

Koordinierter
Netzentwicklungsplan 2016 – 2025



Inhalt

1	Vorwort	3
2	Planungsprozess – zeitlicher Ablauf	4
3	Einleitung.....	5
4	Transitmarkt Österreich.....	6
5	Koordinierte Netzentwicklungsplanung im Kontext.....	11
5.1	Der Koordinierte Netzentwicklungsplan und die LFP	11
5.2	Der Koordinierte Netzentwicklungsplan und der deutsche Netzentwicklungsplan Gas 2014 ..	12
5.3	Der Koordinierte Netzentwicklungsplan und der TYNDP	13
5.4	Ausgewählte Infrastrukturprojekte in Europa – Fokus Österreich	14
6	Projektdatenerhebung durch den Marktgebietsmanager.....	18
7	Vom Bedarf zur Nachfrage.....	20
8	Netzentwicklungsplan Gas Connect Austria GmbH (GCA)	23
8.1	Rückblick und Ausblick	23
8.2	Kapazitätsdatenerhebung	25
8.2.1	Bedarf mit Zugang zum VHP.....	26
8.2.2	Bedarf ohne Zugang zum VHP.....	28
8.2.3	Bedarf an nicht-physischen Einspeisepunkten.....	28
8.3	Analyse des Kapazitätsbedarfs.....	28
8.3.1	Analyse des Kapazitätsbedarfs - keine Unterdeckung.....	29
8.3.2	Analyse des Kapazitätsbedarfs - kurzfristige Unterdeckung	30
8.3.3	Analyse des Kapazitätsbedarfes – langfristige Unterdeckung	31
8.3.3.1	Projekt 1a: BACI DN800.....	31
8.3.3.1.1	Technische Machbarkeit	33
8.3.3.1.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	34
8.3.3.2	Projekt 1b: BACI DN1200.....	34
8.3.3.2.1	Technische Machbarkeit	36
8.3.3.2.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	37
8.3.3.3	Projekt 2: Entry/Exit Überackern	37
8.3.3.3.1	Technische Machbarkeit	40
8.3.3.3.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	41
8.3.3.4	Projekt 3: Entry/Exit Überackern - Maximum	41
8.3.3.4.1	Technische Machbarkeit	41

8.3.3.4.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	42
8.3.3.5	Projekt 4: Entry Mosonmagyaróvár - Minimum	42
8.3.3.5.1	Technische Machbarkeit	43
8.3.3.5.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	44
8.3.3.6	Projekt 5: Entry Mosonmagyaróvár - Base.....	44
8.3.3.6.1	Technische Machbarkeit	45
8.3.3.6.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	46
8.3.3.7	Projekt 6: Mosonmagyaróvár plus	46
8.3.3.7.1	Technische Machbarkeit	47
8.3.3.7.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	48
8.3.3.8	Projekt 7a: Mehrbedarf Verteilergebiet.....	48
8.3.3.8.1	Technische Machbarkeit	48
8.3.3.8.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	49
8.3.3.9	Projekt 7b: Mehrbedarf Verteilergebiet +.....	49
8.3.3.9.1	Technische Machbarkeit	50
8.3.3.9.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	50
8.3.3.10	Projekt 8: Entry/Exit Murfeld	50
8.3.3.10.1	Technische Machbarkeit	51
8.3.3.10.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	52
8.3.3.11	Projekt 9: Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten	52
8.3.3.11.1	Technische Machbarkeit	53
8.3.3.11.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	53
8.3.4	Erfüllung von Bescheidauflagen aus dem (K)NEP 2015 - 2024	54
8.3.4.1	Projekt 10 – Erfüllung Bescheidauflage	54
8.3.4.1.1	Technische Machbarkeit	54
8.3.4.1.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	54
8.4	Buchungslage an Punkten ohne Bedarfseinmeldung.....	55
8.5	Erhaltene Stellungnahmen.....	57
9	Netzentwicklungsplan Trans Austria Gasleitung GmbH	58
9.1	Kapazitätsdatenerhebung	58
9.1.1	Einspeisepunkte und Ausspeisepunkte.....	59
9.1.2	Angemeldeter Bedarf für Kapazitäten mit Zugang zum VHP	59
9.1.2.1	Einspeisepunkt Baumgarten.....	60
9.1.2.2	Einspeisepunkt Arnoldstein	60
9.1.2.3	Ausspeisepunkt Arnoldstein	61
9.2	Analyse des Kapazitätsbedarfs mit Zugang zum VHP	61

9.3	Weiterentwicklung des TAG Pipeline Systems.....	61
9.3.1	Projekt TAG 2015/01: Messstrecken Baumgarten TAG Einbindung	61
9.3.1.1	Technische Machbarkeit.....	62
9.3.1.2	Konzept zur Kapazitätsallokation	62
9.3.2	Projekt TAG 2015/02: AZ1 Baumgarten.....	62
9.3.2.1	Technische Machbarkeit.....	62
9.3.2.2	Konzept zur Kapazitätsallokation	63
10	Projekte national.....	64
10.1	Monitoring bereits abgeschlossener Projekte	64
10.2	Projektanträge	70
11	Zusammenfassung und Ausblick.....	86
12	Haftungsausschluss.....	87
13	Abkürzungsverzeichnis.....	88
14	Abbildungsverzeichnis	89
15	Tabellenverzeichnis	90

1 Vorwort

GCA in der Rolle als MGM ist der Verpflichtung des GWG 2011 im Zusammenhang mit dem Planungsprozess nachgekommen, und hat in Kooperation mit den österreichischen FNB unter Einbindung der LFP den KNEP für den Planungszeitraum 2015 - 2024 gemäß § 14 Abs. 1 Z 7 GWG erstellt.

Die Kooperation des MGM mit den FNB und des VGM ist die Antwort auf die wachsende Dynamik des Gasmarkts. Es liegt in der Verantwortung der genannten Systemdienstleister, aufgrund der sich ändernden Anforderungen kontinuierlich neue Möglichkeiten zu schaffen um insbesondere die Attraktivität des Virtuellen Handlungspunkts zu stärken und dessen Verbindbarkeit zu verbessern. Die Erstellung dieses KNEPs beruht auf Basis der NEPs der FNB, TAG und GCA, sowie auf den von GCA als MGM gesammelten und von den Marktteilnehmern, Projektträgern und Stakeholdern übermittelten Daten und Informationen.

Der KNEP dient dazu, den Marktteilnehmern Angaben darüber zu liefern, welche Infrastrukturprojekte in den nächsten zehn Jahren erweitert, oder neu errichtet werden müssen. Er gibt sowohl einen Überblick über alle bereits beschlossenen Investitionen, die in den nächsten zehn Jahren durchgeführt werden, wie auch einen Überblick über alle potenziellen Investitionsprojekte der FNB und Projektgesellschaften samt Angaben zu den Zeitplänen.

Die österreichischen FNB TAG und GCA, stellen im KNEP ihren Marktteilnehmern die Ergebnisse der von ihnen initiierten unverbindlichen Kapazitätsdatenerhebung zur Verfügung. Von diesen Bedarfserhebungen leiten sich die geplanten nationalen sowie grenzüberschreitenden Netzausbauüberlegungen ab, deren technische Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit in den jeweiligen Netzentwicklungsplänen durch die FNB untersucht wird. Der MGM führt die übermittelten Netzentwicklungspläne der FNB in seiner koordinierenden Funktion zusammen. Die FNB legen Ihre geplanten Projekte im Zuge der Einreichung des KNEPs bei der Behörde zur Genehmigung vor.

Der vorliegende KNEP stellt die vierte Ausgabe dar und bildet die inhaltliche Basis für folgende KNEPs. Das Format und die Zusammenstellung der Inhalte werden dabei kontinuierlich weiterentwickelt.

Der MGM ist diesbezüglich offen für Kommentare, Vorschläge und Feedback, die laufend an die E-Mail Adresse marktgebietsmanager@gasconnect.at geschickt werden können. Gerne können Sie dazu das strukturierte Konsultationsdokument verwenden, das auf der Website des Marktgebietsmanagers veröffentlicht ist.

2 Planungsprozess – zeitlicher Ablauf

Mit Genehmigung des KNEPs 2015 – 2024 am 02. Dezember 2014 wurde der Planungsprozess für den KNEP 2016 - 2025 gestartet. Der MGM hat in Koordination mit dem VGM einen Zeitplan erstellt, um die Meilensteine der Erstellung der LFP des Verteilergebiets bzw. des KNEPs 2016 - 2025 aufeinander abzustimmen.

Im Zeitraum von 09. März 2015 bis 30. März 2015 haben die FNB des Marktgebietes Ost, TAG und GCA, eine unverbindliche Kapazitätsdatenerhebung durchgeführt. Die Kapazitätsdatenerhebung wurde mittels PRISMA Newsletter an alle aktivierten Benutzer versandt sowie auf den jeweiligen Websites publiziert, um einer möglichst großen Bandbreite an Marktteilnehmern die Möglichkeit zu geben bei der Kapazitätsdatenerhebung teilzunehmen. Die Marktteilnehmer hatten die Möglichkeit Ihre Kapazitätsbedarfe pro Kalenderjahr im Planungszeitraum 2016 – 2025 anzugeben. Im selben Zeitraum hat der MGM zusätzlich eine Projektdatenerhebung durchgeführt. Projektspensoren hatten die Möglichkeit ihre Projekte an den MGM zu übermitteln. Der Fragebogen wurde im Erhebungszeitraum auf der Website des MGMs publiziert. Darüber hinaus musste der MGM die nachträgliche Übermittlung von Projekten zugelassen, da ENTSOE den europäischen Projektspensoren das Zeitfenster für die Übermittlung von Projekten im südlichen Raum erstreckt hat, um diesen Projektvorhaben Eingang in den TYNDP 2015 zu finden. Die nachträgliche Aufnahme von Projekten in die Planung war notwendig, um die Kohärenz der Planungsinstrumente sicherstellen.

Für die diesjährige Planung ergibt sich ein Stichtag für die Datenbasis für die Kapazitätsdatenerhebung mit 30. März 2015 und für die Projektdatenerhebung mit 22. April 2015.

Aufgrund der Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebungen und ausgewählter Projekte hat der MGM in Zusammenarbeit mit den FNB und unter der Mitarbeit des VGM ein Kapazitätsszenario erstellt und dieses am 14. April 2015 an die FNB zur weiteren Analyse in den NEP übermittelt. Die jeweiligen Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebung bilden zusammen mit dem Kapazitätsszenario die Basis für die NEPs der FNB. Die NEPs wurden bis 26. Mai 2015 an den MGM übermittelt. Der MGM hat die übermittelten NEPs in der Konsultationsversion des KNEPs 2016 – 2025 zusammengeführt und die Übersetzung der ersten Konsultationsversion koordiniert. Am 01.07.2015 wurden die Marktteilnehmer zu einer „Stakeholder Joint Working Session“ eingeladen um zu ihrer Erwartungshaltung hinsichtlich des KNEPs zu dessen Inhalt und zum Erstellungsprozess Stellung zu nehmen.

Diese wurde am 06. Juli 2015 zur Konsultation auf der Website des MGM zur Verfügung gestellt. Von 06. Juli 2015 – 20. Juli 2015 wird der KNEP 2015 – 2024 konsultiert. In diesem Zeitraum haben die Marktteilnehmer die Möglichkeit eine schriftliche Stellungnahme abzugeben. Dieses Jahr besteht die Möglichkeit mittels eines strukturierten Konsultationsdokuments auf den KNEP Stellung zu nehmen. Das Konsultationsdokument ist auf der Website des MGM veröffentlicht.

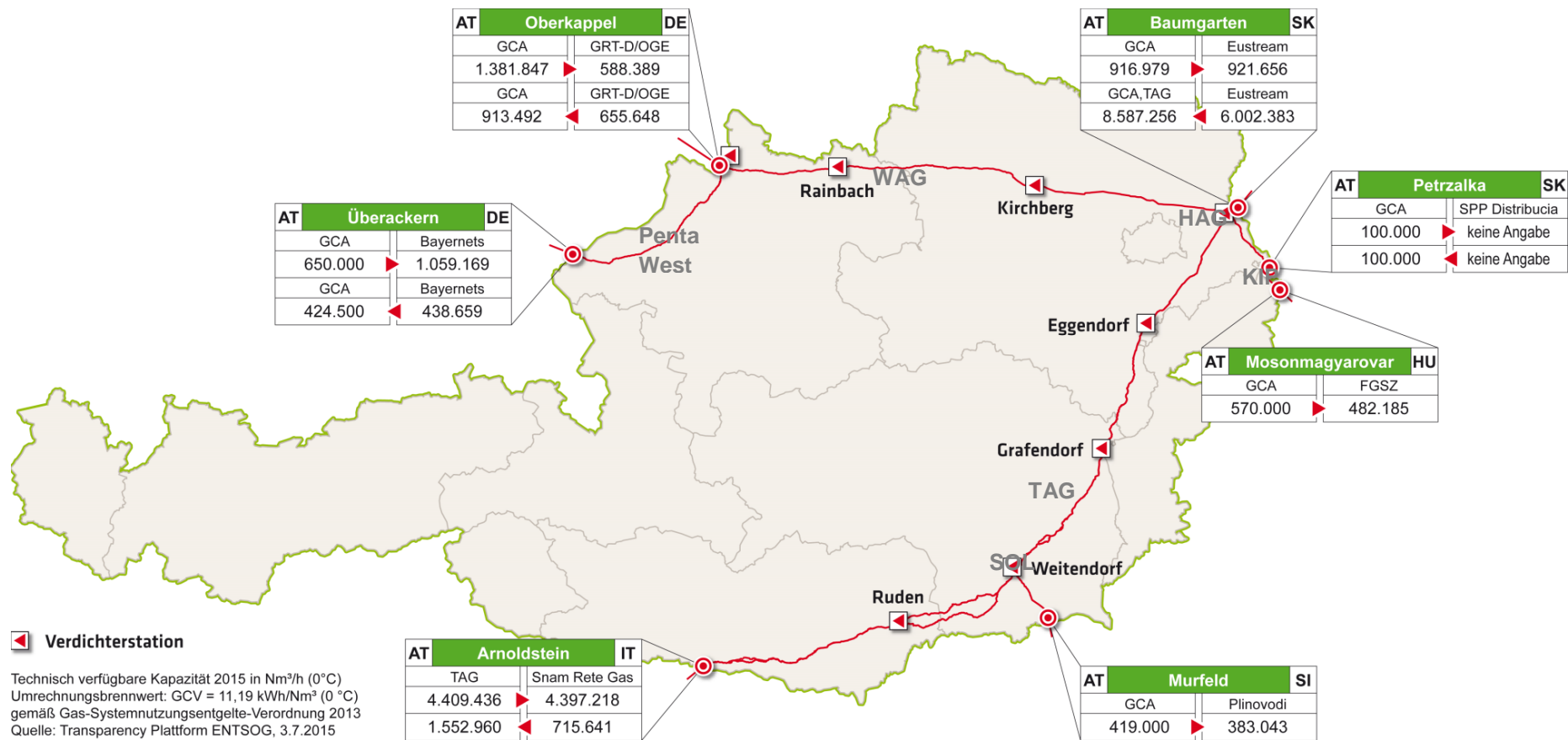
3 Einleitung


Der KNEP gibt Auskunft über spezifische nationale sowie grenzüberschreitende Investitionsprojekte im österreichischen Gasmarkt bezogen auf das Fernleitungsnetzsystem des österreichischen Marktgebiets Ost. Da es in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg keine Fernleitungen gibt, wurden diese im KNEP nicht abgebildet. Der KNEP wurde in Zusammenarbeit mit allen österreichischen FNB, mit sowie unter Berücksichtigung der LFP erstellt. Obwohl Österreich im europäischen Vergleich ein Transitland ist, spielt auf nationaler Ebene der Inlandsverbrauch eine wichtige Rolle. Deshalb profitiert der KNEP auch von Synergien und zusätzlichen Informationen durch die Einbindung der LFP.

Das Ziel des KNEP ist es dem Markt einen informativen Ausblick über den zukünftigen Netzausbau zu geben. Im Aufbau orientiert sich der KNEP an den europäischen Planungsvorlagen wie dem GRIP sowie dem TYNDP. Marktteilnehmer sollen insbesondere vom KNEP profitieren, nicht nur um zukünftige Infrastrukturprojekte abschätzen zu können, sondern auch um einen Anhaltspunkt hinsichtlich der Marktintegration und Versorgungssicherheit Österreichs zu erhalten.

Die österreichischen FNB, sowie Projektgesellschaften arbeiten aktiv an neuen Ausbaumaßnahmen, um neue Routen und Versorgungsquellen zu erschließen, um die Marktintegration voranzutreiben und ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit zu schaffen. Entsprechende in diesem KNEP beschriebene Projekte dokumentieren die diesbezüglichen Anstrengungen.

4 Transitmarkt Österreich



Aktuelle Gas Infrastruktur	
Anzahl der FNB	2
Gesamtlänge der Fernleitungsnetzwerke	ca. 1.690 km
Gesamte Kompressorleistung	621 MW
Punkte und technische Daten des österreichischen Fernleitungssystems	
 <p>GAS CONNECT AUSTRIA</p> <p>Website: www.gasconnect.at</p>	<p><u>Angrenzende FNB:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Baumgarten GCA/WAG: eustream, a.s. - Oberkappel: Open Grid Europe GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH - Überackern ABG: bayernets GmbH - Überackern SUDAL: bayernets GmbH - Petrzalka: eustream a.s. - Mosonmagyaróvár: FGSZ Ltd - Murfeld: Plinovodi d.o.o <p><u>Physische Einspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Baumgarten GCA (Grenze Slowakei) - Baumgarten WAG (Grenze Slowakei) - Überackern ABG (Grenze Deutschland) - Überackern SUDAL (Grenze Deutschland) - Speicherpunkt 7Fields - Oberkappel (Grenze Deutschland) - MAB/WAG <p><u>Physische Ausspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn) - Überackern ABG (Grenze Deutschland) - Überackern SUDAL (Grenze Deutschland) - Murfeld (Grenze Slowenien) - Petrzalka (Grenze Slowakei) - Speicherpunkt 7Fields - Baumgarten WAG (Grenze Slowakei) - Oberkappel (Grenze Deutschland) - MAB/WAG <p><u>Nicht-Physische Einspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn) - Murfeld (Grenze Slowenien) - Petrzalka (Grenze Slowakei) <p><u>Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerks:</u> 554,2 km</p> <p><u>Gesamte Kompressorleistung:</u> 146 MW</p>

	<u>Gesamte Transportierte Energie (Gas)</u> 2014: 160.410 GWh
 Trans Austria Gasleitung GmbH Website: www.taggmbh.at	<p>TAG GmbH ist eine Gesellschaft unter österreichischem Recht, die als TSO sowohl für Transit, als auch für die Versorgung des österreichischen Marktes und Netzentwicklung verantwortlich ist. Die Eigentümer der TAG GmbH sind Snam S.p.A. (84,47%), und Gas Connect Austria GmbH (15,53%).</p> <p>Die folgende Zusammenstellung gibt eine Übersicht über das TAG Pipelinesystem, das sich von der österreichisch-slowakischen Grenze bis zur österreichisch-italienischen Grenze erstreckt. Das TAG System ist bei Weitendorf mit dem SOL System verbunden, welches den Gastransport Richtung Slowenien und in weiterer Folge Kroatien ermöglicht. Der österreichische Markt wird mittels zehn physischer Ausspeisepunkte versorgt. Das System kann physisch sowohl im Direktfluss als auch im Reverse Flow betrieben werden.</p> <p><u>Angrenzende FNB:</u> Baumgarten TAG: eustream a.s. Tarvisio/Arnoldstein: Snam Rete Gas S.p.A.</p> <p><u>Physische Einspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Baumgarten TAG (Grenze Slowakei) - Arnoldstein (Grenze Italien) <p><u>Physische Ausspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Arnoldstein (Grenze Italien) <p><u>Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerkes:</u> 3 Pipelines je 380 km, gesamt ca. 1.140 km</p> <p><u>Gesamte Kompressorleistung</u> 5 Kompressorstationen, ca. 475 MW ISO</p> <p><u>Gesamte Transportierte Energie (Gas)</u> 2014: 300.923 GWh</p>
Physische Hubs und virtuelle Handelspunkte	CEGH
Nachfrage	
Historische jährliche Gasnachfrage des nationalen Marktes (Endkonsumenten)	2014: 82.575 GWh 2013: 90.124 GWh 2012: 91.204 GWh 2011: 95.634 GWh

2010: 102.016 GWh

2009: 91.542 GWh

2008: 93.228 GWh

Netzwerk Überblick

Österreich ist ein Transitland für Erdgas nach Europa. Die hauptsächlichen Empfänger sind Deutschland beziehungsweise Westeuropa (verbunden über die Punkte Oberkappel und Überackern ABG und SUDAL), Italien, Slowenien und Kroatien (versorgt über die Punkte Arnoldstein, respektive Murfeld) und Ungarn (verbunden über den Punkt Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár). Die Kapazitäten der österreichischen FNB werden über die europäische Kapazitätsplattform PRISMA gemäß CAM Network Code auktioniert. FZK, DZK und UK stellen die Produktqualitäten am österreichischen Transitmarkt dar. Nähere Informationen zu den geltenden Tarifen sind in der GSNE-VO jeweils gültigen Fassung veröffentlicht.

Infrastrukturstandard - Versorgungssicherheit

Der Infrastrukturstandard legt fest, dass die Kapazität im Betrachtungsraum (Marktgebiet Ost in Österreich) so ausgerichtet sein muss, dass eine sehr hohe Nachfrage auch bei Ausfall der größten Infrastruktur (Baumgarten) gedeckt werden kann.

Laut SoS Verordnung muss das Ergebnis der in Tabelle 1 angeführten Berechnung über 100% liegen. Aus dem gesetzlichen Auftrag haben der MGM (§ 63 (4) Z. 4 GWG 2011) und der VGM (§ 22 (1) Z. 3 GWG 2011) die Daten zur Berechnung des Infrastrukturstandards N-1 wie folgt aktualisiert:

Tabelle 1: N-1¹ Berechnung Marktgebiet Ost

Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio. Nm ³ /d)	Definition, Erklärungen, Quellenangabe
Epm	275,1	technische Kapazität von Einspeisepunkten
Baumgarten	205,2	Σ Entry Baumgarten (GCA, BOG, TAG; www.gasconnect.at)
Oberkappel	21,8	(www.gasconnect.at)
Überackern	10,1	www.gasconnect.at, Entry-Wert für Sudal
Arnoldstein	37,1	(www.gasconnect.at)
Freilassing&Laa/ Thaya	0,9	AGGM/27.05.2015: techn. verfügbare Kapazität, dzt nicht gebucht
Pm	3,7	max. Technische Produktionskapazität
Produktion OMV	3,0	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 27.05.2015)
Produktion RAG	0,7	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 27.05.2015)
Sm	49,5	maximale technische Ausspeisekapazität
Speicher OMV	31,5	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 27.05.2015)
Speicher RAG ES	13,4	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 27.05.2015)
7Fields FL	*	GCA
7Fields VL	4,7	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 27.05.2015)
Haidach VL	0	dz. keine Verbindung
LNGm	0	Liquified Natural Gas, für Österreich irrelevant
Im	205,2	Technische Kapazität der größten einzelnen Gasinfrastruktur, im Falle Österreichs: Baumgarten
Dmax	51,9	Gesamte tägliche Gasnachfrage im analysierten Gebiet während eines Tages bei hoher Nachfrage, mit statistischer Wahrscheinlichkeit alle 20 Jahre, Februar 2012 (Quelle: AGGM)

¹ Der berechnete N-1 Wert würde sich bei Berücksichtigung des Anschlusses der slowakischen Speicher an das Marktgebiet Ost durch die Kapazitäten der MAB noch zusätzlich erhöhen.

$$N - 1 [\%] = \frac{EPm + Pm + Sm + LNGm - Im}{Dmax}$$

$$N - 1 [\%] = 237 \% \quad N - 1 \geq 100$$

Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 237%. Der hohe N-1-Wert ergibt sich unter anderem aus der historischen Rolle Österreichs als Import- und Transitland für russisches Gas in die EU, sowie aus der weiter oben erwähnten hohen Speicherkapazität. Darüber hinaus bescheinigt das überdurchschnittliche Ergebnis eine hohe Versorgungssicherheit Österreichs, sowie den Beitrag Österreichs zur Versorgungssicherheit der angrenzenden Länder. Da sich durch zusätzliche Investitionen die Versorgungssicherheit von Österreich allenfalls verbessern würde, ist eine Verschlechterung des N-1 Standards im Planungshorizont 2015 – 2024 nicht zu erwarten.

Beim Thema Versorgungssicherheit hat der Umstieg von Gasverdichter auf Elektroverdichter potenziell einen Einfluss. Beim Einsatz von Elektroverdichtern geht die Reduktion von CO₂ zu Lasten der Redundanz, außer man schafft diese durch Gasverdichter. Bis jetzt hat der Einsatz von Elektrokompessoren in Österreich keine Restriktionen betreffend die Netzstabilität gezeigt.

Aktuell stellt sich das Verhältnis von Elektrokompessor- zu Gaskompessorleistung in Österreich wie folgt dar:

- Elektrokompessorleistung: 47%
- Gaskompessorleistung: 53%

5 Koordinierte Netzentwicklungsplanung im Kontext

Der KNEP hat den Anspruch über die Grenzen des österreichischen Marktgebiets zu blicken, um europäische und nationale Planungsdokumente möglichst vollumfänglich in Zusammenhang zu bringen. Es besteht zweifelsfrei die Notwendigkeit, die nationalen und europäischen Planungsinstrumente bestmöglich aufeinander abzustimmen. Jedoch ist der Vergleich der Planungsdokumente aufgrund der Publikation des Planungsdokuments in der nationalen Sprache aufgrund abweichender Zeitpläne und wegen der getroffenen Planungsannahmen nur eingeschränkt möglich.

Nicht nur europäische Planungsinstrumente finden im KNEP Eingang, sondern ebenfalls Anforderungen und Erkenntnisse aus dem österreichischen Verteilergesamt. In den folgenden Kapiteln werden Zusammenhänge zwischen den einzelnen Planungsdokumenten analysiert.

5.1 Der Koordinierte Netzentwicklungsplan und die LFP

Die LFP bildet die Netzentwicklungsplanung im österreichischen Verteilergesamt ab. Die Datengrundlage für die LFP ergibt sich aus der laufenden Steuerung des Verteilergesamtes sowie aus Informationen die von den Verteilernetzbetreibern zur Verfügung gestellt werden.

Die in Abbildung 1 dargestellten Szenarien wurden in der LFP 2015 untersucht:

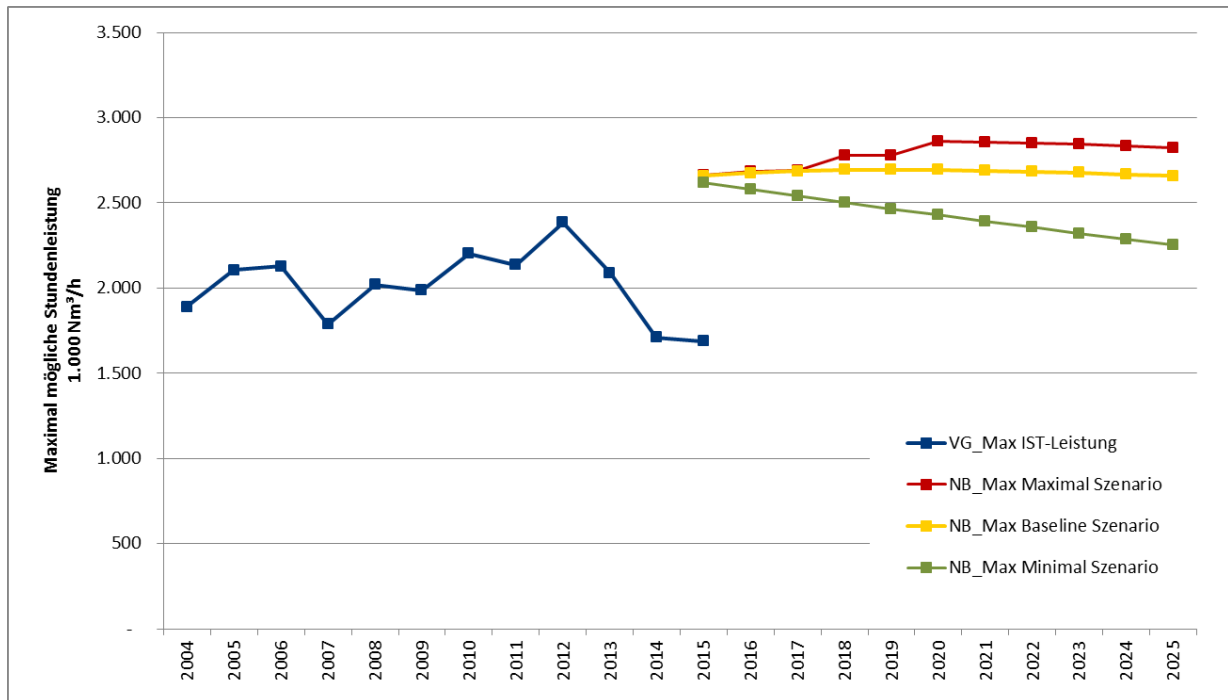
Abbildung 1: Darstellung der Absatzszenarien

		Entwicklung der Gaskraftwerksleistung	
		Stagnation auf Status Quo 2015	Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe
Entwicklung der sonstigen Endkunden	Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen.	Baseline Szenario	Maximal Szenario
	Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5% pa.	Minimal Szenario	

Quelle: LFP 2015, Ausgabe 1, 01.07.2015, Seite 7, 01.07.2015

Ausgangsbasis für die Absatzprognose bildet, wie bereits in der LFP 2014, der Spitzenabsatz im Verteilergesamt Ost im Februar 2012 von 2.386.000 Nm³/h. Abbildung 2 beschreibt die IST Leistung und die Prognose der maximalen Stundenleistung im Verteilergesamt Ost in der Zeit von 2004 bis 2025 für die definierten Szenarien.

Abbildung 2: Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, maximale Stundenleistung



Quelle: LFP 2015, Ausgabe 1, Seite 9, 01.07.2015

Dem „Baseline Szenario“ wird, wie in der LFP 2014, die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit beigemessen, in dem der Jahresabsatz in etwa gleich bleiben wird. Dieses Szenario berücksichtigt keine weiteren Gaskraftwerke. Aus der Kapazitätsbestellung LFP 2012/03 ergeben sich Anforderungen an das Fernleitungsnetz der GCA. Im NEP der GCA wird auf die Anforderungen Bezug genommen (siehe Kapitel 8.3.3.7 und 8.3.3.8). Alle Auswirkungen der im KNEP 2015 – 2024 enthaltenen Projekte wurden in regelmäßigen Besprechungen mit dem VGM untersucht.

Der KNEP hat zum Ziel einen bedarfsgerechten Netzausbau im österreichischen Marktgebiet Ost abzubilden. Zusätzlich zu den Bedarfen an den Entry/Exit Punkten im österreichischen Marktgebiet Ost und den übermittelten Projekten durch die Projektsponsoren wurden die Ergebnisse der europäischen Netzentwicklungspläne TYNDP und der GRIPs neben dem Netzentwicklungsplan Gas im KNEP 2015 – 2024 berücksichtigt.

5.2 Der Koordinierte Netzentwicklungsplan und der deutsche Netzentwicklungsplan Gas 2014

Dem deutschen Netzentwicklungsplan liegt ein abgestimmter Szenariorahmen zugrunde, der aufgrund von Absatzprognosen jährlich erstellt wird. Im Gegensatz dazu basiert die Entwicklung von Infrastrukturprojekten im KNEP auf tatsächlichen Bedarfen der Marktteilnehmer. Dem aktuellen deutschen Netzentwicklungsplan Gas 2014 liegt, gleich wie im Vorjahr, ein mittleres Gasbedarfsszenario zugrunde. Die Kriterien des mittleren Gasbedarfsszenarios können dem Szenariorahmen entnommen werden, der auf der Website des deutschen Netzentwicklungsplans (<http://www.netzentwicklungsplan.de>) publiziert ist.

Die behördlich genehmigten Projekte im Süddeutschen Raum sind insbesondere relevant für den KNEP 2016 – 2025.

Gemäß dem Netzentwicklungsplan Gas 2014 schließt das Projekt SEL von der deutsch-österreichischen Grenze bei Burghausen in den Raum Mannheim (Lampertheim) an das österreichische Marktgebiet an. Die Planung der SEL wurde in zwei Abschnitten angelegt. Das erste Teilstück stellt das Projekt MONACO 1 dar, das bei Finsing (München) endet. Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2013 wurde die Leitungslänge von 85 km auf 86,5 km korrigiert. Die Realisierung des zweiten Teilstücks MONACO II hängt von der Realisierung internationaler Transitprojekte ab. Neben der Stärkung der Versorgungssicherheit im süddeutschen Raum hat die SEL ebenfalls das Potenzial die Transportkapazität Richtung Österreich zu stärken. Darüber hinaus kann bereits durch die Inbetriebnahme vom ersten Teilstück MONACO 1 die Diversifikation von Transportrouten gestärkt werden und somit den Marktteilnehmern neue Möglichkeiten geboten werden Gas zwischen den virtuellen Handlungspunkten NCG und CEGH zu transportieren. Zudem könnten durch eine entsprechende Grenzquerung die potenten Speicher im Grenzgebiet zwischen Deutschland und Österreich im Raum Überackern einen weiteren wichtigen Beitrag zur Stärkung der Versorgungssicherheit leisten.

5.3 Der Koordinierte Netzentwicklungsplan und der TYNDP

Auf europäischer Ebene haben sich die FNB als ENTSOG organisiert um die Marktintegration voranzutreiben. Eine der zentralen Aufgaben von ENTSOG ist die Erstellung eines TYNDP. Dieser Plan erscheint alle 2 Jahre (aktuelle Version TYNDP 2015) und spiegelt auf europäischer Ebene den Top – down Ansatz der Planung wider. Dies erfordert eine Koordination von FNB auf europäischer Ebene unter besonderer Berücksichtigung von Transitländern.

Der KNEP hat zum Ziel einen bedarfsgerechten Netzausbau im österreichischen Marktgebiet Ost abzubilden. Zusätzlich zu den Bedarfen an den Entry/Exit Punkten im österreichischen Marktgebiet Ost und den übermittelten Projekten durch die Projektspensoren wurden die Ergebnisse des TYNDP berücksichtigt.

Die europäische Netzentwicklungsplanung hatte bis zur Ausgabe vom Jahr 2013 im speziellen die grenzquerenden Punkte, die diesbezüglichen Kapazitätserfordernisse, eine Übersicht über die geplante Gasinfrastruktur, unterschiedlicher Verbrauchs- und Absatzszenarien und Flexibilitätseinschätzungen der Europäischen Mitgliedsstaaten in verschiedenen Engpassfällen zum Inhalt. Mit Erstellung des TYNDP 2015 finden erstmalig in der europäischen Netzentwicklungsplanung jene Projekte ihren Ursprung, die Anwärter auf die Aufnahme in die Unionsliste für PCI Projekte sind. Gemäß Verordnung (EU) Nr. 347/2013, wurde der TYNDP 2015 um die Durchführung einer energiesystemweiten Kosten-Nutzen-Analyse erweitert. Diese hat zum Ziel potenzielle Anwärter auf die Aufnahme in die nächste Unionsliste in drei Kategorien einzuteilen:

- Projekte mit finaler Investitionsentscheidung
- Projekte ohne finaler Investitionsbeschreibung
- Projekte, die bereits PCI Projekte sind

Die jeweiligen Projektkategorien werden im TYNDP 2015 im Hinblick auf ihren direkten und indirekten Nutzen in unterschiedlichen Absatz-, Verbrauchs- und Engpassszenarien analysiert. Die analysierten Szenarien und Annahmen beruhen auf der von ENTSOG erstellten energiesystemweiten Kosten-

Nutzen Analyse. Um eine entsprechende Bewerbung für die nächste Unionsliste abzuschließen, wurden auf Aufforderung der Europäischen Kommission die im TYNDP 2015 enthaltenen Projekte in Projektgruppen zusammengeschlossen. Im Rahmen der vorhabenspezifischen Kosten-Nutzen Analyse wurde der direkte und indirekte Nutzen, der jeweiligen Projektgruppen für europäische Mitgliedsstaaten in unterschiedlichen Nachfrage-, Verbrauchs- und Engpassscenarien dargestellt und bewertet.

5.4 Ausgewählte Infrastrukturprojekte in Europa – Fokus Österreich

Für die Darstellung und Analyse von Projekten, die in direktem Zusammenhang mit dem österreichischen Marktgebiet stehen hat der MGM in Tabelle 2 die Projektgruppen, welche die Bewerbung zur Aufnahme in die nächste Unionsliste bis 13. Mai 2015 übermittelt haben, angeführt. Das Ziel der Analyse ist die Auswirkungen von Projekten, die zum Teil an das österreichische Marktgebiet angrenzen auf deren Auswirkungen zu analysieren. Diese Zusammenschau an Projekten soll dazu dienen ein möglichst ganzheitliches Bild der aktuellen österreichischen und europäischen Projektlandschaft zu schaffen.

Tabelle 2: Projektgruppen auf europäischer Ebene

Gruppe gegliedert nach Region	Projektname	ENTSOG Projekt-nummer	Projekt-sponsor	Mit-glieds-staat	Geplante Kapazität an der österreichischen Grenze
Südlicher Korridor – Gruppe 5	Városföld-Ercsi-Győr	TRA-N-018	FGSZ	HU	
	Ercsi-Szazhalombatta	TRA-N-061	FGSZ	HU	
	Városföld CS	TRA-N-123	FGSZ	HU	
	Romanian-Hungarian reverse flow Hungarian section 1st stage	TRA-N-286	FGSZ	HU	
	Development on the Romanian territory of the National Gas Transmission System on the Bulgaria – Romania – Hungary – Austria Corridor	TRA-N-358	SNTGN Transgaz SA	RO	
	Development on the Romanian territory of the Southern Transmission Corridor for taking over the Black Sea gas	TRA-N-362	SNTGN Transgaz SA	RO	
	Romanian-Hungarian reverse flow Hungarian section 2nd stage	TRA-N-377	FGSZ	HU	
	GCA Mosonmagyaróvár	TRA-N-423	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	AT	153 GWh/Tag
Südlicher Korridor	Városföld-Ercsi-Győr	TRA-N-018	FGSZ	HU	
	Ercsi-Szazhalombatta	TRA-N-061	FGSZ	HU	

– Gruppe 5b	Városföld CS	TRA-N-123	FGSZ	HU	
	Reverse flow on the interconnector Romania - Hungary	TRA-N-126	SNTGN Transgaz SA	RO	
	Interconnection of the national transmission system with the international gas transmission pipelines and reverse flow at Isaccea	TRA-N-139	SNTGN Transgaz SA	RO	
	Romanian-Hungarian reverse flow Hungarian section 1st stage	TRA-N-286	FGSZ	HU	
	Romanian-Hungarian reverse flow Hungarian section 2nd stage	TRA-N-377	FGSZ	HU	
	Bridging of Isaccea – Horia corridor by construction of Onesti – Bacia section	TRA-N-384	SNTGN Transgaz SA	RO	
	GCA Mosonmagyaróvár	TRA-N-423	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	AT	153 GWh/Tag
Südlicher Korridor – Gruppe 5d	Városföld-Ercsi-Győr	TRA-N-018	FGSZ	HU	
	Ercsi-Szazhalombatta	TRA-N-061	FGSZ	HU	
	Városföld CS	TRA-N-123	FGSZ	HU	
	Reverse flow on the interconnector Romania - Hungary	TRA-N-126	SNTGN Transgaz SA	RO	
	Interconnection of the national transmission system with the international gas transmission pipelines and reverse flow at Isaccea	TRA-N-139	SNTGN Transgaz SA	RO	
	Romanian-Hungarian reverse flow Hungarian section 1st stage	TRA-N-286	FGSZ	HU	
	Romanian-Hungarian reverse flow Hungarian section 2nd stage	TRA-N-377	FGSZ	HU	
	BG-RO-HU-AT transmission corridor	TRA-N-380	FGSZ	HU	
	Bridging of Isaccea – Horia corridor by construction of Onesti – Bacia section	TRA-N-384	SNTGN Transgaz SA	RO	
	GCA Mosonmagyaróvár	TRA-N-423	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	AT	153 GWh/Tag
	Development on the Romanian territory of the National Gas Transmission System on the Bulgaria – Romania – Hungary – Austria Corridor	TRA-N-358	SNTGN Transgaz SA	RO	
Development on the Romanian territory of the Southern Transmission Corridor for taking over the Black Sea gas	TRA-N-362	SNTGN Transgaz SA	RO		
Südlicher Korridor – Gruppe	Városföld-Ercsi-Győr	TRA-N-018	FGSZ	HU	
	GCA Mosonmagyaróvár	TRA-N-423	GAS CONNECT	AT	153 GWh/Tag

5f			AUSTRIA GmbH		
Ost – Gruppe 6	Bidirectional Austrian Czech Interconnection (BACI)	TRA-N-133	NET4GAS, s.r.o.	CZ	
	Bidirectional Austrian-Czech Interconnector (BACI, formerly LBL project)	TRA-N-021	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	AT	201,42 GWh/Tag
Ost – Gruppe 19+20	Interconnection Croatia/Slovenia (Bosiljevo - Karlovac - Lučko - Zabok - Rogatec)	TRA-N-086	Plinacro Ltd	HR	
	CS Kidričevo, 2nd phase of upgrade	TRA-N-094	Plinovodi d.o.o.	SI	
	Compressor stations at the Croatian gas transmission system	TRA-N-334	Plinacro Ltd	HR	
	GCA 2014/04 Murfeld	TRA-N-361	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	AT	165 GWh/Tag
	Upgrade of Murfeld/Ceršak interconnection	TRA-N-389	Plinovodi d.o.o.	SI	
	Upgrade of Rogatec interconnection	TRA-N-390	Plinovodi d.o.o.	SI	
Ost – Gruppe 20	CS Kidričevo, 2nd phase of upgrade	TRA-N-094	Plinovodi d.o.o.	SI	
	GCA 2014/04 Murfeld	TRA-N-361	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	AT	165 GWh/Tag
	Upgrade of Murfeld/Ceršak interconnection	TRA-N-389	Plinovodi d.o.o.	SI	

Die genannten Projekte haben das Potenzial bestehende Transportrouten zu stärken, neue Transportmöglichkeiten für die Marktteilnehmer zu schaffen und neue Erdgasquellen zu erschließen. Die Vielfalt von geplanten Projekten an den österreichischen Landesgrenzen bzw. mit dem österreichischen Marktgebiet zum Ziel unterstreicht dessen Attraktivität sowie jene des österreichischen Virtuellen Handelspunkts.

Die Projekte im Südlichen Korridor in Gruppe 5, 5b, 5d und 5f befinden sich in Österreich, Ungarn und Rumänien und sollen dazu dienen eine neue Quelle für Erdgas im Schwarzen Meer zu erschließen und die entsprechende Kapazität an den Grenzpunkten zu erhöhen. Eine potenzielle Senke für Erdgas über diese Route bietet die Europäische Union. Bei einem möglichen Anschluss an die österreichisch/ungarische Grenze haben diese Infrastrukturprojekte das Potenzial diese neue Quelle an den österreichischen virtuellen Handelspunkt heranzuführen und die Versorgungssicherheit im österreichischen Marktgebiet weiter zu stärken. Der FNB GCA hat das o.a. österreichische Teilprojekt GCA Mosonmagyaróvár im Zuge der Projektdatenerhebung des MGMs für die Aufnahme in das Kapazitätsszenario übermittelt.

Das Projekt in der Region Ost Gruppe 6 (BACI) ist ein gemeinsames Projekt der FNB GCA und Net4Gas. Das Projekt hat zum Ziel das österreichische und das tschechische Marktgebiet zu verbinden und die Märkte beider Länder Österreich und Tschechien zu stärken und attraktiver für Netzbenutzer zu

machen. Der Zugang zu den virtuellen Handelspunkten in Österreich und Tschechien würde durch das Projekt ermöglicht. Die geplante neue grenzüberschreitende Kapazität schafft zusätzliche Möglichkeiten für den Transport zwischen dem österreichischen und tschechischen Marktgebieten und auch Möglichkeiten für den Erdgastransport von und zu angrenzenden Ländern. BACI trägt maßgeblich zur Implementierung des Nord-Süd Korridors bei und ermöglicht eine gesteigerte Marktintegration und Versorgungssicherheit auch für angrenzende Länder. BACI trägt zur Diversifikation der Gasversorgung bei, verbessert Transportmöglichkeiten zu und von den oben genannten Ländern und ermöglicht den Zugang zu neuen und bestehenden Handelsmärkten. BACI würde die Marktintegration, den Wettbewerb und die Annäherung der Preise innerhalb Zentral- und Osteuropas unterstützen. Der FNB GCA hat das österreichische Teilprojekt bereits im Zuge der Projektdatenerhebung für den KNEP 2015 – 2024 des MGMs für die Aufnahme in das Kapazitätsszenario übermittelt. Da dieses Projekt als Konzeptionsprojekt im Rahmen des letztjährigen KNEP bereits genehmigt wurde, hat es automatisch wieder Eingang in das diesjährige Kapazitätsszenario gefunden.

Die Projekte in der Region Ost Gruppe 20 und 19+20 befinden sich in Österreich, Slowenien und Kroatien und sollen dazu dienen neue Quellen für Erdgas an den österreichischen Markt heranzuführen und die Kapazität an den Grenzpunkten zu erhöhen. Potenzielle neue Quellen könnte der LNG Terminal in Krk bzw. Erdgasmengen aus Aserbaidschan sein. Die Projekte erhöhen die Versorgungssicherheit der genannten Länder durch die erhöhte Transportkapazität und führen zu einer weiteren Diversifizierung von Transportrouten für Erdgas in Europa. Aufgrund geänderter Anforderungen durch die Einmeldung des slowenischen Projektponsors im Zuge der Projektdatenerhebung des MGMs wird das Projekt auf österreichischer Seite entsprechend adaptiert.

Die oberhalb beschriebenen Projekte haben alle die Bewerbung für die nächste Unionsliste zur Identifizierung von Projekten mit einer maßgeblichen Bedeutung für die europäische Gaswirtschaft übermittelt. Der Auswahlprozess der zukünftigen PCI Projekte wird Ende 2015 beendet sein. Abseits der Bewertung im Rahmen des Auswahlverfahrens zur Aufnahme in die nächste Unionsliste können die genannten Projekte weitere Möglichkeiten für das österreichische Marktgebiet schaffen. Zudem verbessern die genannten Projekte die Attraktivität des österreichischen Marktgebiets, indem sie den virtuellen Handelspunkts als Drehscheibe für Transitströme und Versorgungsquelle des nationalen Marktes weiter stärken würden.

6 Projektdatenerhebung durch den Marktgebietsmanager

Der MGM hat im Zeitraum von 09.03.2015 – 30.03.2015 eine Projektdatenerhebung durchgeführt. Internationale Projektsporen hatten die Möglichkeit Ihre Projekte an den MGM zu übermitteln, um in den KNEP aufgenommen zu werden, und damit ihre Relevanz für das österreichische Marktgebiet zu unterstreichen.

Projekte, die im Zuge der Projektdatenerhebung an den MGM übermittelt wurden, sind in Tabelle 3 aufgelistet. Im aktuellen KNEP wurden die Projekte im Kapazitätsszenario, die der MGM in Kooperation mit den FNB erstellt hat, berücksichtigt, sofern die **maximale technische Kapazität** (GWh/d) und **der geplante Entry/Exit Punkt** im Zuge der Projektdatenerhebung übermittelt wurden.

Für die Projekte BACI, Upgrade of Murfeld/Ceršak interconnection, GCA Mosonmagyaróvár und GCA Mosonmagyaróvár plus wurden die maximale technische Kapazität sowie der geplante Entry/Exit Punkt angegeben. Aufgrund dessen wurden diese Projekte im Kapazitätsszenario abgebildet und auf deren Auswirkung im österreichischen Marktgebiet im Detail von den FNB untersucht. Für die Projekte Connection to Oberkappel, Upgrade of Rogatec interconnection, CS Kidričevo, 2nd phase of upgrade und Messstrecken Baumgarten wurde kein entsprechender Entry/Exit Punkt übermittelt. Demnach wurde dieses Projekt nicht im Kapazitätsszenario abgebildet.

Da ENTSOG nachträglich den europäischen Projektsporen die Übermittlung von Projekten im südlichen Raum ermöglicht hat, um Eingang in den TYNDP 2015 zu finden, hat der MGM das Projekt GCA Mosonmagyaróvár plus des FNB GCA im KNEP 2016 – 2025 ebenfalls aufgenommen.

Tabelle 3: Projektübermittlungen an den MGM

Fernleitungen							
Name	ENTSOG Projekt-nummer	Kapazität (GWh/Tag)	Voraus-sichtliche Inbetrieb-nahme	Projektsponso-ren	Entry/Exit Punkt	FID	Kommentare
Bidirectional Austrian Czech Interconnector (BACI)	TRA-N-021	201,42	2019	Gas Connect Austria GmbH; Net4Gas	-	Non-FID	Die technische Stundenrate ist mit mind. 750.000 Nm ³ /h (0°C) geplant. (Brennwert: 11,19 kWh/Nm ³ (0°C). Rheintal ist der geografische Grenzübergangspunkt
Connection to Oberkappel	-	55-111	2022	Net4Gas	-	Non-FID	Die technischen Spezifikationen der Pipeline hängen von der finale Routenführung ab. Die genauen Grenzübergangspunkte wurden noch nicht definiert.
Upgrade of Murfeld/Ceršak interconnection	TRA-N-389	165	2020	Plinovodi d.o.o.	Murfeld (AT) / Ceršak (SI)	Non-FID	Leitungsabschnitt zwischen der Slowenischen Gasgrenzstation Ceršak und der Staatsgrenze (Slowenien/Österreich), die sich in der Mur befindet; Der slowenische FNB Plinovodi d.o.o. sieht dieses Projekt als Teil des PCI Projekts „Weitendorf-Murfeld-Ceršak-CS Kidričevo-Rogatec „ und in Verbindung mit dem OCI Interconnector 6.6 „Croatia – Slovenia (Bos-iljevo – Karlovac – Lučko – Zabok – Rogatec (SI))“.
Upgrade of Rogatec interconnection	TRA-N-390	165	2020	Plinovodi d.o.o.	-	Non-FID	
CS Kidričevo, 2nd phase of upgrade	TRA-N-094	165	2020	Plinovodi d.o.o.	-	Non-FID	
GCA Mosonmagyaróvár	TRA-N-423	153	-	Gas Connect Austria GmbH	Mosonmagyaróvár	Non-FID	Das gegenständliche Projekt würde die Flussumkehr der originären Flussrichtung der HAG ermöglichen. Die aktuelle Planung basiert auf Marktindikationen.
GCA Mosonmagyaróvár plus	TRA-N-583	618	2019	Gas Connect Austria GmbH	Mosonmagyaróvár	Non-FID	
Messstrecken Baumgarten	-	-	2016	Gas Connect Austria GmbH	-	FID	Die Abwicklung der einzelnen Projekte erfolgt in der Station Baumgarten in einer Vielzahl betroffener Systeme.

7 Vom Bedarf zur Nachfrage

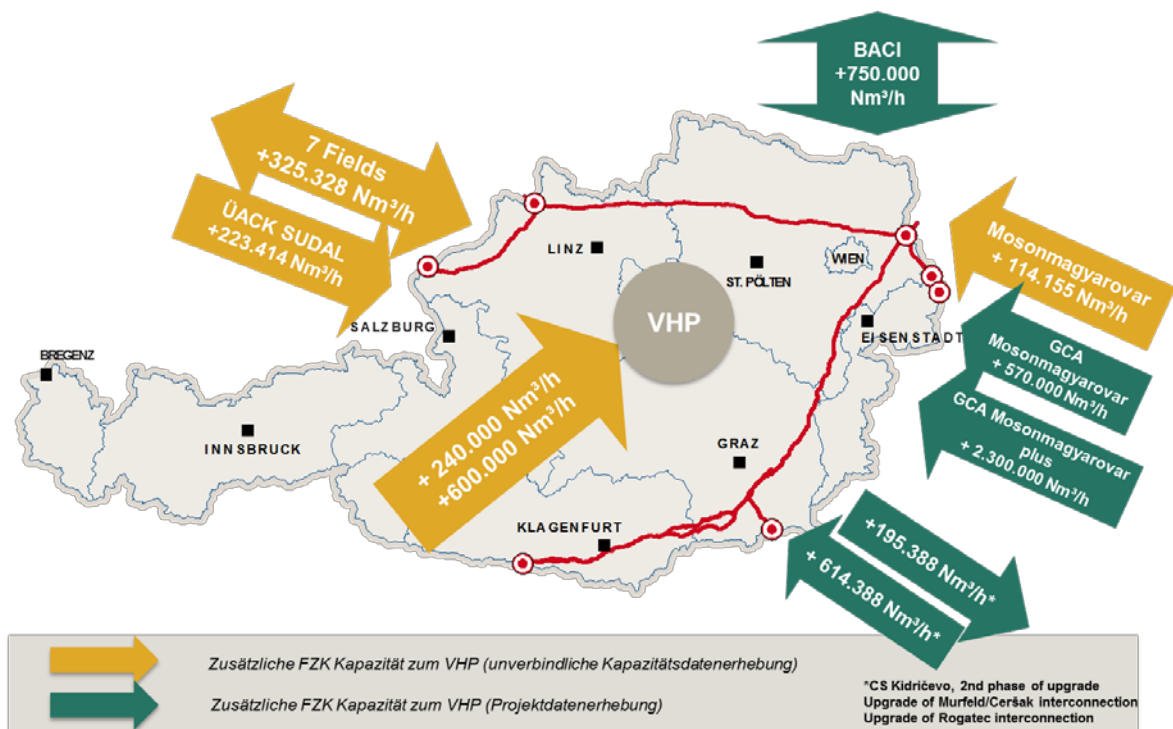
Nach Abschluss der Datenerhebung wurden die unverbindlich angemeldeten Kapazitätsbedarfe pro Ein- und Ausspeisepunkt aggregiert an den MGM übermittelt. Der MGM hat daraufhin die angemeldeten Kapazitätsbedarfe, und die übermittelten Projekte (siehe Kapitel 6, Projektdatenerhebung durch den MGM) gemeinsam mit den FNB analysiert. Ergebnis dieser Analyse ist entweder keine Unterdeckung, eine kurzfristige Unterdeckung oder eine langfristige Unterdeckung.

In Zusammenarbeit mit den FNB hat der MGM ein Kapazitätsszenario aufgrund prognostizierter langfristiger Unterdeckungen erstellt.

Für den Fall, dass die angemeldeten Kapazitätsbedarfe in keiner Unterdeckung bzw. nur in einer kurzfristigen Unterdeckung der Kapazitäten resultieren, werden diese zwar von FNB in den jeweiligen NEPs beschreiben, gehen jedoch nicht in das Kapazitätsszenario ein.

Für den KNEP 2016-2025 ergibt sich basierend auf den unverbindlich angemeldeten Kapazitätsbedarfen und der übermittelten Projekte, die die notwendigen Kriterien für die Aufnahme in das Kapazitätsszenario erfüllen (siehe Kapitel 6, Projektdatenerhebung durch den MGM) folgendes zwischen MGM und FNB abgestimmte Kapazitätsszenario:

Abbildung 3: Kapazitätsszenario

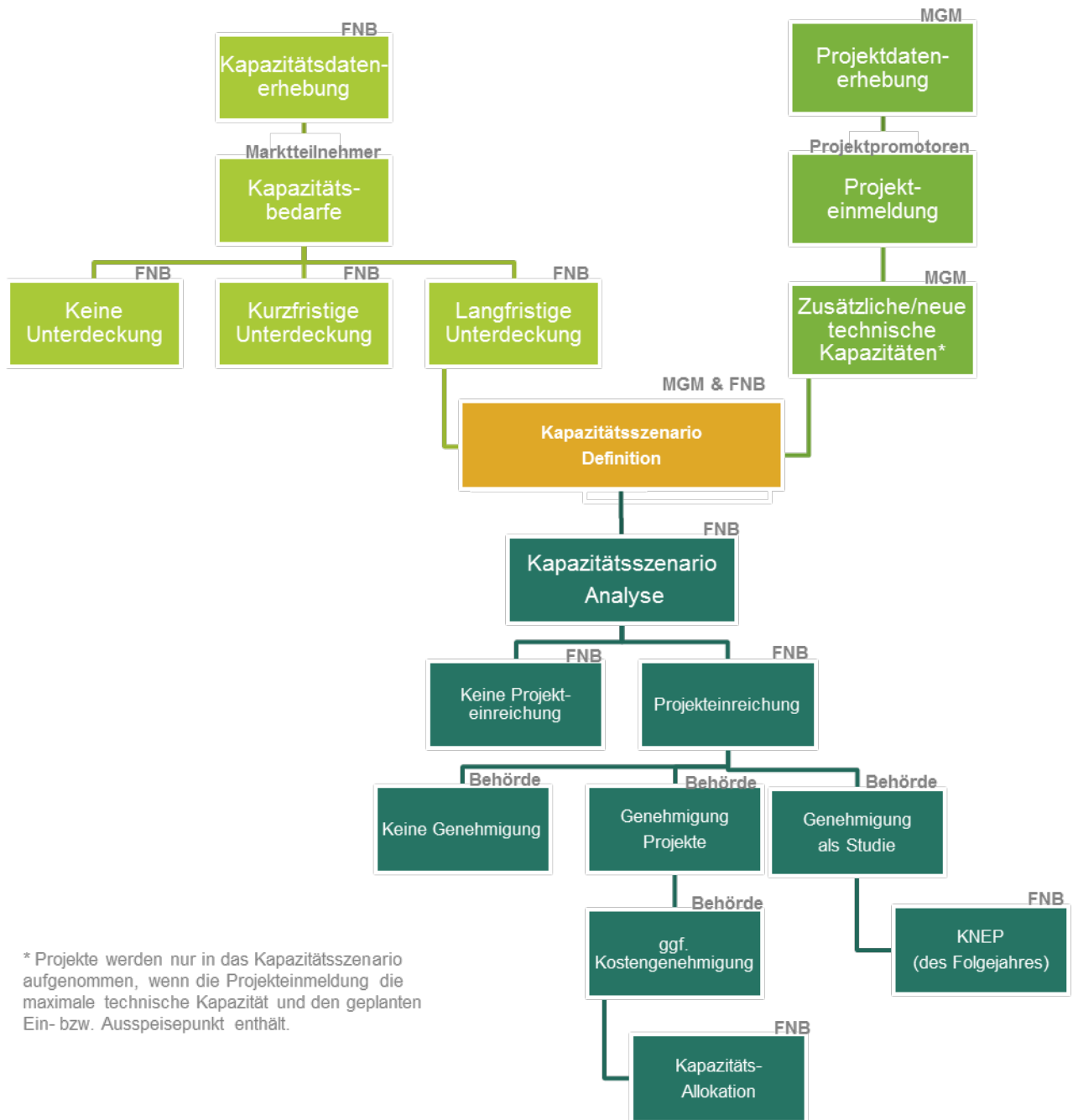


Alle in Abbildung 3 angegebenen zusätzlichen Bedarfe, basierend auf Rückmeldungen aus den unverbindlichen Kapazitätsdatenerhebungen und der Projektdatenerhebung, wurden auf ihre Auswirkungen in den NEPs von GCA und TAG auf die jeweilige Infrastruktur untersucht.

Für den Fall, dass sich aus der Analyse des Kapazitätsszenarios im jeweiligen Netzentwicklungsplan Projekte ergeben, werden diese in Kapitel 10 „Projekte National“ definiert und im Rahmen der Einreichung des Koordinierten Netzentwicklungsplans im Umfang der Netzentwicklungspläne an die Behörde zur Genehmigung übermittelt. Sofern die Behörde die eingereichten Projekte und somit die zugrundeliegenden Kosten genehmigt, wird die bindende Nachfrage der durch die Projekte zusätzlich geschaffenen Kapazität beispielsweise im Rahmen einer Auktion („Incremental Capacity Auction“) in Abstimmung mit der Behörde untersucht.

Für den Fall, dass Projekte als Studien bzw. als Konzeptionsprojekte genehmigt werden, finden die jeweiligen Projekte automatisch Eingang in den KNEP des Folgejahres um ggf. werden die Projekte in den jeweiligen NEPs der Folgejahre weiter entwickelt. In Abbildung 4 ist der gesamte beschriebene Prozess von der Kapazitätserhebung zur Ermittlung der Nachfrage auf Basis genehmigter Projekte dargestellt.

Abbildung 4: Prozess vom Bedarf zur Nachfrage



8 Netzentwicklungsplan Gas Connect Austria GmbH (GCA)

In den folgenden Kapiteln des Netzentwicklungsplans der GCA wird ein kurzer Rück- und Ausblick gegeben, sowie die den Fernleitungsnetzbetreiber GCA betreffenden Kapazitäts- bzw. Projekteinmeldungen beschrieben und analysiert. Abschließend werden die Ergebnisse der Erfüllung der Bescheidaufgabe zum (K)NEP 2015-2024 dargestellt.

8.1 Rückblick und Ausblick

Die Erfahrungen im neuen Marktmodell zeigen weiterhin eine signifikante Änderung des Kapazitätsbuchungsverhaltens. Seit 01.04.2013 hat GCA bereits 19.066* Auktionen auf PRISMA durchgeführt und es werden überwiegend kurzfristige Produkte nachgefragt. Über 99%* der verkauften Stundenraten entfallen auf Tages-, Monats- bzw. Quartalsprodukte. Damit bestätigt sich nach wie vor der eindeutige Trend zu kurzfristigen Produkten.

Die Erfahrungen aus den Auktionen der langfristigen Kapazitätsprodukte zeigen, dass der Startpreis der Auktionen den markträumenden Preis darstellt und sich daher aus diesen Auktionsergebnissen keine Engpässe ableiten lassen. Nur 1,37%* der angebotenen Auktionen endeten bisher mit einem Auktionsaufschlag, daraus lässt sich ableiten, dass bis dato das Kapazitätsangebot ausreichend ist.

Die Implementierung kurzfristiger Engpassmaßnahmen gem. §11 Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 am 01.10.2013 schafft nun seit über eineinhalb Jahren ein nahezu tägliches Mehrangebot an garantierbaren, frei zuordenbaren Kapazitäten an allen maßgeblichen Punkten der GCA. Die daraus resultierenden Kapazitäten werden vom Markt sehr gut angenommen. Ein detaillierter Überblick über kapazitätsrelevante Daten der GCA ist auf der ENTSOG Transparenzplattform veröffentlicht (<https://transparency.entsog.eu>).

Auch die Kapazitätsrückgabe (Surrender) gemäß Punkt 2.2.4. des Anhangs I zur Verordnung (EG) Nr. 715/2009 wurde vor der Umsetzungsfrist umgesetzt und kann von den Kunden vollautomatisiert im Back-End System OCB® der GCA genutzt werden. Die GCA hatte im Zuge der letzten Jahresauktionen auf PRISMA insgesamt 300 solcher Kapazitätsrückgaben zu verzeichnen. Diese wurden dem Markt in Form von zusätzlichen Kapazitäten in den Jahresauktionen angeboten. Über alle Ein- und Ausspeisepunkte betrachtet, bedeutete dies ein zusätzliches Angebot von in Summe 300 Jahren an Laufzeit.

Am 02.03.2015 hat GCA bereits zum zweiten Mal zusätzliche Kapazität („incremental capacity“) im Rahmen der Jahresauktion auf der europäischen Kapazitätsplattform PRISMA angeboten. Die zusätzlichen Kapazitäten haben sich aus den per Bescheid genehmigten Projekten (GCA 2014/01 und GCA 2014/02) am Einspeisepunkt Überackern SUDAL und betreffend Kurzstreckentransport zwischen den Punkten Überackern SUDAL und ABG ergeben. Im Zuge dieser Auktionen wurde nur ein Bruchteil der zur Verfügung angebotenen Kapazitäten vermarktet. Demnach wurde die Ausbauschwelle für die Realisierung der Projekte (GCA 2014/01 und GCA 2014/02) nicht erreicht, da die Kosten der Projekte nicht durch entsprechend langfristige Buchungen gedeckt werden konnten.

* Stand: 24.06.2015

Beginnend mit 19. Mai 2015 hat die GCA ihr Angebot an buchbaren Dienstleistungen auf PRISMA erneut erweitert. Zusätzlich zum bisherigen Portfolio werden nun auch die Kurzstreckenkapazitäten zwischen den maßgeblichen Ein- und Ausspeisepunkten Überackern ABG und Überackern SUDAL via Auktion auf PRISMA vermarktet.

Rund 51%* der angebotenen FZK Auktionen für Tagesprodukte sind erfolgreich, das heißt, die angebotene FZK Qualität wird von Kunden sehr gut angenommen.

Das übergeordnete Ziel von GCA ist es, die Kundenwünsche bestmöglich zu erfüllen und somit die Servicequalität und Kundenzufriedenheit kontinuierlich zu verbessern. Die Ergebnisse der 2013 durchgeführten Kundenzufriedenheitsumfrage werden in bestehenden Prozessen berücksichtigt und sind auch für zukünftige Entwicklungen eine wichtige Basis. GCA verzeichnet seit dem Beginn der Vermarktung von Kapazitäten in Form von Auktionen auf PRISMA einen Neukundenzuwachs von 84%.*

Als weitere Maßnahme zur Verbesserung der Kundenzufriedenheit lud die GCA am 14. November des letzten Jahres zur „Gas Convention 2014“. Die Convention war gut besucht und die Resonanz unserer Kunden äußerst positiv. Auf ausdrücklichen Kundenwunsch ist es geplant, diese Veranstaltung in regelmäßigen Abständen zu wiederholen.

GCA arbeitet kontinuierlich an der Umsetzung der europäischen Rahmenbedingungen und trägt aktiv zu einer Harmonisierung des europäischen Gasmarkts bei. Seit dem Jahr 2013 wurde bereits ein Großteil der Bestimmungen im CAM Network Code umgesetzt, der mit November 2015 in Kraft tritt. Auszugsweise handelt es sich um Regeln zu der Kapazitätsallokation, der Erstellung einer Buchungsplattform für Primär- und Sekundärmarktkapazitäten, der Vergabe von Transportkapazitäten mittels Auktionsalgorithmus und der Einführung von Engpassmanagementmaßnahmen. Darüber hinaus wurden die Bestimmungen des Balancing Network Codes sowie des Interoperability Network Codes bereits vollständig umgesetzt.

Der grenzüberschreitende Aspekt der Netzentwicklungsplanung hat für GCA eine wichtige Bedeutung, insbesondere werden Entwicklungen an Ein- und Ausspeisepunkten von angrenzenden Netzbetreibern beobachtet und berücksichtigt, die unmittelbaren Einfluss auf Transportkapazitäten des österreichischen Marktgebiets haben.

Auch organisatorisch gab es für die GCA große Herausforderungen im letzten Jahr zu meistern. So wurde im September 2014 die BOG GmbH in die GCA integriert. Das bedeutet, dass mit diesem Datum der Übergang der Vermarktungsrechte der WAG-Kapazitäten sowie aller übrigen Rechte und Verpflichtungen auf GCA erfolgte. Dies resultierte in vielen Vorteilen für unsere Kunden. So hatten sie ab diesem Zeitpunkt die Möglichkeit, auch an den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern ABG und SUDAL die beste Qualität, nämlich FZK, zu kontrahieren. Diese marktbasierende Allokation konkurrierender Kapazitäten findet einen großen Anklang bei unseren Kunden.

Ab Oktober 2015 plant die GCA die Einführung der untertägigen Vermarktung und wird auch auf diesem Feld die frühzeitige Implementierung einer europäischen Richtlinie umgesetzt haben.

Das Verständnis eines Logistikdienstleisters sieht die GCA auch in der Maximierung der angebotenen Möglichkeiten für den Kunden unter Berücksichtigung der geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen. Der Kunde soll das Recht haben, gemäß seinen Erwartungen, Dienstleistungen zu wählen. Hierbei ist zu erwähnen, dass auch langfristige Dienstleistungen für die Kunden wieder attraktiver gemacht

* Stand: 24.06.2015

werden müssen. Daher soll der langfristige Nutzen auch dem Vertragshalter zugute kommen und somit die Vertragstabilität und Versorgungssicherheit erhalten bleiben.

Zusätzlich zu den Projekten in diesem NEP stellt GCA E-Control Austria in einer vertraulichen Beilage zum NEP, welche im Rahmen der Einreichung des KNEPs an die Behörde übermittelt wird, eine Beschreibung der Ersatz- / Optimierungs- bzw. Sicherheitsinvestitionen der GCA zur Verfügung. Diese Projekte werden als vorläufige Planung bei gegebenenfalls späterer Detaillierung in Abhängigkeit des Reifegrades des jeweiligen Projekts in den zukünftigen Netzentwicklungsplänen zur Genehmigung eingereicht.

8.2 Kapazitätsdatenerhebung

GCA hat im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2015 eine unverbindliche Kapazitätsdatenerhebung über den gesamten Planungshorizont 2016-2025 von 09.03.2015 bis 30.03.2015 durchgeführt. Um ein größtmögliches Maß an Transparenz zu gewährleisten, wurde die Datenerhebung an den bestehenden Kundenkreis der im OCB® und auf PRISMA für GCA registrierten Kunden gesendet. Zusätzlich wurde die Kapazitätsdatenerhebung auf der Webseite der GCA publiziert. Die Kapazitätsdatenerhebung wurde in Form eines mit dem MGM und der TAG GmbH abgestimmten Formulars unter Abfrage der Bedarfe in GWh/a pro Punkt und Richtung durchgeführt. Neben dem zusätzlichen Kapazitätsbedarf mit Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt (VHP) wurde der zusätzliche Bedarf für Kurzstreckenkapazitäten ohne Zugang zum VHP im System der GCA erhoben. Die Teilnehmer hatten zusätzlich die Möglichkeit, Bedarfe an gebündelten Kapazitäten mit Zugang zum VHP anzugeben.

Es konnten nur Kapazitätsbedarfe in die Netzentwicklungsplanung aufgenommen werden, die innerhalb des Erhebungszeitraumes übermittelt wurden. Im nächsten Erhebungszeitraum besteht erneut die Möglichkeit unverbindliche Kapazitätsbedarfe anzumelden.

An den Abzweigpunkten in das Verteilergebiet sind im Planungszeitraum 2016-2025 aktuell keine Einschränkungen erkennbar. Die Bedarfsentwicklung des Verteilergebiets wird aufmerksam beobachtet um gegebenenfalls notwendige Maßnahmen vorausschauend planen zu können. Ergänzend dazu wurde vom Verteilergebietsmanager (AGGM) ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf vom Verteilergebiet in die Fernleitungsebene angemeldet. Die entsprechende Analyse erfolgt in den Abschnitten 8.3.3.7 und 8.3.3.8.

Des Weiteren gab es dieses Jahr auf europäischer Ebene seitens ENTSOE die Möglichkeit der verspäteten Einmeldung für Projekte für den TYNDP, die aufgrund der Nicht-Realisierung des South Stream Projektes nochmals die Chance bekamen, wieder potenzielle PCI Kandidaten zu werden. Auch diese verspätete Einmeldemöglichkeit wurde im diesjährigen KNEP Prozess beim MGM berücksichtigt und für das Projekt 6 im Abschnitt 8.3.3.6 in Anspruch genommen. Bezüglich Kapazitätsdatenerhebung gab es keine weiteren Einmeldungen nach der Marktbefragungsfrist (30.03.2015).

Von Kunden angemeldete Kapazitätsbedarfe und beim MGM angemeldete Projekte, die auf GCA Auswirkungen haben, werden für die weitere Analyse bandförmig und auf Jahresbasis dargestellt. Es wurde daher für die Projektierung jeweils der Maximalwert der angemeldeten Werte angenommen. Eine Investitionsanalyse aufgrund eines strukturierten Bedarfes ist technisch und wirtschaftlich nicht darstellbar.

8.2.1 Bedarf mit Zugang zum VHP

Tabelle 4 zeigt die Ein- und Ausspeisepunkte der GCA für Kapazität mit Zugang zum VHP welche in der Kapazitätsdatenerhebung dargestellt wurden.

Tabelle 4: Ein- und Ausspeisepunkte für Kapazität **mit Zugang zum VHP**

Kapazität mit Zugang zum VHP		
Physische Einspeisepunkte	Physische Ausspeisepunkte	Nicht-Physische Einspeisepunkte
Baumgarten (Grenze Slowakei)	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)
Oberkappel (Grenze Deutschland)	Baumgarten (Grenze Slowakei)	Murfeld (Grenze Slowenien)
Überackern ABG (Grenze Deutschland)	Oberkappel (Grenze Deutschland)	Petrzalka (Grenze Slowakei)
Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	Überackern ABG (Grenze Deutschland)	
Speicherpunkt WAG/MAB ³	Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	
Speicherpunkt 7Fields ²	Murfeld (Grenze Slowenien)	
	Petrzalka (Grenze Slowakei)	
	Speicherpunkt WAG/MAB ⁴	
	Speicherpunkt 7Fields ³	

Die übermittelten unverbindlichen Kapazitätsbedarfe spiegeln potenziell die in den Winterquartalen 2014/2015 aufgetretenen Flusssituationen wider.

Für die Einspeisepunkte Überackern SUDAL, dem Speicherpunkt 7Fields und dem Punkt Oberkappel wurden Kapazitätsbedarfe im Rahmen der Kapazitätsdatenerhebung angemeldet. Am Speichereinspeisepunkt 7Fields wurde der höchste Kapazitätsbedarf in Höhe von 3.640 MWh/h bzw. 325.328 Nm³/h (0°C) konstant über den Planungszeitraum von 2016 bis 2025 angemeldet. Am Einspeisepunkt Überackern SUDAL zeigt sich ein Kapazitätsbedarf für das Jahr 2016 in Höhe von 1.672 MWh/h bzw. 149.402 Nm³/h (0°C), für die Jahre 2017 bis 2019 in Höhe von 1.582 MWh/h bzw. 141.363 Nm³/h (0°C) und über den restlichen Planungszeitraum in Höhe von 2.500 MWh/h bzw. 223.414 Nm³/h (0°C). Dieser Kapazitätsbedarf wurde in der Kapazitätsdatenerhebung als gebündelte Kapazität angefragt. Am Einspeisepunkt Oberkappel wurde für den Zeitraum von 2016 bis 2017 ein Kapazitätsbedarf von 70 MWh/h bzw. 6.254 Nm³/h (0°C) angemeldet

² Physischer Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz der GCA aus dem Speicher 7Fields bzw aus der MAB Speichieranbindungsleitung, gem. § 74 Abs. 2 GWG 2011 nur vom Speicherbetreiber buchbar

³ Physischer Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz der GCA in den Speicher 7 Fields bzw. in die MAB Speichieranbindungsleitung, gem. § 74 Abs. 2 GWG 2011 nur vom Speicherbetreiber buchbar

8.2.2 Bedarf ohne Zugang zum VHP

Bei der diesjährigen Kapazitätsdatenerhebung wurde kein Bedarf an Kapazitäten ohne Zugang zum VHP angemeldet.

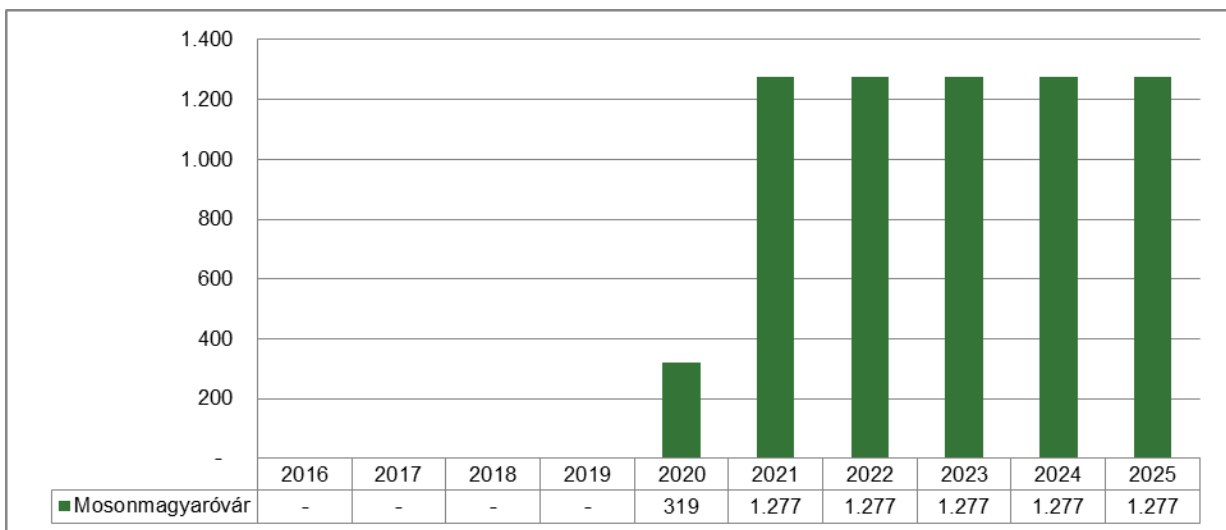
Tabelle 5: Einspeisepunkte für Kurzstreckenkapazität ohne Zugang zum VHP

Kapazität ohne Zugang zum VHP	
Physische Einspeisepunkte	Physische Ausspeisepunkte
Überackern ABG (Grenze Deutschland)	Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)
Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	Überackern ABG (Grenze Deutschland)

8.2.3 Bedarf an nicht-physischen Einspeisepunkten

Am virtuellen Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár wurde für das Jahr 2020 ein Kapazitätsbedarf in Höhe von 319 MWh/h bzw. 28.539 Nm³/h (0°C) und für den Zeitraum von 2021 bis 2025 ein konstanter Kapazitätsbedarf von 1.277 MWh/h bzw. 114.155 Nm³/h (0°C) angemeldet.

Abbildung 7: Angemeldeter Kapazitätsbedarf – Nicht-Physische Einspeisepunkte (in MWh/h)



8.3 Analyse des Kapazitätsbedarfs

Tabelle 6 zeigt alle Ein- bzw. Ausspeisepunkte an denen Bedarfe an Kapazitäten mit Zugang zum VHP im Rahmen der Kapazitätsdatenerhebung der GCA angemeldet wurden.

An grün markierten Ein- bzw. Ausspeisepunkten kann der zusätzliche Kapazitätsbedarf mit der verfügbaren Kapazität gedeckt werden. An den rot markierten Ein- bzw. Ausspeisepunkten kann der zusätzli-

che Kapazitätsbedarf mit der freien bzw. technischen Kapazität zum jetzigen Zeitpunkt nicht gedeckt werden. Für schwarz markierte Ein- bzw. Ausspeisepunkte wurde kein zusätzlicher Kapazitätsbedarf angemeldet.

Tabelle 6: Ein- und Ausspeisepunkte mit Zugang zum VHP - Bedarfe

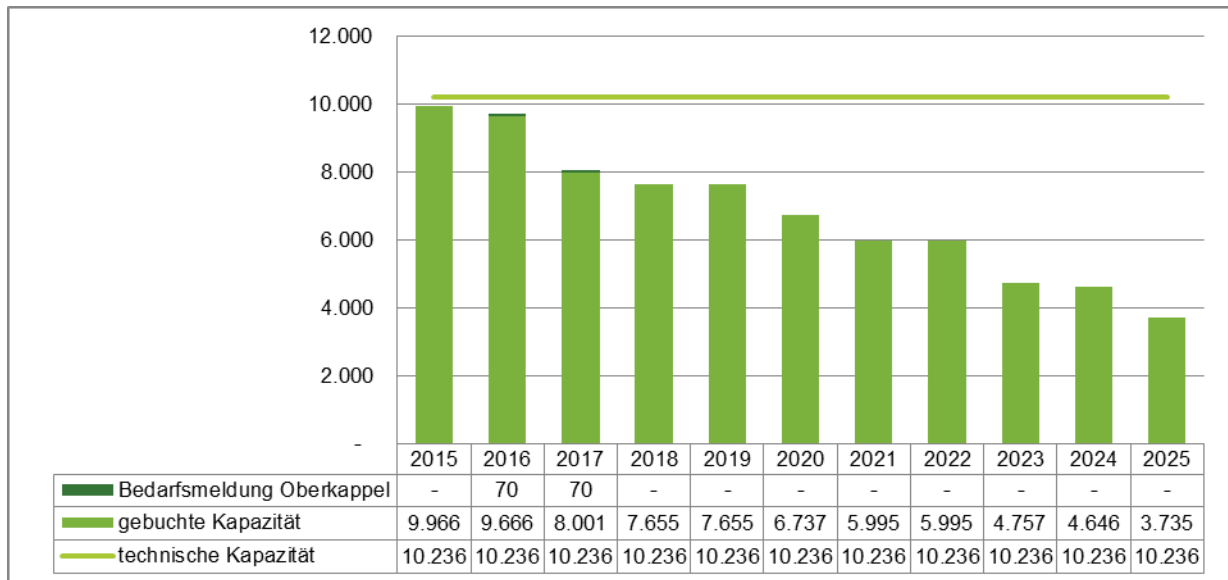
Kapazitätsbedarf mit Zugang zum VHP		
Physische Einspeisepunkte	Physische Ausspeisepunkte	Nicht-Physische Einspeisepunkte
Baumgarten (Grenze Slowakei)	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)
Oberkappel (Grenze Deutschland)	Baumgarten (Grenze Slowakei)	Murfeld (Grenze Slowenien)
Überackern ABG (Grenze Deutschland)	Oberkappel (Grenze Deutschland)	Petrzalka (Grenze Slowakei)
Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	Überackern ABG (Grenze Deutschland)	
Speicherpunkt WAG/MAB ⁵	Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	
Speicherpunkt 7Fields ⁴	Murfeld (Grenze Slowenien)	
	Petrzalka (Grenze Slowakei)	
	Speicherpunkt WAG/MAB ⁶	
	Speicherpunkt 7Fields ⁵	

8.3.1 Analyse des Kapazitätsbedarfs - keine Unterdeckung

Der angemeldete zusätzliche Kapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Oberkappel (Grenze Deutschland) in der Höhe von 70 MWh/h bzw. 6.254 Nm³/h (0°C) kann vollständig von den bestehenden verfügbaren Kapazitäten gedeckt werden (Stichtag 24.06.2015, jeweils nach den Jahres- und Quartalsauktionen des Jahres 2015), wie in Abbildung 8 dargestellt.

⁴ Physischer Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz der GCA aus dem Speicher 7Fields bzw. aus der MAB Speichieranbindungsleitung, gem. § 74 Abs. 2 GWG 2011 nur vom Speicherbetreiber buchbar

⁵ Physischer Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz der GCA in den Speicher 7 Fields bzw. in die MAB Speichieranbindungsleitung, gem. § 74 Abs. 2 GWG 2011 nur vom Speicherbetreiber buchbar

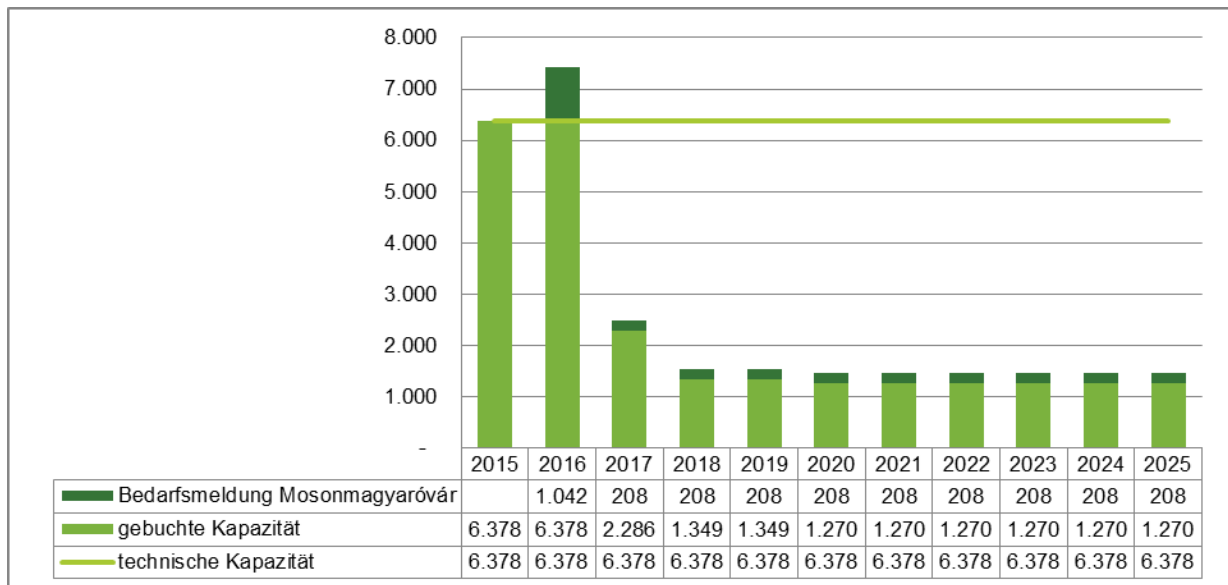
Abbildung 8: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am **Einspeisepunkt Oberkappel** (in MWh/h)

8.3.2 Analyse des Kapazitätsbedarfs - kurzfristige Unterdeckung

Der angemeldete zusätzliche Kapazitätsbedarf am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn) in der Höhe von 1.042 MWh/h bzw. 93.089 Nm³/h (0°C) im Jahr 2016 und 208 MWh/h bzw. 18.618 Nm³/h (0°C) im Zeitraum von 2017 bis 2025 kann kurzfristig im Jahr 2016 nicht von den bestehenden verfügbaren Kapazitäten gedeckt werden (Stichtag 24.06.2015, jeweils nach den Jahres- und Quartalsauktionen des Jahres 2015), wie in Abbildung 9 dargestellt.

Die Kapazität auf garantierter Basis bzw. FZK ist seit Mai 2007 auskommittiert und der zusätzliche Kapazitätsbedarf wurde erfolgreich durch Verträge auf unterbrechbarer Basis mit einem konstanten historischen Erfüllungsgrad von 100% gedeckt. Zusätzlich bietet GCA seit 01.10.2013 täglich garantierte Tageskapazitäten resultierend aus kurzfristigen Engpassmanagementverfahren gem. § 11 der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 am Punkt Mosonmagyaróvár an. Aus dem kurzfristigen Engpass in Mosonmagyaróvár lässt sich kein Kapazitätsausbaubedarf ableiten, da dieser angesichts des zeitlichen Rahmens des angemeldeten Bedarfs, und aufgrund der Vorlaufzeit von Investitionen wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen ist und der vertragliche Engpass durch das Angebot von unterbrechbaren Kapazitäten und garantierten Kapazitäten resultierend aus Engpassmanagementverfahren gedeckt werden kann. Darüber hinaus verfügt das Leitungssystem der GCA, das Österreich am Punkt Mosonmagyaróvár mit Ungarn verbindet, eine um 20% höhere technische Kapazität als das Leitungssystem des angrenzenden ungarischen FNB. Im Falle einer Anhebung der technischen Kapazität kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht gewährleistet werden, dass diese auch im ungarischen Transitleitungssystem abgeleitet werden kann.

Abbildung 9: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am **Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár** (in MWh/h)



8.3.3 Analyse des Kapazitätsbedarfes – langfristige Unterdeckung

8.3.3.1 Projekt 1a: BACI DN800

Das Projekt 1a beinhaltet die im Rahmen der letztjährigen Projektdatenerhebung angemeldeten neuen Kapazitäten am neuen Ein- und Ausspeisepunkt Reintal an der Grenze zu der Tschechischen Republik, welcher die beiden Märkte erstmalig verbindet. Gemäß dieser Projektanmeldung werden neue bidirektionale Kapazitäten von mindestens 8.392 MWh/h bzw. 750.000 Nm³/h (0°C) angegeben, daher wird das Projekt BACI mit exakt dieser Kapazität betrachtet.

Das Projekt BACI wird von GCA gemeinsam mit dem tschechischen FNB NET4GAS, s.r.o. verfolgt. 2014 wurden bereits Machbarkeitsstudien für BACI auf tschechischer und österreichischer Seite abgeschlossen. Den Machbarkeitsstudien wurden Förderungen im Rahmen des TEN-E Programms zugesagt. Zusätzlich wurde das Projekt BACI mit den technischen Parametern wie in Projekt 1a dargestellt als „Project of Common Interest“ (PCI) Nummer 6.4 in die Verordnung (EU) Nr. 1391/2013 aufgenommen. Der Fördervertrag hinsichtlich EU-Teilfinanzierung aus dem CEF Programm wurde im April 2015 unterzeichnet.

Basierend auf vorbereitenden Analysen der beiden FNB wurden zwei potenzielle Konzepte identifiziert um die beiden Märkte zu verbinden und um den Kunden zusätzliche Entry/Exit Dienstleistungen anbieten zu können.

Ein erstes mögliches Konzept stellt die Verbindung beider Märkte über den grenzquerenden Punkt Reintal an der österreichisch/tschechischen Grenze dar. Hierbei würde Entry/Exit Kapazität an diesem neuen Grenzpunkt angeboten werden.

Das zweite Konzept sieht die Möglichkeit vor, Entry Kapazitäten an bereits bestehenden und/oder an potenziell neuen Grenzpunkten in beiden Ländern zu buchen. Hierbei würde für den Kunden die Möglichkeit geschaffen werden, zusätzlich zum jeweils nationalen Virtuellen Handlungspunkt (VHP) auch den benachbarten VHP zur selben Zeit auf garantierter Basis zu erreichen. Des Weiteren würde diese erhöhte Flexibilität für beide Marktgebiete eine Drehscheibe darstellen, da die benachbarten Länder auf garantierter Basis zu erreichen wären, nämlich durch Kombination dieser neu geschaffenen Entry Kapazität mit bereits bestehender garantierter Exit Kapazität in einem der beiden Marktgebiete.

Bei der Konzeption des Projekts wurde zusätzlich der Bedarf einer Abzweigstation in das Verteilernetz gemeinsam mit dem VGM analysiert.

Der geplante Leitungsverlauf quert bei ca. km 37 die Trasse der Ebene 2 Leitung Ladendorf – Hohenau. Die Leitung Ladendorf – Hohenau wird mit 12 bar(g) betrieben. Daher ist ein Gastransport über Ladendorf hinaus Richtung Laa aufgrund der Drucksituation nicht möglich. Zudem kann die Einspeisung in diese Leitung lediglich den lokalen Absatz bedienen, der jedoch gering ist.

Eine Querverbindung weiter nördlich von Reintal nach Laa würde eine ca. 35 km lange Leitung erfordern. Somit ist eine einfache redundante Ausspeisung von Laa mit der BACI Leitung nicht darstellbar. Demnach besteht derzeit seitens des Verteilernetzes kein Bedarf an einem Ausspeisepunkt entlang dem geplanten BACI Leitungsverlauf.

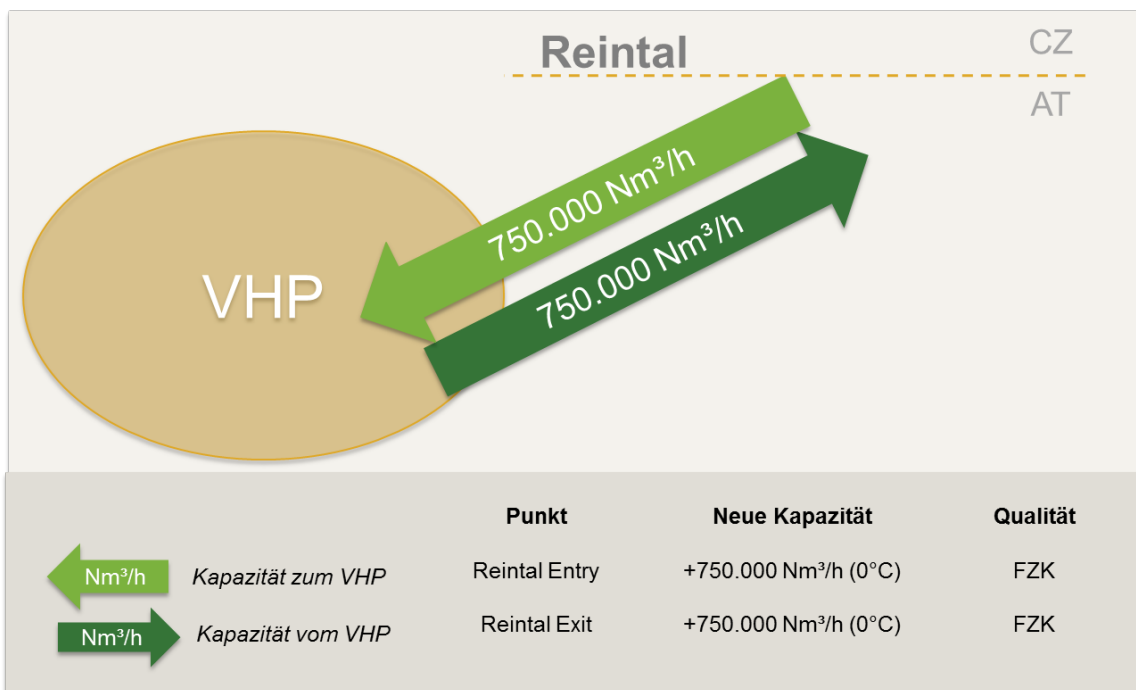
In Tabelle 7 sind relevante Daten, technische Kapazitäten und neue Kapazitäten des Projekts 1a in Nm³/h (0°C) zusammengefasst.

Tabelle 7: Kapazitätsdaten für Projekt 1a **BACI DN 800**

Punkt	System	Qualität	Richtung	Anwendbare technische Kapazität in Nm³/h (0°C)	Neue Kapazität in Nm³/h (0°C)
Reintal	BACI	FZK	Entry	0	+750.000
Reintal	BACI	FZK	Exit	0	+750.000

Das in Abbildung 10 abgebildete Flussbild veranschaulicht die neuen Kapazitäten am neuen Ein- und Ausspeisepunkt Reintal, woraus sich Projekt 1a ergibt. Gemäß des Projekts 1a werden die Kosten des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK-Basis gemäß des beschriebenen Projektes über den Planungshorizont 2016-2025 analysiert und im Projektantrag „GCA 2015/01a“ abgebildet.

Abbildung 10: Projekt 1a **BACI DN 800**



8.3.3.1.1 Technische Machbarkeit

Für eine Realisierung einer Kapazität vom neuen Einspeisepunkt Reintal mit Zugang zum VHP und einer Kapazität vom VHP zum neuen Ausspeisepunkt Reintal an der österreichisch/tschechischen Grenze jeweils in Höhe von 750.000 Nm³/h (0°C) auf FZK-Basis ist ein neues Leitungsprojekt erforderlich.

Folgende Investitionen sind für das Projekt 1a notwendig:

- Neue ÜMS – Baumgarten
- Neue VS Baumgarten
- Fernleitungsanbindung zwischen Baumgarten und Reintal
- Neue ÜMS Reintal

Umsetzungszeitraum: 4,25 Jahre, Fertigstellung: Q4 2019

Die Investitionskostenbasis 2015 beträgt Mio € xxx,xx mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt 1a wird unter den im Projektantrag „GCA 2015/01a Projekt 1a: BACI DN 800“ in Kapitel 10.2 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen als Planungsprojekt zur Genehmigung eingereicht.

Eine detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage zum NEP, welche nur im Rahmen der Einreichung des finalen KNEPs an die Behörde übermittelt wird, zu entnehmen.

8.3.3.1.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Die endgültige Planung für die Kapazitätsallokation für BACI betreffend Projekt 1a ist zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen, da dieses Leitungsprojekt ein Potenzial zur Marktintegration hat und abhängig von der finalen Ausgestaltung eine punktspezifische Nachfrage am neu geschaffenen Ein- und Ausspeisepunkt nicht zwingend notwendig ist. Im Mai 2015 wurde gemeinsam mit dem tschechischen Fernleitungsnetzbetreiber NET4GAS, s.r.o. eine Marktbefragung durchgeführt. Zwar gab es mengenmäßig betrachtet keine große Nachfrage nach bidirektionalen Kapazitäten, jedoch wird seitens der Kunden gemäß der Marktbefragung die mögliche Marktintegration eindeutig als bevorzugtes Modell angesehen. Die Allokation der zusätzlich zu schaffenden Kapazität resultierend aus dem Projekt 1a, ob über eine Marktintegration, oder durch punktspezifische Nachfrageermittlung plant GCA in Form einer Auktion. Der Prozess einer entsprechenden Kapazitätsvergabe wird in enger Abstimmung mit der Behörde definiert und vorbehaltlich der technischen Möglichkeiten umgesetzt.

8.3.3.2 Projekt 1b: BACI DN1200

Das Projekt 1b beinhaltet die im Rahmen der letztjährigen Projektdatenerhebung angemeldeten neuen Kapazitäten am neuen Ein- und Ausspeisepunkt Reintal an der Grenze zu der Tschechischen Republik, welcher die beiden Märkte erstmalig verbindet. Gemäß dieser Projektanmeldung werden neue bidirektionale Kapazitäten von mindestens 16.561 MWh/h bzw. 1.480.000 Nm³/h (0°C) angegeben, daher wird das Projekt BACI mit exakt dieser Kapazität betrachtet.

Das Projekt BACI wird von GCA gemeinsam mit dem tschechischen FNB NET4GAS, s.r.o. verfolgt. 2014 wurden bereits Machbarkeitsstudien für BACI auf tschechischer und österreichischer Seite abgeschlossen. Den Machbarkeitsstudien wurden Förderungen im Rahmen des TEN-E Programms zugesagt.

Basierend auf vorbereitenden Analysen der beiden FNB wurden zwei potenzielle Konzepte identifiziert um die beiden Märkte zu verbinden und um den Kunden zusätzliche Entry/Exit Dienstleistungen anbieten zu können.

Ein erstes mögliches Konzept stellt die Verbindung beider Märkte über den grenzquerenden Punkt Reintal an der österreichisch/tschechischen Grenze dar. Hierbei würde Entry/Exit Kapazität an diesem neuen Grenzpunkt angeboten werden.

Das zweite Konzept sieht die Möglichkeit vor, Entry Kapazitäten an bereits bestehenden und/oder an potenziell neuen Grenzpunkten in beiden Ländern zu buchen. Hierbei würde den Kunden die Möglichkeit geschaffen werden, zusätzlich zum jeweils nationalen Virtuellen Handlungspunkt (VHP) auch den benachbarten VHP zur selben Zeit auf garantierter Basis zu erreichen. Des Weiteren würde diese erhöhte Flexibilität für beide Marktgebiete eine Drehscheibe darstellen, da die benachbarten Länder auf garantierter Basis zu erreichen wären nämlich durch Kombination dieser neu geschaffenen Entry Kapazität mit bereits bestehender garantierter Exit Kapazität in einem der beiden Marktgebiete.

Bei der Konzeption des Projekts wurde zusätzlich der Bedarf einer Abzweigstation in das Verteilernetz gemeinsam mit dem VGM analysiert.

Der geplante Leitungsverlauf quert bei ca. km 37 die Trasse der Ebene 2 Leitung Ladendorf – Hohenau. Die Leitung Ladendorf – Hohenau wird mit 12 bar(g) betrieben. Daher ist ein Gastransport über

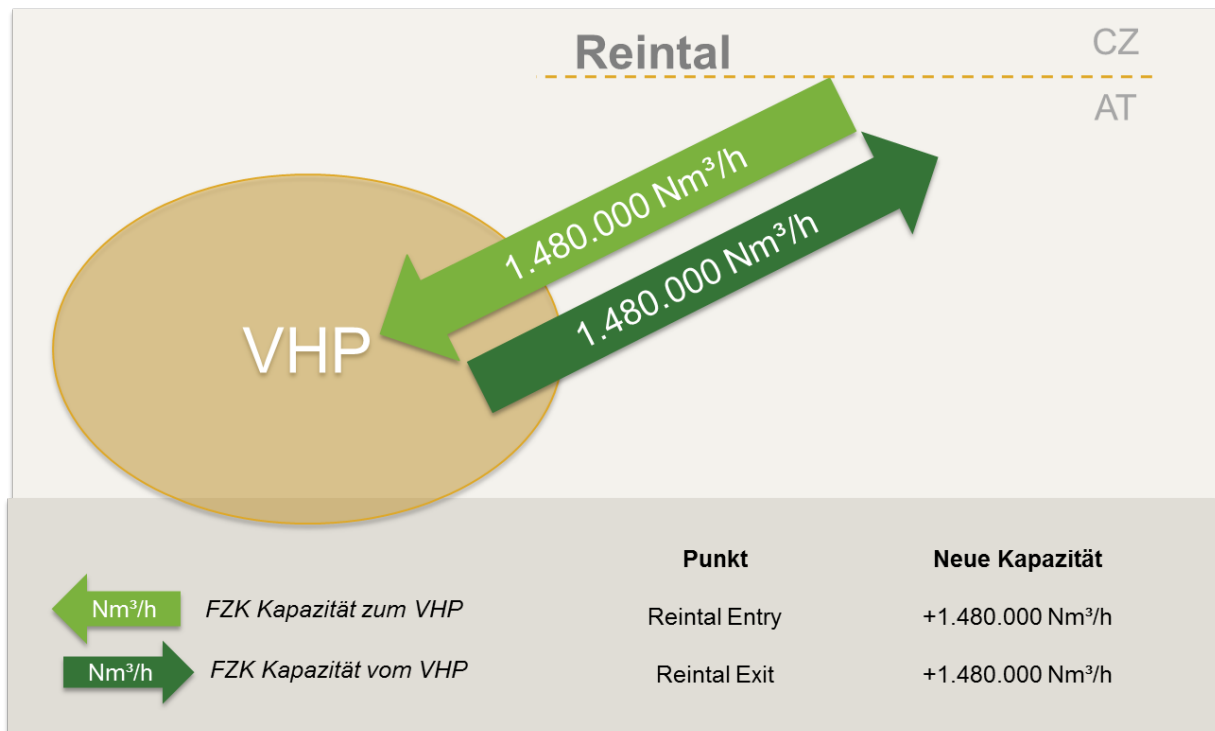
Ladendorf hinaus Richtung Laa aufgrund der Drucksituation nicht möglich. Zudem kann die Einspeisung in diese Leitung lediglich den lokalen Absatz bedienen, der jedoch gering ist. Eine Querverbindung weiter nördlich von Reintal nach Laa würde eine ca. 35 km lange Leitung erfordern. Somit ist eine einfache redundante Ausspeisung von Laa mit der BACI Leitung nicht darstellbar. Demnach besteht derzeit seitens des Verteilernetzes kein Bedarf an einem Ausspeisepunkt entlang dem geplanten BACI Leitungsverlauf.

In Tabelle 8 sind relevante Daten, technische Kapazitäten und neue Kapazitäten des Projekts 1b in Nm³/h (0°C) zusammengefasst.

Tabelle 8: Kapazitätsdaten für Projekt 1b **BACI DN 1200**

Punkt	System	Qualität	Richtung	Anwendbare technische Kapazität in Nm ³ /h (0°C)	Neue Kapazität in Nm ³ /h (0°C)
Reintal	BACI	FZK	Entry	0	+1.480.000
Reintal	BACI	FZK	Exit	0	+1.480.000

Das in Abbildung 11 abgebildete Flussbild veranschaulicht die neuen Kapazitäten am neuen Ein- und Ausspeisepunkt Reintal, woraus sich Projekt 1b ergibt. Gemäß des Projekts 1b werden die Kosten des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK-Basis gemäß des beschriebenen Projektes über den Planungshorizont 2016-2025 analysiert und im Projektantrag als Planungsprojekt „GCA 2015/01b“ abgebildet.

Abbildung 11: Projekt 1b **BACI DN 1200**

8.3.3.2.1 Technische Machbarkeit

Für eine Realisierung einer Kapazität vom neuen Einspeisepunkt Reintal mit Zugang zum VHP und einer Kapazität vom VHP zum neuen Ausspeisepunkt Reintal an der österreichisch/tschechischen Grenze jeweils in Höhe von 1.480.000 Nm³/h (0°C) auf FZK-Basis ist ein neues Leitungsprojekt erforderlich.

Folgende Investitionen sind für das Projekt 1b notwendig:

- Neue ÜMS – Baumgarten
- Neue VS Baumgarten
- Fernleitungsanbindung zwischen Baumgarten und Reintal
- Neue ÜMS Reintal

Umsetzungszeitraum: 4,25 Jahre, Fertigstellung: Q4 2019

Die Investitionskostenbasis 2015 beträgt Mio € xxx,xx mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt 1b wird unter den im Projektantrag „GCA 2015/01b Projekt 1b: BACI DN 1200“ in Kapitel 10.2 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen als Planungsprojekt zur Genehmigung eingereicht.

Eine detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage zum NEP, welche nur im Rahmen der Einreichung des finalen KNEPs an die Behörde übermittelt wird, zu entnehmen.

8.3.3.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Die endgültige Planung für die Kapazitätsallokation für BACI betreffend Projekt 1b ist zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen, da dieses Leitungsprojekt ein Potenzial zur Marktintegration hat und abhängig von der finalen Ausgestaltung eine punktspezifische Nachfrage am neu geschaffenen Ein- und Ausspeisepunkt nicht zwingend notwendig ist. Im Mai 2015 wurde gemeinsam mit dem tschechischen Fernleitungsnetzbetreiber NET4GAS, s.r.o. eine Marktbefragung durchgeführt. Zwar gab es mengenmäßig betrachtet keine große Nachfrage nach bidirektionalen Kapazitäten, jedoch wird seitens der Kunden gemäß der Marktbefragung die mögliche Marktintegration eindeutig als bevorzugtes Modell angesehen. Die Allokation der zusätzlich zu schaffenden Kapazität resultierend aus dem Projekt 1b, ob über eine Marktintegration, oder durch punktspezifische Nachfrageermittlung plant GCA in Form einer Auktion. Der Prozess einer entsprechenden Kapazitätsvergabe wird in enger Abstimmung mit der Behörde definiert und vorbehaltlich der technischen Möglichkeiten umgesetzt.

8.3.3.3 Projekt 2: Entry/Exit Überackern

Das Projekt 2 beinhaltet alle im Rahmen der Kapazitätsdatenerhebung angemeldeten zusätzlichen Bedarfe an den Einspeisepunkten Überackern SUDAL, ABG und dem Speichereinspeisepunkt 7Fields und an den Ausspeisepunkten Überackern SUDAL, ABG und dem Speicherausspeisepunkt 7Fields und bildet die Bedarfe aggregiert ab.

Es wurden Kapazitätsbedarfe in der Höhe von 3.640 MWh/h bzw. 325.328 Nm³/h (0°C) am Speichereinspeisepunkt 7Fields angemeldet und Maximalbedarfe in Höhe von 2.500 MWh/h bzw. 223.414 Nm³/h (0°C) am Einspeisepunkt Überackern SUDAL. Am Speicherausspeisepunkt 7Fields wurde ein korrespondierender Bedarf in Höhe von 3.640 MWh/h bzw. 325.328 Nm³/h (0°C) angemeldet.

Der zusätzliche Kapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Überackern SUDAL wurde als gebündelte Kapazität angefragt.

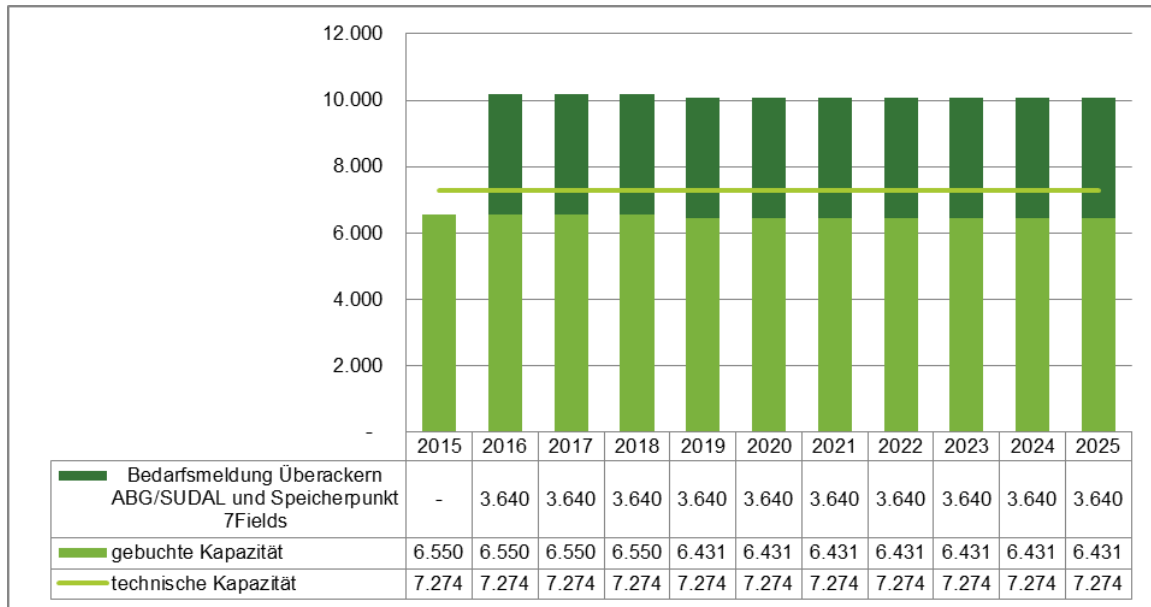
Die Höhe der technisch verfügbaren Kapazität ist am Einspeisepunkt Überackern mit 4.750 MWh/h bzw. 424.500 Nm³/h (0°C) begrenzt⁶. Am Ausspeisepunkt beträgt die anwendbare technische Kapazität 7.274 MWh/h bzw. 650.000 Nm³/h (0°C)⁷. Sowohl der zusätzliche Bedarf an Einspeisekapazitäten als auch der Bedarf an Ausspeisekapazitäten können langfristig nicht mit bestehenden verfügbaren Kapazitäten gedeckt werden.

In Tabelle 9 sind relevante Daten, technische Kapazitäten und Mehrbedarfe des Projekts 2 in Nm³/h (0°C) zusammengefasst.

⁶ Die anwendbare Kapazität für die Einspeisepunkte Überackern SUDAL, ABG und den Speicherpunkt 7Fields ist ident, da diese Punkte zueinander in Konkurrenz stehen.

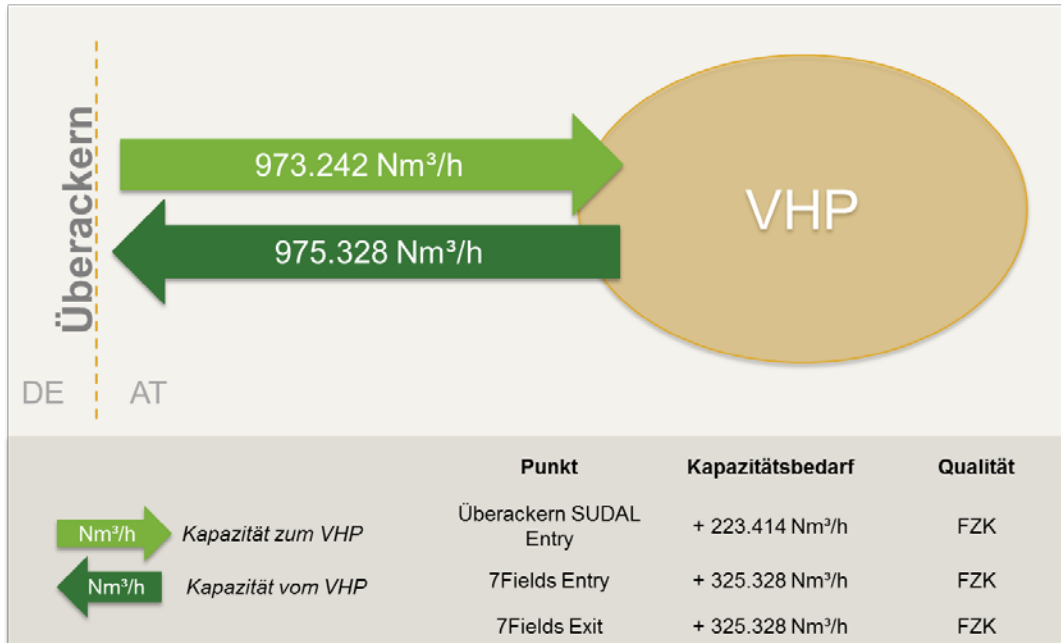
⁷ Die anwendbare Kapazität für die Ausspeise Überackern SUDAL, ABG und den Speicherpunkt 7Fields ist ident, da diese Punkte zueinander in Konkurrenz stehen.

Abbildung 13: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am **Ausspeisepunkt Überackern** (in MWh/h)



Das in Abbildung 14 abgebildete Flussbild veranschaulicht alle zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarfe am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern, woraus sich Projekt 2 ergibt. Gemäß des Projekts 2 werden die Kosten des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK-Basis gemäß des beschriebenen aggregierten Kapazitätsbedarfs über den Planungshorizont 2016-2025 analysiert und im Projektantrag „GCA 2015/02“ abgebildet.

Abbildung 14: Projekt 2 Entry/Exit **Überackern**



8.3.3.3.1 Technische Machbarkeit

Die Analyse des Projekts 2 zeigt, dass für eine Realisierung einer Kapazität vom Einspeisepunkt Überackern zum VHP auf FZK-Basis von insgesamt 973.242 Nm³/h (0°C) und einer Kapazität vom VHP zum Ausspeisepunkt Überackern von insgesamt 975.328 Nm³/h (0°C) eine Erhöhung des Gas-Einspeisedrucks für den Gegenfluss notwendig ist. Die neuen Druckvoraussetzungen und die erhöhte Durchflussmenge erfordern zusätzlich einen neuen Filterseparator um einen unterbrechungsfreien Betrieb zu gewährleisten.

Folgende Investitionen sind für das Projekt 2 notwendig:

- Neue VS-Überackern
- Modifikation ÜMS Überackern: Tausch der Anbindungspunkte der grenzquerenden Leitungen der Schienen SUDAL und ABG und Installation eines zusätzlichen Filterseparators auf der zukünftigen ABG Schiene.
- Teilloop Penta West
- Modifikation der ÜMS Neustift
- Teilloop WAG

Umsetzungszeitraum: 4,5 Jahre, Fertigstellung: Q2 2020

Die Investitionskostenbasis 2015 beträgt Mio € XXX mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt 2 wird unter den im Projektantrag „GCA 2015/02 Projekt 2: Entry/Exit Überackern“ in Kapitel 10.2 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.

Der Abschluss einer Druckunterstützungsvereinbarung mit dem vorgelagerten Netzbetreiber ist bis zum Genehmigungszeitpunkt nicht realistisch. Daher werden die notwendigen Maßnahmen zur Druck- und

Kapazitätserhöhung auf österreichischer Seite untersucht. GCA ist bestrebt technisch effektive und effiziente Lösungen an den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern SUDAL und Überackern ABG durch die Zusammenarbeit mit dem angrenzenden Netzbetreiber zu erreichen. Die Entwicklung des Kapazitätsbedarfs an den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern SUDAL und Überackern ABG wird aufmerksam beobachtet und in Abstimmung mit dem angrenzenden Netzbetreiber – insbesondere hinsichtlich des Angebots zur Druckunterstützung im Falle der Wirtschaftlichkeit des Projektes – analysiert.

Eine detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage zum NEP, welche nur im Rahmen der Einreichung des finalen KNEPs an die Behörde übermittelt wird, zu entnehmen.

8.3.3.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Die Allokation der zusätzlich zu schaffenden Kapazität resultierend aus dem Projekt 2 betreffend den Punkt Überackern plant GCA in Form einer Auktion. Jedenfalls wird für die Vergabe der zusätzlichen Kapazitäten am Punkt Überackern die Konkurrenzsituation der Punkte Überackern und Oberkappel zu berücksichtigen sein. Der Prozess einer entsprechenden Kapazitätsvergabe wird in enger Abstimmung mit der Behörde definiert und vorbehaltlich der technischen Möglichkeiten umgesetzt.

8.3.3.4 Projekt 3: Entry/Exit Überackern - Maximum

Das Projekt 3 beinhaltet den Vollausbau der Penta West. Dieses Projekt basiert auf keinen angemeldeten Bedarfen der Marktteilnehmer, sondern wurde durch die GCA erstellt, um eine mögliche Maximalvariante abzubilden und um etwaig alternative Routen für potenzielle Speicheranbindungen zu untersuchen.

8.3.3.4.1 Technische Machbarkeit

In der Maximalvariante muss in Überackern eine zusätzliche Verdichterstation für den Transport Richtung Oberkappel errichtet werden. Die Mess- und Filterkapazität der SUDAL Schiene ist zu erhöhen.

Die Leitung Penta West wird von Überackern bis Neustift gedoppelt. Um die resultierende maximale Menge über die WAG zum Knoten Baumgarten zu bringen (1.930.000 Nm³/h) ist der WAG Loop zu schließen (Vollständiger Loop der WAG). Im Weiteren ist eine Adaptierung der zwei Verdichterstationen entlang der WAG sowie Adaptierungen in Baumgarten zur Ableitung der Kapazitäten notwendig.

Die ÜMS Neustift muss an die neuen Kapazitätswerte angepasst werden. Die Verrohrung der Verdichterstation in Neustift ist auf die neue Transportkapazität anzupassen, inklusive einer zusätzlichen Verdichtereinheit für die Betriebskonfiguration 3+1.

Folgende Investitionen sind für das Projekt 3 notwendig:

- Neue VS-Überackern
- Modifikation ÜMS Überackern
- Loop Penta West
- Modifikation der ÜMS und VS Neustift
- Loop WAG

- Modifikationen der VS Rainbach und Kirchberg
- Verrohrung in Baumgarten

Umsetzungszeitraum: 6 Jahre, Fertigstellung: Q2 2021

Die Investitionskostenbasis 2015 beträgt Mio € XXX mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt 3 wird unter den im Projektantrag „GCA 2015/03 Projekt 3: Entry/Exit Überackern - Maximum“ in Kapitel 10.2 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen als Planungsprojekt zur Genehmigung eingereicht.

Eine detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage zum NEP, welche nur im Rahmen der Einreichung des finalen KNEPs an die Behörde übermittelt wird, zu entnehmen.

8.3.3.4.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Die Allokation der zusätzlich zu schaffenden Kapazität resultierend aus dem Projekt 3 betreffend den Punkt Überackern plant GCA in Form einer Auktion. Jedenfalls wird für die Vergabe der zusätzlichen Kapazitäten am Punkt Überackern die Konkurrenzsituation der Punkte Überackern und Oberkappel zu berücksichtigen sein. Der Prozess einer entsprechenden Kapazitätsvergabe wird in enger Abstimmung mit der Behörde definiert und vorbehaltlich der technischen Möglichkeiten umgesetzt.

8.3.3.5 Projekt 4: Entry Mosonmagyaróvár - Minimum

Das Projekt 4 beinhaltet die im Rahmen der Kapazitätsdatenerhebung angemeldeten neuen Kapazitäten am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár an der Grenze zu Ungarn. Die entsprechende Anmeldung gibt neue technische Kapazitäten von 1.277 MWh/h bzw. 114.155 Nm³/h (0°C) an. Der Kapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár wurde als gebündelte Kapazität angefragt. Da der vorgelagerte Netzbetreiber aktuell nicht an PRISMA angebunden ist und um zukünftig die gebündelte Vermarktung an diesem Punkt zu ermöglichen, wird zur Zeit unter der Führung der europäischen Regulatorvereinigung ACER an möglichen Lösungen zur Verbindung von Vermarktungsplattformen gearbeitet.

Am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár existiert gegenwärtig keine technisch anwendbare Kapazität, Transporte erfolgen nur auf unterbrechbarer virtueller Basis.

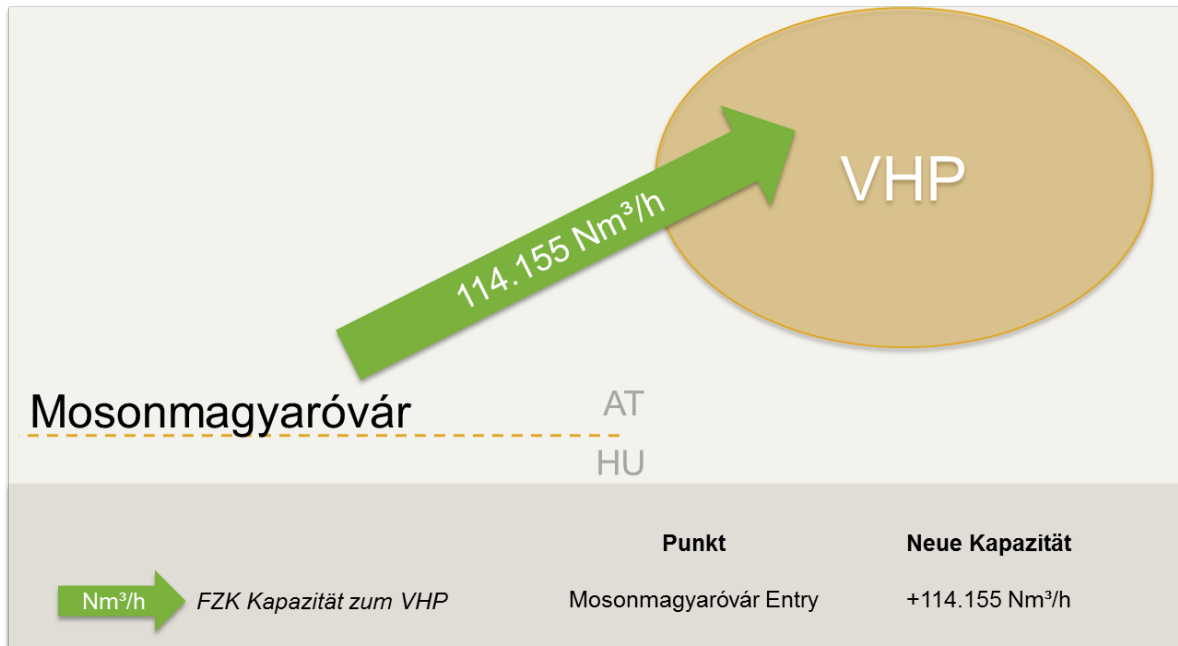
In Tabelle 10 sind relevante Daten, technische Kapazitäten und neue Kapazitäten des Projekts 4 in Nm³/h (0°C) zusammengefasst.

Tabelle 10: Kapazitätsdaten für Projekt 4 Entry Mosonmagyaróvár - Minimum

Punkt	System	Qualität	Richtung	Anwendbare technische Kapazität in Nm ³ /h	Neue bzw. zusätzliche Kapazität in Nm ³ /h
Mosonmagyaróvár	HAG	FZK	Entry	0	+114.155

Das in Abbildung 15 abgebildete Flussbild veranschaulicht die neuen Kapazitäten am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár, woraus sich Projekt 4 ergibt. Gemäß des Projekts 4 werden die Kosten des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK-Basis gemäß des beschriebenen Projektes über den Planungshorizont 2016-2025 analysiert und im Projektantrag „GCA 2015/04“ abgebildet.

Abbildung 15: Projekt 4 **Entry Mosonmagyaróvár - Minimum**



8.3.3.5.1 Technische Machbarkeit

Für die Realisierung einer Kapazität vom Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zum VHP auf FZK-Basis von 114.155 Nm^3/h (0°C) ist eine Erhöhung des Gas-Ausspeisedrucks an der Messstation HAG MS in Baumgarten in Gegenflussrichtung notwendig. Um die neuen Druckvoraussetzungen zu ermöglichen, muss die bestehende Messstation HAG MS für den Transport zum VHP modifiziert werden.

Folgende Investitionen sind für Projekt 4 notwendig:

- Modifikation HAG MS: Filterseparator, Messstrecken, Regelung, Verrohrung
- Erweiterung im Knoten Baumgarten

Umsetzungszeitraum: 1,25 Jahre, Fertigstellung: Q3 2017

Die Investitionskostenbasis 2015 beträgt Mio € xx,xx mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt 4 wird unter den im Projektantrag „GCA 2015/04 Projekt 4: Entry Mosonmagyaróvár - Minimum“ in Kapitel 10.2 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.

Der Abschluss einer Druckunterstützungsvereinbarung mit dem vorgelagerten Netzbetreiber ist bis zum Genehmigungszeitpunkt nicht realistisch. Daher werden die notwendigen Maßnahmen zur Druck- und Kapazitätserhöhung auf österreichischer Seite untersucht. GCA ist bestrebt, technisch effektive Lösun-

gen am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár durch die Zusammenarbeit mit dem angrenzenden Netzbetreiber zu erreichen. Die Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár wird aufmerksam beobachtet und in Abstimmung mit dem angrenzenden Netzbetreiber – insbesondere hinsichtlich des Angebots zur Druckunterstützung – analysiert.

Eine detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage zum NEP, welche nur im Rahmen der Einreichung des finalen KNEPs an die Behörde übermittelt wird, zu entnehmen.

8.3.3.5.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Die endgültige Planung für die Kapazitätsallokation für das Projekt betreffend Projekt 4 ist zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen, da der Prozess, wie man unterschiedliche Vermarktungsplattformen miteinander verbinden kann, noch nicht final abgestimmt ist. Die endgültige Kapazitätsallokation erfolgt in Abstimmung mit der Behörde und wird vorbehaltlich der technischen und organisatorischen Möglichkeiten umgesetzt.

8.3.3.6 Projekt 5: Entry Mosonmagyaróvár - Base

Das Projekt 5 beinhaltet die im Rahmen der Projektdatenerhebung angemeldeten neuen Kapazitäten am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár an der Grenze zu Ungarn. Die entsprechende Anmeldung gibt neue technische Kapazitäten von 6.378 MWh/h bzw. 570.000 Nm³/h (0°C) an.

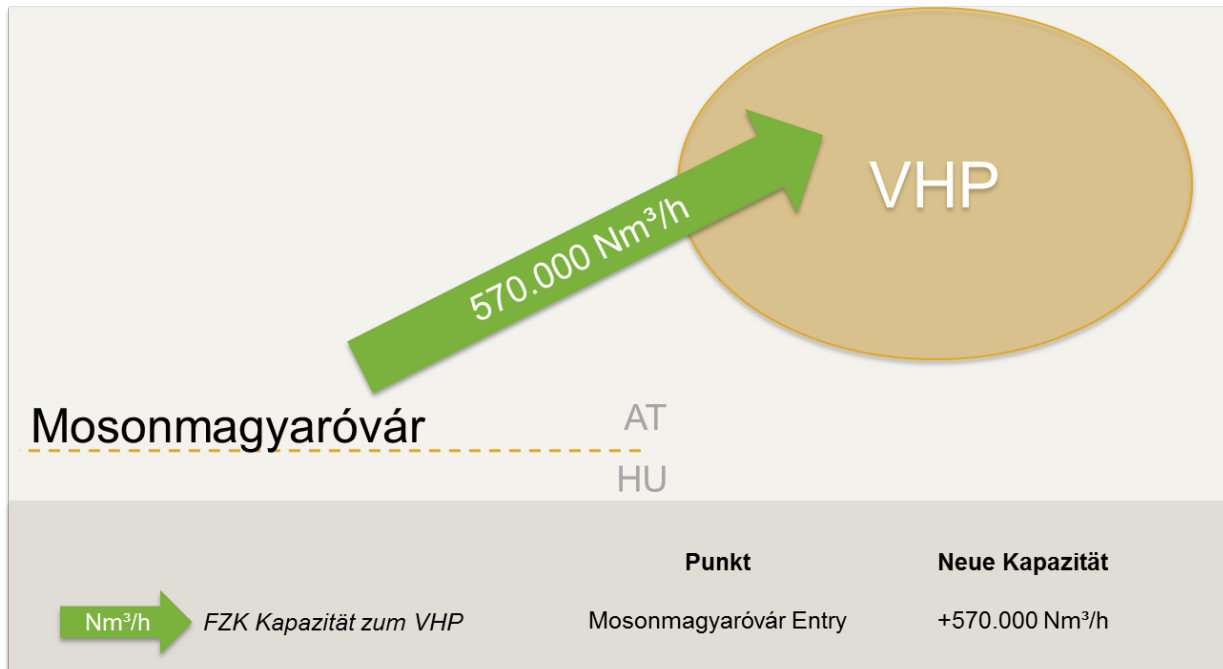
Am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár existiert gegenwärtig keine technisch anwendbare Kapazität, Transporte erfolgen nur auf unterbrechbarer virtueller Basis.

In Tabelle 11 sind relevante Daten, technische Kapazitäten und neue Kapazitäten des Projekts 5 in Nm³/h (0°C) zusammengefasst.

Tabelle 11: Kapazitätsdaten für Projekt 5 Entry Mosonmagyaróvár - Base

Punkt	System	Qualität	Richtung	Anwendbare technische Kapazität in Nm ³ /h	Neue bzw. zusätzliche Kapazität in Nm ³ /h
Mosonmagyaróvár	HAG	FZK	Entry	0	+570.000

Das in Abbildung 16 abgebildete Flussbild veranschaulicht die neuen Kapazitäten am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár, woraus sich Projekt 5 ergibt. Gemäß des Projekts 5 werden die Kosten des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK-Basis gemäß des beschriebenen Projektes über den Planungshorizont 2016-2025 analysiert und im Projektantrag „GCA 2015/05“ abgebildet.

Abbildung 16: Projekt 5 Entry **Mosonmagyaróvár - Base**

8.3.3.6.1 Technische Machbarkeit

Für die Realisierung einer Kapazität vom Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zum VHP auf FZK-Basis von 570.000 Nm^3/h (0°C) ist eine Erhöhung des Gas-Ausspeisedrucks an der Messstation HAG MS in Baumgarten in Gegenflussrichtung notwendig. Um die neuen Druckvoraussetzungen zu ermöglichen muss eine zusätzliche Verdichterstation VS HAG für den Transport zum VHP errichtet werden und die bestehende Messstation HAG MS modifiziert werden.

Folgende Investitionen sind für das Projekt 5 notwendig:

- Modifikation HAG MS: Filterseparator, Messstrecken, Regelung, Verrohrung
- Neue VS HAG
- Erweiterung im Knoten Baumgarten

Umsetzungszeitraum: 3,5 Jahre, Fertigstellung: Q1 2020

Die Investitionskostenbasis 2015 beträgt Mio € xx,xx mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt 5 wird unter den im Projektantrag „GCA 2015/05 Projekt 5: Entry Mosonmagyaróvár - Base“ in Kapitel 10.2 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.

Der Abschluss einer Druckunterstützungsvereinbarung mit dem vorgelagerten Netzbetreiber ist bis zum Genehmigungszeitpunkt nicht realistisch. Daher werden die notwendigen Maßnahmen zur Druck- und Kapazitätserhöhung auf österreichischer Seite untersucht. GCA ist bestrebt technisch effektive Lösungen am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár durch die Zusammenarbeit mit dem angrenzenden Netzbetreiber zu erreichen. Die Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár wird

aufmerksam beobachtet und in Abstimmung mit dem angrenzenden Netzbetreiber – insbesondere hinsichtlich des Angebots zur Druckunterstützung – analysiert.

Eine detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage zum NEP, welche nur im Rahmen der Einreichung des finalen KNEPs an die Behörde übermittelt wird, zu entnehmen.

8.3.3.6.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Die endgültige Planung für die Kapazitätsallokation für das Projekt betreffend Projekt 5 ist zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen, da der Prozess, wie man unterschiedliche Vermarktungsplattformen miteinander verbinden kann, noch nicht final abgestimmt ist. Es ist geplant, im Herbst 2015 gemeinsam mit dem ungarischen Fernleitungsnetzbetreiber FGSZ ZRT. und dem rumänischen Fernleitungsnetzbetreiber S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. eine unverbindliche Open Season Prozedur durchzuführen. Die endgültige Kapazitätsallokation erfolgt in Abstimmung mit der Behörde und wird vorbehaltlich der technischen und organisatorischen Möglichkeiten umgesetzt.

8.3.3.7 Projekt 6: Mosonmagyaróvár plus

Das Projekt 6 beinhaltet die im Rahmen der Projektdatenerhebung angemeldeten neuen Kapazitäten am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár an der Grenze zu Ungarn. Die entsprechende Anmeldung gibt neue technische Kapazitäten von 25.737 MWh/h bzw. 2.300.000 Nm³/h (0°C) an. Ursprünglich wurden von FGSZ an GCA prognostizierte Kapazitätsdaten von 18 bcma Nm³/h (15°C) (= 1.951.147 Nm³/h (0°C)) gemeldet. Im Zuge einer effizienten Projektierung und da mit keinen signifikanten Mehrkosten zu rechnen ist, erhöhte die GCA diesen Wert jedoch auf 25.737 MWh/h bzw. 2.300.000 Nm³/h (0°C).

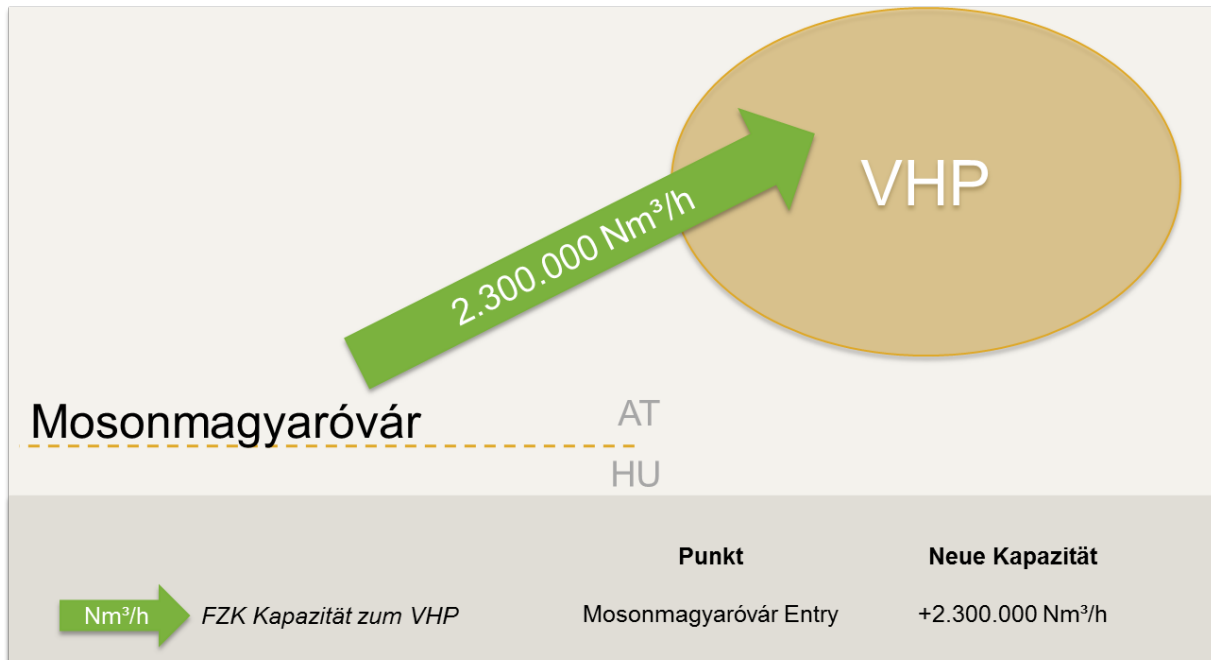
Am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár existiert gegenwärtig keine technisch anwendbare Kapazität, Transporte erfolgen nur auf unterbrechbarer virtueller Basis.

In Tabelle 12 sind relevante Daten, technische Kapazitäten und neue Kapazitäten des Projekts 6 in Nm³/h (0°C) zusammengefasst.

Tabelle 12: Kapazitätsdaten für Projekt 6 Mosonmagyaróvár plus

Punkt	System	Qualität	Richtung	Anwendbare technische Kapazität in Nm ³ /h	Neue bzw. zusätzliche Kapazität in Nm ³ /h
Mosonmagyaróvár	HAG	FZK	Entry	0	+2.300.000

Das in Abbildung 17 abgebildete Flussbild veranschaulicht die neuen Kapazitäten am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár, woraus sich Projekt 6 ergibt. Gemäß des Projekts 6 werden die Kosten des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK-Basis gemäß des beschriebenen Projektes über den Planungshorizont 2016-2025 analysiert und im Projektantrag „GCA 2015/06“ abgebildet.

Abbildung 17: Projekt 6 **Mosonmagyaróvár plus**

8.3.3.7.1 Technische Machbarkeit

Für die Realisierung einer Kapazität vom Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zum VHP auf FZK-Basis von 2.300.000 Nm^3/h (0°C) ist eine Erhöhung des Gas-Ausspeisedrucks an der Messstation HAG MS in Baumgarten auf 52 bar(g) in Gegenflussrichtung notwendig. Um die neuen Druckvoraussetzungen zu ermöglichen muss eine zusätzliche Verdichterstation VS HAG für den Transport zum VHP und ein Loop der HAG errichtet sowie die bestehende Messstation HAG MS modifiziert werden.

Folgende Investitionen sind für das Projekt 6 notwendig:

- Loop der HAG Leitung
- Neue VS HAG
- Erweiterungen im Knoten Baumgarten inklusive Errichtung neuer Messstrecken

Umsetzungszeitraum: 4 Jahre, Fertigstellung: Q3 2019

Die Investitionskostenbasis 2015 beträgt Mio € xx,xx mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt 6 wird unter den im Projektantrag „GCA 2015/06 Projekt 6: Mosonmagyaróvár plus“ in Kapitel 10.2 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.

Der Abschluss einer Druckunterstützungsvereinbarung mit dem vorgelagerten Netzbetreiber ist bis zum Genehmigungszeitpunkt nicht realistisch. Daher werden die notwendigen Maßnahmen zur Druck- und Kapazitätserhöhung auf österreichischer Seite untersucht. GCA ist bestrebt technisch effektive Lösungen am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár durch die Zusammenarbeit mit dem angrenzenden Netzbetreiber zu erreichen. Die Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár wird

aufmerksam beobachtet und in Abstimmung mit dem angrenzenden Netzbetreiber – insbesondere hinsichtlich des Angebots zur Druckunterstützung – analysiert.

Eine detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage zum NEP, welche nur im Rahmen der Einreichung des finalen KNEPs an die Behörde übermittelt wird, zu entnehmen.

8.3.3.7.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Die endgültige Planung für die Kapazitätsallokation für das Projekt betreffend Projekt 6 ist zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen, da der Prozess, wie man unterschiedliche Vermarktungsplattformen miteinander verbinden kann, noch nicht final abgestimmt ist. Die endgültige Kapazitätsallokation erfolgt in Abstimmung mit der Behörde und wird vorbehaltlich der technischen und organisatorischen Möglichkeiten umgesetzt.

8.3.3.8 Projekt 7a: Mehrbedarf Verteilergebiet

Das Projekt 7a beinhaltet die im Rahmen der Kapazitätsdatenerhebung vom Verteilergebietsmanager angemeldeten zusätzlichen Kapazitätsbedarfe vom Verteilergebiet in die Fernleitungsebene der GCA. Die entsprechende Anmeldung gibt zusätzliche technische Kapazitäten von 2.686 MWh/h bzw. 240.000 Nm³/h (0°C) an und entspricht dem korrespondierendem Projekt 2012/03 Option 1 in der Langfristigen Planung.

Am virtuellen Punkt vom Verteilergebiet in die Fernleitung existiert gegenwärtig eine technisch anwendbare Kapazität von 360.000 Nm³/h (0°C).

In Tabelle 13 sind relevante Daten, technische Kapazitäten und neue Kapazitäten des Projekts 7a in Nm³/h (0°C) zusammengefasst.

Tabelle 13: Kapazitätsdaten für Projekt 7a Mehrbedarf Verteilergebiet

Punkt	System	Qualität	Richtung	Anwendbare technische Kapazität in Nm ³ /h	Neue bzw. zusätzliche Kapazität in Nm ³ /h
Verteilergebiet -> Fernleitung	-	FZK	Entry	360.000	+240.000

8.3.3.8.1 Technische Machbarkeit

Die Annahmen zu diesem Projekt basieren auf einen Eingangsdruck in Baumgarten von 55,0 barg.

Um die Kapazitäten tatsächlich FZK anbieten zu können (inkl. Verdichtung in WAG) sind folgende Aktivitäten notwendig:

- 1.) Filterbatterie BOP11/12 auskreuzen um Gas von Kollektoren 1+2 Richtung WAG Saugseite filtern zu können.

- 2.) Austausch der WAG Saugleitung (24“ auf 32“) um gesamte Menge (600.000 PVS + 515.000 MAB) mit CS WAG BMG verdichten zu können.

Umsetzungszeitraum: 1,2 Jahre, Fertigstellung: Q1 2017

Die Investitionskostenbasis 2015 beträgt Mio € XX mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt 7a wird unter den im Projektantrag „GCA 2015/07a Projekt 7a: Mehrbedarf Verteilergebiet“ in Kapitel 10.2 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen und der Bedingung, dass ausschließlich entweder das Projekt „GCA 2015/07a“ oder das Projekt „GCA2015/07b“, jedoch niemals beide in Summe, realisierbar ist, zur Genehmigung eingereicht. Sollte das Projekt „GCA 2015/07a“ genehmigt werden, ist in späterer Folge eine kapazitative Erweiterung auf das Projekt „GCA 2015/07b“ möglich.

Eine detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage zum NEP, welche nur im Rahmen der Einreichung des finalen KNEPs an die Behörde übermittelt wird, zu entnehmen.

8.3.3.8.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Da diese zusätzlich zu schaffenden Kapazitäten ausschließlich vom Verteilergebietsmanager buchbar sind, erfolgt für das Projekt 7a keine Kapazitätsallokation via Auktion.

8.3.3.9 Projekt 7b: Mehrbedarf Verteilergebiet +

Das Projekt 7b beinhaltet die im Rahmen der Kapazitätsdatenerhebung vom Verteilergebietsmanager angemeldeten zusätzlichen Kapazitätsbedarfe vom Verteilergebiet in die Fernleitungsebene der GCA. Die entsprechende Anmeldung gibt zusätzliche technische Kapazitäten von 6.714 MWh/h bzw. 600.000 Nm³/h (0°C) an und entspricht dem korrespondierendem Projekt 2012/03 Option 2 in der Langfristigen Planung der AGGM.

Am virtuellen Punkt vom Verteilergebiet in die Fernleitung existiert gegenwärtig eine technisch anwendbare Kapazität von 360.000 Nm³/h (0°C).

In Tabelle 14 sind relevante Daten, technische Kapazitäten und neue Kapazitäten des Projekts 7b in Nm³/h (0°C) zusammengefasst.

Tabelle 14: Kapazitätsdaten für Projekt 7b Mehrbedarf Verteilergebiet +

Punkt	System	Qualität	Richtung	Anwendbare technische Kapazität in Nm ³ /h	Neue bzw. zusätzliche Kapazität in Nm ³ /h
Verteilergebiet -> Fernleitung	-	FZK	Entry	360.000	+600.000

8.3.3.9.1 Technische Machbarkeit

Die Begrenzung auf 960.000 m³/h ergibt sich hauptsächlich aus den maximalen Strömungsgeschwindigkeiten in einzelnen Rohrleitungssektionen. Die folgenden Annahmen basieren auf einem Eingangsdruck in Baumgarten von 55,0 barg.

Um eine weitere Erhöhung der FZK Kapazitäten zu ermöglichen, müssen Messstationen erweitert und relevante Rohrleitungssektionen geloopt werden.

Notwendige Aktivitäten:

- 1.) Filterbatterie BOP11/12 auskreuzen um Gas von Kollektoren 1+2 Richtung WAG Saugseite filtern zu können.
- 2.) Austausch der WAG Saugleitung (24" auf 32") um gesamte Menge (600.000 PVS + 515.000 MAB) verdichtet in die WAG ableiten zu können.
- 3.) Umbinden HAG MS und damit direkte Verbindung Kollektor über BOP11 in WAG.
- 4.) TAG AZ Ausbau der zweiten Schiene (Filter, Regelventile, neue 20" Messstrecke, HD Einspeisung auf MD ermöglichen)

Umsetzungszeitraum: 1,5 Jahre, Fertigstellung: Q2 2017

Die Investitionskostenbasis 2015 beträgt Mio € XX mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt 7b wird unter den im Projektantrag „GCA 2015/07b Projekt 7b: Mehrbedarf Verteilergebiet +“ in Kapitel 10.2 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen und der Bedingung, dass ausschließlich entweder das Projekt „GCA 2015/07a“ oder das Projekt „GCA2015/07b“, jedoch niemals beide in Summe, realisierbar ist, zur Genehmigung eingereicht.

Eine detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage zum NEP, welche nur im Rahmen der Einreichung des finalen KNEPs an die Behörde übermittelt wird, zu entnehmen.

8.3.3.9.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Da diese zusätzlich zu schaffenden Kapazitäten ausschließlich vom Verteilergebietsmanager buchbar sind, erfolgt für das Projekt 7b keine Kapazitätsallokation via Auktion.

8.3.3.10 Projekt 8: Entry/Exit Murfeld

Das Projekt 8 beinhaltet die im Rahmen der Projektdatenerhebung angemeldeten neuen Kapazitäten am Ein- und Ausspeisepunkt Murfeld an der Grenze zu Slowenien. Die entsprechende Projektanmeldung gibt neue bzw. zusätzliche technische bidirektionale Kapazitäten von 6.875 MWh/h bzw. 614.388 Nm³/h (0°C) für das Projekt Entry/Exit Murfeld an.

Die Höhe der technisch verfügbaren Kapazität ist am Ausspeisepunkt Murfeld mit 4.688 MWh/h bzw. 419.000 Nm³/h (0°C) begrenzt. Am Einspeisepunkt existiert gegenwärtig keine technisch anwendbare Kapazität, Transporte erfolgen nur auf unterbrechbarer virtueller Basis.

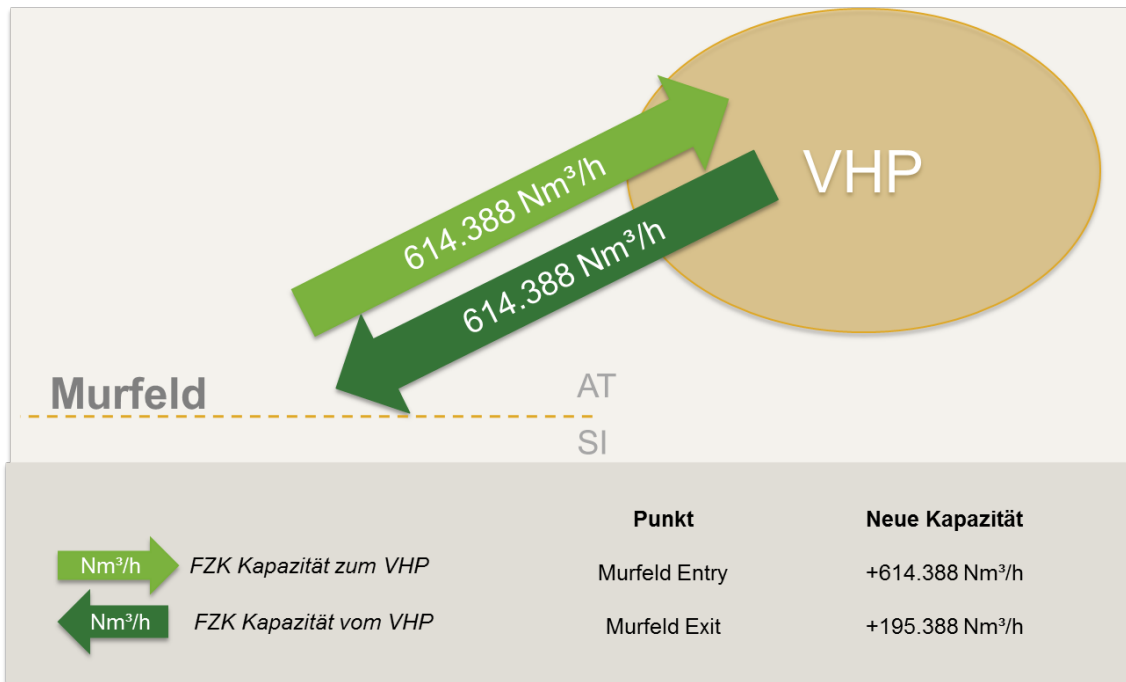
In Tabelle 15 sind relevante Daten, technische Kapazitäten und neue Kapazitäten des Projekts 8 in Nm³/h (0°C) zusammengefasst.

Tabelle 15: Kapazitätsdaten für Projekt 8 Entry/Exit Murfeld

Punkt	System	Qualität	Richtung	Anwendbare technische Kapazität in Nm³/h	Neue bzw. zusätzliche Kapazität in Nm³/h
Murfeld	SOL	FZK	Entry	0	+614.388
Murfeld	SOL	FZK	Exit	419.000	+195.388

Das in Abbildung 18 abgebildete Flussbild veranschaulicht die neuen Kapazitäten am Ein- und Ausseispunkt Murfeld, woraus sich Projekt 8 ergibt. Gemäß des Projekts 8 werden die Kosten des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK-Basis gemäß des beschriebenen Projekts über den Planungshorizont 2016-2025 analysiert und im Projektantrag „GCA 2015/08“ abgebildet.

Abbildung 18: Projekt 8 Entry/Exit Murfeld



8.3.3.10.1 Technische Machbarkeit

Für die Realisierung einer Kapazität vom Einspeisepunkt Murfeld zum VHP und vom VHP zum Ausseispunkt Murfeld auf FZK-Basis von insgesamt jeweils 614.388 Nm³/h (0°C) ist eine Erhöhung des Gas-Einspeisedrucks an der Messstation SOL-TAG Weitendorf auf 70 bar(g) in Flussrichtung erforderlich und für die Gegenflussrichtung ist ein Gas-Ausspeisedruck an der Messstation SOL-TAG Weitendorf von 50 bar(g) (Annahme GCA) notwendig. Um die neuen Druckvoraussetzungen zu ermöglichen,

muss eine zusätzliche Verdichterstation in Murfeld für den Transport zum VHP errichtet und die SOL-Leitung teilweise geloopt werden.

Folgende Investitionen sind für das Projekt 8 notwendig:

- Erweiterung MS Weitendorf und Murfeld: Filterseparator, Messstrecken, Regelung, Verrohrung
- Neue VS Murfeld
- Loop der SOL zwischen Leibnitz und Murfeld
- Loop der grenzquerenden Leitung Murfeld – Cersak
- Erweiterung des TAG AZ Baumgarten

Umsetzungszeitraum: 4,25 Jahre, Fertigstellung: Q4 2019

Die Investitionskostenbasis 2015 beträgt Mio € xx,xx mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt wird unter den im Projektantrag „GCA 2015/08 Projekt 8: Entry/Exit Murfeld“ in Kapitel 10.2 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.

Der Abschluss einer Druckunterstützungsvereinbarung mit dem vorgelagerten Netzbetreiber ist bis zum Genehmigungszeitpunkt nicht realistisch. Daher werden die notwendigen Maßnahmen zur Druck- und Kapazitätserhöhung auf österreichischer Seite untersucht. GCA ist bestrebt technisch effektive Lösungen am Ein- und Ausspeisepunkt Murfeld durch die Zusammenarbeit mit dem angrenzenden Netzbetreiber zu erreichen. Die Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Ein- und Ausspeisepunkten Murfeld wird aufmerksam beobachtet und in Abstimmung mit dem angrenzenden Netzbetreiber – insbesondere hinsichtlich des Angebots zur Druckunterstützung – analysiert.

Eine detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage zum NEP, welche nur im Rahmen der Einreichung des finalen KNEPs an die Behörde übermittelt wird, zu entnehmen.

8.3.3.10.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Die Allokation der zusätzlich zu schaffenden Kapazität resultierend aus dem Projekt 8 betreffend den Punkt Murfeld plant GCA in Form einer konkurrierenden und/oder einer gebündelten Auktion. Die Konkurrenzsituation stellt sich mit dem Punkt Arnoldstein der TAG GmbH dar. Sollte es zu einer gebündelten Auktion kommen, wird der Prozess einer entsprechenden gebündelten Kapazitätsvergabe in Abstimmung mit dem angrenzenden FNB und den beteiligten Behörden definiert und vorbehaltlich der technischen und organisatorischen Möglichkeiten umgesetzt.

8.3.3.11 Projekt 9: Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten

Geänderte Marktanforderungen in der Winterperiode 2014/2015 waren der Auslöser für das Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten.

Das Projekt 9 beinhaltet die im Rahmen des Abwicklungsprogramms Messstrecken Baumgarten enthaltenen Einzelprojekte zur Ertüchtigung des Knoten Baumgartens. Erste diesbezügliche Maßnahmen wurden bereits getroffen.

In Zusammenhang mit diesem Projekt wurde mit dem FNB TAG vereinbart, dass dieses Programm fernleitungsnetzbetreiberscharf abgewickelt wird. Das bedeutet, dass das GCA Programm ausschließlich Einzelprojekte beinhaltet, welche sich in Anlagen im Eigentum der GCA befinden.

Folgende Beweggründe machen das Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten für das Marktgebiet Ost zum wesentlichen und sofort umzusetzenden Projekt:

- Antwort auf sich ändernde Marktanforderungen
- Optimierung der Flexibilisierung des Knoten Baumgarten
- Schaffung neuer, verbesserter Fahrwege
- Reduktion der Abhängigkeiten von nicht-österreichischen FNB
- Verbesserung der Steuerungsmöglichkeiten
- Reduktion der Unterbrechungswahrscheinlichkeit unterbrechbarer Dienstleistungen

8.3.3.11.1 Technische Machbarkeit

Für die Umsetzung des Abwicklungsprogramms Messstrecken Baumgarten sind eine Erhöhung der Kapazität von Messstrecken und Filterseparatoren sowie rohrbautechnische Umbauarbeiten im Bereich des Knotens Baumgarten durchzuführen.

Folgende Investitionen sind für das Projekt 9 notwendig:

- Erhöhung Kapazität von Messstrecken (MS 4, MS 5, HAG MS, TAG AZ, BOP 11, BOP 12)
- Erhöhung der Kapazität von Filterseparatoren (MS 4, TAG AZ, BOP 11, BOP 12)
- Rohrbautechnische Arbeiten in Baumgarten

Umsetzungszeitraum: 1 Jahr, Fertigstellung: Q2 2016

Die Investitionskostenbasis 2015 beträgt Mio € xx,xx mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt 9 wird unter den im Projektantrag „GCA 2015/09 Projekt 9: Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten“ in Kapitel 10.2 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.

Eine detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage zum NEP, welche nur im Rahmen der Einreichung des finalen KNEPs an die Behörde übermittelt wird, zu entnehmen.

8.3.3.11.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Da sich diese zusätzlich zu schaffenden Kapazitäten nicht auf Grenzpunkte beziehen, erfolgt für das Projekt 9 keine Kapazitätsallokation.

8.3.4 Erfüllung von Bescheidauflagen aus dem (K)NEP 2015 - 2024

Im folgenden Abschnitt werden die technisch notwendigen Maßnahmen des Fernleitungsnetzbetreibers GCA beschrieben, die zur Erfüllung der Bescheidauflage aus dem (K)NEP 2015 – 2024 notwendig sind.

8.3.4.1 Projekt 10 – Erfüllung Bescheidauflage

In Zusammenhang mit der Erfüllung der Bescheidauflage aus dem letztjährigen (K)NEP 2015-2024 zum höchstmöglichen Ausweis von FZK Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein, wurde mit dem FNB TAG GmbH vereinbart, dass dieses Projekt fernleitungsnetzbetreiberscharf abgewickelt wird. Das bedeutet, dass das GCA Projekt ausschließlich auf technische Maßnahmen abzielt, um die mit der TAG GmbH abgestimmte FZK Kapazität von 11.190 MWh/h bzw. 1.000.000 Nm³/h (0°C) zum VHP sowie die Ableitbarkeit in nachgelagerte Systeme darzustellen zu können.

8.3.4.1.1 Technische Machbarkeit

Für die Bereitstellung der entsprechenden Kapazitäten sind für das Projekt 10 folgende Investitionen notwendig:

- Erweiterung der Verbindungskapazität in Baumgarten von der TAG in die anderen Systeme

Umsetzungszeitraum: 2,5 Jahre, Fertigstellung: Q2 2018

Die Investitionskostenbasis 2015 beträgt Mio € xx,xx mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt 10 wird unter den im Projektantrag „GCA 2015/10 Projekt 10: Erfüllung Bescheidauflage“ in Kapitel 10.2 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen als Konzeptionsstudie rein informationshalber übermittelt.

Eine detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage zum NEP, welche nur im Rahmen der Einreichung des finalen KNEPs an die Behörde übermittelt wird, zu entnehmen.

8.3.4.1.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Da sich diese zusätzlich zu schaffenden Kapazitäten auf den Grenzpunkt Arnoldstein bezieht, erfolgt für das Projekt 10 durch die GCA keine Kapazitätsallokation.

Abbildung 22: Gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Oberkappel (in MWh/h)

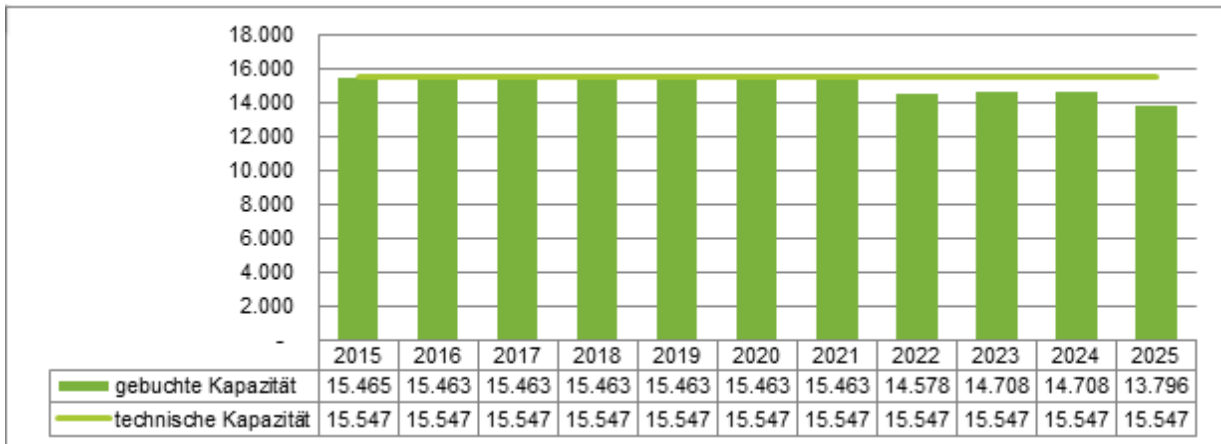
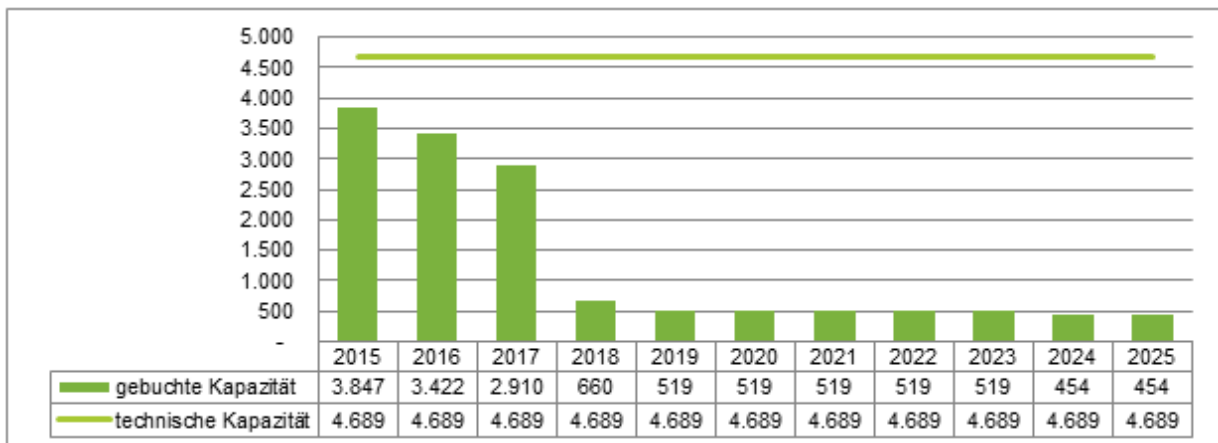


Abbildung 23: Gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Murfeld (in MWh/h)



Für die virtuellen Einspeisepunkte Mosonmagyaróvár und Murfeld sowie für unterbrechbare Kapazitäten am Ausspeisepunkt Petrzalka liegen mit Stand 12.8.2015 keine Buchungen vor.

8.5 Erhaltene Stellungnahmen

Im Zuge der ersten Konsultation durchgeführt durch den Marktgebietsmanager wurden von folgenden Parteien Stellungnahmen zum KNEP erhalten:

- Landwirtschaftskammer Österreich
- Eon Gas Storage GmbH
- bayernets GmbH

Die jeweiligen Stellungnahmen sind auf der Website des Marktgebietsmanagers veröffentlicht.

Im Zuge der zweiten Konsultation durchgeführt durch E-Control wurden von folgenden Parteien Stellungnahmen zum KNEP erhalten:

- Landwirtschaftskammer Österreich
- Eon Gas Storage GmbH
- OMV Gas Storage GmbH

Die jeweiligen Stellungnahmen sind auf der Website der E-Control veröffentlicht.

9 Netzentwicklungsplan Trans Austria Gasleitung GmbH

Die Erfahrung in 2013 hat gezeigt, dass die Einführung des neuen Marktmodells von allen Marktteilnehmern positiv aufgenommen worden ist.

Als Gesellschafter der PRISMA Plattform hat TAG GmbH mit der Zielsetzung einer frühen Implementierung des Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Gasfernleitungsnetzen (CAM Network Code) an der weiteren Entwicklung der Primärkapazitätsplattform sowie der erfolgreichen Einführung einer Sekundärmarktkapazitätsplattform auf PRISMA mitgewirkt.

Die von TAG GmbH an den Einspeisepunkten Baumgarten und Arnoldstein (Reverse flow) sowie Ausspeisepunkt Arnoldstein angebotenen Kapazitäten werden zur Gänze auf der PRISMA Plattform auktioniert, wobei TAG GmbH bestrebt ist, Kapazität in der bestmöglichen Qualität und in gebündelter Form anzubieten.

Ferner bietet TAG GmbH gemäß Punkt 2.2.4 der am 28.08.2012 im Amtsblatt der Europäischen Union publizierten Engpassmanagementprozeduren den TAG Netzbenutzern die Möglichkeit, verbindlich gebuchte garantierte Kapazität, die vom Netzbenutzer an einem Ein- oder Ausspeisepunkt kontrahiert wurde, mit Ausnahme von Kapazitätsprodukten mit einer Laufzeit von einem Tag oder weniger, zurückzugeben. TAG GmbH bietet die zurückgegebene Kapazität gemeinsam mit der TAG Kapazität in den entsprechenden Auktionen an.

9.1 Kapazitätsdatenerhebung

Wie in den Jahren zuvor wurde auch für den vorliegenden Netzentwicklungsplan der TAG GmbH im Rahmen des KNEP 2016-25 eine unverbindliche Befragung der bestehenden sowie potentiellen Netzbenutzer zur Ermittlung des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs für die aktuelle zehnjährige Planungsperiode durchgeführt. Die Marktbefragung erfolgte wie in §62 ff. GWG vorgesehen unter Koordination des Marktgebietsmanagers, die Ergebnisse der Befragung sowie die daraus resultierenden Lastflussszenarien werden weiter unten im Bericht veröffentlicht.

Ihren gesetzlichen Verpflichtungen entsprechend hat die TAG GmbH in Abstimmung mit Gasconnect Austria (GCA) in der Zeit von 09. – 30. März 2015 die dreiwöchige unverbindliche Kapazitätsdatenerhebung auf ihrer Webseite veröffentlicht. Im Sinne der Transparenz und einer möglichst großen Reichweite wurde die Ankündigung des Market Survey zusätzlich auf PRISMA veröffentlicht sowie eine Einladung zur Teilnahme mittels des PRISMA-Newsletter an alle Benutzer der Auktionsplattform versendet.

Im Rahmen dieser Kapazitätsdatenerhebung wurde existierenden und potentiellen Netzbenutzern der TAG Fernleitung die Möglichkeit gegeben, zusätzlichen Kapazitätsbedarf im Zeitraum 2016 – 2025 an den jeweiligen physischen Einspeisepunkten Baumgarten bzw. Arnoldstein (Reverse Flow) sowie am Ausspeisepunkt Arnoldstein im TAG Transportsystem unverbindlich mitzuteilen.

Im Zuge dieser Kapazitätsdatenerhebung wurde kein zusätzlicher Bedarf an die TAG GmbH übermittelt. Somit ergibt sich, dass aus Sicht von TAG GmbH im Einklang mit den Ergebnissen des GRIP-SSE und TYNDP bis 2026 die Planung einer Kapazitätserhöhung an den maßgeblichen Punkten Netzausbaus mangels Nachfrage derzeit nicht erforderlich ist.

Um das Produktportfolio der TAG GmbH im Sinne ihrer Transportkunden vorausschauend weiterzuentwickeln, wird jedoch zusätzlich zu den bereits verfügbaren Produkten ab Oktober 2015 die Möglichkeit geboten, Gas auf unterbrechbarer Basis über den neu zu schaffenden Exit TAG Baumgarten virtuell in das slowakische Fernleitungssystem abzuführen (Virtual Backhaul auf UK-basis). Des Weiteren

plant TAG, eine bereits bestehende Machbarkeitsstudie bezüglich Investitionen zur Implementierung einer Installation zur Ermöglichung von physischem Reverse Flow zu überprüfen und ein entsprechendes Update zu erstellen.

9.1.1 Einspeisepunkte und Ausspeisepunkte

Tabelle 16: Ein- und Ausspeisepunkte mit Zugang zum VHP

Kapazitätsbedarf mit Zugang zum VHP			
Physische Einspeisepunkte	Physische Ausspeisepunkte	Nicht-Physische Einspeisepunkte	Nicht-Physische Ausspeisepunkte
Baumgarten TAG (Grenze SK)	Arnoldstein (Grenze IT)	n/a	Baumgarten TAG (Grenze SK ab 10/2015)
Arnoldstein (Grenze IT, unterbrechbar/UK)			

Kapazität ohne Zugang zum VHP	
Physische Einspeisepunkte	Physische Ausspeisepunkte
Arnoldstein (Grenze IT, DZK)	---

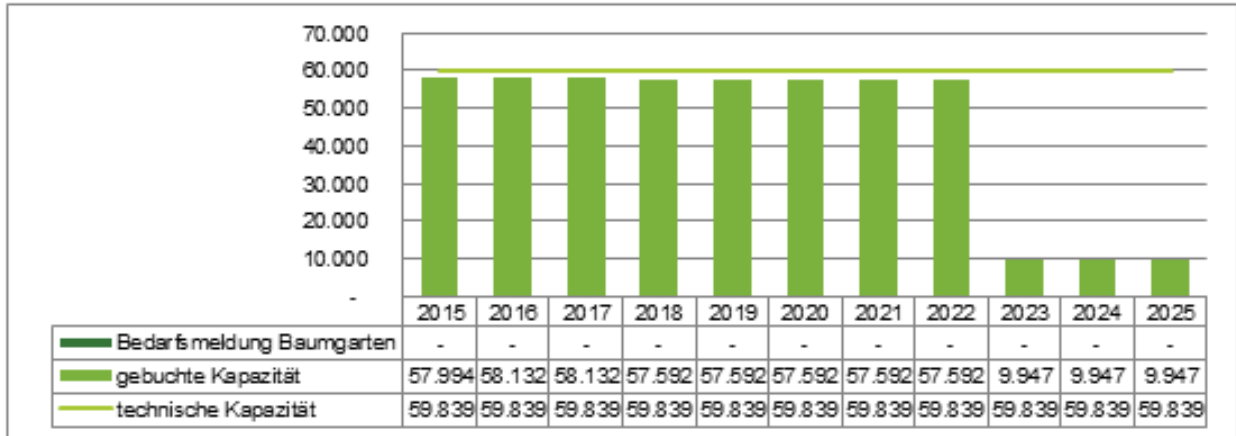
9.1.2 Angemeldeter Bedarf für Kapazitäten mit Zugang zum VHP

Ausgehend von den Ergebnissen der Kapazitätsdatenerhebung hat TAG GmbH eine Kapazitäts-Analyse für den Zeitraum 2016-2025 erstellt, welche folgende Parameter berücksichtigt:

- 1) Technische Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten Baumgarten und Arnoldstein
- 2) Gebuchte Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten Baumgarten und Arnoldstein

9.1.2.1 Einspeisepunkt Baumgarten

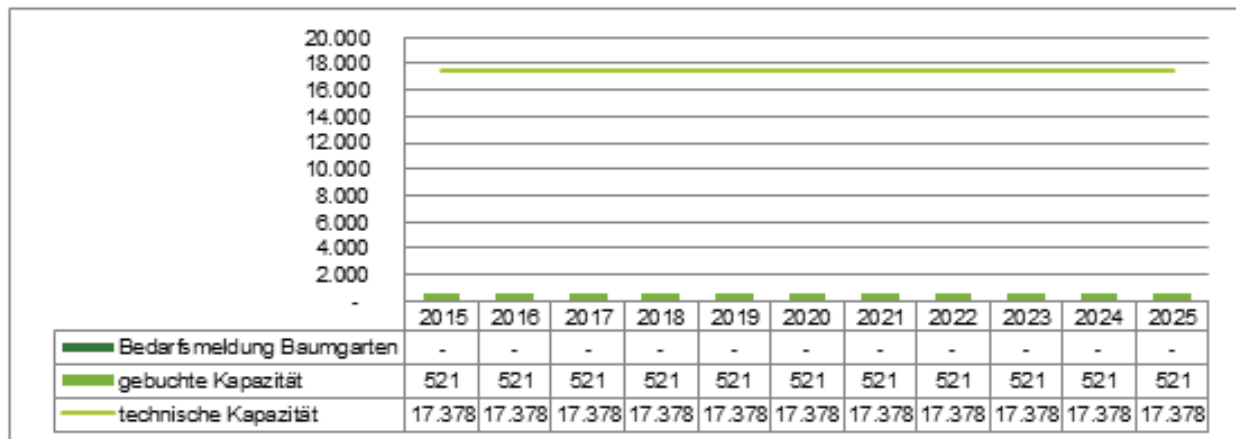
Abbildung 24: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten (in MWh/h)



Wie aus dem Diagramm ersichtlich, bleiben sowohl die technische Kapazität als auch die gebuchte Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten bis 2017 konstant. Eine Erhöhung der freien Kapazität ergibt sich ab 2018 auf Grund der Veränderung der Vertragsbedingungen mit einem Netzbewerber. Bedingt durch das Auslaufen mehrerer langfristiger Verträge ab 2023 erhöht sich die verfügbare freie Kapazität signifikant.

9.1.2.2 Einspeisepunkt Arnoldstein

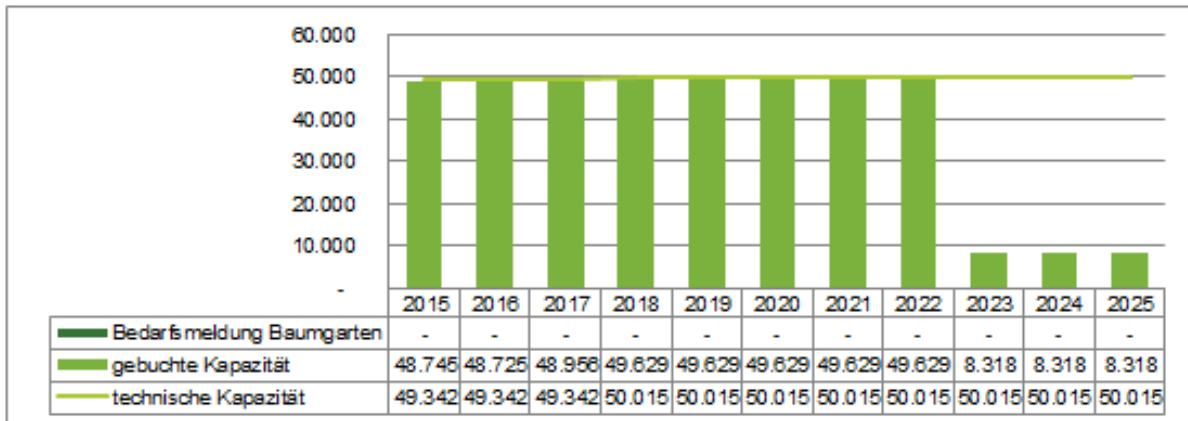
Abbildung 25: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein (in MWh/h)



Die Graphik zeigt, dass sowohl die technische als auch die gebuchte Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein im Prognosezeitraum 2016 bis 2025 konstant bleiben.

9.1.2.3 Ausspeisepunkt Arnoldstein

Abbildung 26: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Arnoldstein (in MWh/h)



Die geringfügige Erhöhung der technischen Ausspeisekapazität ab 2018 ergibt sich aufgrund einer Änderung der vertraglichen Bedingungen mit einem Netzbenutzer. Analog zum Einspeisepunkt Baumgarten erhöht sich die freie Kapazität sich ab 2023 durch das Auslaufen von mehrjährigen langfristigen Verträgen stark.

9.2 Analyse des Kapazitätsbedarfs mit Zugang zum VHP

Eine Erhöhung der vorhandenen Kapazitäten an den Maßgeblichen Punkten ist – basierend auf den Ergebnissen der Marktbefragung – weder notwendig noch wirtschaftlich gerechtfertigt.

9.3 Weiterentwicklung des TAG Pipeline Systems

Aufgrund sich ändernder Gasflüsse ergibt sich die Notwendigkeit, die Verschaltung zwischen den Netzen der Fernleitungsnetzbetreiber am Knotenpunkt Baumgarten zu erhöhen. Des Weiteren sei an dieser Stelle auch auf die Auflage aus dem Bescheid PA 3774/14 der e-Control zum KNEP 2015-24 hingewiesen, in welchem die Aufwertung der DZK- zu FZK- Kapazitäten am maßgeblichen Punkt Entry Arnoldsteingefordert wird. Um den Anforderungen sowohl der Regulierungsbehörde als auch der geänderten Marktbedürfnisse Rechnung zu tragen, werden zwei Projekte zur Genehmigung eingereicht.

9.3.1 Projekt TAG 2015/01: Messstrecken Baumgarten TAG Einbindung

Das Projekt Messstrecken Baumgarten TAG Einbindung wurde aufgrund von Änderungen der Gasflüsse im Gashalbjahr 2014/15 und sich daraus ergebender Anforderungen an die Verschaltung zwischen den Fernleitungssystemen innerhalb der Station Baumgarten initiiert. Das Projekt ist eine komplementäre Maßnahme zum im Zuge des KNEP 2016-25 von Gas Connect Austria eingereichten Projekt „Messstrecken Baumgarten“ (Projekt GCA 2015/09).

Die Beweggründe für das Projekt umfassen unter anderem:

- Antwort auf sich ändernde Marktanforderungen
- Optimierung der Verschaltung des Knoten Baumgarten

- Schaffung neuer, verbesserter Fahrwege
- Reduktion der Abhängigkeiten von nicht österreichischer Fernleitungsnetzbetreibern
- Verbesserung der Versorgungssicherheit im österreichischen und italienischen Markt
- Reduktion der Unterbrechungswahrscheinlichkeit unterbrechbarer Dienstleistungen

9.3.1.1 Technische Machbarkeit

Durch das Projekt „Messstrecken Baumgarten TAG Einbindung“ wird eine neue Verbindung zwischen dem GCA Subsystem WAG-MS4 und dem TAG System geschaffen, wodurch sich die Verbindungskapazität innerhalb der Station Baumgarten erhöht.

Folgende Investitionen sind für das Projekt 6 notwendig:

- Einbau eines US Zählers als Kontrollmessung
- Einbau von Absperrarmaturen
- Einbindung in die Stationssteuerung
- Verbindungsleitung zwischen MS4 und TAG-Leitung

Der Umsetzungszeitraum beträgt voraussichtlich 1 Jahr, die Fertigstellung der Installation wird für Q2/2016 anvisiert.

Die Investitionskostenbasis 2015 beträgt XXXX €. Das Projekt wird zur Genehmigung eingereicht. (siehe auch Projektblatt „TAG 2015/01“ in Kapitel 10.2)

Details bezüglich Kosten und technischer Details werden der Regulierungsbehörde gesondert übermittelt.

9.3.1.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Da die zusätzlichen Kapazitäten sich nicht auf die Höhe der Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten auswirken, erfolgt keine Kapazitätsallokation.

9.3.2 Projekt TAG 2015/02: AZ1 Baumgarten

Die Implementierung des Projekts „AZ1 Baumgarten“ ermöglicht die physische Ausspeisung von Gas aus dem TAG Gasleitungssystem und Einspeisung in das GCA Subsystem PVS-AZ1. In weiterer Folge wird der physische Gastransport vom maßgeblichen Punkt Entry Arnoldstein bis zum VHP ermöglicht und die Auflage zur Aufwertung der DZK- zu FZK-Kapazitäten aus dem Bescheid PA 3774/14 der ECA zum KNEP 2015-24 gewährleistet.

Die Beweggründe für das Projekt umfassen unter anderem:

- Erfüllung der Auflage aus dem Bescheid PA 3774/14 der ECA zum KNEP 2015-24
- Verbesserung des Produktportfolio der TAG GmbH (FZK am Entry Arnoldstein)

9.3.2.1 Technische Machbarkeit

Mit dem Projekt „AZ1 Baumgarten“ wird eine physische Verbindung zwischen dem TAG System und dem GCA Subsystem PVS-AZ1 geschaffen. In weiterer Folge können am Entry Arnoldstein eingespeis-

te Mengen an den VHP transportiert werden und die entsprechenden DZK Kapazitäten zu FZK Kapazitäten aufgewertet werden.

Folgende Investitionen sind für die Projektumsetzung notwendig:

- Einbau einer Absperrarmatur
- Einbindung in die Stationssteuerung

Der Umsetzungszeitraum beträgt voraussichtlich 1 Jahr, die Fertigstellung der Installation wird für das Q2 2016 anvisiert.

Die Investitionskostenbasis 2015 beträgt XXXX € bei einer Genauigkeit von +/- 25%.. Das Projekt wird zur Genehmigung eingereicht. (siehe auch Projektblatt „TAG 2015/02“ in Kapitel 10.2)

Details bezüglich Kosten und technischer Details werden der Regulierungsbehörde gesondert übermittelt.


9.3.2.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Da die zusätzlichen Kapazitäten sich nicht auf die Höhe der Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten auswirken, erfolgt keine Kapazitätsallokation.

10 Projekte national


10.1 Monitoring bereits abgeschlossener Projekte

GCA 2014/01 Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West

Projektname: Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West	
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
	Geplante Fertigstellung: Q4 2018
	Stand vom: 30.06.2015
<p>Projektziel: Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zu erhöhen 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 FZK-Basis zu decken.</p>	
<p>Besonders zu beachten: Die Investition beschränkt sich nur auf den Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zur Schaffung von Kapazitäten mit garantiertem Zugang zum VHP.</p>	
<p>Projektbeschreibung: Folgende Investitionen sind für das Kapazitäts-szenario 1 notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neue VS-Überackern • Modifikation ÜMS Überackern: Tausch der Anbindungspunkte der grenzquerenden Leitungen der Schienen SUDAL und ABG und Installation eines zusätzlichen Filterseparators auf der zukünftigen ABG Schiene. 	
<p>Technische Daten: Folgende zusätzliche FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten am Punkt Überackern in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen:</p> <p>Einspeisepunkt Überackern SUDAL 214.477 Nm³/h (0°C) Speichereinspeisepunkt 7Fields 250.000 Nm³/h (0°C) Speicherausspeisepunkt 7Fields 250.000 Nm³/h (0°C)</p>	
<p>Ökonomische Daten: Investitionskostenbasis 2014: Mio € XX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Überackern zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen bzw. verbindliche langfristige Buchungen des Speicherbetreibers gedeckt werden.</p>	
<p>Projektbegründung: Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den zusätzlichen angemeldeten Kapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Überackern SUDAL und den Speicherein- bzw. -ausspeisepunkten 7Fields zu decken. Darüber hinaus wird die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht.</p>	
Projektphase:	


Identify and Assess		
TYNDP: TRA-N-359	PCI Status: Nicht vorhanden	CBCA Entscheidung: nein
Projektstatus: Die dem Punkt Überackern zugeordneten Kosten konnten nicht durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden, da sich keine Nachfrage in der entsprechenden Incremental Auction manifestiert hat. Die alleinige Tragung der Kosten ist gemäß entsprechender Mitteilung durch den Speicherbetreiber nicht wirtschaftlich darstellbar. Das Projekt wird nicht weiterverfolgt.		

GCA 2014/02 Zusätzliche Kurzstreckenkapazitätsbedarf – Ausbau Überackern

Projektname:		Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West					
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q1 2017				
		Stand vom:	30.06.2015				
Projektziel: Ziel des Projektes ist es, technische Kapazität zwischen dem Einspeisepunkt Überackern SUDAL und dem Ausspeisepunkt Überackern ABG zu erhöhen um den angemeldeten zusätzlichen Kurzstreckenkapazitätsbedarf auf garantierter Basis aber ohne Zugang zum VHP zu decken.							
Besonders zu beachten: Die Investition beschränkt sich nur auf den Einspeisepunkt Überackern SUDAL und den Ausspeisepunkt Überackern ABG da es sich nur um Kurzstreckentransporte zwischen diesen Punkten handelt, der Zugang zum VHP ist ausgeschlossen.							
Projektbeschreibung: Folgenden Investitionen sind für das Kapazitäts-szenario 2 notwendig: <ul style="list-style-type: none"> • Modifikation ÜMS Überackern: Tausch der Anbindungspunkte der grenzquerenden Leitungen der Schienen SUDAL und ABG und Installation eines zusätzlichen Filterseparators auf der zukünftigen Schiene. 							
Technische Daten: Folgende zusätzliche FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten am Punkt Überackern in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td>Einspeisepunkt Überackern SUDAL</td> <td>193.299 Nm³/h (0°C)</td> </tr> <tr> <td>Ausspeisepunkt Überackern ABG</td> <td>193.299 Nm³/h (0°C)</td> </tr> </table>				Einspeisepunkt Überackern SUDAL	193.299 Nm³/h (0°C)	Ausspeisepunkt Überackern ABG	193.299 Nm³/h (0°C)
Einspeisepunkt Überackern SUDAL	193.299 Nm³/h (0°C)						
Ausspeisepunkt Überackern ABG	193.299 Nm³/h (0°C)						
Ökonomische Daten: Investitionskostenbasis 2014: Mio €XX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Überackern zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.							
Projektbegründung: Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den zusätzlichen angemeldeten Kurzstreckenkapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Überackern SUDAL und dem Ausspeisepunkt Überackern ABG zu decken.							


Projektphase: Identify and Select		
TYNDP: TRA-N-360	PCI Status: Nicht vorhanden	CBCA Entscheidung: nein
Projektstatus: Die dem Projekt zugeordneten Kosten konnten nicht durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden da sich eine zu geringe Nachfrage in den entsprechenden Incremental Auctions manifestiert hat. Das Projekt wird nicht weiterverfolgt.		

BOG-2014/01 Pressure Service Agreement

Projektname: Verlängerung des Pressure Service Agreement (PSA) zw. BOG GmbH und den Betreibern der MEGAL Süd zur Gewährleistung der Versorgung des Großraums Linz im Fall von technischen Gebrechen im oberösterreichischen Verteilnetz		
Projektträger: BOG GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q4/2014
	Stand vom:	13.08.2015
Projektziel: Ziel dieses Projekts ist die Verlängerung bzw. Abänderung des bestehenden PSA mit Open Grid Europe (OGE) und GRTGaz Deutschland (GRTGaz D) zur Gewährleistung der Versorgung des Großraums Linz im Fall von technischen Gebrechen im oberösterreichischen Verteilnetz. Dazu müssen auch die analogen Vereinbarungen mit dem Betreiber der Penta West (Gas Connect Austria, GCA) sowie der AGGM überprüft und angepasst werden. Die Verlängerung ist zunächst für ein Jahr (01.01.2015-31.12.2015) gültig. Eine Verlängerung um jeweils ein Jahr ist vor Ablauf zu prüfen.		
Besonders zu beachten: Mit dieser Maßnahme soll die Versorgung des Inlands in Notfällen sichergestellt werden.		
Projektbeschreibung: Die Betreiber der MEGAL stellen auf Aufforderung von AGGM über BOG bei Transportrichtung W-O einen höheren als den laut Designparametern vereinbarten Übergabedruck am Übergabepunkt Oberkappel bereit. Dies erfordert eine analoge Vereinbarung mit GCA als Betreiber der Penta West (PW) über die Einhaltung eines kompatiblen Übergabedruckes an der Schnittstelle PW/WAG (BOP 14). Dies erlaubt in weiterer Folge die Lieferung von Gas mit ausreichendem Druck an den AZP Bad Leonfelden sowie Rainbach.		
Technische Daten: ---		
Ökonomische Daten: Die der BOG GmbH von OGE/GRTGaz D verrechneten Kosten werden von ECA nach der „Methode gem. §82 GWG 2011“ ohne Abschlag im Tarif als Energiekosten anerkannt und nach vier Jahren mit den tatsächlichen Werten berücksichtigt. Sie werden daher nicht an die AGGM bzw. die Verbraucher im Marktgebiet weiterverrechnet. Auf Basis von Vergangenheitswerten belaufen sich die Plankosten auf Mio € XXX.		

Projektphase: Identify and Assess		
TYNDP: -	PCI Status: Nicht vorhanden	CBCA Entscheidung: nein
Projektstatus: Angesichts neu identifizierten und optimierten Fahrweisen am Punkt Oberkappel ist eine Druckunterstützung seitens OGE/GRTGaz D nicht mehr notwendig. Das Projekt wird daher nicht weiter verfolgt.		

BOG-2014/02 Ausbaumaßnahme zur Erhöhung der FZK Kapazitäten am Punkt Oberkappel

Projektnummer: BOG-2014/02			
Projektname: Ausbaumaßnahme zur Erhöhung der FZK Kapazitäten am Punkt Oberkappel			
Projektträger: BOG GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q4/2018	
	Stand vom:	13.08.2015	
Projektziel: Ziel ist die Erhöhung der Kapazität am Punkt Oberkappel gemäß Szenario 1 (siehe 8.2.1.1.).			
Besonders zu beachten: Das Projekt betrifft primär den En/Ex Punkt Oberkappel. Es ergibt sich als Folge einer bei einem nachgelagerten FNB angefragten FZK-Kapazitätserweiterung. Von besonderer Bedeutung ist dabei der Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt CEGH, welcher wiederum eine Erhöhung der Kapazität im gesamten WAG System nach sich zieht. Diese Maßnahme hat keine Auswirkungen auf die Kapazitätsbereitstellung für das Verteilergebiet. Der Übergabedruck von min. 38 bar am Übergabepunkt Bad Leonfelden wird mindestens beibehalten. Das Projekt wurde aufgrund von Szenario 1 korrespondierend zu dem Project GCA 2014/01 entwickelt. Es entstehen keine erhöhten operativen Kosten in der Kompressorstation Rainbach durch die Umwandlung von serieller auf paralleler Schaltung der Kompressoren.			
Projektbeschreibung: Die erforderliche zusätzliche Kapazität wird durch Installation eines zusätzlichen Kompressors (12,5 MW) in der CS Rainbach in Kombination mit einer Parallelisierung der Abschnitte Rapottenstein – Liebenau sowie Bad Leonfelden – Arnreith mit einer Gesamtlänge von 38 km in der Rohrdimension DN1200 generiert werden. Die erforderlichen Investitionen belaufen sich auf ca. XX Millionen Euro (XX Millionen Euro pro MW Kompressorleistung) für ein Upgrade der CS Rainbach und ca XX Millionen Euro für die Parallelisierung o.g. Abschnitte, in Summe also XX Millionen Euro. Zusätzlich wird für den Entry Oberkappel eine Erhöhung des minimalen Übergabedruckes von 50 bar a auf 56 bar a benötigt.			
Technische Daten: Für den Punkt Oberkappel ergeben sich folgende Kapazitätserweiterungen in FZK Qualität:			

<ul style="list-style-type: none"> • Entry Oberkappel: 250.000 m³(n)/h (2.798 MWh/h), total 1.175.000 m³(n)/h (13.148,25 MWh/h) • Exit Oberkappel: 150.000 m³(n)/h (1.679 MWh/h), total 1.530.000 m³(n)/h (17.121 MWh/h) 		
<p>Ökonomische Daten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • +12,5 MW Verdichterleistung CS Rainbach ~XX Mio Euro • Parallelisierung 38 km mit DN1200 ~XX Mio Euro • Erhöhung des minimalen Übergabedruckes am Entry Oberkappel auf 56 bar a: Investitionen auf Seiten der angrenzenden TSOs notwendig (z.B. Umbau CS Neustift) • Investitionskosten BOG total: ~XX Mio Euro <p>Die Kostenschätzungen ergeben sich aus Erfahrungswerten von zuvor seitens BOG getätigten Investitionen. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Oberkappel zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen bzw. verbindlichen langfristige Buchungen des Speicherbetreibers gedeckt werden.</p>		
<p>Projektphase: Identify and Assess</p>		
<p>TYNDP: TRA-N-363</p>	<p>PCI Status: Nicht vorhanden</p>	<p>CBCA Entscheidung: nein</p>
<p>Projektstatus:</p> <p>Aufgrund der Wechselwirkung mit dem Projekt „GCA 2014/01 Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West“ und aufgrund der Tatsache, dass die zugeordneten Kosten aus zuvor genannten Projekt nicht durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden konnten, da sich keine Nachfrage in der entsprechenden Incremental Auction manifestiert hat, wird das Projekt nicht weiter verfolgt.</p>		


G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten

Projektname: G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten			
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q1/2017
		Stand vom:	30.06.2015
<p>Projektziel:</p> <p>Ziel des Projektes ist es, die Kapazität des physikalischen Gasflusses aus dem Verteilnetz in das Fernleitungsnetz zu erhöhen um an den Produktions- und Speicher Einspeisepunkten im Verteilernetz eine möglichst hohe Standardkapazität ausweisen zu können.</p>			
<p>Besonders zu beachten:</p> <p>Das Projekt ist in Verbindung mit dem Stationsumbau in Auersthal (Langfristplanung 2013 Projekt 2012/2) und mit der Kapazitätsbestellung Exit PVS2 --> PVS1 (Langfristplanung 2013 Projekt 2012/3) zu sehen. Das Projekt steht in direkter Konkurrenz zum Penta West Ausbau.</p>			
<p>Projektbeschreibung:</p> <p>In der Station Baumgarten soll die Übergabestation MS5 bidirektional betreibbar sein. Dazu ist es erforderlich, dass die Übergabestation ausgekreuzt wird. Es müssen all jene Fahrweisen realisierbar sein, die es ermöglichen, Gas im Fernleitungsnetz zu- und ableiten zu können. Voraussichtlich wird es erforderlich sein das Stationsgelände zu erweitern. Die Umsetzungsdauer beträgt 24 Monate.</p>			
Technische Daten:			

<p>Die Übergabestation soll zum bidirektionalen Betrieb eingerichtet werden. Die weiteren technischen Spezifikationen der Messanlage werden nicht verändert. Folgende Einspeisekapazitäten in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes dem Verteilergbiet zur Verfügung stehen: Einspeisekapazität FZK 570.000 Nm³/h (0°C) bei 52 bar(g) Einspeisekapazität UK 1.230.000 Nm³/h (0°C) bei 52 bar(g)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Investitionsschätzkosten: Mio € XX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 30%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Dies beinhaltet einerseits die Unsicherheiten, die sich aus fehlenden technischen Planungsparametern ergeben und andererseits auch die Unsicherheiten im Bereich der Ausführung, Substitutionsmaßnahmen, welche sich aus potentiellen Transporteinschränkungen, die sich während des Betriebes des G00.040 RF-Systems ergeben könnten, wurden nicht berücksichtigt.</p>		
<p>Projektbegründung: Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um die Kapazität der im Verteilnetz angeschlossenen Speicher zum VHP zu erhöhen. Dadurch wird die europäische Versorgungssicherheit erhöht.</p>		
<p>Projektphase: Identify and Assess</p>		
<p>TYNDP: -</p>	<p>PCI Status: Nicht vorhanden</p>	<p>CBCA Entscheidung: nein</p>
<p>Projektstatus: Da das Projekt in direktem Zusammenhang mit den Projekten „Langfristplanung 2013 Projekt 2012/2“ und „Langfristplanung 2013 Projekt 2012/3“ steht und da die entsprechenden Ausbauswellen in der Langfristigen Planung nicht erreicht wurden, wird das Projekt nicht weiter verfolgt.</p>		

10.2 Projektanträge

GCA 2015/01a Projekt 1a: BACI DN 800

Projektname:		BACI DN800	
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q4 2019
		Stand vom:	13.08.2015
Projektziel: Ziel des Projektes ist es, erstmals technische bidirektionale Kapazität auf FZK Basis und den Ein- bzw. Ausspeisepunkt Reintal zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Markt zu schaffen.			
Besonders zu beachten:			
<p>Es gibt bei diesem Projekt 2 Konzepte, wie die Märkte verbunden werden können:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Verbindung beider Märkte über den grenzquerenden Punkt Reintal 2. Buchung von Entry Kapazitäten an bereits bestehenden und/oder an potenziell neuen Grenzpunkten in beiden Ländern <p>Die in diesem Dokument enthaltenen Projekte der GCA werden jeweils einzeln und nicht gemeinsam betrachtet.</p>			
Projektbeschreibung:			
<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt 1a notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neue ÜMS – Baumgarten • Neue VS Baumgarten • Fernleitungsanbindung zwischen Baumgarten und Reintal • Neue ÜMS Reintal 			
Technische Daten:			
<p>Folgende neue FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten am Punkt Reintal in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen:</p> <p>Einspeisepunkt Reintal 750.000 Nm³/h (0° C)</p> <p>Ausspeisepunkt Reintal 750.000 Nm³/h (0° C)</p>			
Ökonomische Daten:			
<p>Investitionskostenbasis 2015: Mio € XX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.</p>			
Projektbegründung:			
<p>Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den Nord-Süd Korridor zu unterstützen, die Marktisolation zu verringern, die Versorgungssicherheit Tschechiens und Österreichs zu erhöhen und Transportrouten für alternative Gasquellen zu ermöglichen.</p>			
Projektphase:			
Identify and Assess			


TYNDP: TRA-N-021	PCI Status: vorhanden	CBCA Entscheidung: nein
Projektstatus: Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen als Planungsprojekt zur Genehmigung eingereicht.		

GCA 2015/01b Projekt 1b: BACI DN 1200

Projektname: BACI DN1200		Geplante Fertigstellung:	Q4 2019
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Stand vom:	13.08.2015
		Projektziel: Ziel des Projektes ist es, erstmals technische bidirektionale Kapazität auf FZK Basis und den Ein- bzw. Ausspeisepunkt Reintal zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Markt zu schaffen.	
Besonders zu beachten: Es gibt bei diesem Projekt 2 Konzepte, wie die Märkte verbunden werden können: <ol style="list-style-type: none"> 1. Verbindung beider Märkte über den grenzquerenden Punkt Reintal 2. Buchung von Entry Kapazitäten an bereits bestehenden und/oder an potenziell neuen Grenzpunkten in beiden Ländern. Die in diesem Dokument enthaltenen Projekte der GCA werden jeweils einzeln und nicht gemeinsam betrachtet.			
Projektbeschreibung: Folgende Investitionen sind für das Projekt 1b notwendig: <ul style="list-style-type: none"> • Neue ÜMS – Baumgarten • Neue VS Baumgarten • Fernleitungsanbindung zwischen Baumgarten und Reintal • Neue ÜMS Reintal 			
Technische Daten: Folgende neue FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten am Punkt Reintal in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Reintal 1.480.000 Nm³/h (0° C) Ausspeisepunkt Reintal 1.480.000 Nm³/h (0° C)			
Ökonomische Daten: Investitionskostenbasis 2015: Mio € XX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.			
Projektbegründung: Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den Nord-Süd Korridor zu unterstützen, die Marktisolation zu verringern, die Versorgungssicherheit Tschechiens und Österreichs zu erhöhen und Trans-			

portrouten für alternative Gasquellen zu ermöglichen.		
Projektphase: Identify and Assess		
TYNDP: TRA-N-021	PCI Status: vorhanden	CBCA Entscheidung: nein
Projektstatus: Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen als Planungsprojekt zur Genehmigung eingereicht.		


GCA 2015/02 Projekt 2: Entry/Exit Überackern

Projektname:	Entry/Exit Überackern		
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q2 2020
		Stand vom:	13.08.2015
Projektziel: Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zu erhöhen 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 FZK-Basis zu decken.			
Besonders zu beachten: Die Investition beschränkt sich nur auf den Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zur Schaffung von Kapazitäten mit garantiertem Zugang zum VHP. Die in diesem Dokument enthaltenen Projekte der GCA werden jeweils einzeln und nicht gemeinsam betrachtet.			
Projektbeschreibung: Folgende Investitionen sind für das Projekt 2 notwendig:			
<ul style="list-style-type: none"> • Neue VS-Überackern • Modifikation ÜMS Überackern: Tausch der Anbindungspunkte der grenzquerenden Leitungen der Schienen SUDAL und ABG und Installation eines zusätzlichen Filterseparators auf der zukünftigen ABG Schiene. • Teilloop Penta West • Modifikation der ÜMS Neustift • Teilloop WAG 			
Technische Daten: Auf Basis folgender zusätzlicher Kapazitäten wurden die entsprechenden projektspezifischen Analysen durchgeführt: Einspeisepunkt SUDAL 230.000 Nm ³ /h (0°C) Einspeisepunkt 7 Fields 330.000 Nm ³ /h (0°C)			

Ausspeisepunkt 7 Fields 330.000 Nm ³ /h (0°C)		
Ökonomische Daten: Folgende zusätzliche FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten am Punkt Überackern in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projekts den Netzbenutzern gemäß eingemeldeten Bedarfe zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Überackern SUDAL 223.414 Nm ³ /h (0°C) Speichereinspeisepunkt 7Fields 325.328 Nm ³ /h (0°C) Speicherausspeisepunkt 7Fields 325.328 Nm ³ /h (0°C) Investitionskostenbasis 2015: Mio € XX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Überackern zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen bzw. verbindliche langfristige Buchungen des Speicherbetreibers gedeckt werden.		
Projektbegründung: Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den zusätzlichen angemeldeten Kapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Überackern SUDAL und den Speicherein- bzw. -ausspeisepunkten 7Fields zu decken. Darüber hinaus werden die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht.		
Projektphase: Identify and Assess		
TYNDP: -	PCI Status: Nicht vorhanden	CBCA Entscheidung: nein
Projektstatus: Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.		

GCA 2015/03 Projekt 3: Entry/Exit Überackern - Maximum

Projektname: Entry/Exit Überackern - Maximum			
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q2 2021
		Stand vom:	30.06.2015
Projektziel: Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zu erhöhen um eine mögliche Maximalvariante abzubilden und um etwaig alternative Routen für potenzielle Speicheranbindungen zu untersuchen.			
Besonders zu beachten: Die Investition beschränkt sich nur auf den Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zur Schaffung von Kapazitäten mit garantiertem Zugang zum VHP. Die in diesem Dokument enthaltenen Projekte der GCA werden jeweils einzeln und nicht gemeinsam betrachtet.			

<p>Projektbeschreibung:</p> <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt 3 notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neue VS-Überackern • Modifikation ÜMS Überackern: Tausch der Anbindungspunkte der grenzquerenden Leitungen der Schienen SUDAL und ABG und Installation eines zusätzlichen Filterseparators auf der zukünftigen ABG Schiene. • Loop Penta West • Modifikation der ÜMS und VS Neustift • Loop WAG • Modifikationen der VS Rainbach und Kirchberg • Verrohrung in Baumgarten 			
<p>Technische Daten:</p> <p>Folgende zusätzliche FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten am Punkt Überackern in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen:</p> <p>Einspeisepunkt Überackern SUDAL/ABG/7 Fields 1.427.389 Nm³/h (0°C)</p> <p>Ausspeisepunkt Überackern SUDAL/ABG 7Fields 1.580.440 Nm³/h (0°C)</p>			
<p>Ökonomische Daten:</p> <p>Investitionskostenbasis 2015: Mio € XX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Überackern zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen bzw. verbindliche langfristige Buchungen des Speicherbetreibers gedeckt werden.</p>			
<p>Projektbegründung:</p> <p>Konkret wird dieses Projekt untersucht, um eine mögliche Maximalvariante abzubilden und um etwaig alternative Routen für potenzielle Speicheranbindungen zu untersuchen. Darüber hinaus werden die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht.</p>			
<p>Projektphase:</p> <p>Identify and Assess</p>			
<p>TYNDP:</p> <p>-</p>	<p>PCI Status:</p> <p>Nicht vorhanden</p>	<p>CBCA Entscheidung:</p> <p>nein</p>	
<p>Projektstatus:</p> <p>Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen als Planungsprojekt zur Genehmigung eingereicht.</p>			

GCA 2015/04 Projekt 4: Entry Mosonmagyaróvár - Minimum

Projektname:		Entry Mosonmagyaróvár - Minimum	
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q3 2017

		Stand vom:	13.08.2015
<p>Projektziel: Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu generieren um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf an Einspeisekapazitäten am Punkt Mosonmagyaróvár auf FZK-Basis zu decken.</p>			
<p>Besonders zu beachten:</p> <p>Die Investition beschränkt sich nur auf den Ein- und Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár zur Schaffung von Kapazitäten mit garantiertem Zugang zum VHP. Die in diesem Dokument enthaltenen Projekte der GCA werden jeweils einzeln und nicht gemeinsam betrachtet.</p>			
<p>Projektbeschreibung:</p> <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt 4 notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Modifikation HAG MS: Filterseparator, Messstrecken, Regelung, Verrohrung • Erweiterung im Knoten Baumgarten 		<p>The diagram illustrates a gas network hub labeled 'VTP AT' in a central circle. Green arrows indicate bidirectional connections to neighboring countries: CZ (north), BACI (northwest), DE and FR (west), IT and SI (southwest), SK (east), and HU (south). A thick green arrow points from 'VTP AT' to 'RO' (Romania), which is represented by a blue triangle labeled 'RO NP'.</p>	
<p>Technische Daten:</p> <p>Auf Basis folgender zusätzlicher Kapazitäten wurden die entsprechenden projektspezifischen Analysen durchgeführt:</p> <p>Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár 120.000 Nm³/h (0°C)</p>			
<p>Ökonomische Daten:</p> <p>Folgende zusätzliche FZK Einspeisekapazitäten am Punkt Mosonmagyaróvár in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projekts den Netzbenutzern gemäß dem eingemeldeten Bedarf zur Verfügung stehen:</p> <p>Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár 114.155 Nm³/h (0°C)</p> <p>Investitionskostenbasis 2015: Mio € XX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Mosonmagyaróvár zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>			
<p>Projektbegründung:</p> <p>Konkret wird dieses Projekt untersucht, um den zusätzlichen angemeldeten Kapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu decken. Darüber hinaus werden die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht sowie die Diversifizierung von Erdgasquellen und -routen erreicht.</p>			
<p>Projektphase:</p> <p>Identify and Assess</p>			
<p>TYNDP:</p> <p>-</p>	<p>PCI Status:</p> <p>Nicht vorhanden</p>	<p>CBCA Entscheidung:</p> <p>nein</p>	
<p>Projektstatus:</p> <p>Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmi-</p>			

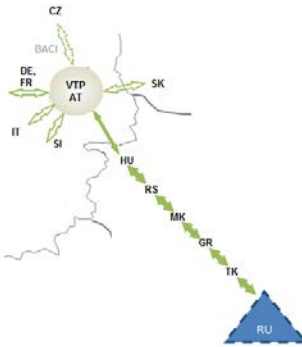
gung eingereicht.

GCA 2015/05 Projekt 5: Entry Mosonmagyaróvár - Base

Projektname: Entry Mosonmagyaróvár - Base			
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q1 2020
		Stand vom:	13.08.2015
Projektziel: Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu generieren um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf an Einspeisekapazitäten am Punkt Mosonmagyaróvár auf FZK-Basis zu decken.			
Besonders zu beachten: Die Investition beschränkt sich nur auf den Ein- und Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár zur Schaffung von Kapazitäten mit garantiertem Zugang zum VHP. Die in diesem Dokument enthaltenen Projekte der GCA werden jeweils einzeln und nicht gemeinsam betrachtet.			
Projektbeschreibung: Folgende Investitionen sind für das Projekt 5 notwendig: <ul style="list-style-type: none"> • Modifikation HAG MS: Filterseparator, Messstrecken, Regelung, Verrohrung • Neue VS HAG • Erweiterung im Knoten Baumgarten 			
Technische Daten: Auf Basis folgender zusätzlicher Kapazitäten wurden die entsprechenden projektspezifischen Analysen durchgeführt: Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár 570.000 Nm ³ /h (0°C)			
Ökonomische Daten: Folgende zusätzliche FZK Einspeisekapazitäten am Punkt Mosonmagyaróvár in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projekts den Netzbenutzern gemäß dem angemeldeten Bedarf zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár 570.000 Nm ³ /h (0°C) Investitionskostenbasis 2015: Mio € XX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Mosonmagyaróvár zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.			
Projektbegründung: Konkret wird dieses Projekt untersucht, um den zusätzlichen angemeldeten Kapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu decken. Darüber hinaus werden die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht sowie die Diversifizierung von Erdgasquellen und -routen erreicht.			
Projektphase:			

Identify and Assess		
TYNDP: TRA-N-423	PCI Status: Nicht vorhanden	CBCA Entscheidung: nein
Projektstatus: Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.		

GCA 2015/06 Projekt 6: Mosonmagyaróvár plus

Projektname:	Mosonmagyaróvár plus		
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q3 2019
		Stand vom:	30.06.2015
Projektziel: Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu generieren um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf an Einspeisekapazitäten am Punkt Mosonmagyaróvár auf FZK-Basis zu decken.			
Besonders zu beachten: Die Investition beschränkt sich nur auf den Ein- und Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár zur Schaffung von Kapazitäten mit garantiertem Zugang zum VHP. Die in diesem Dokument enthaltenen Projekte der GCA werden jeweils einzeln und nicht gemeinsam betrachtet.			
Projektbeschreibung: Folgende Investitionen sind für das Projekt 6 notwendig:			
<ul style="list-style-type: none"> • Loop der HAG Leitung • Neue VS HAG • Erweiterungen im Knoten Baumgarten inklusive Errichtung neuer Messstrecken 			
Technische Daten: Folgende zusätzliche FZK Einspeisekapazitäten am Punkt Mosonmagyaróvár in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár 2.300.000 Nm ³ /h (0°C)			
Ökonomische Daten: Investitionskostenbasis 2015: Mio € XX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Mosonmagyaróvár zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.			
Projektbegründung: Konkret wird dieses Projekt untersucht, um den zusätzlichen angemeldeten Kapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu decken. Darüber hinaus werden die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht sowie die Diversifizierung von Erdgasquellen und -routen erreicht.			

Projektphase: Identify and Assess		
TYNDP: TRA-N-583	PCI Status: Nicht vorhanden	CBCA Entscheidung: nein
Projektstatus: Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.		

GCA 2015/07a Projekt 7a: Mehrbedarf Verteilergbiet

Projektname: Mehrbedarf Verteilergbiet			
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q1 2017
		Stand vom:	30.06.2015
Projektziel: Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am virtuellen Punkt vom Verteilergbiet in die Fernleitungsebene der GCA zu erhöhen um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf an Einspeisekapazitäten am virtuellen Punkt auf FZK-Basis zu decken.			
Besonders zu beachten: Am virtuellen Punkt vom Verteilergbiet in die Fernleitung existiert gegenwärtig eine technisch anwendbare Kapazität von 360.000 Nm ³ /h (0°C). Die Annahmen zu diesem Projekt basieren auf einen Eingangsdruck in Baumgarten von 55,0 barg. Die in diesem Dokument enthaltenen Projekte der GCA werden jeweils einzeln und nicht gemeinsam betrachtet.			
Projektbeschreibung: Folgende Investitionen sind für das Projekt 7a notwendig: <ul style="list-style-type: none"> • Filterbatterie BOP11/12 auskreuzen um Gas von Kollektoren 1+2 Richtung WAG Saugseite filtern zu können. • Austausch der WAG Saugleitung (24" auf 32") um gesamte Menge (600.000 PVS + 515.000 MAB) mit CS WAG BMG verdichten zu können. 			
Technische Daten: Folgende zusätzliche FZK Einspeisekapazitäten am virtuellen Punkt vom Verteilergbiet in die Fernleitungsebene der GCA sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Virtueller Einspeisepunkt 240.000 Nm ³ /h (0°C)			
Ökonomische Daten: Investitionskostenbasis 2015: Mio € XX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.			
Projektbegründung: Konkret wird dieses Projekt untersucht, um den zusätzlichen angemeldeten Kapazitätsbedarf am virtuellen Punkt vom Verteilergbiet in die Fernleitungsebene der GCA zu decken.			
Projektphase:			

Identify and Assess		
TYNDP: -	PCI Status: Nicht vorhanden	CBCA Entscheidung: nein
<p>Projektstatus:</p> <p>Dieses Projekt 7a wird zu den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen und der Bedingung, dass entweder das Projekt „GCA 2015/07a“ oder das Projekt „GCA2015/07b“, jedoch niemals beide gemeinsam umgesetzt werden, zur Genehmigung eingereicht. Sollte das Projekt „GCA 2015/07a“ genehmigt werden, ist in späterer Folge jedoch eine kapazitative Erweiterung gemäß dem Punkt „technische Daten“ des Projekts „GCA 2015/07b“ möglich.</p>		

GCA 2015/07b Projekt 7b: Mehrbedarf Verteilergebiet +

Projektname:	Mehrbedarf Verteilergebiet +		
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q2 2017
		Stand vom:	13.08.2015
<p>Projektziel: Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am virtuellen Punkt vom Verteilergebiet in die Fernleitungsebene der GCA zu erhöhen um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf an Einspeisekapazitäten am virtuellen Punkt auf FZK-Basis zu decken.</p>			
<p>Besonders zu beachten:</p> <p>Am virtuellen Punkt vom Verteilergebiet in die Fernleitung existiert gegenwärtig eine technisch anwendbare Kapazität von 360.000 Nm³/h (0°C). Die Annahmen zu diesem Projekt basieren auf einen Eingangsdruck in Baumgarten von 55,0 barg. Die in diesem Dokument enthaltenen Projekte der GCA werden jeweils einzeln und nicht gemeinsam betrachtet.</p>			
<p>Projektbeschreibung:</p> <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt 7b notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Filterbatterie BOP11/12 auskreuzen um Gas von Kollektoren 1+2 Richtung WAG Saugseite filtern zu können. • Austausch der WAG Saugleitung (24" auf 32") um gesamte Menge (600.000 PVS + 515.000 MAB) verdichtet in die WAG ableiten zu können. • Umbinden HAG MS und damit direkte Verbindung Kollektor über BOP11 in WAG. • TAG AZ Ausbau der zweiten Schiene (Filter, Regelventile, neue 20" Messstrecke, HD Einspeisung auf MD ermöglichen) 			
<p>Technische Daten:</p> <p>Folgende zusätzliche FZK Einspeisekapazitäten am virtuellen Punkt vom Verteilergebiet in die Fernleitungsebene der GCA sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen:</p> <p>Virtueller Einspeisepunkt 600.000 Nm³/h (0°C)</p>			
<p>Ökonomische Daten:</p> <p>Investitionskostenbasis 2015: Mio € XX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die am virtuellen Punkt zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>			

Projektbegründung: Konkret wird dieses Projekt untersucht, um den zusätzlichen angemeldeten Kapazitätsbedarf am virtuellen Punkt vom Verteilerggebiet in die Fernleitungsebene der GCA zu decken.		
Projektphase: Identify and Assess		
TYNDP: -	PCI Status: Nicht vorhanden	CBCA Entscheidung: nein
Projektstatus: Dieses Projekt 7b wird zu den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen und der Bedingung, dass entweder das Projekt „GCA 2015/07a“ oder das Projekt „GCA2015/07b“, jedoch niemals beide gemeinsam umgesetzt werden, zur Genehmigung eingereicht.		

GCA 2015/08 Projekt 8: Entry/Exit Murfeld

Projektname:	Entry/Exit Murfeld		
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q4 2019
		Stand vom:	13.08.2015
Projektziel: Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität auf FZK Basis am Ausseisepunkt Murfeld zu erhöhen und erstmals technische FZK Kapazität am Einspeisepunkt Murfeld zu schaffen.			
Besonders zu beachten: Die Investition beschränkt nur auf das an den Ein- und Ausseisepunkt Murfeld und das angeschlossene österreichische Fernleitungsnetz der GCA. Die in diesem Dokument enthaltenen Projekte der GCA werden jeweils einzeln und nicht gemeinsam betrachtet.			
Projektbeschreibung: Folgende Investitionen sind für das Projekt 8 notwendig:			
<ul style="list-style-type: none"> • Erweiterung MS Weitendorf und Murfeld: Filterseparator, Messstrecken, Regelung, Verrohrung • Neue VS Murfeld • Loop der SOL zwischen Leibnitz und Murfeld • Loop der grenzquerenden Leitung Murfeld – Cersak • Erweiterung des TAG AZ Baumgarten 			
Technische Daten: Auf Basis folgender zusätzlicher Kapazitäten wurden die entsprechenden projektspezifischen Analysen durchgeführt:			
Einspeisepunkt Murfeld	620.000 Nm ³ /h (0° C)		
Ausseisepunkt Murfeld	200.000 Nm ³ /h (0° C)		
Ökonomische Daten:			

<p>Folgende neue FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten am Punkt Murfeld in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projekts den Netzbenutzern zur Verfügung stehen:</p> <p>Einspeisepunkt Murfeld 614.388Nm³/h (0° C)</p> <p>Ausspeisepunkt Murfeld 195.388 Nm³/h (0° C)</p> <p>Investitionskostenbasis 2015: Mio € XXX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die am virtuellen Punkt zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>		
<p>Projektbegründung:</p> <p>Konkret wird dieses Projekt untersucht, um den zusätzlichen angemeldeten Kapazitätsbedarf am Ein- und Ausspeisepunkt Murfeld zu decken. Darüber hinaus werden die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht sowie die Diversifizierung von Erdgasquellen und -routen erreicht.</p>		
<p>Projektphase:</p> <p>Identify and Assess</p>		
<p>TYNDP:</p> <p>-</p>	<p>PCI Status:</p> <p>Nicht vorhanden</p>	<p>CBCA Entscheidung:</p> <p>nein</p>
<p>Projektstatus:</p> <p>Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.</p>		

GCA 2015/09 Projekt 9: Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten

Projektname: Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten			
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q2 2016
		Stand vom:	13.08.2015
Projektziel: Ziel des Projektes ist eine Ertüchtigung des Knoten Baumgarten.			
<p>Besonders zu beachten:</p> <p>In Zusammenhang mit diesem Projekt wurde mit dem Fernleitungsnetzbetreiber TAG vereinbart, dass dieses Programm fernleitungsnetzbetreiberscharf abgewickelt wird. Das bedeutet, dass das GCA Programm ausschließlich Einzelprojekte beinhaltet, welche sich in Anlagen im Eigentum der GCA befinden. Die in diesem Dokument enthaltenen Projekte der GCA werden separat und nicht in Addition betrachtet.</p>			
<p>Projektbeschreibung:</p> <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt 9 notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung Kapazität von Messstrecken (MS 4, MS 5, HAG MS, TAG AZ, BOP 11, BOP 12) • Erhöhung der Kapazität von Filterseparatoren (MS 4, TAG AZ, BOP 11, BOP 12) • Rohrbautechnische Arbeiten in Baumgarten 			
<p>Technische Daten:</p> <p>Für die Umsetzung des Abwicklungsprogramms Messstrecken Baumgarten ist eine Erhöhung der Kapazität von Messstrecken und Filterseparatoren sowie rohrbautechnische Umbauarbeiten im Bereich des Knotens Baumgarten durchzuführen.</p>			

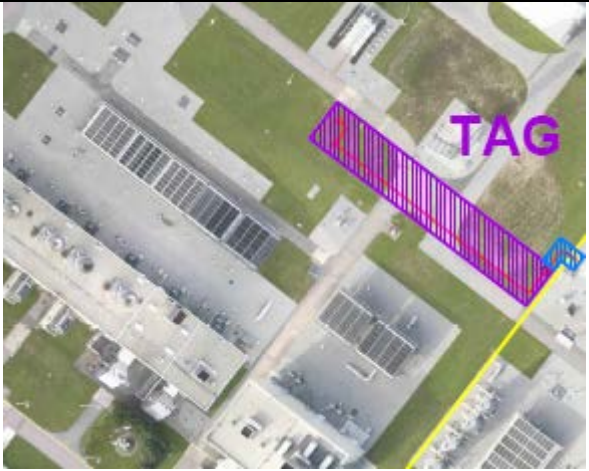
Ökonomische Daten: Investitionskostenbasis 2015: Mio € XX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.		
Projektbegründung: Folgende Beweggründe machen das Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten für das Marktgebiet Ost zu wesentlichen und sofort umzusetzenden Projekt: <ul style="list-style-type: none"> • Antwort auf sich ändernde Marktanforderungen • Optimierung der Flexibilisierung des Knoten Baumgarten • Schaffung neuer, verbesserter Fahrwege • Reduktion der Abhängigkeiten von nicht österreichischer Fernleitungsnetzbetreibern • Verbesserung der Steuerungsmöglichkeiten • Reduktion der Unterbrechungswahrscheinlichkeit unterbrechbarer Dienstleistungen 		
Projektphase: Execute		
TYNDP: -	PCI Status: Nicht vorhanden	CBCA Entscheidung: nein
Projektstatus: Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.		

GCA 2015/10 Projekt 10: Erfüllung Bescheidauflage

Projektname: Erfüllung Bescheidauflage			
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q2 2018
		Stand vom:	13.08.2015
Projektziel: Ziel des Projektes ist es die Bescheidauflage resultierend aus dem letztjährigen (K)NEP 2015-2024 zum höchstmöglichen Ausweis von FZK Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein zu erfüllen.			
Besonders zu beachten: Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Projekt TAG 2015/02 AZ1 Baumgarten. In Zusammenhang mit diesem Projekt wurde mit dem Fernleitungsnetzbetreiber TAG vereinbart, dass dieses Programm fernleitungsnetzbetreiberscharf abgewickelt wird. Das bedeutet, dass das GCA Projekt ausschließlich Einzelprojekte beinhaltet, welche sich in Anlagen im Eigentum der GCA befinden. Die in diesem Dokument enthaltenen Projekte der GCA werden jeweils einzeln und nicht gemeinsam betrachtet.			
Projektbeschreibung: Folgende Investitionen sind für das Projekt 10 notwendig: <ul style="list-style-type: none"> • Erweiterung der Verbindungskapazität in Baumgarten von der TAG zum VHP und in die anderen Systeme 			
Technische Daten: Für die Umsetzung des Projekts 10 wurde mit der TAG eine zu analysierende FZK Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein von 11.190 MWh/h bzw. 1.000.000 Nm ³ /h (0°C) abgestimmt.			

Ökonomische Daten: Investitionskostenbasis 2015: Mio € XX. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.		
Projektbegründung: Erfüllung der Bescheidaufgabe resultierend aus dem letztjährigen (K)NEP 2015-2024		
Projektphase: Identify and Assess		
TYNDP: -	PCI Status: Nicht vorhanden	CBCA Entscheidung: nein
Projektstatus: Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen als Konzeptionsstudie zur Genehmigung eingereicht.		

TAG 2015/01 Messstrecken Baumgarten TAG Einbindung

Projektname: Messstrecken Baumgarten TAG Einbindung			
Projektträger:	TAG GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q2 2016
		Stand vom:	15.06.2015
Projektziel: Durch das Projekt „Messstrecken Baumgarten TAG Einbindung“ wird eine neue Verbindung zwischen dem GCA Subsystem WAG-MS4 und dem TAG System geschaffen, wodurch sich die Verbindungskapazität innerhalb der Station Baumgarten erhöht.			
Besonders zu beachten: Durch das gegenständliche Projekt werden am Gasknotenpunkt Baumgarten die Gasflusskapazitäten zwischen den einzelnen Transitsystemen erhöht. Es kommt dabei zu keiner Kapazitätssteigerung des Gesamtsystems an den maßgeblichen Punkten, sondern lediglich zur Steigerung der Austauschkapazitäten zwischen den einzelnen Teilsystemen. Das Projekt ist eine komplementäre Maßnahme zum im Zuge des KNEP 2016-25 von GasConnect Austria eingereichten Projekt „Messstrecken Baumgarten“ (Projekt GCA 2015/09).			
Projektbeschreibung: Folgende Investitionen sind für die Projektumsetzung notwendig:			
<ul style="list-style-type: none"> • Einbau eines US Zählers als Kontrollmessung • Einbau von Absperrarmaturen • Einbindung in die Stationssteuerung • Verbindungsleitung zwischen MS4 und TAG-Leitung 			

Technische Daten: Erhöhung der Verbindungskapazität MS4 - TAG Baumgarten XXXX Nm ³ /h (0° C)		
Ökonomische Daten: Investitionskostenbasis 2015: XXXX €		
Projektbegründung: Dieses Projekt wird erforderlich, um die technische Verbindungskapazität zwischen den Systemen der TAG GmbH und der Gasconnect Austria innerhalb der Station Baumgarten zu erhöhen und dadurch die Versorgungssicherheit im österreichischen Marktgebiet und in Italien zu erhöhen.		
Projektphase: Planungsphase		
TYNDP: nein	PCI Status: nein	CBCA Entscheidung: nein
Projektstatus: Das Projekt wird zur Genehmigung eingereicht.		

TAG 2015/02 AZ1 Baumgarten

Projektname: AZ1 Baumgarten			
Projektträger:	TAG GmbH	Geplante Fertigstellung:	Q2/2016
		Stand vom:	15.06.2015
Projektziel: Durch das Projekt „AZ1 Baumgarten“ wird eine physikalische Verbindungskapazität zwischen dem TAG Gasleitungssystem und dem GCA Subsystem PVS AZ1 geschaffen. Dadurch wird der physische Gastransport vom maßgeblichen Punkt Entry Arnoldstein bis zum VHP ermöglicht und die Auflage zur Aufwertung der DZK- zu FZK-Kapazitäten aus dem Bescheid PA 3774/14 der e-Control zum KNEP 2015-24 gewährleistet.			
Besonders zu beachten: Es kommt dabei zu keiner Kapazitätssteigerung des Gesamtsystems, sondern lediglich zur Steigerung der Austauschkapazität zwischen den einzelnen Teilsystemen und einer physikalischen Ausspeisungsmöglichkeit von Erdgas über den Reverse Flow von Arnoldstein. Das Projekt ist eine komplementäre Maßnahme zum von GasConnect Austria im Zuge des KNEP 2016-25 eingereichten „Projekt 10 - Erfüllung der Bescheidaufgabe“ (Projekt GCA 2015/10) zu betrachten			
Projektbeschreibung: Folgende Investitionen sind für die Projektumsetzung notwendig:			
<ul style="list-style-type: none"> • Einbau einer Absperrarmatur • Einbindung in die Stationssteuerung 			
Technische Daten: Erhöhung der physikalischen Ausspeisekapazität - AZ1 Baumgarten: XXXX Nm ³ /h (0° C)			

Ökonomische Daten: Investitionskostenbasis 2015: XXXX €. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Projektbegründung: die Auflage aus dem Bescheid PA 3774/14 der e-Control zum KNEP 2015-24 zur Aufwertung der DZK- zu FZK-Kapazitäten am Entry Arnoldstein und somit eine Verbesserung des Produktportfolios der TAG GmbH		
Projektphase: Planungsphase		
TYNDP: nein	PCI Status: nein	CBCA Entscheidung: nein
Projektstatus: Das Projekt wird zur Genehmigung eingereicht.		

11 Zusammenfassung und Ausblick

Die Entwicklung des Gasmarkts auf europäischer und nationaler Ebene erfordert neben einer Koordination von FNB auf europäischer Ebene auch eine intensive Koordination der nationalen FNB, um gemeinsam bestmöglich zur Versorgungssicherheit beizutragen. GCA sieht dabei die Hauptaufgabe der Rolle des MGM als koordinierendes Bindeglied und Dienstleistungsplattform bei der sinnvollen Verbindung des europäischen Top-down Ansatzes durch ENTSOG mit dem nationalen Bottom-up Ansatz der LFP durch AGGM.

Die österreichischen FNB, haben im Zuge der Erstellung des jeweiligen NEPs eine Marktbefragung an den Ein- und Ausspeisepunkten durchgeführt. Die Marktbefragung von TAG hat keine potentiellen Engpässe signalisiert. Parallel zur Marktbefragung der FNB, hat der MGM eine Projektdatenerhebung durchgeführt. Nach Gegenüberstellung der Bedarfserhebung an den Ein- und Ausspeisepunkten mit der verfügbaren Leitungskapazität und der Berücksichtigung der eingemeldeten Projekte wurde gemeinsam von MGM und FNB ein Kapazitätsszenario erstellt (siehe Kapitel 7). Aufgrund des Kapazitätsszenarios wurden potentielle Engpässe an den Ein- und Ausspeisepunkten ermittelt und in den jeweiligen NEPs entsprechende Maßnahmen vorgeschlagen.

Die Analysen des NEPs der GCA haben ergeben, dass zur Erfüllung der angemeldeten Kapazitätsbedarfe am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern und am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zusätzliche Investitionen im Fernleitungssystem der GCA notwendig sind. Die Übermittlung der Projekte BACI, GCA Mosonmagyaróvár, GCA Mosonmagyaróvár Plus, Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten, Upgrade of Rogatec interconnection, CS Kidričevo 2nd phase of upgrade, Upgrade of Murfeld/Ceršak interconnection sowie die Auflage zum Bescheid PA 3774/14 der ECA zum KNEP 2015-2024 haben zu weiteren Analysen im NEP der GCA geführt. Dementsprechende Projekte werden zur Genehmigung eingereicht, um die Kapazitätserfordernisse zu decken. Die Realisierung der Projekte wird erreicht, wenn die den Punkten zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden. Die Kapazitätssituation an den beschriebenen Ein- und Ausspeisepunkten wird laufend beobachtet, analysiert und ausgewertet, um notwendige Maßnahmen rechtzeitig zu initialisieren.

Die Analyse des NEPs der TAG ergibt, dass eine Erhöhung der vorhandenen Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten der TAG aufgrund des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs, der an den maßgeblichen Punkten der GCA eingemeldet wurde, aktuell nicht notwendig ist. Die Auflage zum Bescheid PA 3774/14 der ECA zum KNEP 2015-2024 sowie das Projekt Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten der GCA haben zu weiteren Analysen im NEP der TAG geführt. Dementsprechende Projekte werden zur Genehmigung eingereicht um die Kapazitätserfordernisse zu decken.

Die Marktteilnehmer sind dazu eingeladen ihr Feedback zum KNEP 2016 – 2025 an den MGM (marktgebietsmanager@gasconnect.at) zu übermitteln, um zur Weiterentwicklung der zukünftigen Ausgaben beizutragen.

12 Haftungsausschluss

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2016 – 2025 existiert sowohl in einer deutschen als auch in einer englischen Sprachversion; allfällige inhaltliche Unterschiede sind nicht beabsichtigt. Die verbindliche Sprachfassung ist jeweils die deutschsprachige Version. Die englische Übersetzung ist unverbindlich und dient ausschließlich Informationszwecken. Eine Haftung des Marktgebietsmanagers und der Fernleitungsnetzbetreiber für allfällige inhaltliche Abweichungen oder Übersetzungsfehler ist ausgeschlossen.

13 Abkürzungsverzeichnis

AGGM	Austrian Gas Grid Management AG
AT	Österreich
AZ	Abzweigpunkt
bar(a)	Bar absolut
BOG	Baumgarten-Oberkappel Gasleitungs GmbH
CAM	Capacity Allocation Mechanism
CBCA	Cross Border Cost Allocation
CEGH	Central European Trading Hub
DE	Deutschland
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität
ECA	Energie-Control Austria
Einspeisepunkt	Einspeisepunkt
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators
Ausspeisepunkt	Ausspeisepunkt
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GCV	Gross Calorific Value (Brennwert)
GSNE-VO 2013	Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013,
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
GWh	Gigawattstunden
GRIP	Gas Regional Investment Plan
IP	Interconnection Point
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan
KWh	Kilowattstunden
LFP	Langfristige Planung
MAB	March Baumgarten Gasleitung
MGM	Marktgebietsmanager
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NCG	Net Connect Germany
NEP	Netzentwicklungsplan
Nm ³ /h	Normkubikmeter pro Stunde (Temperatur 0°C)
PCI	Project of Common Interest
PSA	Pressure Service Agreement
SEL	Süddeutsche Erdgasleitung
SK	Slowakei
SOL	Süd Ost Leitung
SOS	Security of Supply
TAG	Trans Austria Gasleitung
TGL	Tauerngasleitung
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UK	Unterbrechbare Kapazität
ÜACK	Überackern
VGM	Verteilergebietsmanager
VHP	Virtueller Handelspunkt
VS	Verdichterstation
ÜMS	Übergabemesstation

14 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der Absatzszenarien	11
Abbildung 2: Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, maximale Stundenleistung	12
Abbildung 3: Kapazitätsszenario	20
Abbildung 4: Prozess vom Bedarf zur Nachfrage	22
Abbildung 5: Angemeldeter Kapazitätsbedarf - Physische Einspeisepunkte (in MWh/h)	27
Abbildung 6: Angemeldeter Kapazitätsbedarf - Physische Ausspeisepunkte (in MWh/h)	27
Abbildung 7: Angemeldeter Kapazitätsbedarf – Nicht-Physische Einspeisepunkte (in MWh/h)	28
Abbildung 8: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Oberkappel (in MWh/h)	30
Abbildung 9: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár (in MWh/h)	31
Abbildung 10: Projekt 1a BACI DN 800	33
Abbildung 11: Projekt 1b BACI DN 1200	36
Abbildung 12: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Überackern (in MWh/h)	38
Abbildung 13: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Überackern (in MWh/h)	39
Abbildung 14: Projekt 2 Entry/Exit Überackern	40
Abbildung 15: Projekt 4 Entry Mosonmagyaróvár - Minimum	43
Abbildung 16: Projekt 5 Entry Mosonmagyaróvár - Base	45
Abbildung 17: Projekt 6 Mosonmagyaróvár plus	47
Abbildung 18: Projekt 8 Entry/Exit Murfeld	51
Abbildung 19: Gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten GCA (in MWh/h)	55
Abbildung 20: Gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten WAG (in MWh/h)	55
Abbildung 21: Gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Baumgarten WAG (in MWh/h)	55
Abbildung 22: Gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Oberkappel (in MWh/h)	56
Abbildung 23: Gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Murfeld (in MWh/h)	56
Abbildung 24: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten (in MWh/h)	60
Abbildung 25: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein (in MWh/h)	60
Abbildung 26: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Arnoldstein (in MWh/h)	61

15 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: N-1 Berechnung Marktgebiet Ost.....	9
Tabelle 2: Projektgruppen auf europäischer Ebene.....	14
Tabelle 3: Projektübermittlungen an den MGM.....	19
Tabelle 4: Ein- und Ausspeisepunkte für Kapazität mit Zugang zum VHP.....	26
Tabelle 5: Einspeisepunkte für Kurzstreckenkapazität ohne Zugang zum VHP.....	28
Tabelle 6: Ein- und Ausspeisepunkte mit Zugang zum VHP - Bedarfe.....	29
Tabelle 7: Kapazitätsdaten für Projekt 1a BACI DN 800.....	32
Tabelle 8: Kapazitätsdaten für Projekt 1b BACI DN 1200.....	35
Tabelle 9: Kapazitätsdaten für Projekt 2 Entry/Exit Überackern.....	38
Tabelle 10: Kapazitätsdaten für Projekt 4 Entry Mosonmagyaróvár - Minimum.....	42
Tabelle 11: Kapazitätsdaten für Projekt 5 Entry Mosonmagyaróvár - Base.....	44
Tabelle 12: Kapazitätsdaten für Projekt 6 Mosonmagyaróvár plus.....	46
Tabelle 13: Kapazitätsdaten für Projekt 7a Mehrbedarf Verteilergbiet.....	48
Tabelle 14: Kapazitätsdaten für Projekt 7b Mehrbedarf Verteilergbiet +.....	49
Tabelle 15: Kapazitätsdaten für Projekt 8 Entry/Exit Murfeld.....	51
Tabelle 16: Ein- und Ausspeisepunkte mit Zugang zum VHP.....	59