Konsultationsdokument

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

10. August 2020

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

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
Germany

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

Inhaltsverzeichnis

I. Einleitung 4
II. Maßnahmen auf der deutschen Seite der Marktraumgrenze 6
1. Projektvorschlag 6
2. Angebotslevel 10
3. Alternative Zuweisungsmechanismen 11
4. Vorläufige Zeitplanung 11
5. Ergänzende Geschäftsbedingungen 12
6. Elemente IND und RP gemäß NC TAR 12
7. f-Faktor 12
8. Wirtschaftlichkeitstest 15
9. Nach Fristablauf eingegangene unverbindliche Marktnachfragen 16
10. Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur 16
III. Kontaktdaten 17

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entry Trading Hub Europe 4
Abbildung 2: Exit dänisches Marktgebiet 4
Abbildung 3: Entry Trading Hub Europe unter Berücksichtigung der Marktgebietszusammenlegung 5
Abbildung 4: Ausbaumaßnahmen für das Maximalszenario 7
Abbildung 5: Ausbauroute 8

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Angebotslevel 11
Tabelle 2: Vorläufige Zeitplanung 11

Anlagenverzeichnis

Anlage 1 Szenario-Matrix 18
Anlage 2 Ergänzende Geschäftsbedingungen (EGB) 20
Anlage 3 Parameter des Wirtschaftlichkeitstests je Szenario 24

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. Wie im Bericht zur Marktnachfrageanalyse 2019 (veröffentlicht am 21. Oktober 2019) aufgezeigt wurde, besteht auf der deutschen Seite dieser Marktraumgrenze ein Bedarf an neu zu schaffender Kapazität.

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

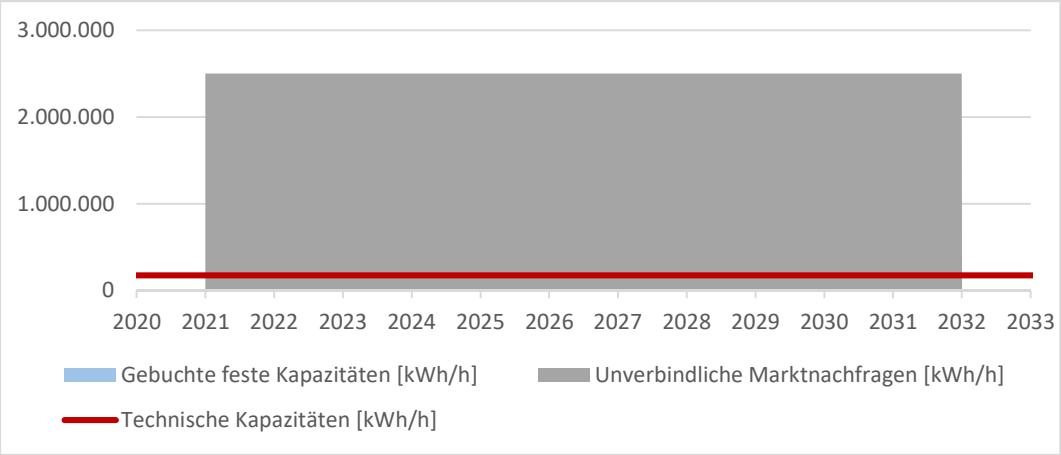

Abbildung 1: Entry Trading Hub Europe

Wie die obige Grafik deutlich zeigt, übersteigt die angefragte neu zu schaffende Kapazität die technisch verfügbare Kapazität an der Marktraumgrenze.

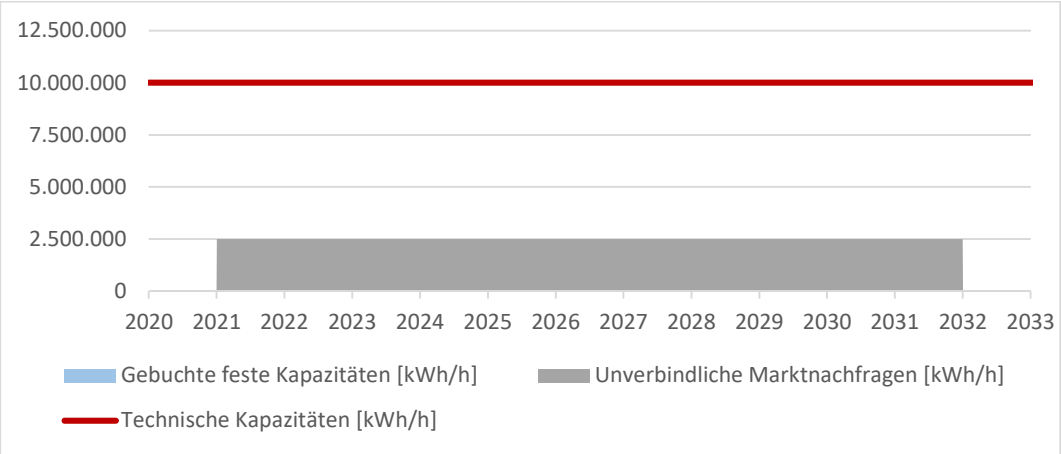

Abbildung 2: Exit dänisches Marktgebiet

Wie die obige Grafik deutlich zeigt, sind auf der dänischen Seite der Marktraumgrenze ausreichend Kapazitäten verfügbar.

Schlussfolgerung des Marktnachfrageberichts war es daher, dass Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD) und Open Grid Europe GmbH (OGE) ein Projekt zur Schaffung neuer Kapazität starten werden. energinet Gas TSO A/S (energinet) wird kein Projekt zur Schaffung von neuer Kapazität initiieren.

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 an anderen Marktraumgrenze eingegangen. Die verschiedenen Kombinations-möglichkeiten der Anfragen führen zu einer Vielzahl von Modellierungsvarianten, die als Basis der technischen Studien durchgeführt werden mussten. Hieraus resultierten die Anpassung des ursprünglichen Zeitplans und die Verschiebung der Konsultation des vorliegenden Papiers.

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 Marknachfragebericht 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 ein Bedarf an neu zu schaffender Kapazität in der Höhe von 2.500.000 kWh/h. Folgendes neues Bild entsteht:

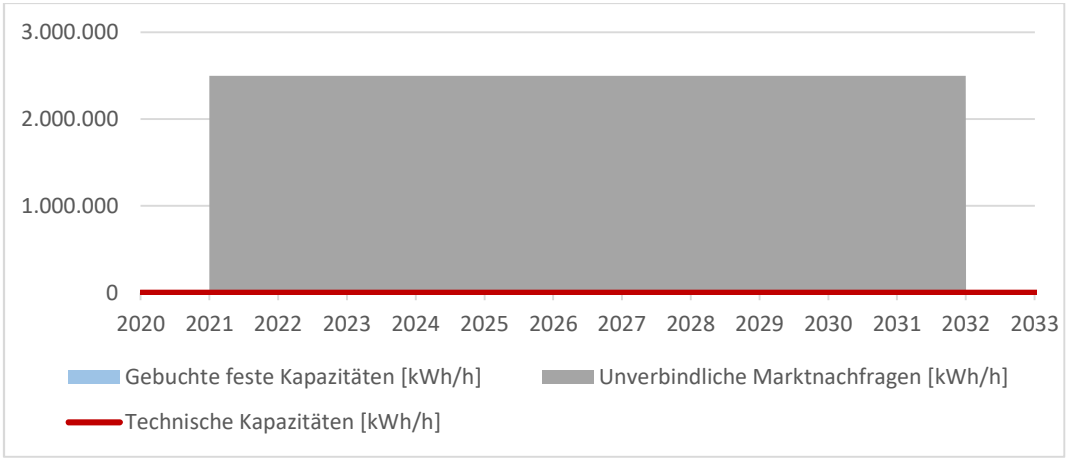

Abbildung 3: Entry Trading Hub Europe unter Berücksichtigung der Marktgebietszusammenlegung

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. Nach dem Abschluss der technischen Studien haben die betroffenen FNB den Prozess der Ausgestaltung der

koordinierten Angebotslevel zur Vermarktung der gebündelten Kapazitätsprodukte inklusive identifizierter neu zu schaffender Kapazität begonnen.

Der vorliegende Konsultationsbericht ist ein gemeinsamer Bericht von OGE und GUD. Alle notwendigen Konsultationselemente werden in diesem Bericht beschrieben und berücksichtigt.

II. Maßnahmen auf der deutschen Seite der Marktraumgrenze

1. Projektvorschlag

Insgesamt wurden in den technischen Studien des vorliegenden Zyklus für neu zu schaffende Kapazität 63 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 4 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 CO_2-Kosten enthalten.

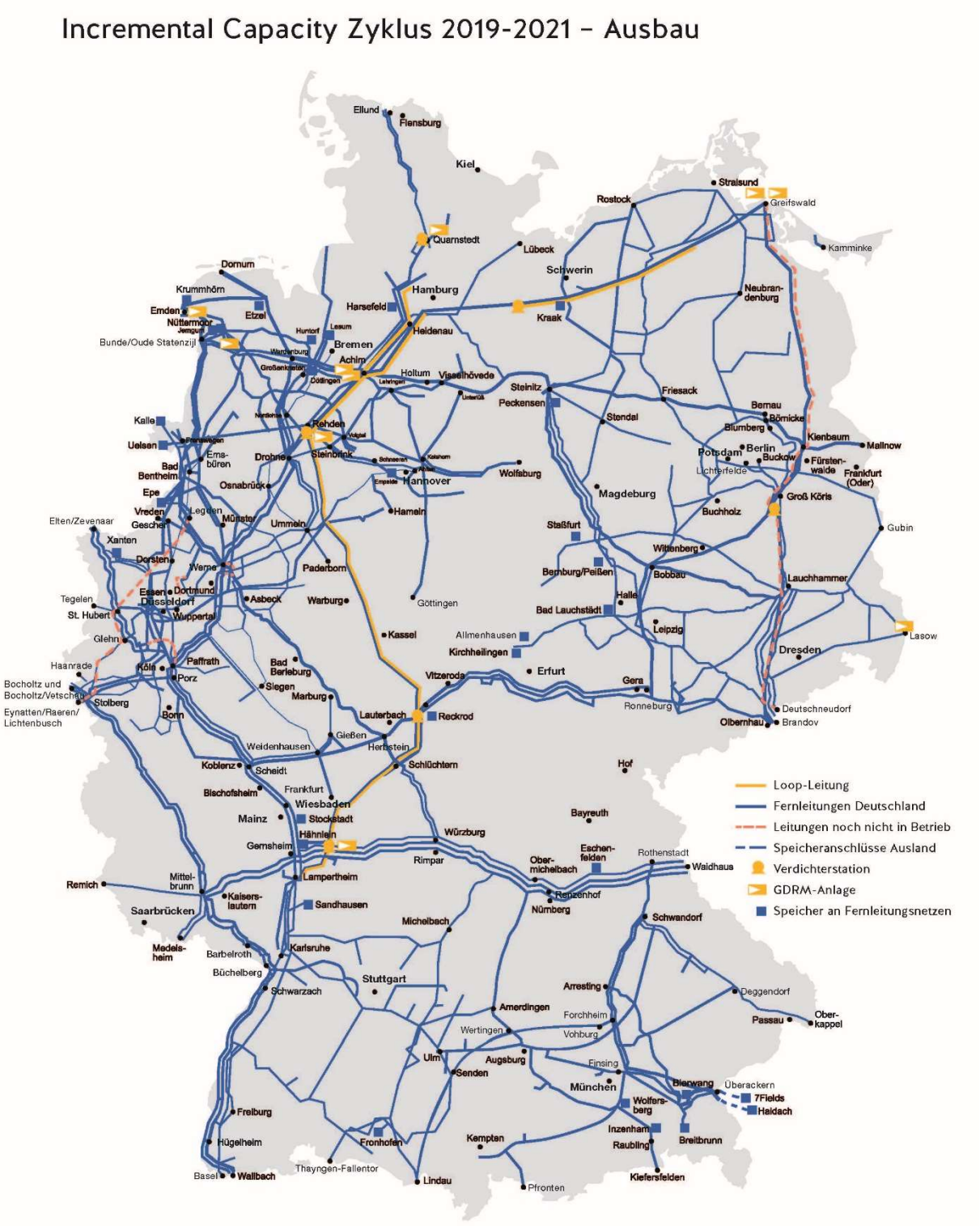

Abbildung 4: Ausbaumaßnahmen für das Maximalszenario

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.

Abbildung 5: Ausbauroute

Bei der orange gekennzeichneten Transportroute 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 zwei 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. 64 Mio. Euro. In Summe betragen die zusätzlichen Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 64 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. 261 Mio. Euro. In Rehden ist zusätzlich eine GDRM-Anlage mit einer Anlagenleistung von 2,2 Mio. Nm^3/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. Nm^3/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 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 Sprung-investitionen, 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 (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 in voller Höhe gebündelt mit den Kapazitäten der energinet angeboten.

3. Alternative Zuweisungsmechanismen

Entfällt.

4. 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	06.10.2020	Planung der Angebotslevel durch die FNBs in enger Zusammenarbeit mit der nationalen Regulierungsbehörde
07.10.2020		Abgabe des Projektvorschlags an die nationale Regulierungsbehörde
07.10.2020	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

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.

5. Ergänzende Geschäftsbedingungen

Ein Entwurf der Ergänzenden Geschäftsbedingungen (EGB) ist diesem Konsultationsdokument als Anlage 2 beigefügt.

6. Elemente IND und RP gemäß NC TAR

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

7. f-Faktor

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

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

a) die Menge an technischer Kapazität, die gemäß Art. 8 (8) und (9) zurückgehalten wird;

b) die positiven externen Effekte des Projekts für neu zu schaffende Kapazität auf den Markt oder das Fernleitungsnetz oder beides;

c) die Laufzeit der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für die angefragte Kapazität im Vergleich zu der wirtschaftlichen Lebensdauer der Anlage;

d) das voraussichtliche Fortbestehen der Nachfrage nach der Kapazität, die durch das Projekt für neu zu schaffende Kapazität geschaffen wird, nach dem Ende des bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung zugrunde gelegten Zeithorizonts.

Für die Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Art. 22 NC CAM hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Erhöhung der Transparenz ein Berechnungstool erstellt und veröffentlicht (nachfolgend als „BNetzA-Tool“ bezeichnet[1]). Die Parameter des ausgefüllten BNetzA-Tools mit den Daten zu dem hier betrachteten Angebotslevel ist diesem Konsultationsdokument als Anlage beigefügt.

[1] Zu finden unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/IncrementalCapacity/IncrementalCap_node.html

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) NC CAM der aktuellste derzeit bekannte Referenzpreis angesetzt und bis zum jeweiligen Jahr fortgeschrieben. Da bei der Ermittlung der Erhöhung der Erlösobergrenze 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 ist der im Entwurf der BNetzA-Entscheidung REGENT 2021 veröffentlichte Referenzpreis des Marktgebiets THE für das Jahr 2023 in Höhe von 3,78 €/(kWh/h)/ Jahr. Dieser 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:

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 2040[2] 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

[2] Vgl. hierzu REPORT SECURITY OF GAS SUPPLY 2019, S.35 ff., veröffentlicht von energinet.

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 geschmälert. Gemäß den Schlussfolgerungen der beteiligten FNB würden Buchungen der reservierten Kapazität nur in beschränktem Umfang erfolgen, wenn sich Arbitrage-Möglichkeiten 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.

Die beteiligten FNB bitten den Markt um Stellungnahme, sofern dieser über Informationen verfügt, die eine andere Einschätzung der Buchung der Kapazität nachvollziehbar begründen.

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 nennen[3], so dass nach Auffassung der am Projekt beteiligten FNB in diesem Zeitraum nur kurzfristige Buchungen in Abhängigkeit von Arbitrage-Möglichkeiten erfolgen werden.

Die beteiligten FNB bitten den Markt um Stellungnahme, sofern dieser über Informationen verfügt, die eine andere nachvollziehbare Einschätzung der Buchung der Kapazität begründen.

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.

8. 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 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 GCP
2. Polen TGPS
3. Russische Föderation/Niederlande (in einem alternativen Zuweisungsmechanismus kombiniert)
4. Russische Föderation/Greifswald (Kapazitätsupgrade)
5. Russische Föderation/Lubmin II (Kapazitätsupgrade)
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

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

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 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 63 Buchungsszenarien eingetreten ist, um in der Folge die drei oben aufgeführten Bestandteile in das Tool zur Wirtschaftlichkeitsberechnung einzutragen.

9. 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.

10. Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur

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

III. Kontaktdaten

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	Polen GCP
1	1					
2		1				
3			1			
4				1		
5					1	
6						1
7	1	1				
8	1		1			
9	1			1		
10	1				1	
11	1					1
12		1	1			
13		1		1		
14		1			1	
15		1				1
16			1	1		
17			1		1	
18			1			1
19				1	1	
20				1		1
21					1	1
22	1	1	1			
23	1		1	1		
24	1			1	1	
25	1				1	1
26	1	1		1		
27	1	1			1	
28	1	1				1
29	1		1		1	
30	1		1			1
31	1			1		1
32		1	1	1		
33		1		1	1	
34		1			1	1

Szenario	Dänemark	Russland/ Niederlande	Greifswald Upgrade	Lubmin II Upgrade	Polen Mallnow	Polen GCP
35		1	1		1	
36		1	1			1
37		1		1		1
38			1	1	1	
39			1		1	1
40				1	1	1
41			1	1		1
42	1	1	1	1		
43	1		1	1	1	
44	1			1	1	1
45	1	1			1	1
46	1	1	1			1
47	1		1		1	1
48	1		1	1		1
49	1	1		1	1	
50	1	1	1		1	
51	1	1		1		1
52		1	1	1	1	
53		1		1	1	1
54		1	1		1	1
55		1	1	1		1
56			1	1	1	1
57		1	1	1	1	1
58	1		1	1	1	1
59	1	1		1	1	1
60	1	1	1		1	1
61	1	1	1	1		1
62	1	1	1	1	1	
63	1	1	1	1	1	1

Anlage 2 Ergänzende Geschäftsbedingungen (EGB)

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 Fernleitungsbetreiber 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 gesicherte 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	Däne-mark	Russland/ Nieder-lande	Greifs-wald Upgrade	Lubmin II Upgrade	Polen Mallnow	Polen GCP	Barwert der Erhöhung der EOG in EUR	Mindest-aufschlag in EUR/kWh/h/a	f-Faktor
1	1						734.887.335	39,47	1
7	1	1					311.945.009	14,58	1
8	1		1				282.798.943	12,87	1
9	1			1			327.784.240	15,52	1
10	1				1		314.639.942	14,74	1
11	1					1	496.299.718	25,43	1
22	1	1	1				242.134.740	10,47	1
23	1		1	1			248.603.005	10,86	1
24	1			1	1		231.228.942	9,83	1
25	1				1	1	283.527.892	12,91	1
26	1	1		1			265.797.580	11,87	1
27	1	1			1		242.952.517	10,52	1
28	1	1				1	275.423.089	12,43	1
29	1		1		1		222.086.012	9,29	1
30	1		1			1	288.756.018	13,22	1
31	1			1		1	277.093.527	12,53	1
42	1	1	1	1			197.019.173	7,82	1
43	1		1	1	1		185.689.156	7,15	1
44	1			1	1	1	216.877.893	8,99	1
45	1	1			1	1	224.999.008	9,47	1
46	1	1	1			1	237.036.993	10,17	1
47	1		1		1	1	211.875.893	8,69	1
48	1		1	1		1	231.685.784	9,85	1
49	1	1		1	1		205.806.081	8,34	1
50	1	1	1		1		204.790.859	8,28	1
51	1	1		1		1	245.171.201	10,65	1
58	1		1	1	1	1	183.824.688	7,04	1
59	1	1		1	1	1	203.177.632	8,18	1
60	1	1	1		1	1	201.557.967	8,09	1
61	1	1	1	1		1	191.995.201	7,52	1
62	1	1	1	1	1		189.649.163	7,39	1
63	1	1	1	1	1	1	184.844.527	7,10	1