

Projektantrag zur Genehmigung zum im Jahr 2019 eingeleiteten Verfahren für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze zwischen der Schweiz und dem Marktgebiet Trading Hub Europe (THE)

07. Oktober 2020

Angepasste Version vom 23.10.2020

Dieser Projektantrag umfasst eine gemeinsame Betrachtung des Bedarfes an neu zu schaffen-der Kapazität durch die folgenden Unternehmen:

**terrane**ts** bw GmbH**

Am Wallgraben 135  
70565 Stuttgart  
Germany

Tel.: +49 (0)711 7812-1359  
[Incremental@terrane\*\*ts\*\*-bw.de](mailto:Incremental@terrane<b>ts</b>-bw.de)



**bayern**ts** GmbH**

Poccistr. 7  
80336 München  
Germany

T.: +49 (0) 89 89 0572 121  
[Incremental-Capacity@bayern\*\*ts\*\*.de](mailto:Incremental-Capacity@bayern<b>ts</b>.de)



**Fluxys TENP GmbH**

Elisabethstraße 11  
40217 Düsseldorf  
Germany

Tel.: +49 (0)211 420909-22  
[alessandro.brunoni@fluxys.com](mailto:alessandro.brunoni@fluxys.com)



**Open Grid Europe GmbH**

Kallenbergstraße 5  
45141 Essen  
Germany

Tel.: +49 (0)201 3642-12222  
[gastransport@open-grid-europe.com](mailto:gastransport@open-grid-europe.com)



## Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung .....	4
2.	Genehmigungsinhalte des Projektantrags für neu zu schaffende Kapazität an der Grenze zur Schweiz und zum Marktgebiet THE.....	6
2.1	Informationen zur unverbindlichen Marktnachfrage .....	6
2.2	Informationen zum Umgang mit eingegangenen Stellungnahmen zum Projektantrag .....	7
2.3	Informationen zur Ausbauvariante .....	10
2.4	Informationen zum Umgang mit verfügbaren Kapazitäten (Bestandskapazitäten) an der Marktraumgrenze Schweiz – THE.....	12
2.5	Genehmigungsinhalte gem. Art 28 Abs. 1 NC CAM .....	13
2.5.1	Angebotslevel (Art. 28 Abs.1 a) NC CAM) .....	13
2.5.2	Ergänzende Geschäftsbedingungen (Art. 28 Abs. 1 lit b NC CAM).....	13
2.5.3	Zeitpläne für das Projekt (Art. 28 Abs. 1 lit. c NC CAM) .....	13
2.5.4	Definierte Parameter gem. Art. 22 Abs. 1 NC CAM (Art 28 Abs 1 lit. d NC CAM) .....	17
2.5.5	Abweichender Vermarktungshorizont (Art. 28 Abs. 1 lit. e NC CAM).....	21
2.5.6	Alternative Zuweisungsmechanismen (Art. 28 Abs. 1 lit. f NC CAM) .....	21
2.5.7	Festpreisansatz (Art. 28 Abs. 1 lit. g NC CAM).....	21
3.	Genehmigungsantrag.....	22
4.	Kontaktinformationen.....	23

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematischer Projektvorschlag.....	10
--	----

## Tabellen

Tabelle 1:Informationen zur unverbindlichen Marktnachfrage .....	6
Tabelle 2: Angebotslevel .....	13
Tabelle 3: Vorläufige Zeitplanung .....	14
Tabelle 4: Weitere Schritte technische Maßnahmen .....	15
Tabelle 5: Ermittlung Referenzpreis.....	18
Tabelle 6: Annahmen Buchungsstand.....	20

## 1. Einleitung

Nach Abschluss der Bedarfsanalyse (Phase 1) des im Jahr 2019 gemäß Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen, nachfolgend „NC CAM“) eingeleiteten Verfahrens zur Schaffung neuer Kapazitäten an der Marktraumgrenze Schweiz – Trading Hub Europe (nachfolgend CH – THE) haben die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) die Planungsphase für die entsprechenden Projekte (Phase 2) gestartet. Der zum 21.10.2019 veröffentlichte „Bericht zur Bedarfsermittlung für den 2019 beginnenden Prozess für neu zu schaffende Kapazität zwischen der Schweiz und dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe“ zeigt einen Bedarf von neuer Kapazität, explizit in der Bodenseeregion, an dieser Marktraumgrenze.

Die technische Studie, die am 20. August 2020 als Konsultationsdokument veröffentlicht und bis zum 10. September 2020 konsultiert worden ist, beschreibt, wie der Netzausbau effizient unter Berücksichtigung der Netztopologie und wirtschaftlicher Aspekte erfolgen kann. Der vorliegende Projektantrag ist ein gemeinsames Dokument der betroffenen FNB des zukünftigen Marktgebietes Trading Hub Europe (THE).

§ 21 Abs. 1 Satz 2 GasNZV sieht vor, dass die FNB spätestens ab dem 01.04.2022 aus den bestehenden zwei Marktgebieten ein gemeinsames Marktgebiet zu bilden haben.

Im Rahmen der Vorbereitungen der Zusammenlegung der beiden deutschen Marktgebiete kündigten die deutschen FNB an, die Marktgebietszusammenlegung voraussichtlich zum 01. Oktober 2021 umzusetzen. Der Name des gemeinsamen Marktgebietes wird Trading Hub Europe (THE) lauten.

Der in der Bodenseeregion angrenzende Schweizer Netzbetreiber Erdgas Ostschweiz AG (EGO) erläuterte in einer Stellungnahme vom 10.10.2019, dass der unverbindlich angefragte Bedarf aus Gründen der Versorgungssicherheit (Verfügbarkeit N-1-Versorgung) nicht über die bereits bestehende GÜPs und die daran angeschlossenen Leitungen auf Schweizer Seite dargestellt werden kann. Daher ist, der Analyse des Marktnachfrageberichts folgend, ein neuer GÜP in der Bodenseeregion zu planen, der den angefragten Kapazitätsbedarf vollständig deckt.

Die angefragte Ausspeisekapazität für einen neu zu schaffenden GÜP in der betroffenen Bodenseeregion beträgt demnach 2.000.000 kWh/h. Diese Kapazität beinhaltet eine Zuordnungsauflage zum Netzknotenpunkt Burghausen (dynamisch zuordenbare Kapazität, DZK).

Die FNB beabsichtigen, eine zum angefragten Ausspeisepunkt korrespondierende Einspeise-DZK am Netzknotenpunkt Burghausen auszuweisen und zu vermarkten, die der angefragten Ausspeisekapazität zuzuordnen ist (Zuordnungsauflage zum neu zu schaffenden GÜP in der Bodenseeregion).

Die Einspeise-DZK am Netzknotenpunkt Burghausen kann dabei an folgenden buchbaren Punkten ausgewiesen werden:

- Überackern
- Überackern 2
- Speicher Haidach
- Speicher 7Fields

Anfallende Netzerlöse an den Einspeisepunkten werden im Wirtschaftlichkeitstest nicht berücksichtigt, eine nutzungsabhängige Kostenzuweisung wird vorgenommen. Hierbei wurde der Fall mit den höchsten Treibenergiekosten bei einer kompletten Zuordnung zu den Einspeisepunkten Überackern und Überackern 2 für den Wirtschaftlichkeitstest angenommen. Bei einer anderen Aufteilung der Zuordnungspunkte kann es zu geringeren Treibenergiekosten kommen.

Die FNB haben den Markt im Rahmen der konsultierten technischen Studie aufgefordert, Stellung zur Frage zu nehmen, an welchem/welchen der genannten buchbaren Punkte die entsprechende Einspeise-DZK in welcher Höhe ausgewiesen werden soll. Die betroffenen FNB haben sich vorbehalten, unabhängig vom Inhalt der erhaltenen Stellungnahmen in begründeten Fällen eine von der/den Erhaltene/n Stellungnahme/n abweichende Ausweisung der Einspeise-DZK vorzunehmen.

Die Auswertung und Beurteilung der eingegangenen Anfrage wurde auf Basis der Modellierungen des noch unbestätigten Netzentwicklungsplans Gas in der Basisvariante (im Folgenden NEP) 2020 – 2030 durchgeführt. Die FNB haben im Rahmen der konsultierten technischen Studie darauf hingewiesen, dass sich diese Planungsgrundlage (bspw. die Eingangsgrößen für die Kapazitätsmodellierung) im weiteren Verlauf des Prozesses für neu zu schaffende Kapazität ändern kann und hierdurch eine Neubetrachtung bereits gezogener Schlussfolgerungen notwendig sein kann. Als Folge wurde durch die FNB darauf hingewiesen, dass sich auch die Höhe des Bedarfs nach neu zu schaffender Kapazität im Verlauf eines Verfahrens zur Schaffung von neuer Kapazität noch ändern kann. Bei der Kapazitätsmodellierung wurden sämtliche Rahmenbedingungen nach aktuellem Kenntnisstand berücksichtigt.

Wie in der technischen Studie bereits beschrieben, erfolgt eine Beteiligung der EGO am Incremental-Verfahren nach NC CAM nicht, da dieses Verfahren aus Sicht der EGO für ihr Schweizer Versorgungsgebiet keine Anwendung findet. Aus diesem Grund war die EGO über die Abstimmung technischer Rahmenbedingungen hinaus (in ihrer Eigenschaft als angrenzender Netzbetreiber) nicht an der Erstellung des Konsultationsdokumentes beteiligt. Folglich wurden die zu schaffenden Einspeisekapazitäten auf Schweizer Seite in der technischen Studie nicht betrachtet, so dass diese weder im Wirtschaftlichkeitstest, noch in Form einer gebündelten Vermarktung einbezogen wurden.

## 2. Genehmigungsinhalte des Projektantrags für neu zu schaffende Kapazität an der Grenze zur Schweiz und zum Marktgebiet THE

### 2.1 Informationen zur unverbindlichen Marktnachfrage

Die nachfolgend zusammengefassten unverbindlichen Anfragen für feste Kapazitäten sind in die technische Studie sowie in den vorliegenden Projektantrag eingegangen:

FNB	Kapazitätstyp (Flussrichtung)	Kopplungs- punkt	Aktuelle TVK (kWh/h/a)	Summe TVK	Anfrage (kWh/h/a)	Produkt
terrane ts bw GmbH	Ausspeisekapazität (THE →Schweiz)	Neu zu schaffender GÜP in der Bodenseere- gion	0	0	<b>2.000.000</b>	<b>DZK</b>

Tabelle 1: Informationen zur unverbindlichen Marktnachfrage

## 2.2 Informationen zum Umgang mit eingegangenen Stellungnahmen zum Projektantrag

Im Konsultationszeitraum der Technischen Studie für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze zwischen der Schweiz und dem Marktgebiet THE wurden zwei Stellungnahmen zur konsultierten Technischen Studie abgegeben.

In den Stellungnahmen werden allgemeine Sachverhalte im Zusammenhang mit dem Incremental-Verfahren kritisiert. Diese umfassen unter anderem eine aus Sicht der Stellungnehmenden nicht ausreichende Planungstiefe, die Nicht-Einbeziehung der Schweizer Seite bzgl. Maßnahmen und Kosten, die generelle Nicht-Eignung des Incremental-Verfahrens zur Adressierung von Herausforderungen der Versorgungssicherheit, eine aus Sicht der Marktteilnehmer zu geringe Granularität der Kostendaten und eine aus Sicht der Marktteilnehmer nicht nachvollziehbare Berechnungslogik des Bundesnetzagentur-Tools (z.B. Zinssätze, zeitliche Kostenaufteilung, etc.)

Die beteiligten FNB möchten darauf hinweisen, dass sie sich bei der Bearbeitung der eingegangenen Anfrage im Rahmen des Incremental-Verfahrens an die Vorgaben des NC CAM (einschließlich der Erwägungsgründe des NC CAM) halten: 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 *„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.“* Ein solches Risiko wäre beispielsweise die Erhöhung der allgemeinen Netzentgelte im Zusammenhang mit den erfolgten Investitionen, wenn vermutete zukünftige Buchungen der neu zu schaffenden Kapazität letztendlich nicht erfolgen.

Von den um Kapazität nachfragende Netznutzer vorgetragene, weitere Aspekte, welche nicht vom Anwendungsbereich des NC CAM erfasst werden, können von den FNB im Rahmen der Durchführung des Incremental-Verfahrens nicht berücksichtigt werden. Dies gilt sowohl für Annahmen bezüglich der andauernden Nachfrage der neu zu schaffenden Kapazität, als auch für die zu veröffentlichenden Dokumente und deren Struktur.

Der in den konsultierten Dokumenten präsentierte Projektvorschlag kann zu dem Zeitpunkt seiner Erstellung nur einen ersten Überblick bzgl. der zu treffenden Maßnahmen und Kosten bieten. Eine weitere Präzisierung kann erst im Rahmen der Detailplanung im Netzentwicklungsplan erfolgen (im Falle eines wirtschaftlichen Projektes).

Das Kalkulationstool zur Wirtschaftlichkeitsprüfung der Bundesnetzagentur, welches von den FNB verbindlich anzuwenden ist, wurde von der Bundesnetzagentur unter dem in der technischen Studie genannten Link veröffentlicht. Weitere Informationen zu den Inhalten des Tools

können der Erläuterungsdatei der BNetzA entnommen werden, die an gleicher Stelle veröffentlicht ist.

Die FNB sind bei der Erstellung ihrer Projektvorschläge, wie im ersten Absatz erläutert, auf die Kooperation der/des angrenzenden Netzbetreiber/s im Nachbarstaat angewiesen, um eine vollständige Darstellung der Maßnahmen in einer technischen Studie zu ermöglichen. Zu nennen sind insbesondere die Beteiligung der/des angrenzenden Netzbetreiber/s im Nachbarstaat am Incremental-Verfahren sowie deren/dessen Anerkennung des Incremental-Verfahrens. Hierzu zählt auch die Bereitschaft zur gebündelten Vermarktung. Dies konnte auf Schweizer Seite nicht realisiert werden, so dass die Maßnahmen auf Schweizer Seite nicht Teil der standardisierten Dokumente werden konnten. Es erfolgte daher eine alleinige Betrachtung der deutschen Seite und der dort zu treffenden Maßnahmen.

In den Stellungnahmen werden weiterhin spezielle Sachverhalte im Zusammenhang mit der technischen Studie kritisiert.

Diese umfassen unter anderem:

1. Nachvollziehbarkeit CAPEX und OPEX
2. Bei der Frage nach der Aufteilung der DZK für die Einspeisepunkte sollen „hauptsächlich“ die Speicher Haidach und 7Fields genutzt werden
3. Die Vorteile der vorgeschlagenen Maßnahme für die deutsche und ausländische Gasversorgung seien nicht ausreichend berücksichtigt worden
4. Die hohen Investitionen auf Schweizer Seite würden eine langfristige Nutzung von bis zu 50 Jahren rechtfertigen und zu entsprechend langfristigen Buchungen führen.
5. Kurzfristige Buchungen der Reservierungsquote für Q1 und Q4 würden vor dem Hintergrund der aktuellen Verlagerungsproblematik an bestehenden Grenzpunkten (z. B. RC Basel) nötig und müssten zu einer Berücksichtigung solcher Buchungen führen

Hierauf antworten die FNB wie folgt:

1. Aufgrund des frühen Stadiums des Projektvorschlages für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze zwischen der Schweiz und dem Marktgebiet THE wurde für die Abschätzung der Investitionskosten auf die im Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 genannten Plankostensätze zurückgegriffen. Die Plankostensätze finden sich in den Tabellen 49 bis 51. Der Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 steht der Öffentlichkeit unter [www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan](http://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan) zur Verfügung.

Maßnahmenspezifische Kostenschätzungen erfolgen nach Konkretisierung des Projektvorschlages.

Es wurde angenommen, dass die gesamte Einspeisekapazität (Einspeise-DZK) aus den Grenzübergangspunkten Überacker und / oder Überacker 2 übernommen wird. Dies stellt das kostenintensivste Szenario der angenommenen Nutzung in Bezug auf OPEX dar und wird verwendet, da zum Zeitpunkt des Projektantrages weiterhin keine hinreichend sichere andere Nutzungsstruktur (z. B. über die Speicheranschlusspunkte am Knoten Burghausen) bekannt ist.



Weiterhin ist eine Verdichtung an der Verdichterstation Wertingen erforderlich.

Die Berechnung der Treibenergiekosten wurde auf Basis der von EGO übersandten Nutzungsstruktur vorgenommen. Für die Eintrittswahrscheinlichkeit von Tagesmitteltemperaturen wurden eine Temperaturlauswertung der Jahre 1999 bis einschließlich 2019 vorgenommen.

Bei den Verdichtern am Netzknoten Burghausen und an der Verdichterstation Wertingen handelt es sich um Elektroverdichter. Die ermittelten Treibenergiekosten setzen sich hierbei aus den Netzentgelten, den Bereitstellungsentgelten und den Energiekosten für Strom zusammen. Bei der von terranets bw geplanten Verdichterstation wurden die Treibenergiekosten auf Basis bestehender Verdichter geschätzt und auf die benötigte Leistung skaliert. Die Treibenergiekosten beinhalten hier die angenommenen Kosten für Treibgas und CO<sub>2</sub>-Zertifikate.

2. Die FNB können keine Interpretation der Aussage „hauptsächlich“ treffen. Für die korrekte Durchführung der Vermarktung im Incremental-Verfahren bedarf es einer eindeutigen Aussage, um die notwendigen Einspeise-DZK konkret in der Jahresauktion bereitstellen zu können. Daher wird weiterhin das kostenintensivste Szenario der angenommenen Nutzung in Bezug auf OPEX mit 100% Überackern/Überackern 2 angenommen.
3. Hier sehen die betroffenen FNB wie auch in der technischen Studie und in diesem Dokument beschrieben weiterhin keinen Vorteil, der sich in einem niedrigeren f-Faktor niederschlagen könnte. Das Gleiche gilt für etwaige Vorteile in ausländischen Märkten, da diese nicht Teil des Verfahrens sind.
4. Es liegen den FNB keine langfristigen Studien bzgl. des Gasbedarfes im Netz der EGO sowie in den Netzen anderer schweizerischer Netzbetreiber vor. Insbesondere die Aussagen zu geringen Buchungserwartungen und die Substitution durch andere Aufspeisepunkte, lassen eine langfristige Ausbuchung des neu zu schaffenden GÜP nicht hinreichend sicher erscheinen. Es wird daher nicht von den ursprünglich festgesetzten 15 Jahren für die Buchung als Annahme im Wirtschaftlichkeitstest abgewichen.
5. Die FNB gehen nicht von einem Fortbestehen der Notwendigkeit zur Kapazitätsverlagerung bis weit über das Datum der Kapazitätsbereitstellung hinaus aus, da bis zum voraussichtlichen Inbetriebnahme Zeitpunkt (2028) die Kapazitätsengpässe im Netz der terranets bw behoben sein sollten (siehe auch NEP 2020-2030). Weiterhin eignet sich die angefragte DZK nicht zur Befriedigung von internen Bestelleistungen.

Die FNB haben sich kritisch mit der Stellungnahme auseinandergesetzt. Im Ergebnis kommen die FNB zu den gleichen Schlussfolgerungen wie zum Zeitpunkt der Fertigstellung der Technischen Studie. Dementsprechend haben die FNB große Teile der Technischen Studie in den Projektantrag unverändert übernommen

## 2.3 Informationen zur Ausbauvariante

Die beteiligten FNB haben nach eingehender Prüfung möglicher Maßnahmen zur Erfüllung der Marktnachfrage, eine technisch sinnvolle und effiziente Möglichkeit identifiziert, um die angefragte Ausspeisekapazität bereitzustellen. Diese technisch sinnvolle und effiziente Möglichkeit wurde in den vergangenen Wochen mit dem Markt konsultiert. Auch nach Prüfung der im Rahmen der Konsultation eingegangenen Stellungnahmen sehen die FNB in der vorliegenden Maßnahme die effizienteste Möglichkeit zur Erfüllung der Marktnachfrage. Dieser Projektvorschlag wird in Abbildung 1 schematisch durch die beiden roten Pfeile beschrieben. Die Betrachtung der erforderlichen Maßnahmen beginnt am Netzknotenpunkt Burghausen und endet an der deutschen Hoheitsgrenze (hier angenommen mit ca. 10 Meter Abstand zu der deutschen Uferseite) an einem noch konkret zu definierenden Punkt in der Bodenseeregion. Bei der Auswahl des Projektvorschlages wurden sowohl wirtschaftliche als auch netztopologische Aspekte berücksichtigt.



Abbildung 1: Schematischer Projektvorschlag

### Transport über Hittistetten

Der nachfolgende Projektvorschlag entspricht den mit dem Netzbetreiber EGO abgestimmten technischen Parametern.

Die roten Pfeile in Abbildung 1 zeigen den Antransport der angefragten Kapazität aus dem Netzknotenpunkt Burghausen durch die Leitung Burghausen-Finsing, die sich im Alleineigentum der bayernets befindet und die Leitung Amerdingen-Anwalting-Schnaitsee, die sich im Bruchteileigentum der bayernets und OGÉ befindet, bis zum Knotenpunkt Wertingen. Ab dem Knotenpunkt Wertingen erfolgt der Transport über das geplante bayernets-Transportsystem Wertingen-Kötz (NEP-ID 402-02) sowie über eine neu zu errichtende Leitung von Kötz bis Hittistetten. Von dort werden die Gasmengen in Hittistetten an die terranets bw übergeben. Der Weitertransport erfolgt über die Transportsysteme der terranets bw (u.a. DOB-Leitung), sowie über einen neu zu errichtenden Leistungsabschnitt vom Bestandsnetz der terranets bw zum neu zu schaffenden GÜP in der Bodenseeregion. Folgende Maßnahmen sind für die Netzerweiterung notwendig:

1. Anbindungsleitung (Verlängerung) Wertingen-Kötz bis Hittistetten (ca. 18 km)
2. Anbindungsleitung vom Bestandsnetz der tnbw zum Bodensee Anlandepunkt (ca. 10 – 20 km)
3. Verdichter terranets bw

Die Kostenschätzung der oben genannten Maßnahmen beläuft sich auf eine Größenordnung in Höhe von ca. 137 Mio. € (basierend auf den Plankostensätzen des Entwurfs des NEP Gas 2020-2030).

Bei dem genannten Projekt wird ein Übergabedruck von ca. 43 barg am Übergabepunkt an die EGO in der Bodenseeregion bereitgestellt und von EGO selbst auf den angefragten Druck von 55 barg verdichtet.

**Fazit:**

Als Ergebnis der Planungsphase und nach eingehender Prüfung der eingegangenen Stellungnahmen empfehlen die beteiligten FNB die Bereitstellung der angefragten Kapazität über die beschriebene Route und beantragen diese hiermit.

## **2.4 Informationen zum Umgang mit verfügbaren Kapazitäten (Bestandskapazitäten) an der Marktraumgrenze Schweiz – THE**

Wie vorstehend bereits beschrieben und begründet, wird ein neuer GÜP in der Bodenseeregion geplant. Daher stehen keine Bestandskapazitäten zur Verfügung, so dass die gesamte angefragte Kapazität aus neu zu schaffender Kapazität besteht.

## 2.5 Genehmigungsinhalte gem. Art 28 Abs. 1 NC CAM

### 2.5.1 Angebotslevel (Art. 28 Abs.1 a) NC CAM)

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

In der Jahresauktion 2021 wird terranets bw dieses Angebotslevel für neu zu schaffende Kapazität am neu zu schaffenden GÜP in der Bodenseeregion anbieten. Die Berechnung der anzubietenden Kapazitäten wird gem. Art. 11 Abs. 6 NC CAM durchgeführt. Die zwingende Reservierungsquote von 20 % für neue Kapazitäten gemäß Art. 8 Abs. 8 NC CAM sowie Festlegung der Bundesnetzagentur BK7-15-001 (KARLA Gas) wird berücksichtigt. Die Kapazitätsprodukte werden ungebündelt angeboten, da aktuell davon auszugehen ist, dass der angrenzende Netzbetreiber EGO sich nicht an einer gebündelten Vermarktung beteiligen wird bzw. nicht den Verpflichtungen zur Bündelung von Kapazität unterliegt.

Das Angebotslevel wird gem. Art. 11 Abs. 3 S. 2 NC CAM für einen Zeitraum von 15 Jahren nach Beginn der betrieblichen Nutzung angeboten, somit vom Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 28/29 bis zum GWJ 42/43. Die Kapazitätsprodukte des Angebotslevels sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen

Von	Bis	Freie Bestandskapazität, unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20 % in [kWh/h]	Neu zu schaffende Kapazität, unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20 % in [kWh/h]	Angebotslevel in [kWh/h]	Kapazitätsprodukt
01.10.2028	01.10.2043	0	1.600.000	1.600.000	DZK

Tabelle 2: Angebotslevel

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

Der Entwurf der Ergänzenden Geschäftsbedingungen (EGB) ist diesem Dokument als Anhang I beigefügt.

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

Das oben beschriebene Projekt wird nach Abschluss der Auktion von Jahreskapazität im Juli 2021 auf der Kapazitätsbuchungsplattform PRISMA eingeleitet. Betriebsbereitschaft aller

technischen Anlagen ist frühestens für den 01. Oktober 2028 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:

<b>Start</b>	<b>Ende</b>	<b>Beschreibung</b>
20.07.2020		Veröffentlichung des Konsultationsdokuments
20.07.2020	10.09.2020*	Öffentliche Konsultation
11.09.2020*	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
07.10.2021*	06.04.2021	Bearbeitung des Projektvorschlages 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	Erstellung der Angebotslevel durch die FNB auf Basis der Vorgaben der nationalen Regulierungsbehörde
05.05.2021		Veröffentlichung der genehmigten Parameter, der Kapazitätsprodukte und des Mustervertrages bzw. der Musterverträge für die im Rahmen des Netzausbauprojektes angebotenen Kapazitäten
05.07.2021		Jahresauktion; nach Abschluss der Jahresauktion erfolgt die Wirtschaftlichkeitsprüfung

Tabelle 3: Vorläufige Zeitplanung

\*angepasst am 10.08.2020

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.

Die folgende Darstellung zeigt die weiteren Schritte auf und stellt eine Grobterminplanung der technischen Maßnahmen auf Basis zurückliegender Projekte mit aktuellen Planungsstand dar. Die Erfahrung mit zurückliegenden Projekten zeigt, dass diese Planung bereits zeitliche Puffer zur Vermeidung von Verzögerungen bei der Kapazitätsbereitstellung enthält.

Projektschritte	Anbindungsleitung (Verlängerung) Wertingen-Kötz bis Hittistetten	Anbindungsleitung vom Bestandsnetz der tnbw zum Bo- densee Anlande- punkt	Verdichter terra- nets bw
Projektidee	2021	2021	2021
Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	2021	2021	2021
Entwurfsplanung	2021	2021	2021
Detailplanung	2022	2022	2022
Genehmigungsplanung	2023	2023	2023
Vorbereitung Raumord- nungsverfahren	2022	2022	entfällt
Durchführung Raumord- nungsverfahren	2023	2023	Entfällt
Vorbereitung Genehmi- gungsverfahren BImSchG	Entfällt	Entfällt	2022
Durchführung Genehmi- gungsverfahren BImSchG	Entfällt	Entfällt	2023
Vorbereitung Planfeststel- lungsverfahren	2024	2024	Entfällt
Durchführung Planfest- stellungsverfahren	2025/2026	2025	Entfällt
Wegerechtserwerb	2025/2026	2025	Entfällt
Grundstückserwerb	2024	2024	2024
Material- und Leistungs- beschaffung	2025/2026	2025	2025
Bauvorbereitung und Baubeginn	2026 für Sonderbau- maßnahmen	2026	2026
Montage/ Bau	2026/2027	2026	2026
Inbetriebnahme	2027	2027	2027
Projektabschluss/ Fertig- stellung	2028	2028	2028

Tabelle 4: Weitere Schritte technische Maßnahmen

Die genannten Termine sind vorläufig und können daher noch Änderungen unterliegen. Bei einem positiven Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsprüfung werden die Maßnahmen der vorgestellten Ausbauvariante initiiert. Eine weitere Detaillierung des Zeitplans erfolgt nach Bestehen der Wirtschaftlichkeitsprüfung. Im Vergleich zum Konsultationsdokument der technischen Studie wurde die Kapazitätsbereitstellung um 2 Jahre auf das GWJ 2028/29 verschoben, da sich in der Zwischenzeit neue Erkenntnisse zum realistischen Projektfortschritt ergeben haben. Das Wirtschaftlichkeitstool in Anlage I wurde entsprechend angepasst.



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

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 FNB vorgeschlagen und anschließend von den betroffenen nationalen Regulierungsbehörden genehmigt wird.

Der f-Faktor für jedes Angebotslevel wird von den nationalen Regulierungsbehörden unter Berücksichtigung der folgenden Aspekte festgelegt (Art. 23 (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 zur Erhöhung der Transparenz ein Berechnungstool erstellt und veröffentlicht (nachfolgend als BNetzA-Tool bezeichnet):

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/IncrementalCapacity/IncrementalCap\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/IncrementalCapacity/IncrementalCap_node.html)

Das Ergebnis des ausgefüllten BNetzA-Tools mit den Daten des hier betrachteten Angebotslevels ist diesem Konsultationsdokument als Anhang II 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 Kapazitäten angeboten wurden, gemäß Art. 22 (1) lit. (a) zum Barwert aller erwarteten Zusagen von Netznutzern zur Kontrahierung der jeweiligen Kapazitäten. 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 Fernleitungsnetzbetreibers durch die im jeweiligen Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazitäten die Inflation nicht berücksichtigt wird, wurde der Inflationsindex für die Referenzpreise ebenfalls mit 0 % angesetzt.

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

Die Entgelte werden seit dem 01.01.2020 auf Basis der regulierungsrechtlichen Vorgaben der BNetzA (Festlegungen REGENT (BK9-18/610-NCG) / AMELIE (BK9-18/607)) als sog. einheitliches Briefmarkenentgelt gebildet.

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 3,73 €/(kWh/h)/Jahr, einschließlich eines Abschlags in Höhe von 10 % für dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK). Dieser Referenzpreis wird lediglich für den Wirtschaftlichkeitstest herangezogen und wird kein Vertragsbestandteil.

Indikativer Referenzpreis THE für 2023	3,73 €/(kWh/h)/a
Abschlag für DZK (10 %)	3,357 €/(kWh/h)/a

Tabelle 5: Ermittlung Referenzpreis

Der Referenzpreis wurde bei der Berechnung der Barwerte aller erwarteten Zusagen von Netznutzern zur Kontrahierung der jeweiligen Kapazitäten im Zeitraum 2028-2043 nicht-inflationiert eingesetzt. Somit wurde ein möglicher zukünftiger Anstieg des Referenzpreises nicht berücksichtigt.

Die Abweichungen des Referenzpreises von den Veröffentlichungen aus der konsultierten technischen Studie ergeben sich aus der zwischenzeitlich veröffentlichten Festlegung REGENT 2021 vom 11.09.2020.

Da ein neu zu schaffender GÜP geplant ist, liegen keine Bestandskapazitäten vor. Die Annahmen in Bezug auf die Buchung der neu zu schaffenden Kapazitäten sind nachfolgend erläutert.

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

Der vorgeschlagene f-Faktor wurde wie folgt ermittelt:

- a) 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 jeweiligen Angebotslevel enthaltene neu zu schaffende technische Kapazität beträgt 400.000 kWh/h.

Es wurde in der Konsultation der technischen Studie nicht davon ausgegangen, dass alle reservierten Kapazitäten in Richtung Schweiz in jedem Jahr vollständig gebucht werden, da keine Sicherheit bzgl. möglicher Kurzfristbuchungen bestehen (NC CAM Artikel 23 (1) a)). Diese Einschätzung ergab sich insbesondere aus der Tatsache, dass nach Kenntnis der FNB bisher keine Möglichkeit besteht, von dem neu zu schaffenden GÜP in der Bodenseeregion aus die Kopplungspunkte Oltingue (FR) / Rodersdorf (CH) und Griespass (CH) / Passo Gries (IT) zu erreichen, welche über die TRANSITGAS-Pipeline die Marktgebiete THE, Schweiz, Frankreich und Italien miteinander verbinden.

Der GÜP könnte damit nicht zur Darstellung von Transiten genutzt werden, sondern würde nach Einschätzung der beteiligten FNB zur Versorgung des angrenzenden Verteilnetzes auf Schweizer Seite verwendet werden. Aus diesem Grund erschien es aus Sicht der beteiligten FNB wahrscheinlich, dass nur in Spitzenlast-Zeiträumen im Verteilnetz des angrenzenden, schweizerischen Netzbetreibers Kurzfristbuchungen zur Deckung des Zusatzbedarfs durchgeführt würden, der nicht über die Anbindung in Richtung des TRANSITGAS-System dargestellt werden kann. Da zum Bestehen des Wirtschaftlichkeitstests bereits umfangreiche Buchungen erforderlich sein werden, bewerteten die FNB in der technischen Studie diesen Zusatzbedarf in Spitzenlast-Zeiträumen durch die dann existierenden Buchungen als weitgehend gedeckt. Aus diesem Grund konnten nach Einschätzung der FNB keine weiteren Kurzfristbuchungen der reservierten Kapazität berücksichtigt werden.

In den Stellungnahmen wurde dieser Punkt aufgegriffen und von den FNB in Abschnitt 2.2 unter Punkt 5. beantwortet. Auf dieser Basis bleiben die FNB bei Ihrer Einschätzung dieses Punktes aus der technischen Studie.

- b) Die FNB konnten keine weiteren positiven externen Effekte nach NC CAM Artikel 23 (1) feststellen.

In den Stellungnahmen wurde dieser Punkt aufgegriffen und von den FNB in Abschnitt 2.2 unter Punkt 3. beantwortet. Auf dieser Basis bleiben die FNB bei Ihrer Einschätzung dieses Punktes aus der technischen Studie.

- c) Gemäß Art. 11 (3) NC CAM können Angebotslevel für neu zu schaffende Kapazitäten im Rahmen der Jahresauktionen für einen Zeitraum von maximal 15 Jahren ab Beginn der betrieblichen Nutzung angeboten werden.

Für den Zeitraum von 2028/29 bis 2042/43 wurde in der technischen Studie angenommen, dass die in der Jahresauktion 2021 angebotenen neu zu schaffenden Kapazitäten vollständig ausgebucht werden. Die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlagen wurde entsprechend der regulatorischen und gewöhnlichen Abschreibungsdauern angesetzt. Die beschriebene Investition bezieht sich unter anderem auf die Verdichterstation. Die regulatorische sowie gewöhnliche Nutzungsdauer für Verdichter beträgt gemäß Anhang I zum § 6 (5) Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) 25 Jahre. Der Beginn der betrieblichen Nutzung ist für 2028 vorgesehen, die letzten Abschreibungen für den Verdichter fallen somit im Jahr 2053 an. Für den Zeitraum von 2042/43 bis 2052/53 wurde angenommen, dass die gesamten neu zu schaffenden technischen Kapazitäten nicht gebucht werden (NC CAM Artikel 23(1) c)). Wie bereits geschildert kann der GüP nach Kenntnis der FNB nicht zur Darstellung von Transiten genutzt werden, sondern würde im Wesentlichen zur Versorgung des angrenzenden Verteilnetzes auf Schweizer Seite verwendet. Aus diesem Grund erscheint es aus Sicht der beteiligten FNB wahrscheinlich, dass nur in Spitzenlast-Zeiträumen im Verteilnetz des angrenzenden, schweizerischen Verteilnetzes Kurzfristbuchungen zur Deckung dieses Zusatzbedarfs durchgeführt würden, der nicht über die Anbindung in Richtung TRANSITGAS-System dargestellt werden kann. Es erscheint deswegen unwahrscheinlich, dass Buchungen in nennenswerter Höhe erfolgen, insbesondere da die Kapazitäten für den Zeitraum von 2042/43 bis 2052/53 erst in Jahresauktionen nach dem Juli 2021 vermarktet werden und damit keine Relevanz für den Wirtschaftlichkeitstest aufweisen. Damit entfällt ein wesentlicher Anreiz für Netznutzer zur langfristigen Buchung.

Aus diesen Gründen gelangten die FNB im Rahmen der konsultierten technischen Studie zu der Einschätzung, dass mit keinen nennenswerten Buchungen im Zeitraum ab 2042/43 zu rechnen ist und entsprechend keine Buchung der neu geschaffenen Kapazitäten für den Wirtschaftlichkeitstest angenommen werden kann.

In den Stellungnahmen wurde dieser Punkt aufgegriffen und von den FNB in Abschnitt 2.2 unter Punkt 4. beantwortet. Auf dieser Basis bleiben die FNB bei Ihrer Einschätzung dieses Punktes aus der technischen Studie.

- d) Das maßgebliche Jahr für die Bestimmung des Zeithorizonts der wirtschaftlichen Nutzungsdauer und der Wirtschaftlichkeitsprüfung ist 2053. Für den Zeitraum ab 2051 wurden in der technischen Studie ebenfalls keine Buchungen berücksichtigt (NC CAM Artikel 23 (1) d)), da

aus Sicht der FNB hierfür aus den oben genannten Gründen keine ausreichende Sicherheit besteht, dass solche Buchungen tatsächlich erfolgen werden.

In den Stellungnahmen wurde dieser Punkt aufgegriffen und von den FNB in Abschnitt 2.2 unter Punkt 4. beantwortet. Auf dieser Basis bleiben die FNB bei Ihrer Einschätzung dieses Punktes aus der technischen Studie.

Angebotslevel und zugehöriger Buchungsstand gemäß Annahmen:

Von	Bis	Angebotslevel 0, buchbare Bestandskapazitäten, kWh/h	Neue Kapazitäten Angebotslevel 1, nach Reservierungsquote 20%, kWh/h	Angebotslevel 1 gesamt, kWh/h	Annahme Buchungsstand für Wirtschaftlichkeitsprüfung
01.10.2028	01.10.2043	0	1.600.000	1.600.000	1.600.000

Tabelle 6: Annahmen Buchungsstand

Nach Prüfung der eingegangenen Stellungnahmen und erneuter Prüfung der für den f-Faktor relevanter Sachverhalte, beträgt der durch die FNB unter den oben beschriebenen Annahmen ermittelte f-Faktor weiterhin 1.

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

Auch nach Auswertung der Stellungnahmen und Prüfung der in der technischen Studie getroffenen Annahmen würde bei Zuweisung aller neu zu schaffenden Kapazitäten zum Referenzpreis keine ausreichenden Erlöse eingehen, um bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung ein positives Ergebnis zu erzielen. In solchen Fällen sieht Art. 33 der „Verordnung (EU) 2017/460 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen“ (NC TAR) vor, dass in der ersten Auktion oder im ersten alternativen Zuweisungsmechanismus, in der/dem die neu zu schaffende Kapazität angeboten wird, ein obligatorischer Mindestaufschlag angewandt werden kann. Der unter den oben beschriebenen Annahmen für die Kapazitätsbuchungen berechnete obligatorische Mindestaufschlag beträgt 9,809 €/kWh/h/a. Da der obligatorische Mindestaufschlag nur in der ersten Jahresauktion eingesetzt werden darf und der f-Faktor sich rechnerisch aus dem Verhältnis des Barwerts der verbindlichen Buchungen in der ersten Jahresauktion zum Barwert aller erwarteten Buchungen der jeweiligen Kapazitäten ergibt, verursacht eine Erhöhung des jeweiligen Referenzpreises um den obligatorischen Mindestaufschlag keine rechnerische Anpassung des f-Faktors von 1.

Die Berechnungen wurden in einer frühen Phase des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazitäten durchgeführt und beruhen auf Annahmen, die mit dem Fortschreiten des Prozesses entsprechend dem Stand des Wissens aktualisiert werden können. Im Fall einer solchen Aktualisierung der Annahmen kann der berechnete obligatorische Mindestaufschlag entsprechend angepasst werden.

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

Bei der Versteigerung neu zu schaffender Kapazitäten gem. Art. 29 Abs. 1 NC CAM findet der Algorithmus für mehrstufige aufsteigende Preisauktionen gem. Art. 17 NC CAM Anwendung. Aus diesem ergibt sich ggf. ein Auktionsaufschlag. Dieser ist erst nach den Jahresauktionen

2021 bekannt. Aus diesem Grund wurde er nicht bei der Berechnung des f-Faktors berücksichtigt, muss aber in die Wirtschaftlichkeitsprüfung eingehen.

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

Ein abweichender Vermarktungshorizont wird nicht angewendet.

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

Ein alternativer Zuweisungsmechanismus wird nicht angewendet.

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

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

### **3. Genehmigungsantrag**

terranets bw GmbH, bayernets GmbH, Open Grid Europe GmbH und Fluxys TENP GmbH beantragen bei der Bundesnetzagentur die Genehmigung der in Abschnitt 2. aufgeführten Inhalte für die Fortsetzung der Durchführung des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazitäten gem. NC CAM.

## 4. Kontaktinformationen

### **terranets bw GmbH**

Am Wallgraben 135  
70565 Stuttgart  
Germany

Thomas Pyka

Tel.: +49 (0)711 7812-1359

[Incremental@terranets-bw.de](mailto:Incremental@terranets-bw.de)



### **bayernets GmbH**

Poccistr. 7  
80336 München  
Germany

T.: +49 (0) 89 89 0572 121

[Incremental-Capacity@bayernets.de](mailto:Incremental-Capacity@bayernets.de)



### **Fluxys TENP GmbH**

Elisabethstraße 11  
40217 Düsseldorf  
Germany

Alessandro Brunoni

Tel.: +49 (0)211 420909-22

[alessandro.brunoni@fluxys.com](mailto:alessandro.brunoni@fluxys.com)



### **Open Grid Europe GmbH**

Kallenbergstraße 5  
45141 Essen  
Germany

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

[gastransport@open-grid-europe.com](mailto:gastransport@open-grid-europe.com)

