

V KNEP G 01/15

PA 16870/15

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 2., 5. und 15.10.2015 und der Gas Connect Austria vom 29.9.2015 auf Genehmigung des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2015 ergeht gemäß § 64 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. 107/2011 idF BGBl. II Nr. 226/2015 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 eingereichte Projekte mit den im Spruchpunkt 2 vorgesehenen Auflagen:
  - a. Zurückziehung der im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2014 genehmigten 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  
BOG 2014/02 Ausbaumaßnahme zur Erhöhung der FZK Kapazitäten am Punkt Oberkappel  
G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten

b. Neu eingereichte Projekte:

GCA 2015/01a: „BACI DN 800“, als Planungsprojekt  
GCA 2015/01b: „BACI DN 1200“, als Planungsprojekt  
GCA 2015/02 „Entry/Exit Überackern“, als Planungsprojekt  
GCA 2015/03 „Entry/Exit Überackern – Maximum“, als Planungsprojekt  
GCA 2015/04 „Entry Mosonmagyaróvár – Minimum“, als Planungsprojekt  
GCA 2015/05 „Entry Mosonmagyaróvár – Base“  
GCA 2015/06 „Entry Mosonmagyaróvár plus“, als Planungsprojekt  
GCA 2015/07b „Mehrbedarf Verteilergebiet +“  
GCA 2015/08 „Entry/Exit Murfeld“  
GCA 2015/09 „Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten“  
GCA 2015/10 „Erfüllung Bescheidaufgabe“  
GCA 2015/11 „Ersatz, Optimierungs- und Sicherheitsinvestitionen“, als Planungsprojekt  
TAG 2015/01 „Messstrecken Baumgarten TAG Einbindung“  
TAG 2015/02 „AZ1 Baumgarten“

2. a. Die Genehmigung der Projekte GCA 2015/02 und GCA 2015/03 wird unter der Auflagen erteilt, dass Gas Connect Austria GmbH bis zum 1.12.2015 die maximale Kapazität (technisch und vermarktbar) samt der entsprechenden Berechnungen für sämtliche Netzkopplungspunkte innerhalb sowie an den Grenzen des Marktgebiets bekannt gibt, die mit den im Projekt GCA 2015/02 bzw. GCA 2015/03 beschriebenen technischen Maßnahmen, erzielbar wären.

b. Die Genehmigung des Projekts GCA 2015/11 Ersatz-/Optimierungs-/Sicherheitsinvestitionen als Planungsprojekt erfolgt unter der Auflage, dass Gas Connect Austria GmbH bis zum 1.12.2015 ein Projektdatenblatt, entsprechend den Projektblättern in Kapitel 10.2 "Projektanträge", je Ersatzinvestition nachreicht, das als Ergänzung zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2015 (Planungszeitraum 2016-2025) veröffentlicht wird.

c. Die Genehmigung der Projekte GCA 2015/10 und TAG 2015/02 wird unter der Auflage erteilt, dass die Wirtschaftlichkeit für das Projekt GCA 2015/08 im Rahmen der Vermarktung der neuen Kapazitäten positiv beurteilt wird.

Hinsichtlich der Projekte GCA 2015/08, GCA 2015/10 und TAG 2015/02 wird darüber hinaus die Auflage erteilt, dass bei vorliegender Wirtschaftlichkeit des Projekts GCA 2015/08, vor dem Beginn der Implementierung der Erweiterung der Verbindungskapazität in Baumgarten von TAG zum Primärverteilungssystem und spätestens im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2016 zusätzliche Projektvarianten eingereicht werden, die unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit den höchstmöglichen, aber jedenfalls einen Ausweis von 1.000.000 Nm<sup>3</sup>/h frei zuordenbarer Kapazität (FZK), am Einspeisepunkt Arnoldstein, die nicht zu anderen Einspeisekapazitäten in das Marktgebiet in Konkurrenz steht, ermöglichen.

d. Die Genehmigung wird unter der Auflage erteilt, dass Trans Austria Gasleitung GmbH Ersatzinvestitionen bis zum 1.12.2015 als neu zu genehmigende Projekte samt Beilagen und Projektdatenblatt, entsprechend den Projektblättern in Kapitel 10.2 "Projektanträge", je Ersatzinvestition, das als Ergänzung zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2015 (Planungszeitraum 2016-2025) veröffentlicht werden kann, einreicht.

e. Die Genehmigung wird unter der Auflage erteilt, dass Projekte der beiden Fernleitungsnetzbetreiber im nächsten Koordinierten Netzentwicklungsplan gemeinsam betrachtet werden, Kapazitätsauswirkungen jeweils für alle Netzkopplungspunkte innerhalb sowie an den Grenzen des Marktgebiets und allfällige Überschneidungen von Projekten transparent dargestellt werden sowie Zeitpläne für Projekte, die mehrere Fernleitungsnetzbetreiber betreffen, abgestimmt werden.

3. Der Antrag wird hinsichtlich des Projekts GCA 2015/07a „Mehrbedarf Verteilergelände“ abgewiesen.

4. 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 Netzbewerber 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 9. März 2015 bis 30. März 2015 haben die beiden Fernleitungsnetzbetreiber (in der Folge: FNB) des Marktgebietes Ost, 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 2016 – 2025 anzugeben. Als Stichtag für die Datenbasis für die Kapazitätsdatenerhebung ergibt sich damit der 30. März 2015. 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. Der MGM musste nach Aufforderung durch die Europäische Kommission auch nachträglich übermittelte Projekte zulassen, da die Vereinigung europäischer Fernleitungsnetzbetreiber-Gas (ENTSOG) im Rahmen der Erstellung des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2015 den Zeitraum für die Einreichung von Projekten in Südosteuropaerstreckt hat, damit diese Projektvorgaben noch Eingang in den TYNDP 2015 finden konnten. Diese nachträgliche Aufnahme von Projekten in der österreichischen Planung war notwendig, um die Kohärenz der nationalen und europäischen Planungsinstrumente sicherzustellen. Als Stichtag der Datenbasis für die Projektdatenerhebung ergibt sich damit der 22. April 2015.

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 2015 gesammelt an die FNB zur weiteren Analyse in den Netzentwicklungsplänen übermitteln. Die jeweiligen Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebung bilden zusammen mit den definierten Kapazitätsszenarien die Basis für die Netzentwicklungspläne der FNB. Bis zum 26. Mai 2015 wurden die Netzentwicklungspläne an den MGM übermitteln. Der MGM hat diese in der Konsultationsversion des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2016 – 2025 (in der Folge: KNEP) zusammengeführt und die englische Übersetzung der Konsultationsversion koordiniert. Diese Version – in deutscher und englischer Sprache - des KNEP wurde vom 6. Juli 2015 bis 20. Juli 2015 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 übermitteln. Die erhaltenen Stellungnahmen wurden bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne von den FNB berücksichtigt.

Am 1. Juli 2015 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 5. August 2015 eine Besprechung zwischen MGM, GCA und E-Control sowie am 6. August 2015 zwischen TAG und E-Control statt, um die Inhalte des KNEP zu diskutieren. Die überarbeitete Fassung des KNEP wurde den FNB für die Einreichung zur Verfügung gestellt.

Am 14. August 2015 übermittelte die GCA die Konsultationsversion des KNEP 2016-2025 an die Behörde, die TAG am 17. August 2015.

Eine um Geschäftsgeheimnisse bereinigte Konsultationsversion des KNEP 2016-2025 wurde den Marktteilnehmern vom 17. August bis zum 28. August 2015 über die Website der E-Control auf Deutsch und auf Englisch zur Konsultation zur Verfügung gestellt.

Im Zuge der Projektdatenerhebung wurden von verschiedenen Projektspensoren folgende Projekte an den MGM übermittelt: Bidirectional Austrian Czech Interconnector (BACI), Connection to Oberkappel, Upgrade of Murfeld/Ceršak interconnection, Upgrade of Rogatec interconnection, CS Kidričevo, 2nd phase of upgrade, GCA Mosonmagyaróvár, GCA Mosonmagyaróvár plus sowie Messstrecken Baumgarten. 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 die Projekte Connection to Oberkappel, Upgrade of Rogatec interconnection, CS Kidričevo, 2nd phase of upgrade und Messstrecken Baumgarten 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 2014 das Projekt SEL, das aus zwei Abschnitten – MONACO I und MONACO II – besteht, angeführt. Weiters sind auch jene Projekte, die zur Aufnahme in die nächste „Project of Common Interest“ (PCI)-Liste bis zum 13. Mai 2015 eingemeldet wurden und im Zusammenhang mit dem österreichischen Marktgebiet stehen, aufgezählt. Das sind die Projekte der Gruppen 5, 5b, 5d und 5f, im Südlichen Korridor, die sich in Österreich, Ungarn und Rumänien befinden und die Entry/Exit-Kapazitäten in Österreich unmittelbar betreffen; das Projekt Bidirectional Austrian-Czech Interconnector (BACI) in der Region Ost Gruppe 6, das gemeinsam von den FNB GCA und Net4Gas, S.r.o. entwickelt wurde; die Projekte in der Region Ost Gruppe 19 + 20 und Gruppe 20, die sich in Kroatien und/oder Slowenien sowie Österreich befinden und die unmittelbar Auswirkungen auf die österreichischen Entry/Exit-Kapazitäten haben.

Zur Genehmigung wurden folgende fünfzehn neue Projekte eingereicht:

- Das Projekt GCA 2015/01a: „BACI DN 800“ als Planungsprojekt
- Das Projekt GCA 2015/01b: „BACI DN 1200“ als Planungsprojekt: Die Projekte GCA 2015/01a: BACI DN 800 und das Projekt GCA 2015/01b: BACI DN 1200 werden neu eingereicht und ersetzen die im letztjährigen KNEP als Planungsprojekte genehmigten Projekte GCA 2014/03a und GCA 2014/03b vollinhaltlich. Ziel der beiden Projekte ist eine technische bidirektionale Kapazität auf fester Basis für den neu zu schaffenden Ein- und Ausspeisepunkt Reintal zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Markt zu schaffen.
- das Projekt GCA 2015/02: Entry/Exit Überackern, zur Erhöhung der technischen Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern, um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf an Einspeisekapazitäten an den Punkten Überackern SUDAL

- und dem Speicherpunkt 7Fields und den zusätzlich angemeldeten Bedarf an Ausspeisekapazität am Speicherpunkt 7Fields auf fester Basis zu decken;
- das Projekt GCA 2015/03: Entry/Exit Überackern – Maximum, zur Erhöhung der technischen Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern, um eine mögliche Maximalvariante abzubilden und um etwaige alternative Routen für potenzielle Speicheranbindungen zu untersuchen;
  - das Projekt GCA 2015/04: Entry Mosonmagyaróvár – Minimum,
  - das Projekt GCA 2015/05: Entry Mosonmagyaróvár – Base,
  - das Projekt GCA 2015/06: Entry Mosonmagyaróvár plus; Ziel der Projekte GCA 2015/04, GCA 2015/05 und GCA 2015/06 ist technische Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu generieren, um die angemeldeten zusätzlichen Bedarfe an Einspeisekapazitäten am Punkt Mosonmagyaróvár auf fester Basis zu decken;
  - das Projekt GCA 2015/07a: Mehrbedarf Verteilergebietegebiet,
  - das Projekt GCA 2015/07b: Mehrbedarf Verteilergebiete +, Ziel der beiden Projekte GCA 2015/07a und GCA 2015/07b ist die technische Kapazität am virtuellen Netzkopplungspunkt vom Verteilergebiete in die Fernleitungsebene zu erhöhen, um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf an Einspeisekapazitäten am virtuellen Punkt auf Basis fest zuordenbarer Kapazitäten (FZK) zu decken;
  - das Projekt GCA 2015/08: Entry/Exit Murfeld: Das Projekt GCA 2015/08 wird neu eingereicht und ersetzt das im letztjährigen KNEP genehmigte Projekt GCA 2014/04 vollinhaltlich. Es dient der Erhöhung der technischen Kapazität auf fester Basis am Ausspeisepunkt Murfeld und der Schaffung einer erstmaligen technischen Kapazität auf fester Basis am Einspeisepunkt Murfeld;
  - das Projekt GCA 2015/09: Abwicklungsprogramm Messtrecken Baumgarten; zur Ertüchtigung des Knoten Baumgarten;
  - das Projekt GCA 2015/10: Erfüllung Bescheidaufgabe, zur Umsetzung der im letztjährigen KNEP vorgesehenen Aufgabe, um die höchstmögliche Kapazität auf fester Basis am Einspeisepunkt Arnoldstein auszuweisen als Planungsprojekt;
  - das Projekt GCA 2015/11: Ersatz-/Optimierungs-/Sicherheitsinvestitionen als Planungsprojekt;
  - das Projekt TAG 2015/01 Messtrecken Baumgarten TAG Einbindung, zur Schaffung einer neuen Verbindung zwischen dem GCA Subsystem WAG-MS4 und dem TAG System, wodurch sich die Verbindungskapazität innerhalb der Station Baumgarten erhöht;
  - das Projekt TAG 2015/02 AZ1 Baumgarten, zur Schaffung einer physikalischen Verbindungskapazität zwischen dem TAG Gasleitungssystem und dem GCA Subsystem PVS AZ1, wodurch der physische Gastransport vom maßgeblichen Einspeisepunkt Arnoldstein bis zum Virtuellen Handlungspunkt ermöglicht und die Aufgabe zur Aufwertung der DZK- zu FZK-Kapazitäten aus dem KNEP-Genehmigungsbescheid 2015 der E-Control erfüllt wird.

Die Projekte GCA 2014/01 Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West; GCA 2014/02 Zusätzlicher Kurzstreckenkapazitätsbedarf – Ausbau Überackern; BOG 2014/01



Pressure Service Agreement; BOG 2014/02 Ausbaumaßnahme zur Erhöhung der FZK Kapazitäten am Punkt Oberkappel sowie G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten werden nicht mehr weiterverfolgt, die Projekte GCA 2014/03a, GCA 2014/03b und GCA 2014/04 werden vollinhaltlich durch die Projekte GCA 2015/01a, GCA 2015/01b und GCA 2015/08 ersetzt.

Die österreichischen FNB haben im Zuge der Erstellung des jeweiligen Netzentwicklungsplans eine Kapazitätsdatenerhebung 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 am Speicherpunkt 7Fields sowie am Ein-/Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár ergeben. Die Marktbefragung der TAG habe hingegen keine potentiellen Engpässe signalisiert.

Die Analyse im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans durch die 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 kein Ausbaubedarf mangels Nachfrage bestehe. Bedingt durch das Auslaufen mehrerer langfristiger Verträge ab 2023 am Einspeisepunkt Baumgarten sowie am Ausspeisepunkt Arnoldstein würden sich im Übrigen die freien Kapazitäten stark erhöhen.

Die E.ON Gas Storage GmbH (EGS), die Landwirtschaftskammer Österreich (LKÖ) sowie die OMV Gas Storage GmbH (OGS) erstatteten Stellungnahmen zum Konsultationsentwurf.

Die Landwirtschaftskammer fordert in ihrer Stellungnahme eine Überarbeitung der geltenden Entschädigungsregelungen, vor allem bei vorwiegender Nutzung der Infrastrukturleitungen für Handelszwecke im europäischen Verbundnetz und verweist in diesem Zusammenhang auch auf die Frage der steuerlichen Beurteilung von Entschädigungsregelungen für Leitungs-/Infrastrukturprojekte. Kritisch sieht die LKÖ vor dem Hintergrund des bestehenden Infrastrukturbestandes die Genehmigung von Projekten, die keinen PCI Status haben.

Die EGS weist auf die Engpässe für Speichergastransporte im vergangenen Winter hin und betont die Notwendigkeit zur Verbesserung der Qualität der Transportdienstleistung. Ausdrücklich spricht sich EGS für das Netzentwicklungsprojekt GCA 2015/07b aus. Die kleine Variante GCA 2015/07a sei unzureichend.

Die OGS spricht sich in ihrer Stellungnahme für die Realisierung des Projektes GCA 2015/07b aus. Generell merkt die OGS an, dass eine wirtschaftliche Betrachtung und Abwägung der kostenmäßigen Auswirkungen für die betroffenen Unternehmen nicht möglich sei, wenn die Projektkosten nicht bekannt seien.

Am 26. August 2015 forderte die Behörde den MGM, die GCA und die TAG auf, Informationen zu wirtschaftlichen und technischen Aspekten nachzureichen. Die GCA reichte mit Schreiben vom 18.9.2015, die TAG mit Schreiben vom 2.10.2015 eine überarbeitete Fassung ihres Antrags zur Genehmigung ein. Am 22.9.2015 erteilte die Behörde der GCA gemäß § 13 Abs. 3 AVG den Auftrag, den Antrag zur Genehmigung des KNEP hinsichtlich bestimmter Punkte zu verbessern. Mit Schreiben vom 29.9.2015 zog die GCA den Antrag vom 18.9.2015 zurück und reichte einen überarbeiteten Antrag zur Genehmigung ein. Die TAG reichte nach einer mündlichen Erörterung mit Schreiben vom 5.10.2015 bzw. 15.10.2015 eine Ergänzung ihres Antrags zur Genehmigung ein.

### **I.3. Sachverhalt und Beweiswürdigung**

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

Mit Bescheid vom 7. August 2015 wurde die GCA als MGM des Marktgebiets Ost bis zum 30. September 2016 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 Einspeisepunkte: Baumgarten GCA und Baumgarten WAG (Grenze Slowakei), Überackern ABG und Überackern SUDAL sowie Oberkappel (Grenze Deutschland), Speicherpunkte 7Fields und MAB/WAG; weiters über folgende Ausspeisepunkte: Mosonmagyóvár (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 Einspeisepunkten der GCA zählen Mosonmagyóvár (Grenze Ungarn), Murfeld (Grenze Slowenien) sowie Petrzalka (Grenze Slowakei). Das Fernleitungsnetz der TAG verfügt über die Einspeisepunkte Baumgarten TAG (Grenze Slowakei) und Arnoldstein (Grenze Italien) sowie über den Ausspeisepunkt Arnoldstein (Grenze Italien).

Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 237 %. Dieses Kriterium wurde nach der im Anhang I der VO (EU) Nr. 2010/994 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung (SoS-VO) normierten N-1 Berechnung und den von MGM und VGM aktualisierten Daten berechnet.

Im österreichischen Gasnetz beträgt das Verhältnis von Elektrokompessorleistung zur Gaskompessorleistung derzeit 47 Prozent zu 53 Prozent.

#### **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 2016 bis 2025. 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 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 Planungsprojekte können Projekte genehmigt werden, die sich noch in der Konzeptionsphase befinden, bei denen die Planungsüberlegungen noch nicht abgeschlossen sind und deren Umsetzungszeitplan noch offen ist, weshalb deren Kosten und zusätzliche Kapazität (noch) nicht mit hinreichender Genauigkeit abgeschätzt werden können. Aus diesem Grund können in weiterer Folge für zusätzliche Kapazitäten, die aus derartigen Projekten resultieren, (noch) keine Kosten und Mengen mittels Bescheid gem. § 82 GWG 2011 genehmigt werden. Für diese Projekte besteht daher keine Umsetzungsverpflichtung.

Zur Genehmigung wurden **fünfzehn neue Projekte** eingereicht. Die Projekte GCA 2015/01a: BACI DN 800, GCA 2015/01b: BACI DN 1200, GCA 2015/03: Entry/Exit Überackern – Maximum, GCA 2015/10 Erfüllung Bescheidaufgabe und GCA 2015/11: Ersatz-/Optimierungs-/Sicherheitsinvestitionen wurden als Planungsprojekte eingereicht. Die Projekte „GCA 2015/07a: Mehrbedarf Verteilergelände“ und „GCA 2015/07b: Mehrbedarf Verteilergelände +“ werden jeweils unter der Bedingung zur Genehmigung eingereicht, dass entweder das Projekt „GCA 2015/07a“ oder das Projekt „GCA 2015/07b“ umgesetzt wird.

Die Projekte GCA 2014/01 Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West; GCA 2014/02 Zusätzlicher Kurzstreckenkapazitätsbedarf – Ausbau Überackern; BOG 2014/01 Pressure Service Agreement, BOG 2014/02 Ausbaumaßnahme zur Erhöhung der FZK Kapazitäten am Punkt Oberkappel und G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten werden nicht mehr weiterverfolgt, die Projekte GCA 2014/03a, GCA 2014/03b und GCA 2014/04 werden vollinhaltlich durch die Projekte GCA 2015/01a, GCA 2015/01b und GCA 2015/08 ersetzt.

Die Projekte GCA 2014/01: Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West und GCA 2014/02: Zusätzliche Kurzstreckenkapazitätsbedarf – Ausbau Überackern werden nicht mehr weiter verfolgt, da die dem Punkt Überackern zugeordneten Kosten nicht durch verbindliche langfristige Buchungen im Rahmen einer Incremental Auction gedeckt werden konnten. Auch das Projekt BOG 2014/02 Ausbaumaßnahmen zur Erhöhung der FZK Kapazitäten am Punkt Oberkappel, das in Zusammenhang mit dem Projekt GCA 2014/01: Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West steht, wird zurückgezogen, da die Kosten für dieses Projekt nicht durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden konnten, weil sich keine Nachfrage in einer Incremental Auction für Überackern manifestiert hat.

Für das Projekt GCA 2014/01: Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West und das Projekt BOG 2014/02 Ausbaumaßnahmen zur Erhöhung der FZK Kapazitäten am Punkt Oberkappel wurden die Plankosten mit Bescheid V MET 01/14 vom 12.12.2014 festgestellt und in der Gas-Systemnutzungsentgelteverordnung 2013, 2. Novelle 2015, BGBl II. Nr. 12/2015 für den Einspeisepunkt Überackern ein Entgelt festgelegt. Die Auktion der zusätzlichen Kapazitäten war nicht erfolgreich, womit die Ausbauschwelle für das Projekt nicht erreicht wurde. Aus Sicht der Behörde könnten zwar genehmigte Projekte, deren Vermarktung einmalig nicht erfolgreich war, durchaus im Netzentwicklungsplan enthalten

bleiben und auf der gleichen Basis bei der folgenden Auktion diese Kapazitäten wieder angeboten werden. Hinsichtlich der gegenständlichen Projekte wurde jedoch kein neuerlicher bzw. ein abgeänderter Kapazitätsbedarf eingemeldet. Daher kann dem Antrag grundsätzlich gefolgt und die Änderung des Projektstatus der Projekte GCA 2014/01, GCA 2014/02 und BOG 2014/02 genehmigt werden.

Eine Druckunterstützung seitens Open Grid Europe (OGE)/GRTGaz Deutschland ist angesichts der optimierten Fahrweise am Punkt Oberkappel im Rahmen des Projekts BOG 2014/01: Pressure Service Agreement nicht mehr erforderlich. Die Änderung des Projektstatus ist zu genehmigen, da das Projekt technisch nicht mehr notwendig ist.

Das Projekt G000.040 Reverse Flow Teil Baumgarten wird nicht mehr weiterverfolgt, da es in direktem Zusammenhang mit zwei Projekten aus der Langfristigen Planung (LFP 2013: Projekt 2012/2 und „LFP 2013: Projekt 2012/3) steht und für diese die Ausbauschwelle nicht erreicht wurde. Da sich die Engpasssituation zwischen Verteilergebiet und Fernleitung im Winter 2014/15 gegenüber den Vorjahren verschlechtert hat, werden stattdessen zur Behebung dieses Problems die Projekte GCA 2015/7a und GCA 2015/7b im KNEP 2016-2025 eingereicht. Die Änderung des Projektstatus zu G000.040 Reverse Flow Teil in Baumgarten ist insofern zu genehmigen.

Projekte GCA 2015/01a und GCA 2015/1b:

Die im KNEP 2014 (Projekte GCA 2014/03a und GCA 2014/03b) bereits als Planungsprojekt genehmigte Projekte GCA 2015/01a: BACI DN 800 sowie GCA 2015/1b: BACI DN 1200 wurden wieder eingereicht. Im Rahmen der Projektdatenerhebung für den KNEP 2014 wurden Kapazitäten am neu zu schaffenden Ein- und Ausspeisepunkt Reintal erhoben und als Projekte GCA 2014/03a und GCA 2014/03b zur Genehmigung eingereicht. Die Projekte wurden als Planungsprojekte von der GCA eingereicht und von der Behörde als solche genehmigt, da weder ein Vermarktungskonzept noch ein detaillierter Zeitplan für die neuen Kapazitäten vorlagen.

Die Projekte wurden im KNEP 2015 unter der neuen Projektnummer GCA 2015/01a: BACI DN 800 sowie GCA 2015/1b: BACI DN 1200 als Planungsprojekte zur Genehmigung eingereicht. Die Planung des Projekts, das auch PCI-Status besitzt, ist gegenüber dem Vorjahr inhaltlich durch die Durchführung von Machbarkeitsstudien vorangeschritten. Außerdem haben die beiden beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber GCA und Net4Gas im Mai 2015 eine unverbindliche Marktbefragung durchgeführt. Allerdings steht das Konzept für die Marktintegration und die Kapazitätsallokation noch nicht endgültig fest. GCA und Net4Gas haben zwei potenzielle Konzepte identifiziert und mit den betroffenen Regulierungsbehörden diskutiert. Die beiden Projekte werden daher auch in diesem Jahr als Planungsprojekte zur Genehmigung eingereicht. Die Änderung der Projektnummer hat keine inhaltlichen Auswirkungen auf die Projekte.

Als Planungsprojekte können Projekte, die sich noch in der Konzeptionsphase befinden und bei denen die Planungsüberlegungen noch nicht abgeschlossen sind, genehmigt werden. Die Planung der Projekte ist zwar gegenüber dem Vorjahr bereits weiter vorangeschritten, aber befindet sich immer noch im Planungsstadium, da keine endgültige Entscheidung für ein Marktintegrationsmodell getroffen wurde und dementsprechend auch noch kein Vermarktungskonzept vorliegt. Insofern werden die beiden Projekt antragsgemäß wieder als Planungsprojekte genehmigt.

Projekt GCA 2015/02 und Projekt GCA 2015/03:

Aufgrund des im Zuge der Marktbefragung gemeldeten Kapazitätsbedarfs wurde ein Engpass an dem Ein- und Ausspeisepunkt Überackern-SUDAL sowie dem Speicherpunkt 7Fields ermittelt. Das neu eingereichte Projekt GCA 2015/02 „Entry/Exit Überackern“ soll die unverbindliche Kapazitätsnachfrage nach Einspeisekapazitäten an dem Punkt Überackern-SUDAL und dem Speicherpunkt 7Fields sowie nach Ausspeisekapazitäten am Speicherpunkt 7Fields auf FZK-Basis decken.

Im Vorjahr wurde zur Behebung des Engpasses am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern-SUDAL sowie am Speicherpunkt 7Fields, das Projekt GCA 2014/01 Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West eingereicht, das nicht mehr weiterverfolgt wird. Zur Behebung dieses Engpasses entwickelte GCA nunmehr im Rahmen des KNEP 2016-2025 das Projekt GCA 2015/02, da gegenüber dem Vorjahr in der Kapazitätsdatenerhebung höhere Kapazitätsbedarfe angemeldet wurden.

Bereits seit dem KNEP 2012, der mit Bescheid vom 11.1.2013 genehmigt wurde, wurden Kapazitäten am Punkt Überackern von Speicherbetreibern nachgefragt und dementsprechende Projekte entwickelt. Bislang wurde keines der eingereichten Projekte umgesetzt, da die definierten Ausbauswellen nicht erreicht werden konnten. Aufgrund der vorgelegten Wirtschaftlichkeitsberechnung und der Planungskosten des Projekts GCA 2015/02, geht die Behörde davon aus, dass auch für dieses Projekt keine ausreichenden verbindlichen Kapazitätsbuchungen erzielt werden können, um den Kapazitätseinmeldungen am Punkt Überackern Rechnung zu tragen.

Für den gleichen Grenzkopplungspunkt hat GCA auf Anregung der Behörde das Projekt GCA 2015/03 Entry/Exit Überackern – Maximum entwickelt, um eine mögliche Ausbaustufe für die Übergabepunkte zum deutschen Netz abzubilden und die Entscheidungsgrundlage für eine allfällige Entwicklung dieser Kapazitäten zu verbessern. Mit diesem Projekt soll nach der Darstellung der GCA die technische Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern erhöht werden, um eine mögliche Maximalvariante abzubilden und um etwaige alternative Routen für potenzielle Speicheranbindungen zu untersuchen. Außerdem soll dadurch die nationale und europäische Versorgungssicherheit erhöht werden.

Die Kapazitäten am Übergabepunkt Oberkappel stehen entsprechend dem mit Bescheid vom 18.12.2013, V KAP G 01/13 genehmigten Kapazitätsberechnungsmodells in Konkurrenz

zum Punkt Überackern und werden derzeit dementsprechend vermarktet, wobei aktuell geprüft wird, ob dies hinsichtlich der Verpflichtung des Art 19 der Verordnung (EU) Nr. 984/2013, Kapazitäten gebündelt zu vermarkten und der technischen Umsetzbarkeit über die Plattform Prisma, beibehalten werden kann. Allgemein ist zur Kapazitätssituation an den Punkten Oberkappel und Überackern auszuführen, dass es durch die 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 sowie die konkurrierende Vermarktung der Kapazitäten in Oberkappel und Überackern haben sich grundsätzlich bewährt. Dennoch kann aus den Ergebnissen der Kapazitätsauktionen der letzten Monate in Hinblick auf nachgefragte Kapazitäten und erzielte Überzahlungen, insbesondere auf deutscher Seite, sowie den Unterbrechungen auf deutscher Seite abgeleitet werden, dass es an den Übergabepunkten nach wie vor Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten gibt. Dies ist insbesondere auch anhand der Lastflüsse, das heißt der verstärkt genutzten Kapazitäten Richtung Slowakei, erkennbar.

Aufgrund der Konkurrenzsituation zwischen den Übergabepunkten Oberkappel und Überackern sind diese Punkte aber unbedingt gemeinsam zu betrachten. Von Seiten der Speicherbetreiber wurden am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zusätzliche Kapazitäten auf FZK-Basis nachgefragt. Für eine umfassende Beurteilung der Kapazitäten, die durch die Projekte GCA 2015/02 und GCA 2015/3 im Fernleitungsnetz realisierbar sind, ist eine integrierte Betrachtungsweise der Punkte Überackern, Oberkappel sowie auch Baumgarten erforderlich. Eine solche integrierte Betrachtungsweise lässt das vorliegende Projekt jedoch vermissen. GCA hat daher entsprechend der Auflage in Spruchpunkt 2a die maximal vermarktbar Kapazitäten bei gleichbleibenden Kosten sowie die technischen Auswirkungen der neu eingereichten Projekte GCA 2015/02 und GCA 2015/03 für sämtliche Kopplungspunkte als auch für Übergabepunkte innerhalb des Marktgebiets (insb. Übergabe in der Station Baumgarten von Gas Connect Austria GmbH an Trans Austria Gasleitung GmbH) anzugeben und der Behörde diese Analyseergebnisse vorzulegen.

Bereits im KNEP-Genehmigungsbescheid 2014, V KNEP G 1/14 vom 2.12.2014, wurde die GCA aufgefordert, die Kapazitätssituation an den Punkten Oberkappel und Überackern einer genaueren und umfassenderen Evaluierung zu unterziehen. Dem ist GCA durch die vorliegenden Projekte nicht ausreichend nachgekommen. Die Projekte GCA 2015/02 und 2015/3 werden daher als Planungsprojekte unter der Auflage genehmigt, dass GCA bis zum 1.12.2015 die maximale Kapazität (technisch und vermarktbar) bekannt gibt, die mit den technischen Maßnahmen, die jeweils für die Projekte GCA 2015/02 und 2015/3 vorgesehen sind, an den Punkten Überackern, Oberkappel und Baumgarten bei gleichbleibenden Kosten dem Markt angeboten werden können. Weiters ist die maximale Kapazität, die durch diese technischen Maßnahmen bei ebenfalls gleichbleibenden Kosten in der Station Baumgarten von GCA an TAG übergeben werden können und allfällige Auswirkungen auf Übergabepunkte ins Verteilergelände, anzugeben. Die Berechnung dieser Kapazitäten hat unter der Annahme einer optimalen Systemnutzung, losgelöst von bereits bekannten unverbindlichen Kapazitätsdatenerhebungen, sowie unter Verwendung des genehmigten

Kapazitätsberechnungsmodells zu erfolgen. Von Seiten der Behörde wird in der Folge eine Studie zur Analyse der volkswirtschaftlichen Notwendigkeit eines potentiellen Ausbaus der Entry/Exit Kapazität an der deutsch-österreichischen Grenze in Auftrag gegeben werden. Aufgrund des überwiegend deutlich höheren Preisniveaus am Central European Gas Hub (CEGH) im Vergleich zu den nord-west-europäischen Hubs und Unterbrechungen von Transportservices erscheint ein nachhaltiger Kapazitätsbedarf nicht unplausibel. Zweck dieser Studie ist es den vorhandenen Kapazitätsbedarf den Kosten eines etwaigen Netzausbaues sowie den zu erwartenden sinkenden Großhandelspreisen gegenüberzustellen und zu untersuchen, ob die Rechtfertigung besteht, dass die allfälligen Investitionskosten für zusätzliche Kapazitäten an den Grenzübergabepunkten zum deutschen Netz teilweise auch von anderen Punkten mitgetragen werden. Bei dieser Untersuchung wird auch die Kapazitätssituation und deren Entwicklung im deutschen Netz zu berücksichtigen sein.

Hinsichtlich des Übergabepunkts Oberkappel ist weiters festzuhalten, dass der tschechische Fernleitungsnetzbetreiber Net4Gas im Rahmen der Projektdatenerhebung das Projekt „Connection to Oberkappel“ an den MGM übermittelt hat. Da aber kein entsprechender Entry/Exit Punkt übermittelt worden sei, sei das Projekt nicht im Kapazitätsszenario abgebildet und in den KNEP aufgenommen worden. Das Projekt wurde zwar von Net4Gas als PCI 6.17 (Anschluss des südlichen Teils des tschechischen Fernleitungsnetzes an Oberkappel (AT)) für die derzeit laufende PCI-Auswahl eingereicht. Allerdings wurde von Seiten der ENTSOG das Projekt nicht modelliert sowie keine Kosten-Nutzenanalyse durchgeführt. Für Projekte, die bereits entsprechend ausgereift sind, ist jedenfalls gemäß Anhang III Punkt 2 Z 2 Spiegelstrich 3 InfrastrukturVO 347/2013 eine Kosten-Nutzenanalyse durchzuführen. Aufgrund des geringen Planungsfortschritts, ist das Vorgehen von GCA, das Projekt nicht im KNEP 2015 abzubilden, vertretbar. Weiters hat die Net4Gas auch keinen Projektpartner in Österreich namhaft gemacht und derzeit keine Zulassung, um selbst als Netzbetreiber in Österreich tätig zu sein.

Projekt GCA 2015/04, Projekt GCA 2015/05, Projekt GCA 2015/06:

Zu dem bereits im Rahmen des KNEP 2013 und 2014 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 2015 (S.27 f) legt dar, dass der zusätzliche Kapazitätsbedarf auf der HAG durch Verträge auf unterbrechbarer Basis mit einem konstanten historischen Erfüllungsgrad von 100 % und garantierten Tageskapazitäten resultierend aus Engpassmanagementverfahren gedeckt werden kann. Aufgrund des zeitlich begrenzten Engpasses für die Jahre 2015 bis 2016 und der erforderlichen Vorlaufzeit für Investitionen ist ein Ausbau wirtschaftlich nicht gerechtfertigt.

Für den Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár meldet GCA insgesamt drei neue Projekte im KNEP 2016-2025 ein. Die beiden neuen Projekte GCA 2015/04 und GCA 2015/05 am



Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár stehen im Zusammenhang mit potentiell verfügbarem Gas im Schwarzen Meer, das Projekt GCA 2015/06 steht in Verbindung mit einer alternativen Transportroute für russisches Gas. Alle drei Projekte zielen darauf ab, eine technische Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu schaffen, um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf auf FZK-Basis zu decken.

Das Projekt GCA 2015/04 Entry Mosonmagyaróvár – Minimum bildet die Kapazitäten, die im Rahmen der Kapazitätsdatenerhebung in der Höhe von 1.277 MWh/h bzw. 114.155 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) angemeldet wurden, ab. Der Kapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár wurde als gebündelte Kapazität angefragt. Das Projekt „GCA 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár – Base“ beinhaltet die im Rahmen der Projektdatenerhebung angemeldeten neuen Kapazitäten von 6.378 MWh/h bzw. 570.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C), das Projekt GCA 2015/06 Entry Mosonmagyaróvár plus beruht ebenfalls auf in der Projektdatenerhebung angemeldeten neuen Kapazitäten. Die vom ungarischen Fernleitungsnetzbetreiber Földgázszállító Zrt. (FGSZ) prognostizierten Kapazitäten von 1.951.147 Nm<sup>3</sup>/h (0°C), wurden von GCA im Zuge der Projektierung auf 25.737 MWh/h bzw. 2.300.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) erhöht, da mit keinen signifikanten Mehrkosten zu rechnen ist. Derzeit gibt es am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár keine technische Kapazität, Transporte erfolgen auf unterbrechbarer virtueller Basis.

Das Projekt GCA 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár – Base und das Projekt GCA 2015/06 Entry Mosonmagyaróvár plus wurden für die Aufnahme in die nächste unionsweite PCI-Liste eingemeldet, das Projekt GCA 2015/04 ist hingegen kein PCI-Kandidat. Im Wesentlichen unterscheiden sich die Projekte hinsichtlich der geplanten Kapazitäten bzw. hinsichtlich der zu erschließenden Quellen. Das Projekt GCA 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár – Base wird genehmigt, die beiden anderen Projekte GCA 2015/04 Entry Mosonmagyaróvár – Minimum und GCA 2015/06 Entry Mosonmagyaróvár plus werden als Planungsprojekte genehmigt. Dies ist plausibel, da das kleinere Projekt GCA 2015/04 geringere Kapazitäten als die mittlere Variante GCA 2015/05 schafft. Damit könnte das Projektziel, neue Gasquellen für den europäischen Markt verfügbar zu machen nicht erreicht werden, darüber hinaus erscheint auch in Hinblick auf die Versorgungssicherheit das Projekt GCA 2015/05 besser geeignet. Das Projekt GCA 2015/06 ist derzeit nicht ausreichend ausgereift, um seine technische und wirtschaftliche Angemessenheit abschließend beurteilen zu können, insbesondere ist auch der Zeitplan des Projektes sowie die Verfügbarkeit einer Quelle für Kapazitäten in diesem Ausmaß nach derzeitigen Planungsstand fraglich.

Um eine mit dem angrenzenden Fernleitungsnetzbetreiber koordinierte und gebündelte Vermarktung der durch das Projekt GCA 2015/05 zu schaffenden neuen Kapazitäten im Zuge der Jahresauktionen im März 2015 über die Plattform Prisma, die dem Entwurf zur Ergänzung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen 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 werden

Entgelte durch die Regulierungskommission festzulegen sein. Dadurch soll eine rechtzeitige Information der Marktteilnehmer über die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die zusätzlichen Kapazitäten gewährleistet werden. Die Plankosten für das Projekt GCA 2015/05 werden daher einer detaillierten Überprüfung im Rahmen des Kostenverfahrens unterzogen (vgl. Ausführungen S. 11).

Projekt GCA 2015/07a und Projekt GCA 2015/07b:

Um die zwischen Verteilergebiet und Fernleitung auftretenden Engpässe zu beheben, wurden in Koordination mit dem Verteilergebietsmanager die Projekte GCA 2015/07a Mehrbedarf Verteilergebiet und GCA 2015/07b Mehrbedarf Verteilergebiet +, jeweils unter der Bedingung, dass entweder das Projekt GCA 2015/07a oder das Projekt GCA 2015/07b, jedoch niemals beide gleichzeitig umgesetzt werden, zur Genehmigung eingereicht. Durch das Projekt GCA 2015/07a werden zusätzlich FZK-Einspeisekapazitäten am virtuellen Handlungspunkt – vom Verteilergebiet in die Fernleitung – in der Höhe von 240.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) geschaffen, durch das Projekt GCA 2015/07b zusätzliche FZK-Einspeisekapazitäten in der Höhe von 600.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C). Die beiden Projekte finden ihre Entsprechung im korrespondierenden Projekt 2012/03 Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten der Langfristigen Planung.

In den vergangenen Jahren wurden die Speicherkapazitäten, die an das Verteilergebiet angeschlossen sind, massiv erhöht. Um diese Netzanschlüsse zu ermöglichen, wurden im Rahmen der Langfristigen Planung eine Reihe von Projekten umgesetzt. Im vergangenen Winter ist es aufgrund der erhöhten Speichernutzung vermehrt zu Situationen gekommen, in denen (abgesehen von den Engpässen innerhalb des Verteilergebiets, die im Rahmen der Langfristigen Planung behandelt werden) das ausgespeicherte Gas aus dem Verteilergebiet in das Fernleitungsnetz abtransportiert werden musste. Dabei musste festgestellt werden, dass die Übergabekapazität vom Verteilergebiet in das Fernleitungsnetz nicht in allen Fällen ausreichend war. Den Darstellungen der AGGM aus der Langfristigen Planung 2015 folgend, kam es an zwölf Tagen zu Einschränkungen der Nominierungen, wobei nach Angaben der Speicherunternehmen und Speicherkunden Nominierungen in vielen Fällen bereits vorab reduziert wurden, um operativen Einkürzungen zuvor zu kommen. Betont werden muss dabei, dass von den Einschränkungen lediglich der unterbrechbare Anteil der Standardkapazität betroffen war. Die Versorgungssicherheit Österreichs sowie die Versorgung der Endkunden waren an keinem einzigen Tag des letzten Winters gefährdet.

Dennoch erscheint es erforderlich, die Qualität der Anbindung des Verteilergebiets und damit der Speicher an das Fernleitungsnetz zu verbessern. Daher werden zum einen entsprechende Projekte im Verteilernetz, die bislang mit einer Ausbauschwelle versehen sind, mit der Genehmigung der Langfristigen Planung 2015 mit einer unbedingten Ausbaupflicht versehen und andererseits Projekte im Fernleitungsnetz umzusetzen sein. Dies einerseits im Sinne der Versorgungssicherheit, andererseits um den Zugang der massiv gestiegenen Speicherkapazitäten zum Virtuellen Handlungspunkt zu verbessern, damit auch in Hochlastzeiten die österreichischen Speicher als entsprechende Liquiditätsquelle zur

Verfügung stehen. Darüber hinaus wird durch die Ausbaumaßnahmen auch der zusätzliche Anschluss des Speichers Haidach an das Verteilergelände möglich. Die Umsetzung des Projekts GCA 2015/07a würde zwar auch eine Verbesserung der derzeitigen Kapazitätssituation bringen. Wie die Graphik in der Langfristigen Planung 2015 zeigt (vgl. Diagramm 23, S. 57), wäre jedoch bei einer nicht unbeträchtlichen Anzahl der Nominierungen des letzten Winters auch diese Kapazität nicht ausreichend gewesen. Aus der Darstellung in der Langfristigen Planung ist ableitbar, dass lediglich die Ausbauvariante des Projekts GCA 2015/07b gewährleistet hätte, dass die Nominierungen des vergangenen Winters im höchstmöglichen Ausmaß bewältigt hätten werden können. Da aufgrund der in dieser Darstellung sichtbaren Tendenz zu erwarten ist, dass sich ähnliche Nominierungssituationen auch künftig wiederholen werden, wird daher dieser Ausbauvariante der Vorzug gegeben. Die Kosten, die durch diesen Ausbau anfallen, sind jedenfalls im Verhältnis zum Nutzen als angemessen zu beurteilen. Es wird daher das Projekt GCA 2015/07b genehmigt und dementsprechend das Projekt GCA 2015/07a abgewiesen. Aus diesem Grund wurde auch mit Bescheid vom 27.10.2015, V LFP G 1/15, lediglich die Option 2 des LFP-Projekts 2012/03 genehmigt, das zusätzliche FZK-Einspeisekapazitäten in der Höhe von 600.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) schafft.

#### Projekt GCA 2015/08:

Am Ausspeisepunkt Murfeld ist die technisch verfügbare Kapazität mit 419.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) begrenzt, am Einspeisepunkt Murfeld existiert derzeit keine technisch anwendbare Kapazität, Transporte sind nur auf unterbrechbarer virtueller Basis möglich. Durch das Projekt GCA 2015/08 Entry/Exit Murfeld werden am Ein- bzw. Ausspeisepunkt Murfeld zusätzliche bzw. neue Kapazitäten geschaffen. Im Vorjahr wurde das Projekt GCA 2014/04 Zusätzliche Kapazitäten – Ausbau SOL am Ein- und Ausspeisepunkt Murfeld eingereicht, heuer zurückgezogen und neu eingereicht. Aufgrund des unzureichenden Detaillierungsgrades sowie des fehlenden Zeitplans wurde das Projekt lediglich als Planungsprojekt genehmigt. Das für den Punkt Murfeld neu entwickelte Projekt GCA 2015/08 hat sich gegenüber dem Vorjahresprojekt hinsichtlich der Kapazitäten und technischer Details geringfügig verändert. Das Projekt ist nunmehr bezüglich der technischen sowie wirtschaftlichen Details und Angaben ausgereifter. Der Zeitplan ist hinreichend konkret. Durch die Schaffung eines physikalischen Reverse Flow am Einspeisepunkt Murfeld trägt das Projekt GCA 2015/08 potentiell zur Diversifizierung von Erdgasquellen und -routen durch eine Anbindung an einen geplanten LNG-Terminal in Kroatien und damit zur Erhöhung der österreichischen sowie europäischen Versorgungssicherheit bei. Das Projekt GCA 2015/08 ist daher zu genehmigen.

Um eine mit dem angrenzenden Fernleitungsnetzbetreiber koordinierte und gebündelte Vermarktung der durch das Projekt GCA 2015/08 zu schaffenden neuen Kapazitäten im Zuge der Jahresauktionen im März 2015 über die Plattform Prisma, die dem Entwurf zur Ergänzung der VO (EU) Nr. 984/2013 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.

GCA plant die zusätzlich zu schaffenden Kapazitäten am Punkt Murfeld in Form einer konkurrierenden und/oder einer gebündelten Auktion zu vergeben. In diesem Zusammenhang ist auf die Bestimmungen der VO (EU) Nr. 984/2013 hinzuweisen, die am 1.11.2015 in Kraft treten wird. Gemäß Art 6 VO (EU) Nr. 984/2013 sind die FNB verpflichtet, an Kopplungspunkten Maßnahmen zu ergreifen, um das Angebot an gebündelter Kapazität durch die Optimierung der technischen Kapazität zu maximieren. Eine gemeinsame Methode, in der diese spezifischen Maßnahmen beschrieben werden, die von den jeweiligen FNB getroffen werden müssen, um die Optimierung zu erreichen, war von den FNB bis zum 4.2.2015 festzulegen und anzuwenden. Die Zuweisung von Kapazität am Kopplungspunkt wird in Art 8 VO (EU) Nr. 984/2013 geregelt. Bei jedem Auktionsverfahren, das ein einzelnes Standardkapazitätsprodukt betrifft, wird die Kapazität unabhängig von jedem anderen Auktionsverfahren zugewiesen. Eine Ausnahme davon besteht nur dann, wenn die unmittelbar beteiligten FNB und die maßgeblichen nationalen Regulierungsbehörden einer konkurrierenden Kapazitätszuweisung zugestimmt haben. Wurde eine solche Ausnahme erteilt, gelten die Art 19 ff, wonach Kapazitäten an Kopplungspunkten gebündelt zu vermarkten sind. Dementsprechend wurde mit der Novelle 2015 der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012, BGBl. II Nr. 276/2015, festgelegt, dass an Grenzkopplungspunkten, an denen Fernleitungsnetze miteinander verbunden sind, Kapazitätsprodukte nach den Vorgaben der VO (EU) Nr. 984/2013 zu bündeln sind. Zur Auflage in Spruchpunkt 2c siehe unten.

Projekt GCA 2015/09 und TAG 2015/01:

Das Projekt GCA 2015/09 Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten beinhaltet eine Reihe von Einzelprojekten zur Ertüchtigung des Knoten Baumgartens. Das Projekt ist komplementär zum Projekt TAG 2015/01 Messstrecken Baumgarten TAG Einbindung. Zwischen GCA und TAG wurde vereinbart, das Projekt „netzbetreiberscharf“ abzuwickeln. Sowohl das GCA- als auch das TAG-Projekt beziehen sich jeweils auf Anlagenteile, die sich im Eigentum des jeweiligen FNB befinden. Die Adaptierungen am Knoten Baumgarten wurden aufgrund geänderter Gasflüsse bzw. geänderter Marktanforderungen, die sich im Winterhalbjahr 2014/15 manifestiert haben, erforderlich. Beide Projekte tragen wesentlich zur Verbesserung der Qualität von bestehenden Kapazitäten sowie zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei. Durch die beiden Projekte wird die Austausch- bzw. Verbindungskapazität zwischen dem GCA- und TAG-System innerhalb der Station Baumgarten erhöht und eine Optimierung der Flexibilisierung des Knoten Baumgartens erreicht. Zusätzlich werden neue, verbesserte Fahrwege geschaffen und die Abhängigkeiten von nicht österreichischen FNB reduziert. Die beiden Projekte GCA 2015/09 und TAG 2015/01 sind daher antragsgemäß zu genehmigen.

Projekte GCA 2015/10 und TAG 2015/02:

Im Bescheid V KNEP G 1/14 vom 2.12.2014 wurde den FNB in Hinblick auf die Sicherstellung der Versorgungssicherheit die Auflage erteilt, ein Projekt zu entwickeln und im nächsten koordinierten Netzentwicklungsplan einzureichen, das unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit den höchstmöglichen Ausweis von frei zuordenbarer Kapazität (FZK) am Einspeisepunkt Arnoldstein ermöglicht. Es wurde daraufhin gewiesen, dass das neu zu erstellende Projekt insbesondere die Erweiterung des TAG AZ Baumgarten im Netz der GCA zu untersuchen hat.

Mit der Einreichung der Projekte GCA 2015/10 Erfüllung Bescheidaufgabe als Planungsprojekt und TAG 2015/02 AZ1 Baumgarten sind die FNB dieser Auflage grundsätzlich nachgekommen. Auch diese beiden Projekte wurden netzbetreiberscharf entwickelt; sowohl das GCA- als auch das TAG-Projekt beziehen sich jeweils auf Anlagenteile, die sich im Eigentum des jeweiligen FNB befinden, wobei beispielsweise eine Abstimmung des Umsetzungszeitpunkts nicht vorgenommen wurde. Zum Projekt TAG 2015/02 ist auszuführen, dass dieses Projekt auch Elemente enthält, die Voraussetzung für die Umsetzung des Projekts GCA 2015/08 sind, da der Reverse Flow aus Murfeld in einer Regelfahrweise und ohne manuelle Steuerungstätigkeiten nur darstellbar ist, wenn dieses Projekt umgesetzt wird. Die Genehmigung des Projekts 2015/08 bedingt daher auch die Genehmigung des Projekts TAG 2015/02 und ist daher notwendig, um die geplante ehestmögliche Vermarktung der neuen Kapazitäten in Murfeld zu ermöglichen.

Der FZK-Entry in Arnoldstein ist im Ausmaß von 620.000 Nm<sup>3</sup>/h, wie GCA im KNEP auch ausführt, konkurrenzierend zu Kapazitäten am Punkt Murfeld. Das bedeutet, dass rund 2/3 der Kapazität, die durch das gegenständliche Projekt am Einspeisepunkt Arnoldstein entstehen würde, bereits durch das Projekt GCA 2015/08 konsumiert werden könnte, was das Ziel des KNEP, die Versorgungssicherheit zu verbessern, konterkariert. Dabei ist allerdings auch zu erwähnen, dass der italienische Fernleitungsnetzbetreiber SNAM Rete Gas S.P.A. insbesondere angesichts der ab 2020 geplanten Anbindung an die TAP Leitung und anderer potentieller zusätzlicher Quellen Reverse Flow Pläne für das italienische Netz auch im Rahmen des PCI-Prozesses veröffentlicht. Das bedeutet, dass diese Kapazität neben dem Versorgungssicherheitsaspekt auch kommerzielle Bedeutung erlangen könnte. Darüber hinaus sind die Mehrkosten, die durch eine Umsetzung des Projekts GCA 2015/10 entstehen, im Verhältnis zu den Kosten jenes Teils des Projekts GCA 2015/08, mit dem dafür notwendige Übergabekapazität zwischen TAG und Primärverteilsystem (PVS) geschaffen werden soll, angesichts der dadurch geschaffenen Kapazität relativ gering. Jedenfalls wäre eine nachträgliche Erweiterung wesentlich aufwändiger. Es erscheint daher angemessen und erforderlich, dass für den Fall, dass im Rahmen der Vermarktung der neuen Kapazitäten in Murfeld die Wirtschaftlichkeit positiv bewertet wird, auch das Projekt GCA 2015/10 bereits genehmigt wird. Daher wird die Genehmigung der Projekte GCA 2015/10 und TAG 2015/02 unter der Auflage (Spruchpunkt 2c) erteilt, dass die Wirtschaftlichkeit für das Projekt GCA 2015/08 im Rahmen der Vermarktung der neuen Kapazitäten positiv beurteilt wird.

Darüber hinaus wird hinsichtlich der Projekte GCA 2015/08, GCA 2015/10 und TAG 2015/02 die Auflage erteilt, dass jedenfalls vor der Umsetzung dieser Projekte und für den Fall, dass die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von GCA 2015/08 positiv ausfallen sollte, im Sinne der Gasflussoptimierungen durch das bestehende Netzsystem der TAG und GCA weitere Projektvarianten zu erarbeiten und einzureichen, um über eine ausreichende Entscheidungsgrundlage zu verfügen, ob ein Projekt zur Umsetzung von fester Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein auch als selbstständiges Projekt genehmigt werden kann. Bei dieser Projektentwicklung wird insbesondere darzustellen sein, welche technischen Maßnahmen und welche Investitionen notwendig wären, damit durch die Projekte GCA 2015/10 und TAG 2015/02 zu schaffenden Kapazitäten nicht in Konkurrenz zu den Kapazitäten am Punkt Murfeld angeboten werden können.

Projekt GCA 2015/11:

Abschließend reicht GCA das Projekt GCA 2015/11 Ersatz-/Optimierungs-/Sicherheitsinvestitionen als Planungsprojekt ein und stellt in einer vertraulichen Beilage die Ersatzinvestitionen näher dar. Dem Zweck des KNEP entsprechend sind auch Ersatzinvestitionen, die wichtige Infrastrukturen iSd § 63 Abs. 2 Z 1 GWG 2011 betreffen, in den KNEP aufzunehmen. Außerdem soll gem. § 63 Abs. 8 GWG 2011 der KNEP unter anderem Vorhaben zur Errichtung, Änderung oder den Betrieb von Leitungsanlagen umfassen; auch Ersatzinvestitionen können solche Vorhaben sein, womit diese vom Wortlaut des Gesetzes umfasst sind. Ersatzinvestitionen können ebenfalls einen Beitrag dazu leisten die Nachfrage an Leistungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher sowie die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leistungskapazität (Versorgungssicherheit) sicher zu stellen (zB. Elektroverdichter als Ersatz für Gasverdichter).

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

In diesem Zusammenhang wurde der MGM bereits im letztjährigen Genehmigungsbescheid aufgefordert, in Zusammenarbeit mit den FNB im KNEP 2016-2025 darzustellen, welchen Effekt das derzeitige Ausmaß an vorhandenen elektrisch betriebenen Verdichtern auf die Versorgungssicherheit hat. Darüber hinaus wurden die FNB aufgefordert, wesentliche Ersatzinvestitionen, wie insbesondere den Tausch von Verdichtereinheiten oder den Umstieg von Gas- auf Elektroverdichter, im KNEP 2015 als Projekte aufzunehmen, damit die Behörde die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit bewerten kann. Dieser Aufforderung sind der MGM und die FNB zum Teil nachgekommen. Zum einen wurde in der Einleitung das Verhältnis von Elektrokompessor- (47 %) zu Gaskompessorleistung (53 %) im österreichischen Fernleitungsnetz angeführt. Die Bewertung hinsichtlich der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit ist ausschließlich vergangenheitsorientiert und ist daher verbesserungsfähig.

Zum anderen haben sowohl GCA als auch TAG in den vertraulichen Beilagen die geplanten Ersatzinvestitionen aufgelistet. Allerdings wurden Angaben zu den technischen Details sowie Kosten der Investitionen nur teilweise offen gelegt. Insbesondere zu kritisieren ist, dass das Projekt GCA 2015/11 trotz der entsprechenden Aufforderung im letztjährigen Bescheid erst nach der Konsultation und nach eindringlicher Aufforderung durch die Behörde vorgelegt wurde. Dies jedoch nur als „vertrauliche Beilage“. Der KNEP 2015 enthält in der Einreichfassung keine Angaben dazu. Daher wird die Genehmigung dieses Planungsprojekts unter der Auflage (Spruchpunkt 2b) erteilt, dass GCA bis zum 1.12.2015 ein Projektdatenblatt je Ersatzinvestition nachreicht, das in Ergänzung zum KNEP 2015 veröffentlicht werden kann. Für den nächstjährigen KNEP besteht die Anforderung, die Detailtiefe der Beschreibung der Ersatzinvestitionen an jene für Neuprojekte entsprechend anzupassen und diese Projekte auch im KNEP entsprechend darzustellen.

TAG hat ebenso nach dringender Aufforderung durch die Behörde Informationen zu Ersatzinvestitionen vorgelegt, allerdings nicht deren Genehmigung beantragt. TAG wird daher darüber hinaus mit Auflage in Spruchpunkt 2d dazu verpflichtet Ersatzinvestitionen bis zum 1.12.2015 als neu zu genehmigendes Projekt samt detaillierter Beilagen und Projektdatenblatt je Ersatzinvestition einzureichen, wobei das Projektdatenblatt nach deren behördlicher Genehmigung als Ergänzung zum Koordinierten Netzentwicklungsplans 2015 (Planungszeitraum 2016-2025) zu veröffentlichen sein wird.

Allgemein ist auszuführen, dass bei der Gestaltung des KNEP 2016-2025 im Verhältnis zum Vorjahresdokument zwar wieder Fortschritte zu erkennen sind und die Netzausbauplanung transparenter dargestellt wird. Allerdings finden sich auch im diesjährigen KNEP – trotz einer entsprechenden Aufforderung durch die Behörde – wieder keine Lastflussszenarien, für die Netzkopplungspunkte, die das österreichische Fernleitungsnetz mit anderen Fernleitungsnetzen und Verteilernetzen verbinden und für Übergabepunkte zu Speicheranlagen, die aufgrund ihrer Anschlusssituation auch grenzüberschreitend genutzt werden können. Auch wurden keine Engpassindikatoren für die erwähnten Punkte dargestellt und in die gemäß § 63 Abs 5 GWG 2011 getroffenen Annahmen einbezogen. Die FNB werden daher erneut aufgefordert, dem nächsten KNEP für jeden der genannten Punkte 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 sowie weiters Engpassindikatoren, die zumindest die in Anhang 1 Punkt 3.3. Abs 1 lit h – k VO (EG) Nr. 715/2009 angeführten Daten umfassen, darzustellen.

Die Abstimmung hinsichtlich des Kapazitätsbedarfs in Bezug auf konkrete Projekte mit den angrenzenden Netzbetreibern erscheint ebenfalls verbesserungswürdig. In diesem Zusammenhang werden die FNB aufgefordert, diese Abstimmung weiter zu verbessern, damit die erforderlichen Entscheidungsgrundlagen für die Genehmigung des KNEP rechtzeitig vorliegen. Insbesondere ist eine auf den Übergabepunkt bezogene grenzüberschreitende Betrachtung anzustellen, um eine effiziente Netzausbauplanung gewährleisten zu können.

Für eine angemessene und konsistente Netzentwicklungsplanung ist im Übrigen eine integrierte Betrachtungsweise des gesamten Netzes im Marktgebiet Ost erforderlich. Eine isolierte Betrachtung der einzelnen Punkte und Projekte ist nicht ausreichend. Die einzelnen Projekte haben wechselseitige Auswirkungen auf die Kapazitäten von anderen Punkten. Die Projekte der GCA sind sogar explizit mit dem Hinweis versehen, dass im KNEP enthaltene Projekte der GCA jeweils einzeln und nicht gemeinsam betrachtet werden. Dieser Ansatz widerspricht dem Zweck des Netzentwicklungsplans diametral. Der Planung von Projekten muss eine integrierte Sichtweise zugrunde gelegt werden und es müssen kapazitäts- und lastflussrelevante Auswirkungen eines Projekts auch auf andere Netzbetreiber berücksichtigt werden. Bei einer isolierten Betrachtung von Projekten besteht die Gefahr, dass Synergiepotentiale übersehen und optimierte Lösungen nicht erkannt werden. Diese Zielrichtung ist auch aus dem bereits erwähnten § 34 GWG 2011 abzuleiten, der den Marktgebietsmanager, die Fernleitungsnetzbetreiber sowie den Verteilergbietsmanager verpflichtet, in möglichst hohem Umfang aufeinander abgestimmte Kapazitäten in den miteinander verbundenen Netzen ausweisen zu können und vorgibt, dass die erforderlichen Berechnungen der Kapazitäten auf Basis von Lastflusssimulationen nach dem Stand der Technik erfolgen. Insbesondere wenn Projekte konkurrieren und sich auf die Kapazitäten des jeweils anderen Projekts auswirken, beeinflusst dies die Kostenzuteilung zu den einzelnen Projekten. Im KNEP 2017-2026 sind daher die Auswirkungen und Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Projekten und deren Kapazitäten darzulegen und es sind die Kosten transparent den einzelnen Projekten bzw. Punkten zu zuordnen, wobei insbesondere auf konkurrierende Projekte einzugehen ist. Darüber hinaus ist festzustellen, dass einige Projektelemente in mehreren unterschiedlichen Projekten aufscheinen, wobei diesbezüglich die Zusammenhänge zwischen den Projekten nicht dargestellt werden. So kann etwa nur mit Mühe herausgefunden werden, ob bei der Umsetzung eines Projektes ein anderes nicht mehr umgesetzt werden kann, da ein Projektelement bereits im ersten „verbraucht“ wurde.

Um diesbezüglich eine Verbesserung herbeizuführen, werden Fernleitungsnetzbetreiber mit der Auflage in Spruchpunkt 2e daher explizit verpflichtet, bei der Projektplanung keine isolierte sondern eine marktgebietsübergreifende Betrachtung zu Grunde zu legen, der auch eine Darstellung der Kapazitäten der Netzbetreiber von angrenzenden Marktgebieten anzuschließen ist, Projektüberschneidungen entsprechend zu dokumentieren und Zeitpläne projektübergreifend abzustimmen. Dabei wird auch dem Marktgebietsmanager eine wesentliche Bedeutung zukommen.

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

Die Landwirtschaftskammer fordert in ihrer Stellungnahme eine Überarbeitung der geltenden Entschädigungsregelungen, vor allem bei vorwiegender Nutzung der Infrastrukturleitungen für Handelszwecke im europäischen Verbundnetz. Jedenfalls bei Fernleitungsprojekten sollte eine Entschädigung von belasteten Grundeigentümern nicht nach dem Prinzip des vermögensrechtlichen Nachteils erfolgen, sondern höhere Entschädigungen nach einem



Verwendung und Nutzen berücksichtigenden Renditemodell eingeplant werden. Die Landwirtschaftskammer verweist auch auf die Frage der steuerlichen Beurteilung von Entschädigungsregelungen für Leitungs-/Infrastrukturprojekte. Hierzu ist festzuhalten, dass die Anwendung oder Erarbeitung von Entschädigungsregelungen sowie deren steuerliche Beurteilung nicht Gegenstand des KNEP sind, eine Ungleichbehandlung jedoch grundsätzlich kritisch zu betrachten wäre. Skeptisch äußert sich die Landwirtschaftskammer vor dem Hintergrund des bestehenden Infrastrukturbestandes zur Genehmigung von Projekten, die keinen PCI Status haben. Sie spricht sich in diesem Zusammenhang vor allem gegen die Genehmigung neuer Leitungsprojekte bzw. Loops im Netzentwicklungsplan aus. Maßnahmen seien im Wesentlichen auf technische Ausbauten an den Ein- und Ausspeisepunkten zu beschränken. Aus dem Umstand, dass Projekte keine PCI-Projekte sind, kann nicht automatisch geschlossen werden, dass sie keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der österreichischen Erdgaskunden haben. Die Gründe für eine Nicht-Einmeldung bzw. die Nicht-Aufnahme in die PCI-Liste können verschieden sein. Der weitere Ausbau der Fernleitungsinfrastruktur stehe außerdem im Widerspruch zum gesellschaftlich und politisch gewünschtem Umstieg auf erneuerbare Energieträger und der Erhöhung der regionalen Versorgung mit Energie bei gleichzeitiger Verringerung der Energieimportabhängigkeit. Dazu ist festzuhalten, dass aufgrund der derzeitigen energiewirtschaftlichen Gegebenheit auf Gas nicht verzichtet werden kann um eine sichere Gasversorgung bis auf Weiteres zu gewährleisten. Zum Projekt GCA 2015/02 und GCA 2015/03 merkt die Landwirtschaftskammer an, dass verbindliche Buchungen fehlen würden, weshalb eine Genehmigung allenfalls als Konzeptionsprojekt oder Projektstudie sinnvoll sei. Bereits in den Vorjahren seien ähnliche Projekte eingeplant gewesen und letztlich mangels verbindlicher Nachfragebuchung und Wirtschaftlichkeit nicht weiter verfolgt worden. Es sei jedoch nicht ersichtlich, warum ähnliche Projekte mit deutlich höherer Kapazität notwendig seien. Inwieweit eine Versorgung ohne dieses Projekt unsicher sei, werde nicht dargelegt. Dazu ist festzuhalten, dass die beiden Projekte GCA 2015/02 und GCA 2015/03 lediglich als Planungsprojekte genehmigt werden. Die beiden Projekte wurden von GCA in den KNEP 2016-2025 eingemeldet, da sich aus der unverbindlichen Kapazitätsdatenerhebung der höhere Bedarf ergeben hat. Kapazitäten am Punkt Überackern wurden dabei in erster Linie von Speicherunternehmen nachgefragt, die eine maßgebliche Rolle für die Versorgungssicherheit spielen.

Die EGS weist in ihrer Stellungnahme auf die Engpässe für Speichergastransporte im vergangenen Winter hin, die zu erheblichen Einschränkungen der Fahrplannominierungen für die Speicherkunden der EGS geführt hätten, was die Vermarktung von Speicherkapazitäten im Wettbewerb zu anderen Flexibilitätsprodukten erschwere, was wiederum insbesondere die zuverlässige Endkundenversorgung gefährde. Die EGS verweist auf die dringende Notwendigkeit zur Verbesserung der Qualität der Transportdienstleistung und spricht sich für das Netzentwicklungsprojekt GCA 2015/07b aus. Die kleine Variante GCA 2015/07a sei unzureichend, die künftigen Anforderungen an eine flexible Speicherbewirtschaftung zu bewältigen. Die OGS spricht sich ebenfalls für die Realisierung des Projektes GCA 2015/07b aus, da der bestehende Engpass nur mittels Schaffung einer zusätzlichen (fest zuordenbaren) Kapazität in der Höhe von 600.000 Nm<sup>3</sup>/h bestmöglich und

in nichtdiskriminierender Weise beseitigt werden könne. Wie in den Ausführungen zum Projekt GCA 2015/07b angeführt; wird durch die Genehmigung dieser Projektvariante den Bedenken der Speicherunternehmen Rechnung getragen.

Die OGS merkt weiters an, dass eine wirtschaftliche Betrachtung und Abwägung der kostenmäßigen Auswirkungen für die betroffenen Unternehmen nicht möglich sei, wenn die Projektkosten nicht bekannt seien. Bei den Projektkosten handelt es sich im Übrigen um sensible Unternehmensdaten, die dem Geschäfts- bzw. Betriebsgeheimnis unterliegen und von Seiten der Behörde daher nicht veröffentlicht werden können.

Zur Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan:

Der KNEP orientiert sich am TYNDP 2015, wobei dieser aufgrund der geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen – in concreto der Energieinfrastruktur-Verordnung (EU) Nr 347/2013 – ein weiteres Aufgabenspektrum umfasst als der KNEP. Generell ist die Kohärenz zwischen beiden Planungsinstrumenten, in Bezug auf die gelisteten Ausbaumaßnahmen, gegeben. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Angaben zu Entwicklung von Absatz und Aufbringung im TYNDP teilweise von jenen der LFP abweichen. Abweichungen sind durch die unterschiedlichen verwendeten Methodiken der Berechnung zu erklären. Diese sind aber nicht von signifikantem Ausmaß. E-Control, als zuständige Behörde für die Genehmigung von KNEP und LFP, genehmigt grundsätzlich nicht die Annahmen, die der Identifikation von notwendigen Investitionen zu Grunde liegen. Aus Sicht der Behörde ist es erforderlich, dass die österreichischen Netzentwicklungspläne die Planungsannahmen abstimmen und entsprechend dokumentieren.

In Bezug auf die in den Anlagen des TYNDP angeführten Projekte – mit bzw. ohne finale Investitionsentscheidung – ist grundsätzlich eine Kohärenz mit den im KNEP genannten Projekten gegeben. Es ist darauf hinzuweisen, dass der TYNDP 2015 auf dem KNEP 2015-2024 basiert und, dass Projekte, die ohne finale Investitionsentscheidung im TYNDP 2015 bzw. als Planungsprojekte im KNEP 2014 gelistet sind, mitunter weiterentwickelt bzw. verworfen wurden. Im KNEP 2015 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 wie bereits oben erwähnt, aufgefordert, sich gezielt mit den Netzbetreibern in Nachbarstaaten sowie anderen relevanten Netzbetreibern hinsichtlich deren sowie der österreichischen Netzentwicklungsprojekte abzustimmen. Die Koordination sollte insbesondere in Bezug auf Projekte, die Auswirkungen auf das Marktgebiet Ost haben, verbessert werden.

### III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 7 VwGVG das Rechtsmittel der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen vier Wochen nach erfolgter Zustellung dieses Bescheides bei der 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 Beilagengebühr 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 27.10.2015

Der Vorstand

  
DI Walter Boltz  
Vorstandsmitglied

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

Beilage: ./1 Koordinierter Netzentwicklungsplan 2015 (Planungszeitraum 2016-2025)

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