



# Koordinierter Netzentwicklungsplan 2015 – 2024



**GAS CONNECT  
AUSTRIA**

Fassung vom 12.11.2014

## Inhalt

1	Vorwort .....	3
2	Planungsprozess – zeitlicher Ablauf .....	4
3	Einleitung.....	5
4	Transitmarkt Österreich.....	6
5	Nationale Netzentwicklungsplanung im europäischen Kontext .....	10
5.1	Ausgewählte Infrastrukturprojekte in Europa – Fokus Österreich .....	13
5.2	Projektdatenerhebung durch den Marktgebietsmanager.....	14
5.3	Vom Bedarf zur Nachfrage .....	17
6	Netzentwicklungsplan Gas Connect Austria GmbH.....	19
6.1	Kapazitätsdatenerhebung .....	20
6.1.1	Einspeisepunkte und Ausspeisepunkte.....	20
6.1.2	Angemeldeter Bedarf für Kapazitäten mit Zugang zum VHP .....	22
6.1.3	Angemeldeter Bedarf für Kapazitäten ohne Zugang zum VHP.....	23
6.2	Analyse des Kapazitätsbedarfs.....	24
6.2.1	Analyse des Kapazitätsbedarfs - keine Unterdeckung.....	26
6.2.2	Analyse des Kapazitätsbedarfs - kurzfristige Unterdeckung .....	26
6.2.3	Analyse des Kapazitätsbedarfes – langfristige Unterdeckung .....	27
6.2.3.1	Kapazitätsszenario 1: Zusätzlicher Kapazitätsbedarf am Punkt Überackern .....	27
6.2.3.1.1	Technische Machbarkeit .....	30
6.2.3.1.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	31
6.2.3.2	Kapazitätsszenario 2: Zusätzlicher Kurzstreckenkapazitätsbedarf .....	31
6.2.3.2.1	Technische Machbarkeit .....	33
6.2.3.2.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	34
6.2.4	Analyse des Kapazitätsbedarfs – Projekteinmeldungen .....	34
6.2.4.1	Kapazitätsszenario 3a: Projekt BACI .....	34
6.2.4.1.1	Technische Machbarkeit .....	35
6.2.4.1.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	36
6.2.4.2	Kapazitätsszenario 3b: Projekt BACI DN1200 .....	36
6.2.4.2.1	Technische Machbarkeit .....	38
6.2.4.2.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	39
6.2.4.3	Kapazitätsszenario 4: M1/3 Ceršak-border pipeline.....	39
6.2.4.3.1	Technische Machbarkeit .....	40

6.2.4.3.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	41
7	Netzentwicklungsplan Trans Austria Gasleitung GmbH.....	42
7.1	Kapazitätsdatenerhebung.....	42
7.1.1	Einspeisepunkte und Ausspeisepunkte.....	43
7.1.2	Angemeldeter Bedarf für Kapazitäten mit Zugang zum VHP.....	43
7.1.2.1	Einspeisepunkt Baumgarten.....	43
7.1.2.2	Einspeisepunkt Arnoldstein.....	44
7.1.2.3	Ausspeisepunkt Arnoldstein.....	44
8	Netzentwicklungsplan Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft m.b.H.....	45
8.1	Kapazitätsdatenerhebung.....	48
8.1.1	Einspeisepunkte und Ausspeisepunkte.....	48
8.1.2	Angemeldeter Bedarf für Kapazitäten mit Zugang zum VHP.....	49
8.2	Analyse des Kapazitätsbedarfs mit Zugang zum VHP.....	49
8.2.1	Analyse des Kapazitätsbedarfes – langfristige Unterdeckung.....	50
8.2.1.1	Kapazitätsszenario 1: Zusätzlicher Kapazitätsbedarf am Punkt Überackern.....	50
8.2.1.1.1	Technische Machbarkeit.....	53
8.2.1.1.2	Konzept zur Kapazitätsallokation.....	53
9	Projekte national.....	55
9.1	Monitoring bereits abgeschlossener Projekte.....	55
9.2	Monitoring bereits genehmigter Projekte.....	61
9.3	Projektanträge.....	62
10	Zusammenfassung und Ausblick.....	71
11	Haftungsausschluss.....	72
12	Abkürzungsverzeichnis.....	73
13	Abbildungsverzeichnis.....	74
14	Tabellenverzeichnis.....	75

# 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.

Einerseits basiert die Notwendigkeit einer nationalen Kooperation auf der gesetzlichen Vorgabe des § 63 Abs 3 und 4 GWG 2011. Die Pflichten des MGM den KNEP zu erstellen (§ 14 Abs 1 Z 7 GWG 2011), sowie die Pflichten der FNB hierfür ihre jährlichen NEPs zur Verfügung zu stellen (§ 62 Abs 1 Z 20 GWG 2011) und bei der Erstellung des KNEP mitzuwirken, sind gesetzlich verankert und können daher als Bottom-up Ansatz bezeichnet werden. Andererseits ergibt sich die Notwendigkeit einer Kooperation des MGM mit den FNB und des VGM aufgrund der 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 KNEP beruht auf Basis der NEPs der FNB<sup>1</sup> BOG, TAG und GCA, sowie auf den von GCA als MGM gesammelten und von den Marktteilnehmern, Projektträgern und Stakeholdern angeforderten Daten und Informationen.

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

Die österreichischen FNB BOG, TAG und GCA stellen im KNEP ihren Stakeholdern die Ergebnisse der von ihnen initiierten Markterhebungen bzw. Bedarfsprognosen 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 KNEP bei der Behörde zur Genehmigung vor.

Der vorliegende KNEP stellt die dritte 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 an die E-Mail Adresse [marktgebietsmanager@gasconnect.at](mailto:marktgebietsmanager@gasconnect.at) geschickt werden können.

---

<sup>1</sup> Da die Tauerngasleitung GmbH am 11. April 2014 liquidiert wurde, ist kein entsprechender Netzentwicklungsplan im KNEP 2015 – 2024 enthalten.

## 2 Planungsprozess – zeitlicher Ablauf

Mit Genehmigung des KNEP 2014 – 2023 am 18. Dezember 2013 wurde der Planungsprozess für den KNEP 2015 – 2024 gestartet. Der MGM hat in Koordination mit dem VGM einen Zeitplan erstellt, um die Meilensteine der Erstellung der LFP des Verteilergebiete bzw. des KNEP 2015 – 2024 aufeinander abzustimmen.

Im Zeitraum von 10. März 2014 bis 31. März 2014 haben die drei FNB des Marktgebietes Ost BOG, TAG und GCA eine Kapazitätsdatenerhebung durchgeführt. Die Kapazitätsdatenerhebung wurde mittels PRISMA Newsletter an alle aktivierten Benutzer versandt, sowie auf den jeweiligen Websites publiziert um allen Marktteilnehmern die Möglichkeit zu geben bei der Kapazitätsdatenerhebung teilzunehmen. Die Marktteilnehmer hatten die Möglichkeit Ihre Kapazitätsbedarfe pro Kalenderjahr im Planungszeitraum 2015 – 2024 anzugeben. Im selben Zeitraum hat der MGM eine Projektdatenerhebung durchgeführt. Projektspensoren hatten die Möglichkeit ihre Projekte an den MGM zu übermitteln. Der Fragebogen wurde im Erhebungszeitraum auf der Website des MGM publiziert.

Somit ergibt sich ein Stichtag für die Datenbasis mit 31. März 2014.

Aufgrund der Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebungen und ausgewählter Projekte hat der MGM in Zusammenarbeit mit den FNB und unter der Mitarbeit des VGM Kapazitätsszenarien erstellt und diese am 14. April 2014 gesammelt an die FNB zur weiteren Analyse in den NEPs übermittelt. Die jeweiligen Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebung bilden zusammen mit den definierten Kapazitätsszenarien die Basis für die NEPs der FNB. Die NEPs wurden bis 26. Mai 2014 an den MGM übermittelt. Der MGM hat die übermittelten NEPs in der Konsultationsversion des KNEP 2014 – 2023 zusammengeführt und die Übersetzung der ersten Konsultationsversion koordiniert. Am 26. Juni 2014 wurden die Marktteilnehmer zu einer „Stakeholder Joint Working Session“ eingeladen um zu ihrer Erwartungshaltung hinsichtlich des KNEP, zu dessen Inhalt und zum Erstellungsprozess Stellung zu nehmen.

Diese wurde am 01. Juli 2014 zur Konsultation auf der Website des MGM zur Verfügung gestellt. Von 01. Juli 2014 – 31. Juli 2014 wird der KNEP 2015 – 2024 konsultiert und die Marktteilnehmer haben die Möglichkeit, eine schriftliche Stellungnahme abzugeben.

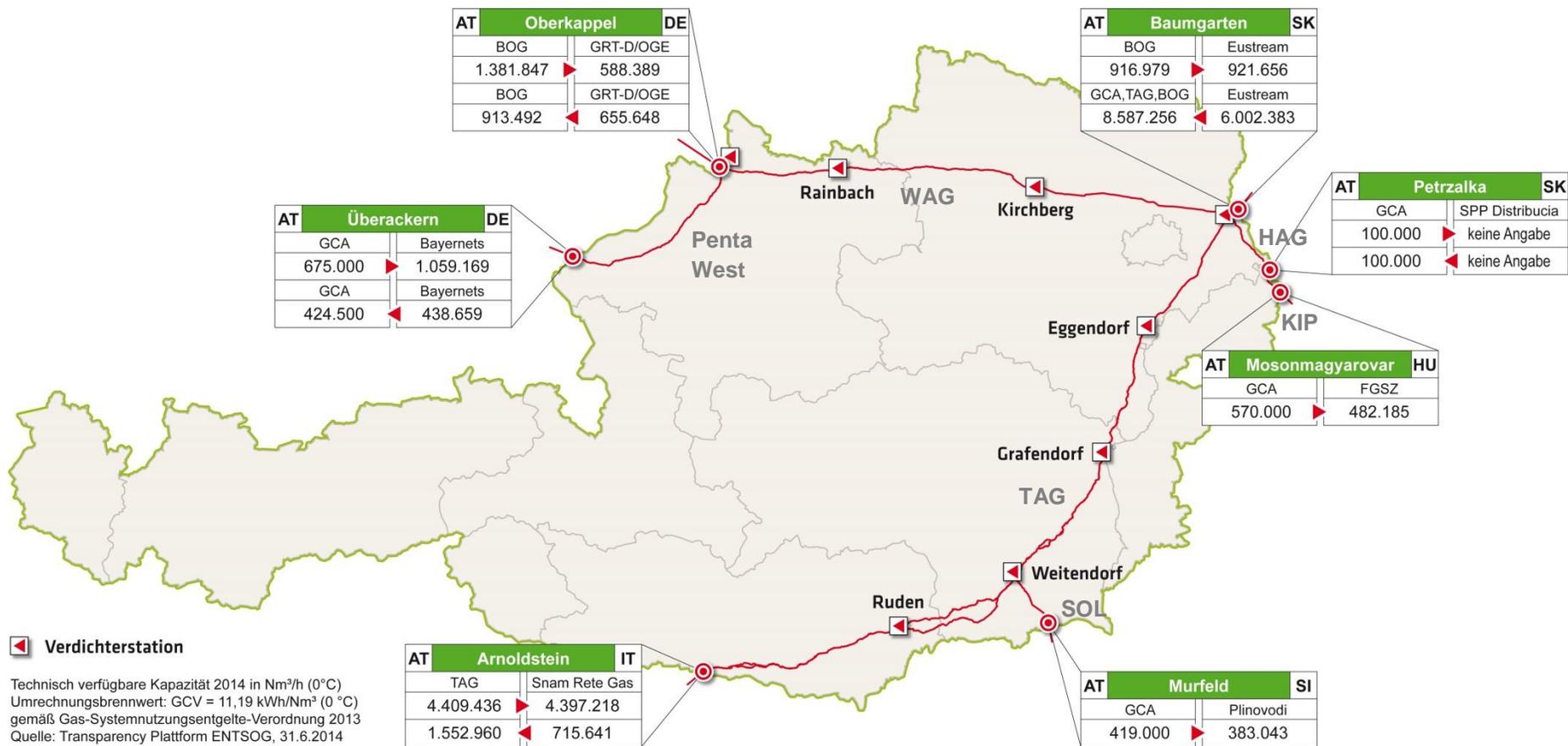
### 3 Einleitung

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. Er wurde in Zusammenarbeit mit allen österreichischen FNB, mit Projektgesellschaften sowie unter Berücksichtigung der LFP erstellt. Obwohl Österreich im europäischen Vergleich ein Transitland ist, spielt auf nationaler Ebene der Inlandsverbrauch ebenfalls eine wichtige Rolle. Deshalb profitiert der KNEP auch von Synergien 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. Stakeholder 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 haben.

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

## 4 Transitmarkt Österreich



<b>Aktuelle Gas Infrastruktur</b>	
Anzahl der FNB	3
Gesamtlänge der Fernleitungsnetzwerke	ca. 1.600 km
Gesamte Kompressorleistung	621 MW
<b>Punkte und technische Daten des österreichischen Fernleitungssystems</b>	
	<p><u>Physische Einspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Baumgarten GCA (Grenze Slowakei)</li> <li>- Überackern ABG (Grenze Deutschland)</li> <li>- Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)</li> <li>- Speicherpunkt 7Fields</li> </ul> <p><u>Physische Ausspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)</li> <li>- Überackern ABG (Grenze Deutschland)</li> <li>- Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)</li> <li>- Murfeld (Grenze Slowenien)</li> <li>- Petrzalka (Grenze Slowakei)</li> <li>- Speicherpunkt 7Fields</li> </ul> <p><u>Nicht-Physische Einspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)</li> <li>- Murfeld (Grenze Slowenien)</li> <li>- Petrzalka (Grenze Slowakei)</li> </ul> <p><u>Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerks:</u> 170 km Betrieben: ca. 1.600 km</p> <p><u>Gesamte Kompressorleistung</u> 40 MW</p> <p><u>Gesamte Transportierte Energie (Gas)</u> 2013: 91.608 GWh</p>
	<p><u>Physische Einspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Baumgarten BOG</li> <li>- Oberkappel</li> <li>- MAB/WAG</li> </ul> <p><u>Physische Ausspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Baumgarten BOG</li> <li>- Oberkappel</li> <li>- MAB/WAG</li> </ul> <p><u>Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerks:</u> 383,5 km</p>

	<u>Gesamte Kompressorleistung</u> 106 MW  <u>Gesamte Transportierte Energie (Gas)</u> 2013: 80.474 GWh
	<u>Physische Einspeisepunkte:</u> – Baumgarten TAG – Arnoldstein  <u>Physische Ausspeisepunkte:</u> – Arnoldstein  <u>Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerks:</u> 1.140 Km  <u>Gesamte Kompressorleistung</u> 475 MW  <u>Gesamte Transportierte Energie (Gas)</u> 2013: 351.546 GWh/a
Physische Hubs und virtuelle Handelspunkte	CEGH
<b>Nachfrage</b>	
Historische jährliche Gasnachfrage des nationalen Marktes (Endkonsumenten)	2013: 90.124 GWh 2012: 91.204 GWh 2011: 95.634 GWh 2010: 102.016 GWh 2009: 91.542 GWh 2008: 93.228 GWh
<b>Netzwerk Überblick</b>	
<p>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.</p>	
<b>Infrastrukturstandard - Versorgungssicherheit</b>	
<p>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.</p>	
<p>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:</p>	

Tabelle 1: N-1<sup>2</sup> Berechnung Marktgebiet Ost

Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio. Nm <sup>3</sup> /d)	Definition, Erklärungen, Quellenangabe
<b>Epm</b>	<b>275,1</b>	technische Kapazität von Einspeisepunkten
Baumgarten	205,2	∑ 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	(www.gasconnect.at )
Freilassing&Laa/ Thaya	0,9	AGGM/28.02.2014: techn. verfügbare Kapazität, dzt nicht gebucht
<b>Pm</b>	<b>4,1</b>	max. Technische Produktionskapazität
Produktion OMV	3,36	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 15.05.2014)
Produktion RAG	0,74	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 15.05.2014)
<b>Sm</b>	<b>47,8</b>	maximale technische Ausspeisekapazität
Speicher OMV	31,1	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 15.05.2014)
Speicher RAG ES	13,4	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 15.05.2014)
7Fields FL	*	GCA
7Fields VL	3,27	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 15.05.2014)
Haidach VL	0	dz. keine Verbindung
<b>LNGm</b>	<b>0</b>	Liquified Natural Gas, für Österreich irrelevant
<b>Im</b>	<b>205,2</b>	Technische Kapazität der größten einzelnen Gasinfrastruktur, im Falle Österreichs: Baumgarten
<b>Dmax</b>	<b>51,9</b>	Gesamte tägliche Gasnachfrage im analysierten Gebiet während eines Tages bei hoher Nachfrage, mit statistischer Wahrscheinlichkeit alle 20 Jahre, Februar 2012 (Quelle: AGGM)

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

$$N - 1 [\%] = 235$$

$$N - 1 \geq 100$$

Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 235%. 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.

<sup>2</sup> 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.

## 5 Nationale Netzentwicklungsplanung im europäischen Kontext

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 2013-2022) 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, da der Plan im speziellen die grenzquerenden Punkte und die diesbezüglichen Kapazitätserfordernisse an diesen Punkten zum Inhalt hat. Im TYNDP erhalten Marktteilnehmer eine Übersicht über die geplante Gasinfrastruktur in Europa. Im Zuge der Erstellung des TYNDP werden unterschiedliche Kapazitätsszenarien berechnet, die die Flexibilität der europäischen Gasinfrastruktur im Kontext unterschiedlicher Verbrauchs- und Absatzszenarien analysiert. In allen untersuchten Szenarien ergibt sich für das österreichische Fernleitungssystem die höchste Flexibilität von 20%. Bei der Untersuchung von Engpassszenarien kommen die Analysen des TYNDP zum selben Ergebnis.

Um die detaillierte Betrachtung der Regionen innerhalb Europas zu ermöglichen werden GRIPs alle 2 Jahre alternierend zum TYNDP erstellt. Das österreichische Fernleitungssystem wird in den aktuellen Versionen des CEE GRIP 2014 - 2023 und im Southern Corridor GRIP 2014 - 2023 betrachtet. Vergleichbar mit den Analysen im TYNDP wird die Flexibilität der europäischen Gasinfrastruktur im Kontext unterschiedlicher Verbrauchs- und Absatzszenarien, sowie Unterbrechungsszenarien in den jeweiligen Regionen analysiert. In allen betrachteten Szenarien des CEE GRIP 2014 - 2023 und des Southern Corridor GRIP 2014 – 2023 ergibt sich für das österreichische Fernleitungsnetz die höchste Flexibilitätsstufe von 20 %.

Zusätzlich zu den aktuellen europäischen Netzentwicklungsplänen wurden die Ergebnisse und Projekte im Netzentwicklungsplan Gas 2013 von Deutschland, die für den KNEP 2015 – 2024 relevant sind gelistet. Im Gegensatz zum KNEP 2015 – 2024 liegt dem deutschen Netzentwicklungsplan ein abgestimmter Szenariorahmen zugrunde, der aufgrund von Absatzprognosen jährlich erstellt wird. Dem aktuellen Netzentwicklungsplan Gas 2013 liegt ein mittleres Gasbedarfsszenario zugrunde. Eine weitere Besonderheit des Netzentwicklungsplan Gas 2014 liegt in der Ausbaupflichtung für alle Projekte, die im behördlich genehmigten Netzentwicklungsplan enthalten sind. Aufgrund dessen sind besonders Projekte im Süddeutschen Raum relevant für den KNEP 2015 – 2024.

Die LFP bildet die Netzentwicklungsplanung im österreichischen Verteilerggebiet ab.

Die Datengrundlage für die LFP ergibt sich aus der laufenden Steuerung des Verteilerggebietes, sowie aus Informationen, die von den Verteilernetzbetreibern zur Verfügung gestellt werden.

In der LFP 2014 wurde erstmals die Absatzprognose in unterschiedlichen Szenarien dargestellt.

Die in Abbildung 1 dargestellten Szenarien wurden in der LFP 2014 untersucht:

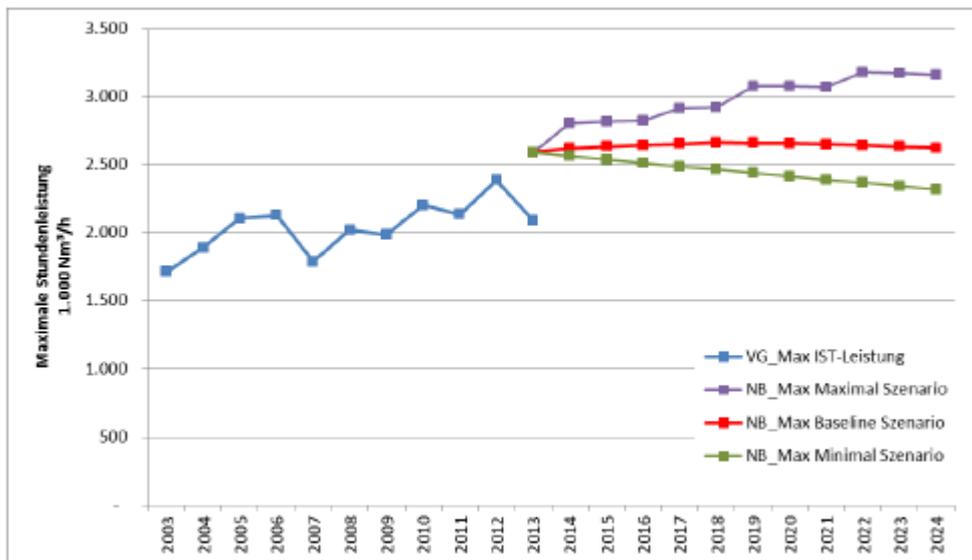
Abbildung 1: Darstellung der Absatzszenarien

		Entwicklung der Gaskraftwerksleistung	
		Stagnation auf Status Quo 2014/Q1	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 2014, Ausgabe 1, Seite 18, 26.06.2014

Ausgangsbasis für die Absatzprognose in der LFP 2014 bildet der Spitzenabsatz im Verteilerggebiet Ost im Februar 2012 von 2.386.000 Nm<sup>3</sup>/h. Abbildung 2 beschreibt die IST Leistung und die Prognose der maximalen Stundenleistung im Verteilerggebiet Ost in der Zeit von 2003 bis 2024 für die definierten Szenarien.

Abbildung 2: Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, maximale Stundenleistung



Quelle: LFP 2014, Ausgabe 1, Seite 19, 26.06.2014

Dem „Baseline Szenario“ wird die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit beigemessen, in dem der Jahresabsatz in etwa gleich bleiben wird. Dieses Szenario berücksichtigt keine weiteren Gaskraftwerke. Aus der LFP 2014 wurden keine zusätzlichen Bedarfe an das Fernleitungssystem übermittelt. Alle Auswir-

kungen 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 Projektspensoren wurden die Ergebnisse der europäischen Netzentwicklungspläne TYNDP und der GRIPs neben dem Netzentwicklungsplan Gas im KNEP 2015 – 2024 berücksichtigt .

## 5.1 Ausgewählte Infrastrukturprojekte in Europa – Fokus Österreich

Der KNEP hat den Anspruch über die Grenzen des österreichischen Marktgebiets zu blicken, um europäische und nationale Planungsdokumente möglichst vollumfänglich in Zusammenhang zu bringen. Zu diesem Zweck hat der MGM eine Auswahl an Projekten aus anderen öffentlichen Planungsdokumenten in Tabelle 2 aufgelistet, um auf Projekte hinzuweisen, die potenziell Einfluss auf das österreichische Marktgebiet haben könnten, jedoch nicht direkt von Projektspensoren in den österreichischen Planungsprozess eingebracht wurden.

Tabelle 2: Projekte mit Relevanz für das österreichische Marktgebiet

Fernleitungen						
Name	Kapazität (GWh/Tag)	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Projekt-sponsoren	FID	Kommentare	Datenquelle
Monaco-Leitung (1. Bauabschnitt)	779,00	2017/18	bayer-nets	Non-FID	Bei der MONACO-Leitung handelt es sich um die Planung einer Gashochdruckleitung von Burghausen nach Amerdingen (Grenze zu Baden-Württemberg). Aktuell wird das Planfeststellungsverfahren für den 1. Bauabschnitt von Burghausen zum Netzknoten Finsing (bei München) vorbereitet. Die Planung der MONACO erfolgt in zwei Bauabschnitten.	Netzentwicklungsplan Gas 2013 (deutscher NEP)
Trans Adriatic Pipeline	337,00	2019	Trans-Adriatic Pipeline AG	FID	Die Trans Adriatic Pipeline wird den Transport von Erdgas von Kipoi in Griechenland nahe der griechisch/türkischen Grenze via Albanien und über das adriatische Meer nach Puglia in der Provinz Lecce transportieren. Im Upstream Teil wird TAP an die TANAP anschließen, die mit weiter östlichen Systemen in der Türkei verbunden ist, um den Anschluss an das Erdgasfeld Sha Deniz in Azerbaijan sicherzustellen und dieses an das italienische Transportsystem, das von Snam Rete Gas betrieben wird.	GRIP Southern Corridor 2014 - 2023
Reverse flow on the interconnector Romania - Hungary	12,60	2016	Trans-gaz	Non-FID	Das Projekt ist Teil des größeren Projekts „Development on the Romanian territory of the National Transmission System along the corridor Bulgaria-Romania-Hungary-Austria“.	GRIP Southern Corridor 2014 - 2023

Die Vielfalt von geplanten Projekten an den österreichischen Landesgrenzen bzw. mit potenziellem Einfluss auf das österreichische Marktgebiet unterstreicht dessen Attraktivität, sowie jene des österreichischen Virtuellen Handlungspunkts. Die genannten Projekte haben das Potenzial bestehende Transportrouten zu stärken, sowie neue Transportmöglichkeiten für die Marktteilnehmer zu schaffen.

Gemäß dem Netzentwicklungsplan Gas 2013 endet das Leitungsprojekt MONACO 1 nicht an der österreichischen Grenze, sondern bei Finsing (München). Neben der Stärkung der Versorgungssicherheit im süddeutschen Raum hat MONACO 1 ebenfalls das Potenzial die Transportkapazität Richtung Österreich zu stärken. Darüber hinaus kann durch die Inbetriebnahme von 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.

Mit dem Projekt „Trans Adriatic Pipeline“ wird eine neue Quelle für den Transport von Erdgas in Richtung der Europäischen Union geschaffen. Die „Trans Adriatic Pipeline“ hat das Potenzial zu einer Diversifizierung der Transportrouten in Europa zu führen. Gemäß Southern Corridor GRIP 2014 – 2023 landet das Projekt im italienischen Ort Lecce an. Für Österreich birgt die „Trans Adriatic Pipeline“ das Potenzial neue Quellen an den österreichischen virtuellen Handlungspunkt zu führen und die Versorgungssicherheit im österreichischen Marktgebiet weiter zu erhöhen.

Das Projekt „Reverse flow on the interconnector Romania – Hungary“ ist in Verbindung mit dem PCI Projekt „PCI 7.1.5 Gas pipeline from Bulgaria to Austria via Romania and Hungary“ zu sehen. Durch das beschriebene Projekt soll eine neue Quelle für Erdgas im Schwarzen Meer erschlossen werden. Eine potenzielle Senke für Erdgas über diese Route bietet die Europäische Union. Bei einem möglichen Anschluss an die österreichisch/ungarische Grenze hat dieses Infrastrukturprojekt das Potenzial diese neue Quelle an den österreichischen virtuellen Handlungspunkt heranzuführen und die Versorgungssicherheit im österreichischen Marktgebiet weiter zu stärken.

Die oberhalb beschriebenen Projekte wurden alle mit dem „Project of Common Interest“-Status ausgezeichnet, was über eine maßgebliche Bedeutung der Projekte für die europäische Gaswirtschaft Auskunft gibt. Die genannten Projekte könnten auch Möglichkeiten für das österreichische Marktgebiet schaffen und zudem haben die Projekte das Potenzial die Attraktivität des österreichischen Marktgebiets indem sie den virtuellen Handlungspunkt als Drehscheibe für Transitströme und Versorgungsquelle des nationalen Marktes weiter stärken würden.

## 5.2 Projektdatenerhebung durch den Marktgebietsmanager

Der MGM hat im Zeitraum von 10.03.2014 – 31.03.2014 eine Projektdatenerhebung durchgeführt. Internationale Projektsponsoren hatten die Möglichkeit Ihre Projekte an den MGM zu übermitteln, um in den KNEP aufgenommen zu werden.

Die Projekte, die im Zuge der Projektdatenerhebung an den MGM übermittelt wurden, sind in Tabelle 3 aufgelistet. Im aktuellen KNEP wurden die Projekte in den Kapazitätsszenarien, 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 und M1/3 Ceršak-border pipeline wurden die maximale technische Kapazität, sowie der geplante Entry/Exit Punkt angegeben. Aufgrund dessen wurden diese Projekte in die Kapazitätsszenarien aufgenommen und auf deren Auswirkung im österreichischen Marktgebiet im Detail von den Fernleitungsnetzbetreibern untersucht. Für South Stream wurde kein entsprechender Entry/Exit Punkt übermittelt, demnach wurde dieses Projekt nicht in die Kapazitätsszenarienanalyse aufgenommen. Bei einer Anbindung von South Stream an das österreichische Marktgebiet ab 2017, würde durch die zusätzliche Transitzkapazität die Attraktivität des österreichischen Marktgebiets durch die Diversifikation der Transportrouten sowie die Funktion des virtuellen Handelspunkts als Drehscheibe für Transitströme und als Quelle für den nationalen Markt weiter gestärkt werden.

Tabelle 3: Projektübermittlungen an den MGM

Fernleitungen						
Name	Kapazität (GWh/Tag)	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Projektsporen	Entry/Exit Punkt	FID	Kommentare
Bidirectional Austrian Czech Interconnector (BACI)*	201,42	2019	Gas Connect Austria GmbH; Net4Gas	Reintal	Non-FID	Ein neuer Entry/Exit Punkt Reintal wird generiert. Die technische Stundenrate ist mit mind. 750.000 Nm <sup>3</sup> /h (0°C) geplant. (Brennwert: 11,19 kWh/Nm <sup>3</sup> (0°C))
M1/3 Ceršak-border pipeline*	181,35	2021	- *	Murfeld (AT) / Ceršak (SI)	Non-FID	Leitungsabschnitt zwischen der Slowenischen Gas-grenzstation Ceršak und der Staatsgrenze (Slowenien/Österreich), die sich in der Mur befindetet; 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))“.
South Stream Austria Gas Pipeline	830,00	2017	OMV Gas&Power GmbH ; OAO Gazprom	- *	Non-FID	Entwicklung, Finanzierung, Errichtung und Betrieb des österreichischen Abschnittes der internationalen Transportpipeline kommend von Bulgarien, Serbien und Ungarn bis zum Endpunkt in Baumgarten als Diversifizierung von Versorgungsrouten.; ein neuer Entry Punkt in das österreichische Marktgebiet wird geschaffen.

\*Information wurde nicht übermittelt

### 5.3 Vom Bedarf zur Nachfrage

Nach Abschluss der Datenerhebung mit 31.03.2014 wurden die unverbindlich angemeldeten Kapazitätsbedarfe pro Ein- und Ausspeisepunkt, inklusive der mit Stichtag 10.03.2014 verfügbaren Kapazitäten pro Ein- und Ausspeisepunkt, an den MGM übermittelt. Der MGM hat daraufhin die angemeldeten Kapazitätsbedarfe, und die übermittelten Projekte (siehe Kapitel 5.2) gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern hinsichtlich einer möglichen Unterdeckung analysiert. Ergebnis dieser Gegenüberstellung ist entweder keine Unterdeckung, eine kurzfristige Unterdeckung oder eine langfristige Unterdeckung.

In Zusammenarbeit mit den FNB hat der MGM die Kapazitätsszenarien 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 die Szenarien ein.

Für den KNEP 2015-2024 ergeben sich basierend auf den unverbindlich angemeldeten Kapazitätsbedarfen und der übermittelten Projekte folgende zwischen MGM und FNB abgestimmte Kapazitätsszenarien:

Tabelle 4: Darstellung Kapazitätsszenarien

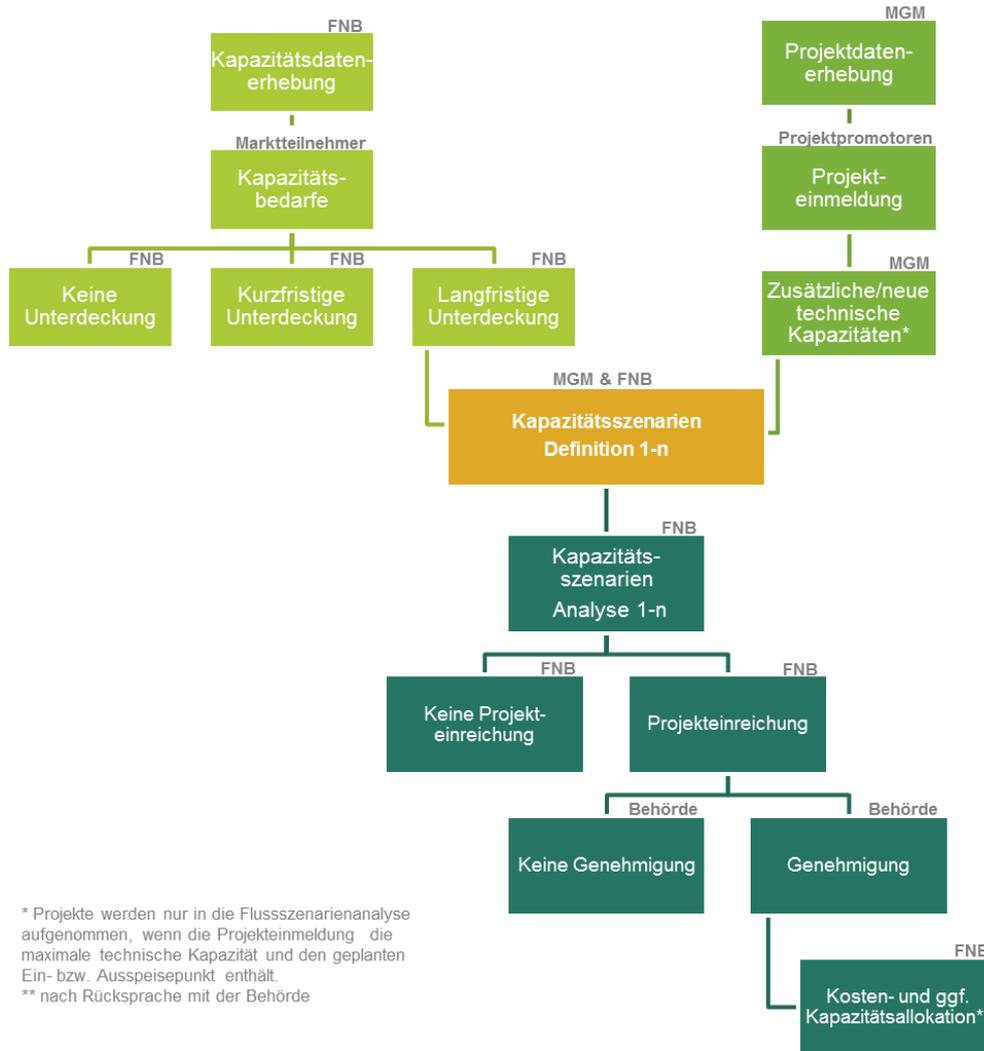
Kapazitätsszenario	Beschreibung	Netzentwicklungsplan	Quelle
1	Zusätzlicher Kapazitätsbedarf am Punkt Überackern	GCA/BOG	Kapazitätsdatenerhebung
2	Zusätzlicher Kurzstreckenkapazitätsbedarf	GCA	Kapazitätsdatenerhebung
3a	Projekt BACI	GCA	Projektdatenerhebung
3b	Projekt BACI DN1200	GCA	Projektdatenerhebung
4	M1/3 Ceršak-border Pipeline	GCA	Projektdatenerhebung

Alle in Tabelle 4 angegebenen Kapazitätsszenarien betreffen die FNB GCA und BOG. Analysen der einzelnen Kapazitätsszenarien und weitere Details sind im NEP der GCA und im NEP der BOG enthalten.

Für den Fall, dass sich aus der Analyse der Kapazitätsszenarien im Netzentwicklungsplan Projekte ergeben, werden diese in Kapitel 9.3 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 gemäß der wirtschaftlichen Beurteilung mit Ausbauschwelle genehmigt, wird die bindende Nachfrage der, durch die Projekte, zusätzlich geschaffenen Kapazität im Rahmen einer Auktion ("Incremental Capacity Auction") in Abstimmung mit der Behörde untersucht.

In Abbildung 3 ist der gesamte beschriebene Prozess von der Kapazitätserhebung zur Ermittlung der Nachfrage auf Basis genehmigter Projekte dargestellt.

Abbildung 3: Prozess vom Bedarf zur Nachfrage



\* Projekte werden nur in die Fluss-szenarienanalyse aufgenommen, wenn die Projekteinmeldung die maximale technische Kapazität und den geplanten Ein- bzw. Ausspeisepunkt enthält.  
 \*\* nach Rücksprache mit der Behörde

## 6 Netzentwicklungsplan Gas Connect Austria GmbH

Die Erfahrungen im neuen Marktmodell zeigen weiterhin eine tendenzielle Änderung des Kapazitätsbuchungsverhaltens. Seit 01.04.2013 hat GCA bereits 8.307\* Auktionen auf PRISMA durchgeführt und es werden überwiegend kurzfristige Produkte nachgefragt. 99,88%\*\* der verkauften Stundenraten entfallen auf Tages-, Monats- bzw. Quartalsprodukte.

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 0,55%\* der angebotenen Auktionen endeten bisher mit einem Auktionsaufschlag, daraus lässt sich ableiten, dass das Kapazitätsangebot ausreichend ist.

Die Implementierung kurzfristiger Engpassmaßnahmen gem. §11 Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 am 01.10.2013 schafft ein nahezu tägliches Mehrangebot an garantierten Kapazitäten an allen maßgeblichen Punkten. Angebotene Kapazitäten aus Engpassmaßnahmen sind auf der ENTSOG Transparenzplattform veröffentlicht.

Am 04.03.2014 hat GCA erstmals zusätzliche Kapazität im Rahmen der Jahresauktion auf der europäischen Kapazitätsplattform PRISMA angeboten. Die zusätzlichen Kapazitäten haben sich aus den per Bescheid genehmigten Projekten (GCA 2013/02 und GCA 2013/03) an den Punkten Überackern SUDAL und ABG ergeben. Im Zuge dieser Auktionen wurden keine zusätzlichen Kapazitäten vermarktet. Demnach wurde die Ausbauschwelle für die Realisierung der Projekte (GCA 2013/02 und GCA2013/03) nicht erreicht, da die Kosten der Projekte nicht durch langfristige Buchungen entsprechend der CAM-Logik bzw. durch verbindliche langfristige Buchungen des Speicherbetreibers gedeckt werden konnten.

Seit 01.04.2014 bietet GCA Ein- und Ausspeisekapazität in Überackern auf Tagesbasis auch gebündelt mit Kapazitäten der bayernets an. Seit Beginn der gebündelten Vermarktung wurden bereits 237 \* gebündelte Produkte in Auktionen angeboten.

Die angebotene FZK Qualität wird von Kunden sehr gut angenommen, 74%\*\* der angebotenen FZK Auktionen für Tagesprodukte sind erfolgreich. 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 vermerkt seit dem Beginn der Vermarktung von Kapazitäten in Form von Auktionen auf PRISMA einen Neukundenzuwachs von 50%\*\*. Ein maßgeblicher Faktor für die Kundenzufriedenheit ist ebenso die Schaffung eines größtmöglichen Angebots von Kapazität in der bestmöglichen Qualität im Rahmen der technischen Möglichkeit und Wirtschaftlichkeit.

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

\* Stand: 18.06.2014

\*\* Stand: 19.05.2014

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.

## 6.1 Kapazitätsdatenerhebung

GCA hat im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2014 eine unverbindliche Kapazitätsdatenerhebung über den gesamten Planungshorizont 2015-2024 von 10.03.2014 bis 31.03.2014 durchgeführt. Um ein größtmögliches Maß an Transparenz zu gewährleisten, wurde die Datenerhebung an den bestehenden Kundenkreis der im Online Capacity Booking ® und auf PRISMA für GCA registrierten Kunden gesendet. Zusätzlich wurde die Datenerhebung auf der Webseite der GCA publiziert, um allen Marktteilnehmern die Möglichkeit zu geben an der Kapazitätsdatenerhebung teilzunehmen. Die Kapazitätsdatenerhebung wurde in Form eines mit dem MGM und den TSOs abgestimmten Formulars unter Abfrage der Bedarfe in GWh/a pro Punkt und Richtung durchgeführt. Im Vergleich zur Datenerhebung im letzten Jahr war im Datenblatt auch der regulierte Tarif für Entry und Exit Punkte angegeben. Neben dem zusätzlichen Kapazitätsbedarf mit Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt wurde der zusätzliche Bedarf für Kurzstreckenkapazitäten ohne Zugang zum VHP im System der GCA erhoben. Erstmals hatten Kunden auch 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 Verteilergelände sind im Planungszeitraum 2015-2024 aktuell keine Einschränkungen erkennbar. Die Bedarfsentwicklung des Verteilergeländes wird aufmerksam beobachtet um gegebenenfalls notwendige Maßnahmen vorausschauend planen zu können.

Von Kunden angemeldete Kapazitätsbedarfe und beim MGM angemeldete Projekte, die auf GCA Auswirkungen haben, werden für die weitere Analyse bandförmig und auf Jahresbasis dargestellt. Eine Investitionsanalyse aufgrund eines strukturierten Bedarfes ist technisch und wirtschaftlich nicht darstellbar.

### 6.1.1 Einspeisepunkte und Ausspeisepunkte

Tabelle 5 zeigt die Ein- und Ausspeisepunkte der GCA für Kapazität mit Zugang zum VHP welche in der Kapazitätsdatenerhebung dargestellt wurden. Tabelle 6 stellt die Ein- und Ausspeisepunkte der GCA für Kapazität ohne Zugang zum VHP welche in der Kapazitätsdatenerhebung dargestellt wurden.

Tabelle 5: Bei der Kapazitätsdatenerhebung gelistete Einspeisepunkte für Kapazität mit Zugang zum VHP

Kapazität mit Zugang zum VHP		
Physische Einspeisepunkte	Physische Ausspeisepunkte	Nicht-Physische Einspeisepunkte
Baumgarten GCA (Grenze Slowakei)	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)
Überackern ABG (Grenze Deutschland)	Überackern ABG (Grenze Deutschland)	Murfeld (Grenze Slowenien)
Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	Petrzalka (Grenze Slowakei)
Speicherpunkt 7Fields <sup>3</sup>	Murfeld (Grenze Slowenien)	
	Petrzalka (Grenze Slowakei)	
	Speicherpunkt 7Fields <sup>4</sup>	

Tabelle 6: Bei der Kapazitätsdatenerhebung gelistete 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)

Kurzstreckenkapazität ohne Zugang zum VHP ist nur unterbrechbar in folgenden Ausprägungen laut Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 §3 (8) buchbar:

- Von ABG nach SUDAL: Einspeisepunkt Überackern ABG (Überackern SUDAL) und Ausspeisepunkt Überackern SUDAL (Überackern ABG)
- Von SUDAL nach ABG: Einspeisepunkt Überackern SUDAL (Überackern ABG) und Ausspeisepunkt Überackern ABG (Überackern SUDAL)

Analysen zur Netzentwicklungsplanung basieren auf angemeldeten Kapazitätsbedarfen aus der Kapazitätsdatenerhebung oder aus Projekten, die im Rahmen der Projektdatenerhebung beim MGM angemeldet wurden, siehe Kapitel 5.2.

Im Sinne der Leserlichkeit werden die Kapazitätsdaten in MWh/h und Nm<sup>3</sup>/h (0°C) dargestellt. Für die Umrechnung wurde der Brennwert 11,19 kWh/Nm<sup>3</sup>/h (0°C) gemäß Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 herangezogen. Für den angemeldeten Kapazitätsbedarf wird angenommen, dass dieser als FZK-Kapazität dargestellt werden soll, da auch die regulierten Tarife in der Kapazitätsdatenerhebung auf FZK Basis angesetzt wurden.

<sup>3</sup> Physischer Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz der GCA aus dem Speicher 7Fields, gem. § 74 Abs. 2 GWG 2011 nur vom Speicherbetreiber buchbar

<sup>4</sup> Physischer Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz der GCA in den Speicher 7 Fields, gem. § 74 Abs. 2 GWG 2011 nur vom Speicherbetreiber buchbar

### 6.1.2 Angemeldeter Bedarf für Kapazitäten mit Zugang zum VHP

In Abbildung 4 ist der Kapazitätsbedarf nach physischen Einspeisepunkten grafisch dargestellt.

Für die Einspeisepunkte Überackern SUDAL und dem Speicherpunkt 7Fields wurden Kapazitätsbedarfe im Rahmen der Kapazitätsdatenerhebung angemeldet. Am Speichereinspeisepunkt 7Fields wurde der höchste Kapazitätsbedarf in Höhe von 2.797 MWh/h bzw. 250.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) konstant über den Planungszeitraum von 2015 bis 2024 angemeldet. Am Einspeisepunkt Überackern SUDAL zeigt sich ein Kapazitätsbedarf in Höhe von 2.400 MWh/h bzw. 214.477 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) konstant über den Planungszeitraum, dieser Kapazitätsbedarf wurde in der Kapazitätsdatenerhebung als gebündelte Kapazität angefragt.

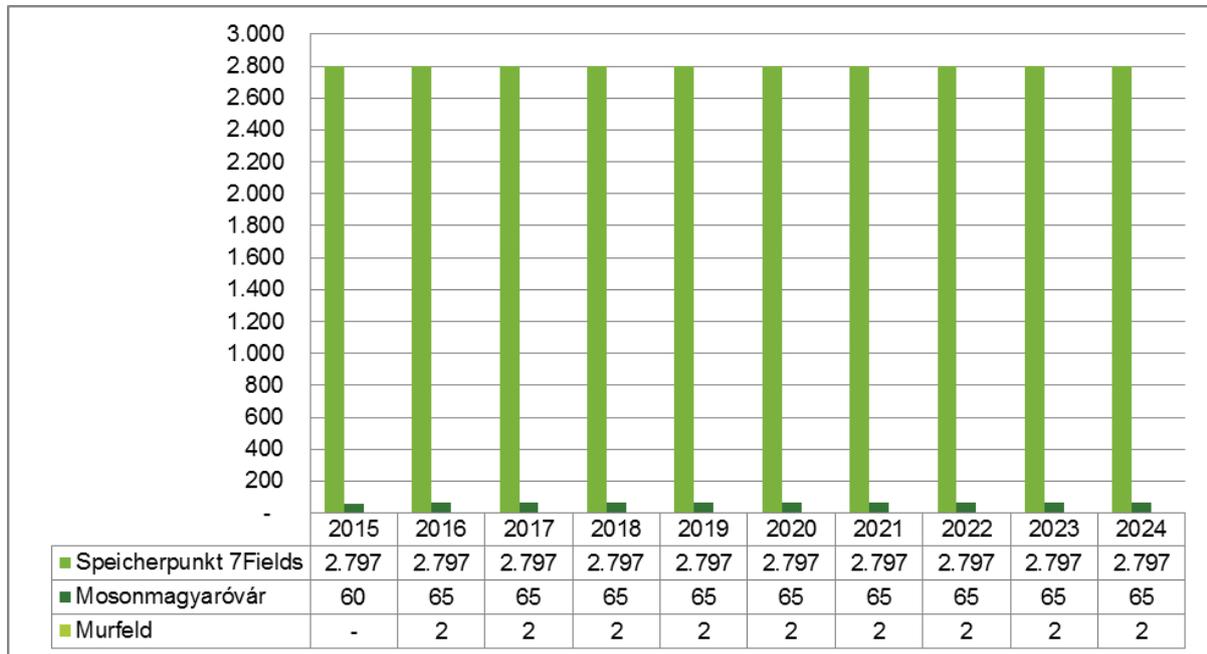
Abbildung 4: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - **Physische Einspeisepunkte** (in MWh/h)



In Abbildung 5 ist der Kapazitätsbedarf nach physischen Ausspeisepunkten grafisch dargestellt.

Vergleichbar mit den Ergebnissen am physischen Einspeisepunkt wurde am korrespondierenden physischen Speicherausspeisepunkt 7Fields der höchste Kapazitätsbedarf in Höhe von 2.797 MWh/h bzw. 250.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) konstant über den Planungszeitraum von 2015 bis 2024 angemeldet. Am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár wurde für 2015 ein Kapazitätsbedarf von 60 MWh/h bzw. 5.362 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) und für den Zeitraum von 2016 bis 2024 ein konstanter Kapazitätsbedarf von 65 MWh/h bzw. 5.770 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) angemeldet. Für den physischen Ausspeisepunkt Murfeld wurde ein Kapazitätsbedarf von 2 MWh/h bzw. 204 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) angegeben.

Auf die Gesamtheit der physischen Ausspeisepunkte gesehen ergibt sich an den Ausspeisepunkten Mosonmagyaróvár und Murfeld der geringste Bedarf.

Abbildung 5: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - **Physische Ausspeisepunkte** (in MWh/h)

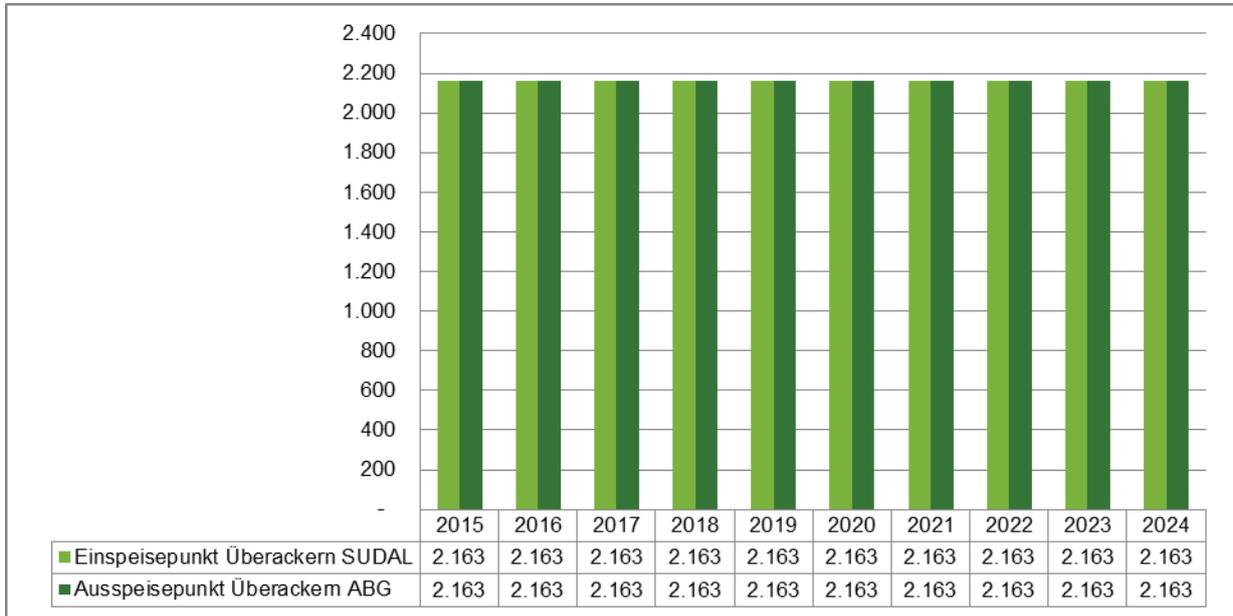
### 6.1.3 Angemeldeter Bedarf für Kapazitäten ohne Zugang zum VHP

In Abbildung 6 ist der prognostizierte Bedarf für Kapazitäten ohne Zugang zum VHP grafisch dargestellt.

Da Kapazitäten ohne Zugang zum VHP nur in den in Kapitel 6.1.1 beschriebenen Ausprägungen möglich sind, decken sich die angegebenen Kapazitätsbedarfe am Einspeisepunkt Überackern SUDAL und am Ausspeisepunkt Überackern ABG (SUDAL Richtung ABG).

Am Einspeisepunkt Überackern SUDAL und am Ausspeisepunkt ABG wurde ein Kapazitätsbedarf von 2.163 MWh/h bzw. 193.299 Nm<sup>3</sup>/h über den gesamten Planungshorizont angegeben. Diese Bedarfsmeldung für Kurzstreckentransporte erfolgte von einem Marktteilnehmer auf fester Basis. Eine Bündelung für Kapazitäten ohne Zugang zum VHP wurde nicht abgefragt, aber dieser Kapazitätsbedarf wurde im Kommentar explizit mit Bündelung eingemeldet. Wie in Kapitel 6.1.1 erläutert sind Kurzstreckentransporte aktuell gem. Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 §3 (8) zum Erstellungszeitpunkt nur unterbrechbar buchbar und schließen den Zugang zum VHP aus.

Abbildung 6: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - **Kapazitäten ohne Zugang zum VHP** (in MWh/h)



## 6.2 Analyse des Kapazitätsbedarfs

Tabelle 7 zeigt alle Ein- bzw. Ausspeisepunkte an denen Bedarfe an Kapazitäten mit Zugang zum VHP im Rahmen der Kapazitätsdatenerhebung der GCA angemeldet wurden. Tabelle 8 bildet dies für Bedarfe an Kapazitäten ohne Zugang zum VHP ab.

An grün markierten Ein- bzw. Ausspeisepunkten kann der zusätzliche Kapazitätsbedarf mit der freien bzw. technischen Kapazität gedeckt werden. An den rot markierten Ein- bzw. Ausspeisepunkten kann der zusätzliche 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 7: Ein- und Ausspeisepunkte an denen Bedarfe an Kapazität mit Zugang zum VHP angemeldet wurden

Kapazitätsbedarf mit Zugang zum VHP		
Physische Einspeisepunkte	Physische Ausspeisepunkte	Nicht-Physische Einspeisepunkte
Baumgarten GCA (Grenze Slowakei)	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)
Überackern ABG (Grenze Deutschland)	Überackern ABG (Grenze Deutschland)	Murfeld (Grenze Slowenien)
Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	Petrzalka (Grenze Slowakei)
Speicherpunkt 7Fields <sup>5</sup>	Murfeld (Grenze Slowenien) Petrzalka (Grenze Slowakei) Speicherpunkt 7Fields <sup>6</sup>	

Tabelle 8: Ein- und Ausspeisepunkte an denen Bedarfe an Kurzstreckenkapazität ohne Zugang zum VHP angemeldet wurden

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

Im diesem Kapitel werden angemeldete Kapazitätsbedarfe die in keiner Unterdeckung bzw. nur in einer kurzfristigen Unterdeckung der Kapazitäten resultieren analysiert. Anschließend werden auch die Kapazitätsszenarien, welche die langfristigen Unterdeckungen basierend auf angemeldeten Kapazitätsbedarfen und den Bedarf an zusätzlichen bzw. neuen technischen Kapazitäten resultierend aus Projekteinsmeldungen beinhalten, siehe Kapitel 5.3 Prozess Kapazitätsszenariendefinition, untersucht (Abbildung 3).

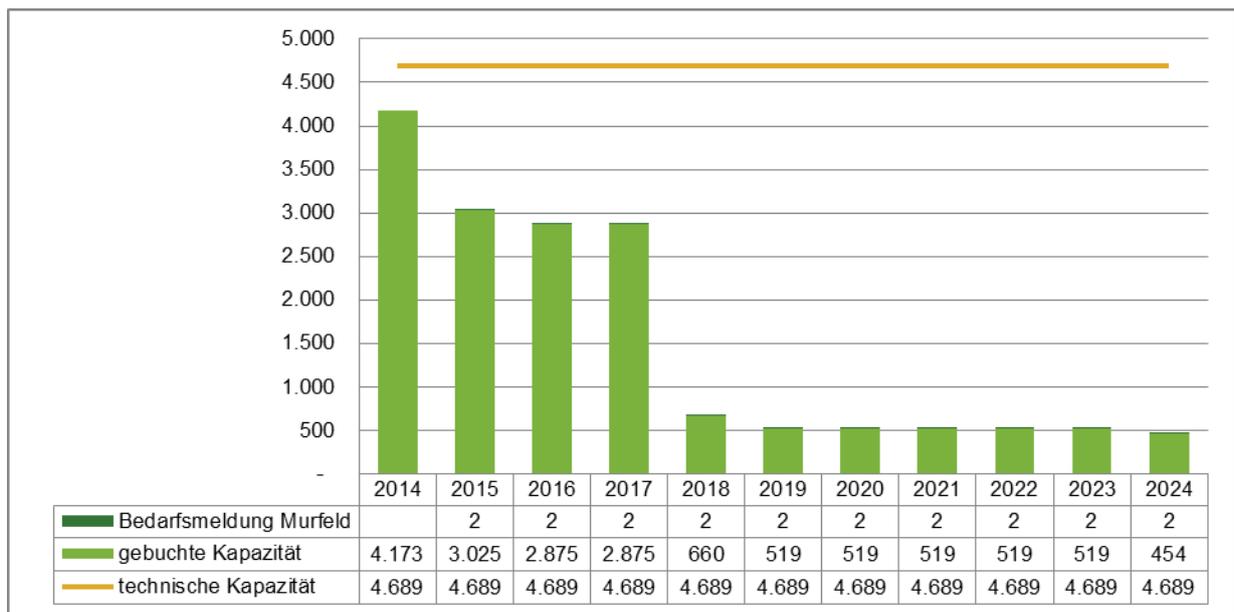
<sup>5</sup> Physischer Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz der GCA aus dem Speicher 7Fields, gem. § 74 Abs. 2 GWG 2011 nur vom Speicherbetreiber buchbar

<sup>6</sup> Physischer Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz der GCA in den Speicher 7 Fields, gem. § 74 Abs. 2 GWG 2011 nur vom Speicherbetreiber buchbar

### 6.2.1 Analyse des Kapazitätsbedarfs - keine Unterdeckung

Der angemeldete zusätzliche Kapazitätsbedarf am Ausspeisepunkt Murfeld (Grenze Slowenien) in der Höhe von 2 MWh/h bzw. 204 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) kann vollständig von den bestehenden verfügbaren Kapazitäten gedeckt werden (Stichtag 10.03.2014), wie in Abbildung 7 dargestellt.

Abbildung 7: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am **Ausspeisepunkt Murfeld** (in MWh/h)



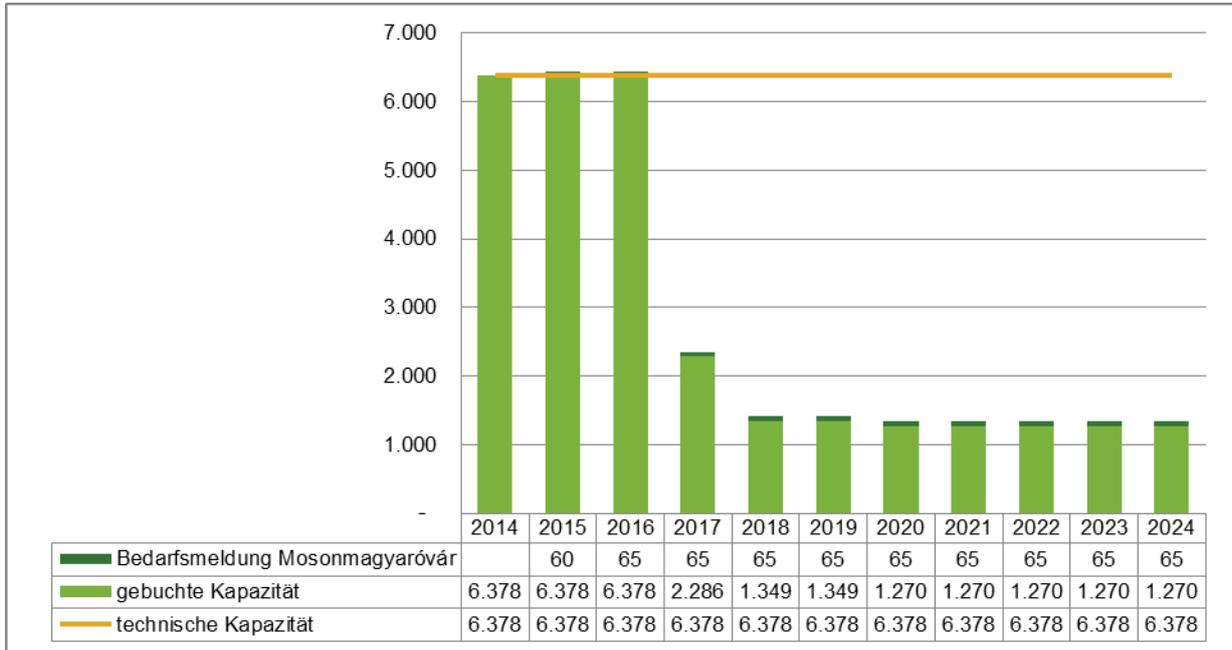
### 6.2.2 Analyse des Kapazitätsbedarfs - kurzfristige Unterdeckung

Der angemeldete zusätzliche Kapazitätsbedarf am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn) in der Höhe von 60 MWh/h bzw. 5.362 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) im Jahr 2015 und 65 MWh/h bzw. 5.770 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) im Zeitraum von 2016 bis 2024 kann kurzfristig in den Jahren 2015 und 2016 nicht von den bestehenden verfügbaren Kapazitäten gedeckt werden (Stichtag 10.03.2014), wie in Abbildung 8 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 Gasmarktmodell-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 8: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am **Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár** (in MWh/h)



## 6.2.3 Analyse des Kapazitätsbedarfes – langfristige Unterdeckung

### 6.2.3.1 Kapazitätsszenario 1: Zusätzlicher Kapazitätsbedarf am Punkt Überackern

Das Kapazitätsszenario 1 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. Das Kapazitätsszenario 1 steht nicht in Zusammenhang mit Kapazitätsszenario 2. Die angemeldeten Bedarfe wurden unabhängig voneinander beurteilt und die aus den Kapazitätsszenarien resultierenden Projekte unterliegen getrennten Nachfrageermittlungen.

Es wurden Kapazitätsbedarfe in der Höhe von 2.797 MWh/h bzw. 250.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C), am Speichereinspeisepunkt 7Fields angemeldet und Bedarfe in Höhe von 2.400 MWh/h bzw. 214.477 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) am Einspeisepunkt Überackern SUDAL. Am Speicherausspeisepunkt 7Fields wurde ein korrespondierender Bedarf in Höhe von 2.400 MWh/h bzw. 214.477 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) angemeldet.

Der zusätzliche Kapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Überackern SUDAL wurde als gebündelte Kapazität angefragt. Zusätzlich hat der einmeldende Marktteilnehmer bei der Anmeldung dieses Kapazitätsbedarfes für Überackern SUDAL Entry explizit darauf hingewiesen, dass es sich hier um Substitutionsmengen für Entry Oberkappel handelt, weshalb eine Analyse des Kapazitätsbedarfes am Einspeise-

punkt Überackern SUDAL nur vom FNB GCA erforderlich ist. Der eingemeldete Bedarf in Höhe von 2.797 MWh/h bzw. 250.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) sowohl am Ein- und am Speicherauspeisepunkt 7Fields wird dementsprechend gemeinsam vom FNB GCA und vom FNB BOG im entsprechenden NEP auf weitere Auswirkungen untersucht.

Die Höhe der technisch verfügbaren Kapazität ist am Einspeisepunkt Überackern mit 4.750 MWh/h bzw. 424.500 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) begrenzt<sup>7</sup>. Am Ausspeisepunkt beträgt die anwendbare technische Kapazität 7.553 MWh/h bzw. 675.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)<sup>8</sup>. 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 Kapazitätsszenario 1 in Nm<sup>3</sup>/h (0° C) zusammengefasst.

Tabelle 9: Kapazitätsdaten für Kapazitätsszenario 1 zusätzlicher Kapazitätsbedarf am Punkt **Überackern**

Punkt	System	Qualität	Richtung	Anwendbare technische Kapazität in Nm <sup>3</sup> /h (0°C)	Mehrbedarf in Nm <sup>3</sup> /h (0°C)
Überackern SUDAL	PW Gegenfluss	FZK	Entry	424.500	+214.477
Speicherpunkt 7Fields	PW Gegenfluss	FZK	Entry	424.500	+250.000
Speicherpunkt 7Fields	PW Fluss	FZK	Exit	675.500	+250.000

Das Verhältnis der gebuchten Kapazität, technischen Kapazität und des aggregierten Kapazitätsbedarfes am Einspeisepunkt Überackern ist in Abbildung 9 dargestellt und Abbildung 10 zeigt die Kapazitätssituation am Ausspeisepunkt Überackern.

Am Einspeisepunkt ergibt sich aufgrund des aggregierten Mehrbedarfs eine Unterdeckung von 4.979 MWh(h) bzw. 444.977 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) im Zeitraum von 2015 bis 2017. Über den restlichen Planungszeitraum ergibt sich eine Unterdeckung am Einspeisepunkt von 3.804 MWh/h bzw. 339.977 Nm<sup>3</sup>/h (0°C). Am Ausspeisepunkt Überackern resultiert aufgrund des Mehrbedarfs eine Unterdeckung von 1.793 MWh/h bzw. 160.274 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) im Zeitraum von 2015 bis 2018 und über den verbleibenden Planungshorizont besteht eine Unterdeckung von 1.675 MWh/h bzw. 149.654 Nm<sup>3</sup>/h (0°C).

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

<sup>8</sup> Die anwendbare Kapazität für die Ausspeise Überackern SUDAL, ABG und den Speicherpunkt 7Fields ist ident, da diese Punkte zueinander in Konkurrenz stehen.

Abbildung 9: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität  
am **Einspeisepunkt Überackern** (in MWh/h)

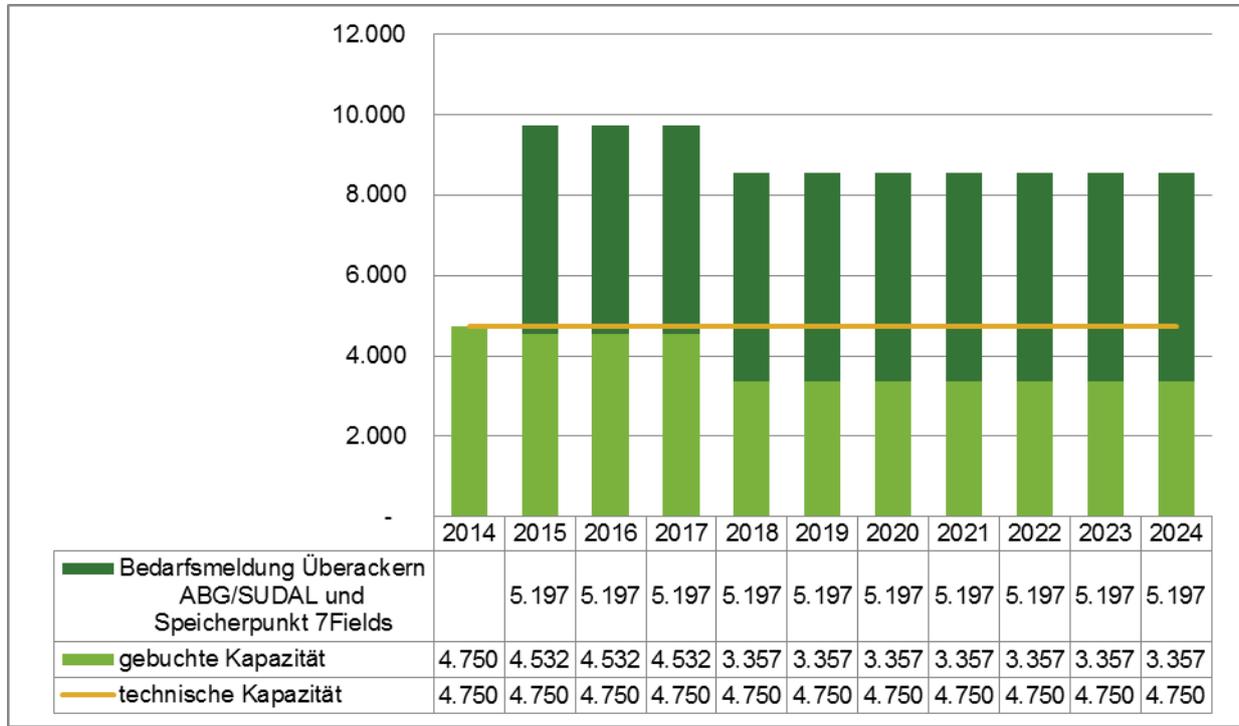
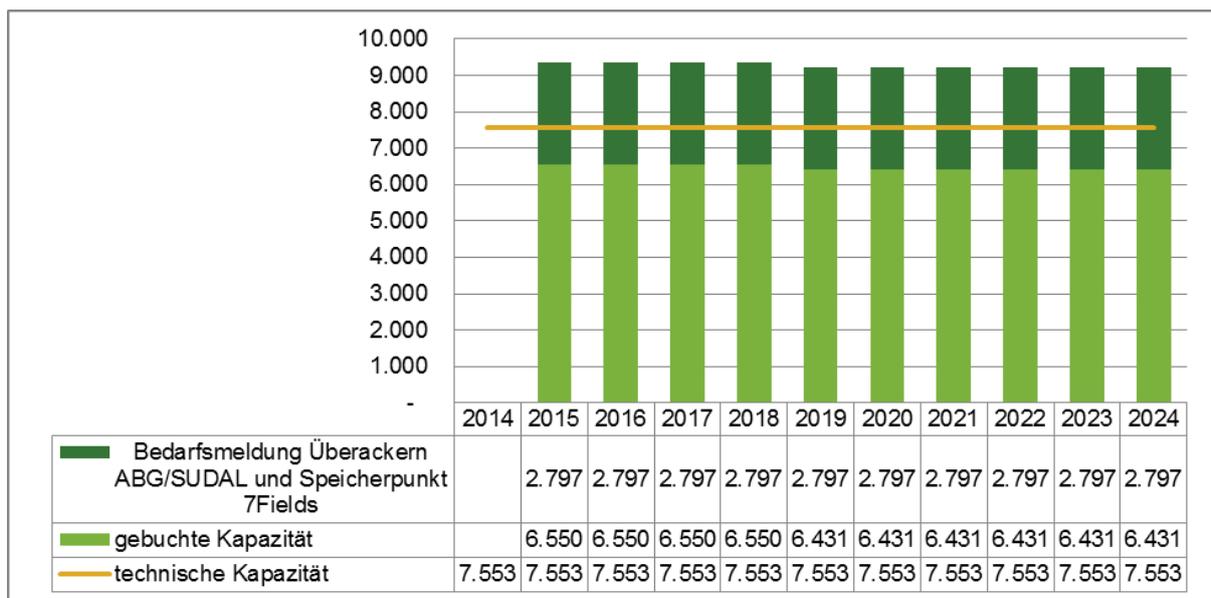


Abbildung 10: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität  
am **Ausspeisepunkt Überackern** (in MWh/h)

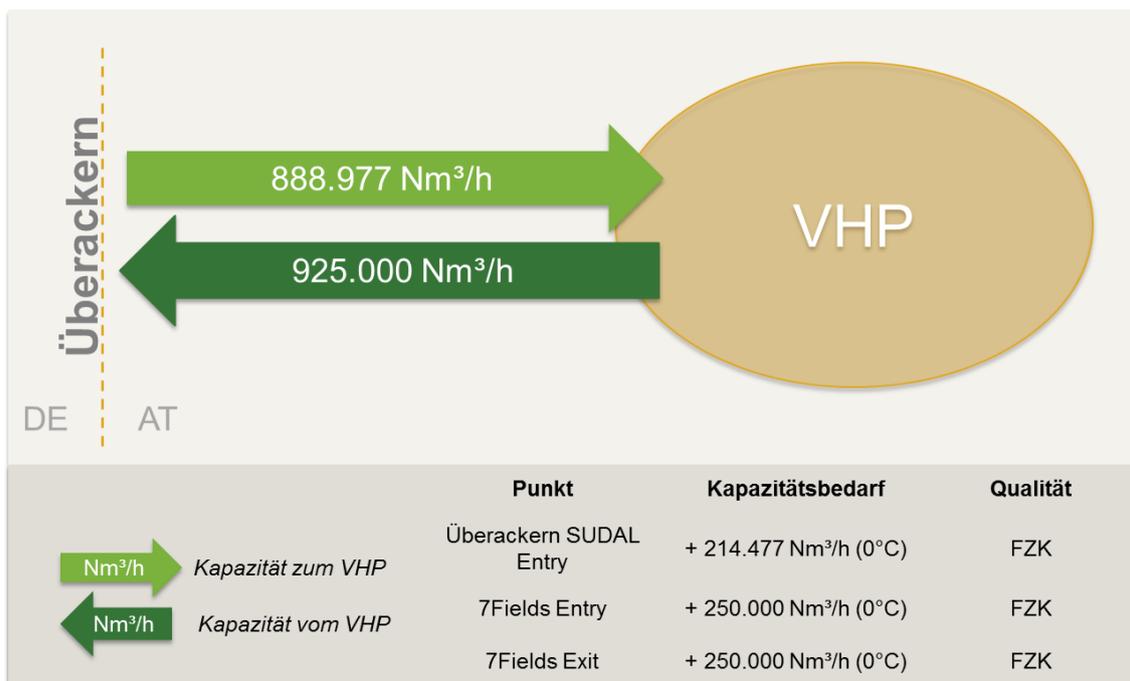


Das in Abbildung 11 abgebildete Flussbild veranschaulicht alle zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarfe am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern, woraus sich Kapazitätsszenario 1 ergibt. Gemäß des Kapazitätsszenario 1 werden die Kosten des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK-Basis gemäß

des beschriebenen aggregierten Kapazitätsbedarfs über den Planungshorizont 2015-2024 analysiert und im Projektantrag „GCA 2014/01“ abgebildet.

Hinsichtlich des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs am Einspeisepunkt Überackern SUDAL gebündelt mit Exit Überackern 2 BZK (Vermarktung auf deutscher Seite: bayernets) hat GCA mit dem angrenzenden FNB bayernets schriftlich Kontakt aufgenommen. Gemäß schriftlicher Information von bayernets wäre eine Bündelung von Entry Überackern SUDAL FZK Kapazität mit Exit Überackern 2 in beschränkt zuordenbarer Qualität (BZK) über den Planungszeitraum möglich. FZK Qualität kann zum jetzigen Zeitpunkt am Punkt Überackern im Österreichischen Marktgebiet nicht angeboten werden.

Abbildung 11: Kapazitätsszenario 1 zusätzlicher Kapazitätsbedarf am **Punkt Überackern**



### 6.2.3.1.1 Technische Machbarkeit

Die Analyse des Kapazitätsszenario 1 zeigt, dass für eine Realisierung einer Kapazität vom Einspeisepunkt Überackern zum VHP auf FZK-Basis von insgesamt 888.977  $\text{Nm}^3/\text{h}$  (0°C) und einer Kapazität vom VHP zum Ausspeisepunkt Überackern von insgesamt 925.000  $\text{Nm}^3/\text{h}$  (0°C) eine Erhöhung des Gas-Einspeisedrucks von 50 bar(g) auf 83 bar(g) 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 Kapazitätsszenario 1 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.

Umsetzungszeitraum: 3,5 Jahre, Fertigstellung: Q4 2018

Die Investitionskostenbasis 2014 beträgt Mio € ■■■ mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt zum Kapazitätsszenario 1 wird unter den im Projektblatt „GCA 2014/01“ in Kapitel 9.3 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.

Zum Bewertungszeitpunkt des Kapazitätsszenarios 1 konnte der Druck von 83 bar(g) am Einspeisepunkt Überackern vom vorgelagerten Netzbetreiber nicht zugesagt werden. 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 – 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.*

*Zusätzlich übermittelt der FNB BOG eine detaillierte Analyse der erforderlichen Maßnahmen im Leitungssystem der BOG um den eingemeldeten Bedarf in Höhe von 2.797 MWh/h bzw. 250.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) sowohl am -Speichereinspeise- und am Speicherausspeisepunkt 7Fields auf FZK-Basis anbieten zu können. Diese detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage zum NEP der BOG, welche nur im Rahmen der Einreichung des finalen KNEPs an die Behörde übermittelt wird, zu entnehmen.*

#### **6.2.3.1.2 Konzept zur Kapazitätsallokation**

Die Allokation der zusätzlich zu schaffenden Kapazität resultierend aus dem Kapazitätsszenario 1 betreffend den Punkt Überackern plant GCA in Form einer Auktion. Jedenfalls wird für die Vergabe der zusätzlichen Kapazitäten am Punkt Überackern und für die Vergabe der Zusätzlichen Kapazitäten am Punkt Oberkappel wie im NEP der BOG in Kapitel 8.2.1.1 für Kapazitätsszenario 1 beschrieben die Konkurrenzsituation der beiden 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.

#### **6.2.3.2 Kapazitätsszenario 2: Zusätzlicher Kurzstreckenkapazitätsbedarf**

Das Kapazitätsszenario 2 beinhaltet alle im Rahmen der Kapazitätsdatenerhebung angemeldeten zusätzlichen Kurzstreckenkapazitätsbedarfe ohne Zugang zum VHP zwischen den Maßgeblichen Punkten Überackern SUDAL und Überackern ABG ab. Das Kapazitätsszenario 2 steht nicht in Zusammen-

hang mit Kapazitätsszenario 1. Die angemeldeten Bedarfe wurden unabhängig voneinander beurteilt und die aus den Kapazitätsszenarien resultierenden Projekte unterliegen getrennten Nachfrageermittlungen.

Am Einspeisepunkt Überackern SUDAL und am Ausspeisepunkt ABG wurde ein Kapazitätsbedarf von 2.163 MWh/h bzw. 193.299 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) über den gesamten Planungshorizont angegeben. Diese Bedarfsmeldung für Kurzstreckentransporte erfolgte von einem Marktteilnehmer auf garantierter Basis und gebündelt.

Da Kapazitäten ohne Zugang zum VHP nur in den in Kapitel 6.1.1 beschriebenen Ausprägungen möglich sind, decken sich die angegebenen Kapazitätsbedarfe am Einspeisepunkt Überackern SUDAL und am Ausspeisepunkt Überackern ABG (SUDAL Richtung ABG).

Wie in Kapitel 6.1.1 erläutert sind Kurzstreckentransporte aktuell gem. Gas-Systemnutzungsentgelteverordnung 2013 §3 (8) zum jetzigen Zeitpunkt nur unterbrechbar buchbar und schließen den Zugang zum VHP aus. Dementsprechend ist gegenwärtig für Kurzstreckentransporte keine technische Kapazität anzuwenden.

Da sich Kurzstreckentransporte grundlegend in ihrer Ausprägung von FZK Kapazitäten unterscheiden ist gegenwärtig keine gebündelte Vergabe im Planungszeitraum möglich. Diesbezügliche Möglichkeiten werden weiterhin von GCA auf ihre Machbarkeit geprüft.

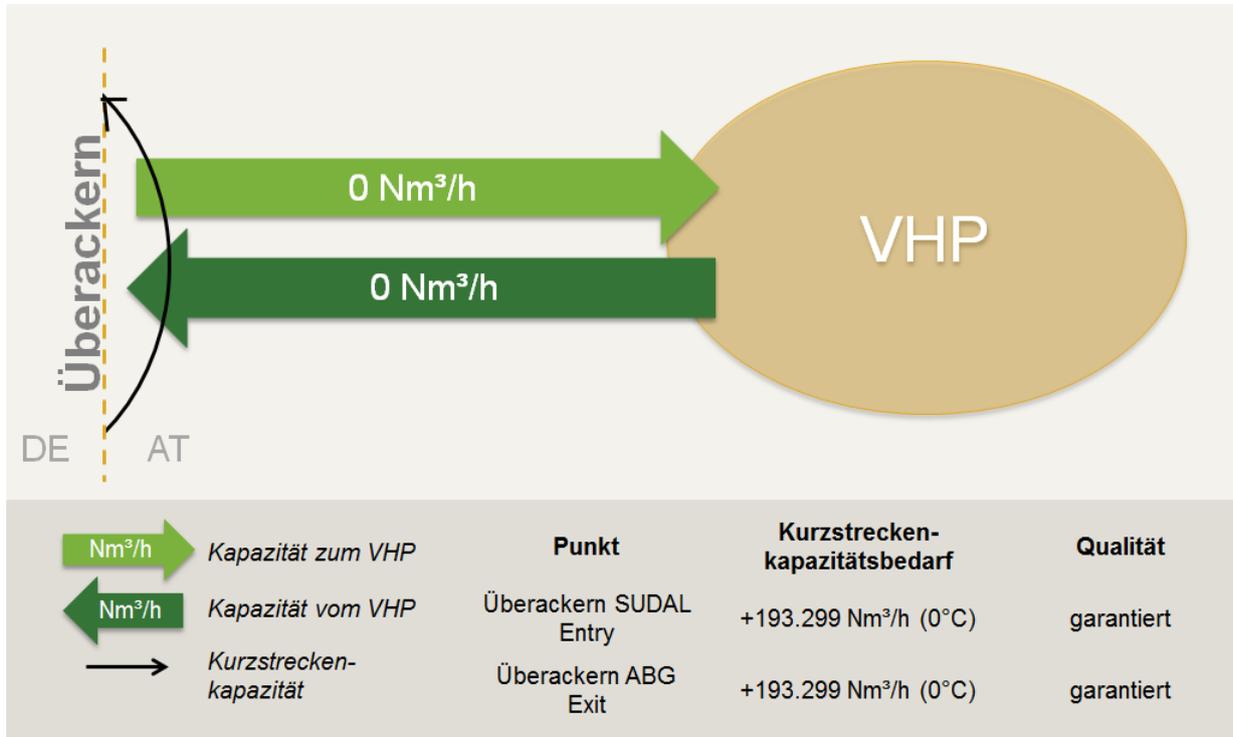
In Tabelle 10 sind relevante Daten, technische Kapazitäten und Mehrbedarfe des Kapazitätsszenario 2 in Nm<sup>3</sup>/h (0°C) zusammengefasst.

Tabelle 10: Kapazitätsdaten für Kapazitätsszenario 2 zusätzlicher Kurzstreckenkapazitätsbedarf

Punkt	System	Qualität	Richtung	Anwendbare technische Kapazität in Nm <sup>3</sup> /h (0°C)	Mehrbedarf in Nm <sup>3</sup> /h (0°C)
Überackern SUDAL	Kurzstrecken Transport SUDAL -> ABG	garantiert	Entry	nur unterbrechbar	+193.299
Überackern ABG	Kurzstrecken Transport SUDAL -> ABG	garantiert	Exit	nur unterbrechbar	+193.299

Das in Abbildung 12 abgebildete Flussbild veranschaulicht die zusätzlich angemeldeten Kurzstreckenkapazitätsbedarfe zwischen den maßgeblichen Punkten Überackern SUDAL und Überackern ABG, woraus sich Kapazitätsszenario 2 ergibt. Gemäß des Kapazitätsszenario 2 werden die Kosten des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf garantierter Basis gemäß des beschriebenen Kapazitätsbedarfs über den Planungshorizont 2015-2024 analysiert und im Projektantrag „GCA 2014/02“ abgebildet.

Abbildung 12: Kapazitätsszenario 2 **zusätzlicher Kurzstreckenkapazitätsbedarf**



**6.2.3.2.1 Technische Machbarkeit**

Die Analyse des Kapazitätsszenario 2 zeigt, dass für eine Realisierung einer garantierten Kapazität ohne Zugang zum VHP vom Einspeisepunkt Überackern SUDAL zum Ausseisepunkt Überackern ABG in Höhe von 193.299 Nm³/h (0°C) die Mess- und Filterkapazität der SUDAL Schiene zu erhöhen ist.

Folgenden Investitionen sind für das Kapazitätsszenario 2 notwendig:

- Modifikation ÜMS Überackern: Tausch der Anbindungspunkte der grenzquerenden Leitungen der Schienen SUDAL und ABG und Installation eines zusätzlichen Filterseparators auf der zukünftigen ABG Schiene.

Umsetzungszeitraum: 1,75 Jahre, Fertigstellung: Q1 2017

Die Investitionskostenbasis 2014 beträgt Mio € ■■■ mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt zum Kapazitätsszenario 2 wird unter den im Projektblatt „GCA 2014/02“ in Kapitel 9.3 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.*

### 6.2.3.2.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Die Allokation der zusätzlich zu schaffenden Kapazität resultierend aus dem Kapazitätsszenario 2 betreffend Kurzstreckenkapazität plant GCA in Form einer Auktion. Der Prozess einer entsprechenden Kapazitätsvergabe für Kurzstreckentransporte wird in enger Abstimmung mit der Behörde definiert und vorbehaltlich der technischen Möglichkeiten umgesetzt.

## 6.2.4 Analyse des Kapazitätsbedarfs – Projekteinmeldungen

### 6.2.4.1 Kapazitätsszenario 3a: Projekt BACI

Das Kapazitätsszenario 3a beinhaltet die im Rahmen der Projektdatenerhebung angemeldeten neuen Kapazitäten am neuen Ein- und Ausspeisepunkt Reintal an der Grenze zu der Tschechischen Republik, welcher die beiden Märkte erstmalig verbindet. Da die Projektanmeldung neue bidirektionale Kapazitäten von mindestens 8.392 MWh/h bzw. 750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) angibt wird das Projekt BACI im Flussszenario 3a mit exakt dieser Kapazität betrachtet und im Kapazitätsszenario 3b mit einer **erhöhten** Kapazität analysiert.

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 Kapazitätsszenario 3a dargestellt als „Project of Common Interest“ (PCI) Nummer 6.4 in die Verordnung (EU) Nr. 1391/2013 aufgenommen.

Bei der Konzeption des Projekts wurde 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.

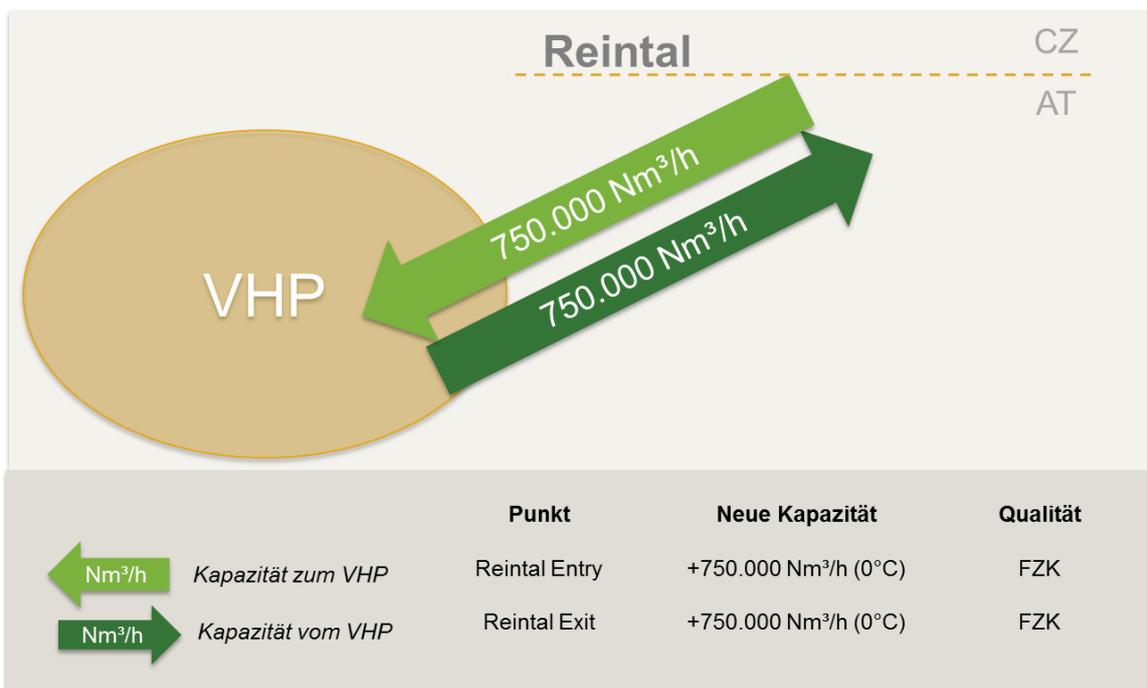
In Tabelle 11 sind relevante Daten, technische Kapazitäten und neue Kapazitäten des Kapazitätsszenario 3a in Nm<sup>3</sup>/h (0°C) zusammengefasst.

Tabelle 11: Kapazitätsdaten für Kapazitätsszenario 3a **Projekt BACI**

Punkt	System	Qualität	Richtung	Anwendbare technische Kapazität in Nm <sup>3</sup> /h (0°C)	Neue Kapazität in Nm <sup>3</sup> /h (0°C)
Reintal	BACI	FZK	Entry	0	+750.000
Reintal	BACI	FZK	Exit	0	+750.000

Das in Abbildung 13 abgebildete Flussbild veranschaulicht die neuen Kapazitäten am neuen Ein- und Ausspeisepunkt Reintal, woraus sich Kapazitätsszenario 3a ergibt. Gemäß des Kapazitätsszenario 3a werden die Kosten des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK-Basis gemäß des beschriebenen Projektes über den Planungshorizont 2015-2024 analysiert und im Projektantrag als Planungsprojekt „GCA 2014/03a“ abgebildet.

Abbildung 13: Kapazitätsszenario 3a **Projekt BACI**



#### 6.2.4.1.1 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 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) auf FZK-Basis ist ein neues Leitungsprojekt erforderlich.

Folgende Investitionen sind für das Kapazitätsszenario 3a notwendig:

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

Umsetzungszeitraum: 4,25 Jahre, Fertigstellung: Q3 2019

Die Investitionskostenbasis 2014 beträgt Mio € ■■■ mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt zum Kapazitätsszenario 3a wird unter den im Projektblatt „GCA 2014/03a“ in Kapitel 9.3 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen und der Bedingung, dass der Projektantrag „GCA2014/03b“ nicht wirtschaftlich 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.*

#### **6.2.4.1.2 Konzept zur Kapazitätsallokation**

Die endgültige Planung für die Kapazitätsallokation für BACI betreffend Kapazitätsszenario 3a 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. Die endgültige Kapazitätsallokation erfolgt in Abstimmung mit der Behörde.

#### **6.2.4.2 Kapazitätsszenario 3b: Projekt BACI DN1200**

Das Kapazitätsszenario 3b beinhaltet die im Rahmen der Projektdatenerhebung angemeldeten neuen Kapazitäten am neuen Ein- und Ausspeisepunkt Reintal an der Grenze zu der Tschechischen Republik. Da die Projektanmeldung neue bidirektionale Kapazitäten von mindestens 8.392 MWh/h bzw. 750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) angibt wird das Projekt BACI im Kapazitätsszenario 3a mit exakt dieser Kapazität betrachtet und im Kapazitätsszenario 3b mit einer Kapazität von 16.561 MWh/h bzw. 1.480.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) analysiert.

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 Kapazitätsszenario 3a dargestellt als „Project of Common Interest“ (PCI) Nummer 6.4 in die Verordnung (EU) Nr. 1391/2013 aufgenommen.

Die erhöhten technischen Parameter des Projekts BACI wie in Kapazitätsszenario 3b dargestellt sollen weitere Möglichkeiten zur Untersuchung des Projektes ermöglichen.

Bei der Konzeption des Projekts wurde 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.

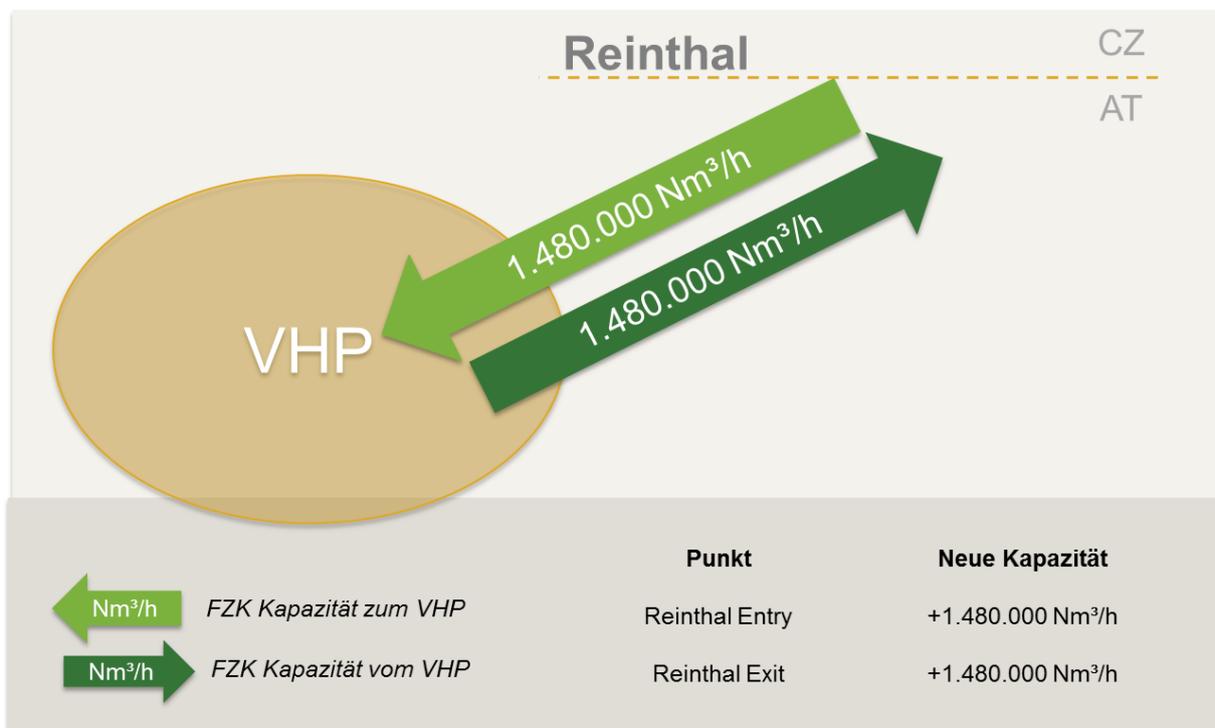
In Tabelle 12 sind relevante Daten, technische Kapazitäten und neue Kapazitäten des Kapazitätsszenario 3b in Nm<sup>3</sup>/h (0°C) zusammengefasst.

Tabelle 12: Kapazitätsdaten für Kapazitätsszenario 3b **Projekt BACI**

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

Das in Abbildung 14 gezeigte Flussbild veranschaulicht die neuen Kapazitäten am neuen Ein- und Ausspeisepunkt Reintal, woraus sich Kapazitätsszenario 3b ergibt. Gemäß des Kapazitätsszenario 3b werden die Kosten des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK-Basis gemäß des beschriebenen Projektes über den Planungshorizont 2015-2024 analysiert und im Projektantrag „GCA 2013/3b“ abgebildet.

Abbildung 14: Kapazitätsszenario 3b **Projekt BACI DN1200**



### 6.2.4.2.1 Technische Machbarkeit

Für die 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 Kapazitätsszenario 3b notwendig:

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

Umsetzungszeitraum: 4,25 Jahre, Fertigstellung: Q3 2019

Die Investitionskostenbasis 2014 beträgt Mio € ■■■■ mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt zum Kapazitätsszenario 3b wird unter den im Projektblatt als Planungsprojekt „GCA 2014/03b“ 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.*

#### 6.2.4.2.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Die endgültige Planung für die Kapazitätsallokation für BACI betreffend Kapazitätsszenario 3b 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. Die endgültige Kapazitätsallokation erfolgt in Abstimmung mit der Behörde.

#### 6.2.4.3 Kapazitätsszenario 4: M1/3 Ceršak-border pipeline

Das Kapazitätsszenario 4 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 mindestens 7.553 MWh/h bzw. 675.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) für das Projekt M1/3 Ceršak-border pipeline an. Die Analyse des FNB GCA basiert nur auf der Projekteinmeldung, weitere Informationen zum Projekt auf slowenischer Seite sind nicht bekannt.

Die Höhe der technisch verfügbaren Kapazität ist am Ausspeisepunkt Murfeld mit 4.688 MWh/h bzw. 419.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) begrenzt. Am Einspeisepunkt existiert gegenwärtig keine technisch anwendbare Kapazität, Transporte erfolgen nur auf unterbrechbarer virtueller Basis.

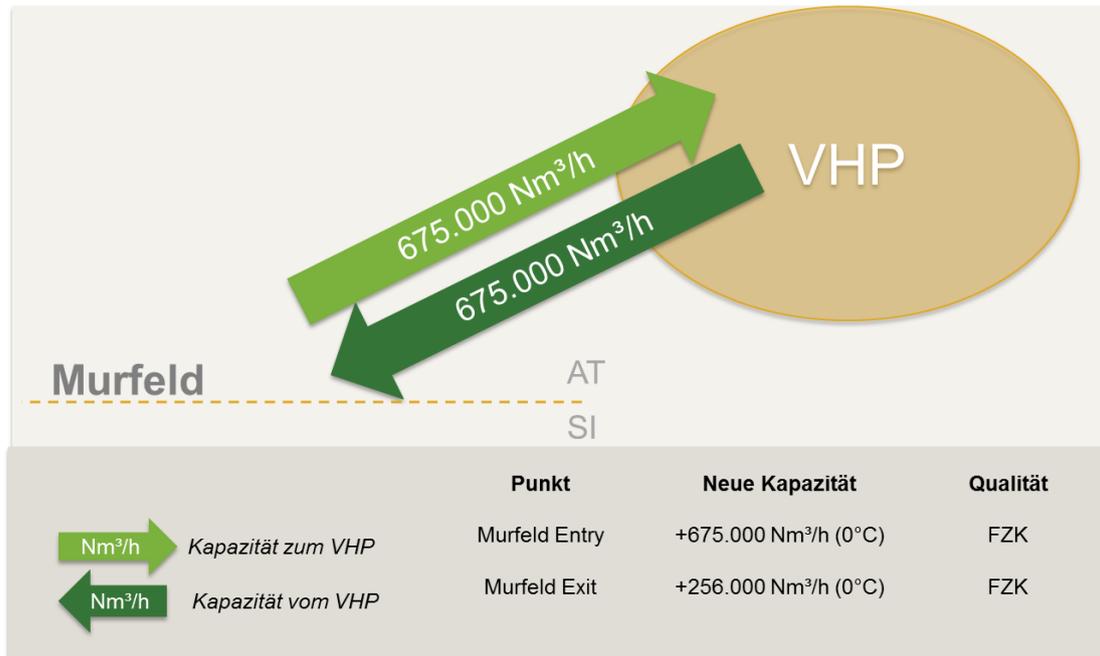
In Tabelle 13 sind relevante Daten, technische Kapazitäten und neue Kapazitäten des Kapazitätsszenario 4 in Nm<sup>3</sup>/h (0°C) zusammengefasst.

Tabelle 13: Kapazitätsdaten für Kapazitätsszenario 4 **M1/3 Ceršak-border pipeline**

Punkt	System	Qualität	Richtung	Anwendbare technische Kapazität in Nm <sup>3</sup> /h	Neue bzw. zusätzliche Kapazität in Nm <sup>3</sup> /h
Murfeld	SOL	FZK	Entry	0	+675.000
Murfeld	SOL	FZK	Exit	419.000	+256.000

Das in Abbildung 15 abgebildete Flussbild veranschaulicht die neuen Kapazitäten am Ein- und Ausspeisepunkt Murfeld, woraus sich Kapazitätsszenario 4 ergibt. Gemäß des Kapazitätsszenario 4 werden die Kosten des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK-Basis gemäß des beschriebenen Projektes über den Planungshorizont 2015-2024 analysiert und im Projektantrag als Planungsprojekt „GCA 2014/04“ abgebildet.

Abbildung 15: Kapazitätsszenario 4 M1/3 Ceršak-border pipeline



#### 6.2.4.3.1 Technische Machbarkeit

Für die Realisierung einer Kapazität vom Einspeisepunkt Murfeld zum VHP und vom VHP zum Auspeisepunkt Murfeld auf FZK-Basis von insgesamt jeweils 675.000 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-Auspeisedruck an der Messstation SOL-TAG Weitendorf von 55 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 Kapazitätsszenario 4 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: Q3 2019

Die Investitionskostenbasis 2014 beträgt Mio € ■■■ mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 25%. Dieses Projekt zum Kapazitätsszenario 4 wird unter den im Projektblatt „GCA 2014/04“ in Kapitel 9.3 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.

Zum Bewertungszeitpunkt des Kapazitätsszenarios 4 wurde vom vorgelagerten Netzbetreiber keine Aussage zum Übergabedruck am Einspeisepunkt Murfeld gemacht. 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.*

#### **6.2.4.3.2 Konzept zur Kapazitätsallokation**

Die Allokation der zusätzlich zu schaffenden Kapazität resultierend aus dem Kapazitätsszenario 4 betreffend den Punkt Murfeld plant GCA in Form einer gebündelten Auktion. Der Prozess einer entsprechenden gebündelten Kapazitätsvergabe wird in Abstimmung mit dem angrenzenden FNB und den beteiligten Behörden definiert und vorbehaltlich der technischen und organisatorischen Möglichkeiten umgesetzt.

## 7 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.

### 7.1 Kapazitätsdatenerhebung

Wie schon im Jahre 2013 hat E-Control auch 2014 im Rahmen der Vorbereitung des KNEPs 2015 – 2024 die TSOs dazu eingeladen, die jeweiligen NEPs basierend auf einer online Befragung bestehender und potentieller Netzbenutzer zur Erhebung einer möglichen Nachfrage an zusätzlicher Kapazität in einem zehnjährigen Planungszeitraum zu erstellen und die Ergebnisse im NEP bzw. KNEP in Zusammenarbeit mit dem MGM entsprechend seiner Koordinationsfunktion gemäß GWG § 63 zu veröffentlichen.

TAG GmbH hat die Einladung von E-Control angenommen und vom 11. März 2014 bis 31. März 2014 in Abstimmung mit den österreichischen TSOs eine dreiwöchige unverbindliche Kapazitätsdatenerhebung auf ihrer Webseite veröffentlicht. Ferner wurde, um einen möglichst weiten potentiellen Kundenkreis zu erreichen und größtmögliche Transparenz zu gewährleisten, in Zusammenarbeit mit den anderen zwei TSOs BOGmbH and GCA GmbH ein Newsletter, in dem auf die Marktumfrage hingewiesen wurde, auf PRISMA veröffentlicht bzw. via PRISMA Newsletter versandt.

Im Rahmen dieser Kapazitätsdatenerhebung wurde Netzbenutzern und potentiellen Netzbenutzern der TAG Fernleitung die Möglichkeit gegeben, zusätzlichen Kapazitätsbedarf im Zeitraum 2015 – 2024 an den jeweiligen physischen Einspeisepunkten Baumgarten bzw. Arnoldstein (Reverse Flow) und Ausspeisepunkt Arnoldstein im TAG System unverbindlich mitzuteilen.

Im Zuge dieser Kapazitätsdatenerhebung wurde kein zusätzlicher Bedarf an TAG GmbH übermittelt. Somit ergibt sich, dass im Einklang mit den Ergebnissen des GRIP-SSE und TYNDP bis 2025 die Planung eines Netzausbaus basierend auf der Nachfrage derzeit nicht erforderlich ist.

### 7.1.1 Einspeisepunkte und Ausspeisepunkte

Tabelle 14: Ein- und Ausspeisepunkte mit Zugang zum VHP

Kapazitätsbedarf mit Zugang zum VHP		
Physische Einspeisepunkte	Physische Ausspeisepunkte	Nicht-Physische Einspeisepunkte
Baumgarten TAG (Grenze Slowakei)	Arnoldstein (Grenze Italien)	
Arnoldstein (Grenze Italien)		

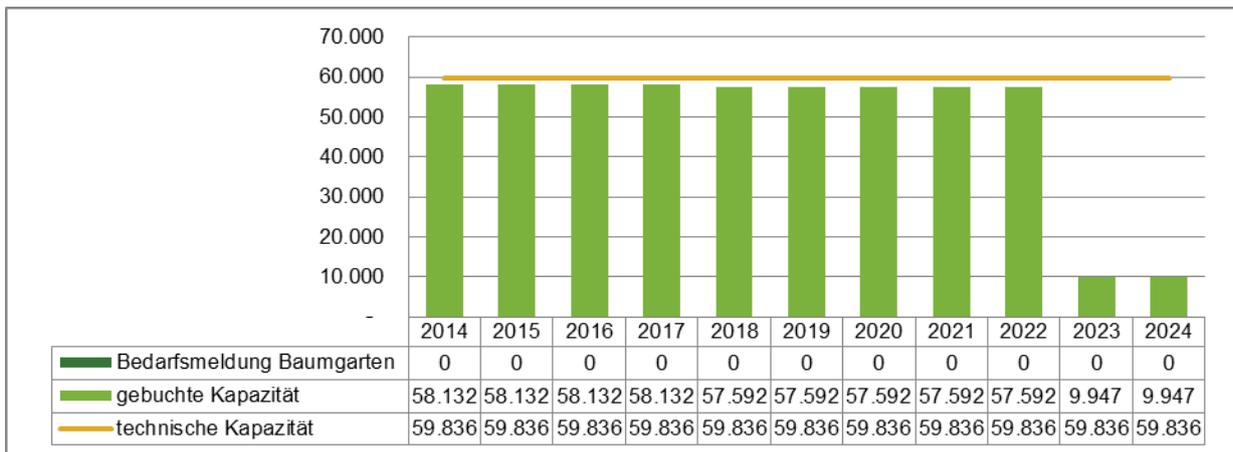
### 7.1.2 Angemeldeter Bedarf für Kapazitäten mit Zugang zum VHP

Ausgehend von den Ergebnissen der Kapazitätsdatenerhebung hat TAG GmbH eine Kapazitäts-Analyse, die folgende Parameter berücksichtigt, für den Zeitraum 2015-2024 erstellt:

- 1) Technische Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten Baumgarten und Arnoldstein
- 2) Gebuchte Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten Baumgarten und Arnoldstein
- 3) Keine Erhöhung der potentiellen Kapazität basierend auf der Marktumfrage

#### 7.1.2.1 Einspeisepunkt Baumgarten

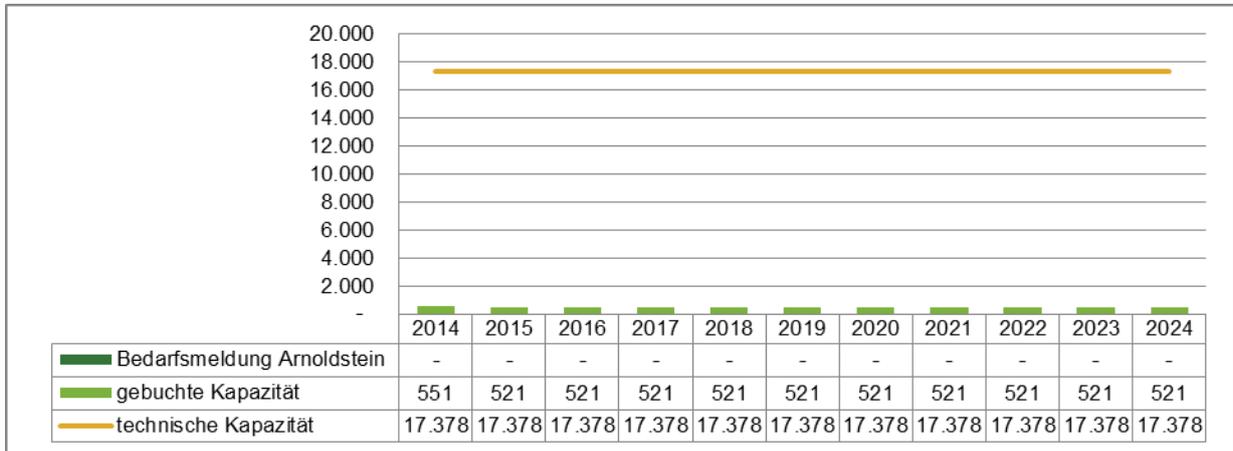
Abbildung 16: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten (in MWh/h)



Die Graphik zeigt, dass sowohl die technische Kapazität als auch die gebuchte Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten bis 2017 konstant bleiben. Eine Erhöhung der freien Kapazität ergibt sich erst ab 2018 auf Grund der Veränderung der Vertragsbedingungen mit einem Netzbenutzer. Auch ab 2023 (Fristablauf von einigen mehrjährigen Verträgen) ergibt sich eine Erhöhung der freien Kapazität.

### 7.1.2.2 Einspeisepunkt Arnoldstein

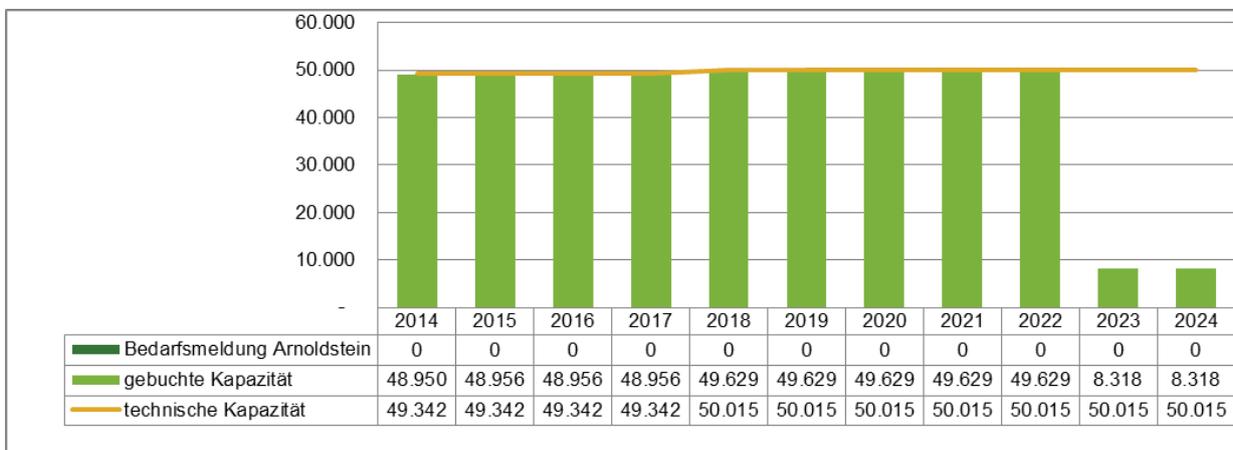
Abbildung 17: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein (in MWh/h)



Die Graphik zeigt, dass sowohl die technische Kapazität als auch die gebuchte Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein von 2015 bis 2024 konstant bleiben.

### 7.1.2.3 Ausspeisepunkt Arnoldstein

Abbildung 18: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Arnoldstein (in MWh/h)



Die Graphik zeigt, dass die technische Kapazität am Ausspeisepunkt Arnoldstein für den ganzen Prognose-Zeitraum 2015-2017 konstant bleibt und ab 2018 geringfügig steigt, während die freie Kapazität sich erst ab 2023 (Fristablauf von einigen mehrjährigen Verträgen) stark erhöht. Die geringfügige Kapazitätsänderung ab 2018 basiert auf einer Änderung der vertraglichen Bedingungen mit einem Netzbenutzer.

## 8 Netzentwicklungsplan Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft m.b.H.

Die BOG bietet im WAG-System für den Transit sowie für die österreichische Inlandsversorgung eine Vielzahl an Services an, welche eine nachhaltige Kapazitätsnutzung ermöglichen. Aufgrund ihrer Vorreiterrolle als Early Adopter nicht nur der Vermarktungsplattform PRISMA, sondern auch von im Congestion Management Procedures (CMP) sowie Capacity Allocation Mechanisms (CAM)- und Interoperability Network Code vorgesehenen Maßnahmen stellt die BOG ihren Kunden ein beispielhaftes Portfolio an Leistungen und Services zur Verfügung, welches eine optimale Nutzung der vorhandenen WAG-Infrastruktur und der vorhandenen Kapazitäten erlaubt.

Die an den maßgeblichen Punkten auf der WAG zur Verfügung stehenden Kapazitäten sowie die Kapazitäten der angrenzenden FNB sind in den Abbildungen 19 und 20 dargestellt.

Abbildung 19: technische Kapazitäten IP Baumgarten

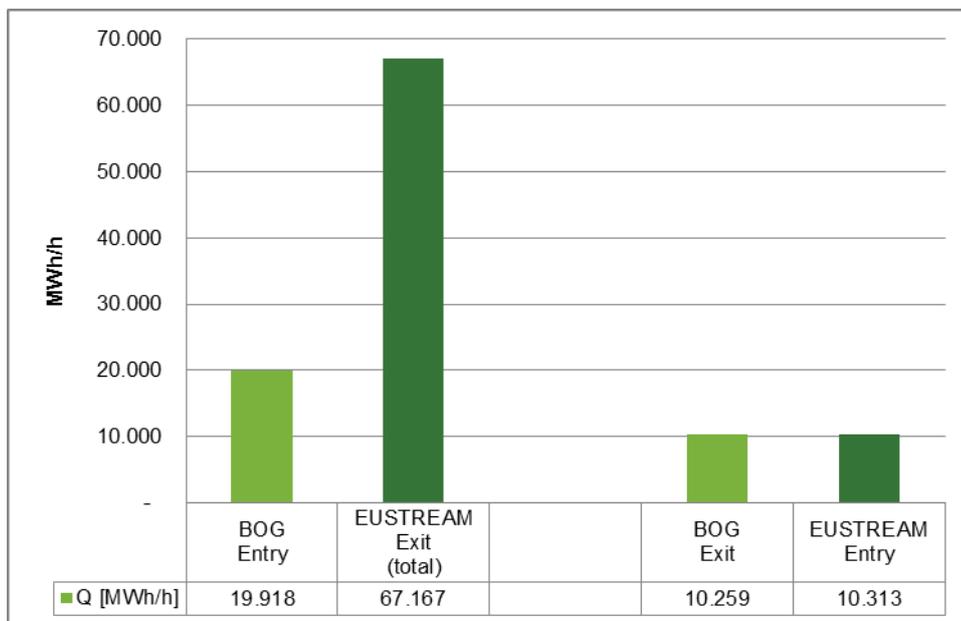
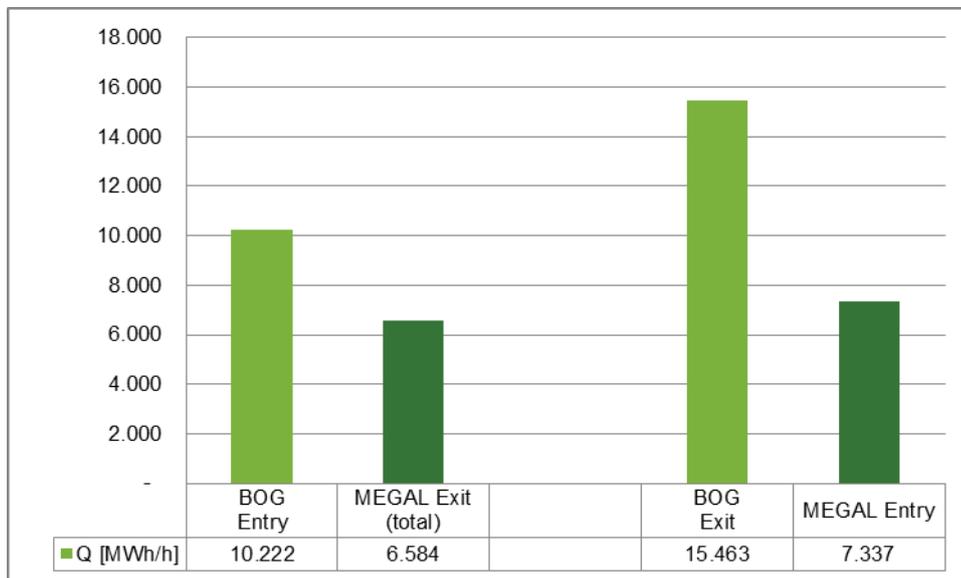


Abbildung 20: technische Kapazitäten IP Oberkappel



Die gebuchten Kapazitäten am Einspeisepunkt Baumgarten liegen im betrachteten Zeitraum über 80% der zur Verfügung stehenden festen Kapazität. Am Exit punkt Baumgarten ist für die nächste Dekade je mindestens 36% der angebotenen festen Kapazitäten gebucht. Die Fließrichtung wies in den letzten 12 Monaten ausschließlich aus der Slowakei in Richtung Österreich.

Abbildung 21: Kapazitätssituation am Einspeisepunkt Baumgarten BOG

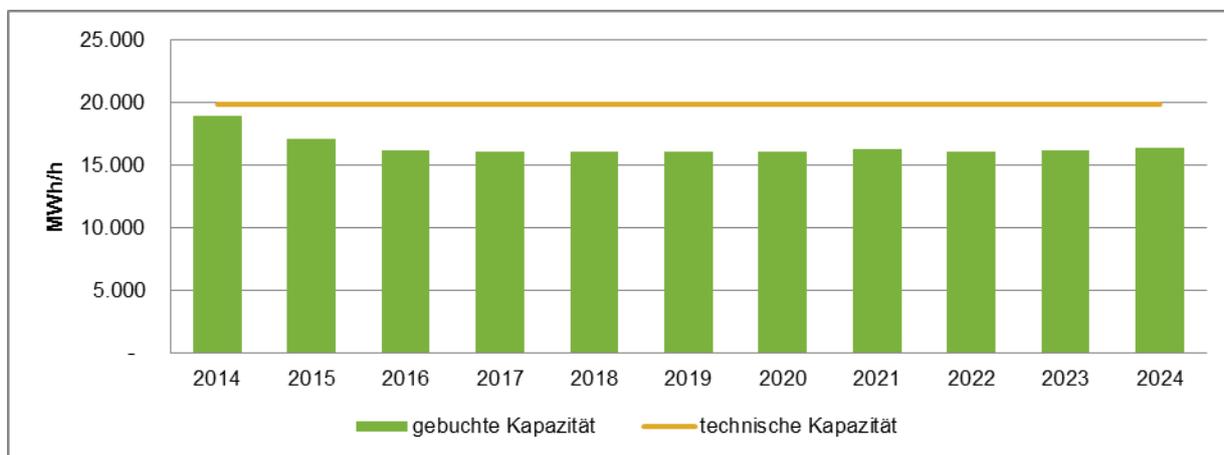
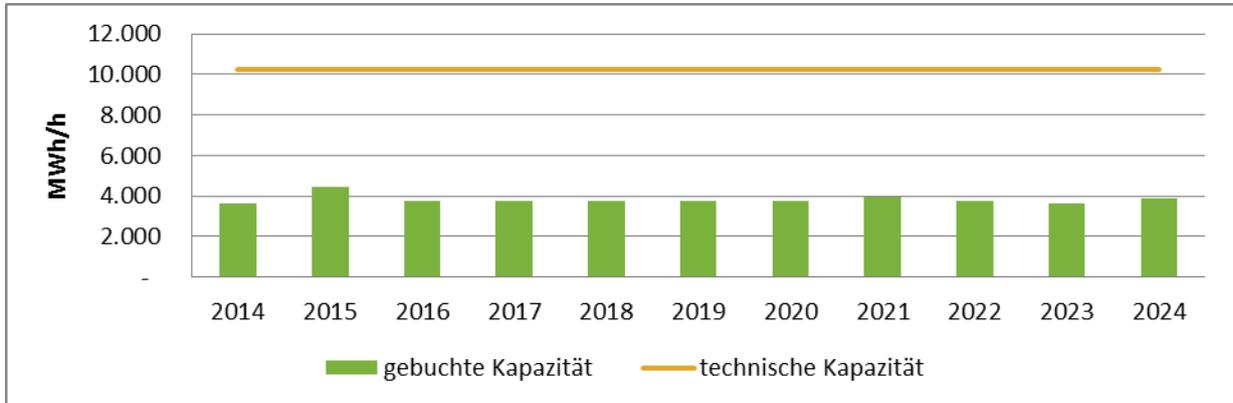


Abbildung 22: Kapazitätssituation am Ausspeisepunkt Baumgarten BOG



Die gebuchten Kapazitäten am Einspeisepunkt Oberkappel liegen in den Jahren 2015 bis 2021 bei 100% der angebotenen festen Kapazitäten, ab 2022 reduzieren sich die Buchungen auf 91%. Ähnlich verhält es sich mit der Buchungslage am Exit punkt Oberkappel, mit gebuchten Kapazitäten im Ausmaß von 100% (2015-2021) bis 95% ab 2022.

Abbildung 23: Kapazitätssituation am Einspeisepunkt Oberkappel

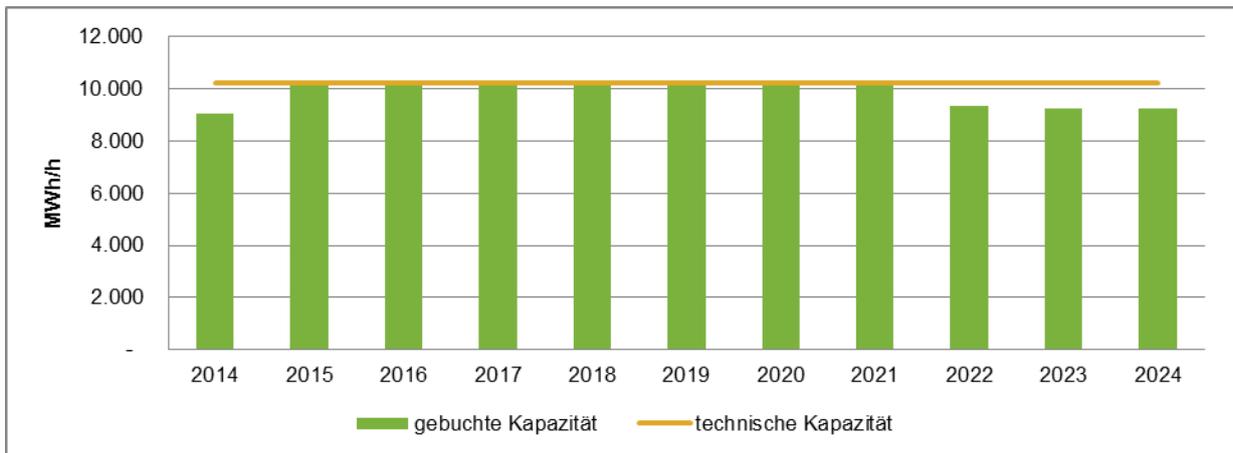
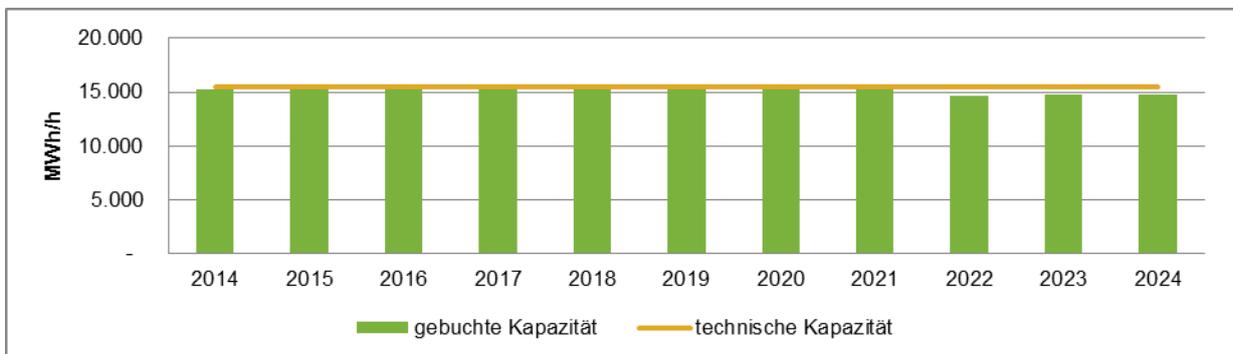


Abbildung 24: Kapazitätssituation am Ausspeisepunkt Oberkappel



Bezüglich Oberkappel sei insbesondere auf die Tatsache hingewiesen, dass das Fernleitungssystem auf österreichischer Seite nach wie vor wesentlich leistungsfähiger ist als auf deutscher Seite. So kam es im Zeitraum 01-01.2013 - -01.05.2014 insbesondere bei Fließrichtung DE->AT zu Überschreitungen der festen IP Kapazitäten. Die fallweise Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitäten auf deutscher Seite hatte in der Vergangenheit des Öfteren die Aufmerksamkeit von Marktteilnehmern auf diesen Grenzübergangspunkt gelenkt. Die Situation wurde jedoch soweit entschärft, dass sich der Umfang der Unterbrechungen in einem aus unserer Sicht vertretbaren Rahmen hält, mit 151 Stunden im Zeitraum seit 01.02.2013 bis 30.04.2014 sowohl in Punkto Dauer als auch Umfang mit im Schnitt  $492\text{m}^3(n)/I_{\text{interrupt}}$ . Die Unterbrechungen traten ausschließlich bei West-Ost-Fließrichtung und nur auf deutscher Seite auf. Das Interesse an zusätzlichen Kapazitäten seitens der Transportkunden hält sich allerdings in Grenzen, wie die Rückmeldungen zur von allen drei österreichischen TSOs koordinierten Marktbefragung zeigen (siehe Kapitel 8.1).

Das existierende Pressure Service Agreement (PSA) mit den Betreibern der MEGAL wurde verlängert um die Aufforderung der AGGM über BOG bei Transportrichtung W-O einen höheren als den laut Designparametern vereinbarten Übergabedruck am Übergabepunkt Oberkappel bereitzustellen.

## 8.1 Kapazitätsdatenerhebung

Im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2015 – 2024 erfolgte wie bereits im Vorjahr eine vom MGM koordinierte Marktbefragung. Dabei wurden bestehende sowie potentielle Transportkunden der BOG GmbH aufgefordert, mittels eines standardisierten Erfassungsbogens den prognostizierten zusätzlichen Kapazitätsbedarf an den maßgeblichen Punkten des WAG Systems für die Kalenderjahre 2015 - 2024 unverbindlich mitzuteilen. Die entsprechende Mitteilung an die Marktteilnehmer erging via BOG Newsletter sowie über eine Aussendung der Auktionsplattform PRISMA. Die Dauer der Marktbefragung erstreckte sich von 13.03. – 31.03.2014.

### 8.1.1 Einspeisepunkte und Ausspeisepunkte

Kapazitätsbedarfe wurden in nur geringem Ausmaß für die Entry-Punkte Baumgarten BOG und Oberkappel angemeldet.

Der Kapazitätsbedarf am Speicherpunkt MAB/WAG wurde ebenfalls abgefragt. Da dieser Punkt kein maßgeblicher ist, ist es nur dem Speicherbetreiber vorbehalten Kapazitäten zu buchen. Im Zuge der diesjährigen Kapazitätsdatenerhebung wurden keine zusätzlichen Kapazitäten vom Speicherbetreiber nachgefragt.

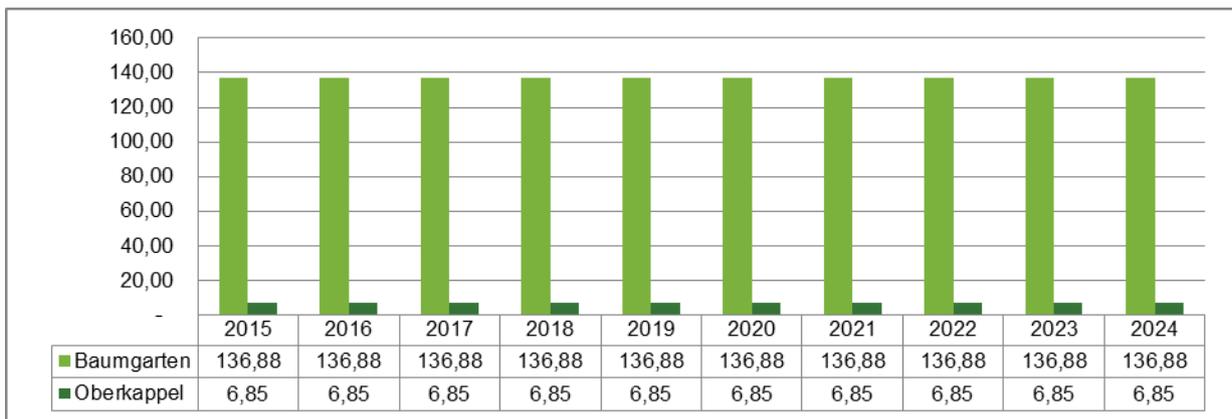
Tabelle 15: Ein- und Ausspeisepunkte an denen Bedarfe an Kapazität mit Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt angemeldet wurden

Kapazitätsbedarf mit Zugang zum VHP		
Physische Einspeisepunkte	Physische Ausspeisepunkte	Nicht-Physische Einspeisepunkte
Baumgarten BOG	Baumgarten BOG	---
Oberkappel	Oberkappel	---
MAB	MAB	---

### 8.1.2 Angemeldeter Bedarf für Kapazitäten mit Zugang zum VHP

Im folgenden Diagramm sind die angemeldeten Kapazitätsbedarfe für die maßgeblichen Punkte der BOG graphisch dargestellt.

Abbildung 25: Kapazitätsbedarf an den physischen Einspeisepunkten



## 8.2 Analyse des Kapazitätsbedarfs mit Zugang zum VHP

Der angemeldete Bedarf für den Punkt Baumgarten mit 136,9 MWh/h bezieht sich lediglich auf den Einspeisepunkt und kann mit den bestehenden Kapazitäten bedient werden.

Der für den Punkt Oberkappel angemeldete Kapazitätsbedarf mit 6,85 MWh/h deutet darauf hin, dass trotz der seltenen Unterbrechungen auf deutscher Seite von den Transportkunden keine zusätzlichen Kapazitätserweiterungen gefordert werden. Selbst die geringfügige Unterdeckung der Summe der bereits gebuchten und zusätzlich angefragten Kapazitäten in den Jahren 2015 und 2016 kann seitens der BOG jedenfalls als unterbrechbare Kapazität zur Verfügung gestellt werden. Die Flexibilität am Entry Oberkappel wird außerdem durch Maßnahmen wie short / long term UIOLI, Capacity Surrender, Kapazitätsauktionen am Primär- sowie Sekundärmarkt sowie den generellen Trend zu kurzfristigen Verträgen sowohl in Puncto Buchung (Day Ahead) sowie Laufzeit soweit fundamementiert, dass Unterbrechungen im österreichischen Fernleitungsnetz aus Gründen von Kapazitätsüberschreitungen de facto nicht vorkommen. Es bestehen somit an den maßgeblichen Punkten der BOG keine Kapazitätsengpässe.

Abbildung 26: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten BOG (in MWh/h)

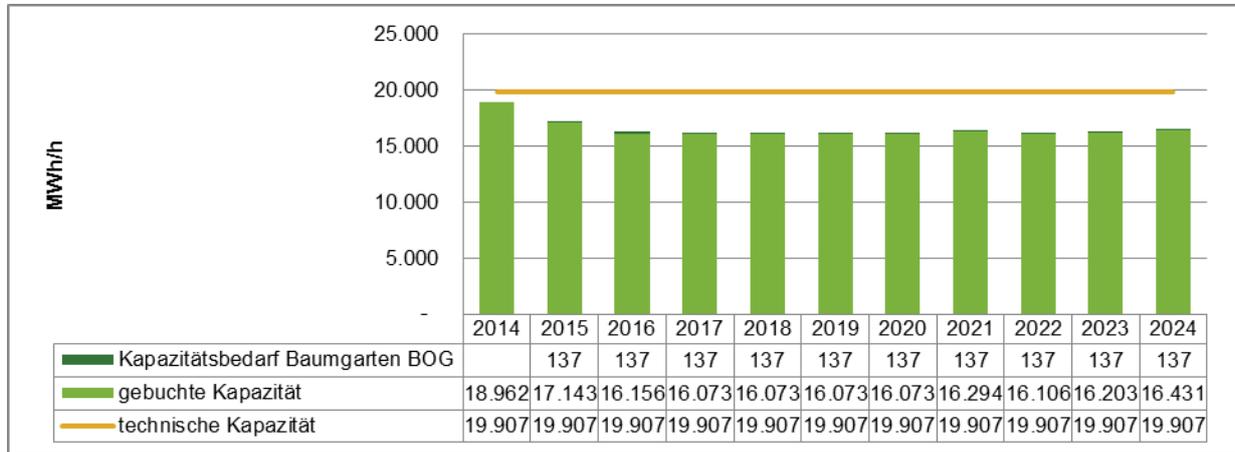
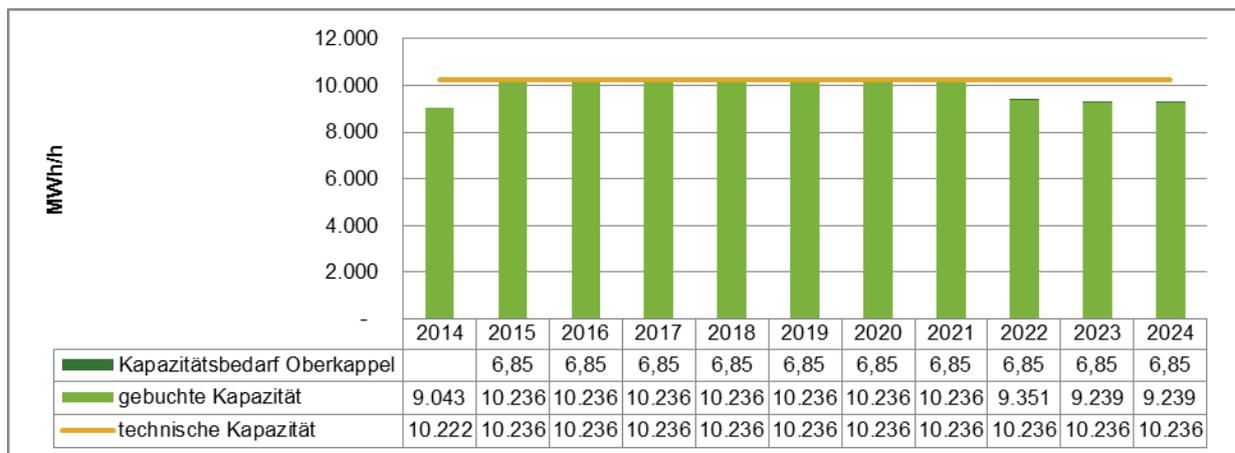


Abbildung 27: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Oberkappel (in MWh/h)



Es bestehen somit an den maßgeblichen Punkten der BOG keine Kapazitätsengpässe. Da sich auch aus Kapazitätsanforderungen für maßgebliche Punkte der FNB GCA und TAG weder für die BOG relevante neue Kapazitätsszenarien noch zusätzliche Kapazitätsbedarfe ergeben, liegt keine Notwendigkeit für Kapazitätserweiterungsmaßnahmen vor.

## 8.2.1 Analyse des Kapazitätsbedarfes – langfristige Unterdeckung

### 8.2.1.1 Kapazitätsszenario 1: Zusätzlicher Kapazitätsbedarf am Punkt Überackern

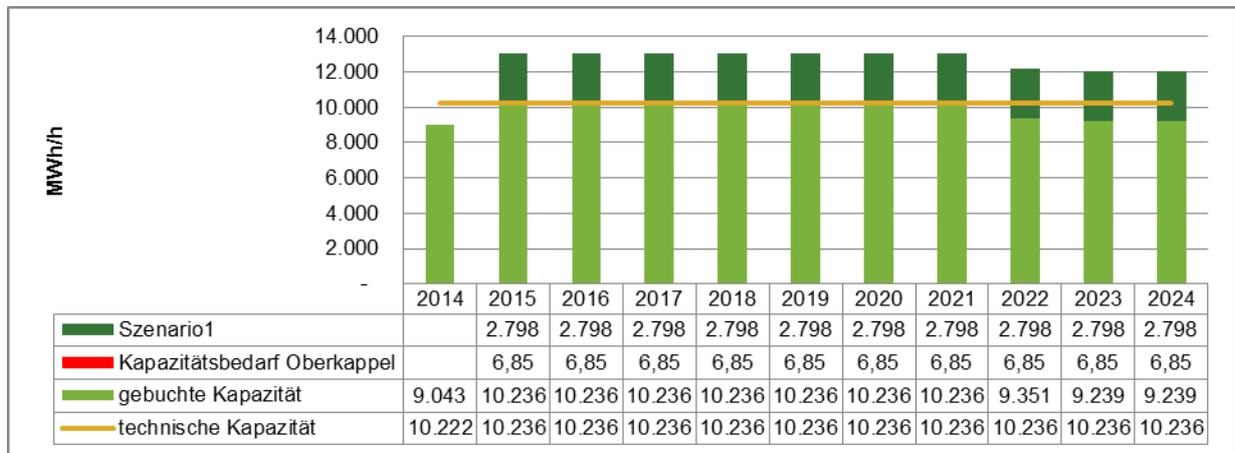
Aus den der BOG im Zuge der Marktbefragung zugegangenen Bedarfsmeldungen ergibt sich keine Notwendigkeit für Kapazitätserweiterungsmaßnahmen. Allerdings löst eine Bedarfsmeldung der GCA (siehe Kapitel 6.2.3.1) die Notwendigkeit einer Analyse am Ein- und Ausspeisepunkt Oberkappel aus, um die bei GCA eingemeldeten Bedarfe auf FZK-Basis zu ermöglichen.

Tabelle 16: Kapazitätsdaten für Kapazitätsszenario 1 zusätzlicher Kapazitätsbedarf am Punkt **Überackern – Auswirkungen auf den Punkt Oberkappel**

Punkt	System	Qualität	Richtung	Anwendbare technische Kapazität in Nm³/h (0°C)	Mehrbedarf in Nm³/h (0°C)
Speicherpunkt 7Fields	PW Gegenfluss	FZK	Entry	424.500	+250.000
Speicherpunkt 7Fields	PW Fluss	FZK	Exit	675.500	+250.000

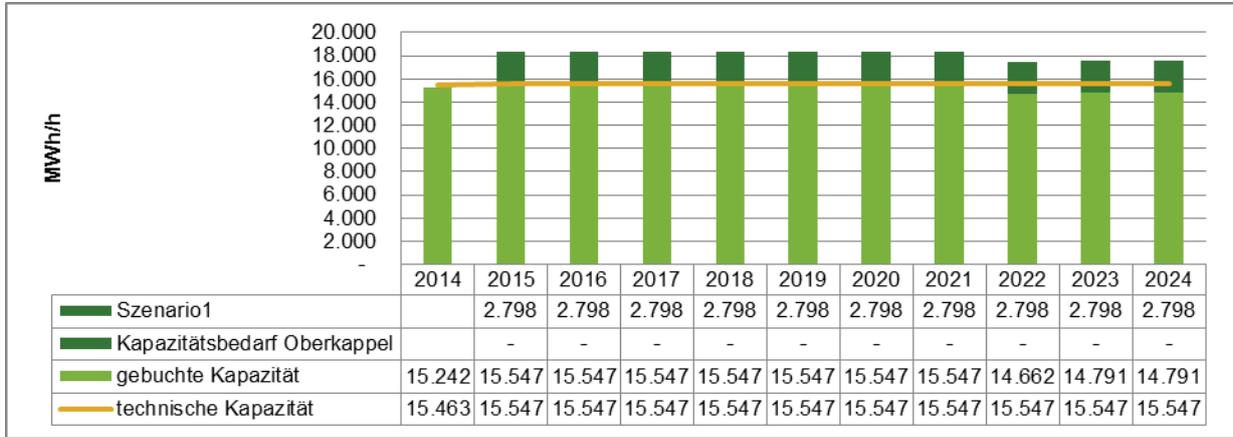
Aus Kapazitätsszenario 1 ergeben sich aufgrund der aktuellen Buchungslage für den Punkt Oberkappel folgende Unterdeckungen:

Abbildung 28: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Oberkappel (in MWh/h)



Für den Einspeisepunkt Oberkappel ergibt sich aus Szenario 1 ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf von 250.000 m³(n)/h (2.789 MWh/h). Die gesamte benötigte Entry-Kapazität am Punkt Oberkappel beläuft sich somit unter Berücksichtigung der gebuchten Kapazitäten auf 1.175.000 Nm³/h (13.148 MWh/h).

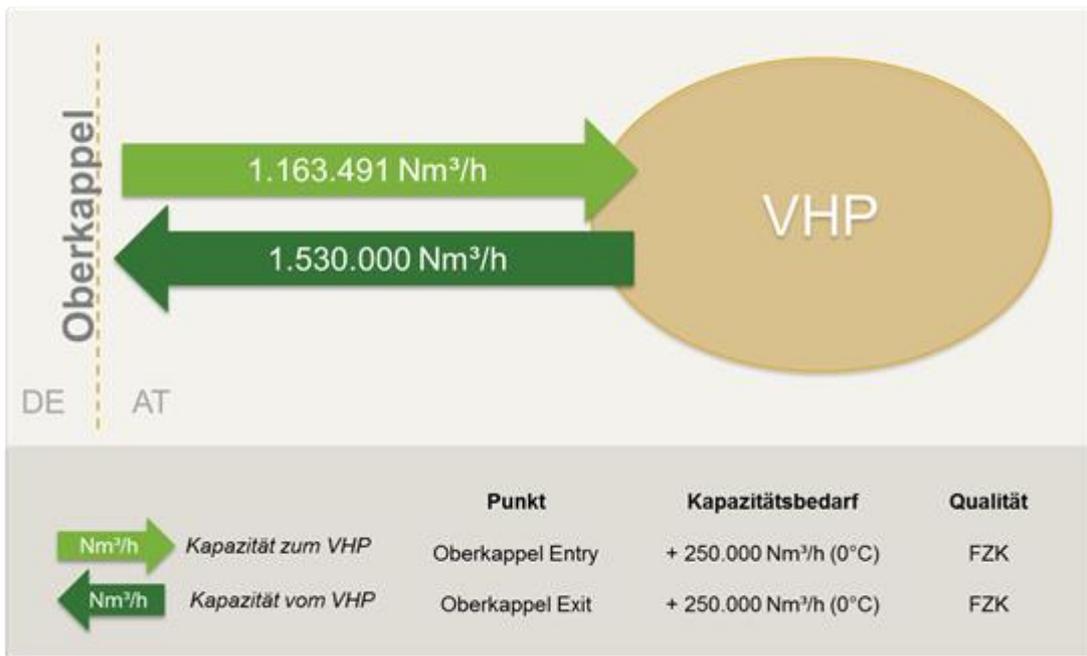
Abbildung 29: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Oberkappel (in MWh/h)



Für den Exitpunkt Oberkappel ergibt sich aus Szenario 1 ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf von 250.000 Nm<sup>3</sup>/h (2.798 MWh/h). Die gesamte benötigte Exit-Kapazität am Punkt Oberkappel beläuft sich somit unter Berücksichtigung der noch verfügbaren Kapazitäten auf 1.530.000 Nm<sup>3</sup>/h (17.121 MWh/h).

Das in Abbildung 30 abgebildete Flussbild veranschaulicht alle zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarfe am Ein- und Ausspeisepunkt Oberkappel, woraus sich Kapazitätsszenario 1 ergibt. Dementsprechend werden die Kosten des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK-Basis gemäß des beschriebenen aggregierten Kapazitätsbedarfs über den Planungshorizont 2015-2024 analysiert und im Projektantrag BOG 2014/02 abgebildet.

Abbildung 30: Kapazitätsszenario 1 zusätzlicher Kapazitätsbedarf am Punkt Überackern- Auswirkung auf den Punkt Oberkappel



#### 8.2.1.1.1 Technische Machbarkeit

Im Zuge der Konzeption der technischen Maßnahmen hat eine Abstimmung mit dem VGM stattgefunden um Auswirkungen auf das Verteilgebiet und mögliche Anforderungen zu berücksichtigen. Bei der Realisierung der technischen Maßnahmen soll ein Ausgangsdruck von 45 bar(g) realisiert werden.

Technisch lassen sich die geforderten zusätzlichen FZK Kapazitäten, sowie die Druckerhöhung am AZ Leonfelden in 2 Varianten darstellen:

- Zum Ersten kann die erforderliche zusätzliche Kapazität 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 mit der Rohrdimension DN1200 (Kosten von ca. ■■ Millionen Euro pro Kilometer) generiert werden. Die erforderlichen Investitionen belaufen sich auf ca. ■■ Millionen Euro (■■ Millionen Euro pro MW Kompressorleistung) für ein Upgrade der CS Rainbach und ca. ■■ Millionen Euro für die Parallelisierung o.g. Abschnitte, in Summe also ■■ Millionen Euro. Zusätzlich wird für den Entry Oberkappel eine Erhöhung des minimalen Übergabedruckes von 50 bar a auf 56 bar a benötigt. Dies ist die aus technischer sowie wirtschaftlicher Sicht zu bevorzugende Variante. Die Schätzgenauigkeit beträgt 25%.
- Zum Zweiten besteht die Möglichkeit zur Parallelisierung der Abschnitte Rapottenstein – Liebenau sowie Bad Leonfelden – Oberkappel mit einer Gesamtlänge von 58 km mit der Rohrdimension DN1200. Bei angenommenen Kosten von ■■ Millionen Euro pro Kilometer summieren sich die Investitionskosten für diese Ausbaumaßnahme auf ca. € ■■ Millionen Euro. Die Schätzgenauigkeit beträgt 25 %.

Die Kostenschätzungen ergeben sich aus Erfahrungswerten von zuvor seitens BOG getätigten Investitionen. Es sei an dieser Stelle explizit darauf hingewiesen, dass unter Berücksichtigung der Entwicklung der gebuchten Kapazitäten am Punkt Oberkappel die Gefahr von „Stranded Investments“ besteht, da die Buchungsspitze speziell am Entry Oberkappel in den Jahren 2015-2017 besteht und danach Kapazitäten in signifikantem Umfang verfügbar sind.

Das Projekt zu Kapazitätsszenario 1 wird unter den im Projektblatt „BOG 2014/02“ in Kapitel 9.3 unter den 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.*

#### 8.2.1.1.2 Konzept zur Kapazitätsallokation

Die Allokation der zusätzlich zu schaffenden Kapazität resultierend aus dem Kapazitätsszenario 1 betreffend den Punkt Oberkappel plant BOG in Form einer Auktion. Jedenfalls wird für die Vergabe der zusätzlichen Kapazitäten am Punkt Oberkappel und für die Vergabe der Zusätzlichen Kapazitäten am Punkt Überackern wie im NEP der GCA in Kapitel 6.2.3.1 für Kapazitätsszenario 1 beschrieben die Konkurrenzsituation der beiden Punkte Oberkappel und Überackern zu berücksichtigen sein. Der Pro-

zess einer entsprechenden Kapazitätsvergabe wird in enger Abstimmung mit der Behörde definiert und vorbehaltlich der technischen Möglichkeiten umgesetzt.

## 9 Projekte national

### 9.1 Monitoring bereits abgeschlossener Projekte

#### GCA 2013/02 - Penta West Ausbaustufe 1

<b>Projektname:</b>	Penta West Ausbaustufe I		
<b>Projektträger:</b>	Gas Connect Austria	<b>Fertigstellung:</b>	Q3/2017
	GmbH	<b>Stand vom:</b>	30.09.2013
<b>Projektziel:</b>			
Ziel des Projektes ist es die technische Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zu erhöhen, um einerseits die angemeldete Speicherkapazität auf fester Basis darstellen zu können und den zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarf am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern zu decken.			
<b>Besonders zu beachten:</b>			
Die Investition beschränkt sich nur auf das an den Ein-/Ausspeisepunkt Überackern angeschlossene österreichische Fernleitungssystem (Penta West), da beim zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarf von Substitutionskapazität ausgegangen wird. Analog zum Projekt G00.040 hat auch die Penta West Ausbaustufe das Potenzial, die Anbindung der Speicher an den virtuellen Handelspunkt zu verstärken.			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
In Überackern muss eine zusätzliche Verdichterstation für den Transport von 710.000 Nm <sup>3</sup> /h (0°C) in Richtung Oberkappel errichtet werden. Weiters ist die Messkapazität der SUDAL Schiene zu erhöhen. Eine einfache technische Möglichkeit bietet eine Auskreuzungen der Schienen SUDAL und ABG.			
<b>Technische Daten:</b>			
Folgende zusätzliche garantierte Ein-/Ausspeisekapazitäten am Punkt Überackern und dem Speicherpunkt 7Fields in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen:			
Einspeisepunkt Überackern	285.500 Nm <sup>3</sup> /h	(0°C)	
Ausspeisepunkt Überackern	35.000 Nm <sup>3</sup> /h	(0°C)	
Speichereinspeisepunkt 7Fields	250.000 Nm <sup>3</sup> /h	(0°C)	
Speicherausspeisepunkt 7Fields	250.000 Nm <sup>3</sup> /h	(0°C)	
<b>Ökonomische Daten:</b>			
Investitionskostenbasis 2013: Mio € [REDACTED]. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 20%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Ausbauschwelle für die Realisierung des Projekts wird erreicht, wenn die dem Punkt Überackern zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen bzw. die dem Speicherpunkt 7Fields zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen durch das Speicherunternehmen gedeckt werden.			
<b>Projektbegründung:</b>			
Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um die Kapazität des im Fernleitungsnetz angeschlossenen Speichers 7Fields als garantierte Kapazität darstellen zu können und gleichzeitig den zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarf am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern teilweise zu decken. Darüber hinaus wird die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht. Dieses Projekt dient			

zur Erfüllung der Auflagen im Spruchpunkt 3 des Bescheids V KNEP G 01/12.

**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 durch den Speicherbetreiber ist nicht wirtschaftlich darstellbar. Das Projekt wird nicht weiterverfolgt.

**GCA 2013/03 - Penta West Ausbaustufe 2**

<b>Projektname:</b>	Penta West Ausbaustufe II		
<b>Projektträger:</b>	Gas Connect Austria	<b>Fertigstellung:</b>	Q3/2019
	GmbH	<b>Stand vom:</b>	30.09.2013
<b>Projektziel:</b>			
<p>Ziel des Projektes ist es die technische Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zu erhöhen, um einerseits die angemeldete Speicherkapazität auf fester Basis darstellen zu können und den gesamten zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarf am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern zu decken.</p>			
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<p>Die Investition beschränkt sich nur auf das an den Ein-/Ausspeisepunkt Überackern angeschlossene österreichische Fernleitungssystem (Penta West), da beim zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarf von Substitutionskapazität ausgegangen wird. Analog zum Projekt G00.040 hat auch die Penta West Ausbaustufe das Potenzial, die Anbindung der Speicher an den virtuellen Handlungspunkt zu verstärken. und stellt Erweiterung zum Projekt Penta West Ausbaustufe 1 dar.</p>			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
<p>Aufgrund der sehr großen Transportmengenanforderung ist ein Eingriff bzw. eine Modifikation des bestehenden Penta West Systems nicht mehr sinnvoll. Für diese Mengen muss parallel zum bestehenden Netz ein neues System für die zusätzliche Kapazität aufgebaut werden.</p> <p>Das bedeutet eine neue ÜMS Neustift inkl. Verdichterstation, eine 95km lange Loop-Leitung mit DN 800, eine neue Messstation in Überackern, sowie eine zusätzliche Verdichterstation für den Transport von Überackern nach Neustift.</p>			
<b>Technische Daten:</b>			
<p>Folgende zusätzliche garantierte Ein-/Ausspeisekapazitäten am Punkt Überackern in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen:</p> <p>Einspeisepunkt Überackern 1.679.500 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p> <p>Ausspeisepunkt Überackern 1.429.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p> <p>Speichereinspeisepunkt 7Fields 250.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p> <p>Speicherausspeisepunkt 7Fields 250.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p>			
<b>Ökonomische Daten:</b>			
<p>Investitionskostenbasis 2013: Mio € [REDACTED]. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 20%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Ausbauschwelle für die Realisierung des Projekts wird erreicht, wenn die dem Punkt Überackern zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen bzw. die dem Speicherpunkt 7Fields zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen durch das Speicherunternehmen gedeckt werden.</p>			
<b>Projektbegründung:</b>			
<p>Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um die Kapazität des im Fernleitungsnetz angeschlossenen Speichers 7Fields garantiert darstellen zu können und gleichzeitig den zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarf am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern zu decken. Darüber hinaus wird die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht. Des Weiteren dient dieses Projekt zur Erfüllung der Auflagen im Spruchpunkt 3 des Bescheids V KNEP G 01/12.</p>			

**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 durch den Speicherbetreiber ist nicht wirtschaftlich darstellbar. Das Projekt wird nicht weiterverfolgt.

**BOG 2012/01 – Pressure Service Agreement**

<b>Projektname:</b>	Verlängerung des <i>Pressure Service Agreement</i> (PSA) zw. BOG GmbH und den Betreibern der MEGAL Süd zur kurzfristigen Beseitigung des Druckproblems in Oberösterreich		
<b>Projektträger:</b>	BOG GmbH	<b>Fertigstellung:</b>	Q4/2012
		<b>Stand vom:</b>	10.09.2012
<b>Projektziel:</b>			
Ziel dieses Projekts ist die Verlängerung bzw. Abänderung des bestehenden PSA mit Open Grid Europe (OGE) und GRTGaz Deutschland (GRTGaz D) zur kurzfristigen Beseitigung des Druckproblems im öö. Verteilnetz, welches unter bestimmten Gasflussszenarien auftreten kann. 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 gültig. Eine Verlängerung um jeweils ein Jahr ist vor Ablauf zu prüfen.			
<b>Besonders zu beachten:</b>			
Mit dieser kurzfristigen Maßnahme soll für die Zeit bis zur Implementierung einer langfristigen und nachhaltigen Lösung die Versorgung des Inlands sichergestellt werden.			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
Die Betreiber der MEGAL stellen auf Aufforderung von AGGM über BOG GmbH 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 Übergabedrucks 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.			
<b>Technische Daten:</b>			
---			
<b>Ökonomische Daten:</b>			
Die Kosten, die in diesem Projekt berücksichtigt sind beinhalten lediglich die Kosten für Brenngas und die generelle Bereitstellung der Wildenranna Kompressorstation, entsprechend den Vorgaben der deutschen Regulierung. Diese Kosten werden von den Betreibern der MEGAL (OGE/GRTGaz D) an die BOG GmbH verrechnet, und dort als Energiekosten berücksichtigt.			
Nach der „Beschreibung der Kosten- und Tarifmethode gem. § 82 GWG 2011 für die Fernleitungen der Gas Connect Austria GmbH, TAG GmbH und BOG GmbH, die der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde zugrunde liegt“ werden die Energiekosten in der Methode getrennt von den sonstigen Betriebskosten ohne Abschlag ausgewiesen und nach 4 Jahren mit den tatsächlichen Werten berücksichtigt. Diese Kosten sind mit einer Höhe von Mio € [REDACTED] im Kostenbescheid der BOG GmbH be-			

wertet.
<b>Öffentliches Interesse:</b> ---
<b>Projektstatus:</b> Das Projekt ist abgeschlossen.

**BOG 2013/01 - Pressure Service Agreement**

<b>Projektname:</b>	Verlängerung des <i>Pressure Service Agreement</i> (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		
<b>Projektträger:</b>	BOG GmbH	<b>Fertigstellung:</b>	Q4/2013
		<b>Stand vom:</b>	1.06.2013
<b>Projektziel:</b>	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 (01.01.2014-31.12.2014) gültig. Eine Verlängerung um jeweils ein Jahr ist vor Ablauf zu prüfen.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mit dieser Maßnahme soll die Versorgung des Inlands in Notfällen sichergestellt werden.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	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 Übergabedrucks 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.		
<b>Technische Daten:</b>	---		
<b>Ökonomische Daten:</b>	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. Diese Kosten sind mit einer Höhe von Mio € ■■■ im Kostenbescheid der BOG GmbH bewertet.		

**Öffentliches Interesse:**

---

**Projektstatus:**

Das Projekt ist abgeschlossen.

## 9.2 Monitoring bereits genehmigter Projekte

### G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten

<b>Projektname:</b>		<b>G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten</b>	
<b>Projektträger:</b>	Gas Connect Austria GmbH	<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q1/2017
		<b>Stand vom:</b>	20.08.2013
<b>Projektziel:</b>			
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.			
<b>Besonders zu beachten:</b>			
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, der in Kapitel 6.2.3 beschrieben ist.			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
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.			
<b>Technische Daten:</b>			
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 Verteilergebiet zur Verfügung stehen:			
Einspeisekapazität FZK 570.000 Nm <sup>3</sup> /h (0°C) bei 52 bar(g)			
Einspeisekapazität UK 1.230.000 Nm <sup>3</sup> /h (0°C) bei 52 bar(g)			
<b>Ökonomische Daten:</b>			
Investitionsschätzkosten: Mio € [REDACTED]. 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.			
<b>Projektbegründung:</b>			
Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um die Kapazität der im Verteilnetz angeschlossenen Speicher zum VHP zu erhöhen. Dadurch wird die europäische Versorgungssicherheit erhöht.			
<b>Projektphase:</b>			
Identify and Assess			
<b>TYNDP:</b>	<b>PCI Status:</b>	<b>CBCA Entscheidung:</b>	
-			

	Nicht vorhanden	nein
<b>Projektstatus:</b> Voraussetzung des Projektstarts ist der Abschluss des Projekts 2012/03 der Langfristplanung 2014 und die Erreichung der darin definierten Ausbauschwelle.		

### 9.3 Projektanträge

#### GCA 2014/01 Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West

<b>Projektname:</b>		<b>Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West</b>	
<b>Projektträger:</b>	Gas Connect Austria GmbH	<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4 2018
		<b>Stand vom:</b>	24.06.2014
<b>Projektziel:</b> 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.			
<b>Besonders zu beachten:</b> Die Investition beschränkt sich nur auf den Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zur Schaffung von Kapazitäten mit garantiertem Zugang zum VHP.			
<b>Projektbeschreibung:</b> Folgende Investitionen sind für das Kapazitäts-szenario 1 notwendig: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Neue VS-Überackern</li> <li>• Modifikation ÜMS Überackern: Tausch der Anbindungspunkte der grenzquerenden Leitungen der Schienen SUDAL und ABG und Installation eines zusätzlichen Filterseparators auf der zukünftigen ABG Schiene.</li> </ul>			
<b>Technische Daten:</b> Folgende zusätzliche FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten am Punkt Überackern in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: 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)			
<b>Ökonomische Daten:</b> Investitionskostenbasis 2014: Mio € [REDACTED]. 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><b>Projektbegründung:</b>          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>		
<p><b>Projektphase:</b>          Identify and Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b>          TRA-N-359</p>	<p><b>PCI Status:</b>          Nicht vorhanden</p>	<p><b>CBCA Entscheidung:</b>          nein</p>
<p><b>Projektstatus:</b>          Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht. Sollte das Projekt GCA 2014/01 genügend Nachfragedeckung bekommen, wird noch einmal zu evaluieren sein, inwieweit hier auch die Bedarfe die dem Projekt GCA2014/02 zu Grunde liegen, erfüllt werden können. Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Projekt BOG-2014/02.</p>		

## GCA 2014/02 Zusätzliche Kurzstreckenkapazitätsbedarf – Ausbau Überackern

<b>Projektname:</b>		<b>Zusätzliche Kapazitäten Überackern – Ausbau Penta West</b>	
<b>Projektträger:</b>	Gas Connect Austria GmbH	<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q1 2017
		<b>Stand vom:</b>	24.06.2014
<b>Projektziel:</b> 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.			
<b>Besonders zu beachten:</b> 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.			
<b>Projektbeschreibung:</b> Folgenden Investitionen sind für das Kapazitätsszenario 2 notwendig: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Modifikation ÜMS Überackern: Tausch der Anbindungspunkte der grenzquerenden Leitungen der Schienen SUDAL und ABG und Installation eines zusätzlichen Filterseparators auf der zukünftigen Schiene.</li> </ul>			
<b>Technische Daten:</b> Folgende zusätzliche FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten am Punkt Überackern in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Überackern SUDAL    193.299 Nm³/h (0°C) Ausspeisepunkt Überackern ABG      193.299 Nm³/h (0°C)			
<b>Ökonomische Daten:</b> Investitionskostenbasis 2014: Mio € [REDACTED]. 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.			
<b>Projektbegründung:</b> Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den zusätzlichen angemeldeten Kurzstreckenkapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Überackern SUDAL und dem Ausspeisepunkt Überackern ABG zu decken.			
<b>Projektphase:</b> Identify and Select			
<b>TYNDP:</b> TRA-N-360	<b>PCI Status:</b> Nicht vorhanden	<b>CBCA Entscheidung:</b> nein	
<b>Projektstatus:</b> Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht. Sollte das Projekt GCA 2014/01 genügend Nachfragedeckung bekommen wird noch einmal zu evaluieren sein, inwieweit hier auch die Bedarfe die dem Projekt GCA2014/02 zu Grunde			

liegen, erfüllt werden können.

### GCA 2014/03a BACI – Bidirectional Austrian Czech Interconnector

<b>Projektname:</b>		<b>BACI – Bidirectional Austrian Czech Interconnector</b>	
<b>Projektträger:</b>	Gas Connect Austria GmbH	<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q3 2019
		<b>Stand vom:</b>	24.06.2014
<b>Projektziel:</b> 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.			
<b>Besonders zu beachten:</b> Die Investition beschränkt sich nur auf das an den Ein- und Ausspeisepunkt Reintal zu schaffende angeschlossene österreichische Fernleitungssystem (BACI), da beim angemeldeten Projekt von Substitutionskapazität ausgegangen wird.			
<b>Projektbeschreibung:</b> Folgende Investitionen sind für das Kapazitätsszenario 3a notwendig: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Neue ÜMS – Baumgarten</li> <li>• Neue VS Baumgarten</li> <li>• Fernleitungsanbindung zwischen Baumgarten und Reintal</li> </ul>			
<b>Technische Daten:</b> Folgende neue FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten am Punkt Reintal in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Reintal      750.000 Nm³/h (0° C) Ausspeisepunkt Reintal      750.000 Nm³/h (0° C)			
<b>Ökonomische Daten:</b> Investitionskostenbasis 2014: Mio € [REDACTED]. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.			
<b>Projektbegründung:</b> 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.			
<b>Projektphase:</b> Identify and Assess			
<b>TYNDP:</b> TRA-N-021	<b>PCI Status:</b> vorhanden	<b>CBCA Entscheidung:</b> nein	
<b>Projektstatus:</b> Das Projekt befindet sich in der Konzeptionsphase.			

## GCA 2014/03b BACI – Bidirectional Austrian Czech Interconnector DN1200

<b>Projektname:</b>		<b>BACI – Bidirectional Austrian Czech Interconnector DN1200</b>	
<b>Projektträger:</b>	Gas Connect Austria GmbH	<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q3 2019
		<b>Stand vom:</b>	24.06.2014
<b>Projektziel:</b> 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.			
<b>Besonders zu beachten:</b> Die Investition beschränkt sich nur auf das an den Ein- und Ausspeisepunkt Reintal zu schaffende angeschlossene österreichische Fernleitungssystem (BACI), da beim angemeldeten Projekt von Substitutionskapazität ausgegangen wird.			
<b>Projektbeschreibung:</b> Folgende Investitionen sind für das Kapazitätsszenario 3b notwendig: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Neue ÜMS – Baumgarten</li> <li>• Neue VS Baumgarten</li> <li>• Fernleitungsanbindung zwischen Baumgarten und Reintal</li> </ul>			
<b>Technische Daten:</b> 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 Nm <sup>3</sup> /h (0° C) Ausspeisepunkt Reintal      1.480.000 Nm <sup>3</sup> /h (0° C)			
<b>Ökonomische Daten:</b> Investitionskostenbasis 2014: Mio € [REDACTED]. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.			
<b>Projektbegründung:</b> 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.			
<b>Projektphase:</b> Identify and Assess			
<b>TYNDP:</b> -	<b>PCI Status:</b> Nicht vorhanden	<b>CBCA Entscheidung:</b> nein	
<b>Projektstatus:</b> Das Projekt befindet sich in der Konzeptionsphase.			

## GCA 2014/04 Zusätzliche Kapazitäten Murfeld – Ausbau SOL

<b>Projektname:</b>		<b>Zusätzliche Kapazitäten Murfeld – Ausbau SOL</b>	
<b>Projektträger:</b>	Gas Connect Austria GmbH	<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q3 2019
		<b>Stand vom:</b>	24.06.2014
<b>Projektziel:</b> Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität auf FZK Basis am Ausspeisepunkt Murfeld zu erhöhen und erstmals technische FZK Kapazität am Einspeisepunkt Murfeld zu schaffen.			
<b>Besonders zu beachten:</b> Die Investition beschränkt nur auf das an den Ein- und Ausspeisepunkt Murfeld und das angeschlossene österreichische Fernleitungsnetz.			
<b>Projektbeschreibung:</b> Folgende Investitionen sind für das Kapazitäts-szenario 4 notwendig: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erweiterung MS Weitendorf und Murfeld: Filterseparator, Messstrecken, Regelung</li> <li>• Neue VS Murfeld</li> <li>• Loop der SOL zwischen Leibnitz und Murfeld</li> <li>• Loop der grenzquerenden Leitung Murfeld – Cersak</li> <li>• Erweiterung des TAG AZ Baumgarten</li> </ul>			
<b>Technische Daten:</b> Folgende neue FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten am Punkt Murfeld in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Murfeld      675.000 Nm <sup>3</sup> /h (0° C) Ausspeisepunkt Murfeld      256.000 Nm <sup>3</sup> /h (0° C)			
<b>Ökonomische Daten:</b> Investitionskostenbasis 2014: Mio € [REDACTED]. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.			
<b>Projektbegründung:</b> Konkret wird dieses Projekt aufgrund auf der Projekteinmeldung „M1/3 Ceršak-border pipeline“ des slowenischen FNB Plinovodi d.o.o. erforderlich.			
<b>Projektphase:</b> Identify and Assess			
<b>TYNDP:</b> TRA-N-361	<b>PCI Status:</b> Nicht vorhanden	<b>CBCA Entscheidung:</b> nein	
<b>Projektstatus:</b> Das Projekt befindet sich in der Konzeptionsphase.			

**BOG-2014/01 Pressure Service Agreement**

<b>Projektname:</b>			<b>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</b>		
<b>Projektträger:</b>	BOG GmbH	<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2014		
		<b>Stand vom:</b>	1.05.2014		
<b>Projektziel:</b>					
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.					
<b>Besonders zu beachten:</b>					
Mit dieser Maßnahme soll die Versorgung des Inlands in Notfällen sichergestellt werden.					
<b>Projektbeschreibung:</b>					
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.					
<b>Technische Daten:</b>					
---					
<b>Ökonomische Daten:</b>					
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 € [REDACTED].					
<b>Projektphase:</b>					
Identify and Assess					
<b>TYNDP:</b>	<b>PCI Status:</b>	<b>CBCA Entscheidung:</b>			
-	Nicht vorhanden	nein			
<b>Projektstatus:</b>					
Das Projekt wird zur Genehmigung eingereicht.					

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

<b>Projektnummer:</b>		<b>BOG-2014/02</b>	
<b>Projektname:</b>		<b>Ausbaumaßnahme zur Erhöhung der FZK Kapazitäten am Punkt Oberkappel</b>	
<b>Projektträger:</b>	BOG GmbH	<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2018
		<b>Stand vom:</b>	1.05.2014
<b>Projektziel:</b>			
Ziel ist die Erhöhung der Kapazität am Punkt Oberkappel gemäß Szenario 1 (siehe 8.2.1.1.).			
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<p>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.</p>			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
<p>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. ■ Millionen Euro (■ Millionen Euro pro MW Kompressorleistung) für ein Upgrade der CS Rainbach und ca ■ Millionen Euro für die Parallelisierung o.g. Abschnitte, in Summe also ■ Millionen Euro. Zusätzlich wird für den Entry Oberkappel eine Erhöhung des minimalen Übergabedrucks von 50 bar a auf 56 bar a benötigt.</p>			
<b>Technische Daten:</b>			
Für den Punkt Oberkappel ergeben sich folgende Kapazitätserweiterungen in FZK Qualität:			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entry Oberkappel: 250.000 m<sup>3</sup>(n)/h (2.798 MWh/h), total 1.175.000 m<sup>3</sup>(n)/h (13.148,25 MWh/h)</li> <li>• Exit Oberkappel: 150.000 m<sup>3</sup>(n)/h (1.679 MWh/h), total 1.530.000 m<sup>3</sup>(n)/h (17.121 MWh/h)</li> </ul>			
<b>Ökonomische Daten:</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• +12,5 MW Verdichterleistung CS Rainbach ~■ Mio Euro</li> <li>• Parallelisierung 38 km mit DN1200 ~■ Mio Euro</li> <li>• Erhöhung des minimalen Übergabedrucks am Entry Oberkappel auf 56 bar a: Investitionen auf Seiten der angrenzenden TSOs notwendig (z.B. Umbau CS Neustift)</li> <li>• <b>Investitionskosten BOG total: ~■ Mio Euro</b></li> </ul>			

<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><b>Projektphase:</b> Identify and Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> TRA-N-363</p>	<p><b>PCI Status:</b> Nicht vorhanden</p>	<p><b>CBCA Entscheidung:</b> nein</p>
<p><b>Projektstatus:</b> Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht. Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Projekt GCA-2014/01.</p>		

## 10 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. Nach Gegenüberstellung der Bedarfserhebung an den Ein- und Ausspeisepunkten mit der korrespondierenden technischen und freien Leitungskapazität, wurden potentielle Engpässe an den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern SUDAL und ABG, Oberkappel und temporär am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár ermittelt. Die Marktbefragung von BOG und TAG hat keine potentiellen Engpässe signalisiert.

Die Analyse des NEPs der GCA hinsichtlich der technischen Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit des Angebots der zusätzlich angefragten Kapazitäten hat ergeben, dass der angemeldete Kapazitätsbedarf am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern zusätzlicher Investitionen im Fernleitungssystem der GCA bedarf. 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 bzw. durch langfristige Buchungen des Speicherbetreibers gedeckt werden. Die Übermittlung der Projekte BACI und Czesak-Border Pipeline haben zu weitere Analysen im NEP der GCA am bestehenden Punkt Murfeld und an einem neuen Punkt Reintal geführt. Die Kapazitätssituation an den beschriebenen Engpässen wird laufend beobachtet, analysiert und ausgewertet, um notwendige Maßnahmen zu initialisieren.

Aus der Analyse des NEPs der BOG geht hervor, dass der unverbindlich übermittelte Kapazitätsbedarf zu keinen potentiellen Engpässen führt, jedoch hat die unverbindliche Kapazitätsanmeldung des Speicherbetreibers für das Leitungssystem der GCA zu einer weiteren Analyse am Punkt Oberkappel 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 bzw. durch langfristige Buchungen des Speicherbetreibers gedeckt werden. Die Entwicklung des Bedarfs wird aufmerksam beobachtet, um die zeitgerechte Planung möglicher Maßnahmen zu gewährleisten.

Die Analyse des NEPs der TAG ergibt, dass der zusätzliche Kapazitätsbedarf mit dem bestehenden Leitungssystem gedeckt werden kann und demnach kein Ausbaubedarf besteht.

Zudem bestätigen sowohl der TYNDP 2012 in seinen Auswertungen der definierten Engpasssszenarien mit >20 % und das N-1 Szenario von 235%, welches vom VGM und MGM erstellt wurde, eine überdurchschnittliche Flexibilität für den österreichischen Gasmarkt und die Analyse, dass die zusätzlich angefragten Kapazitäten mit der bestehenden Infrastruktur gedeckt werden können.

Die Marktteilnehmer sind dazu eingeladen ihr Feedback zum KNEP 2015 – 2024 an den MGM ([marktgebietsmanager@gasconnect.at](mailto:marktgebietsmanager@gasconnect.at)) zu übermitteln, um zur Weiterentwicklung der zukünftigen Ausgaben beizutragen.

## 11 Haftungsausschluss

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2015 – 2024 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.

## 12 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)
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 <sup>3</sup> /h	Normkubikmeter pro Stunde (Temperatur 0°C)
PCI	Project of Common Interest
PSA	Pressure Service Agreement
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	Verteilergebetsmanager
VHP	Virtueller Handlungspunkt
VS	Verdichterstation
ÜMS	Übergabemesstation

## 13 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der Absatzszenarien .....	11
Abbildung 2: Absatzprognose für das Marktgebiet Ost, maximale Stundenleistung .....	11
Abbildung 3: Prozess vom Bedarf zur Nachfrage .....	18
Abbildung 4: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - <b>Physische Einspeisepunkte</b> (in MWh/h) .....	22
Abbildung 5: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - <b>Physische Ausspeisepunkte</b> (in MWh/h) .....	23
Abbildung 6: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - <b>Kapazitäten ohne Zugang zum VHP</b> (in MWh/h) ...	24
Abbildung 7: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am <b>Ausspeisepunkt Murfeld</b> (in MWh/h) .....	26
Abbildung 8: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am <b>Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár</b> (in MWh/h).....	27
Abbildung 9: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am <b>Einspeisepunkt Überackern</b> (in MWh/h) .....	29
Abbildung 10: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am <b>Ausspeisepunkt Überackern</b> (in MWh/h) .....	29
Abbildung 11: Kapazitätsszenario 1 zusätzlicher Kapazitätsbedarf am <b>Punkt Überackern</b> .....	30
Abbildung 12: Kapazitätsszenario 2 <b>zusätzlicher Kurzstreckenkapazitätsbedarf</b> .....	33
Abbildung 13: Kapazitätsszenario 3a <b>Projekt BACI</b> .....	35
Abbildung 14: Kapazitätsszenario 3b <b>Projekt BACI DN1200</b> .....	38
Abbildung 15: Kapazitätsszenario 4 <b>M1/3 Ceršak-border pipeline</b> .....	40
Abbildung 16: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten (in MWh/h) .....	43
Abbildung 17: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein (in MWh/h) .....	44
Abbildung 18: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Arnoldstein (in MWh/h) .....	44
Abbildung 19: technische Kapazitäten IP Baumgarten .....	45
Abbildung 20: technische Kapazitäten IP Oberkappel .....	46
Abbildung 21: Kapazitätssituation am Einspeisepunkt Baumgarten BOG .....	46
Abbildung 22: Kapazitätssituation am Ausspeisepunkt Baumgarten BOG .....	47
Abbildung 23: Kapazitätssituation am Einspeisepunkt Oberkappel .....	47
Abbildung 24: Kapazitätssituation am Ausspeisepunkt Oberkappel .....	47
Abbildung 25: Kapazitätsbedarf an den physischen Einspeisepunkten.....	49
Abbildung 26: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten BOG (in MWh/h) .....	50
Abbildung 27: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Oberkappel (in MWh/h) .....	50
Abbildung 28: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Oberkappel (in MWh/h) .....	51
Abbildung 29: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Oberkappel (in MWh/h) .....	52
Abbildung 30: Kapazitätsszenario 1 zusätzlicher Kapazitätsbedarf am Punkt Überackern- Auswirkung auf den Punkt Oberkappel.....	52

## 14 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: N-1 Berechnung Marktgebiet Ost.....	9
Tabelle 2: Projekte mit Relevanz für das österreichische Marktgebiet .....	13
Tabelle 3: Projektübermittlungen an den MGM.....	16
Tabelle 4: Darstellung Kapazitätsszenarien .....	17
Tabelle 5: Bei der Kapazitätsdatenerhebung gelistete Einspeisepunkte für Kapazität <b>mit Zugang zum VHP</b> .....	21
Tabelle 6: Bei der Kapazitätsdatenerhebung gelistete Einspeisepunkte für Kurzstreckenkapazität <b>ohne Zugang zum VHP</b> .....	21
Tabelle 7: Ein- und Ausspeisepunkte an denen Bedarfe an Kapazität <b>mit Zugang zum VHP</b> angemeldet wurden .....	25
Tabelle 8: Ein- und Ausspeisepunkte an denen Bedarfe an Kurzstreckenkapazität <b>ohne Zugang zum VHP</b> angemeldet wurden.....	25
Tabelle 9: Kapazitätsdaten für Kapazitätsszenario 1 zusätzlicher Kapazitätsbedarf am Punkt <b>Überackern</b> .....	28
Tabelle 10: Kapazitätsdaten für Kapazitätsszenario 2 zusätzlicher Kurzstreckenkapazitätsbedarf .....	32
Tabelle 11: Kapazitätsdaten für Kapazitätsszenario 3a <b>Projekt BACI</b> .....	35
Tabelle 12: Kapazitätsdaten für Kapazitätsszenario 3b <b>Projekt BACI</b> .....	37
Tabelle 13: Kapazitätsdaten für Kapazitätsszenario 4 <b>M1/3 Ceršak-border pipeline</b> .....	39
Tabelle 14: Ein- und Ausspeisepunkte mit Zugang zum VHP .....	43
Tabelle 15: Ein- und Ausspeisepunkte an denen Bedarfe an Kapazität mit Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt angemeldet wurden .....	48
Tabelle 16: Kapazitätsdaten für Kapazitätsszenario 1 zusätzlicher Kapazitätsbedarf am Punkt <b>Überackern – Auswirkungen auf den Punkt Oberkappel</b> .....	51