

**Konsultationsdokument**

**zum 2019 eingeleiteten Verfahren**  
**für neu zu schaffende Kapazität Grenze**  
**zwischen Polen (E-Gas Transmission System)**  
**und Deutschland (Trading Hub Europe)**

**10. August 2020**

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

**ONTRAS Gastransport GmbH**

***Operator Gazociągów Przesyłowych***

**GAZ - SYSTEM S.A.**

Maximilianallee 4  
04129 Leipzig

ul. Mszczonowska 4  
02-337 Warszawa

Germany

Poland

Diese Analyse betrifft den Projektvorschlag für neu zu schaffende Kapazität für den Netzkopplungspunkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS, welcher die Marktgebiete Polen (E-Gas Transmission System)<sup>1</sup> und Deutschland (Trading Hub Europe)<sup>2</sup> miteinander verbindet.

Der Marktnachfragereport (MDAR) hat die unverbindlichen Kapazitätsbedarfe der Marktteilnehmer bewertet, welche im Zeitraum zwischen dem 1. Juli 2019 und dem 26. August 2019 übermittelt wurden. Basierend auf den Ergebnissen des MDAR für neu zu schaffende Kapazität an der Marktraumgrenze Polen und GASPOOL, welcher am 21. Oktober 2019 auf den Internetseiten der beiden Netzbetreiber veröffentlicht wurde, haben ONTRAS und GAZ-SYSTEM technische Studien auf Basis des Artikel 27 des NC CAM erstellt. Dieses Dokument stellt die Ergebnisse dieser technischen Studien von ONTRAS und GAZ-SYSTEM dar.

Die in diesem Dokument getroffenen Annahmen stehen unter dem Vorbehalt von Änderungen, welche sich aus den im Rahmen der Konsultation eingehenden Stellungnahmen ergeben können. Die Konsultation dauert einen Monat, startet am 10. August 2020 und endet am 10. September 2020.

In diesem Dokument werden folgende Abkürzungen verwendet: NC CAM = Commission Regulation (EU) 2017/459; NC TAR = Commission Regulation (EU) 2017/460.

---

<sup>1</sup> Im Folgenden wird die Bezeichnung des polnischen Systems ohne den Zusatz „E-Gas Transmission System“ verwendet.

<sup>2</sup> Das gemeinsame deutsche Marktgebiet wird zum 1. Oktober 2021 gebildet.

## Inhaltsverzeichnis

1.	Beschreibung des Projektvorschlags für neu zu schaffende Kapazität .....	5
1.1.	Beschreibung des Projektvorschlags auf der deutschen Seite (ONTRAS) .....	5
1.2.	Beschreibung des Projektvorschlags auf der polnischen-Seite (GAZ-SYSTEM).....	8
1.3.	Kostenabschätzung für die deutsche Seite (ONTRAS).....	8
1.4.	Kostenabschätzung für die polnische Seite (GAZ-SYSTEM).....	9
2.	Angebotslevel für gebündelte Kapazitätsangebote .....	9
3.	Alternativer Zuteilungsmechanismus für neu zu schaffende Kapazität.....	10
4.	Vorläufiger Projektzeitplan.....	10
5.	Ergänzende Geschäftsbedingungen zur Teilnahme an der Kapazitätsauktion .....	11
6.	Information in Bezug auf einen Fixpreisansatz für die Zuteilung neu zu schaffender Kapazitäten ...	11
7.	Schätzung des f-Faktors.....	11
7.1.	f-Faktor ONTRAS.....	11
7.2.	f-factor GAZ-SYSTEM .....	12
8.	Information in Bezug auf weitere vorliegende unverbindliche Kapazitätsbedarfe .....	13
9.	Information in Bezug auf mögliche Auswirkungen des Projektes für neu zu schaffende Kapazität auf andere Gas-Infrastrukturen in den beiden Entry-Exit Systemen .....	13
10.	Kontaktinformationen .....	14

## 1. Beschreibung des Projektvorschlags für neu zu schaffende Kapazität

In diesem Teil des Konsultationsdokuments wird der gemeinsame Projektvorschlag für neu zu schaffende Kapazität für die Marktraumgrenze Polen und GASPOOL basierend auf den durchgeführten technischen Studien der beiden Netzbetreiber GAZ-SYSTEM und ONTRAS beschrieben. Eine Kostenabschätzung für die entsprechende mögliche Investition ist ebenfalls enthalten.

Das Projekt für neu zu schaffende Kapazität wird für den Netzkopplungspunkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS durchgeführt. Die Nachfrage nach neu zu schaffenden Kapazitäten wurde in Richtung von Polen zum Marktgebiet Trading Hub Europe gemeldet.

Um die unverbindliche Anfrage nach neu zu schaffenden Kapazitäten für den Netzkopplungspunkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS zu befriedigen, führten GAZ-SYSTEM und ONTRAS Analysen zur technischen Entwicklung der Übergabestation Lasów sowie eine technische Analyse des erforderlichen Ausbaus der nationalen Erdgasinfrastruktur durch. Die neu zu schaffende Kapazität wird in einem späteren Schritt zusammen mit der bereits vorhandenen Kapazität für den Netzkopplungspunkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS im Rahmen von Auktionen vermarktet.

### 1.1. Beschreibung des Projektvorschlags auf der deutschen Seite (ONTRAS)

§ 21 Absatz 1 Satz 2 GasNZV verpflichtet die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber die beiden vorhandenen Marktgebiete GASPOOL und NetConnectGermany in ein einheitliches Marktgebiet spätestens zum 1. April 2022 zu überführen. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber verkündeten den Start des zusammengelegten deutschen Marktgebiets Trading Hub Europe für den 1. Oktober 2021.

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 (siehe Anlage 1). 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 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 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 die Erdgassteuer sowie die CO<sub>2</sub>-Kosten enthalten.

## Incremental Capacity Zyklus 2019-2021 – Ausbau

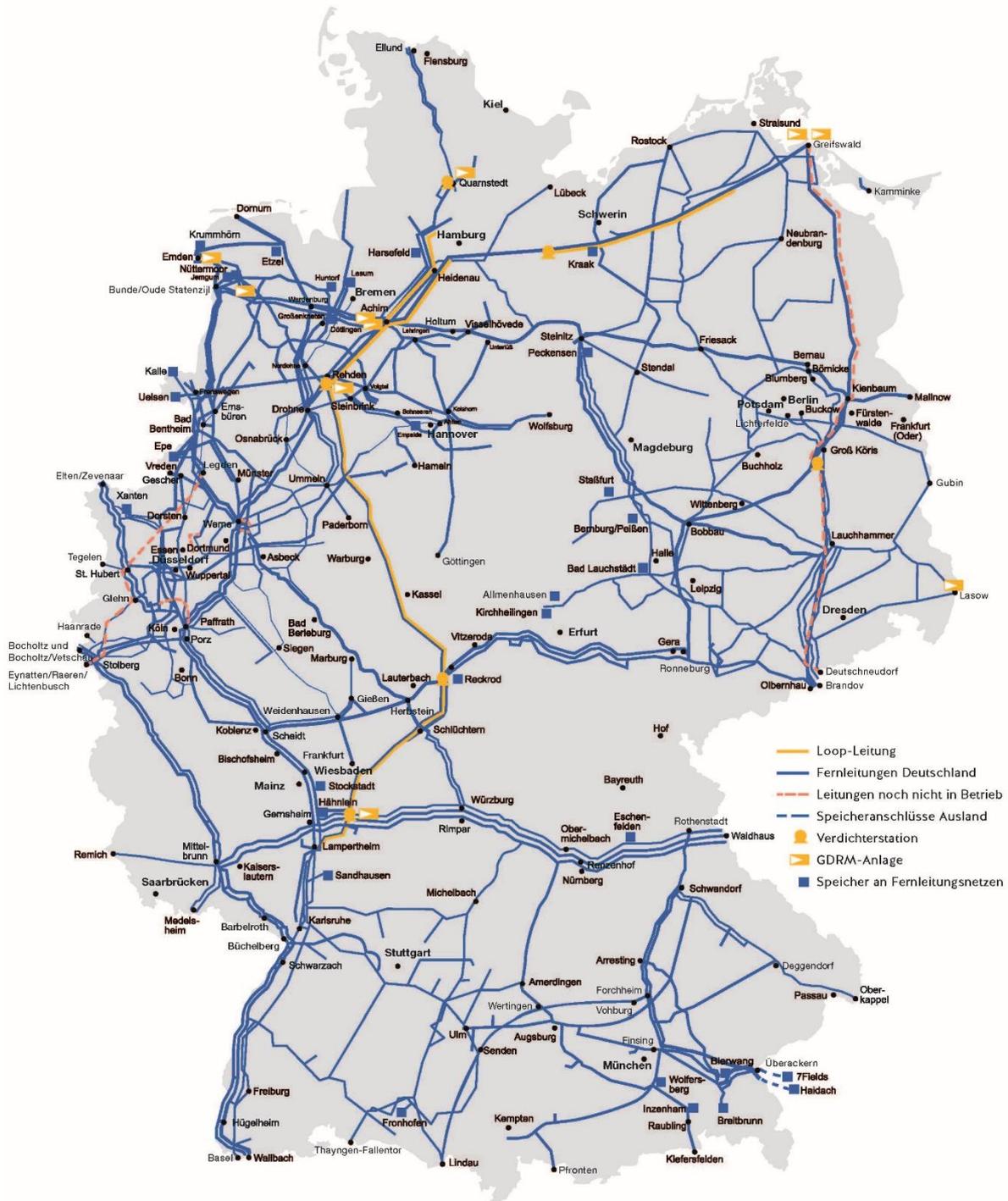


Abbildung 1: Ausbaumaßnahmen des Maximalszenarios

Entsprechend den Vereinbarungen mit dem polnischen Netzbetreiber GAZ-SYSTEM wird bei einem Gasfluss aus Polen nach Deutschland mit einer Menge von bis zu 2.029.300 kWh/h/a<sup>3</sup> aus dem polnischen Gassystem ein Druck von mehr als 55 bar und unter Umständen sogar bis zu 84 bar bereitgestellt.

Auf deutscher Seite ist die Leitung FGL 218.01 mit einem Auslegungsdruck von 84 bar 1992 errichtet worden, jedoch wird seit der Inbetriebnahme diese sowie der weiterführende Leitungsverbund nur mit einem maximalen Betriebsdruck (MOP) von 55 bar betrieben. Der Betriebsdruck lag in den letzten Jahren bei durchschnittlich 40 bar.

Im Netz der ONTRAS ist es notwendig, einen Druckstufenübergang in Zodel zu errichten, der die FGL 218.01 mit MOP 55 bar absichert. Für die Errichtung des Druckstufenübergangs in Zodel werden Investitionen in Höhe von ca. 3,0 Mio. € veranschlagt. Die Inbetriebnahme des Druckstufenübergangs ist für 2026 geplant.

Weitere Maßnahmen, deren Inbetriebnahme für 2027 geplant ist, sind notwendig, um neu zu schaffende frei zuordenbare Kapazitäten bereitzustellen.

Auf der Ferngasleitung EUGAL sind folgende Ausbaumaßnahmen notwendig: Die Verdichterstation Radeland II muss modifiziert werden. Die Investitionen betragen ca. 16 Mio. Euro. In Summe betragen die zusätzlichen Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 16 Mio. Euro.

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.

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. 118 Mio. Euro. In Summe betragen die zusätzlichen Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 118 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. Nm<sup>3</sup>/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

---

<sup>3</sup> Ursprünglich wurde neu zu schaffende Kapazität in Höhe von 1.468.176 kWh/h bei beiden Fernleitungsnetzbetreibern angefragt und entsprechend im gemeinsamen [Marktnachfragerreport](#) dargestellt. Diese Nachfrage würde allerdings zu unterschiedlichen Kapazitätshöhen auf den beiden Seiten des GÜP führen und wäre nicht in Übereinstimmung mit der Intention der unverbindlichen Anfrage, die Kapazitätshöhen anzupassen. Auf der Basis einer Korrektur der Anfrage für neu zu schaffende Kapazität wurde die Nachfrage so angepasst, dass die gesamte Kapazität (inkl. Bestandskapazität) auf beiden Seiten des GÜP 2.029.300 kWh/h beträgt.

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 (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<sup>3</sup>/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.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber analysieren noch, ob es Alternativen des Angebots von neu zu schaffender Kapazität am GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS gibt, die den physischen Engpass zwischen den heutigen Marktgebieten GASPOOL und NetConnect Germany bzw. innerhalb des zukünftigen Marktgebiets THE nicht belasten. Eine mögliche Lösung könnte die Verlagerung von Basiskapazität innerhalb des ONTRAS-Netzes zum Einspeisepunkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS sein. Dies wäre möglich, wenn dadurch die erwarteten Kosten für den Einsatz von marktbasierter Instrumente, die es ermöglichen, frei zuordenbare Kapazitäten in ausreichendem Maße anzubieten, innerhalb THE nicht erhöht werden. Als Ergebnis wäre dann nur die Errichtung des Druckstufenübergangs notwendig.

## 1.2. Beschreibung des Projektvorschlags auf der polnischen-Seite (GAZ-SYSTEM)

### Notwendige Erweiterungen im Netzgebiet der GAZ-SYSTEM

Um den Gastransport von Polen nach Deutschland mit einer maximalen Kapazität i.H.v. 2.029.300 kWh/h zu ermöglichen, sind auf polnischer Seite folgende Investitionen erforderlich:

- Erweiterung des Kiełczów-Netzknotens durch Bau eines Regulierungssystems am Anschluss der DN1000-Gasleitung (Nord-Süd-Gaskorridor) und der DN500-Gasleitung (lokale Gasleitung in Niederschlesien (Lower Silesia))
- Erweiterung der Übergabestation Lasów durch Einrichtung zusätzlicher elektrischer Stellantriebe
- Errichtung der Gasleitung DN700 Jeleniów-Taczalin (L=90 km) – für den Umfang des Projekts für neu zu schaffende Kapazität wird nur die CAPEX-Differenz zwischen DN700 und DN500 berücksichtigt, da für die polnische interne Systementwicklung der Rohrlängendurchmesser DN500 ausreichend wäre.

### Zeitplan

Als Zeitraum für die Investition am Kiełczów-Netzknoten und an der Übergabestation Lasów wird 35 Monate ab der finalen Investitionsentscheidung abgeschätzt.

Die Errichtung der Gasleitung Jeleniów-Taczalin ist im Nationalen Entwicklungsplan 2020-2029 enthalten. Als Zeitraum für die Investition an der Gasleitung DN700 Jeleniów – Taczalin wird 60 Monate ab der finalen Investitionsentscheidung abgeschätzt.

## 1.3. Kostenabschätzung für die deutsche Seite (ONTRAS)

Durch die Vielzahl an unverbindlichen Anfragen nach neu zu schaffender Kapazität ergeben sich je nach Buchungsverhalten in den Jahresauktionen 2021 bzw. im Rahmen des alternativen Zuweisungsmechanismus für die Grenzen RU-THE und THE-TTF Wechselwirkungen in Bezug auf die zu allozierenden 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 und die Barwerte der Erhöhungen der Erlösobergrenze werden in Anlage 4 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.

Sollte die Analyse zeigen, dass eine Verlagerung der Basiskapazität innerhalb des ONTRAS-Netzes ohne negative Effekte auf die Kosten für marktbasierende Instrumente möglich ist, würde der Barwert der Erhöhung der Erlösobergrenze 3.052.692 EUR betragen.

#### 1.4. Kostenabschätzung für die polnische Seite (GAZ-SYSTEM)

Für die Erweiterung des Netzknotens Kielców und der Übergabestation Lasów sind ca. 1 Mio. EUR (grobe Kostenschätzung +/- 30 Prozent) erforderlich. Für die Durchmessererhöhung von DN500 auf DN700 für die Gasleitung Jeleniów – Taczalin sind ca. 30 Mio. EUR (grobe Kostenschätzung +/- 30 Prozent) erforderlich.

## 2. Angebotslevel für gebündelte Kapazitätsangebote

Die nachfolgend aufgeführte Tabelle zeigt die Bündelkapazität der beiden Netzbetreiber GAZ-SYSTEM und ONTRAS für die Vermarktung in 2021 unter Berücksichtigung der nach NC CAM vorgegebenen Reservierungsquoten für zu vermarktende Kapazität ermittelt. Für die Anwendung der Reservierungsquoten folgt ONTRAS dem Beschluss der Bundesnetzagentur BK7-15-001 (KARLA Gas) und hält 20 % der vorhandenen bestehenden und neu zu schaffenden Kapazität ab dem Gaswirtschaftsjahr 2026 zurück. Für den Zeitraum davor findet eine Reservierungsquote von 10 % für diese beiden Kapazitätsarten Anwendung, allerdings wird diese nicht angewandt, da die Angebotslevel durch die späte Inbetriebnahme erst ab dem Gaswirtschaftsjahr 2026/27 angeboten werden kann. Um neu zu schaffende Kapazität bereits ab dem Gaswirtschaftsjahr 2026/27 anbieten zu können, obwohl noch nicht alle Ausbaumaßnahmen in Deutschland abgeschlossen sind, verlagert ONTRAS in diesem Gaswirtschaftsjahr frei zuordenbare Einspeisekapazität innerhalb des ONTRAS-Netzes. GAZ-SYSTEM folgt dem selben Ansatz in der entsprechenden Anwendung der Reservierungsquoten. Die anzubietende Kapazität wird in Übereinstimmung mit Artikel 11 (6) NC CAM ermittelt.

Jahr	Vom Gaswirtschaftsjahr 2026/2027 bis zum Gaswirtschaftsjahr 2040/2041
Angebotslevel – in der Auktion [kWh/h]	1.623.440
Neu zu schaffende Kapazität - in der Auktion [kWh/h]	1.620.541
Neu zu schaffende Kapazität – insgesamt	2.025.676
Bestandskapazität – in der Auktion [kWh/h]	2.899
Bestandskapazität – insgesamt [kWh/h]	3.624

### 3. Alternativer Zuteilungsmechanismus für neu zu schaffende Kapazität

Beide Netzbetreiber haben sich gemeinsam dafür entschieden, das Standard-Auktionsverfahren für die Zuteilung neu zu schaffender Kapazität in 2021 anzuwenden.

### 4. Vorläufiger Projektzeitplan

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber erhielten zahlreiche unverbindliche Anfragen für neu zu schaffende Kapazitäten an deren Grenzen. Diese führten zu einer weiten Bandbreite von modellierten Szenarien, welche als Basis der verschiedenen technischen Studien dienten. Zusätzlich hat die geplante Zusammenlegung der beiden deutschen Marktgebiete zu einem deutschen Marktgebiet („Trading Hub Europe“) ab dem 1. Oktober 2021 einen Einfluss auf die Bestandskapazität und muss deswegen bei der Modellierung der Szenarien für neu zu schaffende Kapazität beachtet werden. Deswegen musste der ursprüngliche Zeitplan, der durch den NC CAM vorgegeben wird, verschoben werden und der Start der Marktkonsultation wurde angepasst.<sup>4</sup>

Der Prozess für neu zu schaffende Kapazitäten folgt grundsätzlich dem folgenden Zeitplan. Die technische Realisierung des Projektes startet erst, wenn Kapazitätsbuchungen in ausreichender Höhe in der Jahresauktion 2021 abgegeben werden und diese dann zu einem positiven Ergebnis des Wirtschaftlichkeitstests für jeden der beiden Netzbetreiber führen. Die angegebenen Zeiten können sich noch ändern.

Start	Ende	Beschreibung
10.08.2020		Veröffentlichung der Konsultationsdokumente
10.08.2020	10.09.2020	Öffentliche Konsultation
11.09.2020	06.10.2020	Planung der Angebotslevel durch die FNB 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

<sup>4</sup> Die deutsche Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur sowie der polnische Regulierer URE wurden über diesen Ansatz durch ONTRAS bzw. GAZ-SYSTEM informiert.

07.04.2021		Genehmigung und Veröffentlichung der notwendigen Parameter durch die nationalen Regulierungsbehörde gemäß Art. 28 Abs. 1 NC CAM
08.04.2021	04.05.2021	Anpassung der Angebotslevel durch die FNB 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 angebotenen Kapazitäten
05.07.2021		Jahresauktion; nach Abschluss der Jahresauktion erfolgt die Wirtschaftlichkeitsprüfung

Tabelle 1: Vorläufiger Zeitplan

## 5. Ergänzende Geschäftsbedingungen zur Teilnahme an der Kapazitätsauktion

Um an der Auktion für neu zu schaffende Kapazität teilnehmen zu können, müssen die Geschäftsbedingungen von jedem TSO akzeptiert werden. Ein Entwurf der ergänzenden Geschäftsbedingungen (EGB) ist diesem Konsultationsdokument beigelegt. Rechtlich bindend ist jeweils nur die entsprechende Version in der Landessprache des Netzbetreibers.

## 6. Information in Bezug auf einen Fixpreisansatz für die Zuteilung neu zu schaffender Kapazitäten

Weder GAZ-SYSTEM noch ONTRAS verwenden einen Fixpreisansatz für die Vermarktung neu zu schaffender Kapazität.

## 7. Schätzung des f-Faktors

### 7.1. f-Faktor ONTRAS

ONTRAS hat eine unverbindliche Anfrage zur Schaffung von neu zu schaffender Kapazität in Höhe von 2.025.676 (kWh/h)/a bis zum GWJ 2035/36 erhalten und geht davon aus, dass der Transportkunde weiterhin die Kapazität in dieser Höhe in diesem Zeitraum benötigt und entsprechend auch verbindlich in der Auktion nachfragt. Gleichzeitig ist aber nach Art. 8 (8) NC CAM in Verbindung mit dem Beschluss BK7-15-001 (Festlegung KARLA 1.1) Kapazität in folgender Höhe von 20% der technischen Kapazität ab dem GWJ 2026/27 zurückzuhalten.

Damit ist es nicht möglich, die volle unverbindlich angefragte Kapazität in der Jahresauktion 2021, die Grundlage des Wirtschaftlichkeitstests ist, nachzufragen. ONTRAS erwartet, dass die in der Jahresauktion 2021 angebotene Kapazität in voller Höhe gebucht wird. Weil der Kapazitätsbedarf des anfragenden Transportkunden damit aber nicht in Gänze erfüllt werden kann, wird erwartet, dass die reservierte Kapazität in nachfolgenden Auktionen nachgefragt wird. Damit muss der f-Faktor entsprechend abgesenkt werden, um die Investitionslast auch späteren Erwerbern der neu zu schaffenden Kapazität zukommen zu lassen.

Die Versorgungssicherheit Deutschlands ist bereits durch die bestehende Einspeisekapazität auf einem hohem Niveau und wird durch die neu zu schaffende Kapazität am Netzkopplungspunkt GCP GAZ-

SYSTEM/ONTRAS nicht erhöht werden. Ebenso wird nicht erwartet, dass eine mögliche zusätzliche Einspeisung am Netzkopplungspunkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS den Marktpreis des Marktgebiets GASPOOL oder des später folgenden deutschlandweiten Marktgebiets beeinflusst, da die gehandelten Mengen ein Vielfaches der möglichen zusätzlichen Mengen sind, die über diesen Netzkopplungspunkt fließen könnten.

ONTRAS sieht deswegen keine positiven externen Effekte des Projekts, weder in Polen noch in Deutschland.

Für die zur Darstellung der neu zu schaffenden Kapazität notwendigen Projekte wird eine wirtschaftliche Nutzungsdauer von 50 Jahren angenommen. Damit sind diese weit länger nutzbar als der Vermarktungshorizont der initialen Vermarktung in der Jahresauktion 2021 ist. ONTRAS erwartet, dass der Punkt auch nach dem nachgefragten Zeitraum bzw. den angebotenen ersten 15 Jahren nach Inbetriebnahme weiterhin nachgefragt wird, allerdings auf sehr viel geringerem Niveau. Die Einspeisekapazität könnte insbesondere verwendet werden, um kurzfristig mögliche Preisunterschiede der benachbarten Marktgebiete auszugleichen. Ebenso wäre möglich, dass Händler Mengen auch langfristig über den Einspeisepunkt vom polnischen in das deutsche Marktgebiet transportieren. Die bisherige Erfahrung zeigt allerdings auch, dass keine größeren Transitmengen an diesem Punkt zu erwarten sind. Insgesamt werden die zukünftigen Buchungen deswegen vorsichtig auf durchschnittlich 100.000 kWh/h/a geschätzt.

Die aktuelle Prognose des Referenzpreises ist der im Entwurf der BNetzA-Entscheidung REGENT 2021 veröffentlichte Referenzpreis für frei zuordenbare Kapazität (FZK) 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.

In allen Szenarien muss ein obligatorischer Mindestaufschlag angesetzt werden, weil die Erhöhungen der Erlösobergrenzen aller deutschen Projektpartnern in den verschiedenen Szenarien so hoch sind.

Auf der Basis der obigen Überlegungen wurde das von der BNetzA bereitgestellte Berechnungstool befüllt. Das Berechnungstool berücksichtigt bereits weite Teile der obigen Überlegungen wie die Reservierungsquoten und die Buchungen in späteren Jahren. ONTRAS sieht keine externen positiven Effekte durch das Projekt sieht.

Der obligatorische Mindestaufschlag und der f-Faktor beeinflussen sich gegenseitig. Der obligatorische Mindestaufschlag wurde minimiert und so berechnet, dass der Wirtschaftlichkeitstest gerade so positiv ist, wenn sämtliche angebotene neu zu schaffende Kapazität gebucht wird. Der obligatorische Mindestaufschlag und der f-Faktor können pro Szenario der Anlage 4 entnommen werden.

Sollte die Analyse zeigen, dass eine Verlagerung der Basiskapazität innerhalb des ONTRAS-Netzes ohne negative Effekte auf die Kosten für marktbasierende Instrumente möglich ist, werden andere Parameter für den Wirtschaftlichkeitstest angewandt. In diesem Fall wäre kein obligatorischer Mindestaufschlag notwendig und der f-Faktor würde 0,74 betragen.

## 7.2. f-factor GAZ-SYSTEM

Die von GAZ-SYSTEM vorgeschlagene geschätzte Höhe des f-Faktors auf der GAZ-SYSTEM-Seite wird mit 1 bestimmt. Die Projektannahmen basieren auf der unverbindlichen Anfrage, die in der Phase der Marktnachfrageanalyse eingegangen ist. Daher hat GAZ-SYSTEM den f-Faktor unter der Annahme

geschätzt, dass das gegebene Projekt für neu zu schaffende Kapazität ein Marktprojekt ist und seine Kosten von dem Markt getragen werden. Um den Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer zu ermitteln, wird GAZ-SYSTEM den für die Jahreskapazitätsauktionen 2021 definierten Referenzpreis in Höhe von 0,43 €/kWh/h verwenden, gemäß der Festlegung „The Tariff for Gas Transmission Services No. 14“, genehmigt durch Präsidenten der Energieregulierungsbehörde am 5. Juni 2020.

## 8. Information in Bezug auf weitere vorliegende unverbindliche Kapazitätsbedarfe

Weder GAZ-SYSTEM noch ONTRAS haben weitere unverbindliche Kapazitätsbedarfe für neu zu schaffende Kapazität gemäß Artikel 26 (7) NC CAM erhalten.

## 9. Information in Bezug auf mögliche Auswirkungen des Projektes für neu zu schaffende Kapazität auf andere Gas-Infrastrukturen in den beiden Entry-Exit Systemen

Die Realisierung des Projektes für neu zu schaffende Kapazität hat keine Auswirkungen auf die Nutzung bestehender Gas-Infrastrukturen in den beiden Entry-Exit Systemen.

## 10. Kontaktinformationen



**ONTRAS Gastransport GmbH**

René Döring

Uwe Thiveßen

Kapazitätsmanagement

Telefon:

+49 341 27111 - 2771 / 2163

Fax:

+49 341 27111 -2870

E-Mail:

[rene.doering@ontras.com](mailto:rene.doering@ontras.com)

[uwe.thivessen@ontras.com](mailto:uwe.thivessen@ontras.com)



**Operator Gazociągów  
Przesyłowych**

**GAZ-SYSTEM S.A.**

Marta Zapart-Choma

Gas Market Development Division

Telefon:

+48 22 220 18 47

Fax:

--

E-Mail:

[marta.zapart@gaz-system.pl](mailto:marta.zapart@gaz-system.pl)

Anlage 1: Szenariomatrix

Szenario	Dänemark	Russland/ Niederlande	Greifswald Upgrade	Lubmin II Upgrade	Polen Mallnow	Polen GCP GAZ- SYSTEM /ONTRAS
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
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	

Szenario	Dänemark	Russland/ Niederlande	Greifswald Upgrade	Lubmin II Upgrade	Polen Mallnow	Polen GCP GAZ- SYSTEM /ONTRAS
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
	1: Wirtschaftlichkeitstest wurde bestanden leere Zelle: Wirtschaftlichkeitstest wurde nicht bestanden					

## Anlage 2: Parameter des Wirtschaftlichkeitstest an der Grenze Polen (E-Gas) und Deutschland (THE)

Diese Anlage zeigt die Parameter des Wirtschaftlichkeitstests in Abhängigkeit der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitstests der anderen fünf Projekte. Wären zum Beispiel die Wirtschaftlichkeitstests der anderen Projekte alle negative (Szenario 6), betrüge der Barwert der Erhöhung der Erlösobergrenze, die durch das Projekte am GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS verursacht wird, 749.202.676 EUR. Infolgedessen betrüge der obligatorische Mindestaufschlag 45,69 EUR/(kWh/h)/a und der f-Faktor 0,980768 in diesem Fall.

Szenario	Ergebnis des Wirtschaftlichkeitstests für das Projekt...					Barwert der Erhöhung der EOG [EUR]	Obligatorischer Mindestaufschlag [EUR/(kWh/h)/a]	f-Faktor
	Dänemark	Russland/ Niederlande	Greifswald Upgrade	Lubmin II Upgrade	Polen Mallnow			
6						749.202.676	45,69	0,980868
11	1					407.161.317	22,67	0,964799
15		1				308.377.177	16,02	0,953522
18			1			236.022.262	11,15	0,939275
20				1		276.258.891	13,86	0,948124
21					1	275.353.006	13,80	0,947956
25	1				1	242.863.752	11,61	0,940984
28	1	1				269.818.773	13,43	0,946896
30	1		1			234.606.373	11,06	0,938929
31	1			1		223.650.444	10,32	0,935928
34		1			1	291.642.186	14,90	0,950849
36		1	1			239.843.204	11,41	0,940253
37		1		1		260.112.635	12,77	0,944894
39			1		1	195.749.237	8,44	0,926787
40				1	1	204.443.767	9,03	0,929925
41			1	1		196.921.040	8,52	0,927229
44	1			1	1	189.868.886	8,05	0,924555
45	1	1			1	280.115.836	14,12	0,948839
46	1	1	1			236.772.729	11,20	0,939466
47	1		1		1	187.927.352	7,92	0,923780
48	1		1	1		185.649.871	7,76	0,922804
51	1	1		1		243.024.601	11,62	0,941020
53		1		1	1	260.818.701	12,82	0,945051
54		1	1		1	262.992.481	12,97	0,945516
55		1	1	1		210.529.897	9,44	0,931951
56			1	1	1	168.586.069	6,61	0,914981
57		1	1	1	1	252.019.982	12,23	0,943140
58	1		1	1	1	166.439.496	6,47	0,913919
59	1	1		1	1	259.100.695	12,71	0,944704
60	1	1	1		1	260.173.801	12,78	0,944925
61	1	1	1	1		202.839.339	8,92	0,929360
63	1	1	1	1	1	249.139.357	12,04	0,942496

1: Wirtschaftlichkeitstest wurde bestanden

leere Zelle: Wirtschaftlichkeitstest wurde nicht bestanden