufschlag in EUR/kWh/h/a	f-Faktor
1	1						734.887.335	39,52	1
6a	1		1				311.945.009	14,63	1
6b	1	1	1				311.945.009	14,63	1
7	1			1			282.798.943	12,92	1
8	1				1		327.784.240	15,57	1
9	1					1	314.639.942	14,79	1
16a	1		1	1			242.134.740	10,52	1
16b	1	1	1	1			242.134.740	10,52	1
17	1			1	1		248.603.005	10,91	1
18	1				1	1	231.228.942	9,88	1
19a	1		1		1		265.797.580	11,92	1
19b	1	1	1		1		265.797.580	11,92	1
20a	1		1			1	242.952.517	10,57	1
20b	1	1	1			1	242.952.517	10,57	1
21	1			1		1	222.086.012	9,34	1
26a	1		1	1	1		197.019.173	7,87	1
26b	1	1	1	1	1		197.019.173	7,87	1
27	1			1	1	1	185.689.156	7,20	1
28a	1		1		1	1	205.806.081	8,39	1
28b	1	1	1		1	1	205.806.081	8,39	1
29a	1		1	1		1	204.790.859	8,33	1
29b	1	1	1	1		1	204.790.859	8,33	1
31a	1		1	1	1	1	189.649.163	7,44	1
31b	1	1	1	1	1	1	189.649.163	7,44	1