

V KNEP G 01/17

PA 2881/18

Gas Connect Austria
Geschäftsführung
Floridotower, Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien

TAG Trans Austria Gasleitung GmbH
Geschäftsführung
Wiedner Hauptstraße 120
1050 Wien

AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Vorstand
Floridotower, Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien

per RSb

B E S C H E I D

Aufgrund der Anträge der TAG Trans Austria Gasleitung GmbH und der Gas Connect Austria vom 28.11.2017 und 12.1.2018 auf Genehmigung des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2017 ergeht gemäß § 64 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. 107/2011 idF BGBl. I Nr. 108/2017 iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 108/2017, nachstehender

I. Spruch

1. Die Regulierungsbehörde genehmigt gemäß § 64 GWG 2011 folgende eingereichte Projekte mit den im Spruchpunkt 2 vorgesehenen Auflagen:

a. Zurückziehung bereits genehmigter Projekte:

- GCA 2015/06 Mosonmagyaróvár plus
- GCA 2016/01 Baumgarten Brezlav Interconnector
- GCA 2016/02 Oberkappel N4G Interkonnektor
- GCA 2016/03 Entry/Exit Murfeld & Entry Arnoldstein
- TAG 2016/06 TAG Baumgarten interconnection capacity (BBI)

b. Abgeänderte Projekte:

- GCA 2015/01a Bidirectional Austria Czech Interconnector
- GCA 2015/02a Entry Überackern
- GCA 2015/04 Entry Mosonmagyaróvár - Minimum
- GCA 2015/05 Entry Mosonmagyarovar
- GCA 2015/08 Entry/Exit Murfeld
- GCA 2016/E1 110 kV Freileitung
- GCA 2016/E5 Revamp Oberkappel
- TAG 2015/R04 NOxER II
- TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf
- TAG 2016/03 Reverse Flow Baumgarten MT Station (MS2)
- TAG 2016/05 TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)
- TAG 2016/R08 Generalsanierung Schieberstationen Orth/Kaindorf/Finkenstein 1
- TAG 2016/R09 Austausch undichter Armaturen St.Paul/ Ruden/Arnoldstein/ Ludmannsdorf
- TAG 2016/R10 Erneuerung Niederspannung Schaltanlage, Grafendorf
- TAG 2016/R11 Austausch Gashydraulische Antriebe in CS-BGT, GFD, RUD
- TAG 2016/R12 Austausch des Station Control System (SCS), CS Ruden-Grafendorf-Baumgarten

c. Neu eingereichte Projekte:

- GCA 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár Plus
- GCA 2017/02 Penta West – Exit Verteilgebiet
- GCA 2017/E4 UW Baumgarten Erweiterung TAG NOxER 2
- GCA 2017/E5 VS Rainbach Tausch Prozessleitsystem
- GCA 2017/E6 SOL Revamp
- TAG 2017/01 TAG Baumgarten interconnection capacity(Mosonmagyaróvár) II
- TAG 2017/R01 MS2 Refurbishment MS2

- TAG 2017/R02 Major Overhaul Renewal of Valve Stations, Lichtenegg / Wielfresen 1 / Ettendorf / Ludmannsdorf
- TAG 2017/R03 Major Overhaul Renewal of Valve Stations Lanzenkirchen / Sulmeck / St.Paul / Ruden / Arnoldstein
- TAG 2017/R04 CS Baumgarten Grafendorf Ruden Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO
- TAG 2017/R05 Baumgarten Filter Separators & metering station MS2 Electrical Actuators
- TAG 2017/R06 DLE 1.5 + 72 hole PT module RC400 in CS-Ruden
- TAG 2017/R07 Gas Generator BC800 in CS-Baumgarten
- TAG 2017/R08 Gas Generator RC600 in CS-Ruden
- TAG 2017/R10 Sec.3: Replacement of TAG I damaged Insulation
- TAG 2017/R11 Sec.1: Refurbishment Sec Ball Valve SS1 (Orth)
- TAG 2017/R12 CS-E: Repl. Insulation Joint Loop2

2. a. Die Genehmigung der Projekte GCA 2015/01a „Bidirectional Austrian Czech Interconnector“, GCA 2015/02a „Entry Überackern“, GCA 2015/04 „Entry Mosonmagyaróvár - Minimum“, GCA 2015/05 „Entry Mosonmagyaróvár“, GCA 2015/08 „Entry/Exit Murfeld“, GCA 2017/01 „Entry Mosonmagyaróvár Plus“ sowie TAG 2016/05 „TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)“ wird unter der Auflage erteilt, dass Gas Connect Austria GmbH bzw. TAG Trans Austria Gasleitung GmbH in Abstimmung mit dem Marktgebietsmanager vor der finalen Investitionsentscheidung oder bei Planungsprojekten spätestens im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2019 die geplanten Maßnahmen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Effizienz optimieren und dies der Behörde nachweisen, um die Kosten der Projekte zu senken und somit deren Wirtschaftlichkeit verbessern zu können. Die Analyse muss auch mögliche grenzüberschreitende Optimierungsvarianten berücksichtigen.

2. Die Genehmigung wird unter der Auflage erteilt, dass der Marktgebietsmanager in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern bis zur Erstellung des nächsten koordinierten Netzentwicklungsplans eine Untersuchung anstellt, ob durch zusätzliche Anbindungen des Verteilernetzes an das Fernleitungsnetz die Nutzung vorhandener Infrastruktur optimiert werden kann.

3. Der koordinierte Netzentwicklungsplan bildet als Beilage ./1 einen Bestandteil dieses Bescheides.

I.1. Rechtliche Grundlagen

Der Marktgebietsmanager ist gemäß § 14 Abs. 1 Z 7 iVm § 63 Abs. 1 GWG 2011 verpflichtet, jährlich in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern nach Konsultation aller einschlägigen Interessenträger einen zehnjährigen koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß § 63 GWG 2011 zu erstellen. Vor Einbringung des Antrages auf Genehmigung des

Netzentwicklungsplans hat der Marktgebietsmanager den Netzentwicklungsplan mit allen relevanten Marktteilnehmern zu konsultieren und veröffentlicht das Ergebnis der Konsultationen. Die Fernleitungsunternehmen haben jährlich einen Netzentwicklungsplan zu erstellen bzw. an der Erstellung des koordinierten Netzentwicklungsplans mitzuwirken (§ 62 Abs. 1 Z 20 GWG 2011).

Die Fernleitungsnetzbetreiber in einem Marktgebiet legen der Regulierungsbehörde den koordinierten Netzentwicklungsplan gemeinsam zur Genehmigung vor, der Marktgebietsmanager hat im Genehmigungsverfahren Parteistellung (§ 62 Abs. 1 Z 20 iVm § 63 Abs. 2 GWG 2011).

Voraussetzung für die Genehmigung ist gemäß § 64 Abs. 1 GWG 2011 der Nachweis der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen durch die Fernleitungsnetzbetreiber. Die Genehmigung kann unter Vorschreibung von Auflagen und Bedingungen erteilt werden, soweit diese zur Erfüllung der Zielsetzungen dieses Gesetzes erforderlich sind.

Vor Erlassung des Genehmigungsbescheids hat die Regulierungsbehörde nach § 64 Abs. 2 GWG 2011 Konsultationen zum Netzentwicklungsplan mit den Interessenvertretungen der Netzbenutzer durchzuführen. Sie hat das Ergebnis der Konsultationen zu veröffentlichen und insbesondere auf etwaigen Investitionsbedarf zu verweisen. Gemäß § 64 Abs. 3 GWG 2011 hat die Regulierungsbehörde insbesondere zu prüfen, ob der Netzentwicklungsplan den gesamten im Zuge der Konsultationen ermittelten Investitionsbedarf erfasst und ob die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art 8 Abs. 3 lit b der Verordnung 2009/715/EG gewahrt ist. Bestehen Zweifel an der Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, so hat die Regulierungsbehörde die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden zu konsultieren.

In materieller Hinsicht erfüllt der Netzentwicklungsplan gemäß § 63 Abs. 3 GWG 2011 einen dreifachen Zweck, nämlich die Information der Marktteilnehmer über die Errichtung und den Ausbau wichtiger Infrastrukturen in den nächsten zehn Jahren, die Auflistung aller bereits beschlossenen Investitionen und solcher Investitionen, die in den nächsten zehn Jahren durchgeführt werden müssen, sowie die Vorgabe eines Zeitplans für alle Investitionsprojekte. Damit soll die Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur), die Deckung der Transporterfordernisse und die Erfüllung der Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) 994/2010 (§ 63 Abs. 4 GWG 2011) gewährleistet werden.

Dem Netzentwicklungsplan sind gemäß § 63 Abs. 5 GWG 2011 angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Gasaustauschs mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale Netze gemäß Art 12 Abs. 1 der Verordnung 715/2009/EG und für gemeinschaftsweite Netze gemäß Art 8 Abs. 3 lit b der Verordnung 715/2009/EG sowie der

Investitionspläne für Speicheranlagen und LNG-Wiederverdampfungsanlagen zugrunde zu legen. Der Netzentwicklungsplan hat wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Kapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) zu enthalten.

Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan und der langfristigen Planung zu berücksichtigen (§ 63 Abs. 6 GWG 2011).

Die Marktteilnehmer haben umgekehrt dem Marktgebietsmanager bzw. dem Fernleitungsnetzbetreiber auf dessen schriftliches Verlangen die für die Erstellung des Netzentwicklungsplans erforderlichen Daten, insbesondere Grundlagendaten, Messwerte und technische, ökonomische sowie sonstige Projektunterlagen zu geplanten Leitungsanlagen und Speicheranlagen, die errichtet, erweitert, geändert oder betrieben werden sollen, innerhalb angemessener Frist zur Verfügung zu stellen, sofern diese Auswirkungen auf die Leitungskapazitäten des Fernleitungsnetzes haben. Der Marktgebietsmanager bzw. der Fernleitungsnetzbetreiber kann unabhängig davon zusätzlich andere Daten heranziehen, die für den Netzentwicklungsplan zweckmäßig sind (§ 63 Abs. 7 GWG 2011).

In der Begründung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans, insbesondere bei konkurrierenden Vorhaben zur Errichtung, Erweiterung, Änderung oder dem Betrieb von Leitungsanlagen, sind die technischen und wirtschaftlichen Gründe für die Befürwortung oder Ablehnung einzelner Vorhaben darzustellen und auf Aufforderung der Behörde die Dokumentation der Entscheidung vorzulegen (§ 63 Abs. 8 GWG 2011).

Rechtsfolgenseitig normiert § 64 Abs. 4 GWG 2011, dass die mit der Umsetzung von im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Maßnahmen verbundenen angemessenen Kosten, bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte anzuerkennen sind. Gemäß § 64 Abs. 5 GWG 2011 kann die Regulierungsbehörde vom Fernleitungsnetzbetreiber zu jedem Zeitpunkt die Änderung seines bereits vorgelegten und noch nicht genehmigten Netzentwicklungsplans verlangen. Anträge auf Änderung des zuletzt genehmigten Netzentwicklungsplans sind zulässig, sofern wesentliche Änderungen der Planungsgrundlagen eine neue Beurteilung notwendig machen.

Gemäß § 7 Abs. 1 E-ControlG ist für die Genehmigung des koordinierten Netzentwicklungsplans der Vorstand der E-Control zuständig.

Auf unionsrechtlicher Ebene werden ergänzend zu den Vorgaben im GWG 2011 Vorhaben von gemeinsamem Interesse im Sinne des Art 2 Z 4 der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur (Infrastruktur-VO), die in die Unionsliste gemäß Art 3 Abs. 4 Infrastruktur-VO aufgenommen sind, gem Art 3 Abs. 6

Infrastruktur-VO zu einem festen Bestandteil der nationalen Zehnjahres-netzentwicklungspläne. Diese Vorhaben erhalten innerhalb dieser Pläne die höchstmögliche Priorität.

Im Rahmen des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazität gem. Art 26 ff der Verordnung (EU) 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 (in der Folge: CAM Network Code) ist von den Fernleitungsnetzbetreibern der Entwurf eines Projektvorschlags zu konsultieren, der gem. Art 27 Abs. 3 lit a CAM Network Code unter anderem eine Beschreibung des Projekts für neu zu schaffende Kapazität, einschließlich einer Kostenschätzung zu enthalten hat.

I.2. Verfahrensverlauf

Die beiden Fernleitungsnetzbetreiber (in der Folge: FNB) des Marktgebietes Ost, TAG Trans Austria Gasleitung GmbH (in der Folge: TAG) und Gas Connect Austria GmbH (in der Folge: GCA) haben bis zwischen 4.4.2017 und 30.5.2017 eine unverbindliche Kapazitätsdatenerhebung gemäß den Vorgaben des CAM Networkcodes) bei den Marktteilnehmern (Shippern) durchgeführt. Die Kapazitätsdatenerhebung wurde mittels Newsletters der Kapazitätsbuchungsplattform PRISMA versandt sowie zusätzlich auf den jeweiligen Websites veröffentlicht. Die Marktteilnehmer hatten die Möglichkeit, ihre Kapazitätsbedarfe an den Grenzübergabepunkten pro Kalenderjahr im Planungszeitraum 2018 – 2027 anzugeben.

Im selben Zeitraum hat auch eine Projektdatenerhebung bei ausländischen, an das Marktgebiet Ost angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern stattgefunden, in der diese ihre Projekte und die sich daraus ergebende Kapazitätsanforderungen einmelden konnten.

Im Zuge dieser Projektdatenerhebung wurden von verschiedenen Projektwerbern folgende Projekte an den MGM übermittelt: „Bidirectional Austrian Czech Interconnector (BACI)“, und „Entry/Exit Murfeld“. Die Projekte wurden in den Kapazitätsszenarien berücksichtigt, sofern die maximale technische Kapazität und der geplante Entry- und Exit Punkt im Zuge der Projektdatenerhebung übermittelt wurde.

Weiters sind auch jene Projekte, die in der Liste der „Project of Common Interest“ (PCI) enthalten sind und im Zusammenhang mit dem österreichischen Marktgebiet stehen, in den nationalen Entwicklungsplan gemäß Art 3 Abs. 6 Infrastruktur-VO aufzunehmen. Das sind die Projekte

- 6.4 “PCI Bidirectional Austrian — Czech interconnection (BACI) between Baumgarten (AT) – Reinthal (CZ/AT) — Břeclav (CZ), with capacity up to 6.57 bcm/a
- 6.24.1 ROHUAT/BRUA – 1 st phase, including: -GCA Mosonmagyaróvár compressor station (development on the Austrian side)”

- 6.26.1 Cluster Croatia — Slovenia — Austria at Rogatec, including: - GCA 2015/08: Entry/Exit Murfeld (AT)

Diese eingebrachten Kapazitätsbedarfe wurden von den FNB analysiert und die nicht durch bestehende freie Kapazitäten zu erfüllenden Kapazitätsbedarfe an den MGM am 5.6.2017 übermittelt. Durch die Aggregation dieser Bedarfe wurde das Kapazitätsszenario für den KNEP 2017 zusammengestellt, das mit E-Control am 14.6.2017 abgestimmt wurde.

Der nächste Schritt war die Entwicklung von Projekten durch die FNB, um den ermittelten zusätzlichen Kapazitätsbedarf zu decken.

Die Abstimmung zwischen den FNB und MGM fand in 5 Koordinationstreffen zwischen 1.6.2017 und 11.8.2017 statt. Am 11.8.2017 wurden die Netzentwicklungspläne der FNB an den MGM übermittelt. Der MGM hat diese in der Konsultationsversion des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2018 – 2027 (in der Folge: KNEP) zusammengeführt.

Am 5.9.2017 wurde der KNEP 2017 im Rahmen des „Austrian Gas Infrastructure Development Days“ den Marktteilnehmern präsentiert. Im Anschluss daran wurde der KNEP vom 7.9.2017 bis 2.10.2017 zur Konsultation für die Marktteilnehmer auf der Website des MGM zur Verfügung gestellt. Die eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Website des MGM veröffentlicht und der Behörde übermittelt. Die erhaltenen Stellungnahmen wurden bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne von den FNB berücksichtigt.

Im Oktober 2017 fanden bilaterale Gespräche zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und E-Control zu den vertraulichen Beilagen statt, um die Inhalte des KNEP und einzelne Projekte zu diskutieren.

Am 31.10.2017 übermittelte der MGM eine um Geschäftsgeheimnisse bereinigte Konsultationsversion des KNEP 2018-2027 an die Behörde, die den Marktteilnehmern vom 3.11.2017 bis 20.11.2017 über die Website der E-Control in deutscher und englischer Sprache zur Konsultation zur Verfügung gestellt wurde. Dabei gaben bayernets GmbH, eustream a.s, OMV Gas & Power GmbH, die Landwirtschaftskammer Österreich (LK), die Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) und das Amt der Vorarlberger Landesregierung Stellungnahmen ab.

- Die Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) und das Amt der Vorarlberger Landesregierung erhoben keine Einwände gegen den KNEP 2017.
- Bayernnetz GmbH regt vor dem Hintergrund des zusätzlichen unverbindlich eingemeldeten Kapazitätsbedarfs am Grenzübergabepunkt Überacker – SUDAL, dem im Rahmen des KNEP mit dem Projekt GCA 2015/02a begegnet wird, an, dass zur effektiven Nutzung der bestehenden Netzanlagen und aus Gründen der Kostenminimierung Gespräche zur Druckbereitstellung zwischen den beteiligten

Fernleitungsnetzbetreibern aufgenommen werden sollten und der Abschluss einer entsprechenden Vereinbarung intensiv geprüft werden sollte.

- Eustream a.s. lehnt die Aufnahme des Projekts BACI in den KNEP ab, da es weder in Hinblick auf die Versorgungssicherheit notwendig scheine, noch eine neue Versorgungsquelle erschließe; vielmehr generiere das Projekt ausschließlich Kosten. Die Märkte seien bereits liquide und in keinster Weise sei der österreichische Gasmarkt isoliert. Vielmehr sei das Projekt redundant und seine Durchführung hätte zur Konsequenz, dass BACI entweder auf Kosten der bestehenden österreichischen, tschechischen und slowakischen Infrastruktur genützt oder eben gar nicht genützt werden würde, da kein ausreichender Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten bestehe.
- OMV Gas & Power GmbH bekundet Interesse an den Ein- und Ausspeisepunkten des Marktgebiets Ost, da internationale Unternehmungen wie North Stream 2 und Projekte zur Anlieferung von Gas aus südosteuropäischer Richtung wesentliche Auswirkungen auf die europäischen Gasflüsse haben. OMV Gas & Power GmbH begrüßt insbesondere vor dem Hintergrund des Entfalls der ROHUAT Open Season die Bestrebungen, Kapazitäten von Ungarn nach Österreich am Punkt Mosonmagyaróvár im Rahmen einer Incremental Capacity Auction anzubieten; allerdings sei hierbei der enge Konnex zu ROHU, die konkurrierende Punkte darstellen, insofern zu berücksichtigen, als ein Angebot für feste gebündelte Kapazität am Punkt Mosonmagyaróvár nur unter dem Vorbehalt abgegeben werden könne, dass eine Allokation den Bietern im ROHU Prozess nach dem Stichtag für das Rücktrittsrecht final bestätigt werde.
- Die LK erneuert die Forderung nach einer Überarbeitung der geltenden Entschädigungsregelungen, vor allem bei vorwiegender Nutzung der Infrastrukturleitungen für Handelszwecke im europäischen Verbundnetz und ruft die Vereinbarungen der Pariser Klimaverträge (COP21) in Erinnerung. Die LK hinterfragt den hohen Unterschied im Infrastrukturstandard zwischen KNEP 2016 und der konsultierten Version des KNEP 2017 und spricht sich in Anbetracht des hohen Infrastrukturstandards dafür aus, mit neuen Projektgenehmigungen vorerst abzuwarten, insbesondere bei Projekten mit möglicher Grundinanspruchnahme. Maßnahmen seien auf technische Ausbauten in den Ein- und Ausspeisepunkten zu beschränken. Betreffend der Projekte GCA 2015/02a sowie GCA 2016/02 bemerkt die LK, dass die Projekte nicht vollkommen ausgereift seien, da konkrete Angaben zu den Projekten fehlen würden und empfiehlt daher eine Genehmigung allenfalls als Konzeptionsprojekte. Das Projekt 2017/02 sei nicht zu genehmigen, da Widersprüche bestünden und es scheine aus der LFP als seien die Kapazitäten bereits vorhanden. Außerdem wäre laut LFP ein Leitungsprojekt von 12 km die Folge, obwohl aus den Unterlagen weder die Höhe der angefragten noch der von Bayern mengenmäßig bereitstellbaren Kapazitäten ersichtlich ist. Weiters fordert die LK eine Konsultationsfrist von mindestens sechs Wochen.

Die erhaltenen Stellungnahmen wurden bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne von den FNB berücksichtigt und auf der Homepage der E-Control Austria veröffentlicht:

Am 23.11.2017 fand die finale Abstimmung zwischen E-Control Austria, Gas Connect Austria GmbH und Trans Austria Gasleitung GmbH und AGGM statt. Am 28.11.2017 reichten die beiden FNB den KNEP 2017 gemeinsam zur Genehmigung bei der Behörde ein.

Am 19.12.2017 wurde eine Abänderung des KNEP von Seiten der Behörde angefordert. Mit Schreiben vom 12.1.2018 reichten die FNB eine geänderte Fassung des KNEP ein, die allen geforderten Änderungen entsprach und reichten die angeforderten Unterlagen nach. Zur Genehmigung wurden die in Spruchpunkt 1. b und c. genannten Projekte eingereicht.

Die unter Spruchpunkt 1.a. genannten Projekte werden zurückgezogen, da diese Projekte nicht mehr erforderlich sind, um die im KNEP 2017 eingemeldeten Kapazitätsbedarfe zu decken.

I.3. Sachverhalt und Beweiswürdigung

Folgender Sachverhalt steht auf Grund des Vorbringens der Antragstellerinnen sowie amtsbekannter Tatsachen fest:

Mit Bescheid vom 30.3.2017, V MGM G 01/17, wurde die AGGM als MGM des Marktgebiets Ost ab 01. Juni 2017, 6:00 Uhr benannt.

Fernleitungen des Marktgebiets Ost sind die Trans-Austria-Gasleitung (TAG), die West-Austria-Gasleitung (WAG), das Primärverteilungssystem 1 (PVS 1), die Hungaria-Austria-Leitung (HAG), die Süd-Ost-Leitung (SOL), die Penta West (PW), die Kittsee-Petrzalka-Gasleitung (KIP). FNB sind die TAG sowie die GCA (PVS 1, HAG, SOL, PW, KIP, WAG).

Das Fernleitungsnetz der GCA verfügt über folgende physische Entry Punkte: Baumgarten GCA und Baumgarten WAG (Grenze Slowakei), Überackern ABG und Überackern SUDAL sowie Oberkappel (Grenze Deutschland), Speicherpunkte 7Fields und MAB/WAG; weiters über folgende physische Exit Punkte: Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn), Überackern ABG und Überackern SUDAL sowie Oberkappel (Grenze Deutschland), Murfeld (Grenze Slowenien), Petrzalka und Baumgarten WAG (Grenze Slowakei), Speicherpunkte 7Fields und MAB/WAG. Zu den nicht-physischen Entry Punkten der GCA zählen Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn), Murfeld (Grenze Slowenien) sowie Petrzalka (Grenze Slowakei).

Das Fernleitungsnetz der TAG verfügt über die Entry Punkte Baumgarten TAG (Grenze Slowakei) und Arnoldstein (Grenze Italien) sowie über den Exit Punkt Arnoldstein (Grenze Italien).

Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 129 %. Dieses Kriterium wurde nach der im Anhang II der VO (EU) Nr. 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung (SoS-VO) normierten N-1 Berechnung und den vom MGM aktualisierten Daten berechnet.

I.4. Rechtliche Beurteilung

Die einzelnen Fernleitungsunternehmen sind gemäß § 62 Abs. 1 Z 20 GWG 2011 verpflichtet, einen Netzentwicklungsplan zu erstellen bzw. an der Erstellung des KNEP mitzuwirken. Der MGM erstellte gemäß den Vorgaben des § 63 GWG 2011 nach Abhalten einer Planungskonferenz, dem die Netzentwicklungspläne der einzelnen Fernleitungsunternehmen zugrunde gelegt wurden, sowie eines Konsultationsprozesses, der wie unter Punkt I.2. dargestellt den gesetzlichen Anforderungen entspricht, einen KNEP mit einem zehnjährigen Planungszeitraum von 2018 bis 2027. In diesem hat der MGM beschlossene Investitionen aufgelistet und neue Investitionen bestimmt, die in den nächsten zehn Jahren durchgeführt werden müssen, sowie Zeitpläne für alle Investitionsprojekte vorgegeben (§ 63 Abs. 3 GWG 2011). Im Zuge der Erstellung der Netzentwicklungspläne haben die FNB eine Markterhebung zur Ermittlung des Kapazitätsbedarfs durchgeführt, die sie ihrem Netzausbauplan zu Grunde gelegt haben. Außerdem wurde vom MGM eine Projektdatenerhebung durchgeführt. In seinem Aufbau gibt der KNEP im Wesentlichen die Netzentwicklungspläne der einzelnen Fernleitungsunternehmen wieder.

Alle Investitionsprojekte enthalten gemäß § 63 Abs. 3 Z 3 GWG 2011 einen indikativen Zeitplan für ihre Durchführung. In den vertraulichen Beilagen sowie in den Projektbeschreibungen werden gemäß § 63 Abs. 8 GWG 2011 die technischen und wirtschaftlichen Gründe der einzelnen Vorhaben dargestellt.

Die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 ist aufgrund der von AGGM durchgeführten Berechnungen auch in Zukunft gewährleistet. Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 129 %. Dieser Wert ist deutlich niedriger als die Werte in den Vorjahren, die auf der Basis der Vorgaben des mit 1.11.2017 außer Kraft getretenen Art 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 berechnet wurden. Dies resultiert daraus, dass im Zuge der Neuberechnung bei den Werten für die technische Kapazität an den Einspeisepunkten die hydraulischen Machbarkeiten berücksichtigt wurden, weshalb diese Werte niedriger waren als die technischen Kapazitäten, die bisher in die Berechnung eingingen. Zudem wurde der Speicherfüllstand im Winter einbezogen, sodass eine geringere Entnahmeleistung als die technisch maximale Entnahmeleistung der Berechnung zugrunde gelegt wurde. Auch die gesamte tägliche Gasnachfrage wurde für den zehnjährigen Planungshorizont nach einer Neuberechnung leicht erhöht. Damit spiegelt der jetzige Wert von 129% eine deutlich realitätsnähere Kennzahl wieder. Festzuhalten ist jedoch, dass die Versorgungssicherheit weiterhin auf einem hohen Niveau sichergestellt ist; die realitätsnähere Darstellung zeigt jedoch, dass allfällige weitere Investitionen in die Versorgungssicherheit durchaus gerechtfertigt werden können.

Die mit der Umsetzung von Maßnahmen aus dem genehmigten KNEP verbundenen angemessenen Kosten sind gemäß § 64 Abs. 4 GWG 2011 bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte zu berücksichtigen, eine Aktualisierung erfolgt ex post auf der Basis von tatsächlich angefallenen Anschaffungskosten. Auch für diese Investitionen gelten die in § 79 GWG 2011 genannten Grundsätze der Kostenwahrheit sowie Angemessenheit dem Grunde und der Höhe nach. Eine abschließende Angemessenheitsprüfung der Höhe nach ist allerdings erst möglich, wenn bereits Kosten angefallen sind und entsprechende Unterlagen (wie z.B. die Ausschreibungsunterlagen und die Angebote) vorliegen. Daher beschränkt sich die im gegenständlichen Verfahren ex ante erteilte Genehmigung auf die Angemessenheit der Kosten dem Grunde nach. Nach derzeitigem Stand scheinen die im KNEP angeführten Werte – trotz der teilweise starken Schwankungsbreite in der Kostenabschätzung iHv bis zu +/-25 % – noch plausibel. Sie sind jedoch in den Folgeverfahren zur Genehmigung des KNEP von den FNB einer detaillierten Evaluierung zu unterziehen. Eine abschließende Beurteilung wird die Behörde nach erfolgter Investition im Zuge der Kostenermittlung nach § 69 GWG 2011 vornehmen.

Als Planungsprojekte können Projekte genehmigt werden, die sich noch in der Konzeptionsphase befinden, bei denen die Planungsüberlegungen noch nicht abgeschlossen sind und deren Umsetzungszeitplan noch offen ist, weshalb deren Kosten und zusätzliche Kapazität (noch) nicht mit hinreichender Genauigkeit abgeschätzt werden können. Aus diesem Grund können in weiterer Folge für zusätzliche Kapazitäten, die aus derartigen Projekten resultieren, (noch) keine Kosten und Mengen mittels Bescheid gem. § 82 GWG 2011 genehmigt werden. Für diese Projekte besteht daher keine Umsetzungsverpflichtung.

Von den 17 Projekten, die 2017 als neue Projekte zur Genehmigung eingereicht wurden, wurde das Projekt GCA 2017/02 als Planungsprojekt eingereicht.

Die unter Spruchpunkt 1.a. genannten Projekte werden zurückgezogen, da diese Projekte nicht mehr erforderlich sind, um die im KNEP 2017 eingemeldeten Kapazitätsbedarfe zu decken.

Beurteilung der einzelnen zur Genehmigung eingereichten Projekte:

Wiedereingereichte Projekte mit Änderungen

- Projekte GCA 2015/01a (BACI) und TAG 2016/05 (BACI):

BACI ist die erstmalige physische Verbindung des österreichischen Marktgebiets mit dem tschechischen Markt und ist ein erforderliches Projekt zur Bereitstellung der eingebrachten Kapazitätsbedarfe (Tabelle 7, KNEP 2017). Im Rahmen der Projektdatenerhebung hat Net4Gas den tschechischen Teil des Projektes GCA 2015/01a (Bidirectional Austrian Czech Interconnection – BACI) mit einer Kapazität von 8.393 MWh/hin den Netzentwicklungsplan (NEP) der GCA wieder eingemeldet. Zudem sind 200 MWh/h von Shippern als Bedarf eingemeldet worden. Das bereits seit 2015 als Planungsprojekt genehmigte Projekt wurde als

Umsetzungsprojekt zur Genehmigung eingereicht, da die Planung weiter fortgeschritten ist und für Juli 2018 die Durchführung eines Markttests angestrebt wird, d.h. eine Kapazitätsallokation nach den aktuellen regulatorischen Vorgaben bei der Jahresauktion 2018.

GCA wird sich dabei mit den deutschen FNB und den beteiligten Regulierungsbehörden abstimmen. Die Umsetzung des Projektes soll bis zu 4,5 Jahre dauern und voraussichtlich 2022 erfolgen. Dieses Projekt ist in der 3. PCI Liste und im TYNDP 2018 enthalten. Für den Nachweis der Wirtschaftlichkeit ist die technische Optimierung zwischen GCA und Net4gas ausschlaggebend.

Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Projekt TAG 2016/05 „TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)“. Durch die Umsetzung des Projektes soll zusätzliche Verbindungskapazität auf FZK Basis vom/zum TAG System in Richtung des/kommend vom tschechischen Markt (Ein-/Ausseispunkt Reintal) mit garantierten Zugang zum Virtuellen Handelspunkt (in der Folge: VHP) geschaffen werden. Der Nachweis der technischen Notwendigkeit und Angemessenheit wurde bei der Genehmigung mit Bescheid 2016 als Planungsprojekt als erfüllt angesehen. Auch dieses bereits als Planungsprojekt genehmigte Projekt wird daher als Umsetzungsprojekt zur Genehmigung eingereicht.

Die beiden Projekte GCA 2015/01a und TAG 2016/05 werden als Projekte genehmigt. Dabei wird das Projekt GCA 2015/01a mit der Auflage genehmigt, dass grenzüberschreitende Optimierungsvarianten mit dem angrenzenden Fernleitungsnetzbetreiber untersucht werden und in KNEP 2019 dargestellt werden.

- Projekt GCA 2015/02a (Entry Überackern):

Das Projekt GCA 2015/02a ist ein erforderliches Projekt zur Bereitstellung der eingebrachten Kapazitätsbedarfe (Tabelle 7, KNEP 2017) und hat das Ziel, die technische Kapazität am Einspeisepunkt Überackern SUDAL zu erhöhen.¹ Es wurde als Umsetzungsprojekt aufgrund des Planungsfortschrittes eingereicht. Dabei wurden 2 Varianten zur Genehmigung eingereicht: Mit Druckunterstützung der bayernets nach Überackern oder mit Bau eines Verdichters in Überackern im GCA Netz. Die erste Projektvariante wird derzeit hinsichtlich der wirtschaftlichen und technischen Parameter einer detaillierten Analyse unterzogen.

GCA plant eine Kapazitätsallokation nach den aktuellen regulatorischen Vorgaben bei der Jahresauktion 2018 und wird sich dabei mit den deutschen FNB und den beteiligten Regulierungsbehörden abstimmen.

Das Projekt GCA 2015/02a wird als Projekt mit einer Umsetzungsverpflichtung genehmigt. Dabei wird das Projekt GCA 2015/02a mit der Auflage genehmigt, dass die

¹ Das Projekt GCA 2015/02a steht in direktem Zusammenhang mit dem Projekt TAG 2016/02.

grenzüberschreitende Optimierungsvariante mit bayernets weiterverfolgt wird. Die Auswahl der wirtschaftlichen und technisch sinnvollsten Variante soll im KNEP 2019 dargestellt werden.

- Projekt GCA 2015/04 (Entry Mosonmagyaróvár – Minimum):

Das Projekt GCA 2015/04 dient dem Zweck, die technische Möglichkeit der Druckunterstützung zur Bereitstellung des angemeldeten zusätzlichen Bedarfs auf FZK-Basis zu untersuchen. Im Vergleich zum Projekt 2015/05 sind die darstellbaren Kapazitäten deutlich geringer, der Umsetzungszeitpunkt aber deutlich früher. Dieses Projekt wurde im KNEP 2015 als Planungsprojekt genehmigt und als Umsetzungsprojekt eingereicht.

Das Projekt GCA 2015/04 wird als Projekt mit einer Umsetzungsverpflichtung genehmigt. Die Umsetzung dieses Projekts ermöglicht die Darstellung von 114.155 Nm³/h (0°C) fester Einspeisekapazität aus Ungarn (die entsprechende Druckbereitstellung des angrenzenden Netzbetreibers vorausgesetzt). Aus Gründen der Versorgungssicherheit ist diese zusätzliche Einspeisekapazität zu berücksichtigen, insb. die Gasexplosion in Baumgarten am 12. Dezember 2017 hat die Sinnhaftigkeit einer weiteren Diversifizierung gezeigt. Die relativ niedrigen Investitionskosten des Projekts stehen jedenfalls in einem angemessenen Verhältnis zum potentiellen Nutzen der zusätzlichen Kapazitäten. Dabei wird das Projekt GCA 2015/04 mit der Auflage genehmigt, dass die grenzüberschreitende Optimierungsvariante mit FGSZ Ltd. weiterverfolgt wird. Die Auswahl der wirtschaftlichen und technisch sinnvollsten Variante soll im KNEP 2019 dargestellt werden.

- Projekt GCA 2015/05 (Entry Mosonmagyaróvár):

Das Projekt GCA 2015/05 ist ein erforderliches Projekt zur Bereitstellung der eingebrachten Kapazitätsbedarfe (Tabelle 7, KNEP 2017). Das Projekt steht im Zusammenhang mit potentiell verfügbarem Gas im Schwarzen Meer und zielt darauf ab, technische Kapazität am Entry Punkt Mosonmagyaróvár zu schaffen, um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf von gebündelter Kapazität auf FZK-Basis zu decken. Das Projekt GCA 2015/05 „Entry Mosonmagyaróvár“ hat den Status eines PCI.

Es wurde aufgrund des Planungsfortschrittes als Umsetzungsprojekt eingereicht. Dabei wurden 2 Varianten zur Genehmigung eingereicht: mit Druckunterstützung der FGSZ Ltd. nach Baumgarten oder mit Bau einer Verdichterstation in Baumgarten im GCA Netz. GCA plant eine Kapazitätsallokation nach den aktuellen regulatorischen Vorgaben bei der Jahresauktion 2018. Zudem ist der Umsetzungszeitpunkt angepasst worden. Das Projekt GCA 2015/05 wird antragsgemäß als Projekt mit einer Umsetzungsverpflichtung genehmigt. Dabei wird das Projekt GCA 2015/05 mit der Auflage genehmigt, dass die grenzüberschreitende Optimierungsvariante mit FGSZ Ltd. weiterverfolgt und konkretisiert wird. Die Auswahl der wirtschaftlichen und technisch sinnvollsten Variante soll im KNEP 2019 dargestellt werden.

- Projekt GCA 2015/08 (Entry/Exit Murfeld):

Das Projekt GCA 2015/08 ist ein erforderliches Projekt zur Bereitstellung der eingebrachten Kapazitätsbedarfe (Tabelle 7, KNEP 2017). Dieses Projekt wurde im Rahmen der Bedarfseinmeldung des benachbarten slowenischen TSOs entwickelt; es soll den Reverse Flow von Slowenien nach Österreich ermöglichen und die technische Kapazität auf FZK-Basis in der Flussrichtung Österreich nach Slowenien erhöhen und ist im Zusammenhang mit der Entwicklung des KRK Terminals in Kroatien zu sehen.

Das Projekt GCA 2015/08 wurde als Umsetzungsprojekt aufgrund des Planungsfortschrittes eingereicht. GCA plant eine Kapazitätsallokation nach den aktuellen regulatorischen Vorgaben bei der Jahresauktion 2018. Zudem ist der Umsetzungszeitpunkt auf November 2022 verschoben worden. Da die vorgelagerten Projekte in Slowenien und Kroatien noch nicht in der Umsetzung sind, hat diese Verschiebung im Zeitplan keine Auswirkung.

Das Projekt GCA 2015/08 wird antragsgemäß als Projekt mit einer Umsetzungsverpflichtung genehmigt. Dabei wird das Projekt GCA 2015/08 mit der Auflage genehmigt, dass eine grenzüberschreitende Optimierungsvariante mit Plinovodi d.o.o. untersucht wird. Die Auswahl der wirtschaftlichen und technisch sinnvollsten Variante soll im KNEP 2019 dargestellt werden.

- Projekt TAG 2016/01 (TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf):

Das Projekt TAG 2016/01 ist ein erforderliches Projekt zur Bereitstellung der eingebrachten Kapazitätsbedarfe (Tabelle 7, KNEP 2017). Das Projekt "TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf" ist erforderlich, um die Möglichkeit des Einsatzes von den Kompressorstationen Weitendorf und Eggendorf im Reverse Flow zu gewährleisten und ist im Zusammenhang mit den GCA Projekten 2015/08 und 2015/10 zu sehen. Der Nachweis der technischen Notwendigkeit und Angemessenheit wurde bei der Genehmigung mit Bescheid 2016 als erfüllt angesehen.

Das Projekt wurde wieder zur Genehmigung eingereicht, da die geplante Fertigstellung auf das 4. Quartal 2019 aus „Umplanungsgründen“ verschoben wurde, um verschiedene Betriebsoptionen zu untersuchen. Es ist im Sinne der Behörde, dass eine optimale Lösung durch zusätzliche Analysen gefunden wird. Daher wird das Projekt mit den angegebenen Änderungen genehmigt.

- Projekt TAG 2016/03 (Reverse Flow Baumgarten MT Station (MS2)):

Das Projekt TAG 2016/03 ist ein erforderliches Projekt zur Bereitstellung der eingebrachten Kapazitätsbedarfe (Tabelle 7, KNEP 2017). Es wird den physikalischen Reverse Flow des TAG Systems in Richtung des slowakischen Gasnetzes und anderen potentiellen grenzüberschreitenden Verbindungen ermöglichen. Um dieses Ziel zu erreichen, ist auch das Projekt TAG 2016/01 erforderlich. Der Nachweis der technischen Notwendigkeit und Angemessenheit wurde bei der Genehmigung mit Bescheid 2016 als Planungsprojekt als erfüllt angesehen.

Das Projekt wurde wieder zur Genehmigung eingereicht, da es von dem Genehmigungsstatus „Projekt“ auf „Planungsprojekt“ umgewidmet werden soll. Grund dafür ist die technische Abhängigkeit von Projekt GCA 2016/E2 sowie die aktuell begrenzte Nachfrage nach Exit-Kapazität in Baumgarten. Daher wird das Projekt mit den angegebenen Änderungen genehmigt.

Ersatzinvestitionen

Dem Zweck des KNEP entsprechend sind auch Ersatzinvestitionen, die wichtige Infrastrukturen iSd § 63 Abs. 3 Z 1 GWG 2011 betreffen, in den KNEP aufzunehmen. Außerdem soll gem. § 63 Abs. 8 GWG 2011 der KNEP unter anderem Vorhaben zur Errichtung, Änderung oder den Betrieb von Leitungsanlagen umfassen; auch Ersatzinvestitionen können solche Vorhaben sein, womit diese vom Wortlaut des Gesetzes umfasst sind. Ersatzinvestitionen können ebenfalls einen Beitrag dazu leisten die Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher sowie die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit) sicher zu stellen (zB. Elektroverdichter als Ersatz für Gasverdichter).

Generell muss auch bei Ersatzinvestitionen immer analysiert werden, ob durch eine optimierte Projektplanung und -ausgestaltung die Interoperabilität zwischen den Netzen verbessert werden kann.

Folgende Projekte wurden aufgrund von relevanten Änderungen in den Kostenschätzungen oder Umsetzungszeitpunkt wieder zur Genehmigung eingereicht:

- Projekte GCA 2016/E1, GCA 2016/E5, sowie TAG 2015/R04, TAG 2016/R08, TAG 2016/R09, TAG 2016/R10, TAG 2016/R11, TAG 2016/R12:

Die technische Notwendigkeit und Angemessenheit wurden bei der Genehmigung im KNEP 2015 und 2016 bereits nachgewiesen, die eingereichten Änderungen sind geringfügig, sodass eine weitere Genehmigung gerechtfertigt ist.

Es wird explizit darauf hingewiesen, dass eine abschließende Angemessenheitsprüfung der Höhe der getätigten Investitionskosten von der Behörde durchgeführt wird, wenn Kosten angefallen sind und entsprechende Unterlagen (wie z.B. die Ausschreibungsunterlagen und die Angebote) vorliegen.

Neue Projekte – zusätzliche Kapazitäten

- Projekt GCA 2017/01 (Entry Mosomagyarovar Plus):

Das Projekt GCA 2017/01 ist ein erforderliches Projekt zur Bereitstellung der eingebrachten Kapazitätsbedarfe (Tabelle 7, KNEP 2017). Dieses Projekt wurde entwickelt, um den eingemeldeten Kapazitätsbedarf von 1.000.000 m³/h am Grenzübergabepunkt zu decken. Aus

technischer Sicht umfasst es den Loop der HAG Leitung, eine neue Verdichterstation auf der HAG und Erweiterungen im Knoten Baumgarten. Die Investitionskosten werden auf 202 Mio Euro geschätzt. Das Projekt wird dann umgesetzt, wenn die Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden. Es wird als Umsetzungsprojekt zur Genehmigung eingereicht.

GCA plant eine Kapazitätsallokation nach den aktuellen regulatorischen Vorgaben bei der Jahresauktion 2018. Hinsichtlich des vorliegenden technischen Konzepts und den damit einhergehenden prognostizierten Investitionskosten ist anzumerken, dass eine Weiterentwicklung des technischen Konzepts aus Sicht der Behörde wesentlich ist, um die Vermarktbarkeit des Projekts und damit die Wirtschaftlichkeit des Projekts sicherzustellen. Die Analyse muss auch mögliche grenzüberschreitende Optimierungsvarianten enthalten.

Das Projekt GCA 2017/01 wird antragsgemäß als Projekt mit einer Umsetzungsverpflichtung genehmigt, allerdings mit der Auflage, dass eine grenzüberschreitende Optimierungsvariante mit FGSZ Ltd. analysiert wird. Die Auswahl der wirtschaftlichen und technisch sinnvollsten Variante soll im KNEP 2019 dargestellt werden.

- Projekt GCA 2017/02 (Penta West – Exit Verteilergbiet):

Das Projekt GCA 2017/02 ist ein Projekt zur Bereitstellung der eingebrachten Kapazitätsbedarfe (Tabelle 7, KNEP 2017). Dieses Projekt wurde auf Basis von Einmeldungen des VGM für die Versorgung des Raums Schärdings entwickelt. Durch dieses Projekt können 5.000 m³/h bereitgestellt werden, das Projekt könnte in 1,5 Jahren umgesetzt werden. Voraussetzung für die Umsetzung ist eine Konkretisierung und Kommittierung des VGM für den zusätzlichen Bedarf, daher wird das Projekt erstmal als Planungsprojekt zur Genehmigung eingereicht und als solches genehmigt.

- Projekt TAG 2017/01 (TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár II)):

Das Projekt TAG 2017/01 ist ein erforderliches Projekt zur Bereitstellung der eingebrachten Kapazitätsbedarfe (Tabelle 7, KNEP 2017). Dieses Projekt ist ein Komplementärprojekt zu GCA 2017/01 „Entry Mosonmagyaróvár plus“ und beinhaltet die Modifikation der TAG Baumgarten Station, um einen erhöhten Gasfluss in das TAG-System zu ermöglichen und den Zugang zum VHP durch die FZK Kapazität zu gewährleisten. Dieses Projekt ist eine Projektalternative zum Projekt TAG 2016/04.

Das Projekt wurde zwischen TAG und GCA im Rahmen der Vorbereitung des KNEP 2017 initiiert und abgestimmt. Basierend auf der Koordination zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern TAG und GCA und der Abhängigkeit dieses Projekts von dem Komplementärprojekt GCA 2017/01, wird eine maximale Umsetzungsdauer in der Höhe von 4,5 Jahren geschätzt, beginnend möglichst ab 2018 und unter der Voraussetzung der Erlangung der relevanten behördlichen Genehmigungen.

Das Projekt TAG 2017/01 wird antragsgemäß als Projekt mit einer Umsetzungsverpflichtung genehmigt.

Neue Projekte – Ersatzinvestitionen:

Die technische Notwendigkeit dieser Ersatzinvestitionen ist im Allgemeinen gegeben. Die Fernleitungsnetzbetreiber begründen diese zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs ihres Rohrleitungssystems.

Bei der Angemessenheitsprüfung muss daher ersichtlich sein, dass das vorgeschlagene Projekt die derzeit effizienteste Lösung für die Ersatzinvestition ist. Diese Darstellung in den vertraulichen Beilagen der Fernleitungsnetzbetreiber muss in diesem Sinne weiterhin verbessert werden. Generell muss auch bei Ersatzinvestitionen immer analysiert werden, ob durch eine optimierte Projektplanung und -ausgestaltung die Interoperabilität zwischen den Netzen verbessert werden kann.

Folgende Ersatzinvestitionen werden gemäß Antrag genehmigt, da die technische Notwendigkeit, die Angemessenheit und die Wirtschaftlichkeit mit den vorliegenden Informationen der Behörde gegenüber nachgewiesen werden konnten:

- GCA 2017/E4 Ersatzinvestition UW Baumgarten Erweiterung TAG NOxER 2
- GCA 2017/E5: Ersatzinvestition VS Rainbach Tausch Prozessleitsystem
- GCA 2017/E6: SOL Revamp
- TAG 2017/R01 MS2 Refurbishment MS2
- TAG 2017/R02 Major Overhaul Renewal of Valve Stations, Lichtenegg / Wielfresen 1 / Ettendorf / Ludmannsdorf
- TAG 2017/R03 Major Overhaul Renewal of Valve Stations Lanzenkirchen / Sulmeck / St.Paul / Ruden / Arnoldstein
- TAG 2017/R04 CS Baumgarten Grafendorf Ruden Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO
- TAG 2017/R05 Baumgarten Filter Separators & metering station MS2 Electrical Actuators
- TAG 2017/R06 DLE 1.5 + 72 hole PT module RC400 in CS-Ruden
- TAG 2017/R07 Gas Generator BC800 in CS-Baumgarten
- TAG 2017/R08 Gas Generator RC600 in CS-Ruden
- TAG 2017/R10 Sec.3: Replacement of TAG I damaged Insulation
- TAG 2017/R11 Sec.1: Refurbishment Sec Ball Valve SS1 (Orth)
- TAG 2017/R12 CS-E: Repl. Insulation Joint Loop2

Erarbeitung des KNEP sowie Abstimmung zwischen FNB, VGM, MGM und angrenzenden NB:

Bei der Gestaltung des KNEP 2018-2027 sind deutliche Fortschritte zu erkennen, sodass die Netzausbauplanung transparenter und übersichtlicher dargestellt wird. Erstmals war heuer AGGM als benannter MGM in den Prozess involviert. Da die Benennung erst nach Beginn des KNEP-Prozesses erfolgt ist, konnte die Koordinationsfunktion des MGM noch nicht über den vollständigen Prozess wirken. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass für die nächste Planungsperiode dem MGM frühzeitig sämtliche erforderlichen Informationen zur Verfügung stehen, damit dieser seine gesetzlich vorgesehene Rolle umfassend wahrnehmen kann und eine bei der Netzentwicklung eine integrierte Betrachtung des gesamten Netzes im Marktgebiet verstärkt vorangetrieben wird.

Zu den im Rahmen der Begutachtung durch die Behörde eingelangten Stellungnahmen:

Die Stellungnahme der Bayernets wurde im Projekt GCA 2015/02a berücksichtigt, bei dem eine Variante mit der angebotenen Druckunterstützung der Bayernets erarbeitet wurde. Für den KNEP 2018 ist von GCA eine Darstellung der wirtschaftlichen und technischen optimalen Lösung vorzulegen.

Die Stellungnahme der EUSTREAM zu dem Projekt GCA 2015/01a (BACI) enthält die Forderung, BACI aus dem KNEP zu entfernen. Wie bereits ausgeführt, ist dieses Projekt ein in Tabelle 7 des KNEP aufgeführtes Projekt zur Bereitstellung der eingebrachten Kapazitätsbedarfe. Eine Nichtberücksichtigung dieser widerspricht den Anforderungen aus § 64 Abs. 3 GWG 2011, demgemäß die Regulierungsbehörde zu prüfen hat, ob der gesamte im Zuge der Konsultationen ermittelten Investitionsbedarf erfasst ist. Diese Forderung kann daher nicht berücksichtigt werden.

Die LK fordert in ihrer Stellungnahme eine Überarbeitung der geltenden Entschädigungsregelungen, vor allem bei vorwiegender Nutzung der Infrastrukturleitungen für Handelszwecke im europäischen Verbundnetz. Hierzu ist festzuhalten, dass die Anwendung oder Erarbeitung von Entschädigungsregelungen nicht Gegenstand des KNEP sind, eine Ungleichbehandlung jedoch grundsätzlich kritisch zu betrachten wäre.

Zudem wird die Aussagekraft des Infrastrukturstandards aufgrund der großen Veränderung zum Vorjahr wegen geränderter Berechnungsparameter infrage gestellt und vor dem immer noch guten Ergebnis auf weitere Ausbauten - insb solche unter Grundinanspruchnahme - hintanzuhalten. Dazu ist festzuhalten, dass aufgrund der derzeitigen energiewirtschaftlichen Gegebenheit Gas aktuell eine wesentliche Rolle im österreichischen Energiemix darstellt. Dies erfordert einen den Bedürfnissen der Marktteilnehmer entsprechenden Erhalt und Ausbau der Infrastruktur, um Versorgungsengpässe zu verhindern. Der Infrastrukturstandard von 129% gewährleistet eine sichere Versorgung, die nunmehr angewendeten realitätsnäheren Berechnungsparameter zeigen im Ergebnis aber auch, dass Investitionen gerechtfertigt sind, um das bestehende gute Niveau zu erhalten.

Betreffend die Stellungnahme der LK ist ebenfalls in Bezug auf das Projekt GCA 2017/02 auf die oben genannten gesetzlichen Vorgaben zu verweisen, da auch dieses Projekt im Zuge der Planung ermittelten Kapazitätsbedarf erfüllt. Es wird zudem als Planungsprojekt genehmigt, für das aktuell keine Umsetzungsverpflichtung besteht. Das im Weiteren von der Landwirtschaftskammer genannte Projekt GCA 2016/02 wurde aus dem KNEP zurückgezogen und wird daher nicht mehr weiterverfolgt. Für das Projekt GCA 2015/02a hat GCA zwei unterschiedliche Varianten vorgelegt, sodass eine Konkretisierung festzustellen ist. Zudem hat auch Bayernets mit ihrer Stellungnahme bestätigt, dass eine wirtschaftliche grenzüberschreitende Optimierung umsetzbar ist. Weiters ist dieses Projekt ein in Tabelle 7 des KNEP aufgeführtes Projekt zur Bereitstellung der eingebrachten Kapazitätsbedarfe, eine Genehmigung als Umsetzungsprojekt ist daher aus Sicht der Behörde gerechtfertigt.

Zur Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie der geltenden PCI-Liste:

Der KNEP 2017 orientiert sich am TYNDP 2017, wobei dieser aufgrund der geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen – in concreto der Energieinfrastruktur-Verordnung (EU) Nr 347/2013 – ein weiteres Aufgabenspektrum umfasst als der KNEP. Generell ist die Kohärenz zwischen beiden Planungsinstrumenten, in Bezug auf die gelisteten Ausbaumaßnahmen, gegeben. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Angaben zu Entwicklung von Absatz und Aufbringung im TYNDP teilweise von jenen der LFP abweichen. Abweichungen sind durch die unterschiedlichen verwendeten Methodiken der Berechnung zu erklären. Diese sind aber nicht von signifikantem Ausmaß. E-Control, als zuständige Behörde für die Genehmigung von KNEP und LFP, genehmigt grundsätzlich nicht die Annahmen, die der Identifikation von notwendigen Investitionen zu Grunde liegen. Aus Sicht der Behörde ist es erforderlich, dass die österreichischen Netzentwicklungspläne die Planungsannahmen abstimmen und entsprechend dokumentieren.

In Bezug auf die in den Anlagen des TYNDP angeführten Projekte – mit bzw. ohne finale Investitionsentscheidung – sowie die geltende PCI-Liste ist grundsätzlich eine Kohärenz mit den im KNEP genannten Projekten gegeben. Es ist darauf hinzuweisen, dass der TYNDP 2017 auf dem KNEP 2016-2025 basiert und, dass Projekte, die ohne finale Investitionsentscheidung im TYNDP 2017 oder als Planungsprojekte im KNEP 2016 gelistet sind, mitunter weiterentwickelt oder verworfen wurden.

Im KNEP 2017 werden Einflüsse von geplanten oder in Umsetzung befindlichen europäischen Infrastrukturprojekten untersucht und allfällige Auswirkungen auf das österreichische Leitungsnetz bewertet, um die Übereinstimmung des KNEP mit den europäischen Planungsinstrumenten transparent darzustellen. Nichtsdestotrotz werden die FNB aufgefordert, sich auch weiterhin gezielt mit den Netzbetreibern in Nachbarstaaten sowie anderen relevanten Netzbetreibern hinsichtlich deren sowie der österreichischen Netzentwicklungsprojekte abzustimmen. Die Koordination sollte insbesondere in Bezug auf Projekte, die Auswirkungen auf das Marktgebiet Ost haben, verbessert werden.

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 7 VwGVG das Rechtsmittel der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen vier Wochen nach erfolgter Zustellung dieses Bescheides bei der E-Control einzubringen und hat die Bezeichnung des angefochtenen Bescheides, die belangte Behörde und die Gründe auf die sich die behauptete Rechtswidrigkeit stützt, sowie das Begehren zu enthalten. Im Falle einer Beschwerde wird ersucht, die Eingabengebühr von EUR 30 gemäß § 14 TP 6 Abs 5 Z 1 lit b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl 267/1957 idgF iVm § 2 BVwG-EGebV, BGBl II 490/2013, unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gemäß § 3 Abs 1 BVwG-EGebV zu entrichten.

IV. Gebühren

Es wird höflich ersucht, die Eingabengebühr von € 14,30 gemäß § 14 TP 6 Abs 1 Gebührengesetz 1957, BGBl Nr. 267/1957 idgF und die Beilagengebühr von € 21,80 gemäß § 14 TP 5 Abs 1 Gebührengesetz, insgesamt sohin € **36,10** auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria, Subbezeichnung: Gebührenkonto, ERSTE BANK, BIC: GIBAAATWWXXX, IBAN: AT57 2011 1403 1846 4201, zu überweisen.

Energie-Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Wien, am 19.1.2018

Der Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M
Vorstandsmitglied

DI Andreas Eigenbauer
Vorstandsmitglied

Beilage: ./1 Koordinierter Netzentwicklungsplan 2017 (Planungszeitraum 2018-2027) in der Fassung vom 11. Jänner 2018, Ausgabe 4.0.

Ergeht als Bescheid an:

1. Gas Connect Austria
Geschäftsführung
Floridotower, Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien

2. TAG Trans Austria Gasleitung GmbH
Geschäftsführung
Wiedner Hauptstraße 120
1050 Wien

3. AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Vorstand
Floridotower, Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien

per RSb

