

Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP) 2013-2022

Inhalt

1. Vorwort	3
2. Einleitung.....	5
3. Transitmarkt Österreich.....	6
4. Infrastrukturprojekte	9
4.1. Projekte mit einer finalen Investitionsentscheidung.....	9
4.2. Projekte ohne finaler Investitionsentscheidung	10
5. Langfristplanung des Verteilergiebtsmanagers im Marktgebiet Ost 2013 - 2022.....	11
6. Netzentwicklungspläne im Marktgebiet Ost 2013 - 2022.....	11
6.1. Gas Connect Austria GmbH	11
6.1.1. Prognostizierter Kapazitätsbedarf gemäß Markterhebung an den Ein- und Ausspeisepunkten.....	11
6.1.2. Technische Kapazität und freie Kapazität	15
6.1.3. Analyse des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs nach Einspeisepunkten – technische Notwendigkeit.....	16
6.1.3.1. Maßgebliche Punkte.....	16
6.1.3.2. Nicht-maßgebliche Punkte	17
6.1.4. Analyse des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs nach Ausspeisepunkten – technische Notwendigkeit.....	17
6.1.4.1. Maßgebliche Punkte.....	17
6.1.4.2. Nicht-maßgebliche Punkte	18
6.1.5. Analyse des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs nach Einspeisepunkten – Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit	18
6.1.5.1. Maßgebliche Punkte.....	18
6.1.5.2. Nicht - maßgebliche Punkte	19
6.1.6. Analyse des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs nach Ausspeisepunkten – Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit	19
6.1.6.1. Maßgebliche Punkte.....	19
6.1.6.2. Nicht - maßgebliche Punkte	19
6.1.7. Ausnahmeanträge gemäß §7 Verordnung (EU) 991/2010.....	20
6.1.7.1. Ausnahmeantrag SOL.....	20
6.1.7.2. Ausnahmeantrag Kittsee-Petrzalka-Gasleitung	20
6.1.7.3. Ausnahmeantrag Hungaria-Austria-Gasleitung	21
6.1.8. Erforderliche Projekte Gas Connect Austria GmbH.....	22
6.1.8.1. Projektüberblick.....	22
6.1.8.2. Detailbeschreibung Projekt G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten.....	22
6.2. Trans Austria Gasleitung GmbH.....	23

6.2.1. Technische Kapazität.....	23
6.2.2. Abschätzung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs	24
6.3. Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsges.m.b.H.....	24
6.3.1. Die West-Austria-Gasleitung (WAG) - Kapazitätssituation	24
6.3.2. Kapazitätssituation am Übergabepunkt Oberkappel	26
6.3.3. Abschätzung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs	28
6.4. Tauerngasleitung GmbH.....	31
6.4.1. Prognostizierter Kapazitätsbedarf gemäß Markterhebung an den Ein- und Ausspeisepunkte.....	32
6.4.2. Technische Auslegung.....	33
6.4.3. Analyse des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs nach Ein- und Ausspeisepunkten.....	34
7. Zusammenfassung und Ausblick	35
8. Abbildungsverzeichnis.....	36

1. Vorwort

Gas Connect Austria GmbH, in der Rolle als Marktgebietsmanager (MGM), ist der Verpflichtung im Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) im Zusammenhang mit dem Planungsprozess nachgekommen und hat in Kooperation mit den österreichischen Fernleitungsnetzbetreibern (FLN) unter Einbindung der Langfristigen Planung (LFP) den Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) für den Planungszeitraum 2013 – 2022 gemäß § 14 Abs 1 Z 7 GWG erstellt. Am 30. April 2012 wurde Gas Connect Austria GmbH per Bescheid als Marktgebietsmanager offiziell bestätigt und wurde am 16. April 2012 von der Energie Control Austria (ECA) beauftragt mit Frist 10. Juni 2012 die Einreichung des Koordinierten Netzentwicklungsplanes zu gewährleisten. Nach vorangegangenen Abstimmungsgesprächen mit dem Regelzonenführer Austrian Gas Grid Management (AGGM) wurden als erster Schritt unverzüglich die Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsges.m.b.H (BOG GmbH), Gas Connect Austria GmbH, Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG GmbH), Tauerngasleitung GmbH, sowie Nabucco Gas Pipeline International GmbH und South Stream Austria GmbH schriftlich aufgefordert, ihre geplanten Ausbauprojekte im Zuge der Planungskonferenz der AGGM am 16. Mai 2012 vorzustellen. Gleichzeitig wurden die o.a. Unternehmen eingeladen, dem MGM ihre Netzentwicklungspläne für den Zeitraum 2013 – 2022 spätestens bis zum Zeitpunkt der Planungskonferenz zu übermitteln. Der Konsultationsentwurf des KNEP 2013 – 2022 wurde am 23. Mai 2012 zur Konsultation auf der Gas Connect Austria GmbH Webseite im Bereich „Marktgebietsmanager“ zur Verfügung gestellt. Am 6. Juni 2012 wurden die Stakeholder zu einer „Stakeholder Joint Working Session“ (SJWS) eingeladen um zu ihrer entsprechenden Erwartungshaltung hinsichtlich KNEP, zum Erstellungsprozess des KNEP und zu dessen Inhalt Stellung zu nehmen. Die inhaltlichen Stellungnahmen der Marktteilnehmer und der ECA wurden in die finale Version des KNEP 2013 - 2022 eingearbeitet und den FLN für die Einreichung zur Verfügung gestellt.

Auf europäischer Ebene haben sich die FLN als European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) organisiert, um die Marktintegration voranzutreiben. Eine der zentralen Aufgaben von ENTSOG ist dabei die Erstellung eines Ten Year Network Development Plans (TYNDP). Dieser Plan erscheint alle 2 Jahre (aktuelle Version TYNDP 2011) und spiegelt auf europäischer Ebene den Top – down Ansatz der Planung wider. Dies erfordert eine Koordination von FLN nur auf europäischer Ebene unter besonderer Berücksichtigung von Transitländern, da der Plan im speziellen die grenzübergreifenden Punkte und die diesbezüglichen Kapazitätserfordernisse an diesen Punkten zum Inhalt hat.

Die Notwendigkeit einer nationalen Kooperation basiert nicht nur auf der Dynamik des Gasmarkts sondern insbesondere 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 FLN, ihre jährlichen Netzentwicklungspläne 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. Die Erstellung dieses KNEP beruht auf Basis der von Gas Connect Austria GmbH als MGM gesammelten und von den Marktteilnehmern und Stakeholdern angeforderten bzw erhaltenen sowie im Quellenverzeichnis ausdrücklich genannten 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 einen Überblick über alle bereits beschlossenen Investitionen, die in den nächsten zehn Jahren durchgeführt werden müssen und legt einen Zeitplan für alle Investitionsprojekte der FLN und Projektgesellschaften dar.

Die österreichischen FLN 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 FLN dargelegt wird. Der Marktgebietsmanager führt die übermittelten Netzentwicklungspläne der FLN in seiner koordinierenden Funktion zusammen. Die FLN legen Ihre geplanten Projekte im Zuge der Einreichung des KNEP bei der Behörde zur Genehmigung vor.

Der vorliegende KNEP stellt die erste Ausgabe dar und sollte mit allen Herausforderungen als solcher gesehen werden. Diese Ausgabe bildet die inhaltliche Basis für folgende KNEPs. Es ist absehbar, dass sich das Format und die Zusammenstellung der Inhalte ändern und vertiefen werden.

Der Marktgebietsmanager ist diesbezüglich offen für Kommentare, Vorschläge und Feedback, die gerne an die E-Mail Adresse marktgebietsmanager@gasconnect.at geschickt werden können.

2. Einleitung

Der KNEP gibt Auskunft über spezifische nationale sowie grenzüberschreitende Investitionsprojekte im österreichischen Gasmarkt, bezogen auf das österreichische Fernleitungsnetzsystem. Er wurde in Zusammenarbeit mit österreichischen FLN und Projektgesellschaften, sowie unter Berücksichtigung der LFP erstellt.

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; dem „Gas Regional Investment Projects“ Plan (GRIP), sowie dem „Ten Year Network Development Plan“ (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 in Österreich zu haben.

Bedingt durch den straffen Zeitplan des vorliegenden KNEP und Österreichs Stellung als maßgebliches europäisches Transitland, wurde auf eine gesonderte Erstellung eines Szenariorahmens verzichtet. Die vorliegende Analyse orientiert sich daher exemplarisch am Szenariorahmen des TYNDP 2011 – 2020.

Die österreichischen FLN und 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.

3. Transitmarkt Österreich



Aktuelle Gas Infrastruktur	
Anzahl der FLN/Projektgesellschaften	6
Gesamtlänge der Fernleitungsnetzwerke	ca. 1.600 km
Gesamte Kompressorleistung	573 MW
Maßgebliche Punkte im österreichischen Fernleitungssystem und technische Daten <i>(Die Kapazitätsvermarktung basiert bis 31.12.2012 noch auf dem Punkt-zu-Punkt System. Die angeführten maßgeblichen Punkte wurden von der Behörde per Bescheid am 21.06.2012 genehmigt)</i>	
Gas Connect Austria GmbH	<p><u>Physische Einspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Baumgarten GCA (Grenze Slowakei) • Überackern ABG (Grenze Deutschland) • Überackern SUDAL (Grenze Deutschland) <p><u>Physische Ausspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn) • Überackern ABG (Grenze Deutschland) • Überackern SUDAL (Grenze Deutschland) • Murfeld (Grenze Slowenien) • Petrzalka (Grenze Slowakei)

	<p><u>Nicht-Physische Einspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn) • Murfeld (Grenze Slowenien) • Petrzalka (Grenze Slowakei) <p><u>Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerks:</u> 170 km Betrieben: ca. 1.600 km</p> <p><u>Gesamte Kompressoren Leistung</u> 22 MW</p> <p><u>Gesamte Transportierte Energie (Gas)</u> 2011: 86.337 GWh</p>
BOG GmbH	<p><u>Physische Einspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Baumgarten BOG • Oberkappel <p><u>Physische Ausspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Baumgarten BOG • Oberkappel <p><u>Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerks:</u> 320,5 km</p> <p><u>Gesamte Kompressoren Leistung</u> 121 MW</p> <p><u>Gesamte Transportierte Energie (Gas)</u> 2011: 116.000 GWh</p>
TAG GmbH	<p><u>Physische Einspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Baumgarten TAG • Arnoldstein <p><u>Physische Ausspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Arnoldstein <p><u>Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerks:</u> ca. 1.140 km</p> <p><u>Gesamte Kompressoren Leistung</u> ca. 430 MW</p> <p><u>Gesamte Transportierte Energie (Gas)</u> 2011: 314.644 GWh</p>

Direkt verbundene Konsumenten	
	<ul style="list-style-type: none"> ○ Gesamt: 0 ○ Gas betriebene Kraftwerke <ul style="list-style-type: none"> ▪ Anzahl: 0
FLN/Verteilernetzverbindungen und gesamte Anzahl an Verteilernetzbetreiber (VNB)	
Gas Connect Austria GmbH	<ul style="list-style-type: none"> ○ Anzahl von physischen Fernleitung (FL) - Verteilernetz (VN) Verbindungen: 1 ○ Anzahl von VNBs: 1
BOG GmbH	<ul style="list-style-type: none"> ○ Anzahl an physischen FL-VN Verbindungen: 6 ○ Anzahl von VNBs: 1
TAG GmbH	<ul style="list-style-type: none"> ○ Anzahl an physischen FL-VN Verbindungen: 10 ○ Anzahl von VNBs: 1
Physische Hubs und virtuelle Handelspunkte	<ul style="list-style-type: none"> ○ CEGH / CEGH
Anzahl der Bilanzzonen	7 (zukünftig ein Marktgebiet Ost)
Nachfrage	
Historische jährliche Gasnachfrage des nationalen Marktes (Endkonsumenten)	<ul style="list-style-type: none"> • 2011: 95.634 GWh • 2010: 102.016 GWh • 2009: 91.542 GWh • 2008: 93.228 GWh • 2007: 88.418 GWh
Netzwerk Überblick	
<p>Österreich ist ein Transitland für Erdgas nach Europa. Die hauptsächlichen Empfänger sind Deutschland beziehungsweise Westeuropa (verbunden über die WAG und PW), Italien, Slowenien und Kroatien (versorgt über die TAG, respektive SOL) und Ungarn (verbunden über die HAG). Seit 1996 wird die WAG Pipeline Schritt für Schritt um einen physischen Reverse Flow (RF) in der Höhe von 700.000 m³/h erweitert. Seit Ende Frühjahr 2009 wurde der RF der WAG immer mehr genutzt, was eine Umkehrung des Gasflusses von Ost/West nach West/Ost zur Folge hatte. 2011 wurde durch eine Co-Finanzierung der EU (EEPR Programm) ein physischer Ausspeisepunkt in die Slowakei im Januar 2009 installiert. Ebenfalls im Jahr 2011 wurde ein RF in der Penta West mit Flussrichtung Deutschland/Österreich errichtet. Im Juni 2011 wurde in der TAG ein RF installiert. Seit 01.10.2011 werden diese RF Kapazitäten mit einer Laufzeit von 5, 10 und 15 Jahren mittels Auktionsverfahren vermarktet. Die technische Kapazität am Einspeisepunkt an der Grenze Österreich/Italien beträgt 37.271.040 Nm³/d.</p>	

4. Infrastrukturprojekte

In Anbetracht ihrer für die europäische Gasversorgung entscheidenden Rolle, haben die österreichischen FLN intensiv zusammen gearbeitet, um die Versorgungssicherheit des Inlandsbedarfs und der angrenzenden Ländern zu gewährleisten. Projektgesellschaften tragen im Rahmen der laufenden Projekte ebenfalls wesentlich zur Marktintegration und Diversifizierung der Transportrouten bei.

Bei der Erstellung des KNEP verfolgen die FLN und Projektgesellschaften das Ziel, den Stakeholdern einen fundierten Überblick über die Infrastrukturpläne zu geben und ihre Projekte im Hinblick auf die Markterfordernisse mit Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben zu koordinieren. Nach europäischem Vorbild wurden auch die Ausbaupläne der Projektgesellschaften in den KNEP aufgenommen, da diese in höchstem Maß relevant für die Gasinfrastruktur Österreichs sind.

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 Langfristplanung.

Wegen des straffen Zeitplans für die Erstellung des vorliegenden KNEP wurden die relevanten Projektdaten durch eine schriftliche Aufforderung erhoben. Die BOG GmbH, Gas Connect Austria GmbH, TAG GmbH, Tauerngasleitung GmbH, Nabucco Gas Pipeline International GmbH und South Stream Austria GmbH wurden gebeten aktuelle Daten zu den jeweiligen Infrastrukturprojekten zu übermitteln. Für den Fall, dass keine Daten übermittelt wurden, wurde angenommen, dass sich die Daten aus dem GRIP und TYNDP nicht geändert haben und daher auch für den KNEP 2013 - 2022 unverändert Gültigkeit besitzen.

4.1. Projekte mit einer finalen Investitionsentscheidung

Fernleitungen				
Name	Kapazität (Mm ³ /d)	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Projektwerber	Kommentare
WAG Expansion 3	5,4-5,58	2013	BOG GmbH	[GRIP 2011]

Speicher					
Name	max. Ausspeicherleistung (Mm ³ /d)	AGV (Mm ³ /d)	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Projektwerber	Kommentare
7 Fields Speicherprojekt	23,1	1.850	2014	E.ON Gas Storage	Auch mit dem deutschen Netzwerk verbunden (Third Party Project-E.ON Gas Storage)

4.2. Projekte ohne finaler Investitionsentscheidung

Fernleitungen				
Name	Kapazität (Mm³/d)	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Projektwerber	Kommentare
Bidirectional Austrian – Czech Inter-connection	18	2019	Gas Connect Austria GmbH/ Net4Gas	Befindet sich in der Projektphase, TEN-E Förderung wurde eingereicht
G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten	48	03/2015	Gas Connect Austria GmbH	Ziel des Projektes ist es, eine physikalische Verbindung in Baumgarten zu schaffen, welche es ermöglicht, die Kapazitäten vom Verteilernetz kommend via Gasleitung G00.040 über das Netz in Baumgarten in Richtung Fernleitungen (TAG, WAG und HAG) unverdichtet zu transportieren.
Nabucco Gas Pipeline	94.4	2015	Nabucco Gas Pipeline International GmbH	EEPR Projekt, TEN-E Projekt [GRIP 2011]
South Stream Pipeline Project	54.79	tbd	South Stream Austria GmbH	South Stream ist ein transnationales Gaspipelineprojekt unter der Leitung von Gazprom um die Versorgungsleitungen zu diversifizieren. Baubeginn für den Offshore-Teil im Schwarzen Meer ist Ende 2012. Zur Errichtung der österreichischen Sektion wurde ein Joint Venture zwischen Gazprom und OMV gegründet.
Tauerngasleitung Gas Pipeline Project	31.2	Ende 2018	Tauerngasleitung GmbH	Alpenquerender Interconnector in Nord-Süd Richtung zwischen Deutschland und Italien; Befindet sich in der Genehmigungsphase, TEN-E Förderungen wurden genehmigt und werden in Anspruch genommen (enthalten als „non-FID“ Projekt in ENTSO-G TYNP 2011-2020; GRIP CEE (Annex B); TGL - Gesellschafter: E-ON Ruhrgas Deutschland, Energie AG, Salzburg AG, RAG, Kelag, Tigas

5. Langfristplanung des Verteilergebietsmanagers im Marktgebiet Ost 2013 - 2022

In der LFP 2012 nimmt AGGM an, dass die abgeschlossenen Punkt zu Punkt Verträge in den Fernleitungen in entsprechende Entry/Exit Kapazitäten umgewandelt werden und die Exit Kapazitäten dem Verteilernetz zur Verfügung stehen. Insofern ergeben sich in der LFP 2012 keine zusätzlichen Bedarfe an das Fernleitungsnetz.

6. Netzentwicklungspläne im Marktgebiet Ost 2013 - 2022

Im folgenden Teil werden die übermittelten Netzentwicklungspläne von Gas Connect Austria GmbH, TAG GmbH, BOG GmbH und der Tauerngasleitung GmbH in Hinblick auf einen möglichen Kapazitätsausbau dargestellt und analysiert.

6.1. Gas Connect Austria GmbH

6.1.1. Prognostizierter Kapazitätsbedarf gemäß Markterhebung an den Ein- und Ausspeisepunkten

Gas Connect Austria GmbH hat im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans eine Markterhebung für den Kapazitätsbedarf im Planungszeitraum 2013 – 2022 an alle im Online Capacity Booking System (OCB®) registrierten Kunden ausgesandt, um den zukünftigen Bedarf an den folgenden (zur Genehmigung bei der ECA eingereichten) maßgeblichen Punkten unverbindlich zu erheben.

Physische Einspeisepunkte:

- Baumgarten Gas Connect Austria GmbH (Grenze Slowakei)
- Überackern ABG (Grenze Deutschland)
- Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)
- Überackern 7 Fields (Grenze Deutschland)

Physische Ausspeisepunkte:

- Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)
- Überackern ABG (Grenze Deutschland)
- Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)
- Überackern 7 Fields (Grenze Deutschland)
- Murfeld (Grenze Slowenien)
- Petrzalka (Grenze Slowakei)

Nicht-Physische Einspeisepunkte:

- Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)
- Murfeld (Grenze Slowenien)
- Petrzalka (Grenze Slowakei)

14 Shipper haben ihren Kapazitätsbedarf in Nm³/y (Stundenrate multipliziert mit der Transportdauer in Stunden im betreffenden Jahr) fristgerecht an Gas Connect Austria GmbH übermittelt. Ein Shipper hat den Kapazitätsbedarf in der Konsultationsphase nachgereicht und wird in der nachfolgenden Analyse berücksichtigt. Um die Vergleichbarkeit mit aktuellen Kapazitätsdienstleistungen zu ermöglichen, wurden die Angaben in die durchschnittliche Transportmenge in Nm³/h umgewandelt.

Am 17.04.2012 wurde an die Behörde der Antrag gestellt die oben angeführten maßgeblichen Einspeise- und Ausspeisepunkte zu genehmigen.

Am 21.06.2012 wurden per Bescheid folgende maßgebliche Punkte für Gas Connect Austria GmbH genehmigt:

Physische Einspeisepunkte:

- Baumgarten GCA (Grenze Slowakei)
- Überackern ABG (Grenze Deutschland)
- Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)

Physische Ausspeisepunkte:

- Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)
- Überackern ABG (Grenze Deutschland)
- Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)
- Murfeld (Grenze Slowenien)
- Petrzalka (Grenze Slowakei)

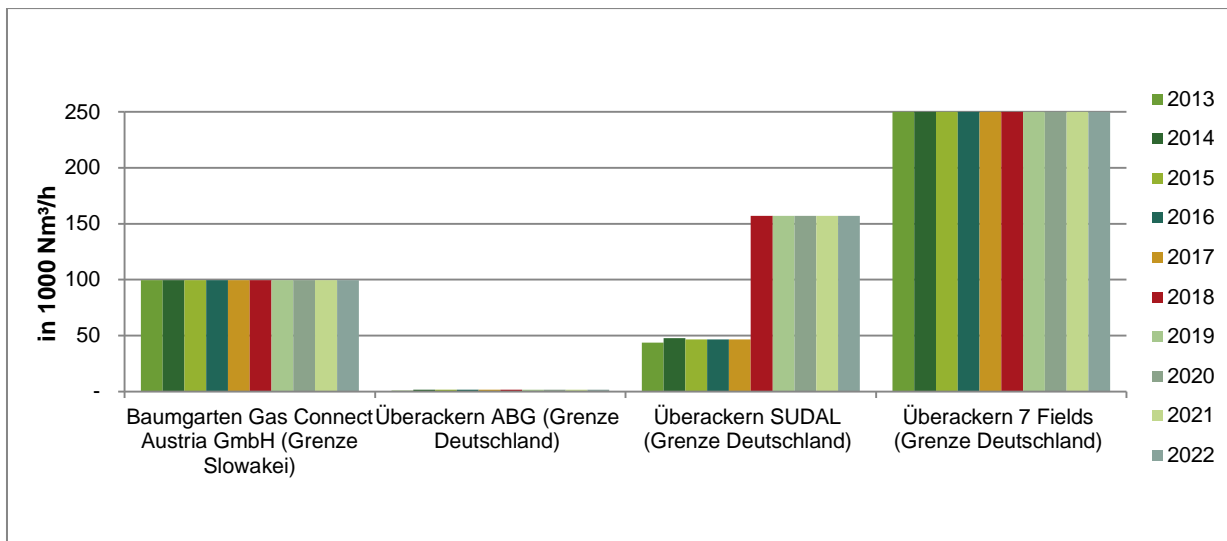
Obwohl der Punkt 7 Fields per Bescheid keinen maßgeblichen Punkt im Marktgebiet darstellt, wird er zu einer einheitlichen Darstellung des Marktgebiets mit den genehmigten maßgeblichen Punkten aufgeführt. In der Analyse wird der Speicherpunkt 7 Fields jedoch gesondert betrachtet. Aufgrund des Single-Buyer-Prinzips werden die ursprünglichen Anfragen zum angemeldeten Bedarf des Speicherunternehmens am Punkt 7 Fields nicht berücksichtigt.

In Abbildung 1 ist der prognostizierte Kapazitätsbedarf an den maßgeblichen und nicht-maßgeblichen physischen Einspeisepunkten in 1.000 Nm³/h dargestellt.

Am Knotenpunkt Baumgarten Gas Connect Austria GmbH (Grenze Slowakei) wurde von 6 Shipper ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf von durchschnittlich 99.551 Nm³/h gemeldet. Der Kapazitätsbedarf im Planungszeitraum am maßgeblichen Punkt Überackern ABG (Grenze Deutschland) ist im Vergleich zu den anderen Punkten am geringsten. Zwei Shipper haben einen zusätzlichen Kapazitätsbedarf von insgesamt 816 Nm³/h für 2013 und für die weiteren Jahre 1.632 Nm³/h angemeldet. Der Einspeisepunkt SUDAL (Grenze Deutschland) bildet für den Planungszeitraum den höchsten Kapazitätsbedarf ab, mit 46.747 Nm³/h für die Jahre 2013 – 2017 und 157.222 Nm³/h für den restlichen Planungszeitraum 2018 – 2022. Dieser Kapazitätsbedarf wurde von vier Shipper abgegeben.

Am nicht-maßgeblichen physischen Einspeisepunkt Überackern 7 Fields ergibt sich über den Planungszeitraum ein maximaler Kapazitätsbedarf von 250.000 Nm³/h vom Speicherunternehmen.

Abbildung 1: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - Physische Einspeisepunkte (1.000 Nm³/h)

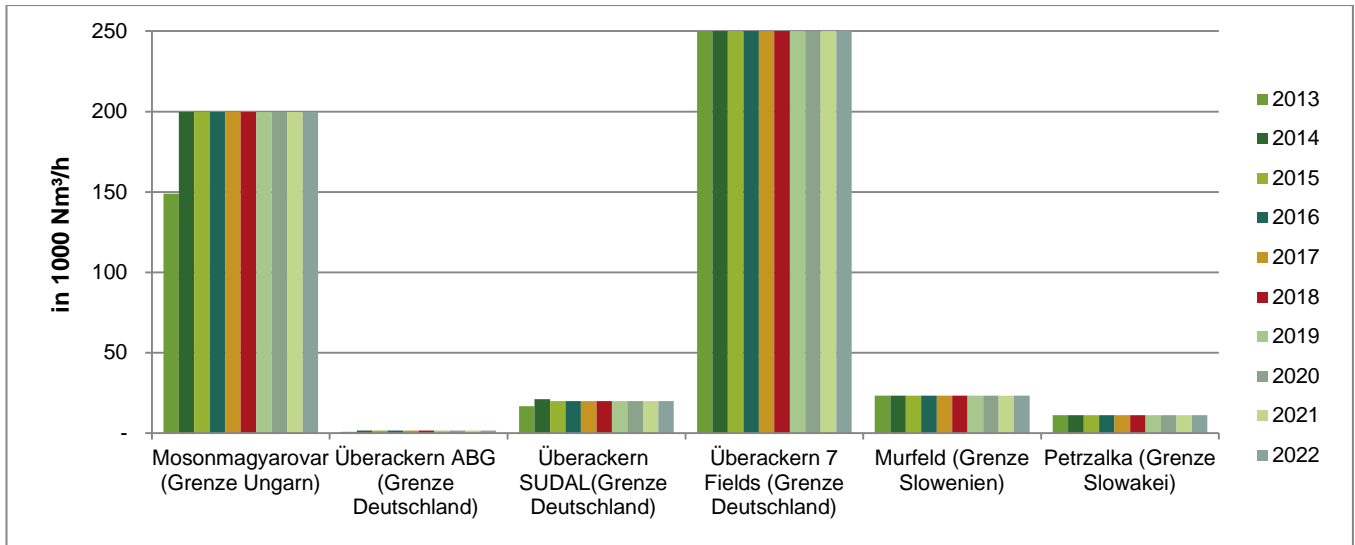


In Abbildung 2 ist der Kapazitätsbedarf an den maßgeblichen und nicht-maßgeblichen physischen Ausspeisepunkten in 1.000 Nm³/h dargestellt.

Am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn) haben 5 Shipper einen Kapazitätsbedarf von 148.995 Nm³/h für 2013 und in den folgenden Jahren 2014 – 2022 einen Bedarf von 199.750 Nm³/h angegeben. Am Ausspeisepunkt Überacker ABG (Grenze Deutschland) wurde ein Bedarf von konstanten 217.848 Nm³/h von zwei Shipper übermittelt. Der Kapazitätsbedarf an diesem Punkt bildet das Maximum bezogen auf den Bedarf von allen Ausspeisepunkten ab. Zwei Shipper haben am Ausspeisepunkt Überacker SUDAL (Grenze Deutschland) einen zusätzlichen Kapazitätsbedarf mit 16.797 Nm³/h für 2013, mit 21.038 Nm³/h für 2014 und für die restlichen Jahre 2015 – 2022 mit 19.897 Nm³/h angegeben.

Am nicht-maßgeblichen Punkt Überacker 7 Fields (Grenze Deutschland) ergibt sich ein Kapazitätsbedarf von maximal 250.000 Nm³/h über den gesamten Planungszeitraum vom Speicherunternehmen. Dieselbe Anzahl an Shipper hat einen Kapazitätsbedarf am Übergabepunkt Murfeld (Grenze Slowenien) von konstanten durchschnittliche 23.290 Nm³/h angegeben. Der geringste Kapazitätsbedarf ergibt sich am physischen Ausspeisepunkt Petrzalka (Grenze Slowakei) mit 11.111 Nm³/h, der von einem Shipper angegeben wurde.

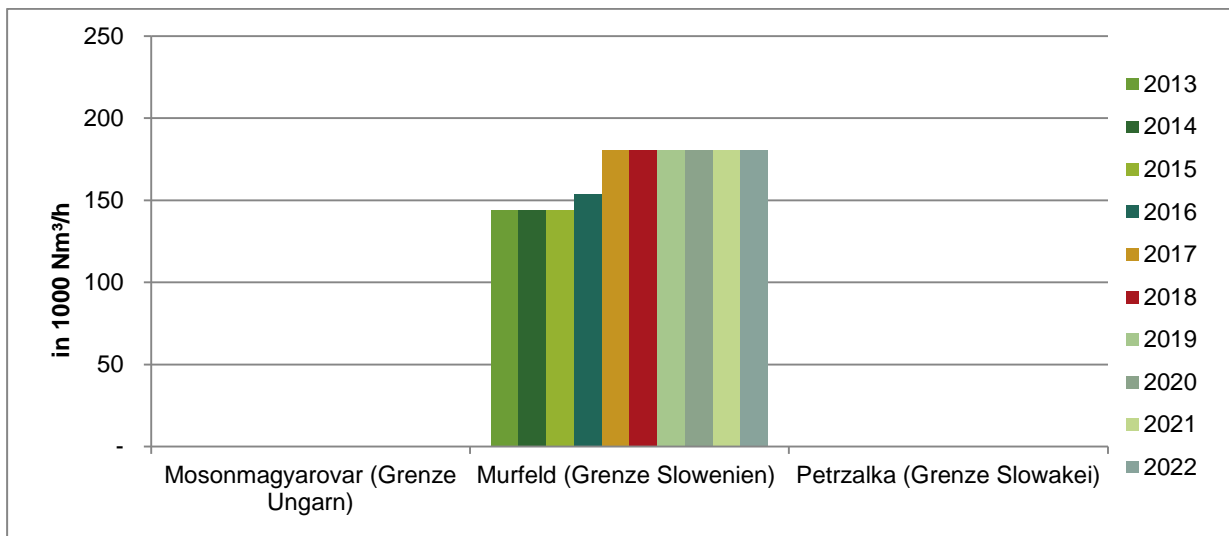
Abbildung 2: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - Physische Ausspeisepunkte (1.000 Nm³/h)



In Abbildung 3 ist der zusätzliche Kapazitätsbedarf an den maßgeblichen nicht-physischen Einspeisepunkten in 1.000 Nm³/h dargestellt.

Ein Shipper hat am Übergabepunkt Murfeld (Grenze Slowenien) einen Kapazitätsbedarf von 144.406 Nm³/h für die Jahre 2013 – 2015 und 180.365 Nm³/h für den restlichen Planungszeitraum 2016 - 2022 angegeben. An den nicht-physischen Einspeisepunkten Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn) und Petrzalka (Grenze Slowakei) wurde kein zusätzlicher Kapazitätsbedarf im Planungszeitraum 2013 – 2022 angegeben.

Abbildung 3: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - Nicht-physische Einspeisepunkte (1.000 Nm³/h)

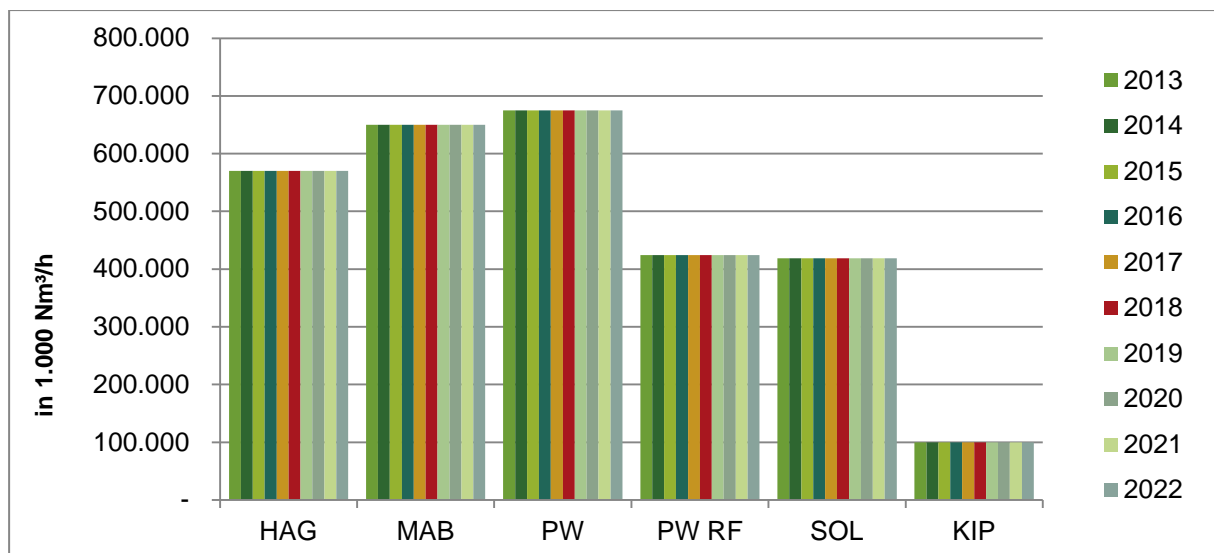


6.1.2. Technische Kapazität und freie Kapazität

In Abbildung 4 sind die technischen Kapazitäten an den Fernleitungen der Gas Connect Austria GmbH in 1.000 Nm³/h dargestellt.

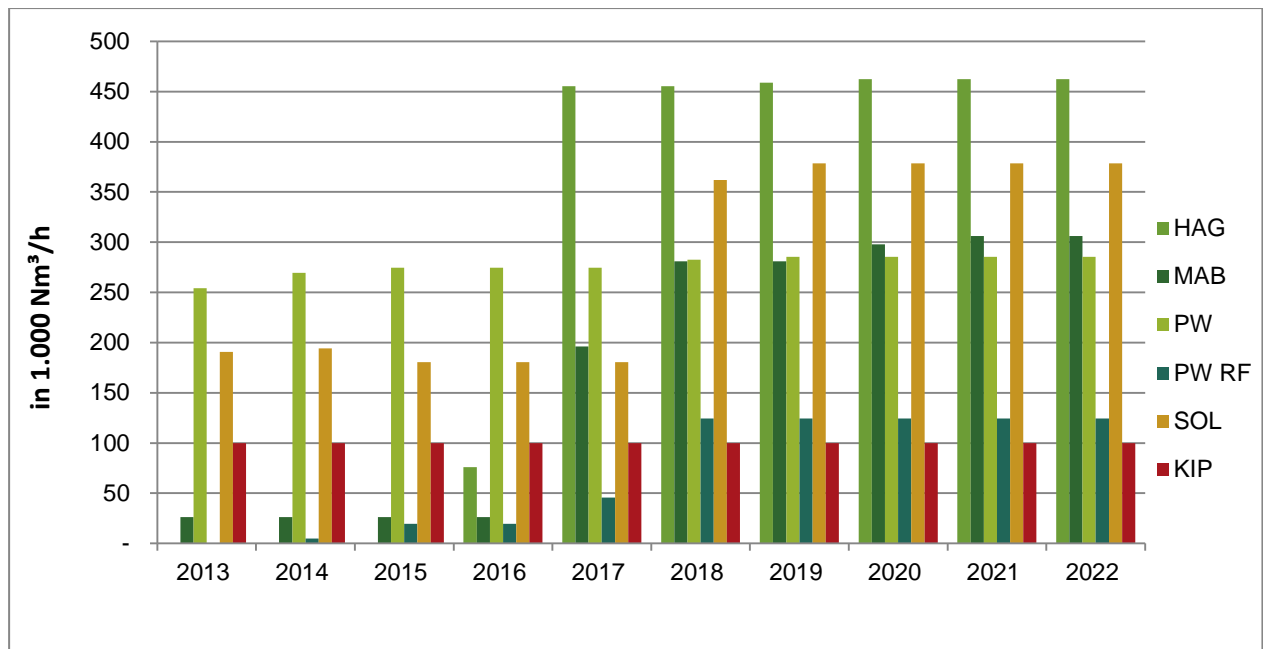
Die technische Kapazität bleibt auf allen Fernleitungen über den gesamten Planungszeitraum 2013 – 2022 unverändert. Auf der Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG) beträgt die technische Kapazität 570.000 Nm³/h auf der March-Baumgarten-Gasleitung (MAB) 650.000 Nm³/h, auf der Penta-West-Gasleitung (PW) 860.000 Nm³/h, auf der PW im RF 424.500 Nm³/h, auf der Süd-Ost-Leitung (SOL) 419.000 Nm³/h und auf der Kittsee-Petzalka-Gasleitung (KIP) 100.000 Nm³/h.

Abbildung 4: Technische Kapazität an den Fernleitungen (1.000 Nm³/h)



In Abbildung 5 sind die aktuell im Planungszeitraum 2013 – 2022 verfügbaren Kapazitäten pro Leitung für die HAG, MAB, PW, PW RF, SOL und KIP in 1.000 Nm³/h dargestellt.

Abbildung 5: Freie Kapazitäten pro Leitung (1.000 Nm³/h)



Auf der HAG sind im Zeitraum 2013 – 2015 keine garantierten Kapazitäten verfügbar. Erst ab 2016 sind für die restlichen Jahre wieder freie Kapazitäten zwischen 75.880 Nm³/h bis 462.240 Nm³/h buchbar. Die MAB bietet freie Kapazitäten in der Höhe von 26.090 Nm³/h in den Jahren 2013 – 2016 sowie einen gesteigerte Verfügbarkeit in den restlichen Jahren. Die PW hält über den gesamten Planungszeitraum das größte Kontingent an verfügbaren Kapazitäten zwischen 254.180 Nm³/h– 285.260 Nm³/h. Die PW ist auch im RF buchbar, jedoch gibt es keine freien Kapazitäten im Jahr 2013. Die verfügbaren Kapazitäten steigern sich über die Jahre bis zu 124.500 Nm³/h in den letzten Planungsjahren (2018 – 2022). Die SOL ist über den Planungszeitraum aktuell immer buchbar, mit einer verfügbaren Kapazität von minimal 180.540 Nm³/h (2015 – 2017) und maximal 378.420 Nm³/h (2019 – 2022). Die KIP (Verbindung in die Slowakei) bietet freie Kapazitäten von konstanten 100.000 Nm³/h.

6.1.3. Analyse des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs nach Einspeisepunkten – technische Notwendigkeit

6.1.3.1. Maßgebliche Punkte

In Abbildung 6 ist der Kapazitätsbedarf nach physischen und nicht-physischen Einspeisepunkten in das österreichische Fernleitungssystem im Planungszeitraum 2013 – 2022 dargestellt. Den Einspeisepunkten wird die korrespondierende freie und technische Leitungskapazität gegenübergestellt, da aktuell im österreichischen Fernleitungssystem auf Punkt-zu-Punkt Basis vermarktet wird. Daher scheint der Einspeisepunkt Baumgarten Gas Connect Austria GmbH in dieser Analyse nicht auf. Die finalen technischen Kapazitäten in Baumgarten ergeben sich aus dem am 06.07.2012 behördlich genehmigten Kapazitätsberechnungsmodell bzw den Ergebnissen daraus. Ersten Berechnungen zu Folge lässt sich am Punkt Baumgarten kein Engpass erkennen. Die Deckung bzw. Unterdeckung des prognostizierten Bedarfs wird durch die Gegenüberstellung der aktuell freien Kapazität auf den bestehenden Leitungssystemen mit dem summierten Bedarf an den korrespondierenden Punkten (Leitungen) ermittelt.

Es ergeben sich über den Planungszeitraum hinweg technische Unterdeckungen an den physischen Einspeisepunkten Überackern ABG/ SUDAL von minimal 2.590 Nm³/h bis maximal 44.610 Nm³/h.

6.1.3.2. Nicht-maßgebliche Punkte

Am nicht maßgeblichen Punkt 7 Fields ergibt sich eine signifikante technische Unterdeckung über den gesamten Planungszeitraum betreffend die angefragte Kapazität von minimal 125.000 Nm³/h bis maximal 250.000 Nm³/h.

Abbildung 6: Bedarfsmeldung an den maßgeblichen/nicht-maßgeblichen Einspeisepunkten (1.000 Nm³/h)

Bedarfsmeldung an den maßgeblichen/nicht-maßgeblichen Punkten		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Physische Einspeisepunkte	Überackern ABG (Grenze Deutschland)	0,82	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
	Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	43,61	47,85	46,71	46,71	46,71	157,22	157,22	157,22	157,22	157,22
	Überackern 7 Fields (Grenze Deutschland)	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	PW RF (freie Kapazität)	0,00	4,88	19,50	19,50	45,75	124,50	124,50	124,50	124,50	124,50
	PW RF Deckung/ Unterdeckung (freie Kapazität - ∑ Angefragte Kapazität)	-294,43	-294,61	-278,84	-278,84	-252,59	-284,36	-284,36	-284,36	-284,36	-284,36
	<i>PW RF (technische Kapazität)</i>	<i>424,50</i>	<i>424,50</i>	<i>424,50</i>	<i>424,50</i>	<i>424,50</i>	<i>424,50</i>	<i>424,50</i>	<i>424,50</i>	<i>424,50</i>	<i>424,50</i>
Nicht-Physische Einspeisepunkte	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Murfeld (Grenze Slowenien)	144,41	144,41	144,41	154,11	180,37	180,37	180,37	180,37	180,37	180,37
	Petrzalka (Grenze Slowakei)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

6.1.4. Analyse des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs nach Ausspeisepunkten – technische Notwendigkeit

6.1.4.1. Maßgebliche Punkte

In Abbildung 7 ist der Kapazitätsbedarf an den physischen Ausspeisepunkten in das österreichische Fernleitungsnetz mit den korrespondierenden Leitungskapazitäten dargestellt. Die Deckung bzw. Unterdeckung des prognostizierten Bedarfs wird durch die Gegenüberstellung der aktuell freien Kapazität an den Leitungen (HAG, PW, SOL) mit dem summierten Bedarf an den korrespondierenden Punkten ermittelt.

Es ergibt sich ein kurzfristiger Engpass am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár im Zeitraum 2013 – 2016 von minimal 123.000 Nm³/h und maximal 199.000 Nm³/h.

6.1.4.2. Nicht-maßgebliche Punkte

Am nicht-maßgeblichen Ausspeisepunkt ergibt am Punkt 7 Fields eine technische Unterdeckung über den Planungszeitraum von minimal 149.740 Nm³/h bis maximal 180.820 Nm³/h.

Abbildung 7: Bedarfsmeldung an den maßgeblichen/nicht-maßgeblichen Ausspeisepunkten (1.000 Nm³/h)

Bedarfsmeldung an den maßgeblichen/nicht-maßgeblichen Punkten		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Physische Ausspeisepunkte	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)	149,00	199,75	199,75	199,75	199,75	199,75	199,75	199,75	199,75	199,75
	HAG (freie Kapazität)	0,00	0,00	0,00	75,88	455,25	455,25	458,75	462,25	462,25	462,25
	HAG Deckung/ Unterdeckung (freie Kapazität-Σ Angefragte Kapazität)	-149,00	-199,75	-199,75	-123,88	255,50	255,50	259,00	262,50	262,50	262,50
	HAG (technische Kapazität)	570,00	570,00	570,00	570,00	570,00	570,00	570,00	570,00	570,00	570,00
	Überackern ABG (Grenze Deutschland)	0,82	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
	Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	16,80	21,04	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90
	Überackern 7 Fields (Grenze Deutschland)	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	PW (freie Kapazität)	254,18	269,52	274,64	274,64	274,64	282,60	285,26	285,26	285,26	285,26
	PW Deckung/Unterdeckung (freie Kapazität-Σ Angefragte Kapazität)	-198,43	-188,15	-181,89	-181,89	-181,89	-173,93	-171,27	-171,27	-171,27	-171,27
	PW (technische Kapazität)	675,00	675,00	675,00	675,00	675,00	675,00	675,00	675,00	675,00	675,00
	Murfeld (Grenze Slowenien)	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29	23,29
	SOL (freie Kapazität)	190,70	194,28	180,54	180,54	180,54	361,93	378,42	378,42	378,42	378,42
	SOL Deckung/Unterdeckung (freie Kapazität-Σ Angefragte Kapazität)	167,41	170,98	157,25	157,25	157,25	338,64	355,13	355,13	355,13	355,13
	SOL (technische Kapazität)	419,00	419,00	419,00	419,00	419,00	419,00	419,00	419,00	419,00	419,00
	Petrzalka (Grenze Slowakei)	11,11	11,11	11,11	11,11	11,11	11,11	11,11	11,11	11,11	11,11
	KIP (freie Kapazität)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
KIP Deckung/Unterdeckung (freie Kapazität-Σ Angefragte Kapazität)	88,89	88,89	88,89	88,89	88,89	88,89	88,89	88,89	88,89	88,89	
KIP (technische Kapazität)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	

6.1.5. Analyse des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs nach Einspeisepunkten – Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit

6.1.5.1. Maßgebliche Punkte

Betreffend die technische Unterdeckung an den maßgeblichen Punkten Überackern ABG/SUDAL konnte weder eine Senke für den Bedarf in der LFP 2012 noch im deutschen Netzentwicklungsplan Gas 2012 gefunden werden, da die nationale Planung keine Engpässe identifiziert hat und der deut-

sche Netzentwicklungsplan Gas 2012 von einem rückläufigen Gasbedarf ausgeht. Die Möglichkeit der Gas Connect Austria GmbH, diesem prognostizierten Bedarf nachzukommen bescheinigt auch die Szenarioanalyse des TYNDP 2011, die für die österreichischen Fernleitungen in jedem Engpassszenario die höchste Flexibilitätsstufe von > 20% identifiziert hat.

6.1.5.2. Nicht - maßgebliche Punkte

Am Speicherpunkt 7 Fields wurde ein Kapazitätsbedarf von 250.000 Nm³/h in das PW System über den Planungshorizont vom Speicherunternehmen übermittelt. Da dieser Kapazitätsbedarf eine erhebliche Erhöhung der transportierten Mengen im PW System bedeutet, wurde die Auswirkung dieses Kapazitätsbedarfs auf das PW System analysiert. Aufgrund der Bidirektionalität des Pipelinesystems werden die angefragten Mengen am nicht-maßgeblichen Ein- und Ausspeisepunkt 7 Fields gemeinsam analysiert.

Hinsichtlich der zusätzlich angefragten Ein- und Ausspeisemengen im PW System, würde ein zusätzlicher jährlicher Energiebedarf von rund ■■■■■ MWh anfallen. Die daraus entstehenden Kosten für die zusätzliche Verdichter Leistung belaufen sich im Jahr mindestens auf rund ■■■■ Mio €.

Gemäß dem behördlich verordneten Tarif von €0,36/kWh/h pro Jahr ergeben sich aus den angefragten Mengen von 250.000 Nm³/h, insgesamt am nicht-maßgeblichen Ein- und Ausspeisepunkt 7 Fields Erlöse von Mio € 1. Aus der Gegenüberstellung der Kosten der zusätzlichen Verdichter Leistung und der erwarteten zusätzlichen Erlöse ergibt sich eine signifikante Unterdeckung.

Durch die oben erwähnte Unterdeckung lässt sich der Transport der zusätzlichen bandförmigen Kapazität von 250.000 Nm³/h im laufenden Betrieb wirtschaftlich nicht darstellen.

6.1.6. Analyse des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs nach Ausspeisepunkten – Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit

6.1.6.1. Maßgebliche Punkte

Hinsichtlich der technischen Unterdeckung auf der HAG sei anzumerken, dass die garantierte Kapazität auf der HAG ist seit Mai 2007 ausverkauft und der zusätzliche Kapazitätsbedarf erfolgreich durch Verträge auf unterbrechbarer Basis mit einem konstanten historischen Erfüllungsgrad von 100% gedeckt werden konnte. Es leitet sich aus dem kurzfristigen Engpass im Mosonmagyaróvár kein Kapazitätsausbaubedarf ab, da dieser angesichts des zeitlichen Rahmens des angemeldeten Bedarfes, und auf Grund der Vorlaufzeit von Investitionen, wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen ist und durch das Angebot von unterbrechbaren Kapazitäten gedeckt werden kann

6.1.6.2. Nicht - maßgebliche Punkte

Siehe Kapitel 6.1.5.2.

Ungeachtet dessen wird die Bedarfsentwicklung auf den maßgeblichen sowie nicht-maßgeblichen Punkten in den nächsten Jahren genau beobachtet, analysiert und ausgewertet werden. Insbesondere gilt es festzustellen, ob und in welchem Ausmaß sich Bedarfsprognosen sowohl in ausreichend langfris-

tiger Nachfrage als auch mit entsprechender Kostendeckung manifestieren, um dem Wirtschaftlichkeitsanspruch entsprechend Rechnung tragen zu können.

6.1.7. Ausnahmeanträge gemäß §7 Verordnung (EU) 991/2010

6.1.7.1. Ausnahmeantrag SOL

Am 2. März 2012 erging ein Ersuchen um Ausnahmegenehmigung gemäß Art 7 Abs 1 Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates, ABI 2010 L 295/1, betreffend die SOL an die Behörde.

Die Gründe für das Ersuchen um Ausnahmegenehmigung ergeben sich aus einer fehlenden Nachfrage am virtuellen Einspeisepunkt Murfeld. Die Erhebung der Marktnachfrage seit 2. Dezember 2010, sohin seit In-Kraft-Tretens der „Security-of-Supply“ (SoS) Verordnung, ergab, dass keine Anfrage von Kunden eingelangt ist und dementsprechend auch kein Transportvertrag im Reverse Flow auf virtueller Basis für die Fernleitung SOL zustande kam. Extrahiert wurden die Daten aus dem OCB®, das jede Anfrage der Kunden der Gas Connect Austria GmbH lückenlos dokumentiert. Diese Analyse veranschaulicht eindeutig, dass Kunden der Gas Connect Austria GmbH keine Kapazitäten im Gegenfluss (sohin von Slowenien nach Österreich) nachfragen.

Des Weiteren ist Slowenien im Falle eines Versorgungsengpasses nicht in der Lage, Österreich mit Gas zu versorgen. Slowenien verfügt weder über Speicher- noch über Produktionsinfrastruktur und bezieht Gas zur Eigenversorgung neben Kroatien und Italien vor allem aus Österreich.

Eine entsprechende Konsultation mit dem angrenzenden slowenischen Fernleitungsnetzbetreiber Plinivodi d.o.o. ist erfolgt und der schriftliche Nachweis wurde der Behörde am 27. März 2012 zur Kenntnisnahme geschickt. ECA wurde am 30. März von der slowenischen Behörde schriftlich informiert, dass Plinovodi d.o.o. eine Ausnahmegenehmigung beantragt hat. Am 17. April 2012 erging ein Schreiben der Behörde an die Europäische Kommission mit der Bitte um Stellungnahme.

6.1.7.2. Ausnahmeantrag Kittsee-Petrzalka-Gasleitung

Am 29. Februar 2012 erging das Ansuchen einer Ausnahme von der Verpflichtung der Gas Connect Austria GmbH zur Schaffung von Kapazitäten für Lastflüsse in beide Richtungen auf der Fernleitung KIP an der österreichisch/slowakischen Grenze bei Petrzalka gemäß Art 7 Abs 1 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates, ABI 2010 L 295/1 (SoS Verordnung).

Die Begründung für das Ansuchen um eine Ausnahmegenehmigung liegt in der fehlenden Marktnachfrage, da die Erhebung der Marktnachfrage seit 2. Dezember 2010 ergab, dass keine Anfrage von Kunden eingelangt ist und dementsprechend auch kein Transportvertrag im Reverse Flow auf virtueller Basis für die Fernleitung KIP zustande kam. Extrahiert wurden die Daten aus dem OCB®, das jede Anfrage der Kunden der Gas Connect Austria GmbH lückenlos dokumentiert. Diese Analyse veranschaulicht eindeutig, dass Kunden der Gas Connect Austria GmbH keine Kapazitäten im Gegenfluss (sohin von Ungarn nach Österreich) nachfragen.

Ein weiterer Grund für die Ausnahmegenehmigung ist, dass die KIP auf slowakischer Seite an das Verteilungssystem angebunden ist und somit ausschließlich der Belieferung der slowakischen Endkunden dient. Demnach ist ausgeschlossen, dass zukünftig eine Dienstleistung auf der KIP im Gegenfluss von Kunden der Gas Connect Austria GmbH nachgefragt wird.

6.1.7.3. Ausnahmeantrag Hungaria-Austria-Gasleitung

Gas Connect Austria GmbH hat am 2. März 2012 an den Vorstand der ECA ein Ersuchen um Ausnahme von der Verpflichtung zur Schaffung von Kapazitäten für Lastflüsse in beiden Richtungen auf der Fernleitung HAG gemäß Art 7 Abs 1 Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates, ABI 2010 L 295/1 (SoS Verordnung) gestellt.

Die Nachweise über die durchgeführte Korrespondenz mit dem betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber, der Földgázszállító Ltd. (FGSZ) wurde am 18. Juni erbracht.

FGSZ beabsichtigt, Kapazitäten für Lastflüsse in beide Richtungen auf der HAG an der österreichisch/ungarischen Grenze bei Mosonmagyaróvár gemäß Art 7 Abs 1 SoS Verordnung schaffen zu wollen. FGSZ begründete dieses Vorgehen mit einem generellen Ausbau des ungarischen Erdgasnetzes – sohin sowohl des Verteiler- als auch des Fernleitungsnetzes – worunter auch die Errichtung eines Reverse Flow zu verstehen ist. Dies ergäbe sich auch aus Verpflichtungen im Zusammenhang mit einem „South Corridor Demand“ und den bereits erfolgten Darstellungen der FGSZ im nationalen, ungarischen Netzentwicklungsplan (NEP).

Wie im Antrag vom 2. März 2012 ausgeführt, ergab die Erhebung der Marktnachfrage im Zeitraum zwischen dem 2. Dezember 2010, sohin seit In-Kraft-Tretens der SoS Verordnung, und dem 2. März 2012, dass kein Transportvertrag im Reverse Flow auf virtueller Basis für die Fernleitung HAG zustande kam.

In der im Kapitel 6.1.4 angestellten Analyse nach Ausspeisepunkten im vorliegenden KNEP 2013 – 2022 ergibt sich ein kurzfristiger Engpass am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár im Zeitraum 2013 – 2016. Zusammengefasst leitet sich aus dem kurzfristigen Engpass im Mosonmagyaróvár kein Kapazitätsausbaubedarf ab, da dieser angesichts des zeitlichen Rahmens des angemeldeten Bedarfes und auf Grund der Vorlaufzeit von Investitionen wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen ist.

Darüber hinaus geht aus Abbildung 3 hervor, dass der Kapazitätsbedarf in der durchgeführten Marktnachfrage nach zusätzlichen Kapazitäten im Reverse Flow nicht vorhanden ist.

Bezüglich der möglichen Durchführung des Projekts HAG Reverse Flow (ohne finaler Investitionsentscheidung) ist von einem Abgehen von marktwirtschaftlichen Prinzipien abzuraten, da ohne expliziten Bedarf an Transportkapazität von Mosonmagyaróvár nach Baumgarten ein Leitungsbau wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen ist.

Aus den genannten Gründen hält Gas Connect Austria GmbH den Antrag vom 2. März 2012 aufrecht.

6.1.8.Erforderliche Projekte Gas Connect Austria GmbH

6.1.8.1. Projektüberblick

Projektname:	G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten		
Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH	Fertigstellung:	09/2015
		Stand vom:	28.09.2012
Projektziel:	Ziel des Projektes ist es die Kapazität des physikalischen Gasflusses aus dem Verteilernetz in das Fernleitungsnetz zu erhöhen um an den Produktions- und Speicher Entrypunkten im Verteilernetz eine möglichst hohe frei zuordenbare Kapazität ausweisen zu können.		
Besonders zu beachten:	Das Projekt ist in Verbindung mit dem Stationsumbau in Auersthal zu sehen, das in der Langfristplanung 2012 als Projekt 2012/3 beschrieben ist.		
Projektbeschreibung:	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.		
Technische Daten:	Die Übergabestation soll zum bidirektionalen Betrieb eingerichtet werden. Die weiteren technischen Spezifikationen der Messanlage werden nicht verändert.		
Ökonomische Daten:	Investitionsschätzkosten: ■■■■ Mio € Die Kostenschätzung versteht sich mit deiner Genauigkeit von ■■■■ %, 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.		
Projektbegründung:	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um die Kapazität der im Verteilernetz angeschlossenen Speicher zum virtuellen Handlungspunkt zu erhöhen. Dadurch wird die Liquidität des Gasmarktes und die europäische Versorgungssicherheit erhöht.		
Projektstatus:	Das Projekt wird zur Genehmigung eingereicht.		

6.1.8.2. Detailbeschreibung Projekt G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten

Die AGGM wurde von der ECA aufgefordert, zusätzliche Kapazitäten für den Zugang von Speicherbetreibern vom Verteilernetz zum Fernleitungsnetz zu schaffen. Dafür sind ein Stationsumbau in Auersthal sowie die Installation einer Fließrichtungsumkehr der G00.040 zwischen der Messstation (MS) Auersthal bis zur MS5 in Baumgarten notwendig. Da die Errichtung des bidirektionalen Betriebs

der G00.040 dem Fernleitungssystem zuzurechnen ist, wird dieses Projekt von der Gas Connect Austria GmbH eingereicht. Der Stationsumbau in Auerstahl wird in der Langfristplanung als Projekt 2012/2 beschrieben und eingereicht.

Durch die Umsetzung dieser Maßnahmen wird die Kapazität für den physischen Gasfluss vom Verteilergesamt in die Fernleitungsebene erhöht und trägt dadurch zur Versorgungssicherheit im Marktgebiet bei.

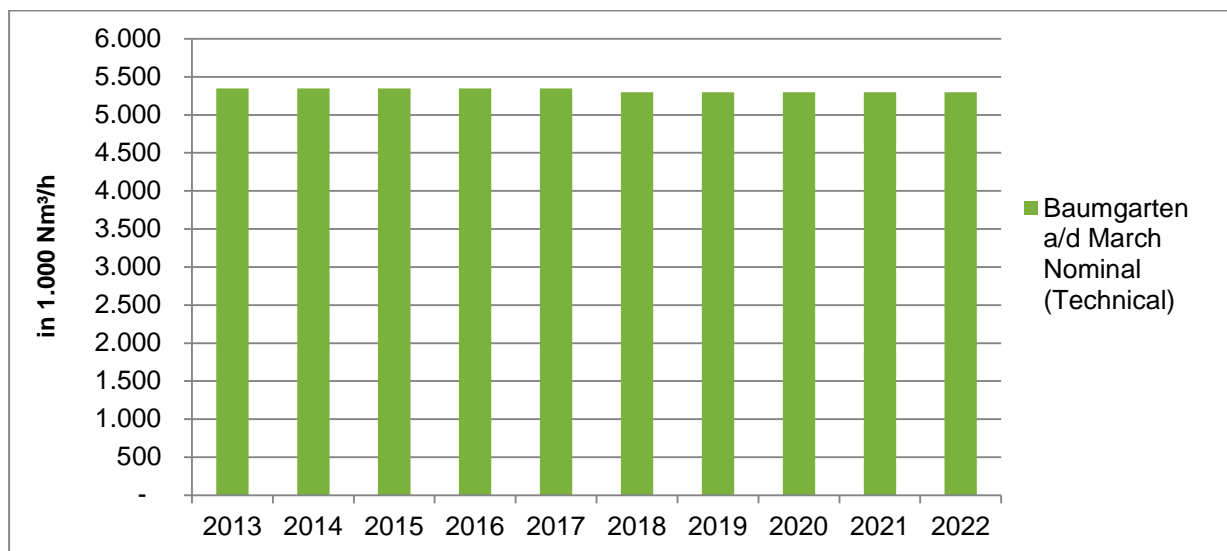
6.2. Trans Austria Gasleitung GmbH

Die TAG GmbH hat keine Marktbefragung zur Erhebung von zusätzlichem Kapazitätsbedarf für den Planungszeitraum 2013 - 2022 im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans vorgenommen.

6.2.1. Technische Kapazität

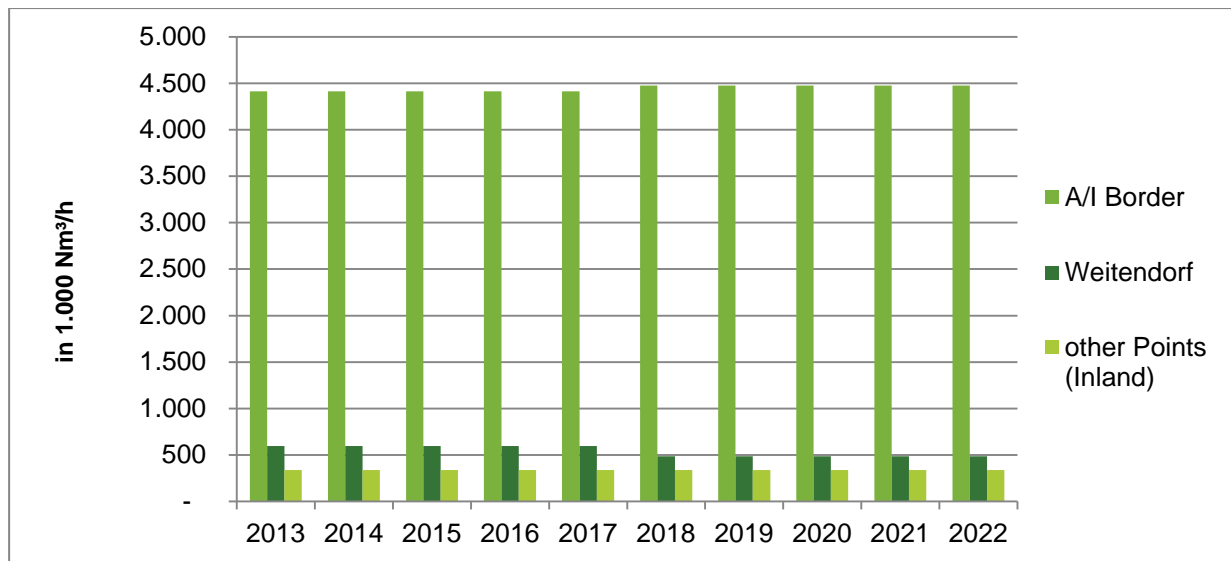
In Abbildung 8 ist die technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten im Planungszeitraum in 1.000 Nm³/h dargestellt. Am Einspeisepunkt Baumgarten a/d March beträgt die physische Kapazität im Zeitraum 2013 – 2017 5.347.274 Nm³/h. Die technische Kapazität reduziert sich im restlichen Planungszeitraum 2018 – 2022 auf 5.299.039 Nm³/h.

Abbildung 8: Technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten (1.000 Nm³/h)



In Abbildung 9 sind die technischen Kapazitäten an den maßgeblichen Ausspeisepunkten der TAG Leitung in 1.000 Nm³/h abgebildet. Die technische Kapazität am Ausspeisepunkt, an der Grenze zu Italien, ist mit 4.414.282 Nm³/h – 4.474.459 Nm³/h höher als jene am Punkt Weitendorf (594.930 Nm³/h – 486.518 Nm³/h) und an den Ausspeisepunkten in das Inlandssystem mit konstant 338.062 Nm³/h.

Abbildung 9: Technische Kapazität an den maßgeblichen Ausspeisepunkten (1.000 Nm³/h)



Die Kapazitätsänderung ab 2018 basiert auf einer Änderung der vertraglichen Bedingungen mit einem Shipper. Weitere Details können nicht genannt werden, da diese Information streng vertraulich ist.

Die Änderung der verfügbaren Transportkapazität wurde bereits in der zweiten Hälfte des Jahres 2011 auf der Website der TAG GmbH auf Anfrage der ECA gemäß der Verordnung 715/2009 publiziert

6.2.2. Abschätzung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs

Die langfristige Planung der TAG GmbH sieht im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans für den Planungszeitraum 2013 – 2022 zurzeit keine Erhöhung der Transportkapazitäten im TAG Pipeline System vor. Dies ist auch bedingt durch die Tatsache, dass keinerlei diesbezügliche Anfragen von Transportkunden an TAG GmbH gerichtet wurden.

6.3. Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsges.m.b.H

6.3.1. Die West-Austria-Gasleitung (WAG) - Kapazitätssituation

Die BOG GmbH bietet im WAG-System für den Transit sowie für die österreichische Inlandsversorgung eine Vielzahl an Services an, welche eine maximale Kapazitätsnutzung ermöglichen. Dazu gehört auch ein bedarfsgerechter Ausbau des Leitungsnetzes. Vorausschauend hat die BOG GmbH im Jahr 2008 eine *Open Season* durchgeführt. Die in diesem Rahmen von Shippern getätigten verbindlichen Buchungszusagen ermöglichten der BOG GmbH eine Investitionsentscheidung für das Projekt „WAG Expansion 3“, mittels welchem eine signifikante Weiterentwicklung der bidirektionalen physikalischen Kapazitäten der WAG Pipeline realisiert wurde.

Nach intensiven technischen und wirtschaftlichen Analysen erfolgte der Ausbau von drei Abschnitten (Loops) mit einer Gesamtlänge von ca. 63 Kilometer in der Rohrdimension DN 1200. Nach derzeitigem Stand soll die Kapazität ab 1. Jänner 2013 dem Markt zur Verfügung stehen.

Der Ausbau stellt eine wesentliche Erweiterung der Transportkapazität des WAG-Systems dar:

- **+30%** in West – Ost Richtung (Einspeisepunkt Oberkappel in Richtung Österreich)
- **+19%** in Ost – West Richtung (Einspeisepunkt Baumgarten).

In Abbildung 10 b wird die kontinuierliche Kapazitätentwicklung im bidirektionalen WAG-System dargestellt.

Die vorgenannten Kapazitätserweiterungen sind durch langfristige Kapazitätsbuchungen vergeben. Eine hohe Auslastung des WAG Systems ist unter anderem auf das umfangreiche kommerzielle Produktportfolio (Interruptible, Day-Ahead Services) der BOG GmbH zurückzuführen, wie anhand von Abb. 11 gezeigt wird.

Abbildung 10 a und b: Kapazitätserweiterungen im bidirektionalen WAG System

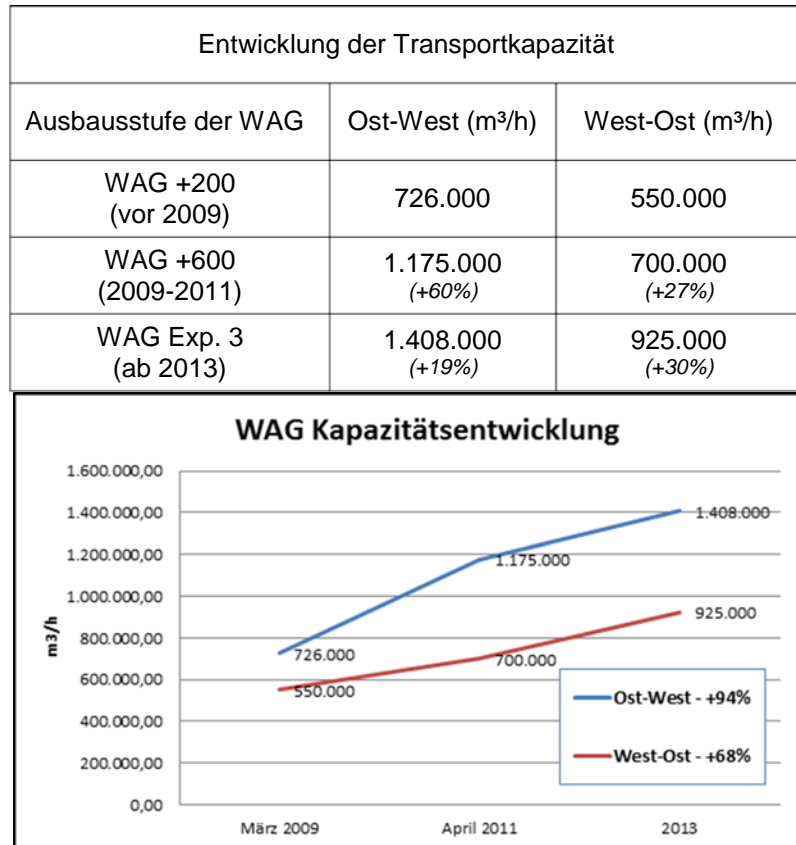


Abbildung 11: Auslastung der WAG in W-E Richtung

Auslastung der phys. nicht unterbrechbaren W-E Kapazität (Tage / Jahr)			
	>80%	>90%	>100%
2010	45	1	0
2011	80	40	0
*2012	35	19	3

* für 2012 liegen nur daten für die Monate Jänner-September vor

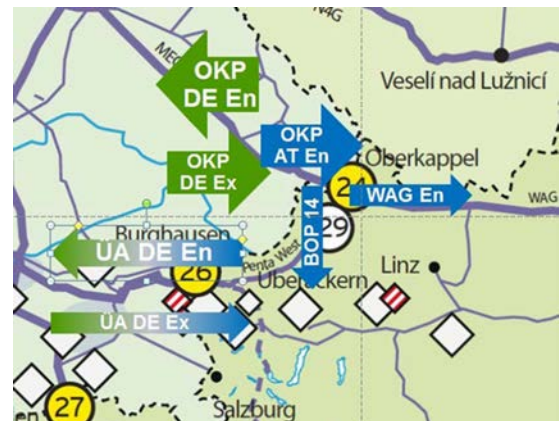
6.3.2. Kapazitätssituation am Übergabepunkt Oberkappel

Nachfolgend wird im Speziellen auf den Übergabepunkt Oberkappel näher eingegangen.

Anpassung der Kapazitäten zwischen dem deutschen und dem österreichischen System:

In der Abbildung 12 ist zur Veranschaulichung die Gasflusssituation zu drei verschiedenen Zeitpunkten dargestellt. Beide grenzüberschreitenden Punkte (Oberkappel und Überackern) sind zusammengefasst.

Abbildung 12: Schematische Darstellung der Gasinfrastruktur in Oberösterreich



- Zeitpunkt 1: Status Quo bis zur Kapazitätserweiterung der MEGAL am 30. September 2012 – Die Einspeisekapazitäten in die WAG in Richtung Österreich sind um 20% grösser als die Summe der Ausspeisekapazitäten aus Deutschland.
- Zeitpunkt 2: Status zwischen Kapazitätserweiterung MEGAL und Inbetriebnahme „WAG Expansion 3“ (01. Oktober - 31. Dezember 2012) Die Summe der Ausspeisekapazitäten aus Deutschland sind 29% grösser als die Einspeisekapazitäten in die WAG in Richtung Österreich.
- Zeitpunkt 3: Status ab Inbetriebnahme „WAG Expansion 3“ (ab 01. Januar 2013) - Die Summe der Ausspeisekapazitäten aus Deutschland und die Einspeisekapazitäten in die WAG in Richtung Österreich sind fast gleich groß (2% Unterschied).

In der Tabelle (Abbildung 13) sind jeweils die Entry-Kapazitäten an den Einspeisepunkten Oberkappel und Burghausen/Überackern sowie die W-O Transportkapazität der WAG angegeben. Darüber hinaus ist eine „short distance cross border“-Kapazität vom Einspeisepunkt Oberkappel zum Netzkopplungspunkt Penta West (BOP14) angegeben. Diese für BOP14 bestimmte „short distance cross border“-Kapazität belastet die WAG in W-O Richtung hydraulisch nicht. Es werden daher die Summen der Entry-Kapazitäten an den IPs Oberkappel und Burghausen/Überackern – abzüglich der BOP14 Kapazität – der W-O Transportkapazität der WAG gegenübergestellt. So belaufen sich beispielsweise die Exit-Kapazitäten auf deutscher Seite Richtung Österreich an den Einspeisepunkten Oberkappel und Überackern/Burghausen

Abbildung 13: Gasflusssituation (bis 30.09.2012; 01.10.2012 - 31.12.2012; ab 01.01.2013)

until 2012 09 30		DE Ex	BOP14	DE->WAG	WAG max. En	Spare Capacity in WAG	
						absolute	relative
OKP	GW/h/d	107	- 70	37	188	151	80%
	m³(n)/h	398.421	- 260.000	138.421	700.000	561.579	80%
Burgh/ÜA	GW/h/d	114					
	m³(n)/h	424.486					
total	GW/h/d	221	- 70	151	188	37	20%
	m³(n)/h	822.907	- 260.000	562.907	700.000	137.093	20%

2012 10 01 - 2012 12 31		DE Ex	BOP14	DE->WAG	WAG max. En	Spare Capacity in WAG	
						absolute	relative
OKP	GW/h/d	199	- 70	129	188	59	31%
	m³(n)/h	740.989	- 260.000	480.989	700.000	219.011	31%
Burgh/ÜA	GW/h/d	114					
	m³(n)/h	424.486					
total	GW/h/d	313	- 70	243	188	- 55	-29%
	m³(n)/h	1.165.475	- 260.000	905.475	700.000	- 205.475	-29%

after 2013 01 01		DE Ex	BOP14	DE->WAG	WAG max. En	Spare Capacity in WAG	
						absolute	relative
OKP	GW/h/d	199	- 70	129	248	119	48%
	m³(n)/h	740.989	- 260.000	480.989	925.000	444.011	48%
Burgh/ÜA	GW/h/d	114					
	m³(n)/h	424.486					
total	GW/h/d	313	- 70	243	248	5	2%
	m³(n)/h	1.165.475	- 260.000	905.475	925.000	19.525	2%

zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Netzentwicklungsplans auf insgesamt 221 GWh/d. Abzüglich 70 GWh/d an BOP14 ergeben sich für die WAG (188 GWh/d in W-O-Richtung) Kapazitätsreserven von 37 GWh/d. Wie aus den Tabellen ersichtlich, übersteigt die Summe der Entry-Kapazitäten an den Einspeisepunkten Überacker/ Burghausen und Oberkappel die technische Transportkapazität der WAG. Aufgrund der W-O „short distance cross border“-Kapazität von 260.000 m³(n)/h (70 GWh/d), die unmittelbar nach dem Einspeisepunkt Oberkappel am BOP14 in die Penta-West abgeleitet wird, reduziert sich der hydraulische Gasfluss für die WAG unter die verfügbare technische Kapazität – mit Ausnahme für die drei Monate zwischen Oktober und Dezember 2012. Die gebuchten, nicht unterbrechbaren Kapazitäten auf der WAG überschreiten jedoch zu keinem Zeitpunkt die jeweils verfügbaren technischen Kapazitäten.

Weitere Kapazitätsnachfrage:

Da seit der letzten *Open Season* keine substantziellen Kapazitätsnachfragen in W-O-Richtung zu verzeichnen waren, wurde im Rahmen des KNEP 2012 keine neuerliche Marktumfrage durchgeführt. Dies insbesondere auch unter dem Aspekt des neuen En/Ex-Systems und des neuen Gasmarktmodells, welches ab 2013 gültig ist.

Druckbedarf:

Der Wunsch nach höherer Flexibilität im Fernleitungssystem für die Gasversorgung des inländischen Markts resultiert aus der gestiegenen Nachfrage im Inland, wobei der vermeintliche Kapazitätsbedarf am Entrypunkt Oberkappel ursächlich auf einem physischen Engpass auf deutscher Seite am Einspeisepunkt Oberkappel (MEGAL-WAG) beruht, der genau genommen eine Druck-Mengen-Einschränkung aus der MEGAL ist. Diese Druck-Mengen-Einschränkung ergibt sich aus dem Umstand, dass – bei Flussrichtung West-Ost (siehe Abbildung 11) – das der WAG nachgelagerte Verteilnetz mit den hydraulischen Druckbedingungen am Abzweigpunkt (AZP) Bad Leonfelden nicht bzw. nur eingeschränkt kompatibel ist. Dieser Umstand ergibt sich des Weiteren daraus, dass die für das Verteilnetz benötigten Druckbedingungen die Fahrweise des WAG-Systems bei Flussrichtung W-O negieren und das Verteilnetz noch nicht an den aktuellen Bedarf angepasst worden.

Kurzfristige und langfristige Lösungen:

Die BOG GmbH hat entschieden, in diesem KNEP zwei Projekte vorzulegen, die kurz- bzw. mittel- bis langfristig zur Lösung zu dieser Situation beitragen. Zur vorübergehenden **kurzfristigen** Gewährleistung höherer Drücke am AZP Bad Leonfelden wurde unter Mitarbeit von AGGM, Gas Connect Austria GmbH und E-Control Austria zwischen BOG GmbH und den Betreibern der MEGAL (Open Grid Europe, GRTgaz Deutschland) ein *Pressure Support Agreement* auf unterbrechbarer Basis abgeschlossen. Im Zuge dessen erklärten sich die Betreiber der MEGAL bereit, am Einspeisepunkt Oberkappel auf Anfrage Drücke jenseits der für den Transport im WAG-System notwendigen, vertraglich vereinbarten 50 barg, zur Verfügung zu stellen. Durch die Kapazitätserhöhung der MEGAL ab 10/2012 wird jedoch die Unterbrechungswahrscheinlichkeit dieses Service signifikant erhöht bzw. der maximal zur Verfügung stehende Druck am Einspeisepunkt Oberkappel verringert.

Bis zur Implementierung einer endgültigen Maßnahme ist BOG GmbH bereit, in Zusammenarbeit mit AGGM, Gas Connect Austria GmbH, OGE/GRTgaz Deutschland und der E-Control Austria eine Verlängerung des bestehenden *Pressure Support Agreements* für Oberkappel zu arrangieren. Das *Pressure Support Agreement* ermöglicht einen höheren Druck auf unterbrechbarer Basis durch Einsatz der deutschen Kompressorstation Wildenranna im MEGAL System, aber stellt wegen der Notwendigkeit,

den gesamten Transit-Gasfluss (zum im Vergleich geringen Inlandgasfluss) im WAG-System zu komprimieren lediglich eine Übergangslösung dar.

Um **mittel- bis langfristig** die Sicherstellung des Inlandgasflusses zu gewährleisten, haben BOG GmbH und AGGM ein Projekt initiiert, in dessen Zuge die zwei Unternehmen in einer ersten Phase die Systemplanungen harmonisieren und mögliche Lösungen für die Beseitigung der Druck-Mengen-Einschränkung ausloten (Pre-Feasibility-Study). In einer zweiten Phase werden dann die gefundenen Lösungen in einer Machbarkeitsstudie evaluiert und zur Projektreife weiterentwickelt (siehe Projektbeschreibung). Mögliche Maßnahmen werden in der Pre-Feasibility-Study behandelt und gegebenenfalls mit den betroffenen Stakeholdern diskutiert. Die Ergebnisse der ersten Phase der Studie werden in 05/2013 vorliegen und im KNEP 2013 präsentiert.

Für eine zukünftige langfristige Lösung dieser Situation sind eindeutige Festlegungen bzgl. der Anerkennung der Kosten (OpEx und/oder CapEx; gemeinsame (grenz- und systemüberschreitende) Investitionen von mehreren Netzbetreibern mit Hilfe von Baukostenzuschüssen) im Tarifregime der Fernleitungsnetzbetreiber erforderlich.

6.3.3. Abschätzung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs

Vor dem Hintergrund des neuen österreichischen Marktmodells mit En/Ex-System ab 2013 sowie der Inbetriebnahme des Ausbauprojektes „WAG Expansion 3“ kann der zukünftige Kapazitätsbedarf schwer abgeschätzt werden, da dies vom erwartungsgemäß zunehmendem Kapazitätshandel beeinflusst wird. Sollte tatsächlich Zusatzbedarf identifiziert werden, vergehen erfahrungsgemäß bis zur Inbetriebnahme einer Kapazitätserweiterung etwa fünf Jahre.

Projektname:	Verlängerung des <i>Pressure Service Agreement</i> (PSA) zw. BOG GmbH und den Betreibern der MEGAL Süd zur kurzfristigen Beseitigung des Druckproblems in Oberösterreich		
Projektträger:	BOG GmbH	Fertigstellung:	Q4/2012
		Stand vom:	10.09.2012
Projektziel:			
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.			
Besonders zu beachten:			
Mit dieser kurzfristigen Maßnahme soll für die Zeit bis zur Implementierung einer langfristigen und nachhaltigen Lösung die Versorgung des Inlands sichergestellt werden.			
Projektbeschreibung:			
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 Gas Connect Austria als Betreiber der Penta West (PW) über die Einhaltung eines kompatiblen Übergabedruckes an der Schnittstelle PW/WAG (BOP 14).			
Dies erlaubt in weiterer Folge die Lieferung von Gas mit ausreichendem Druck an den AZP Bad Leonfelden sowie Rainbach.			

Technische Daten:

Ökonomische Daten:

Die 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 [REDACTED] MEur im Kostenbescheid der BOG GmbH bewertet.

Öffentliches Interesse:

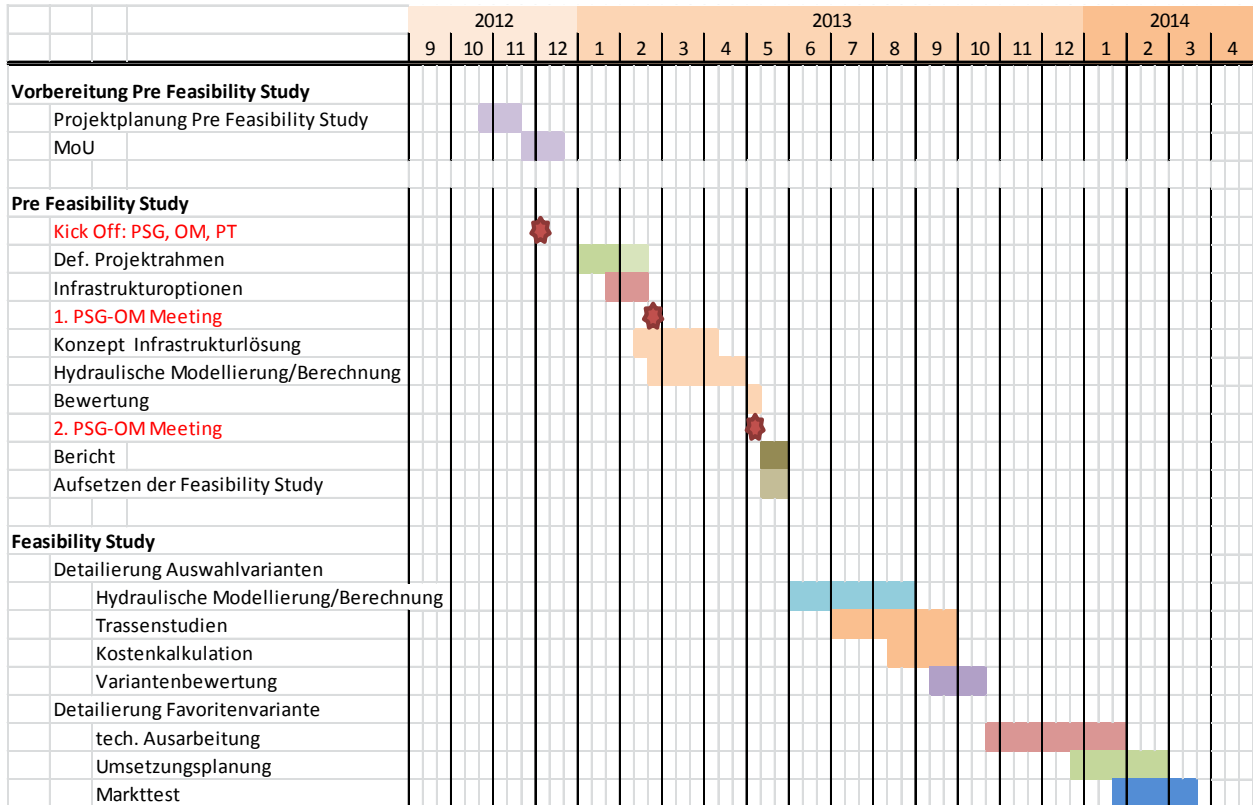
Projektstatus:

Das Projekt wird zur Genehmigung eingereicht.

Projektname:	Pre-Feasibility & Feasibility Study – Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich		
Projektträger:	BOG GmbH	Fertigstellung:	2014
	AGGM	Stand vom:	09.10.2012
Projektziel:			
<p>Ziel dieses vom Marktgebietsmanager koordinierten Projekts ist die Entwicklung von nachhaltigen Lösungskonzepten zur Beseitigung des Druckproblems im öö. Verteilnetz, welches unter bestimmten Gasflussszenarien auftreten kann. Dazu werden das Verteilnetz, das Fernleitungsnetz sowie regionale Gegebenheiten über das Marktgebiet hinaus (teile des deutschen Fernleitungsnetzes) in Betracht gezogen.</p>			
Besonders zu beachten:			
<p>Das Projekt wird in zwei Phasen abgewickelt:</p> <p>Pre-Feasibility: Ergebnis der ersten Phase des Projekts soll eine <i>Pre-Feasibility-Study</i> sein, in welcher verschiedene Lösungskonzepte, Realisierbarkeit und erster Abschätzung der zu erwartenden Investitionskosten sowie mögliche regulatorische Besonderheiten erarbeitet und evaluiert werden. Ergebnisse liegen im Mai 2013 (Abbildung 14) vor.</p> <p>Feasibility: In der zweiten Phase soll(en) unter Einbindung der eventuell zusätzlich betroffenen Netzbetreiber und Stakeholder 2-3 Varianten umfassend analysiert und bis zur Projektreife weiterentwickelt werden. Die Ergebnisse der <i>Feasibility Study</i> sollen mit Q2 2014 vorliegen. Phase 2 wird mit einer abschließenden bindenden Marktbefragung (Market-Test) abgeschlossen.</p>			
Projektbeschreibung:			
<p>Die Beseitigung des Druckproblems im Verteilnetz im öö. Teil des Marktgebietes Ost, welches unter bestimmten Voraussetzungen bei west-östlicher Flussrichtung in der WAG Pipeline auftreten kann, wird sowohl seitens BOG GmbH als auch seitens AGGM intensiv verfolgt. Die Erarbeitung einer nachhaltigen Lösung dieser Situation wird im Zuge einer hydraulischen Neubewertung, unter Berücksichtigung der gewachsenen Anforderungen durch die Speicherausbauten in dieser Region, in einem von BOG GmbH und AGGM initiierten <i>Pre-Feasibility</i>-Projekt unter Koordination des Marktgebietsmanagers mit Nachdruck vorangetrieben. Die effizienteste Lösungsmöglichkeit kann unter Umständen ein Co-Investment von unter verschiedenen Regulierungsregimen operierenden Stakeholdern sein, was ab einem bestimmten Status des Projekts vorab Einschätzungen der betreffenden Regulierungsbehörden notwendig macht.</p>			
Technische Daten:			
Werden im Zuge der (Pre-) Feasibility Study ermittelt			
Ökonomische Daten:			
Die Projektteilnehmer führen die Pre-Feasibility Study mit eigenem Personal durch. Kosten werden von den Projektteilnehmern getragen.			
Öffentliches Interesse:			

Projektstatus:			
Das Projekt wird zur Genehmigung eingereicht.			

Abbildung 14: Projektzeitplan Pre-Feasibility & Feasibility Study – Langfristige Beseitigung des Kapazitäts- und Druckengpasses in Oberösterreich



6.4. Tauerngasleitung GmbH

Die Tauerngasleitung GmbH verfügt seit Februar 2011 über einen Konzessionsbescheid als Fernleitungsnetzbetreiber. Im Zeitraum August bis Oktober 2011 hat die Tauerngasleitung GmbH eine europaweite unverbindliche Markterhebung mit den Fernleitungspartnern NET4Gas (Tschechien), bayernets (Bayern) und plinovodi (Slowenien) durchgeführt. Ziel dieser Markterhebung war es, das Interesse an potentiellen Transportrouten in Form einer Nord-Süd-Achse zwischen Tschechien, Deutschland, Österreich, Italien und Slowenien abzufragen. Die Tauerngasleitung mit ihrer geplanten Trassenführung von Haiming/Überackern bis nach Arnoldstein/Tarvis bzw. slowenische Grenze stellt einen maßgeblichen Abschnitt dieser Nord-Süd-Achse dar.

Nähere Details zur Markterhebung sind auf der Homepage der Tauerngasleitung GmbH www.tauerngasleitung.at/5GL abrufbar.

6.4.1. Prognostizierter Kapazitätsbedarf gemäß Markterhebung an den Ein- und Ausspeisepunkte

Insgesamt konnten 61 Nominierungen von 18 potenten Shippern und Händlern in einer Größenordnung von insgesamt 547 GWh/d registriert werden. Diese Nominierungen teilen sich auf die in der Grafik dargestellten Ein- und Ausspeisepunkte auf.

Die Nominierungen wurden für einen Zeitraum ab 2017 bis 2030 abgegeben.

Abbildung 15: Market Survey "Five Gas Market Links" (1)

Market Survey „Five Gas Market Links“ Results



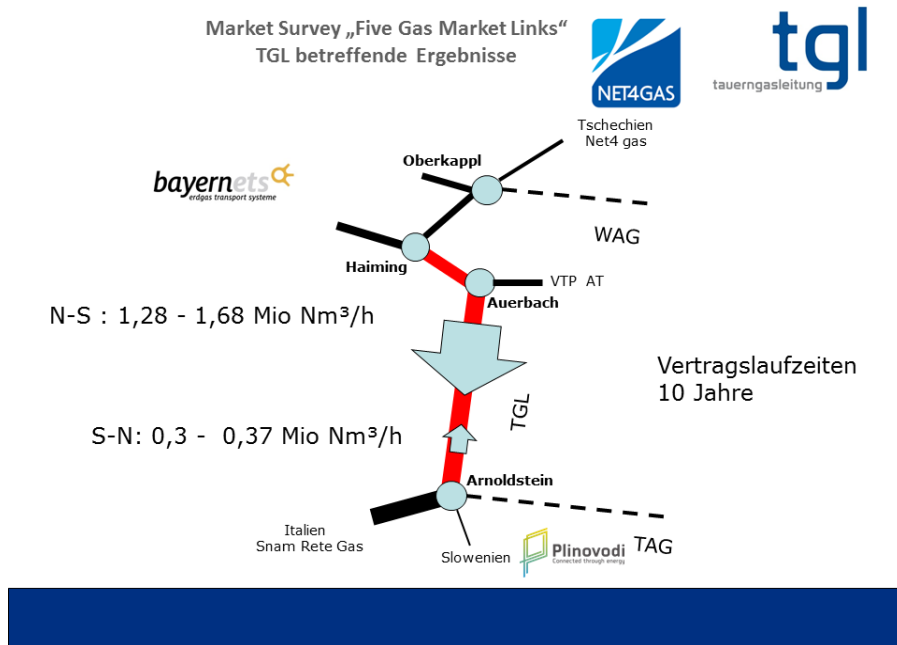
61 nominations
get 5GL from 18
traders or
suppliers

The complete transportation quantity are 547,01 GWh/d

6 Entry Points	Entries	capacity in (GWh/d)	Exits	capacity in (GWh/d)
Germany/IP Haiming- NCG	13	180,74	3	30,14
Germany/IP Oberkappel- NCG	16	143,82	9	33,82
Austria/VTP	17	148,61	19	136,65
Italy/Traviso- PSV	12	65,40	24	314,96
Czech Republic/ new IP CZ/AT border -VOB	2	7,00	1	8,20
Slovenia/new IP SI/AT border - VTP	1	1,44	5	23,24
	61	547,01	61	547,01

Auf das Tauerngasleitungsprojekt heruntergebrochen stellt sich das Ergebnis wie folgt dar:

Abbildung 16: Market Survey "Five Gas Market Links" (2)



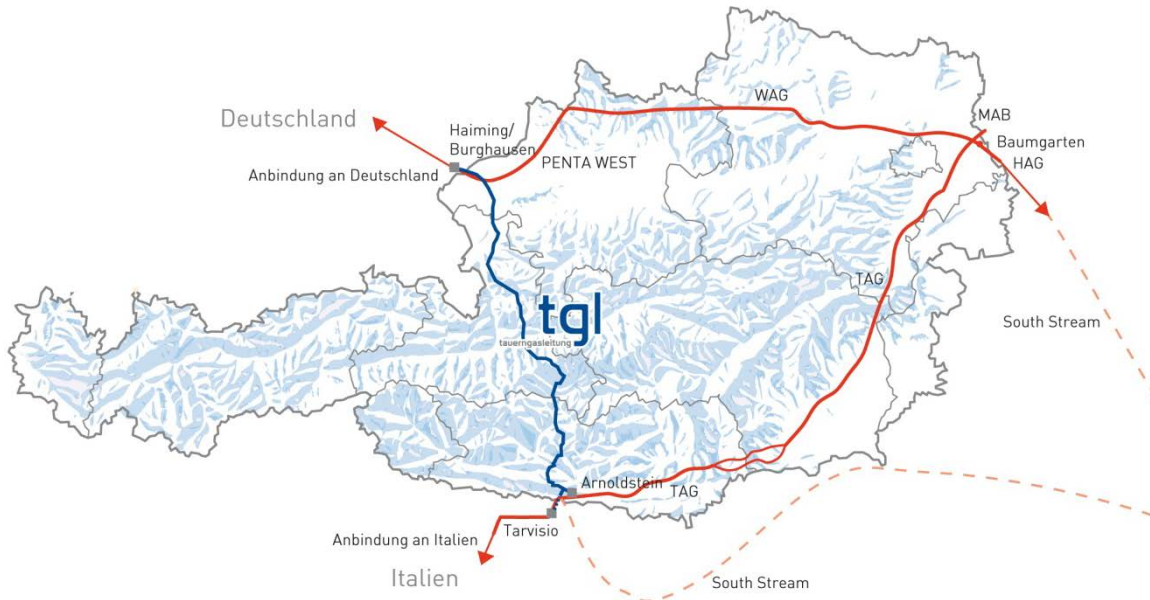
In Nord-Süd-Transportrichtung wurden Transporte in Höhe von 1,28 bis 1,68 Mio Nm³/h nominiert. In Süd-Nord-Transportrichtung liegen die Nominierungen in einer Größenordnung von 0,3 bis 0,37 Mio Nm³/h. Wie aus der Grafik erkennbar ist, liegt der Schwerpunkt des Transportinteresses in Nord-Süd-Richtung von Deutschland über Österreich nach Italien.

Insgesamt konnte bei der Markterhebung festgestellt werden, dass die am Markt positionierbaren Vertragslaufzeiten in einer Bandbreite von 5 bis 15 Jahren liegen. Ein diesbezüglicher Schwerpunkt ist bei 10 Jahren festzustellen.

6.4.2. Technische Auslegung

Die Tauerngasleitung wird für eine technische Transportkapazität von 1,3 Mio Nm³/h bidirektional also sowohl in Nord-Süd als auch in Süd-Nord-Richtung ausgelegt. Das Ergebnis der Markterhebung 5GL hat diese Dimensionierung bestätigt.

Abbildung 17: Technische Auslegung Tauerngasleitung



Geplante Fernleitungsanbindungen:

- Entry/Exit point Haiming/Überackern
- Arnoldstein TAG
- Entry/Exit point Arnoldstein / Tarvisio

Vorgesehene Verteilernetzanbindungen:

- Auerbach: Netz der Oberösterreichischen Ferngas Netz GmbH
- Golling: Netz der Salzburg Netz GmbH
- Radenthein: Netz der Kelag Netz GmbH

6.4.3. Analyse des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs nach Ein- und Ausspeisepunkten

In der Markterhebung 5GL wurde der Bedarf an zusätzlichen Transportkapazitäten entlang einer Nord-Süd-Achse zwischen den Märkten Tschechien, Deutschland (NCG), Österreich, Italien und Slowenien abgefragt. Dementsprechend sind die Markterhebungsergebnisse für einen Netzentwicklungsplan als Basis zu nutzen.

7. Zusammenfassung und Ausblick

Die Entwicklung des Gasmarkts auf europäischer und nationaler Ebene erfordert neben einer Koordination von Fernleitungsnetzbetreibern auf europäischer Ebene auch eine intensive Koordination der nationalen FLN, um gemeinsam als Transitland zur Versorgungssicherheit beizutragen.

Gas Connect Austria GmbH 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.

Derzeit sind in Österreich für ein Leitungsprojekt (WAG Expansion 3) und ein Speicherprojekt (7 Fields) finale Investitionsentscheidungen getroffen worden. Zwei Projekte der Gas Connect Austria GmbH (Bidirectional Austrian- Czech Interconnection, G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten,) befinden sich in der Entwicklungsphase. Für die Projekte der Tauerngasleitung GmbH und der Nabucco Gas Pipeline International GmbH und der South Stream Austria GmbH gibt es jeweils noch keine FID.

Der FLN Gas Connect Austria GmbH hat im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans eine explizite Marktbefragung zur Ermittlung eines zusätzlichen Kapazitätsbedarfs an den maßgeblichen Ein- und Ausspeisepunkten durchgeführt. Nach Gegenüberstellung der Bedarfserhebung an den durch Bescheid der ECA genehmigten maßgeblichen Punkten mit der korrespondierenden technischen und freien Leitungskapazität, wurden 3 potentielle Engpässe ermittelt. Die Tauerngasleitung GmbH hat mit der Markterhebung 5GL (Zeitraum August bis Oktober 2011, veröffentlicht auf der Homepage der Tauerngasleitung GmbH) einen zusätzlichen Kapazitätsbedarf entlang einer Nord-Süd-Achse ab 2017 ermittelt und somit die Sinnhaftigkeit der Tauerngasleitung dargestellt. Die behördlichen Genehmigungsverfahren werden eingeleitet.

Die Analyse der Netzentwicklungspläne hinsichtlich der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit hat ergeben, dass die Marktbedürfnisse im Planungszeitraum mit den vorhandenen Kapazitäten und bereits geplanten Leitungsprojekten gedeckt werden können. Die LFP 2013 – 2022 hat ebenfalls an den maßgeblichen Fernleitungspunkten keine zusätzlichen Bedarfe identifiziert. Zudem bestätigt der TYNDP 2011 in seinen Auswertungen der definierten Engpassszenarien Österreich die höchste Flexibilität mit >20 %.

Im Zuge der Koordinierung der NEPs wurde der Engpass Oberkappel an die AGGM kommuniziert und kann somit in die Analyse zukünftiger Pläne einfließen. Im nächsten KNEP wird besonders auf eine gemeinsame nationale Kapazitätsnachfrage und Angebotsanalyse Wert gelegt, um den österreichischen Beitrag zur Marktintegration und Versorgungssicherheit fundierter darstellen zu können.

Der KNEP 2013 – 2022 stellt die erste Version einer derartigen nationalen Planung dar und sollte auch als solche betrachtet werden. In Zukunft werden neben der verstärkten Zusammenarbeit des Marktgebietsmanagers mit den österreichischen FLN und Projektgesellschaften, die Synergien zwischen Transitbereich und Inlandsbereich stärker in den KNEP eingebunden.

Die Stakeholder sind dazu eingeladen ihr Feedback zum KNEP 2013 – 2022 an den MGM (marktgebietsmanager@gasconnect.at) zu übermitteln, um zur Weiterentwicklung der zukünftigen Ausgaben beizutragen.

8. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - Physische Einspeisepunkte (1.000 Nm ³ /h)	13
Abbildung 2: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - Physische Ausspeisepunkte (1.000 Nm ³ /h)	14
Abbildung 3: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - Nicht-physische Einspeisepunkte (1.000 Nm ³ /h)	14
Abbildung 4: Technische Kapazität an den Fernleitungen (1.000 Nm ³ /h)	15
Abbildung 5: Freie Kapazitäten pro Leitung (1.000 Nm ³ /h).....	16
Abbildung 6: Bedarfsmeldung an den maßgeblichen/nicht-maßgeblichen Einspeisepunkten (1.000 Nm ³ /h).....	17
Abbildung 7: Bedarfsmeldung an den maßgeblichen/nicht-maßgeblichen Ausspeisepunkten (1.000 Nm ³ /h).....	18
Abbildung 8: Technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten (1.000 Nm ³ /h)	23
Abbildung 9: Technische Kapazität an den maßgeblichen Ausspeisepunkten (1.000 Nm ³ /h)	24
Abbildung 10 a und b: Kapazitätserweiterungen im bidirektionalen WAG System.....	25
Abbildung 11: Auslastung der WAG in W-E Richtung.....	25
Abbildung 12: Schematische Darstellung der Gasinfrastruktur in Oberösterreich.....	26
Abbildung 13: Gasflusssituation (bis 30.09.2012; 01.10.2012 -31.12.2012; ab 01.01.2013)	26
Abbildung 14: Projektzeitplan Pre-Feasibility & Feasibility Study – Langfristige Beseitigung des Kapazitäts- und Druckengpasses in Oberösterreich.....	31
Abbildung 15: Market Survey "Five Gas Market Links" (1)	32
Abbildung 16: Market Survey "Five Gas Market Links" (2)	33
Abbildung 17: Technische Auslegung Tauerngasleitung	34