EINGEGANGEN
27. Dez. 2017

E-CONTROL

V LFP G 01/17

PA 30029/17

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

per RSb

B E S C H E I D

In dem aufgrund des Antrags der Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) vom 31. Oktober 2017 auf Genehmigung der Langfristigen Planung 2018 - 2027 in der Fassung des abgeänderten Antrags vom 28.11.2017 geführten Verfahren ergeht gemäß § 22 und § 145 Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 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. Im Rahmen der Langfristigen Planung 2017 für den Zeitraum 2018 – 2027 der AGGM werden die geänderten Projekte

- 2012/02
- 2012/03
- 2014/01
- 2016/01

sowie das neu eingereichte Projekt

- 2017/01

genehmigt. Die Genehmigung umfasst ausschließlich die in Anhang 1 der Langfristigen Planung 2017 aufgelisteten Projekte. Die Langfristige Planung 2017 bildet als Beilage ./1 einen Bestandteil dieses Bescheides.

2. Die Genehmigung wird unter der Auflage erteilt, dass bis zur Erstellung der nächsten langfristigen Planung gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern eine Untersuchung angestellt wird, ob durch zusätzliche Anbindungen des Verteilernetzes an das Fernleitungsnetz die Nutzung vorhandener Infrastruktur optimiert werden kann.

I.1. Rechtliche Grundlagen

Der Verteilergebietsmanager (in der Folge: VGM) hat gemäß § 22 Abs. 2 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine langfristige Planung für die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 GWG 2011 zur Erreichung der Ziele des GWG 2011, insb. jener des § 22 Abs. 1 GWG 2011 zu erstellen. Gemäß § 17 Abs. 2 GWG 2011 hat die Regulierungsbehörde die Benennung der AGGM - Austrian Gas Grid Management AG (in der Folge: AGGM) als Verteilergebietsmanager für das Verteilergebiet Ost genehmigt. Für die Genehmigung der langfristigen Planung ist gemäß § 7 Abs. 1 E-ControlG der Vorstand der E-Control zuständig.

Ziel der langfristigen Planung (in der Folge: LFP) ist gemäß § 22 Abs. 1 GWG 2011 die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 zum GWG 2011 hinsichtlich der Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) sowie der Kapazitäts-anforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen zu planen. Darüber hinaus ist die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan (in der Folge: KNEP) gemäß §§ 63 ff GWG 2011 herzustellen und auf die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung im Marktgebiet zu achten. Mit 1.11.2017 gilt die überarbeitete Fassung der VO 994/2010, die Verordnung 2017/1938 vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (SoS-VO). In diesem Zusammenhang ist insb. auf den neu gefassten Art. 5 der VO 2017/1938 hinzuweisen, der nunmehr vorsieht, dass bei der Ermittlung des Infrastrukturstandards nicht nur technische Parameter sondern auch Nutzungsraten bestehender Infrastruktur zu berücksichtigen sind. Insgesamt soll die langfristige Planung die Transparenz in Bezug auf geplante und bereits beschlossene Netzerweiterungen und Netzertüchtigungen, inklusive des Zeitplanes der Investitionsprojekte, für den Markt erhöhen.

Neben diesen Zielen sind bei der Erstellung der langfristigen Planung gemäß § 22 Abs. 3 GWG 2011 die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs, des Speicherbedarfs und des grenzüberschreitenden Gasaustauschs unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale und gemeinschaftsweite Netze, dem koordinierten Netzentwicklungsplan sowie der Investitionspläne für Speicheranlagen sowie die derzeitige Situation und Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage zu berücksichtigen.

Der Planungszeitraum wird vom VGM festgelegt, wobei dies transparent und nichtdiskriminierend unter Zugrundelegung der ihm zur Verfügung stehenden Daten zu erfolgen hat. Der Mindestplanungszeitraum beträgt zehn Jahre.

Rechtsfolgenseitig normiert § 22 Abs. 9 GWG 2011, dass die mit der Umsetzung von in der langfristigen Planung vorgesehenen Maßnahmen verbundenen tatsächlichen Kosten bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte gemäß §§ 69 ff GWG 2011 anzuerkennen sind. Gemäß § 145 Abs. 1 GWG 2011 ist im Zusammenhang mit der Genehmigung des Baus von Erdgasleitungsanlagen eine Enteignung durch die Entziehung oder die Beschränkung von Grundeigentum zulässig, wenn dies für die Errichtung von Fern- oder Verteilerleitungen erforderlich ist und im öffentlichen Interesse gelegen ist. Ein öffentliches Interesse liegt jedenfalls dann vor, wenn die Erdgasleitungsanlage in der langfristigen Planung bzw. im Netzentwicklungsplan vorgesehen ist. Das öffentliche Interesse ist im Bescheid zur Genehmigung der langfristigen Planung festzustellen.

I.2. Verfahrensverlauf

Die LFP 2017 wurde von der AGGM unter Mitwirkung der Marktteilnehmer erstellt und das Ergebnis am 5.9.2017 im Rahmen des „Austrian Gas Infrastructure Development Days" gemeinsam mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan den Marktteilnehmern vorgestellt. Im Zeitraum vom 6. September bis 3. Oktober 2017 wurde der Bericht der Langfristigen Planung 2017, Ausgabe 2.1 vom 30.10.2017, von AGGM den Marktteilnehmern zur Konsultation zur Verfügung gestellt. Im Rahmen des „Austrian Gas Infrastructure Development Day" hat der Netzbetreiber Gas Connect Austria GmbH für das Projekt 2012/3 eine frühzeitige Fertigstellung präsentiert, was im Rahmen der LFP berücksichtigt wurde. Ein Marktteilnehmer hat eine Stellungnahme zur Langfristigen Planung 2017 abgegeben, die gewürdigt und teilweise übernommen wurde.

Am 1.3.2017 fand das Kick-off Meeting zum Netzentwicklungsprozess 2017 mit AGGM in ihrer Rolle als VGM und Gas Connect Austria GmbH (GCA) als Marktgebietsmanager (MGM), Fernleitungsnetzbetreibern, (GCA und Trans Austria Gasleitung GmbH - TAG) und ECA statt, in dem auch die Abstimmung zwischen LFP und KNEP diskutiert wurde.

Mit Schreiben vom 31. Oktober 2017, in der Fassung des abgeänderten Schreibens vom 28.11.2017, hat die AGGM den Antrag gestellt, die dem Antrag beigefügte „Langfristige Planung 2017 für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich 2018-2027, Bericht Ausgabe 2.2, vom 28.11.2017" zu genehmigen.

Mit Abänderungsanträgen wurden 4 genehmigte Projekte eingereicht:

- 2012/02 Reverseflow Auersthal
- 2012/03 Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten
- 2014/01 Leitungssegment Velm-Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf
- 2016/01 Ersatzinvestition Leitung G00 006

Ein neues Projekt wurde eingereicht:

- 2017/01 Auersthal – Errichtung eines zentralen Ausblasesystems

5 Projekte aus der LFP 2016 werden unverändert weitergeführt:

- 2012/05 Druckanhebung Oberösterreich
- 2016/02 Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007
- 2016/03 Ersatzinvestition der Leitung G00 011
- 2016/04 Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020
- 2016/05 Erneuerung Filterkonzept Baumgarten

Vom 3. November bis zum 20. November 2017 hat die Behörde die Langfristige Planung 2017 aufgrund des engen Zusammenhangs mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan, für den gemäß § 64 Abs. 2 GWG 2011 eine Konsultation verbindlich vorgeschrieben ist, einer Konsultation durch die Marktteilnehmer über die Homepage der E-Control zugeführt.

Die Landwirtschaftskammer Österreich (LK), die Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) und das Amt der Vorarlberger Landesregierung erstatteten Stellungnahmen zur Langfristigen Planung 2017.

Am 7.11.2017 wurde AGGM von der Behörde schriftlich aufgefordert, die Einreichversion der LFP 2017 um die Neuberechnung des Infrastrukturstandards gemäß der VO (EU) 2017/1938 unter Berücksichtigung der tatsächlichen Nutzung der österreichischen Transportinfrastruktur vor der Genehmigung durch die Behörde zu erweitern. Am 23.11.2017 wurden in einem letzten Abstimmungstermin zwischen AGGM und Behörde die Kommentare zur Konsultation der Behörde diskutiert. Am 28.11.2017 hat AGGM eine erweiterte Version der LFP 2017 (Ausgabe 2.2) um die Berechnung eines N-1 Infrastrukturstandards zur Genehmigung übermittelt.

I.3. Sachverhalt und Beweiswürdigung

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

AGGM als VGM beantragte die Genehmigung der Langfristigen Planung 2017 für den Zeitraum 2018-2027, die neben den in vorhergehenden Jahren genehmigten Projekten vier Projekte abändert und ein Projekte neu einreicht.

Die langfristige Planung basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Verteilleitungsnetzes bezogen werden, sowie auf Informationen, die von den Verteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern sowie von den Versorgern zur Verfügung gestellt wurden. Weiters wurden die Speicherunternehmen sowie die inländischen Erdgasproduzenten über ihre Ausbaupläne befragt und der von der European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) ausgearbeitete europäische Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017 sowie der Gas Regional Investment Plan Central-East Europe (GRIP CEE) und der Gas Regional Investment Plan Southern Corridor (GRIP Southern Corridor) als Referenz herangezogen. Der Entwurf des deutschen Netzentwicklungsplans Gas 2016 wurde ebenfalls, als für die österreichische Gasleitungsinfrastruktur relevantes Dokument, bei der Analyse berücksichtigt. Ebenso wurde eine Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan des Übertragungsnetzbetreibers Austrian Power Grid AG durchgeführt.

Mit dem Marktgebietsmanager wurde die Langfristige Planung 2017 mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan abgestimmt. Aus den neuen Projekten im KNEP ergeben sich keine Bedarfe für zusätzliche Kapazität ins Verteilergebiet, von der Erfüllung bestehender Kapazitätsverträge für das Verteilergebiet wird ausgegangen.

Die Absatzprognose für die maximal mögliche Stundenleistung wird auch in der Langfristigen Planung 2017 in unterschiedlichen Szenarien getrennt für die drei Marktgebiete dargestellt. Der Absatzprognose werden drei Szenarien - das Baseline Szenario, das Maximal Szenario und Minimal Szenario – zugrunde gelegt, wobei zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung („Stagnation auf dem Status Quo 5/2017“ oder „Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe“) und zwei unterschiedliche Entwicklungen des Gasverbrauchs der sonstigen Endkunden („Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“ oder „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5 % pa“) miteinander kombiniert werden.

Zusätzlich dazu wurden Analysen der Temperaturkorrelation des Absatzes der Standardlastprofile (in der Folge: SLP) und lastprofilgemessenen (in der Folge: LPZ) Kunden durchgeführt, die ergaben, dass trotz des überdurchschnittlichen Verbrauchs im Gasjahr

2017 keine signifikanten Nutzungsänderungen der SLP Kunden im Marktgebiet Ost festgestellt werden konnten und LPZ Kunden deutlich weniger mit der Temperatur als SLP Kunden korrelieren. Dies wurde bei der Erstellung der Absatzprognosen ebenfalls berücksichtigt.

Das Baseline Szenario, das sich aus einer Kombination der Parameter Gaskraftwerksentwicklung „Stagnation auf Status Quo 5/2017" und hinsichtlich der Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen" ergibt, wird als das wahrscheinlichste Absatzszenario für das Marktgebiet Ost ausgewiesen. Dem Baseline Szenario zufolge wird die maximale Stundenleistung und der Jahresabsatz in etwa gleichbleiben.

Da Gaskraftwerke das höchste Absatzsteigerungspotential besitzen, ist dies im Maximalszenario abgebildet, in dem alle von den Netzbetreibern im Rahmen der Absatzerhebung bekanntgegebenen zusätzlichen Kraftwerksleistungen berücksichtigt werden. Dabei wurde jedoch nur ein zusätzliches Gaskraftwerk in die Betrachtung einbezogen. Auch im Maximalszenario ist nur von einem leichten Anstieg der maximalen Stundenleistung und des Jahresabsatzes auszugehen.

Das Minimal Szenario bildet das nationale Maximalziel bei der Umsetzung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz ab und unterstellt eine jährliche Verringerung des Absatzes um 1,5%. Dies hat eine Senkung der maximal benötigten Stundenleistung und des Jahresabsatzes um ca. 1% pro Jahr zur Folge.

Für die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol besteht grundsätzlich keine gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung einer langfristigen Planung, da auf Netzebene 1 keine Leitungsanlagen vorhanden sind. Dennoch wurde in der Langfristigen Planung 2017 für die beiden Marktgebiete das Baseline Szenario abgebildet, um den dortigen Kapazitätsbedarf zu prognostizieren. Im Marktgebiet Vorarlberg ist von einer leichten kontinuierlichen Steigerungsrate auszugehen, im Marktgebiet Tirol wurden vom Netzbetreiber TIGAS Zuwachsraten durch Neukunden angegebenen, da in diesem Marktgebiet noch eine Flächenerschließung stattfindet.

Der Infrastrukturstandard gemäß Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 im Marktgebiet Ost beträgt 129 % und ist damit erfüllt (Wert über 100%).

Die für das Jahr 2018 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von biogenen Gasen und Netzbenutzern an Grenzübergabepunkten können eingehalten werden und alle an das Netz angeschlossenen Endkunden können jederzeit versorgt werden.

Die Drucksituationen im Netz in den letzten Jahren sowie die Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen zeigen jedoch, dass Engpassbereiche auftreten können, die die Netzstabilität

gefährden können. Dies betrifft die Übergabestation Wilfleinsdorf, die bei niedrigen Temperaturen der kritischste Druckpunkt im Südsystem ist, durch den die Flexibilität in der Drucksteuerung eingeschränkt wird. Das Projekt 2014/1 zur Beseitigung dieses Engpasses wurde bereits in der LFP 2014 genehmigt und ist in Umsetzung.

Im Winter 2014/2015 kam es im hydraulischen Cluster West wie auch im hydraulischen Cluster Ost zu Beschränkungen der Speicher Entry Nominierungen, da der Absatz im restlichen Verteilergebiet (ohne Primärverteilsystem 2) kleiner war als die Einspeisungen aus Biogasanlagen, Produktion und Speicher. Betroffen von den Einschränkungen war lediglich der unterbrechbare Anteil der Standardkapazität. Es kam somit zu einem Engpass im Verteilergebiet sowie zu einem Engpass am Übergang zwischen Verteilergebiet und Fernleitung. Es ist festzuhalten, dass aufgrund dieser Kapazitätsengpässe in keinem Fall die Versorgungssicherheit Österreichs und die Versorgung der Endkunden gefährdet waren. Die Projekte, die diesen Engpass beseitigen sollen und eine Verbesserung der Entry-Kapazität für Speicher erreichen sollen, sind in der LFP 2012 genehmigt worden und sind in der Umsetzung.

Die für das Marktgebiet Tirol maximal buchbare feste Kapazität am Grenzübergabepunkt „Zone Kiefersfelden/Pfronten" ist für die Versorgung der bestehenden Netzkunden in Tirol nicht ausreichend. Um eine weitere Entwicklung des Leistungsbedarfs in Tirol sicherstellen zu können, ist es erforderlich zusätzliche frei zuordenbare Einspeisekapazitäten (FZK) zu beschaffen, welche derzeit aber nicht verfügbar sind. AGGM wird daher, wie in den letzten Jahren, unterbrechbare Kapazitäten und entsprechende Lastflusszusagen bestellen, um temporär abgesicherte FZK zu beschaffen womit die Versorgung sichergestellt werden kann. Weiters hat AGGM die entsprechenden Kapazitätserfordernisse für das Marktgebiet Tirol im deutschen Netzentwicklungsplan eingemeldet und berücksichtigt. Mit einer Kapazitätsbereitstellung kann im Jahr 2020 gerechnet werden.

I.4. Rechtliche Beurteilung

Die mit der Umsetzung von in der langfristigen Planung vorgesehenen Maßnahmen verbundenen tatsächlichen Kosten sind bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte gemäß §§ 69 ff GWG 2011 anzuerkennen. 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 in der langfristigen Planung angeführten Werte - in Anbetracht der teilweise sehr starken Schwankungsbreite in der Kostenabschätzung iHv bis zu +/-25 % - gerade noch plausibel, sind jedoch in den Folgeverfahren zur Genehmigung der langfristigen Planung vom VGM einer Evaluierung zu

unterziehen. Eine abschließende Beurteilung wird die Behörde nach erfolgter Investition im Zuge der Kostenermittlung nach § 69 GWG 2011 vornehmen.

Die Antragstellerin hat im Rahmen ihrer gesetzlichen Möglichkeiten und auf Grundlage der ihr zur Verfügung stehenden Daten ein geeignetes Instrument zur Planung des Verteilergebiets des Marktgebiets Ost sowie – wenngleich dies gesetzlich nicht vorgeschrieben ist – für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg hinsichtlich der Ziele des § 22 Abs. 1 GWG 2011, insb. hinsichtlich der Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, der Erzielung eines hohen Maßes an Versorgungssicherheit der Infrastruktur sowie der Deckung der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen zur Genehmigung eingereicht.

In der langfristigen Planung wird auf den TYNDP 2017 der ENTSOG Bezug genommen und die darin aufgelisteten Projekte, die direkten Einfluss auf das Verteilergebiet haben, entsprechend berücksichtigt. Ebenso nimmt die langfristige Planung auf den Entwurf des KNEP 2017 Bezug und bezieht die Auswirkungen der darin enthaltenen Projekte auf das Verteilernetz mit ein. Die Kohärenz mit dem TYNDP 2017 sowie mit dem KNEP 2017 ist daher grundsätzlich gegeben, insbesondere da die Antragstellerin nunmehr auch Marktgebietsmanagerin ist, die den KNEP in Zusammenarbeit mit den Fernleitungs-netzbetreibern erstellt.

Die Absatzprognose der Antragstellerin basiert auf den tatsächlich gemessenen Absätzen aus der Vergangenheit und auf den von den Verteilernetzbetreibern erstellten Prognosen für die Verbrauchsänderungen und berücksichtigt auch geplante Kraftwerksabsätze. Um ein vollständigeres Bild über die möglichen Entwicklungspfade zu erhalten, wurden in der LFP 2017 drei verschiedene Absatzszenarien erstellt. Die Absatzprognose der Antragstellerin berücksichtigt sowohl klimaschutzpolitische Ziele (etwa 20/20/20-Ziele) als auch allgemeine energiewirtschaftliche Entwicklungen.

Für jedes Projekt wird in der langfristigen Planung der Auslöser und die technische Notwendigkeit angeführt; diese Angaben begründen auch die technischen Zweck-mäßigkeiten iSd § 22 Abs. 3 Z 1 GWG 2011. 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.

Wie in den langfristigen Planungen der Vorjahre wird auch heuer an dem Konzept für den Ausbau der Gasinfrastruktur, das in der Feasibility Study 07 erarbeitet wurde, festgehalten. Der Großteil der darin vorgesehenen Projekte wurde bereits fertiggestellt. In Umsetzung befinden sich nur mehr folgende Projekte: 2012/05 Druckanhebung Oberösterreich (bis 11/2018), 2012/02 Reverseflow Auerstahl (bis 12/2017), 2012/03 Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten (bis 03/2018).

Der Genehmigungsantrag enthält Änderungen zu den Projekten 2012/2, 2012/03, 2014/1 und 2016/01, die erstmals mit der Langfristigen Planung 2012 (V LFP G 01/12 vom 11.1.2013, V LFP G 1/14 vom 7.11.2014, und V LFP G 1/16 vom 23.9.2016) genehmigt wurden sowie ein neues Projekt (2017/01).

Beurteilung der einzelnen zur Genehmigung eingereichten Projekte

- Projekt 2017/01

Das Projekt 2017/01 (Auersthal – Errichtung eines zentralen Ausblasesystems) ist eine Ersatzinvestition, die für einen sicheren Betrieb des Leitungsnetzes erforderlich und daher zu genehmigen ist. Dzt. wird in der Station Auersthal im Bedarfsfall an mehreren Orten, über das gemeinsam genutzte Ausblasesystem mit OMV Exploration & Produktion GmbH (OMV E&P) , Erdgas ausgeblasen. Dabei kann es zu Beeinflussungen und Rückwirkungen kommen. Um die Sicherheit zu erhöhen und gleichzeitig den Wartungsaufwand (zB. an Schalldämpfern) zu verringern, wird dazu ein zentraler Ausblaseturm mit Bedarfsausbläser nach geltenden DIN und API Standards errichtet. Die Systeme von GCA und OMV E&P können somit zukünftig unabhängig voneinander arbeiten.

Dem Zweck der LFP entsprechend sind auch Ersatzinvestitionen, die wichtige Infrastrukturen iSd § 22 Abs. 1 Z 4 GWG 2011 betreffen, in die LFP aufzunehmen. Außerdem soll gem. § 22 Abs. 4 GWG 2011 die LFP 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 Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher sowie die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (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.

- Projekte 2012/02 und 2012/03

Projekte 2012/02 und 2012/03 gehören zu einem mit der LFP 2015 genehmigten Maßnahmenpaket zur Verbesserung der Entry-Kapazität der Speicher im Marktgebiet Ost. Die geplante Fertigstellung des Projektes 2012/02 wird sich um 3 Monate verzögern, das Projekt 2012/03 wird 6 Monate früher fertigstellt. Daher wurden diese Projekte zur Wiedergenehmigung eingereicht.

Alle Maßnahmen aus dem oben erwähnten Maßnahmenpaket sollten bis November 2018 umgesetzt werden, auch durch die Verzögerung/Beschleunigung werden die Projekte 2012/02 (Fertigstellung 12/2017) und 2012/03 (Fertigstellung 9/2018) also rechtzeitig in Betrieb gehen. Die Projektänderungen sind daher zu genehmigen.

- Projekt 2014/01

Die Umsetzung des Projektes 2014/01 verzögert sich um ein Jahr. Dies resultiert aus einer Neuausschreibung für das Leitungssegment Velm-Mannersdorf, da die durchgeführte Ausschreibung zu Plankosten außerhalb der im Bescheid 2014 (V LFP G 01/14 vom 7.11.2014) genehmigten Bandbreite liegt. Durch die Neuausschreibung sollen daher niedrigere Kosten erreicht werden. Daher ist die Verzögerung nachvollziehbar und die Änderungen des Projekts sind daher zu genehmigen.

- Projekt 2016/01

Im Falle des Projektes 2016/01 wird der Projektstart – und damit auch der Fertigstellungstermin – um ein Jahr nach hinten verschoben. Bisher wurden von Seiten der Netzbetreiber keine Umsetzungsschritte getätigt. Die zu ersetzende Leitung soll bis 2020 außer Betrieb gehen, die geplante Fertigstellung ist auch nach der Verschiebung in 10/2020 vorgesehen. Da die Verzögerung im Zeitplan der Projekte nichts an der Notwendigkeit und dem Charakter der Projekte ändert sowie der geplanten Außerbetriebnahme der zu ersetzenden Leitung, ist es mit dem neuen Zeitplan erneut zu genehmigen.

Monitoring der bereits genehmigten Projekte

Die Projekte 2012/05 (Druckanhebung Oberösterreich), 2016/02 (Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007), 2016/03 (Ersatzinvestition der Leitung G 00 011), 2016/04 (Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020) und 2016/05 (Erneuerung Filterkonzept Baumgarten) werden unverändert weitergeführt und sind im Zeitplan.

Erfüllung der Auflagen aus dem Bescheid zur LFP 2016:

In der LFP 2016 wurde das Projekt 2016/04 unter der Auflage genehmigt, dass im Rahmen der weiteren Analysen zur Erarbeitung eines Gesamtkonzeptes für die Ersatzinvestition der G00 003 und G00 020 Leitungen auch TAG Trans Austria Gasleitung GmbH eingebunden wird und dass neben den in der Langfristigen Planung 2016 vorgestellten Alternativen auch eine Alternativroute über das TAG Leitungssystem sowie über die Südschiene im Netzbereich der Netz Niederösterreich analysiert wird. Projekt 2016/04 umfasste dabei alle Ersatzinvestitionsprojekte, die mit hoher Dringlichkeit umgesetzt werden sollten; darüberhinausgehende Ersatzinvestitionen sollten in einer Studie mit den betroffenen Netzbetreibern und AGGM auf eine Variantenoptimierung und Kostenminimierung untersucht werden. In der LFP 2016 ist das Gesamtvolumen für die insgesamt benötigten Investitionen von den Netzbetreibern auf 70 Mio Euro veranschlagt worden.

Im Zeitraum Oktober 2016 bis Juni 2017 haben die Netzbetreiber Gas Connect Austria GmbH, Trans Austria Gasleitung GmbH, Netz Niederösterreich GmbH, Wiener Netze GmbH und AGGM das Projekt „Versorgung Raum Schwechat 2020+" durchgeführt. Ziel des Projektes war die Entwicklung eines effizienten Leitungskonzepts für den Zeitpunkt, an dem die GCA Leitung G00-020 bzw. Teile davon außer Betrieb genommen werden muss um die Kapazitätsbedarfe im Marktgebiet Ost bereitstellen zu können. Es wurden verschiedene Varianten geprüft. Für alle Varianten wurden, unter Zugrundelegung von definierten Szenarien, hydraulische Berechnungen erstellt sowie ökonomisch und strategisch bewertet.

Als Empfehlung hat das Projektteam folgendes vorgeschlagen: Erhalt der G00 020 durch Investition von ca. 0,9 Mio. EUR bis zumindest in das Jahr 2023/24. Ab 2023/24 sind aus ökonomischer und strategischer Sicht zwei Varianten empfehlenswert (siehe LFP 2017, S. 64 ff.), sodass die Entscheidung, welche Variante weiterverfolgt werden soll, im Jahr 2023/2024 zu treffen ist. Im Vergleich zu den in der LFP 2016 anvisierten gesamten Investitionen von 70 Mio Euro bedeutet die Empfehlung der Studie eine deutliche Reduktion der Investitionen für diese Ersatzinvestitionen.

Auflage betreffend potentieller optimierter Verbindungen zwischen Fernleitungs- und Verteilernetz

Die Genehmigung wird unter der Auflage erteilt, dass bis zur Erstellung der nächsten langfristigen Planung gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern eine Untersuchung angestellt wird, ob durch zusätzliche Anbindungen des Verteilernetzes an das Fernleitungsnetz die Nutzung vorhandener Infrastruktur optimiert werden kann. Hintergrund für diese Auflage sind Wahrnehmungen der Behörde insb. hinsichtlich der bestehenden Verbindung zwischen dem Verteilernetz und dem Fernleitungsnetz in Mauerkirchen (OÖ), die aktuell allerdings ausschließlich im Rahmen von Wartungsarbeiten temporär genutzt wird. Im Rahmen dieses Projekts wird zu prüfen sein, ob hier bzw. auch hinsichtlich potentiell

neuer Übergabestellen bzw. durch die Einrichtung bidirektionaler Flüsse an bestehenden Übergabepunkten durch relativ geringfügige Maßnahmen eine effizientere und flexiblere Nutzung der vorhandenen Infrastruktur ermöglicht, Unterbrechungswahrscheinlichkeiten reduziert sowie auch Erhöhungen des Kapazitätsausweises darstellbar werden können. Diese Untersuchung könnte auch die von AGGM als MGM durchzuführende Überarbeitung des Kapazitätsberechnungsmodells ergänzen.

Ergebnisse der Konsultation

Im Rahmen der von der Behörde durchgeführten Konsultation gaben die Landwirtschaftskammer Österreich (LK), die Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) und das Amt der Vorarlberger Landesregierung zur Langfristigen Planung 2017 Stellungnahmen ab, wobei die WKÖ und das Amt der Vorarlberger Landesregierung keine Einwände erhoben.

Die LK stellt fest, dass die Versorgungssicherheit mit dem ausgewiesenen Infrastruktur-standard mehr als ausreichend gegeben sei. Es sei daher nur konsequent, dass im Rahmen der LFP 2017 keine zusätzlichen neuen Projekte mit Grundinanspruchnahmen vorgesehen seien. Hinsichtlich der Versorgung im Raum Schärding-Andorf wird angemerkt, dass aus den Unterlagen die angefragten Kapazitäten und die von Bayernets bereitstellbaren Kapazitäten in mengenmäßiger Höhe nicht ersichtlich und damit ein etwaiger Bedarf nicht nachvollziehbar sei.

Dazu ist festzuhalten, dass AGGM auf Basis einer unverbindlichen höheren Kapazitätsanfrage die Verfügbarkeit von zusätzlichen Kapazitäten am Netzkopplungspunkt Schärding (zwischen Energienetze Bayern – Netz Oberösterreich) erhoben hat, und diese nicht in vollem Umfang von Energienetze Bayern auf fester Basis bereitgestellt werden kann. Da Schärding aktuell ausschließlich über das deutsche Netz versorgt wird, wäre auch eine Anbindung von Schärding an die österreichische Fernleitung Penta West über eine ca. 12 km lange Hochdruckleitung eine Option zur Erhöhung der Kapazität, die bei einer Manifestation des unverbindlich angemeldeten Bedarfs zu prüfen sein wird. GCA hat im KNEP 2017 bereits ein entsprechendes Projekt untersucht, das ergibt, dass eine Versorgung aus dem Fernleitungsnetz grundsätzlich möglich wäre. Wie bereits oben erwähnt ist es aus Sicht der E-Control notwendig, dass die Optimierungsmöglichkeiten zwischen Verteiler- und Fernleitungsnetz künftig stärker in die Analyse der Beseitigung von Engpässen eingehen; dies wird sicher durch die neue Rolle der AGGM als VGM und MGM erleichtert.

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 Energie-Control Austria 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 267/1957 idgF iVm § 2 BuLVwG-EGebV, BGBl II 387/2014 idgF, unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrsteuern und Glücksspiel gem § 1 Abs 3 BuLVwG-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: GIBAATWWXXX, IBAN: AT57 2011 1403 1846 4201, zu überweisen.

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

Wien, am 20.12.2017

Der Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M
Vorstandsmitglied

DI Andreas Eigenbauer
Vorstandsmitglied

Beilage: ./1 Langfristige Planung 2017 für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2018-2027, in der Fassung vom 28. November 2017

Ergeht als Bescheid an:

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

per RSb