

V KNEP G 01/14

PA 3774/14

Gas Connect Austria
Geschäftsführung
Floridotower, Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien

TAG Trans Austria Gasleitung GmbH
Geschäftsführung
Wiedner Hauptstraße 120-124
1050 Wien

per RSb

B E S C H E I D

Aufgrund der Anträge der TAG Trans Austria Gasleitung GmbH vom 13.11.2014 und der Gas Connect Austria vom 14.11.2014 auf Genehmigung des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2014 ergeht gemäß § 64 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. 107/2011 idF BGBl. II Nr. 211/2014 iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 174/2013, nachstehender

I. Spruch

1. Die Regulierungsbehörde genehmigt gemäß § 64 GWG 2011 folgende in Kapitel 9 des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2014 (Planungszeitraum 2015-2024) eingereichten Projekte mit der im Spruchpunkt 2 vorgesehenen Auflage:
 - a. Änderung des bereits im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2013 genehmigten Projekts:

G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten
GCA 2013/02 - Penta West Ausbaustufe 1
GCA 2013/03 - Penta West Ausbaustufe 2
 - b. Neu eingereichte Projekte:

GCA 2014/01 „Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West“;
GCA 2014/02 „Zusätzlicher Kurzstreckenkapazitätsbedarf – Ausbau Überackern“;
GCA 2014/03a „BACI – Bidirectional Austrian Czech Interconnector“, als Planungsprojekt;
GCA 2014/03b „BACI – Bidirectional Austrian Czech Interconnector“, als Planungsprojekt;
GCA 2014/04 „Zusätzliche Kapazitäten Murfeld – Ausbau SOL“, als Planungsprojekt;
BOG 2014/01 „Pressure Service Agreement“, sowie
BOG 2014/02 „Ausbaumaßnahme zur Erhöhung der FZK Kapazitäten am Punkt Oberkappel“
2. Die Genehmigung wird unter der Auflage erteilt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber ein Projekt entwickeln und im nächsten koordinierten Netzentwicklungsplan einreichen, das unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit den höchstmöglichen Ausweis von frei zuordenbarer Kapazität (FZK) am Einspeisepunkt Arnoldstein ermöglicht.
3. Der koordinierte Netzentwicklungsplan bildet als Beilage ./1 einen integrierten 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 Speichieranlagen, 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 Austria zuständig.

I.2. Verfahrensverlauf

Im Zeitraum vom 10. März 2014 bis 31. März 2014 haben die – damals noch existierenden – drei Fernleitungsnetzbetreiber (in der Folge: FNB) des Marktgebietes Ost, die Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsges.m.b.H (in der Folge: BOG), Trans Austria Gasleitung GmbH (in der Folge: TAG) und Gas Connect Austria GmbH (in der Folge: GCA) eine

Kapazitätsdatenerhebung durchgeführt. Die Kapazitätsdatenerhebung wurde mittels PRISMA Newsletter versandt sowie zusätzlich auf den jeweiligen Websites veröffentlicht. Die Marktteilnehmer hatten die Möglichkeit ihre Kapazitätsbedarfe pro Kalenderjahr im Planungszeitraum 2015 – 2024 anzugeben. Im selben Zeitraum hat der Marktgebietsmanager (in der Folge: MGM) eine Projektdatenerhebung durchgeführt. Projektspensoren hatten die Möglichkeit, ihre Projekte an den MGM zu übermitteln. Der Fragebogen wurde im Erhebungszeitraum auf der Website des MGM publiziert. Als Stichtag für die Datenbasis ergibt sich damit der 31. März 2014.

Aufgrund der Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebungen und ausgewählter Projekte hat der MGM in Zusammenarbeit mit den FNB und unter Mitarbeit des Verteilergebietsmanagers Austrian Gas Grid Management AG (in der Folge: VGM) Kapazitätsszenarien erstellt und diese am 14. April 2014 gesammelt an die FNB zur weiteren Analyse in den Netzentwicklungsplänen übermittelt. Die jeweiligen Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebung bilden zusammen mit den definierten Kapazitätsszenarien die Basis für die Netzentwicklungspläne der FNB. Bis 26. Mai 2014 wurden die Netzentwicklungspläne an den MGM übermittelt. Der MGM hat diese in der Konsultationsversion des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2015 – 2024 (in der Folge: KNEP) zusammengeführt und die englische Übersetzung der Konsultationsversion koordiniert. Diese Version des KNEP wurde vom 1. Juli 2014 bis 31. Juli 2014 zur Konsultation für die Marktteilnehmer auf der Website des MGM zur Verfügung gestellt.

Die eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Homepage des MGM veröffentlicht und der Behörde übermittelt. Aufgrund der erhaltenen Stellungnahmen wurden die Netzentwicklungspläne der FNB aktualisiert.

Am 26. Juni 2014 wurden die Marktteilnehmer zu einer „Stakeholder Joint Working Session“ eingeladen, an der auch Vertreter der E-Control Austria (in der Folge: E-Control) teilnahmen. Darüber hinaus fand am 4. August 2014 eine Besprechung zwischen GCA und E-Control zur Diskussion von Anmerkungen hinsichtlich des KNEP statt. Die überarbeitete Fassung des KNEP wurde den FNB für die Einreichung zur Verfügung gestellt.

Die BOG wurde am 1.9.2014 im Wege der Gesamtrechtsnachfolge gemäß § 170 Abs 1 GWG 2011 mit der GCA verschmolzen. Der zur Genehmigung eingereichte KNEP 2015 berücksichtigt diese Verschmelzung insoweit, als in Fußnote 2 darauf hingewiesen wird. Die Netzentwicklungspläne der GCA und der BOG werden getrennt voneinander dargestellt, um die Nachvollziehbarkeit des Dokuments sicherzustellen. Dieses Vorgehen ist darin begründet, dass der KNEP bereits vor der Verschmelzung von GCA und BOG konsultiert wurde.

Am 29. August 2014 übermittelte die GCA die Konsultationsversion des KNEP 2015 – 2024 an die Behörde, die TAG am 1. September 2014. Mit Schreiben vom 10. September 2014 forderte die E-Control die GCA auf, die eingereichte Fassung in konkreten Punkten zu überarbeiten und eine verbesserte Fassung für die Konsultation gemäß § 64 Abs. 2 GWG

2011 vorzulegen, woraufhin die GCA am 17. September 2014 eine neue Konsultationsversion des KNEP übermittelte.

Eine um Geschäftsgeheimnisse bereinigte Konsultationsversion des KNEP 2014 wurde den Marktteilnehmern vom 22. September bis zum 10. Oktober 2014 über die Website der E-Control auf Deutsch und auf Englisch zur Konsultation zur Verfügung gestellt.

Im Zuge der Projektdatenerhebung wurden von internationalen Projektspensoren folgende Projekte an den MGM übermittelt: Bidirectional Austrian Czech Interconnector (BACI), M1/3 Ceršak-border Pipeline sowie die South Stream Austria Gas Pipeline. Die Projekte wurden in den Kapazitätsszenarien berücksichtigt, sofern die maximale technische Kapazität und der geplante Ein- und Ausspeisepunkt im Zuge der Projektdatenerhebung übermittelt wurde. Da für South Stream kein Ein- und Ausspeisepunkt angegeben wurde, wurde das Projekt nicht in die Kapazitätsszenarienanalyse aufgenommen.

Als im Zusammenhang mit dem österreichischen Marktgebiet stehend werden aus dem deutschen Netzentwicklungsplan Gas 2013 die Monaco-Leitung (1. Bauabschnitt) und aus dem GRIP Southern Corridor 2014-2023 die Trans Adriatic Pipeline sowie das Projekt „Reverse flow on the interconnector Romania – Hungary“ angeführt.

Zur Genehmigung wurden das geänderte Projekt „G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten“, bei dem sich das Datum der Fertigstellung verschoben hat, sowie sieben neue Projekte eingereicht:

- das Projekt GCA 2014/01 „Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West“, zur Erhöhung der technischen Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern, um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf an den Punkten Überackern-SUDAL und dem Speicherpunkt 7Fields sowie den zusätzlich angemeldeten Bedarf an Ausspeisekapazität am Speicherpunkt 7Fields auf fester Basis (FZK) zu decken;
- das Projekt GCA 2014/02 „Zusätzlicher Kurzstreckenkapazitätsbedarf – Ausbau Überackern“, zur Erhöhung der technischen Kapazität zwischen dem Einspeisepunkt Überackern-SUDAL und dem Ausspeisepunkt Überackern-ABG, um den angemeldeten zusätzlichen Kurzstreckenkapazitätsbedarf auf fester Basis ohne Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt (in Folge: VHP) zu decken;
- das Projekt GCA 2014/03a „BACI – Bidirectional Austrian Czech Interconnector“;
- das Projekt GCA 2014/03b „BACI – Bidirectional Austrian Czech Interconnector DN1200“, Ziel der beiden Projekte ist die erstmalige Bereitstellung technisch bidirektionaler Kapazität auf FZK Basis und die Schaffung des Ein- und Ausspeisepunkts Reintal zwischen dem österreichischen und dem tschechischen Marktgebiet;
- das Projekt GCA 2014/04 „Zusätzliche Kapazitäten Murfeld – Ausbau SOL“, zur Erhöhung der technischen Kapazität auf FZK Basis am Ausspeisepunkt Murfeld und erstmalige Schaffung technischer FZK Kapazität am Einspeisepunkt Murfeld;

- das Projekt BOG 2014/01 „Pressure Service Agreement“ zur Verlängerung des Pressure Service Agreement zwischen BOG GmbH und den Betreibern der MEGAL Süd zur Gewährleistung der Versorgung des Großraums Linz im Fall von technischen Gebrechen im oberösterreichischen Verteilnetz;
- sowie das Projekt BOG 2014/02 „Ausbaumaßnahme zur Erhöhung der FZK Kapazitäten am Punkt Oberkappel“, zur Erhöhung der FZK Kapazitäten am Punkt Oberkappel.

Die Projekte GCA 2013/02 „Penta West Ausbaustufe 1“ und GCA 2013/03 „Penta West Ausbaustufe 2“ werden nicht mehr weiterverfolgt.

Die österreichischen FNB haben im Zuge der Erstellung des jeweiligen Netzentwicklungsplans eine Projektdatenerhebung an den Ein- und Ausspeisepunkten durchgeführt. Nach Gegenüberstellung der Bedarfserhebung an den Ein- und Ausspeisepunkten mit der korrespondierenden technischen und freien Leitungskapazität, habe die Marktbefragung der GCA potentielle Engpässe an den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern-SUDAL und Überackern-ABG, am Speicherpunkt 7Fields sowie am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár ergeben. Die Marktbefragung der TAG und der BOG habe hingegen keine potentiellen Engpässe signalisiert.

Die Analyse des Netzentwicklungsplans der GCA hinsichtlich der technischen Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit des Angebots der zusätzlich angefragten Kapazitäten habe ergeben, dass der eingemeldete Kapazitätsbedarf am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern-SUDAL und Überackern-ABG sowie am Speicherpunkt 7Fields zusätzlicher Investitionen im Fernleitungssystem der GCA bedürfe.

Die Analyse des Netzentwicklungsplans der TAG ergebe, dass der zusätzliche Kapazitätsbedarf mit dem bestehenden Leitungssystem gedeckt werden könne und demnach kein Ausbaubedarf mangels Nachfrage bestehe.

Aus der Analyse des Netzentwicklungsplans der BOG gehe hervor, dass für die maßgeblichen Punkte der BOG keine Kapazitätsengpässe bestünden. Für den Punkt Oberkappel würden trotz seltener Unterbrechungen auf deutscher Seite von den Transportkunden keine zusätzlichen Kapazitätserweiterungen gefordert. Die geringfügige Unterdeckung der Summe der bereits gebuchten und zusätzlich angefragten Kapazitäten in den Jahren 2015 und 2016 könne als unterbrechbare Kapazität zur Verfügung gestellt werden. Des Weiteren werde die Flexibilität am Einspeisepunkt Oberkappel durch verschiedene Maßnahmen wie short/long term „Use it Or Lose it“ (UIOLI), Capacity Surrender, Kapazitätsauktionen am Primär- sowie Sekundärmarkt sowie durch den generellen Trend zu kurzfristigen Verträgen sowohl in Puncto Buchung (Day Ahead) sowie Laufzeit sichergestellt. Die Bedarfsmeldungen der Marktbefragung würden keine Kapazitätserweiterungsmaßnahmen notwendig machen. Allerdings ergebe sich aus einer bei der GCA eingebrachten unverbindlichen Kapazitätsmeldung im vorgelagerten Netz der BOG ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf am Ein- und Ausspeisepunkt Oberkappel. Dieses

Kapazitätsszenario wird als Projekt BOG 2014/02 „Ausbaumaßnahme zur Erhöhung der FZK Kapazitäten am Punkt Oberkappel“ zur Genehmigung eingereicht.

Zudem würden sowohl der Ten-Year Network Development Plan 2013-2022 (in der Folge: TYNDP) in seinen Auswertungen der definierten Engpasssszenarien mit >20 % und das N-1 Kriterium von 235%, welches vom VGM und MGM berechnet wurde, eine überdurchschnittliche Flexibilität für den österreichischen Gasmarkt bestätigen als auch die Analyse, dass die zusätzlich angefragten Kapazitäten mit der bestehenden Infrastruktur gedeckt werden können.

Die Bundesarbeitskammer, das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW), E.ON Gas Storage GmbH (EGS) sowie die Landwirtschaftskammer Österreich erstatteten Stellungnahmen zum Konsultationsentwurf. Die Wingas GmbH erstattete eine vertrauliche Stellungnahme.

Die Bundesarbeitskammer fordert hinsichtlich des Ausbaus der Kapazitäten am Ein/Ausspeisepunkt Überackern Angaben zur Abschätzung der Gesamtinvestitionskosten. Weiters merkt sie an, dass zur South Stream Leitung nähere Angaben über die wirtschaftliche und technische Einschätzung fehlen würden.

Das BMLFUW geht in seiner Stellungnahme davon aus, dass der KNEP unter die Plan- bzw. Programmdefinition nach Art. 2a SUP-Richtlinie 2001/42/EG falle und damit vom Geltungsbereich der SUP-Richtlinie erfasst sei.

EGS begrüßt die Einreichung des Projekts „GCA 2014/1 Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West“. Die Projektblätter sähen entsprechend dem Regulierungsrahmen eine langfristige Buchung von Kapazitäten am Speicherpunkt 7Fields zwingend vor, ließen allerdings offen, welche Bedingungen für alle übrigen Transportkunden im Zuge einer neuerlichen Auktion der Kapazitäten erfüllt sein müssen, um eine Investitionsentscheidung auszulösen.

Die Landwirtschaftskammer rügt in ihrer Stellungnahme, dass die eingereichten Projekte zum überwiegenden Teil der Versorgung des europäischen Gasmarktes dienten und weniger der Sicherung der heimischen Energieversorgung. Bei vorwiegender Nutzung der Infrastrukturleitungen für Handelszwecke im europäischen Verbundnetz seien neue gesetzliche Regeln zur Entschädigungsabgeltung zu entwickeln. Der gesetzliche Ansatz in der Entschädigungsregelung, wonach nur die objektiv für das Grundeigentum entstehenden Nachteile zu entschädigen seien, bedürften durch die klar definierten Zielsetzungen zum Handel mit Erdgas und dadurch neu entstehender Geschäftschancen einer umfassenden juristischen Überarbeitung in Richtung eines Verwendung und Nutzen berücksichtigenden Renditemodells. Eine solche Entschädigung sei jedenfalls bei ausschließlich für den Fernleitungstransport bestimmten Projekten zu berücksichtigen.

Am 28. Oktober 2014 forderte die Behörde die GCA auf, die Konsultationsversion hinsichtlich konkreter Punkte zu überarbeiten und zur Genehmigung einzureichen. Die GCA reichte mit Schreiben vom 14. November 2014, die TAG mit Schreiben vom 13. November 2014 eine überarbeitete Fassung des KNEP zur Genehmigung ein.

I.3. Sachverhalt und Beweiswürdigung

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

Mit Bescheid vom 13. Juni 2014 wurde die befristete Benennung der GCA als MGM des Marktgebiets Ost bis zum 30. September 2015 verlängert.

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 GmbH sowie die GCA (PVS 1, HAG, SOL, PW, KIP, WAG). Am 1.9.2014 wurde die BOG, die bis zu diesem Zeitpunkt als dritter FNB im Marktgebiet Ost bestand, mit der GCA verschmolzen. Die Tauerngasleitung GmbH hat im April 2014 ihre Entscheidung veröffentlicht, das Projekt Tauerngasleitung, das im KNEP 2013 noch enthalten war, nicht länger zu verfolgen und befindet sich dementsprechend in Liquidation. Mit der Novelle zum GWG 2011, BGBl. II Nr. 211/2014, mit der die Anlagen 1, 2 und 3 zum GWG 2011 geändert wurden, wurde die Tauerngasleitung GmbH aus der Aufzählung der Erdgasunternehmen dementsprechend gelöscht. Dieses Projekt ist daher im aktuellen KNEP nicht mehr enthalten.

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 koordinierten Netzentwicklungsplans 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 II.2. dargestellt den gesetzlichen Anforderungen entspricht, einen koordinierten Netzentwicklungsplan mit einem zehnjährigen Planungszeitraum von 2015 bis 2024. 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. In seinem Aufbau gibt der KNEP im Wesentlichen die Netzentwicklungspläne der einzelnen Fernleitungsunternehmen wieder.

Zur Genehmigung wurden das geänderte Projekt „G00.040 Reverse Flow Baumgarten“ sowie sieben neue Projekte eingereicht. Die Projekte „GCA 2013/02 - Penta West Ausbaustufe 1“ und „GCA 2013/03 - Penta West Ausbaustufe 2“ werden nicht weiter verfolgt.

Alle Investitionsprojekte, mit Ausnahme der als Planungsprojekte zur Genehmigung eingereichten Projekte, enthalten gemäß § 63 Abs. 3 Z 3 GWG 2011 einen ungefähren 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 mit der Umsetzung von Maßnahmen aus dem genehmigten koordinierten Netzentwicklungsplan 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 Evaluierung zu unterziehen. Eine abschließende Beurteilung wird die Behörde nach erfolgter Investition im Zuge der Kostenermittlung nach § 69 GWG 2011 vornehmen.

Als geändertes Projekt wird das im KNEP 2012 genehmigte Projekt „G.00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten“ (Projektträger GCA) zur Genehmigung eingereicht. An der Beurteilung des Projekts hat sich insofern gegenüber dem Vorjahr nichts geändert, als dass die Änderung im KNEP 2015 – 2024 lediglich das Fertigstellungsdatum (Verzögerung um ca. ein Jahr) betrifft, da die darin definierte Ausbauschwelle bislang nicht erreicht wurde.

Die Projekte GCA 2013/02 „Penta West Ausbaustufe 1“ und GCA 2013/03 „Penta West Ausbaustufe 2“ werden nicht weiter verfolgt, da die zusätzlichen Kapazitäten in den Auktionen im März 2014 über die Plattform Prisma nicht erfolgreich vermarktet werden konnten und die Bedarfsanmeldungen, die diese Projektplanungen ausgelöst haben, im diesjährigen Planungsprozess nicht wieder in der gleichen Höhe eingebracht wurden. Die Änderung des Projektstatus für diese Projekte ist daher zu genehmigen.

Zu den neu eingereichten Projekten:

Aufgrund der im Zuge der Marktbefragung gemeldeten Kapazitätsbedarfe wurde ein Engpass an den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern-ABG, Überackern-SUDAL sowie

dem Speicherpunkt 7Fields ermittelt. Das neu eingereichte Projekt des Projektträgers GCA „Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West“ soll die unverbindliche Kapazitätsnachfrage nach Einspeisekapazitäten an den Punkten Überackern-SUDAL und dem Speicherpunkt 7Fields sowie nach Ausspeisekapazitäten am Speicherpunkt 7Fields auf FZK-Basis decken. Dies ist allerdings aufgrund der Konkurrenzsituation der Kapazitäten zwischen den Punkten Oberkappel und Überackern nur möglich, wenn gleichzeitig auch zusätzliche Kapazitäten auf der WAG geschaffen werden. Daher reichte die GCA als Rechtsnachfolgerin der BOG das Projekt BOG 2014/02 „Ausbaumaßnahme zur Erhöhung der FZK Kapazitäten am Punkt Oberkappel“ ein. Durch diese Projekte könnte einerseits der angemeldete Bedarf für den Speicherpunkt 7Fields als auch für den Punkt Überackern gedeckt werden, wobei die neu geschaffenen Kapazitäten in Überackern nicht konkurrierend zu den Kapazitäten in Oberkappel angeboten werden sollen, da die Bedarfsmeldungen den Punkt Überackern und nicht den Punkt Oberkappel betreffen.

Die Plankosten der Projekte GCA 2014/01 und BOG 2014/02 sind, nach Auffassung der Behörde, im Verhältnis zu den dadurch zusätzlich vermarktbareren Kapazitäten und den erwarteten zusätzlichen Erlösen so hoch, dass es fraglich erscheint, ob ausreichend verbindliche Kapazitätsbuchungen erzielt werden können, um die Wirtschaftlichkeit der Projekte sicherzustellen. Dennoch erscheint es richtig, diese Projekte einem Markttest in Rahmen von Auktionen zu unterziehen, wie dies auch in der Stellungnahme der EGS eingefordert wird. Einerseits, können weitere Erfahrungen zum Umgang mit zusätzlichen Kapazitäten gewonnen werden, andererseits kann die Kapazitätsnachfrage auch auf verbindlicher Ebene getestet werden.

Um eine Vermarktung dieser zusätzlichen Kapazitäten im Zuge der Jahresauktionen im März 2015 über die Plattform Prisma, die dem Entwurf zur Ergänzung des Netzkodex für Kapazitätsallokation bezüglich „Incremental Capacities“ sowie dem Entwurf des Netzkodex zu Regeln für harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen entsprechen soll, zu ermöglichen, ist davor vom Vorstand der E-Control eine entsprechende Kostenentscheidung zu treffen, auf deren Basis Entgelte durch die Regulierungskommission festzulegen sein werden, da mit den derzeit verordneten Entgelten die Wirtschaftlichkeit der Investition nicht darstellbar ist. Dadurch soll eine rechtzeitige Information der Marktteilnehmer über die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die zusätzlichen Kapazitäten gewährleistet werden. Die Plankosten für die Projekte GCA 2014/01 und BOG 2014/02 werden daher noch einer weiteren detaillierten Überprüfung im Rahmen des Kostenverfahrens unterzogen. Den Bedarfseinmeldern sowie den Auktionsteilnehmern sollen rechtzeitig vor den entsprechenden Auktionen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bekannt sein, damit diese zumindest eine Indikation haben, ab welchem Buchungsniveau die Projekte realisiert werden können.

Wie bereits im Vorjahr wird auch heuer zur kurzfristigen Beseitigung des Druckproblems in Oberösterreich die Verlängerung des „Pressure Service Agreement“ zwischen BOG und den Betreibern der MEGAL Süd für ein Jahr beantragt (BOG 2014/01), demnach sich die Betreiber der MEGAL bereit erklären, am Einspeisepunkt Oberkappel auf Anfrage Drücke

jenseits der für den Transport im WAG-System notwendigen, vertraglich vereinbarten 50 barg, auf unterbrechbarer Basis durch Einsatz der deutschen Kompressorstation Wildenranna im MEGAL System zur Verfügung zu stellen. Zur kurzfristigen Beseitigung des Druckproblems in Oberösterreich ist daher das „Pressure Service Agreement“ ausreichend, die Kosten der Verlängerung wurden im Kostenbescheid der BOG GmbH gemäß § 82 GWG 2011 festgesetzt und anerkannt.

Allgemein ist zur Kapazitätssituation an den Punkten Oberkappel und Überackern auszuführen, dass sich durch die erfolgreiche Anwendung von Engpassmanagementmaßnahmen, insbesondere durch die Implementierung des kurzfristigen „Use it Or Lose it“-Mechanismus sowohl auf der österreichischen als auch auf der deutschen Seite, zu einer gewissen Entspannung gekommen ist. Auch das Angebot von unterbrechbaren Kapazitäten, der Surrender-Mechanismus und insbesondere die seit der Verschmelzung von BOG und GCA mögliche konkurrierende Vermarktung der Kapazitäten in Oberkappel und Überackern haben sich bewährt. Dennoch kann aus den Ergebnissen der Kapazitätsauktionen (insbesondere nachgefragte Kapazitäten und erzielte Überzahlungen) der letzten Monate, speziell auch auf deutscher Seite und der Unterbrechungen auf deutscher Seite abgeleitet werden, dass es an den Übergabepunkten Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten gibt. Wie nachhaltig dieser Bedarf ist, wird im nächsten KNEP detailliert zu untersuchen sein. Aufgrund des überwiegend deutlich höheren Preisniveaus am CEGH im Vergleich zu den nord-west-europäischen Hubs und Unterbrechungen von Transportservices erscheint ein nachhaltiger Kapazitätsbedarf plausibel.

GCA wird daher aufgefordert, im KNEP 2015 die Kapazitätssituation an den Punkten Oberkappel und Überackern einer genaueren und umfassenderen Evaluierung zu unterziehen, wobei vorerst von einer Vorschreibung einer diesbezüglichen Auflage von Behördenseite abgesehen wird. Die Evaluierung muss aus Sicht der Behörde über die Erfassung und Berücksichtigung von Bedarfsanmeldungen hinausgehen sowie eine Analyse der tatsächlichen Flüsse, der Buchungssituation, der Auktionsergebnisse und insbesondere auch der Auswirkungen geplanter Infrastrukturprojekte auf künftige Lastflüsse an den Punkten Oberkappel und Überackern (z.B. das Projekt Monaco der Bayernnets, potentielle neue Netzanschlüsse des Speichers Haidach in Deutschland oder an das österreichische Verteilernetz) samt Lastflussanalysen umfassen. Dazu wird auch eine vertiefte Abstimmung mit den benachbarten Netzbetreibern und der jeweiligen aktuellen Kapazitätssituation notwendig sein. Lässt sich aus dieser Analyse ein nachhaltiger Kapazitätsbedarf ableiten, sind mit den relevanten Netzbetreibern, auch im Rahmen des deutschen Netzentwicklungsplans, entsprechende Maßnahmen abzustimmen und allenfalls Projekte zu entwickeln.

Das neu eingereichte Projekt GCA 2014/02 „Zusätzlicher Kurzstreckenkapazitätsbedarf – Ausbau Überackern“ soll den Kurzstreckenkapazitätsbedarf zwischen Überackern-SUDAL und Überackern-ABG auf fester Basis decken. Derzeit kann dieser Kapazitätsbedarf nur unterbrechbar bedient werden. Da die Kosten für dieses Projektes mit den prognostizierten Erlösen die Wirtschaftlichkeit des Projekts erwarten lassen und der eingemeldete Bedarf

auch auf Basis der aktuellen Nutzung als nachhaltig einzuschätzen ist, ist dieses Projekt zu genehmigen. Die durch dieses Projekt zu schaffenden, festen Kapazitäten, die jedoch keinen Zugang zum VHP ermöglichen, sind im Rahmen von Auktionen über die Plattform Prisma anzubieten. Die Möglichkeit, auch diese Kapazitäten gebündelt anzubieten, wird vom FNB entsprechend zu prüfen und nach Möglichkeit umzusetzen sein.

Bei den Projekten GCA 2014/01 und GCA 2014/02 ist außerdem zu beachten, dass teilweise die selben technischen Anpassungen (Modifikation Übergabemesstation Überackern) erforderlich sind und die diesbezüglichen tatsächlichen Kosten im Kostenverfahren nur einmal zu berücksichtigen sind.

Die im Zuge der Projektdatenerhebung eingemeldeten neuen Projekte würden Kapazitäten am neu zu schaffenden Ein- und Ausspeisepunkt Reintal an der Grenze zur Tschechischen Republik (GCA 2014/3a und 2014/3b) sowie am Ein- und Ausspeisepunkt Murfeld an der Grenze zu Slowenien (GCA 2014/04) ergeben. Für den Ein- und Ausspeisepunkt Reintal wurden zwei verschiedene Szenarien entwickelt, wobei Szenario 3a die angemeldete Kapazität und Szenario 3b das Projekt mit einer erhöhten Kapazität analysiert. Die Projekte betreffend BACI werden von der GCA als „Planungsprojekt“ (im Antrag wird der Begriff „Konzeptionsprojekt“ verwendet) eingereicht.

Als Planungsprojekte können Projekte, die sich noch in der Konzeptionsphase befinden und bei denen die Planungsüberlegungen noch nicht abgeschlossen sind, genehmigt werden. Da weder ein Vermarktungskonzept noch ein detaillierter Zeitplan für die neuen Kapazitäten vorliegen, werden die beiden Projekte GCA 2014/3a und GCA 2014/3b als Planungsprojekte genehmigt. Zu erwähnen ist allerdings, dass diese Projekte ein hohes Potential haben, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und auch die Marktintegration zu fördern sowie einen Lückenschluss des Nord-Süd-Korridors darstellen könnten. Abhängig von den noch zu entwickelnden Konzepten, nach denen diese neuen Kapazitäten dem Markt zur Verfügung gestellt werden, könnten mit diesem Projekt der österreichische und der tschechische Markt zumindest näher aneinander herangeführt oder sogar zusammengeführt werden. Die Diskussionen mit den betroffenen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden in den nächsten Monaten sollten zeigen, in welcher Ausprägung diese Projekte vorangetrieben werden, damit im nächsten KNEP-Prozess eine ausreichende Entscheidungsbasis hinsichtlich einer Projektentscheidung vorliegt. Dieser Diskussionsprozess wird unter der Begleitung der Regulierungsbehörden von den Fernleitungsnetzbetreibern GCA und Net4Gas voranzutreiben sein.

Das Projekt GCA 2014/04 „Zusätzliche Kapazitäten Murfeld – Ausbau SOL“ wird aufgrund des unzureichenden Detaillierungsgrades sowie des fehlenden Zeitplans ebenfalls nur als Planungsprojekt genehmigt. Das Projekt ist nicht ausreichend determiniert, um seine Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit abschließend beurteilen zu können. Um dies im Rahmen des nächsten KNEP-Prozesses zu ermöglichen wird insbesondere auch zu klären sein, ob für diese Transportrichtung in absehbarer Zeit eine entsprechende Quelle zur Verfügung stehen wird und welche Druckerfordernisse im österreichischen Netz – der

Übergabedruck des vorgelagerten Netzes konnte bislang nicht abschließend ermittelt werden - zu gewährleisten wären. Auch der in der vorläufigen Projektbeschreibung genannte Umsetzungszeitraum von 4,25 Jahren wird einer Überprüfung zu unterziehen sein wird.

Ein Element dieses Projekts zeigt jedoch ein wesentliches Verbesserungspotential für das österreichische Fernleitungsnetz auf. Hier wurde transparent dargestellt, dass mit relativ geringem Aufwand und der entsprechenden Umgestaltung des „TAG AZ Baumgarten“ Rückflusskapazität aus der TAG in Regelbetrieb ermöglicht werden könnte. Diese Adaption würde das Angebot von FZK am Einspeisepunkt Arnoldstein ermöglichen. Dort werden bislang lediglich DZK und UK angeboten. Insbesondere im Rahmen der Erstellung und Diskussion des Stresstests der Europäischen Kommission wurde diskutiert, inwiefern allfällige Importe aus Italien im Fall eines Ausfalls von bestehenden Importrouten die Versorgungssituation in Österreich und den angrenzenden Marktgebieten verbessern könnten. Mit dem Angebot von FZK könnte dieses Potential deutlich besser genutzt werden. Um die Versorgungssicherheit in Österreich weiter zu verbessern, wird daher die Auflage erteilt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber ein Projekt entwickeln und im nächsten koordinierten Netzentwicklungsplan einreichen, das unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit den höchstmöglichen Ausweis von frei zuordenbarer Kapazität (FZK) am Einspeisepunkt Arnoldstein ermöglicht. Das neu zu erstellende Projekt wird insbesondere die Erweiterung des TAG AZ Baumgarten im Netz der GCA zu untersuchen haben.

Jedoch soll dabei weder der Kapazitätsbedarf aus dem Projekt GCA 2014/04 noch andere allfällig bestehende vertragliche Limitierungen, etwa an den Übergabepunkten zwischen den Netzbetreibern, als einschränkende Planungsannahme dienen, sondern ausschließlich über Netzbetreibergrenzen hinweg technische Parameter herangezogen werden, um das wirtschaftlich und technisch optimale Ergebnis zu erreichen. Erwähnt sei in diesem Zusammenhang, dass auch weitere Projekte des KNEP potentiell den Knoten Baumgarten betreffen. Hier sind etwa die Projekte GCA 2014/3a, GCA 2014/3b, GCA 2014/04 und G.00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten zu nennen. Hinsichtlich des letzteren Projekts erscheint es wahrscheinlich, dass in naher Zukunft die entsprechende Ausbauschwelle erreicht wird und diesbezüglich wird daher auch die entsprechende Abstimmung mit dem Verteilergebietsmanager von großer Bedeutung sein.

Darüber hinaus sind hinsichtlich der künftigen Entwicklung des Knoten Baumgartens aber auch weitere potentielle Projekte wie etwa der HAG-Reverse flow (siehe dazu auch noch unten) oder eine allfällige Einbindung von South Stream zu betrachten. Angesichts der jüngsten Entwicklung der Lastflüsse im Baumgarten erscheint es nicht unwahrscheinlich, dass sich die Nachfrage nach Ausspeisekapazitäten in Baumgarten dauerhaft und allenfalls auch in einem höheren Ausmaß manifestiert.

Es muss daher bei der Planung des Projekts zur Erweiterung des TAG AZ Baumgarten und grundsätzlich bei jeder Planung und vor der tatsächlichen Umsetzung eines Projekts evaluiert werden, ob die technische Konzeption eines Projekts auch die künftigen Anforderungen an das Verteiler- und Fernleitungsnetz ausreichend berücksichtigt und zum

technischen und wirtschaftlichen Optimum führt oder insbesondere hinsichtlich bereits geplanter Projekte allenfalls Optimierungen möglich sind. Im Rahmen einer effizienten Netzausbauplanung ist generell das gesamte Marktgebiet Ost als integriertes Netz zu betrachten und Ausbaumaßnahmen sind zur Optimierung der gesamten Netzinfrastruktur und nicht bloß eines isolierten Teils davon vorzusehen.

Zu dem ebenfalls wie bereits im Rahmen des KNEP 2013 identifizierten kurzfristigen Engpass am Grenzübergabepunkt Mosonmagyaróvár bringt die GCA auch im diesjährigen KNEP vor, dass sich aus den angemeldeten Bedarfen lediglich ein kurzfristiger Engpass ergebe, aus dem sich gemäß der Analyse der Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit kein Ausbaubedarf ableite. In diesem Punkt ist der GCA zu folgen: Der KNEP (S.26) legt dar, dass der zusätzliche Kapazitätsbedarf auf der HAG durch Verträge auf unterbrechbarer Basis mit einem konstanten historischen Erfüllungsgrad von 100 % und garantierten Kapazitäten resultierend aus Engpassmanagementverfahren gedeckt werden kann. Aufgrund des zeitlich begrenzten Engpasses für die Jahre 2014 bis 2016 und der langen Vorlaufzeit von Investitionen ist ein Ausbau wirtschaftlich nicht gerechtfertigt.

Insbesondere aufgrund von potentiell verfügbarem Gas im Schwarzen Meer wurde auf Basis von Bedarfseinmeldungen hinsichtlich des Einspeisepunktes Mosonmagyaróvár das neue Projekt TRA-N-423 „GCA Mosonmagyaróvár“ im TYNDP 2015 von GCA eingemeldet. Ein Projekt, mit dem ein Rückfluss auf der HAG realisiert werden würde, konnte im Zuge der Erstellung des vorliegenden KNEP 2014 von der GCA aus zeitlichen Gründen nicht mehr berücksichtigt werden. Dieses Projekt wird daher in den nächsten KNEP aufzunehmen sein, auch wenn derzeit bereits an einem Vermarktungskonzept für dieses Projekt gearbeitet wird, das nach derzeitigem Zeitplan eine Vermarktung der neuen Kapazitäten bereits früher vorsieht. Im Rahmen der Weiterentwicklung dieses Projektes wird die GCA von der Behörde aufgefordert, mit dem angrenzenden Netzbetreiber auch die Odorierung auf ungarischer Seite und allfällige Auswirkungen auf das österreichische Netz zu erörtern und die Thematik allenfalls im Rahmen des einzureichenden Projektes zu beleuchten.

Allgemein ist auszuführen, dass bei der Gestaltung des KNEP 2014 im Verhältnis zum Vorjahresdokument wieder deutliche Fortschritte zu erkennen sind und die Netzausbauplanung transparenter dargestellt wird. Um diesen Prozess weiter voranzutreiben und zu verbessern, sind dem kommenden KNEP für jeden Netzkopplungspunkt, der das österreichische Fernleitungsnetz mit anderen Fernleitungsnetzen und Verteilernetzen verbindet und für Übergabepunkte zu Speicheranlagen, die aufgrund ihrer Anschlusssituation auch grenzüberschreitend genutzt werden können, aktuelle und erwartete Lastflüsse im Rahmen einer Lastflusssimulationen gemäß § 34 Abs. 2 GWG 2011 anhand der jeweils technisch verfügbaren und der gebuchten Kapazität zugrunde zu legen.

Auf Basis dieser Analyse sind für alle Punkte Engpassindikatoren darzustellen und in die gemäß § 63 Abs 5 GWG 2011 getroffenen Annahmen einzubeziehen. Die Indikatoren haben zumindest die in Anhang 1 Punkt 3.3. Abs 1 lit h – k VO (EG) Nr. 715/2009 angeführten

Daten zu umfassen. Um einen effizienten Netzausbau sicherzustellen, sind diese Analysen der Erstellung des KNEP unbedingt zugrunde zu legen.

Die Abstimmung hinsichtlich des Kapazitätsbedarfs in Bezug auf konkrete Projekte mit den angrenzenden Netzbetreibern erscheint weiterhin verbesserungswürdig. In diesem Zusammenhang werden die FNB aufgefordert, diese Abstimmung weiter zu verbessern, damit die erforderlichen Entscheidungsgrundlagen für die Genehmigung des KNEP rechtzeitig vorliegen (vgl. dazu insbesondere auch die Ausführungen oben zur Kapazitätssituation an den Punkten Oberkappel und Überackern).

Die Versorgungssicherheit der Infrastruktur bildet eines der Ziele, die gemäß § 63 Abs. 3 Z 2 GWG 2011 im Rahmen des KNEP zu berücksichtigen sind. Angesichts des Umstandes, dass Ersatzinvestitionen in Kompressoreinheiten in den letzten Jahren zu einem vermehrten Einsatz von elektrisch betriebenen Verdichtern geführt haben, erscheint eine Darstellung der sich daraus ergebenden Auswirkung auf die Versorgungssicherheit erforderlich, da sich durch diese Entwicklung eine Abhängigkeit von der Stromversorgung hinsichtlich des unterbrechungsfreien Betriebs des Gasnetzes ergibt. Der MGM ist daher aufgefordert, in Zusammenarbeit mit den FNB im nächstjährigen KNEP darzustellen, welchen Effekt das derzeitige Ausmaß an vorhandenen elektrisch betriebenen Verdichtern auf die Versorgungssicherheit hat. Darüber hinaus werden die FNB aufgefordert, wesentliche Ersatzinvestitionen, wie insbesondere den Tausch von Verdichtereinheiten oder den Umstieg von Gas- auf Elektroverdichter, ab dem kommenden KNEP als Projekte aufzunehmen, um eine Bewertung der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit vornehmen zu können.

Zu den weiteren im Rahmen der Begutachtung durch die Behörde eingelangten Stellungnahmen ist Folgendes auszuführen:

Die Bundesarbeitskammer merkt an, dass in Bezug auf den Ausbau der Kapazitäten am Ein/Ausspeisepunkt Überackern keine Angaben zur Abschätzung der Investitionskosten gemacht würden. Auch wenn es sich hierbei um sensible Unternehmensdaten handle, sollten zumindest die geschätzten Gesamtkosten der Investitionsprojekte angeführt werden, um wenigstens eine grobe Abschätzung des Gesamtinvestitionsvolumens vornehmen zu können. Dem ist entgegenzuhalten, dass selbst eine grobe Abschätzung des Gesamtinvestitionsvolumens pro Projekt sensible Unternehmensdaten sind, die dem Geschäfts- bzw. Betriebsgeheimnis unterliegen. Zur Feststellung der Bundesarbeitskammer, dass hinsichtlich der South Stream Leitung nähere Angaben über die wirtschaftliche und technische Einschätzung fehlen würden, sei angemerkt, dass die South Stream Leitung nicht als Projekt im KNEP zur Genehmigung eingereicht wurde, weshalb diesbezüglich keine Möglichkeit besteht, nähere wirtschaftliche und technische Angaben anzuführen.

Zur Stellungnahme des BMLFUW, wonach der KNEP unter die Plan- bzw. Programmdefinition nach Art. 2a SUP-Richtlinie 2001/42/EG fiel und damit vom Geltungsbereich der SUP-Richtlinie erfasst sei, sei folgendes angemerkt: Das GWG 2011

sieht keine SUP-Pflicht für den KNEP vor, womit die Durchführung einer SUP kein Genehmigungskriterium für den KNEP bildet. Nach Ansicht der Behörde liegen keine Anhaltspunkte für eine unmittelbare Anwendbarkeit der SUP-Richtlinie vor. Eine solche wird auch vom BMLFUW nicht behauptet.

Nach Ansicht der Landwirtschaftskammer seien bei vorwiegender Nutzung der Infrastrukturleitungen für Handelszwecke im europäischen Verbundnetz neue gesetzliche Regelung zur Entschädigungsabgeltung zu entwickeln. Der gesetzliche Ansatz in der Entschädigungsregelung, wonach nur die objektiv für das Grundeigentum entstehenden Nachteile zu entschädigen seien, bedürften durch die klar definierten Zielsetzungen zum Handel mit Erdgas und dadurch neu entstehender Geschäftschancen einer umfassenden juristischen Überarbeitung in Richtung eines Verwendung und Nutzen berücksichtigenden Renditemodells. Eine solche Entschädigung sei jedenfalls bei ausschließlich für den Fernleitungstransport bestimmten Projekten zu berücksichtigen. Hierzu ist festzuhalten, dass die Anwendung oder Erarbeitung von Entschädigungsregelungen nicht Gegenstand des KNEP sind. Eine Ungleichbehandlung jedoch grundsätzlich kritisch zu betrachten wäre. Zu den Ausbauplänen am Punkt Oberkappel merkt die Landwirtschaftskammer an, dass das Fernleitungssystem auf österreichischer Seite leistungsfähiger als auf deutscher Seite sei. Es sei nicht nachvollziehbar aufgrund von unverbindlichen Kapazitätsanfragen in Überackern zumindest 38 km zusätzliche Fernleitungen errichten zu wollen. Dem ist entgegenzuhalten, dass gemäß den Zielen des § 4 GWG 2011 der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft Erdgas umweltfreundlich, kostengünstig, ausreichend, sicher und in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen sowie die zur sicheren Erdgasversorgung der Mitgliedstaaten der Gemeinschaft erforderliche Infrastruktur zu schaffen ist. Abgesehen davon, dass das in der Stellungnahme angesprochene Projekt auch der optimierten Anbindung eines Speichers an das österreichische Netz dienen würde und damit auch positive Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Österreich hätte und lediglich unter der Bedingung der Wirtschaftlichkeit genehmigt wird, ist aus den zitierten Zielbestimmungen abzuleiten, dass die Perspektive der Infrastrukturplanung nicht an den nationalen Grenzen der Mitgliedstaaten aufhören darf und auch grenzüberschreitende Bedarfsanmeldungen im KNEP zu berücksichtigen sind.

Zur Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan:

Der KNEP orientiert sich im Aufbau am Szenariorahmen des TYNDP 2013 – 2022. Generell ist die Kohärenz zwischen beiden Planungsinstrumenten gegeben. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Angaben zu Entwicklung von Absatz und Aufbringung im TYNDP teilweise von jenen der LFP abweichen. 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. Jedoch ist es aus Sicht der Behörde erforderlich, dass beide österreichischen Ausbaupläne die Planungsannahmen abstimmen und entsprechend dokumentieren. Der MGM und der VGM werden daher aufgefordert, dies künftig sicherzustellen.

In Bezug auf die angeführten Projekte im TYNDP – mit bzw. ohne finale Investitionsentscheidung – ist grundsätzlich eine Kohärenz mit den im KNEP genannten Projekten gegeben. Dennoch ist für den nächsten KNEP anzustreben, dass Einflüsse von geplanten oder in Umsetzung befindlichen europäischen Infrastrukturprojekten detaillierter untersucht und allfällige Auswirkungen auf das österreichische Leitungsnetz bewertet werden, um die Übereinstimmung des KNEP mit den europäischen Planungsinstrumenten transparenter darstellen zu können. Insbesondere werden die FNB wie bereits oben erwähnt, aufgefordert, sich gezielt mit den Netzbetreibern in Nachbarstaaten sowie anderen relevanten Netzbetreibern hinsichtlich deren und der österreichischen Ausbauprojekte abzustimmen. Die Koordination sollte insbesondere in Bezug auf Projekte, die Auswirkungen auf das Marktgebiet Ost haben, stattfinden. Dieser Koordinierungsprozess ist auch zu dokumentieren und der Behörde vorzulegen.

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 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 ersucht, die Eingabegebühr von EUR 14,30 gemäß § 14 TP 6 Abs 1 Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl Nr. 267/1957 idgF, und die Beilagegebühr von EUR 21,80 gemäß § 14 TP 5 Abs 1 Gebührengesetz, insgesamt **EUR 36,10** gemäß § 3 Abs 2 GebG auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria bei **ERSTE BANK, BIC: GIBAATWWXXX, IBAN: AT57 2011 1403 1846 4201** zu überweisen (§ 3 Abs 2 Gebührengesetz 1957 iVm GebG-ValV 2011, BGBl II 191/2011).

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

Wien, am 2.12.2014

Der Vorstand

DI Walter Boltz
Vorstandsmitglied

DI (FH) Mag.(FH) Martin Graf, MBA
Vorstandsmitglied

Beilage: ./1 Koordinierter Netzentwicklungsplan 2014 (Planungszeitraum 2015-2024)

Ergeht als Bescheid an:

1. Gas Connect Austria
Geschäftsführung
Floridotower, Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien
2. TAG Trans Austria Gasleitung GmbH
Geschäftsführung
Wiedner Hauptstraße 120-124
1050 Wien

per RSb