

V KNEP G 01/19

PA 68/2020

Gas Connect Austria GmbH
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 GmbH vom 14. November 2019 auf Genehmigung des koordinierten Netzentwicklungsplans 2019 (KNEP 2019) ergeht gemäß § 64 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011, idF des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 108/2017, iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010, idF des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 108/2017, nachstehender

I. Spruch

1. Die Regulierungsbehörde genehmigt gemäß § 64 GWG 2011 den koordinierten Netzentwicklungsplan 2019. Der koordinierte Netzentwicklungsplan 2019 bildet als Beilage /1 einen Bestandteil dieses Bescheides. Die Genehmigung umfasst folgende eingereichten Projekte:

a. Zurückziehung bereits genehmigter Projekte:

- i. TAG 2017/R02-A Major Overhaul Valve Station Lichtenegg Q4 2025
- ii. TAG 2017/R02-B Major Overhaul Valve Station Wielfresen 1 Q4 2024
- iii. TAG 2017/R02-C Major Overhaul Valve Station Ettendorf Q4 2026
- iv. TAG 2018/R01 SCS Replacement, CS Eggendorf-Weitendorf Q4 2028
- v. TAG 2018/R02 Major Overhaul Valve Station Ebenthal Q4 2025
- vi. TAG 2018/R03 Major Overhaul Valve Station Wettmannstätten Q4 2025
- vii. TAG 2018/R06 Major Overhaul Valve Station Reisenberg Q4 2023

b. Abgeänderte Projekte:

- i. TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf / Eggendorf
- ii. GCA 2016/E2 MS3 Reverse Flow
- iii. GCA 2016/E5 Revamp Oberkappel

- iv. TAG 2016/R11 - Replacement of Gashydraulic Actuators, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden
- v. TAG 2016/R12 - SCS Replacement, CS Baumgarten-Grafendorf-Ruden
- vi. TAG 2017/R03-A - Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen
- vii. TAG 2017/R03-D - Major Overhaul Pigging Station Ruden
- viii. TAG 2017/R04 - Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden
- ix. TAG 2017/R05 - Replacement E-Actuators Filter Separators & Metering Station MS2 CS-Baumgarten
- x. TAG 2018/R04 - Major Overhaul Valve Station Weitendorf
- xi. TAG 2018/R07 - Major Overhaul Valve Station Zöbern

c. Neu eingereichte Projekte:

- i. GCA 2019/01 Exit Mosonmagyaróvár (Planungsprojekt)

- ii. GCA 2019/E2 VS Rainbach Erneuerung Maschinensteuerung
- iii. GCA 2019/E3 HAG Erneuerung Niederspannungsschaltanlage
- iv. GCA 2019/E4 VS WAG Erneuerung Notstromgenerator
- v. GCA 2019/E5 MS Neustift Compilation
- vi. GCA 2019/E6 UW Baumgarten Netzqualität

- vii. TAG 2019/R01 Major Overhaul Valve Stations CS Weitendorf Q4 2020
- viii. TAG 2019/R04 Replacement ball valves GOV 502 & 504 CS Baumgarten
- ix. TAG 2019/R06 Exchange of Leaking Valve CS Eggendorf
- x. TAG 2019/R07 Exchange of Leaking Valve CS Ruden
- xi. TAG 2019/R09 DLE 1.5 + 72 hole PT module BC500 in CS Baumgarten
- xii. TAG 2019/R11 Sec.1/Sec.2/Sec.3 Corrosion Refurbishment and Repair 2019-20

2. Die Genehmigung der Projekte der TAG nach Spruchpunkt 1 erfolgt gemäß § 65 Abs. 1 iVm § 64 Abs. 1 GWG 2011 unter der Auflage, dass für das Projekt 2015/R04 (NOxER II) bis Ende März 2020 die Kostenaufschlüsselung für NOxER II für die Jahre 2018, 2019 und 2020 anhand der in der vertraulichen Beilage zum KNEP 2018 dargestellten Tabelle (Seite 66) mit Stand 31. März 2020 ausgewiesen wird.

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) Nr. 994/2010 (§ 63 Abs. 4 GWG 2011; nunmehr Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/1938) 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).

Rechtsfolgende 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 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur (Infrastruktur-VO), die in die Unionsliste gemäß Art. 3 Abs. 4 Infrastruktur-VO aufgenommen sind, gemäß 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 gemäß 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

Am 22. März 2019 fand das Kick-off Meeting zum Netzentwicklungsprozess 2019 mit AGGM Austrian Gas Grid Management AG (in der Folge: AGGM) in ihrer Rolle als Marktgebietsmanager (in der Folge: MGM), Fernleitungsnetzbetreibern (Gas Connect Austria

GmbH – in der Folge: GCA und Trans Austria Gasleitung GmbH – in der Folge: TAG) und E-Control statt, in dem auch die Abstimmung zwischen langfristiger Planung (in der Folge: LFP) und Koordiniertem Netzentwicklungsplan diskutiert wurde.

Nach Abstimmung zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) wurden die Netzentwicklungspläne der FNB an den MGM übermittelt. Der MGM hat diese in der Konsultationsversion des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2020 bis 2029 (in der Folge: KNEP 2019) zusammengeführt.

Am 15. Oktober 2019 wurde der KNEP 2019 im Rahmen des „Austrian Gas Infrastructure Development Days“ den Marktteilnehmern präsentiert. Im Anschluss daran wurde der KNEP 2019 vom 17. Oktober 2019 bis 9. November 2019 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 und auf der Homepage der E-Control veröffentlicht.

Am 14. November 2019 reichten die beiden FNB den KNEP 2019 gemeinsam zur Genehmigung bei der Behörde ein.

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 2019 eingemeldeten Kapazitätsbedürfnisse zu decken.

E-Control konsultierte den KNEP 2019 mit den Interessenvertretungen der Netzbenutzer vom 19. November 2019 bis zum 3. Dezember 2019. Dabei gaben die Landwirtschaftskammer Österreich (LK), die Bundesarbeitskammer (BAK) und der Österreichische Gewerkschaftsbund (ÖGB) Stellungnahmen ab.

1. Die BAK und der ÖGB hielten fest, dass das Ziel des koordinierten Netzentwicklungsplans die Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten sowie der Interessen aller MarktteilnehmerInnen in einer langfristigen Infrastrukturplanung sei. Im Zusammenhang mit den Systemnutzungsentgelten ersucht die BAK die Regulierungsbehörde, bei der Festlegung der Tarife verstärkt auf eine sozial verträgliche Ausgestaltung und Verteilung der Kosten zu achten. Aus Sicht der BAK müsse insbesondere die mittel- bis langfristige Planung wichtiger Infrastrukturprojekte die avisierten klima- und energiepolitischen Zielsetzungen auf internationaler als auch nationaler Ebene berücksichtigen. Insbesondere die Gasnetzinfrastruktur, sowohl auf Verteilnetzebene als auch auf Ebene der Fernleitungsnetze, stehe angesichts der Notwendigkeit der Dekarbonisierung des Energiesystems vor besonderen Herausforderungen. Die BAK verweist in diesem Zusammenhang auf die Bedeutung von F&E-Projekten mit der Zielsetzung der Weiterentwicklung und Dekarbonisierung bereits bestehender und

volkswirtschaftlich bedeutsamer Infrastrukturen und begrüßt Projekte, die bestehende Infrastrukturen aufwerten, zu deren Zukunftstauglichkeit beitragen und Wertschöpfung im Inland schaffen. Generell könne die Überprüfung und Beurteilung vorgelegter Investitionsprojekte, hinsichtlich der technischen Notwendigkeit, der Angemessenheit und der Wirtschaftlichkeit sowie eines weiteren Investitionsbedarfs nur durch die Regulierungsbehörde endgültig vorgenommen werden. Sie habe als Genehmigungsbehörde die Möglichkeit, alle entscheidungsrelevanten Informationen von den Gasnetzbetreibern einzufordern bzw. von den wesentlichen Marktakteuren einzuholen. Die BAK ersucht die Regulierungsbehörde, diese Möglichkeiten vollinhaltlich auszuschöpfen und dabei sowohl auf verteilungspolitische Auswirkungen als auch die klima- und energiepolitischen Zielsetzungen zu achten.

- Die LK spricht sich in Anbetracht des stagnierenden Gasabsatzes dafür aus, mit neuen Projektgenehmigungen Zurückhaltung zu üben, insbesondere bei Projekten mit möglicher Grundinanspruchnahme. Betreffend die Projekte GCA 2015/02, 2015/03 und 2018/1 bemerkt die LK, dass keine Projekte mit Grundinanspruchnahmen weiterverfolgt und im Netzentwicklungsplan genehmigt werden sollen, deren Erfordernis nicht eindeutig und ausreichend gegeben sei. Aufgrund der Bereitstellung der Energienetze Bayern sei - entgegen der Ausführungen im Konsultationspapier - die Versorgung von Schärding (Projekt GCA 2017/02) über die Penta West nicht weiter zu verfolgen.

Am 19. Dezember 2019 hat die Behörde die Antragstellerin TAG GmbH aufgefordert, das Projekt TAG 2019/R10 DLE 1.5 aus der am 14. November 2019 übermittelten Version des KNEP 2019 zu nehmen und die überarbeitete Version des KNEP 2019 zur Genehmigung einzureichen.

Am 20. Jänner 2020 hat die Antragstellerin TAG GmbH die überarbeitete Version des KNEP 2019 ohne das Projekt TAG 2019/R10 DLE 1.5 zur Genehmigung eingereicht. Auf entsprechende Rückfrage der Behörde vom 21. Jänner 2020 hat die GCA am 24. Jänner 2020 ihre Zustimmung zur Anpassung des KNEP 2019 erteilt und eine ebenfalls nachgezogene Fassung des KNEP nachgereicht.

I.3. Sachverhalt und Beweiswürdigung

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

Mit Bescheid vom 30. März 2017, V MGM G 01/17, wurde die AGGM als MGM des Marktgebiets Ost ab 1. 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 132%. Dieses Kriterium wurde nach der im Anhang II der VO (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung (SoS-VO) normierten n-1 Berechnung und den vom MGM aktualisierten Daten berechnet. Im Jahr 2018 lag das Ergebnis der n-1 Formel gemäß SoS-VO bei 130%. Die geringfügige Erhöhung des Wertes gegenüber dem Vorjahr ist auf einen leichten Rückgang der Prognose des maximal täglichen Absatzes zurückzuführen.

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 2020 bis 2029. 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 SoS-VO ist aufgrund der von AGGM durchgeführten Berechnungen auch in Zukunft gewährleistet. Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 132%. Daher ist die Versorgungssicherheit weiterhin auf einem hohen Niveau sichergestellt; es zeigt sich in der Praxis 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 zB 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 gemäß § 82 GWG 2011 genehmigt werden. Für diese Projekte besteht daher keine Umsetzungsverpflichtung.

Von den 12 Projekten, die 2019 als neue Projekte zur Genehmigung eingereicht wurden, wurde das Projekt GCA 2019/01 als Planungsprojekt eingereicht.

Die unter Spruchpunkt 1.a. genannten Projekte werden zurückgezogen, da diese Projekte nicht mehr erforderlich sind, um die im KNEP 2019 eingemeldeten Kapazitätsbedürfnisse zu decken.

Beurteilung der einzelnen zur Genehmigung eingereichten Projekte:

Zurückziehung bereits genehmigter Projekte

-
- TAG 2017/R02-A Major Overhaul Valve Station Lichtenegg Q4 2025
- TAG 2017/R02-B Major Overhaul Valve Station Wielfresen 1 Q4 2024
- TAG 2017/R02-C Major Overhaul Valve Station Ettendorf Q4 2026
- TAG 2018/R01 SCS Replacement, CS Eggendorf-Weitendorf Q4 2028
- TAG 2018/R02 Major Overhaul Valve Station Ebenthal Q4 2025
- TAG 2018/R03 Major Overhaul Valve Station Wettmannstätten Q4 2025
- TAG 2018/R06 Major Overhaul Valve Station Reisenberg Q4 2023

Aufgrund der der Neuplanung sind die oben angeführten Projekte nicht mehr erforderlich, um die im KNEP 2019 eingemeldeten Kapazitätsbedürfnisse zu decken, oder es besteht kein aktueller Bedarf mehr, die Ersatzinvestition derzeit durchzuführen.

Abänderung eines bereits genehmigten Projektes für zusätzliche Kapazitäten

Folgendes Projekt wurde aufgrund von relevanten Änderungen in den Kostenschätzungen oder Umsetzungszeitpunkt wieder zur Genehmigung eingereicht:

- TAG 2016/01 - TAG Reverse Flow Weitendorf / Eggendorf

Die technische Notwendigkeit und Angemessenheit wurden bei der Genehmigung im vorigen KNEP bereits nachgewiesen, die eingereichten Änderungen sind geringfügig, sodass eine weitere Genehmigung gerechtfertigt ist. Nichtsdestotrotz bemerkt die Behörde, dass die Inbetriebnahme des Projekts schon zwei Mal verschoben wurde. Das Projekt ist, trotz seines kleinen Umfangs, ein sehr wichtiges Projekt, um FZK aus Italien darzustellen.

Abänderungen von Ersatzinvestitionsprojekten

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 gemäß § 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) sicherzustellen (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:

- GCA 2016/E2 MS3 Reverse Flow
- GCA 2016/E52 Revamp Oberkappel

- TAG 2016/R11 Replacement of Gashydraulic Actuators, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden
- TAG 2016/R12 SCS Replacement, CS Baumgarten- Grafendorf-Ruden
- TAG 2017/R03-A Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen
- TAG 2017/R03-D Major Overhaul Pigging Station Ruden
- TAG 2017/R04 Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden
- TAG 2017/R05 Replacement E-Actuators Filter Separators & Metering Station MS2 CSBaumgarten
- TAG 2018/R04 Major Overhaul Valve Station Weitendorf
- TAG 2018/R07 Major Overhaul Valve Station Zöbern

Die technische Notwendigkeit und Angemessenheit wurden bei der Genehmigung im vorigen KNEP 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 zB die Ausschreibungsunterlagen und die Angebote) vorliegen.

Neue Projekte – zusätzliche Kapazitäten

- Projekt GCA 2019/01 (Exit Mosonmagyaróvár):

Die Behörde hat die GCA um Untersuchung der zusätzlichen Kapazität ersucht, die in normaler Gasflussrichtung zustande kommen könnte, wenn das Projekt GCA 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár Plus vom Markt im Rahmen der Vorgaben des CAM Network Code

gewünscht wird. Das Projekt GCA 2019/01 wurde nicht vom Markt getrieben, sondern ist ein Ausfluss des Hauptprojekts GCA 2017/01: Beim Angebot von zusätzlicher Kapazität bis zu rund 10 Mio. kWh/h p.a. aus Ungarn sind nämlich technische Maßnahmen notwendig, die gleichzeitig genutzt werden können, um zusätzliche Kapazität in normaler Flussrichtung anzubieten. Diese Maßnahmen sollen durch das Projekt GCA 2019/01 dargestellt werden. Da ein Projekt für zusätzliche Kapazität nur mit genügend Buchungen von Seiten der Marktteilnehmer zustande kommen kann (positiver Wirtschaftlichkeitstest nach der Versteigerung gemäß Art. 29 iVm Art. 22 Abs. 3 CAM Network Code), erhöht die Möglichkeit für gleichzeitige Buchungen im Gegenfluss dessen Realisierungswahrscheinlichkeit. Auch aufgrund der Tatsache, dass mit der Entscheidung der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren (ACER), Nr. 05/2019 vom 9. April 2019, ACER die Bedingungen für das Angebot von zusätzlicher Kapazität am IP Mosonmagyaróvár festgestellt hat, wird das als Planungsprojekt eingereichte Projekt 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.

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 [2019/E2](#) VS Rainbach Erneuerung Maschinensteuerung
- GCA [2019/E3](#) HAG Erneuerung Niederspannungsschaltanlage
- GCA [2019/E4](#) VS WAG Erneuerung Notstromgenerator
- GCA [2019/E5](#) GCA 2019/E5 MS Neustift Compilation
- GCA [2019/E6](#) GCA 2019/E6 UW Baumgarten Netzqualität

- TAG [2019/R01](#) Major Overhaul Valve Station CS Weitendorf
- TAG [2019/R04](#) Replacement ball valves GOV 502 & 504 CS Baumgarten
- TAG [2019/R06](#) Exchange of Leaking Valve CS Eggendorf
- TAG [2019/R07](#) Exchange of Leaking Valve CS Ruden
- TAG [2019/R09](#) DLE 1.5 + 72 hole PT module BC500 in CS Baumgarten
- TAG [2019/R11](#) Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair

Zur Auflage

Gemäß § 65 Abs. 1 GWG 2011 hat die Behörde die Durchführung des Netzentwicklungsplans zu überwachen und evaluieren. Dazu zählt auch die ex-post Evaluierung von bereits abgeschlossenen und nicht mehr zur Genehmigung anstehenden Projekten. Das Projekt der TAG zu NOxER II wurde stichprobenartig von der Behörde zur ex-post Evaluierung von Projekten herangezogen, um zu evaluieren, welche Auswirkungen eine verbindliche Vorgabe von 10% bzw. 25% Schwankungsbreite für KNEP-Projektkosten auf die Entwicklung der tatsächlichen Realisierungskosten sowie für Abweichungen zwischen Plan- und Ist-Realisierungsdauer hat. Diese Evaluierung kann sowohl Auswirkungen auf bereits in Umsetzung befindliche Projekte als auch auf künftige Projekte des KNEP haben, deren Erarbeitung bereits bis Mitte 2020 nebst nachfolgender Einreichung erfolgen könnte. Aus diesem Grund ist TAG mit Auflage zu verpflichten, bis Ende März 2020 die im Spruch näher bezeichneten Daten vorzulegen.

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

Die Stellungnahmen der BAK und des ÖGB erfordern keine Adaption des zur Genehmigung eingereichten KNEP 2019. Ihre Befürwortung, dass wichtige Infrastrukturprojekte die avisierten klima- und energiepolitischen Zielsetzungen auf internationaler als auch nationaler Ebene berücksichtigen, ihre Einschätzung, dass die Gasnetzinfrastruktur, sowohl auf Verteilnetzebene als auch auf Ebene der Fernleitungsnetze, angesichts der Notwendigkeit der Dekarbonisierung des Energiesystems vor besonderen Herausforderungen stehe und in diesem Zusammenhang F&E-Projekten mit der Zielsetzung der Weiterentwicklung und Dekarbonisierung bereits bestehender und volkswirtschaftlich bedeutsamer Infrastrukturen besonders wichtig seien und ihre Befürwortung von Projekten, die bestehende Infrastrukturen aufwerten, zu deren Zukunftstauglichkeit beitragen und Wertschöpfung im Inland schaffen, deckt sich mit den Axiomen des KNEP 2019 und sind im Grunde berücksichtigt worden, da die Projekte der Stabilität und Integrität des Systems dienen und sich nicht im Widerspruch zur politischen Zielsetzung der Dekarbonisierung befinden.

Die LK spricht sich in Anbetracht des stagnierenden Gasabsatzes dafür aus, mit neuen Projektgenehmigungen Zurückhaltung zu üben, insbesondere bei Projekten mit möglicher Grundinanspruchnahme. Betreffend die Projekte GCA 2015/02, 2015/03 und 2018/01 bemerkt die LK, dass keine Projekte mit Grundinanspruchnahmen weiterverfolgt und im Netzentwicklungsplan genehmigt werden sollen, deren Erfordernis nicht eindeutig und ausreichend gegeben sei. Aufgrund der Bereitstellung der Energienetze Bayern sei - entgegen der Ausführungen im Konsultationspapier - die Versorgung von Schärading GCA 2017/02 über die Penta West nicht weiter zu verfolgen.

Dazu ist die Behörde der Ansicht, dass verschiedene Optionen für die Versorgung von Schärading nach wie vor weiterverfolgt werden sollten, damit die für den Endkunden kostengünstigste Lösung gefunden werden kann.

In Bezug auf das Projekt GCA 2017/02 ist auf die oben genannten gesetzlichen Vorgaben zu verweisen, da auch dieses Projekt im Zuge der Planung ermittelten Kapazitätsbedarf erfüllt. Es wurde zudem als Planungsprojekt genehmigt. Die Durchführung ist von der Konkretisierung der Bedarfsmeldung durch die AGGM als Netzbenutzer abhängig. Daher wird das Projekt als Planungsprojekt im Netzentwicklungsplan belassen.

Für das Projekt GCA 2015/02a erfolgten bislang keine verbindlichen Buchungen in Jahresauktionen, sodass eine unmittelbare Projektrealisierung nicht erfolgen wird, womit kein unmittelbarer zeitlicher Konnex mit der von der LK aufgeworfenen Besorgnis besteht. Auch für das Projekt GCA 2018/01 fand noch keine Auktion statt, weshalb auch hier keine unmittelbare Grundinanspruchnahme für LK zu befürchten ist. Dies gilt analog für das reine Planungsprojekt GCA 2015/03, das sich noch nicht in einer technischen Reifephase befindet.

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

Der KNEP 2019 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 2018 angeführten Projekte – mit bzw. ohne finale Investitionsentscheidung – sowie die geltende PCI-Liste ist grundsätzlich eine Kohärenz mit den im KNEP 2019 genannten Projekten gegeben. Es ist darauf hinzuweisen, dass der TYNDP 2020 auf dem KNEP 2018 basiert.

Im KNEP 2019 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.

Die Absatzszenarien aus der LFP 2019 wurde bei der Erstellung des KNEP 2019 berücksichtigt.

In Bezug auf die Bezeichnung und Beschreibung der KNEP-Projekte wird auf Art. 8 B-VG hingewiesen.

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 Eingabegebühr von EUR 30 gemäß § 14 TP 6 Abs. 5 Z 1 lit. b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl. Nr. 267/1957 idgF, iVm § 2 BVwG-EGebV, BGBl. II Nr. 490/2013 idgF, 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 EUR 14,30 gemäß § 14 TP 6 Abs. 1 Gebührengesetz 1957, BGBl. Nr. 267/1957 idgF und die Beilagengebühr von EUR 73,20 gemäß § 14 TP 5 Abs. 1 Gebührengesetz, insgesamt sohin **EUR 87,50** auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria, Subbezeichnung: Gebührenkonto, ERSTE BANK, BIC: GIBAATWWXXX, IBAN: AT57 2011 1403 1846 4201, zu überweisen.

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

Wien, am 30. Jänner 2020

Der Vorstand


Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M
Vorstandsmitglied


DI Andreas Eigenbauer
Vorstandsmitglied

Beilage ./1: Koordinierter Netzentwicklungsplan 2019 (Planungszeitraum 2020-2029) in der Fassung vom 16. Jänner 2020, Version 3.0.

Ergeht als Bescheid an:

1. Gas Connect Austria GmbH
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