

Koordinierter Netzentwicklungsplan 2018

für die Erdgas Fernleitungsinfrastruktur in Österreich

für den Zeitraum 2019 – 2028

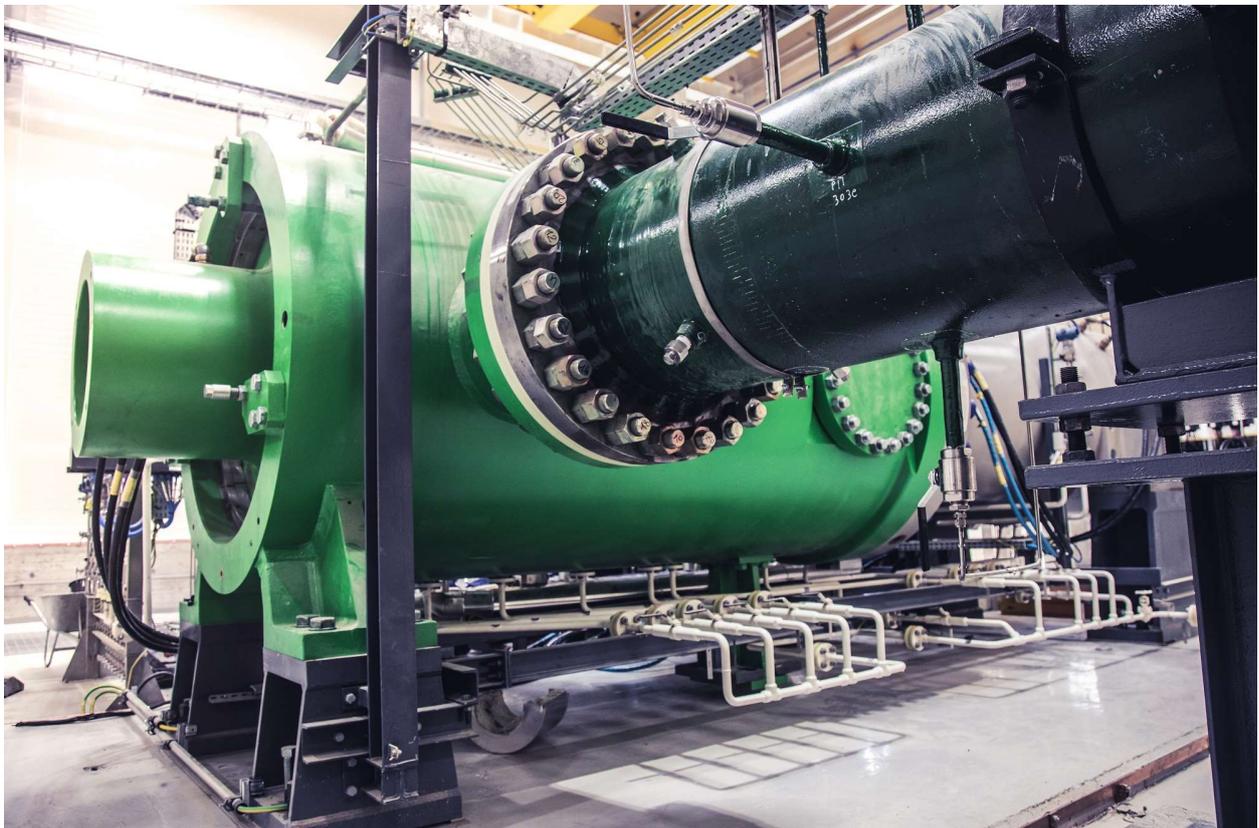


Foto Titelseite: Neuer Elektroverdichter der TAG in Grafendorf
KNEP – Projekt: TAG 2015/R04 NOxER II
Abdruck mit freundlicher Genehmigung der Trans Austria Gasleitung GmbH

Dokument-Historie

Ausgabe	Datum	Änderungen
2	23.11.2018	Ausgabe für die Einreichung zur Genehmigung
1	16.10.2018	Ausgabe für die Konsultation des MGM

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	3
1.1	Ziel des Koordinierten Netzentwicklungsplanes.....	3
1.2	Vorgehen.....	3
2	Steckbrief Marktgebiet Ost.....	5
2.1	Absatz, Energiemix und Bedeutung von Erdgas in Österreich.....	5
2.2	Erdgastransport in Österreich.....	7
2.3	Fernleitungsnetzbetreiber im MG Ost.....	10
2.4	Aktuelle Fernleitungsgasinfrastruktur und Technische Kapazitäten.....	12
2.5	Infrastrukturstandard.....	13
3	Planungsrahmen für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2018	17
3.1	Ten Year Network Development Plan.....	17
3.2	Gas Regional Investment Plan 2017 – 2026.....	19
3.3	PCI Projekte mit Fokus auf Österreich	19
3.4	Netzentwicklungsplanung der Nachbarländer	27
3.5	Langfristige Planung 2018	32
3.6	Vorfall in Baumgarten im Dezember 2017.....	34
3.7	Bescheidaufgabe aus dem KNEP 2017	34
3.8	Fertiggestellte Projekte aus dem KNEP 2017.....	35
3.9	Energiezukunft	35
4	Kapazitätsbedarf.....	37
4.1	Kapazitätsbuchung und Kapazitätsnutzung – Statusbericht für 2017.....	37
4.2	Kapazitätsszenario für den KNEP 2018	41
5	Aktivitäten der Fernleitungsnetzbetreiber (Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber) .	50
5.1	Aktivitäten der Gas Connect Austria.....	50
5.2	Aktivitäten der Trans Austria Gasleitung GmbH.....	63
6	Projekte (Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber).....	74
6.1	Gliederung der Projekte.....	74
6.2	Zurückgezogene Projekte aus dem KNEP 2017	76
6.3	Projekte im KNEP 2018.....	76

6.4	Projekte der Gas Connect Austria	81
6.5	Projekte der Trans Austria Gasleitung GmbH	88
7	Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Marktgebietsmanagers	93
7.1	Stellungnahme der Eustream, a.s.	93
7.2	Stellungnahme der OMV Gas & Power GmbH.....	94
7.3	Stellungnahme der Bayernets GmbH.....	95
7.4	Stellungnahme der Energienetze Bayern.....	95
8	Zusammenfassung	96
9	Haftungsausschluss	97

- ▶ Anhang 1: Projekte des Koordinierten Netzentwicklungsplanes 2018
- ▶ Anhang 2: Stellungnahmen der Marktteilnehmer zum KNEP 2018

1 Einleitung

Gemäß der seit 21.11.2011 geltenden Rechtslage hat der Marktgebietsmanager nach § 14 Abs. 1 Z 7 i.V.m. § 63 GWG die Aufgabe, einmal jährlich einen Koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß den Zielen des § 63 Abs. 4 GWG zu erstellen.

Nach Übernahme der Funktion des Marktgebietsmanagers per 01.06.2017 aufgrund der Nominierung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria GmbH (GCA) und Trans Austria Gasleitung GmbH (TAGG) und der anschließenden Genehmigung durch die Behörde E-Control Austria (ECA) ist Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) in ebendieser Rolle verantwortlich für die Erstellung des Koordinierten Netzentwicklungsplanes. GCA und TAGG wirken an der Erstellung des koordinierten Netzentwicklungsplans durch die Übermittlung ihrer jeweiligen unternehmensspezifischen Netzentwicklungspläne an AGGM mit.

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan bezieht sich auf die Österreichischen Fernleitungsnetze, die im Marktgebiet Ost liegen. Da im Marktgebiet Tirol und im Marktgebiet Vorarlberg keine Fernleitungen vorhanden sind, finden diese Marktgebiete im Koordinierten Netzentwicklungsplan keinen Eingang.

1.1 Ziel des Koordinierten Netzentwicklungsplanes

Ziel des koordinierten Netzentwicklungsplanes ist es insbesondere:

- ▶ der Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- ▶ der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- ▶ der Deckung der Transporterfordernisse sowie
- ▶ der Pflicht zur Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 im Marktgebiet

nachzukommen.

Bei der Erstellung des koordinierten Netzentwicklungsplanes sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan und der Langfristigen Planung zu berücksichtigen.

1.2 Vorgehen

Die FNB nehmen in einem durchlaufenden Prozess das ganze Jahr über Kapazitätsbedarfe von Bedarfsträgern entgegen. Alle Kapazitätsbedarfe, die bis 04.07.2018 bei den FNB eingelangt sind, fanden Einfluss in den KNEP 2018. Siehe auch Kapitel 4.2.

Im Anschluss haben der MGM und die FNB das Kapazitätsszenario erstellt und mit E-Control Austria am 12.07.2017 abgestimmt.

Auf Basis dieses Kapazitätsszenarios haben die FNB Projekte entwickelt, die geeignet sind die Kapazitätsbedarfe zu erfüllen. Die von den FNB erstellten Beiträge zur Netzentwicklungsplanung für das eigene Netz wurden am 31.08.2018 dem Marktgebietsmanager übermittelt. Im Zeitraum vom 15.02.2018 bis 14.09.2018 fanden mehrere Koordinationsmeetings zwischen dem Marktgebietsmanager und den Fernleitungsnetzbetreibern statt, in denen die Schnittstellen und die Kohärenz der Projekte der Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Kapazitätsszenario abgestimmt wurden. Die von den FNB übermittelten textlichen Beiträge zum koordinierten Netzentwicklungsplan 2018 wurden inhaltlich in die Kapitel 3, 4, 5 und 6 übernommen. Die von den Fernleitungsnetzbetreibern übermittelten Projekte, wurden formal vereinheitlicht und in den Anhang 1 übernommen.

In Abstimmung mit den FNB und der E-Control Austria wurde die erste Ausgabe des koordinierten Netzentwicklungsplan 2018 vom MGM erstellt. Diese Ausgabe 1 wurde am 16.10.2018 im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Development Days (AGIDD) den Marktteilnehmern präsentiert.

Die Konsultation des Koordinierten Netzentwicklungsplanes durch den Marktgebietsmanager (KNEP 2018 Ausgabe 1.0) fand zwischen dem 17.10.2018 und dem 09.11.2018 statt. Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2018 wurde auf der Website der AGGM veröffentlicht. Die Stellungnahmen wurden entsprechend in Kapitel 7 gewürdigt, dem Anhang 2 beigefügt und ebenfalls auf der Website der AGGM veröffentlicht.

Nach weiterer Überarbeitung und finaler Abstimmung mit E-Control Austria, erfolgte die Einreichung des Koordinierten Netzentwicklungsplanes durch die Fernleitungsnetzbetreiber bei E-Control Austria am 23.11.2018.

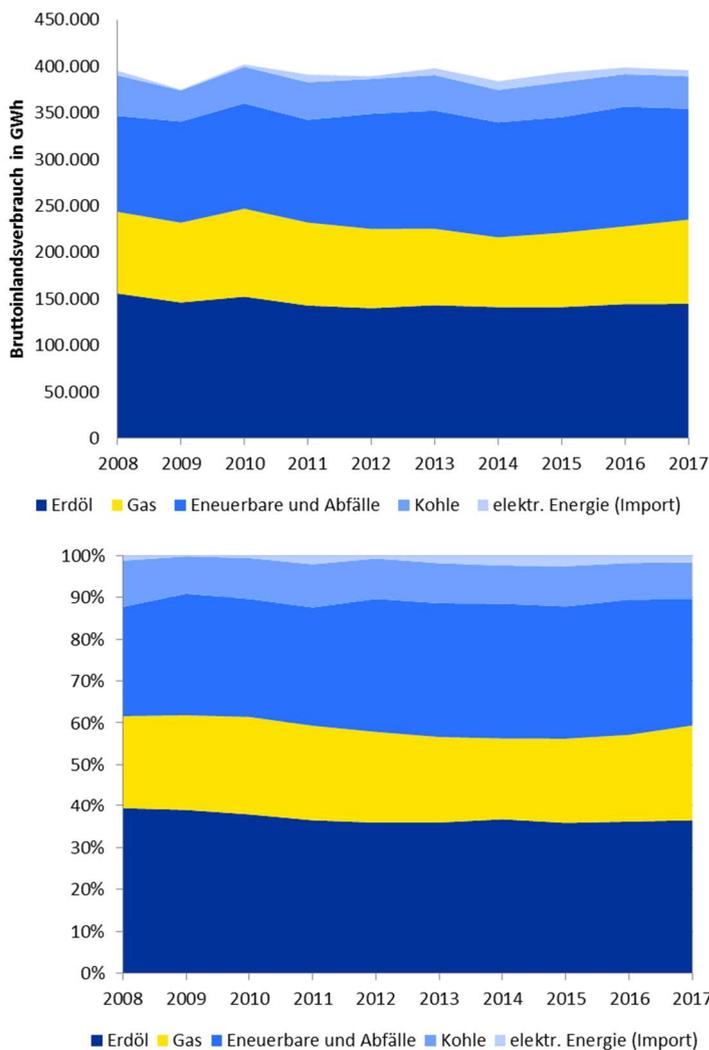
2 Steckbrief Marktgebiet Ost

2.1 Absatz, Energiemix und Bedeutung von Erdgas in Österreich

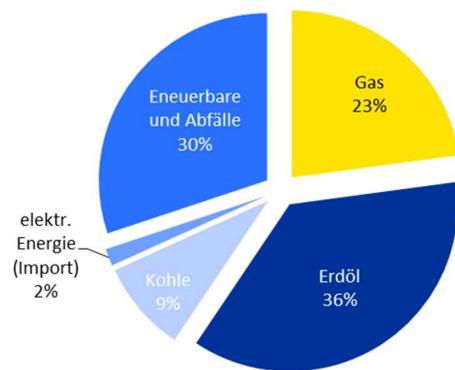
Erdgas hat für Österreich einen besonderen volkswirtschaftlichen Stellenwert. Neben der Produktion spielen vor allem die Infrastruktur mit dem Gas Hub in Baumgarten, der Transport von Erdgas aber auch der Handel und der Verbrauch eine große Rolle.

Abbildung 1 veranschaulicht, dass ca. 23% des Primärenergiebedarfs in Österreich durch Erdgas abgedeckt wird. Dieser, über die letzten 10 Jahre konstante, Bedarf von ca. 80-90 TWh pro Jahr setzt sich aus dem Verbrauch der Industrie (Sachgüterproduktion, Sektor Energie, nichtenergetischer Verbrauch und Landwirtschaft), der privaten Haushalte, der Kraftwerke als Umwandlungseinsatz, des Sektors Transport und des Dienstleistungssektors zusammen (siehe Abbildung 2).

Abbildung 1: Primärenergiemix Österreichs

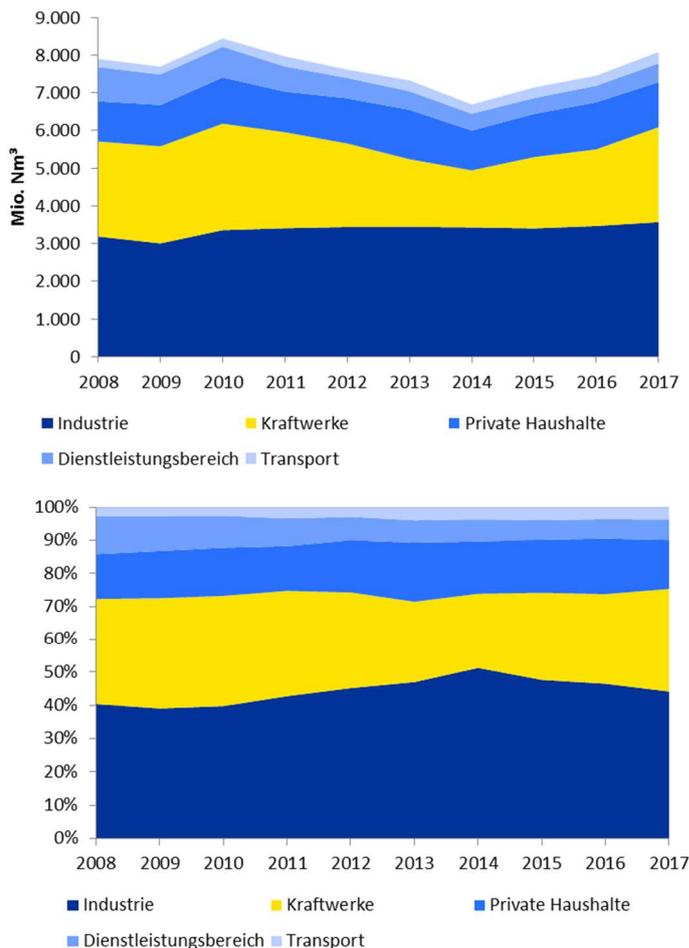


Primärenergiemix 2017

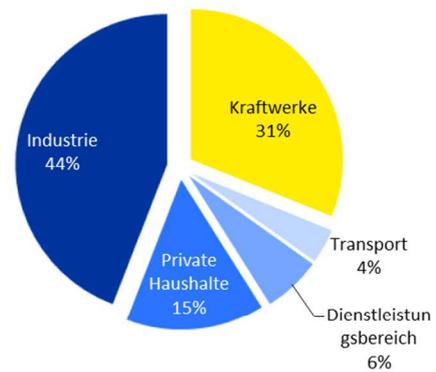


Quelle: Statistik Austria

Abbildung 2: Kundenmix Österreich 2016



Kundenmix Gas 2017



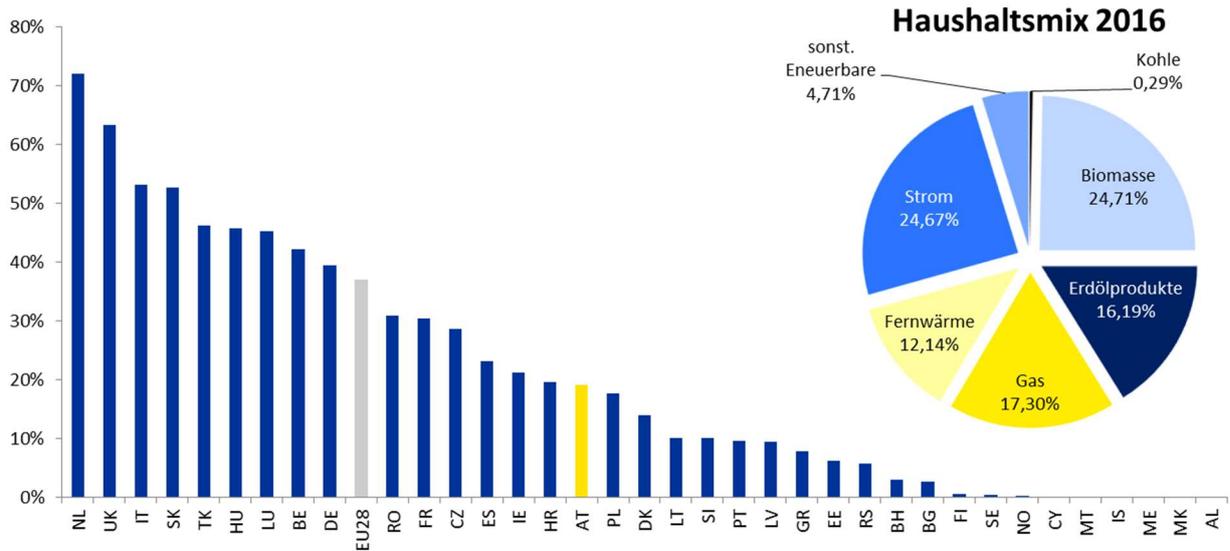
Quelle: Statistik Austria

Genauer betrachtet macht die österreichische Industrie, mit einem über die letzten 10 Jahre konstant bleibenden Verbrauch, gut die Hälfte des Bedarfs aus. Mit einem leichten Rückgang von 2008-2014, aber seitdem wieder mit steigendem Verbrauch, haben die Kraftwerke, KWK-Anlagen und Heizwerke einen Anteil von ca. 31%. Der Bedarf privater Haushalte bleibt ebenfalls annähernd konstant mit einem Anteil von ca. 15%.

Im Europäischen Vergleich des Anteils von Erdgas an der Versorgung von privaten Haushaltskunden liegt Österreich mit ca. 18% unter dem EU28-Durchschnitt (siehe Abbildung 3). Im Detail betrachtet besteht einerseits bei der Versorgung von Haushalten noch Potential den Bedarf zu erweitern, beispielsweise durch Substitution von Ölheizungen durch Gasthermen. Andererseits birgt der noch sehr geringe Anteil von Gas im Transportsektor noch sehr viel Potential mit sich. Doch dazu benötigt es vor allem politische Anreize um den Einsatz von Gas in diesen Sektoren voranzutreiben.

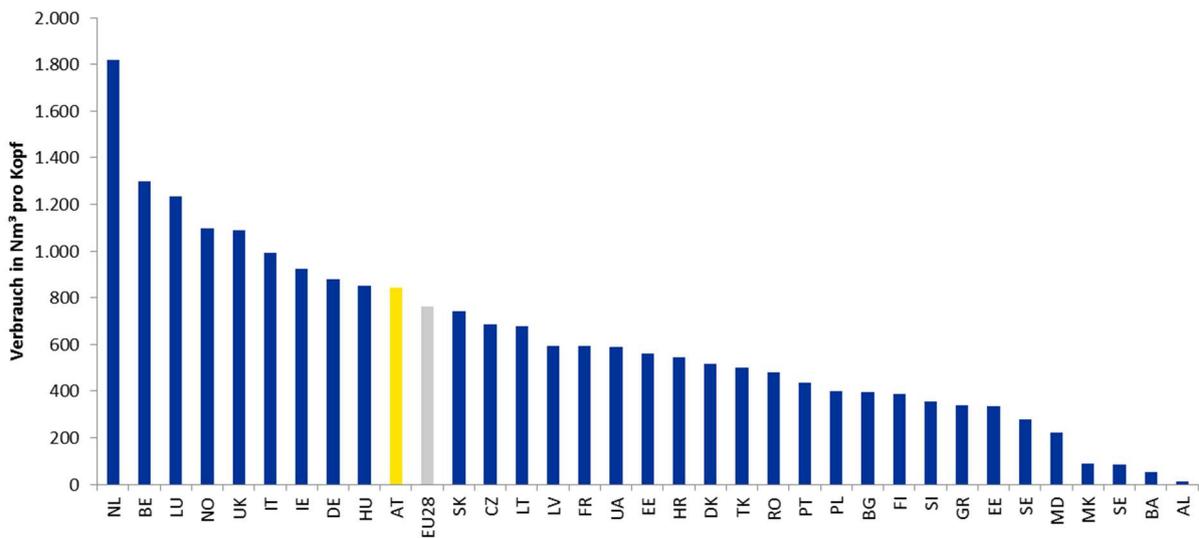
Betrachtet man den jährlichen Erdgasverbrauch pro Kopf, so liegt Österreich im europäischen Mittelfeld und knapp über dem EU28 Durchschnitt, ersichtlich in Abbildung 4.

Abbildung 3: Haushaltsmix in Österreich/Erdgasanteil der Haushalte 2016 im europäischen Vergleich



Quelle: Eurostat

Abbildung 4: Erdgasverbrauch pro Kopf 2016 im europäischen Vergleich

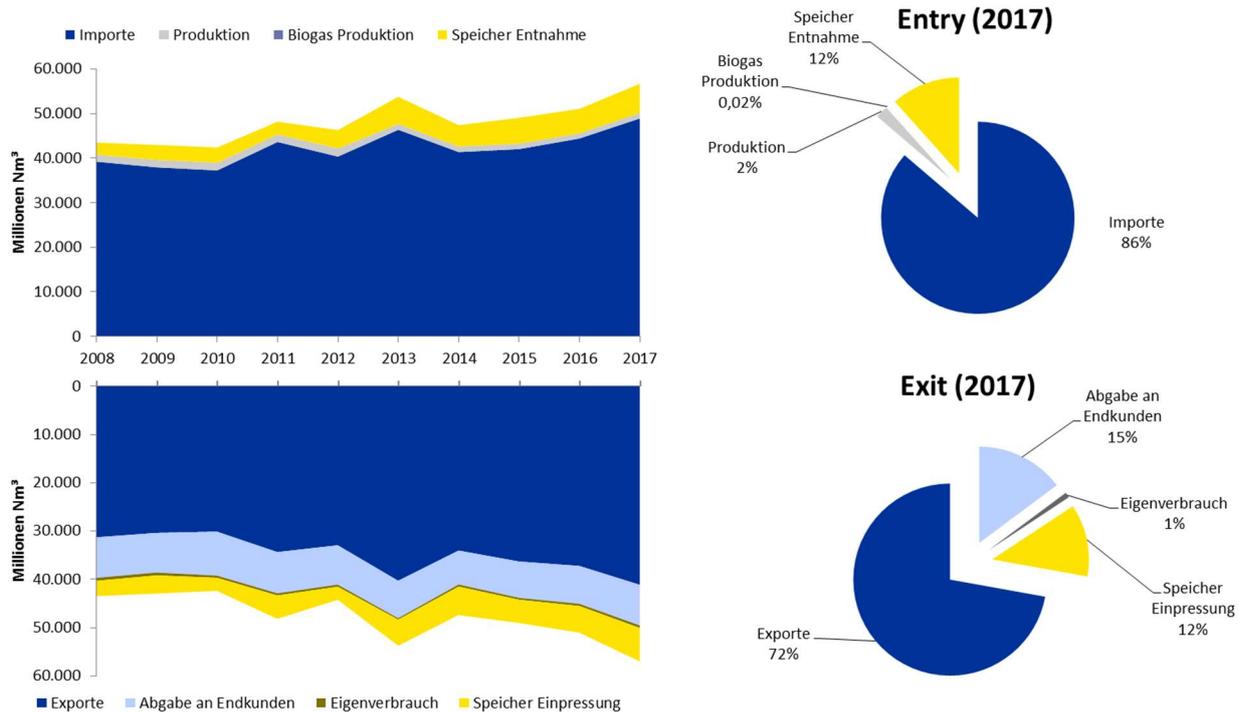


Quelle: Eurostat

2.2 Erdgastransport in Österreich

Österreich ist aufgrund seiner geographischen Lage ein Transitland für Erdgas. Abbildung 5 veranschaulicht, dass ca. dreiviertel der Gesamtaufbringung für den Export bestimmt ist. Aufgrund der relativ geringen Inlandsproduktion (ca. 2% der Gesamtaufbringung bzw. ca. 13% des Inlandsverbrauchs) ist Österreich außerdem stark von ausländischen Importen abhängig. Des Weiteren kann man erkennen, dass sich die Importe und die Exporte in den letzten 10 Jahren um ca. 10 Mrd. Nm³ erhöht haben.

Abbildung 5: Aufbringung und Verwendung von Erdgas in Österreich

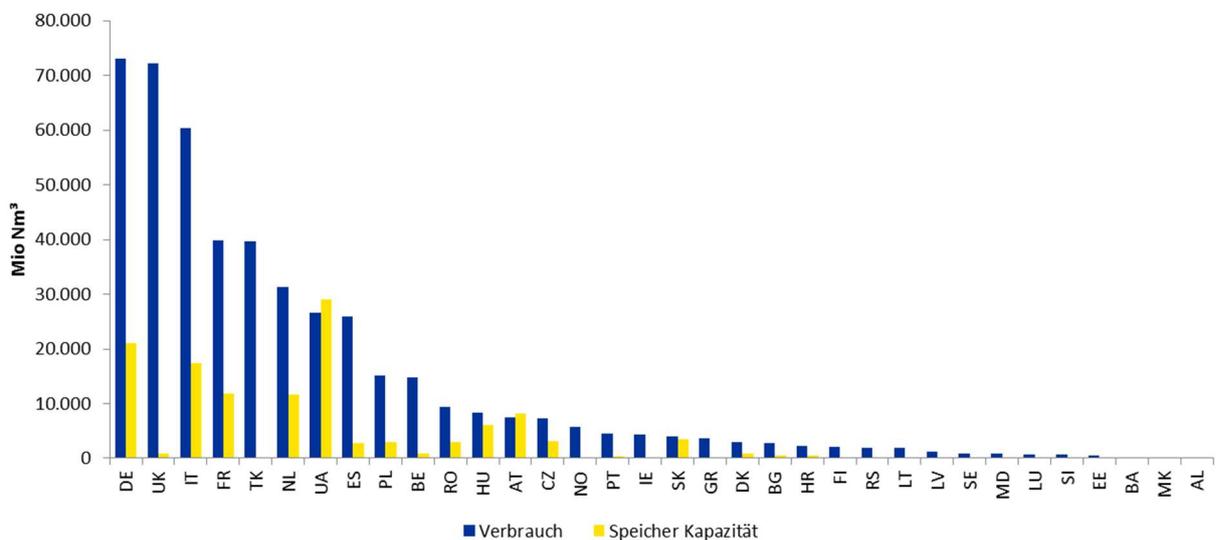


Quelle: E-Control Austria

Eine besondere Rolle nimmt Österreich außerdem auch durch die ausgezeichnete Anbindung der verhältnismäßig großen inländischen Speicherkapazitäten an den Virtuellen Handelspunkt (VHP) ein. Im Europäischen Vergleich liegt Österreich mit einer Speicherkapazität von ca. 8,2 Mrd. Nm³ auf dem sechsten Rang (Abbildung 6).

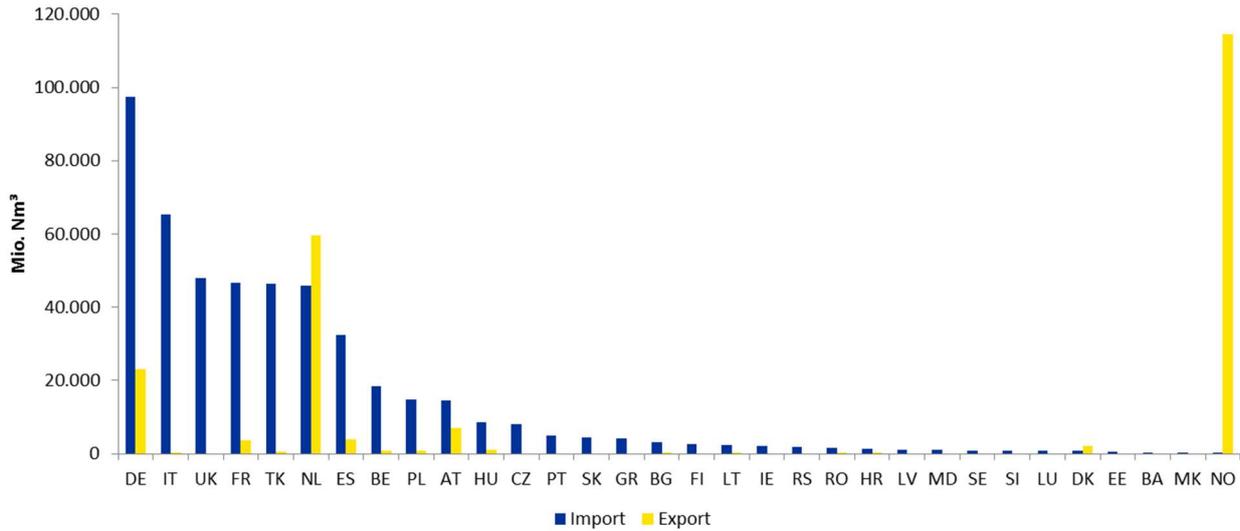
In Abbildung 7 ist ersichtlich, dass diese Speicherkapazität nicht nur zur Inlandsversorgung dient, sondern auch für den Export genutzt wird. Beachtlich ist, dass Österreich dadurch transitbereinigt in Europa auf Rang vier liegt.

Abbildung 6: Vergleich Speicherkapazität – Inlandsverbrauch in Europa im Jahr 2016



Quelle: Eurostat

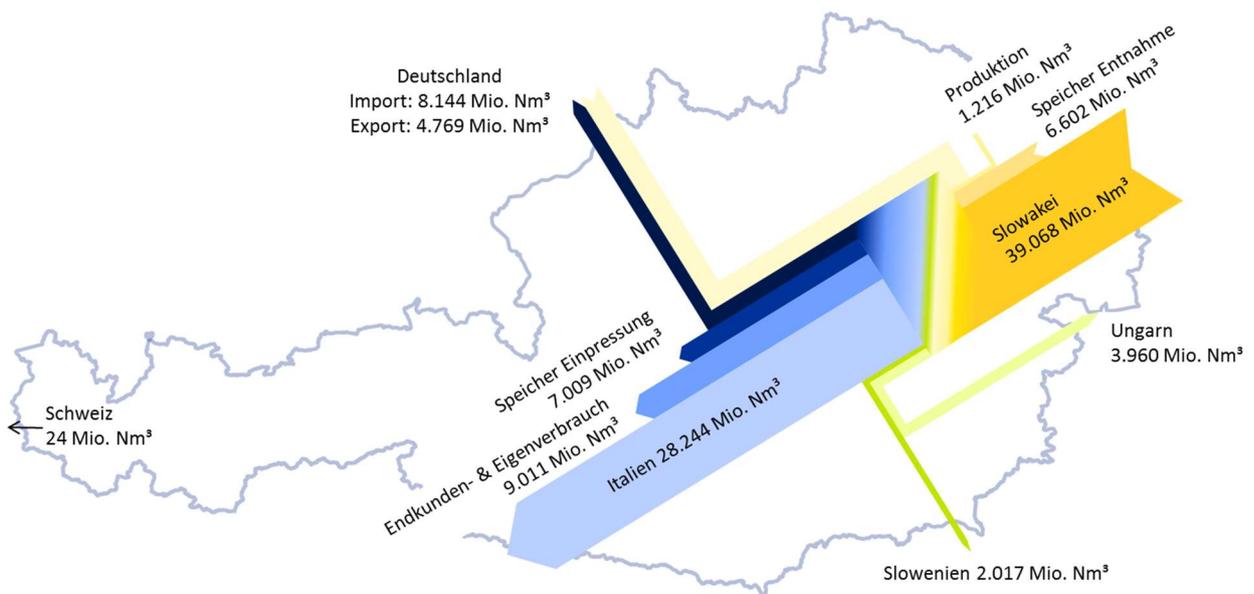
Abbildung 7: Transitbereinigter Import und Export in Europa im Jahr 2016



Quelle: Eurostat

In Abbildung 8 wird der schematische physikalische Erdgasfluss des Jahres 2017 gezeigt. Es ist zu erkennen, dass über 80% der Importe Transporte aus der Slowakei darstellen. Die restlichen 20% werden aus Deutschland importiert. Der mit Abstand größte Anteil der Exporte geht nach Italien. Außerdem werden Exporte nach Ungarn, Deutschland und Slowenien in geringeren Quantitäten durchgeführt.

Abbildung 8: Schematischer Erdgasfluss 2017, physikalisch



Quelle: E-Control Austria

2.3 Fernleitungsnetzbetreiber im MG Ost



Website: www.taggmbh.at

Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerkes:

- ▶ 3 Pipelines je 380 km
- ▶ Gesamt ca. 1.140 km

Gesamte Kompressorleistung:

- ▶ 5 Kompressorstationen
- ▶ ca. 480 MW ISO

Physische Einspeisepunkte:

- ▶ Baumgarten TAG (Grenze Slowakei)
- ▶ Arnoldstein (Grenze Italien)

Angrenzende Fernleitungsnetzbetreiber:

- ▶ Baumgarten TAG: eustream a.s.
- ▶ Tarvisio/Arnoldstein: Snam Rete Gas S.p.A.

Gesamte Transportierte Energie (Gas)

- ▶ Siehe [ENTSOG Transparency Platform](#)

Physische Ausspeisepunkte:

- ▶ Arnoldstein (Grenze Italien)

Nicht-Physische Ausspeisepunkte:

- ▶ Baumgarten (Grenze Slowakei)

(Stand 30.06.2018)

TAG GmbH ist eine Gesellschaft unter österreichischem Recht, die als Fernleitungsnetzbetreiber sowohl für Transit, als auch für die Versorgung des österreichischen Marktes und Netzentwicklung verantwortlich ist. Die Eigentümer der TAG GmbH sind Snam S.p.A. (84,47%), und Gas Connect Austria GmbH (15,53%).

Das TAG Pipelinesystem erstreckt sich von der österreichisch-slowakischen Grenze bis zur österreichisch-italienischen Grenze mit einer Gesamtlänge von ca. 1140 km.

Das TAG System ist in Baumgarten mit dem GCA System durch verschiedene Anbindungen verbunden. Dies ermöglicht im Wesentlichen die freizuordenbare Qualität der FNB-Kapazitäten an den österreichischen Ein-/Ausspeisepunkten sowie einen hohen Flexibilitätsgrad der Station Baumgarten zwischen den FNB. Das TAG System ist außerdem bei Weitendorf mit dem SOL System verbunden, welches den Gastransport Richtung Slowenien und in weiterer Folge Kroatien ermöglicht. Der österreichische Markt wird mittels zehn physischer Ausspeisepunkte versorgt.

Das System kann physisch sowohl im Direktfluss als auch im Reverse Flow betrieben werden.



Website: www.gasconnect.at

Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerks:

- ▶ 554,2 km

Gesamte Kompressorleistung:

- ▶ 146 MW

Gesamte Transportierte Energie

- ▶ Siehe [ENTSOG Transparency Platform](#)

Physische Einspeisepunkte:

- ▶ Baumgarten GCA (Grenze Slowakei)
- ▶ Baumgarten WAG (Grenze Slowakei)
- ▶ Überackern ABG (Grenze Deutschland)
- ▶ Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)
- ▶ Speicherpunkt 7Fields
- ▶ Oberkappel (Grenze Deutschland)
- ▶ Speicherpunkt MAB/WAG

Nicht-Physische Einspeisepunkte:

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

Angrenzende Fernleitungsnetzbetreiber:

- ▶ Baumgarten GCA/WAG: eustream a.s.
- ▶ Oberkappel: Open Grid Europe GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH
- ▶ Überackern ABG: bayernets GmbH
- ▶ Überackern SUDAL: bayernets GmbH
- ▶ Petrzalka: eustream a.s.
- ▶ Mosonmagyaróvár: FGSZ Ltd
- ▶ Murfeld: Plinovodi d.o.o

Physische Ausspeisepunkte:

- ▶ Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)
- ▶ Überackern ABG (Grenze Deutschland)
- ▶ Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)
- ▶ Murfeld (Grenze Slowenien)
- ▶ Petrzalka (Grenze Slowakei)
- ▶ Speicherpunkt 7Fields
- ▶ Baumgarten WAG (Grenze Slowakei)
- ▶ Oberkappel (Grenze Deutschland)
- ▶ Speicherpunkt MAB/WAG

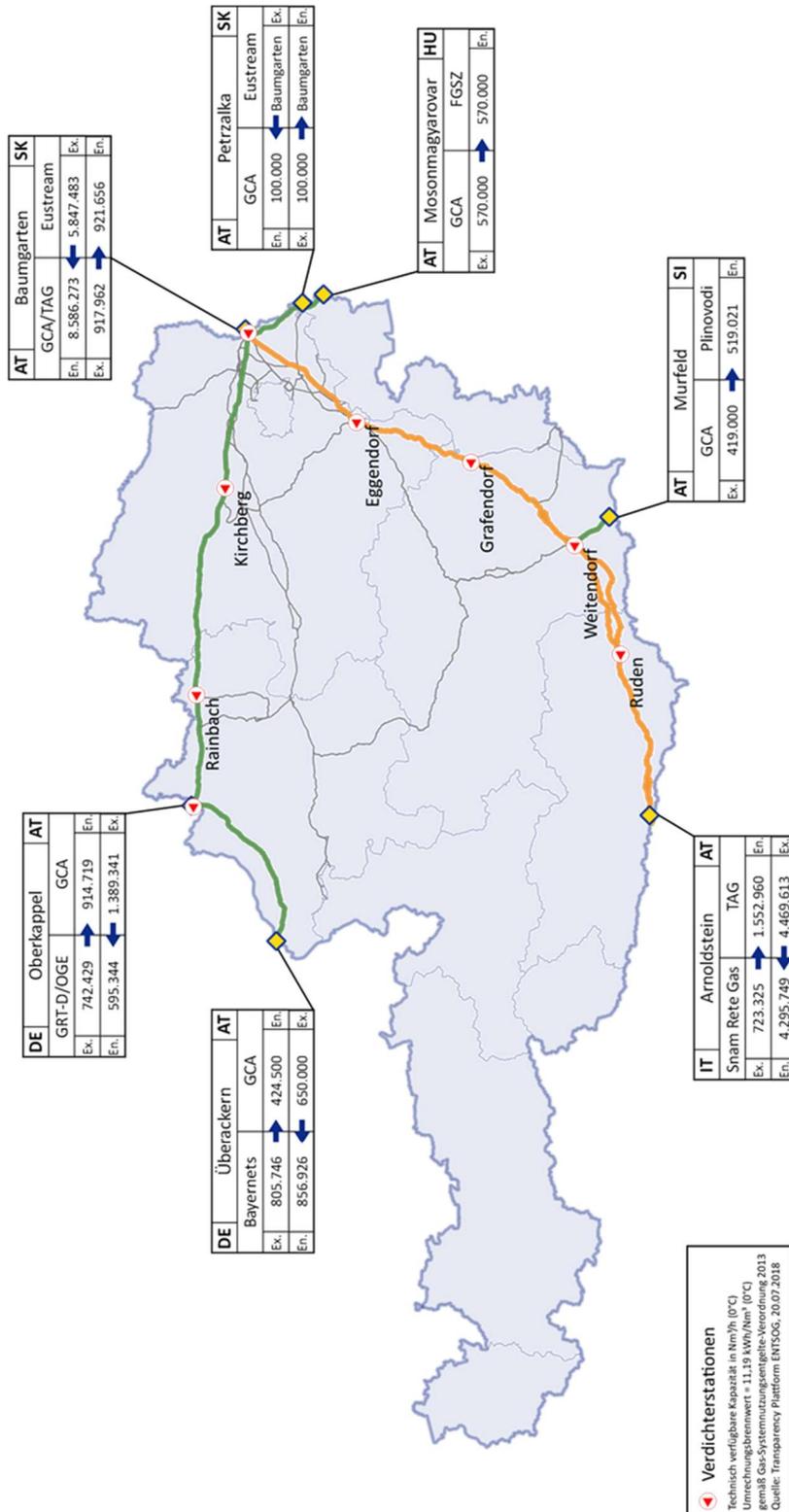
Gas Connect Austria ist ein Erdgasfernleitungsnetzbetreiber und Erdgasverteilernetzbetreiber mit Hauptsitz in Wien. Das Unternehmen beschäftigt 280 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und ist an 6 Standorten in Wien, Niederösterreich und Oberösterreich verankert. Vom Erdgasknoten Baumgarten ausgehend, betreibt Gas Connect Austria ein modernes und leistungsstarkes Erdgashochdrucknetz mit Verbindungen nach Deutschland, der Slowakei, Slowenien und Ungarn sowie zu Speicher- und Produktionsanlagen. 900 Kilometer lang, beinhaltet das Leitungssystem 5 Verdichterstationen, 40 Mess- und Übergabestationen und über 100 Übergabemesspunkte.

Das Kerngeschäft besteht in der Vermarktung von Transportkapazität an den internationalen Grenzpunkten und für die inländische Erdgasversorgung. Mit einer vermarkteten Transportmenge von 150 Mrd. m³ im Jahr ist das Unternehmen eine bedeutende Drehscheibe in Zentraleuropa. Um die Gasversorgung langfristig zu sichern wird die bestehende Infrastruktur laufend überprüft, gewartet und auf dem neuesten Stand der Technik gehalten. Als kundenorientierter Logistik-Dienstleister entwickelt das Unternehmen seine Produkte und Dienstleistungen ständig weiter, entsprechend den Bedürfnissen des Marktes.

2.4 Aktuelle Fernleitungsgasinfrastruktur und Technische Kapazitäten

Fernleitungsnetzbetreiber 2
 Gesamtlänge der Fernleitungsnetze: ca. 1.690 km
 Gesamte Kompressorleistung: 626 MW
 virtueller Handelspunkt: CEGH (www.cegh.at)

Abbildung 9: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten im Marktgebiet Ost



2.5 Infrastrukturstandard

Der Infrastrukturstandard wird gemäß der ab 1.11.2017 gültigen Verordnung (EU) 2017/1938, Verordnung über Maßnahmen zur Gewährung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010, berechnet.

Der Infrastrukturstandard gemäß SoS VO 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.

In Zusammenarbeit mit den Fernleitungsunternehmen hat die AGGM den Infrastrukturstandard für das Marktgebiet Ost erhoben.

Tabelle 1: Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [Mio. Nm ³ /d]	Definition & Erläuterung
Baumgarten (GCA, WAG, TAG)	140,34	Exit Slowakei
Oberkappel	21,95	Minimum aus Exit NCG und WAG Kap OK-->BM
Überackern	0	in Oberkappel integriert
Arnoldstein	0	derzeit noch DZK, daher Null
Freilassing&Laa/ Thaya	0,87	ausgewiesene Standardkapazität
EPm	163,16	
Produktion OMV	2,73	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	0,49	gebuchte Standardkapazität
Pm	3,22	
Speicher OMV	23,36	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicher RAG ES	15,11	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Fernleitung	0	
7Fields Verteilergebiet	3,56	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach Verteilergebiet	0	
Sm	42,04	
LNGm	0	
Im	140,34	
Dmax	52,40	Baseline Szenario Max. der nächsten 10 Jahre
N - 1	130%	

Quelle: AGGM; 2018

Für das Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der (N-1) Formel 130 %. Dieses Ergebnis belegt, dass die Erdgasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung laut Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 von > 100% gerecht wird.

Ein Infrastrukturstandard mit 130% widerspiegelt eine gute Versorgungssicherheit in Bezug auf die Infrastruktur. Projekte, die die Integration mit dem benachbarten Ausland zusätzlich unterstützen sind zur weiteren Hebung der Versorgungssicherheit positiv zu bewerten.

Im Jahr 2017 lag das Ergebnis der N-1 Formel gemäß Verordnung (EU) 2017/1938 bei 129%. Die geringfügige Erhöhung des Wertes gegenüber dem Vorjahr ist auf einen leichten Rückgang der Prognose des täglichen Absatzes zurückzuführen.

In den Jahren 2016 und davor wurde der Infrastrukturstandard gemäß Verordnung (EU) 994/2010 berechnet. Die Ergebnisse der N-1 Formel waren durchaus höher, da die Kapazitäten an den Grenzübergabepunkten nicht länderübergreifend betrachtet wurden und bei den Speichern die Kapazität bei 100% Arbeitsgasvolumen angesetzt wurde.

Beschreibung und Begründung zu den Parametern

Berechnetes Gebiet:

Entsprechend den Festlegungen im nationalen österreichischen Präventionsplan (Version 3, Dezember 2016) wird der Infrastrukturstandard für das österreichische Marktgebiet Ost errechnet.

"D_{max}" gesamte tägliche Gasnachfrage:

VO (EU) 2017/1938 Anhang II (2) definiert den Parameter „D_{max}“, wobei in VO (EU) 2017/1938 Artikel 5 der Zusatz bezüglich der Berücksichtigung der Entwicklung beim Erdgasverbrauch und der langfristigen Auswirkungen der Energieeffizienzmaßnahmen getroffen wird.

Die bis dato maximale historische tägliche Gasnachfrage trat im Februar 2012 auf. Am Gastag 10.2.2012 wurden im MG Ost 51,9 Mio. Nm³ abgesetzt. In den stromerzeugenden Kraftwerken wurden an diesem Tag 16,38 Mio. Nm³ verbraucht. Der maximale historische Tages-Kraftwerksabsatz beträgt 17,35 Mio. Nm³. Bei einer entsprechenden Strom Bedarfssituation ist daher ein maximaler Tagesabsatz von 52,9 Mio. Nm³ möglich.

Die Langfristige Planung 2018 beschreibt 3 Absatzszenarien. Das minimal Szenario, das Baseline Szenario und das maximal Szenario, wobei dem Baseline Szenario die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit beigemessen wird. Das minimal Szenario geht von einer aliquoten Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie aus (Die Energieeinsparungen erfolgen bei allen Primärenergieträgern gleichermaßen). Wie in Kapitel 2.3.1.4 und Kapitel 2.3.1.5. der Langfristigen Planung 2018 gezeigt, ist jedoch kein eindeutiger Trend zur Verringerung des Gasabsatzes erkennbar.

Für die Ermittlung von D_{\max} wird daher das Baseline Szenario der LFP 2018 zugrunde gelegt und ebenfalls der 10jährige Planungszeitraum (2019-2028) übernommen. Das Baseline Szenario geht von einer geringfügigen Steigerung der maximal möglichen Stundenleistung bis zum Jahr 2028 aus. Entsprechend dieser geringfügigen Steigerung der maximalen Stundenleistung ist eine gesamte tägliche Gasnachfrage von 52,4 Mio. Nm^3 im Jahr 2028 möglich und wird daher in der Berechnung des Infrastrukturstandards für D_{\max} eingesetzt.

Dieser Wert ist durchaus realistisch, da der Wert unter dem maximalen historischen Gasabsatz der Endkunden bei maximalen historischem Kraftwerksabsatz liegt.

"EPm" Technische Kapazität von Einspeisepunkten

In der VO (EU) 2017/1938 wird technische Kapazität näher definiert indem auf VO (EU) 715/2009 verwiesen wird. Als technische Kapazität wird hier feste Kapazität definiert. In der Definition von technischer Kapazität ist ebenfalls von „unter Berücksichtigung der Netzintegrität“ die Rede, dies lässt den Schluss zu, dass jeweils der kleinere Wert aus Entry und Exit Kapazität an einem Netzkopplungspunkt anzusetzen ist.

In Artikel 5 Absatz 1 der neuen VO wird angeführt, dass für die Erfüllung des Infrastrukturstandards auch die Nutzungsraten der bestehenden Infrastruktur zu berücksichtigen sind. Dies weist ebenfalls darauf hin, dass die tatsächlich nutzbaren Kapazitäten zu berücksichtigen sind, weshalb bei Grenzkopplungspunkten die oben beschriebene Vorgangsweise gewählt wurde.

Für den Einspeisepunkt Baumgarten, wird der kleinere Wert der technischen Kapazität aus Exit Slowakei und Entry Österreich angesetzt. Die eustream weist eine technische Exit Kapazität von 140,34 Mio. Nm^3/d aus (Quelle: www.transparency.entsog.eu). Die österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber GCA GmbH und TAG GmbH weisen in Summe eine technische Entry Kapazität von 206,07 Mio. Nm^3/d aus. Für die neue Berechnung wird wie zuvor ausgeführt der kleinere Wert angesetzt, was technisch durchaus nachvollziehbar ist, da die höhere Entry Kapazität in Österreich nicht vollständig genutzt werden kann.

Oberkappel und Überackern werden in Konkurrenz vermarktet, d.h. dass entweder die Entry Kapazität in Oberkappel oder in Überackern genutzt werden kann. Die Summe der Entry Kapazitäten aus dem MG NCG ist größer als die technische Ableitkapazität der WAG von Oberkappel Richtung Baumgarten. Wenn das Gas zu den Endkunden im MG Ost transportiert werden soll, ist die Ableitkapazität der WAG von Oberkappel Richtung Baumgarten der limitierende Faktor. Daher wird für die Einspeisepunkte Oberkappel und Überackern inkl. Speicher 7 Fields die maximale Ableitkapazität der WAG angesetzt. Daher sind die oben eingetragenen 21,95 Mio. Nm^3/d anzusetzen.

In Arnoldstein weist TAG GmbH eine Entry Kapazität von 1.552.960 Nm^3/h DZK (Erfüllungspunkt Weitendorf) aus. SNAM weist eine firm Exit Kapazität von 723.325 Nm^3/h [Quelle: *ENTSOG transparency platform*] konkurrenzierend zwischen Exit Tarvisio und Exit Passo Gries (Grenzpunkt IT – CH) aus. Da auf österreichischer Seite derzeit keine FZK Kapazität ausgewiesen ist, besteht kein Einspeisepotential zum virtuellen Handlungspunkt gemäß Berechnungssystematik.

Anzumerken ist jedoch, dass in einem Notfallszenario die zur Verfügung stehende DZK bis Weitendorf genutzt werden könnte. Nachdem die Projekte aus dem Koordinierten Netzentwicklungsplan 2018 TAG 2016/01 TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf und GCA 2015/10 Entry Arnoldstein umgesetzt sind (laut aktueller Planung Ende 2019), wird TAG GmbH eine FZK Kapazität am Grenzübergabepunkt Entry Arnoldstein ausweisen. Ab diesem Zeitpunkt ist dann in Arnoldstein ein entsprechendes Einspeisepotential in der N-1 Berechnung zu berücksichtigen. Dies wird sich positiv auf den N-1 Faktor auswirken.

Freilassing & Laa an der Thaya: An den Grenzübergabepunkten im Verteilerggebiet, Freilassing und Laa/Thaya, wird die ausgewiesene Standardkapazität angesetzt.

"Pm" Maximale Technische Produktionskapazität

Für die maximale technische Produktionskapazität wurde die gebuchte Standardkapazität angesetzt. Die tatsächlich eingespeiste maximale Stundenleistung aus dem GJ 2018 erreicht die Höhe der gebuchten Standardkapazität (in Summe 3,22 Mio. Nm³/d).

"Sm": Maximale technische Ausspeisekapazitäten

In der VO 2017/1938 gibt es mehrere Hinweise, die eine Berücksichtigung des Speicherstandes bei der Ermittlung der maximalen technischen Ausspeisekapazität fordert.

Für das MG Ost wird angenommen, dass der kälteste Tag bis maximal Ende Februar auftreten kann. Die Speicherfüllstände der österreichischen Speicher lagen in den Jahren 2014 bis 2017 mit Stichdatum Ende Februar bei 22% bis 38%. Bei der Ermittlung der maximalen technischen Ausspeisekapazität wird ein Durchschnittswert von 30% Speicherfüllstand angenommen. Dieser Prozentsatz ist auch in den Vorgaben der neuen SoS VO angegeben. Da sich die Entnahmeleistung in Abhängigkeit des Füllstandes ändert, ist dieser Umstand bei der Berechnung des N-1 Wertes zu berücksichtigen. Für jeden Speicher wurde die publizierte Ausspeisekurve angesetzt. Aus den so zur Anwendung gelangenden Angaben ergibt sich der oben angeführte Wert von in Summe 42,04 Mio. Nm³/d.

Bei der Ausspeisekapazität wird die gesamte technische Ausspeisekapazität herangezogen und nicht nur die vermarktete Ausspeisekapazität.

Das Ansetzen eines geringeren Speicherstandes erscheint nicht zweckmäßig, da bei der Speicherbewirtschaftung danach zu streben ist, ein Mindestmaß an Arbeitsgasvolumen und somit die Ausspeicherrate möglichst bis Ende der Winterperiode zu erhalten.

"LNGm": Maximale technische Kapazität der LNG-Anlagen

Hat keine Relevanz für Österreich

"Im": Bezeichnet die technische Kapazität der größten einzelnen Gasinfrastruktur

Das ist für das MG Ost Baumgarten, daher wird dieser Wert bei die Berechnung des Infrastrukturstandards entsprechend abgezogen.

3 Planungsrahmen für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2018

3.1 Ten Year Network Development Plan

Eine der Hauptaufgaben der ENTSOG besteht in der Erstellung eines nicht bindenden gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans (TYNDP), der einen Planungshorizont von (zumindest) zehn Jahren umfasst und alle zwei Jahre zu erneuern ist. Er liefert neben einer Darstellung der gesamteuropäischen Infrastruktur insbesondere auch eine Betrachtung des Lieferpotentials, der Marktintegration und der Versorgungssicherheit und erfasst somit auch die gesamtheitliche Dynamik des europäischen Gasmarktes. Ein Ziel des TYNDP ist die Modellierung des integrierten Netzes, um rechtzeitig zukünftige potentielle Investitionslücken insbesondere in Bezug auf grenzüberschreitende Kapazitäten aufzuzeigen. Entsprechend der Vorschriften in der Verordnung (EG) 715/2009 überprüft ACER die nationalen zehnjährigen Netzentwicklungspläne hinsichtlich ihrer Kohärenz mit dem TYNDP und empfiehlt bei Widersprüchen je nach Sachlage die Änderung eines der betroffenen Pläne.

Im TYNDP 2017 nimmt ENTSOG erstmals einen Planungshorizont von zwanzig Jahren in Angriff, um die ehrgeizigen europäischen Klimaschutzziele, welche bis zum Jahr 2030 erreicht werden sollen, entsprechend abbilden zu können. Zur Modellierung der Nachfrageseite hat ENTSOG vier unterschiedliche Verbrauchsentwicklungen untersucht, wobei eine Vielzahl von allgemeinen Parametern wie beispielsweise die gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen oder die Erreichung der Klimaziele, aber auch spezifische wie die zukünftige Rolle von Erdgas im Wärmemarkt, im Bereich der Stromerzeugung oder im Transportsektor Eingang finden. Lediglich eines der vier Szenarien geht von einer Erhöhung der Nachfrage nach Erdgas bis 2030 aus, welche hauptsächlich auf einer verstärkten Nutzung von Erdgas im Transportsektor und zur Stromerzeugung auf einer regulatorischen Grundlage beruht. In Bezug auf die europäische Erdgasinfrastruktur, die die Basis eines funktionierenden Binnenmarktes sein muss, kommt ENTSOG im TYNDP 2017 zum Schluss, dass auf Grund des Fortschritts vieler Projekte die Versorgung nicht mehr so sehr Gegenstand der Debatte ist, als vielmehr die Beibehaltung der Vielfalt der Produzenten bzw. Lieferanten. Zwar kann der in den kommenden Jahren spürbar werdende Förderrückgang des Groningen-Feldes sowie der deutschen L-Gas-Felder durch zusätzliches russisches Pipelinegas und LNG-Lieferungen ausgeglichen werden, andererseits würde aber die Diversifizierung auf Lieferantenseite nicht beibehalten werden können. Unter diesem Aspekt ist die Unterstützung der aussichtsreichen konventionellen Gasproduktion in Zypern und in der Schwarzmeerregion (Stichwort: ROHUAT) notwendig, wobei bei ENTSOG auch die Biogasproduktion zur Ergänzung des Lieferantenmixes Erwähnung findet. Die Betrachtung der Infrastruktur schließt jedoch mit der Erkenntnis, dass das derzeitige System selbst für das höchste Nachfrageszenario auch unter Spitzenlast gerüstet ist.

Die europäische Netzentwicklungsplanung hatte bis zur Ausgabe vom Jahr 2013 im speziellen die grenzquerenden Punkte, die diesbezüglichen Kapazitätserfordernisse, eine Übersicht über die geplante Gasinfrastruktur, unterschiedlicher Verbrauchs- und Absatzszenarien und Flexibilitätseinschätzungen der Europäischen Mitgliedsstaaten in verschiedenen Engpassfällen zum Inhalt. Mit Erstellung des TYNDP 2015 fanden erstmalig in der europäischen

Netzentwicklungsplanung jene Projekte ihren Ursprung, die Anwärter auf die Aufnahme in die Unionsliste für PCI Projekte sind. Gemäß Verordnung (EU) Nr. 347/2013, wurde der TYNDP 2015 um die Durchführung einer energiesystemweiten Kosten-Nutzen-Analyse erweitert. Diese hat zum Ziel potenzielle Anwärter auf die Aufnahme in die nächste Unionsliste in drei Kategorien einzuteilen. Der TYNDP 2017 baut weiter auf diese Methodologie auf und führt eine zusätzliche Projektkategorie ein, um den Projektstatus zwischen „fortgeschrittenen“ und „weniger fortgeschrittenen“ Projekten besser unterscheiden zu können:

- ▶ Projekte mit finaler Investitionsentscheidung
- ▶ Projekte mit fortgeschrittenem Status ohne finaler Investitionsbeschreibung
- ▶ Projekte mit weniger fortgeschrittenem Status ohne finaler Investitionsbeschreibung
- ▶ Projekte mit PCI-Status

Die jeweiligen Projektkategorien werden analog zum TYNDP 2015 im TYNDP 2017 im Hinblick auf ihren direkten und indirekten Nutzen in unterschiedlichen Absatz-, Verbrauchs- und Engpassszenarien analysiert. Die analysierten Szenarien und Annahmen beruhen auf der von ENTSOG erstellten energiesystemweiten Kosten-Nutzen Analyse. Um eine entsprechende Bewerbung für die nächste Unionsliste abzuschließen, wurden auf Aufforderung der Europäischen Kommission auch die im TYNDP 2017 enthaltenen Projekte in Projektgruppen zusammengeschlossen. Im Rahmen der vorhabenspezifischen Kosten-Nutzen Analyse wurde der direkte und indirekte Nutzen, der jeweiligen Projektgruppen für europäische Mitgliedsstaaten in unterschiedlichen Nachfrage-, Verbrauchs- und Engpassszenarien dargestellt und bewertet. In der folgenden Tabelle werden die österreichischen Projekte angezeigt, welche Teil der TYNDP 2017 sind (siehe auch im folgenden [Link](#) für weitere Details)

Tabelle 2: TYNDP 2017 Projekte Fokus Österreich

TYNDP ProjektNr.	Projektname	Status im TYNDP 2017	Projekte im KNEP 2018	3. PCI Liste
TRA-N-954	TAG Reverse Flow	Less-advanced, FID	TAG2016/01 TAG 2016/03	Nein
TRA-N-361	GCA 2015/08: Entry/Exit Murfeld	Advanced, non-FID	GCA 2015/08	Ja, 6.26.4
TRA-N-021	Bidirectional Austrian-Czech Interconnector (BACI)	Advanced, non-FID	GCA 2015/01a	Ja, 6.4
TRA-N-423	GCA Mosonmagyaróvár	Advanced, non-FID	GCA 2015/05	Ja, 6.24.1
TRA-N-801	Breclav-Baumgarten Interconnection (BBI) AT	Advanced, non-FID	GCA 2016/01	Nein

Quelle: ENTSOG, TYNDP 2017

3.2 Gas Regional Investment Plan 2017 – 2026

Die regionalen Gasinvestitionspläne (GRIP) werden als konsistente Ergänzung zum TYNDP von den jeweilig betreffenden Fernleitungsnetzbetreibern koordinierend alle zwei Jahre gemäß Richtlinie (EU) 2009/74 Art. 7 und Verordnung (EU) 715/2009 erstellt und veröffentlicht. Die GRIPs bauen auf den Datensätzen des TYNDP auf und verfügen im Gegensatz zum TYNDP über einen detaillierteren Planungsrahmen von 10 Jahren. Das Ziel dieser regionalen Pläne ist es, durch eine integrierte und regionale Betrachtung von Versorgungsszenarien, Marktintegration, und Versorgungssicherheit (SoS) sowie hydraulischer Analysen einen gesamtheitlichen Überblick über zukünftige dynamische Entwicklungen am Gasmarkt aufzuzeigen und darzustellen.

Basierend auf Analysen zu Grenzübergabepunkten und Betrieb auf Fernleitungsebene bzw. Ausbaubedürfnissen wurden sechs regionale (teilweise überschneidende) Investitionspläne erstellt mittlerweile in der dritten Version veröffentlicht:

- ▶ GRIP North-West
- ▶ **GRIP Central Eastern Europe CEE** (mit österreichischer Beteiligung TAG GmbH & GCA)
 - ▶ siehe [Link](#) für weitere Details (Version 2017-2026)
- ▶ GRIP Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEIMP)
- ▶ **GRIP Southern Corridor SC** (mit österreichischer Beteiligung TAG GmbH & GCA)
 - ▶ siehe [Link](#) für weitere Details (Version 2017-2026)
- ▶ GRIP South-North Corridor
- ▶ GRIP South

Da die Datenbasis der GRIPs auf jener des TYNDP aufbaut, sind jene österreichischen Projekte aus Tabelle 2 auch bestandsteil des GRIP CCE und SC.

3.3 PCI Projekte mit Fokus auf Österreich

Vorhaben von gemeinsamem Interesse bzw. „Projects of common interest“ (PCI) sind wichtige, hauptsächlich grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte (Gas, Strom Erdöl) in der Europäischen Union mit dem Ziel leistbare, sichere und nachhaltige Energie allen Bürgern im Einklang mit den Pariser Klimaschutzziele zugänglich zu machen. Diese Projekte werden alle zwei Jahre von dem Europäischen Parlament und dem Rat beschlossen und von der Europäischen Kommission veröffentlicht. Die aktuelle, dritte PCI Liste wurde im April 2018 veröffentlicht (siehe [Link](#)).

Die ausgewählten Projekte profitieren von beschleunigten Verfahren zur Genehmigung und Umsetzung und haben die Möglichkeit Fördermittel von der Europäischen Union zu beantragen.

Diese Projekte wurden nach folgenden Kriterien ausgewählt:

- ▶ Signifikanter Einfluss auf mindestens 2 EU-Länder

- ▶ Verbesserung der Marktintegration bzw. der Integration der nationalen Netzwerke
- ▶ Stärkung des Wettbewerbs durch Ermöglichung alternativer Transportrouten
- ▶ Steigerung der Versorgungssicherheit (SoS)
- ▶ Beitrag zu den Klima- und Energiezielen der EU durch Integration von erneuerbaren Energien

In den folgenden Kapiteln wird das Umfeld (Korridor) der PCI Projekte mit österreichischer Relevanz bzw. Beteiligung der dritten PCI¹ Liste näher beschrieben.

3.3.1 Nord-Süd Gasverbindungsleitungen in Westeuropa („NSI West Gas“)

PCI 5.11 Gastransport in Gegenflussrichtung zwischen Italien und der Schweiz am Passo-Gries-Kopplungspunkt

Dieses Projekt hat das Ziel die Flexibilität der Gastransporte und die Versorgungssicherheit in Nordwest-Italien zu erhöhen sowie die bestehende Exit-Kapazität nach Österreich in Tarvisio/Arnoldstein zu erhöhen.

Infrastruktur:	Neue Fernleitungen (DN1400 62km und DN1200 19km) Neue Verdichterstation (85 MW)
Ziel & Kapazität:	Fluss IT -> CH in Passo Gries mit zusätzlicher Kapazität von 368 GWh/d Fluss IT -> AT in Tarvisio/Arnoldstein mit zusätzlicher Kapazität von 189 GWh/d (in Konkurrenz zu Passo Gries)
Inbetriebnahme:	Oktober 2018 (umgesetzt)

3.3.2 Nord-Süd Gasverbindungsleitungen in Mitteleuropa und Südosteuropa („NSI East Gas“)

PCI 6.2 Cluster Polen – Slowakei – Tschechien – Ungarn
und

PCI 6.4 Bidirectional Austrian Czech Interconnection (BACI)

Diese Cluster dienen einerseits dazu, den österreichischen, slowakischen und tschechischen Gasmärkten uneingeschränkten Zugang zum LNG Terminal Świnoujście in Polen zu gewähren. Andererseits soll durch die neue Route Polen – Tschechien – Österreich und dem Zugang zum globalen LNG Markt die Versorgungssicherheit erhöht werden und ein integrierter und kompetitiver zentralosteuropäischer Markt mit Anschluss an die Ukraine geschaffen werden.

Aufgrund der Tatsache, dass der maßgebliche Treiber dieses Clusters das Thema Versorgungssicherheit ist, kann die externe Finanzierung der Projekte ein potentielles Risiko darstellen.

¹ Quelle: Technical information on Project of Common interest, EU; 2018

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/technical_document_3rd_list_with_subheadings.pdf

Abbildung 10: Cluster Polen-Slowakei-Tschechien-Ungarn



Quelle: ENTSOE TYNDP 2017-2026

PCI 6.2.10 & 6.2.12 Polen – Tschechien Interconnector (bekannt als “Stork II”)

Infrastruktur: Neue Kompressorstation (30 MW) Kedzierzyn (PL)
 Ausbau der Kompressorstation (24 MW) Breclav (CZ)
 Neue Fernleitungen: (DN1000, 249 km in PL und 207 km in CZ)
 Czeszow (PL) – Kedzierzyn (PL) (195 km)
 PL-CZ interconnection (54 km)
 Tvrdonice (CZ) – Hat’ (CZ/PL) (207 km)

Ziel & Kapazität: Fluss CZ -> PL IP Hat’ mit zusätzlicher Kapazität von 219,1 GWh/d
 Fluss PL -> CZ IP Hat’ mit zusätzlicher Kapazität von 153,2 GWh/d

Inbetriebnahme: Geplant 2022 (Czeszow – Kedzierzyn derzeit in Umsetzung)

PCI 6.2.11 Nord-Süd Gas Korridor in Westpolen

Infrastruktur: Neue Kompressorstation (20 MW) Odolanow (PL)
 Neue Fernleitung Lwówek - Kedzierzyn (DN1000, 205 km)

Ziel & Kapazität: Neue Routen: PL (EuRoPol) <-> CZ und PL <-> SK

Inbetriebnahme: Geplant 2020 (derzeit in Umsetzung)

PCI 6.2.13 Steigerung der Übertragungskapazität der Verbindungsleitung Slowakei-Ungarn: Balassagyarmat (HU) / Velké Zlievce (SK)

und

PCI 6.2.14 Ausbau des ungarischen Übertragungsnetzes zwischen Vecés und Városföld zur Steigerung der Kapazität der Verbindungsleitung Slowakei – Ungarn

Infrastruktur:	Neue Kompressorstation Szada (HU) Adaption/Automatisierung von Verdichter- u. Grenzübergabestation Neue Fernleitung Vecés - Városföld (DN800, 80 km)
Ziel & Kapazität:	Fluss HU -> SI mit zusätzlicher Kapazität von 102 GWh/d Fluss SI -> HU mit zusätzlicher Kapazität von 26 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2021

Obwohl diese zwei PCI Projekte zwar Bestandteil des Nord-Süd Korridors sind, haben diese eine besondere Bedeutung für Österreich. Denn die Umsetzung dieser Projekte würde eine alternative Route (Stichwort „HUSKAT“) über die Slowakei für Gastransporte aus dem Schwarzmeerraum nach Baumgarten darstellen. Die eigentliche Route, der Süd Korridor („ROHUAT“ bzw. „BRUA“) wird im folgenden Kapitel vorgestellt und in Kapitel 5.1.2.4 genau beschrieben.

Die besagte Alternativroute „HUSKAT“ wird von *Gas Connect Austria*, dem slowakischen Fernleitungsnetzbetreiber *eustream a.s.* und dem ungarischen Fernleitungsnetzbetreiber *Magyar Gáz Tranzit Zrt. (MGT)* vorangetrieben. Siehe auch Kapitel 5.1.2.5 für weitere Informationen.

PCI 6.4 Bidirectional Austrian Czech Interconnection (BACI)

Das Project BACI stellt eine Verbindung zwischen dem Fernleitungsnetz der Gas Connect Austria GmbH auf österreichischer Seite und dem der NET4GAS, s.r.o. auf tschechischer Seite her.

Infrastruktur:	Neue Fernleitung in CZ: Břeclav - Rheintal (DN800, 12 km) Neue Fernleitung in AT: Rheintal – Baumgarten (DN800, 49km)
Ziel & Kapazität:	Fluss CZ <-> AT mit zusätzlicher Kapazität von 201,4 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2024 (<i>Quelle: GCA</i>)

Die Umsetzung dieses Projekts würde gänzlich neue Transportkapazitäten zwischen dem österreichischen und tschechischen Markt und folglich an deren virtuellen Handlungspunkten schaffen. Neben der damit verfolgten weiteren Marktintegration, den angedachten Konzepten zur Marktverbindung und den neu entstehenden Flexibilitäten für die Netzbenutzer wird mit BACI auch ein entscheidender Beitrag zur Implementierung des „Nord-Süd“ Korridors geleistet. Die Umsetzung von BACI ist abhängig vom Ergebnis des Projekts „TRU“. Siehe auch. Kapitel 5.1.2.1. und Kapitel 6.4.1.

PCI 6.24 Cluster Bulgarien – Rumänien – Ungarn – Österreich

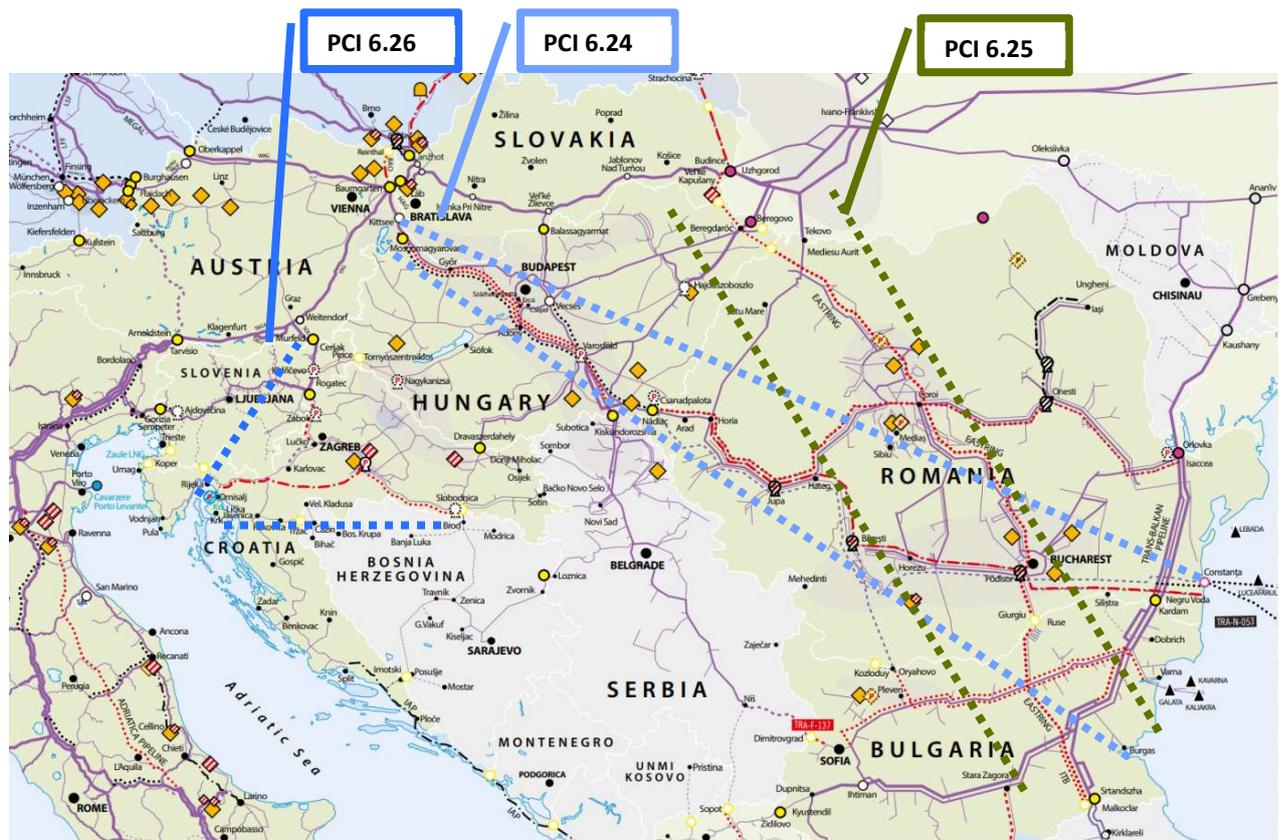
Dieser Cluster soll eine bidirektionale Kapazitätserhöhung auf der Route Bulgarien – Rumänien – Ungarn – Österreich (bekannt als „ROHUAT“ bzw. „BRUA“) in der ersten Ausbaustufe auf 1,75 Mrd. m³/Jahr bzw. 4,4 Mrd. m³/Jahr in der zweiten Ausbaustufe ermöglichen. Damit sollen unter anderem die Ressourcen im Schwarzen Meer den besagten Ländern zugänglich gemacht werden, was zur weiteren Diversifikation der Quellen und zur Importunabhängigkeit Europas beiträgt.

Bei den zu transportierenden Gasmengen handelt es sich primär um neue Ressourcen aus, im Rahmen einer Upstream-Initiative zu entwickelnden, Lagerstätten im Schwarzen Meer. Die Trasse der Pipeline verläuft durch die in der Projektbezeichnung angedeuteten Länder Rumänien, Ungarn und Österreich, wobei nicht nur neue Anlagen errichtet werden, sondern auch auf bestehende Leitungen zurückgegriffen wird bzw. Kapazitätserhöhungen an relevanten Punkten Teil des Projekts sind.

Mögliche Risiken dieser Projekte könnten eine geringe Marktnachfrage bzw. eine geringe Rentabilität sein.

Siehe auch Kapitel 5.1.2.4 und 5.1.2.5 für weitere Informationen.

Abbildung 11: Süd Korridor



Quelle: Southern Corridor GRIP 2017-2026

PCI 6.24.1 & 6.24.4 ROHUAT/BRUA (Erste und zweite Phase)

Ungarn (Erste Phase):

Infrastruktur:	Neue Kompressorstation Csanádpalota (2 x 4.5 MW)
Ziel & Kapazität:	Fluss HU <-> RO mit zusätzlicher Kapazität von 48,9 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2019

Ungarn (Zweite Phase):

Infrastruktur:	Neue Fernleitung Városföld – Ercsi – Győr (DN1000, 100 bar, 210 km) Neue Fernleitung Ercsi – Szazhalombatta (DN800, 63 bar, 11 km) Erweiterung der Kompressorstation Csanádpalota/Algyö (1 x 4.5 MW) Neue Kompressoreinheit Station Városföld (5,7 MW)
Ziel & Kapazität:	Fluss HU -> AT mit zusätzlicher Kapazität von 153 GWh/d Fluss AT -> HU mit zusätzlicher Kapazität von 25 GWh/d Fluss HU <-> RO mit zusätzlicher Kapazität von 76,5 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2024 (Quelle: GCA)

Rumänien (Erste und Zweite Phase):

Infrastruktur:	Neue Fernleitung Podișor — Horia (DN800, 63 bar, 528 km) 3 neue Kompressorstationen (Jupa, Bibești and Podișor)
Ziel & Kapazität:	Fluss HU -> RO mit zusätzlicher Kapazität von 76,5 GWh/d Fluss RO -> HU mit zusätzlicher Kapazität von 126,1 GWh/d Fluss RO -> BG mit zusätzlicher Kapazität von 29,3 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2022 (Baubeginn war 06/2018)

Infrastruktur:	Neue Fernleitung Schwarzes Meer – Podișor (DN1200/1000, 307 km)
Ziel & Kapazität:	Übernahme des Gases vom Schwarzen Meer
Inbetriebnahme:	Geplant 2020

Österreich (Erste Phase):

GCA 2015/05 Mosonmagyaróvár (Siehe auch Kapitel 6.4.4 für weitere Informationen)

Infrastruktur:	Adaption der Grenzübergabestation Mosonmagyaróvár Neue Verdichterstation auf der HAG
Ziel & Kapazität:	Fluss HU -> AT mit zusätzlicher Kapazität von 153,1 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2024 (Quelle: GCA)

PCI 6.25 Cluster Bulgarien – Rumänien – Ungarn – Slowakei

Dieser Cluster soll die existierende Gasinfrastruktur in den besagten Ländern an die Quellen des kaspischen Raumes (Kasachstan und Turkmenistan) über die Türkei (Trans Anatolia Natural Gas Pipeline TANAP) und Georgien (South-Caucasus Pipeline Future Expansion (SCPFX) anschließen und über ein Transitpotential von 20 Mrd. m³/Jahr im ersten Ausbauschnitt und 40 Mrd. m³/Jahr im zweiten Ausbauschnitt verfügen. Die TANAP ging bereits Mitte 2018 in Betrieb.

Dieses Projekt hat das Ziel die Versorgungssicherheit in Zentral-, West- und Südeuropa durch Diversifikation der Quellen zu erhöhen. Konkret würde dessen Kapazität 100% des gesamten Verbrauchs der Balkanstaaten abdecken sowie Händlern die Möglichkeit bieten die Balkanstaaten inkl. der Türkei von den Märkten NCG/Gaspool/CEGH aus via Baumgarten zu versorgen.

PCI 6.25.1 Pipeline-System von Bulgarien über Rumänien und Ungarn in die Slowakei („Eastring“)

Infrastruktur:	Neue Fernleitung: BG/TR - Veľké Kapušany (SK) (DN1400, 1029 km)
Ziel & Kapazität:	Fluss BG <-> RO <-> HU <-> SK mit einer zusätzlichen Kapazität von 570 GWh/d (1. Phase) bzw. 1140 GWh/d (2. Phase)
Inbetriebnahme:	Geplant 2012 bzw. 2025

PCI 6.26 Cluster Kroatien – Slowenien – Österreich

Dieser Cluster soll dazu dienen, neue Versorgungsrouten für Zentral- und Südosteuropa durch den Anschluss an das zukünftige LNG Terminal Krk in Kroatien herzustellen sowie an die zukünftige Ionic-Adriatic-Pipeline (IAP). Die IAP soll die Trans-Adriatic-Pipeline (TAP), welche ferner über die Türkei (TANAP) und Georgien (SCPFX) Quellen aus dem kaspischen Raum erschließen soll, mit dem kroatischen Fernleitungsnetz über Albanien und Montenegro verbinden. Deswegen würde dieser Cluster positiv zur Diversifikation von Quellen beitragen, sowie potentielle neue Transportwege nach Baumgarten ermöglichen.

Siehe auch Kapitel 5.1.2.3 für weitere Informationen

PCI 6.26.1. Interconnector Kroatien – Slowenien (Lučko - Zabok - Rogatec)

Infrastruktur:	Neue Fernleitung Lučko - Rogatec (DN700, 69 km)
Ziel & Kapazität:	Fluss HR <-> SI mit zusätzlicher Kapazität von 162 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2020

PCI 6.26.2 Verdichterstation Kidricevo (Zweite Phase)

Infrastruktur:	Erweiterung der Verdichterstation Kidricevo (30 MW)
Ziel & Kapazität:	Erhöhung der Kapazität und Ermöglichung bidirektionaler Flüsse
Inbetriebnahme:	Geplant 2020

PCI 6.26.3 Verdichterstation 2 und 3 im kroatischen Fernleitungsnetz

Infrastruktur:	Neue Verdichterstationen
Ziel & Kapazität:	Fluss LNG Terminal -> HR mit zusätzlicher Kapazität von 43,3 GWh/d Fluss HR -> HU mit zusätzlicher Kapazität von 43,3 GWh/d Fluss HU -> HR mit zusätzlicher Kapazität von 62,5 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2020 (Baubeginn voraussichtlich 2018) (Quelle: Plinacro http://www.plinacro.hr/default.aspx?id=984)

PCI 6.26.4 GCA 2015/08: Entry/Exit Murfeld (Siehe auch Kapitel 6.4.3.)

Infrastruktur:	Adaption der Stationen Murfeld und Weitendorf Neue Verdichterstation Murfeld Loop der Fernleitung „SOL“ und der grenzquerenden Leitung Murfeld - Cersak
Ziel & Kapazität:	Fluss AT -> SI mit zusätzlicher Kapazität von 53,7 GWh/d Fluss SI -> AT mit zusätzlicher Kapazität von 166,5 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2023 (Quelle: GCA)

PCI 6.26.5 Erweiterung des Übergabepunktes Murfeld/Ceršak (M1/3 Interconnection Ceršak)

Infrastruktur:	Adaption des Übergabepunktes in Slowenien (160m DN800 Rohrleitungen)
Ziel & Kapazität:	Fluss AT -> SI mit zusätzlicher Kapazität von 78,7 GWh/d Fluss SI -> AT mit zusätzlicher Kapazität von 165,0 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2020

PCI 6.26.6 Erweiterung des Übergabepunktes Rogatec (M1A/1 Interconnection Rogatec)

Infrastruktur:	Adaption des Übergabepunktes (4km DN800 Rohleitungen)
Ziel & Kapazität:	Fluss HR <-> SI mit zusätzlicher Kapazität von 165 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2020

3.4 Netzentwicklungsplanung der Nachbarländer

In diesem Kapitel wird ein kompakter Einblick in die Netzentwicklungsplanung der Länder Deutschland, Italien und Slowenien, mit dem Schwerpunkt auf relevante Projekte für Österreich, geboten. Die jeweiligen aktuellen Netzentwicklungspläne dieser Nachbarländer sind auf Englisch veröffentlicht.

Die aktuellen Netzentwicklungspläne der Nachbarländer Tschechien, Slowakei und Ungarn konnten nicht berücksichtigt werden, da diese Dokumente nur in den jeweiligen Landessprachen veröffentlicht wurden.

3.4.1 Deutschland

Quelle: Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Der Netzentwicklungsplan Gas ist seit ihrem Gründungsjahr 2012 ein inhaltlicher Schwerpunkt der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., dem Zusammenschluss der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, die diesen Plan ursprünglich jährlich, seit 2016 in jedem geraden Jahr, in enger Abstimmung mit der Bundesnetzagentur erarbeiten, um die künftig benötigten Transportkapazitäten für Erdgas zu ermitteln. Die Anforderungen an den Netzentwicklungsplan sind dabei im Energiewirtschaftsgesetz und in Anlehnung an den EU-weiten Netzentwicklungsplan festgelegt, woraus sich unter anderem der Planungshorizont von zehn Jahren ableitet. Die zunächst von den einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern zu erstellenden Ausarbeitungen führen in neun Phasen über eine Reihe von Konsultations- und Überarbeitungszyklen vom ersten Entwurf eines Szenariorahmens zum finalen Netzentwicklungsplan.

Im aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP 2018-2028) werden zwei Szenarien für die Entwicklung des deutschen Gasbedarfs betrachtet. Die beiden Szenarien gehen von einer Reduktion des gesamten Bedarfs von 11% bzw. 22% bis 2028 aus, wobei der Bedarf im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung), speziell im Kraftwerkseinsatz als konstant bzw. leicht steigend angenommen wird.

Die konventionelle Erdgasförderung wird bis zum Jahre 2028 mit einem starken Rückgang von 46% angenommen und die Biogaseinspeisungen werden nur mit einer geringfügigen Steigerung von 6% angenommen, wobei anzumerken ist, dass der Einfluss zukünftiger EEG-Reformen nicht berücksichtigt werden kann.

Dieser Szenariorahmen prognostiziert daher 2028 einen stagnierenden Importbedarf für Deutschland von 741 TWh bzw. 649 TWh.

Im Deutschland werden direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossene Gaskraftwerke, welche für die Aufrechterhaltung der Sicherheit und Stabilität des Übertragungsnetzes potenziell erforderlich sind, als systemrelevant bezeichnet. Diesen Kraftwerken wird zugrunde gelegt, dass deren Kapazität ein Einspeisepunkt (GÜP oder Speicherpunkt) zugeordnet wird und von dem es versorgt werden kann.

Folgende bestehende systemrelevante Gaskraftwerke werden in der Modellierung über Grenzübergangspunkten zu Österreich versorgt:

- | | |
|-------------------------------------|----------------------------------|
| ▶ Dampfkraftwerk BGH/01 (710 MWh/h) | GÜP Überackern 2 (SP Haidach) |
| ▶ KW Irsching (1.110 MWh/h) | GÜP Haiming 2 (SP 7Fields) |
| ▶ UPM Schongau (155 MWh/h) | GÜP Überackern ABG, Überackern 2 |

Folgende zukünftige Gaskraftwerke werden in der Modellierung über Grenzübergangspunkten zu Österreich versorgt:

- | | |
|-------------------------------------|----------------------------------|
| ▶ KW Zolling (1.840 MWh/h) | GÜP Überackern ABG, Überackern 2 |
| ▶ GuD Gundremmingen I (1.900 MWh/h) | ggf. GÜP Überackern |
| ▶ KW Gundelfingen (1.900 MWh/h) | ggf. GÜP Überackern |
| ▶ GuD Leipheim I (1.900 MWh/h) | ggf. GÜP Überackern |

Folgende zukünftige zusätzliche Speicherprojekte wurden angefragt und werden in der Modellierung mit Bezug zu Österreich berücksichtigt.

- | | |
|---------------------------------------|--------------------------------|
| ▶ 7Fields (Haiming 2-RAGES/bayernets) | Entry 648 MWh/h Exit 432 MWh/h |
| ▶ 7Fields (Haiming 2-RAGES/bayernets) | Entry 346 MWh/h Exit 230 MWh/h |

In Hinblick auf die Analyse der Unterbrechungen von unterbrechbarer Kapazität wurden im deutschen Netzentwicklungsplan 2018-2028 drei Punkte mit den höchsten historischen Unterbrechungen analysiert und Maßnahmen abgeleitet:

- ▶ Haiming 2 Exit & USP Haidach Exit
 - ▶ Verbinden das Marktgebiet NCG mit den österreichischen Speichern 7Fields und Nussdorf/Zagling bzw. Haidach.
 - ▶ Unterbrechungen aufgrund von temporären Engpassituationen in vorgelagerten Netzbereichen.
 - ▶ Die deutschen Fernleitungsbetreiber sehen aufgrund der getätigten Maßnahmen (MONACO 1 etc.) keinen Ausbaubedarf an diesem Grenzübergang.
- ▶ Oberkappel Exit:
 - ▶ Unterbrechungen aufgrund von Netzausbau- bzw. Revisionsmaßnahmen im vorgelagerten Netz.
 - ▶ Im deutschen Netzentwicklungsplan wird von einer zukünftigen Reduktion der Exit Leistung aufgrund der Erschließung anderer Routen (EUGAL, ROHUAT etc.) zur Speicherbefüllung im Sommer ausgegangen. In der im Jahr 2017 durchgeführten Analyse der Marktnachfrage gemäß NC CAM wurden keine zusätzlichen Bedarfe in Oberkappel eingemeldet. Es wird daher kein Ausbaubedarf angenommen.

Die für Österreich bedeutendste Infrastrukturmaßnahme im deutschen Netzentwicklungsplan (NEP 2018-2028) ist das Projekt Monaco 1. Das Projekt MONACO 1 ist das erste Teilstück eines Gesamtprojektes welches aus MONACO 1, MONACO 2 und SEL besteht:

- ▶ MONACO 1 Burghausen – Finsing bei München (DN 1200, 86,7 km, PN 100)
 - ▶ derzeit im Bau mit geplanter Inbetriebnahme 10/2018
- ▶ MONACO 2 Finsing – Amerding
 - ▶ Keine Bedarfsbestätigung, keine Weiterführung des Raumordnungsverfahrens
- ▶ SEL Amerding – Raum Mannheim
 - ▶ keine finale Investitionsentscheidung
- ▶ Weitere wichtige Anbindungsleitungen an MONACO 1: (Verbindung zur MEGAL)
 - ▶ Leitung Schwandorf-Forchheim (62 km): Inbetriebnahme 12/2017
 - ▶ Leitung Forchheim-Finsing (79 km): geplante Inbetriebnahme (12/2018)

Neben der Stärkung der Versorgungssicherheit im süddeutschen Raum hat die SEL ebenfalls das Potenzial die Transportkapazität Richtung Österreich zu stärken. Darüber hinaus kann bereits durch die Inbetriebnahme vom ersten Teilstück MONACO 1 die Diversifikation von Transportrouten gestärkt werden und somit den Marktteilnehmern neue Möglichkeiten geboten werden Gas zwischen den virtuellen Handelspunkten NCG und CEGH zu transportieren. Zudem könnten durch einen entsprechenden Ausbau der grenzquerenden Kapazitäten die potenten Speicher im Grenzgebiet zwischen Deutschland und Österreich im Raum Überackern einen weiteren Beitrag zur Stärkung der Versorgungssicherheit leisten.

Speziell für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg von Bedeutung ist die Kapazitätseinschränkung (ca. 50% am GÜP Wallbach) auf der TENP I aufgrund von Korrosionsschäden an einem der beiden Leitungsstränge. Diese Einschränkung wurde bis 30. September 2020 verlängert. Darüber hinaus werden derzeit weitere Untersuchungen zur Integrität der Leitung durchgeführt und abgeleitete Maßnahmen durchgeführt. Für den theoretischen Fall, dass die Kapazitätseinschränkung weiter über den genannten Stichtag hinaus andauert, wurde ein Versorgungssicherheitsszenario TENP I um die zukünftigen Bedarfe in Baden-Württemberg und folglich im MG Vorarlberg sicher decken zu können im deutschen NEP 2018-2028 dargestellt.

Außerdem für Österreich relevant ist der Neubau der Ferngasleitung EUGAL (DN 1400, 480 km, PN 100). Diese Leitung verbindet die Erdgasempfangsstation der Nordstream Pipeline Lubmin II mit dem tschechischen Netzgebiet. Die Inbetriebnahme des ersten Stranges ist für Dezember 2019 geplant.

3.4.2 Slowenien

Quelle: TEN-YEAR GAS TRANSMISSION NETWORK DEVELOPMENT PLAN FOR THE 2018 – 2027 PERIOD

Der slowenische Netzentwicklungsplan wird mit einem Planungsrahmen von 10 Jahren jährlich vom slowenischen Fernleitungsnetzbetreiber Plinovodi erstellt. Dieser Netzentwicklungsplan

hat das Ziel die relevanten Infrastrukturentwicklungen auf Fernleitungsebene aufzuzeigen, alle getätigten und zukünftigen Investitionen der nächsten 3 Jahre darzustellen sowie einen Zeitplan für alle Investitionsprojekte abzubilden. Dieser Plan baut auf bestehendem und zukünftigem Bedarf des Marktes sowie dessen gesicherter Versorgung mittels effizienter Maßnahmen auf. Der slowenische Netzentwicklungsplan wird schlussendlich von der nationalen Regulierungsbehörde sowie von relevanten Stakeholdern konsultiert.

Der Gasmarkt in Slowenien wird fast ausschließlich vom vorgelagerten österreichischen Netz versorgt. In den vergangenen 10 Jahren ist mehr als 90% des slowenischen Inlandsverbrauches und des Exports nach Kroatien über den Grenzübergabepunkt Murfeld/Cersak bezogen worden. Aus diesem Grund verfügt Slowenien derzeit über ein n-1 Sicherheitskriterium von 57%, welches aber durch zukünftige Ausbaumaßnahmen verbessert wird. 2016 wurde der Grenzübergabepunkt Murfeld/Cersak im Monatsdurchschnitt zu 45% ausgelastet.

Bezogen auf den prognostizierten Inlandsverbrauch und die gebuchte Kapazität in Slowenien, wird ein zusätzlicher Bedarf von 20-30% in den nächsten 10 Jahren, durch die Inbetriebnahme eines neuen Gaskraftwerkes 2020, erwartet. Außerdem wird geschätzt, dass sich die Kapazitätsbuchungen in Murfeld/Cersak 2019 um ca. 10.000 kWh pro Tag erhöhen werden.

Das wichtigste Infrastrukturprojekt in Slowenien, welches direkt Österreich betrifft ist das PCI Projekt „Cluster-Kroatien-Slowenien-Österreich“. Dieses Projekt wird genauer in Kapitel 3.3.2 und 5.1.2.3 beschrieben.

Ein weiteres für Österreich relevantes Projekt ist das PCI Projekt 6.23 „Ungarn-Slowenien-Interconnector“ mit voraussichtlicher Inbetriebnahme 2023 (Inbetriebnahme: Quelle GCA 2023; NEP Slowenien 2020). Dieses Vorhaben wird den slowenischen und ungarischen Gasmarkt miteinander verbinden und sorgt dadurch für die Anbindung Sloweniens an die ungarischen Gasspeicher. Da Slowenien selbst über keine Inlandsgasspeicherinfrastruktur verfügt, könnte diese neue Anbindung eine zusätzliche Konkurrenz für österreichischen Gasspeicherbetreiber, welche über Kunden im slowenischen Markt verfügen, darstellen.

3.4.3 Italien

Quelle: [Ten-year development plan of the natural gas transmission network 2017 – 2026](#)

Der italienische Netzentwicklungsplan wird jährlich über einen Planungszeitraum von 10 Jahren vom italienischen Fernleitungsnetzbetreiber Snam Rete Gas gemäß Europäischer Richtlinie 2008/73/EC, Verordnung 715/2009 und 994/2010² erstellt. Dieser Plan beinhaltet die wichtigsten Infrastrukturentwicklungen des nationalen und regionalen Fernleitungsnetzwerks der Snam Rete Gas. Die Ergebnisse stehen im Einklang mit der europäischen und italienischen Legislative und den jeweiligen regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der nationalen

² Die Verordnung EU 994/2010 wurde durch die Verordnung EU 2017/1938 ersetzt.

Energiestrategie Italiens, dem ENTSOG TYNDP, relevanten Stakeholdern und dem Mutterkonzern Snam.

Der italienische Markt ist stark mit dem der österreichischen Fernleitungsinfrastruktur verbunden. Es werden knapp 50% der gesamten italienischen Gasimporte über Österreich, speziell über den Grenzübergabepunkt Tarvisio/Arnoldstein abgewickelt.

Betrachtet man den italienischen Erdgasverbrauch in den letzten drei Jahren, so kann man eine leichte Steigerung von ca. 5% erkennen. In der konservativen Betrachtung wird der prognostizierte Verbrauch im Planungszeitraum als mehr oder weniger konstant angenommen. Im optimistischen Szenario wird von einer Steigerung von bis zu 18% im Jahr 2035 ausgegangen. Auffallend ist, dass in beiden Szenarien eine signifikante Steigerung des Verbrauchs im Transportsektor erwartet wird. Der Anteil an Biogas am Gesamtverbrauch in Italien zur Erreichung der europäischen Klimaziele wird mit einer Steigerung von 4 Mrd. m³ im Jahre 2026 bzw. auf 10,4 Mrd. m³ 2035 prognostiziert. Diese Erhöhung entspricht einem Anteil von 12% des zukünftigen Bedarfs.

Gemäß der italienischen nationalen Energiestrategie ([SEN](#)) soll die Speicherkapazität in den nächsten Jahren ausgebaut werden, um den Anteil sowie die Flexibilität der Versorgung während Spitzenlastzeiten und/oder Versorgungsunterbrechungen zu erhöhen. Derzeit werden die Speicher Fiume, Treste, Minerbio, Ripalta und Settala ausgebaut. Darüber hinaus sind Neuerrichtungen in Umsetzung bzw. Genehmigung. Diese Vorhaben könnten eine zusätzliche Konkurrenz für österreichischen Gasspeicherbetreiber, welche über Kunden im italienischen Markt verfügen, darstellen.

Das größte Gasinfrastrukturprojekt in Italien stellt derzeit die Anbindung an die Trans-Adriatic-Pipeline (TAP) dar. Diese Anbindung soll neue Transporte (min. 10 Mrd. m³/Jahr) aus dem kaspischen Raum über Georgien, Türkei, Griechenland und Albanien nach Lecce in Apulien ermöglichen. Die 878 km lange Fernleitung durch Griechenland und Albanien ist derzeit im Bau und bereits zu zwei Drittel fertiggestellt. Um diese zusätzlichen Gasmengen ableiten zu können ist des Weiteren eine neue Nord-Süd-Fernleitung „Adriatica Pipeline“ (Minerbio – Sulmona, DN1200, ca. 470km) und eine neue Kompressorstation (ca. 33MW) in Planung. Die Inbetriebnahme ist 2024 geplant. Dieser neue Korridor könnte eine Konkurrenz zu bereits bestehenden und genutzten Routen über Österreich darstellen.

Im Gegensatz dazu, wird das Projekt „Importentwicklungen von Nordosten“ mit voraussichtlichem Umsetzungszeitpunkt 2034 im Netzentwicklungsplan dargestellt. Dieses Projekt beinhaltet den Bau einer neuen Fernleitung (DN1400 ca. 120km) zwischen Bordano und Istrana parallel zur derzeitigen Trasse im Nordosten Italiens. Dieses Vorhaben hat zum Ziel einerseits die Ableitkapazität aus Arnoldstein/Tarvisio zu erhöhen und andererseits soll eine zusätzliche Fernleitung (DN1050, 15km) nach Slowenien (Gorizia) die Verbindung zum zukünftigen LNG Terminal Krk in Kroatien herstellen.

3.5 Langfristige Planung 2018

Parallel zum Koordinierten Netzentwicklungsplan erstellt AGGM als Verteilergiebtsmanager die Langfristige Planung für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich.

Generelles Ziel der Langfristigen Planung ist es, im Verteilergbiet entsprechende Transportkapazitäten sicherzustellen, damit sowohl die Endkunden versorgt werden können als auch die Transportanforderungen der Speicher und Produzenten sichergestellt werden können.

Der Bedarf der Endkunden wird anhand von 3 Absatzszenarien analysiert, wobei zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung und zwei unterschiedliche Entwicklungen der sonstigen Endkunden miteinander kombiniert wurden.

Jedes der drei Absatzszenarien wird einerseits mit der maximal möglichen Stundenleistung als auch mit dem zu erwartenden Jahresabsatz (bei einem Winter mit ca. 3000 Heizgradtagen) beschrieben. Die maximal mögliche Stundenleistung wird als Auslegungsbasis für die Verteilernetzinfrastruktur herangezogen. D.h. die Infrastruktur muss so ausgelegt sein, dass die maximal mögliche Stundenleistung sicher transportiert werden kann.

Abbildung 12: Darstellung der Absatzszenarien im Verteilergbiet

		Entwicklung der Gaskraftwerksleistung	
		Stagnation auf Status Quo 6/2018	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: AGGM, LFP 2018

Im Februar 2012 wurde der absolute Spitzenabsatz im Verteilergbiet Ost in der Höhe von 2.386 kNm³/h gemessen. Der hohe Gasabsatz ist sowohl auf die langanhaltende Kälteperiode als auch auf die hohe Stromproduktion zurückzuführen. Ein annähernd so hoher Absatz wurde im Jänner 2017 (Clearingwerte: 2.233 kNm³/h) verzeichnet. Der im Februar 2012 gemessene historische Spitzenabsatz wird als Ausgangsbasis für die Absatzszenarien der LFP 2018 herangezogen.

In Abbildung 13 ist die IST Leistung und die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung im Verteilergbiet Ost in der Zeit von 2004 bis 2028 dargestellt. Wobei für die Zukunft die maximal mögliche Stundenleistung für die drei definierten Szenarien dargestellt ist.

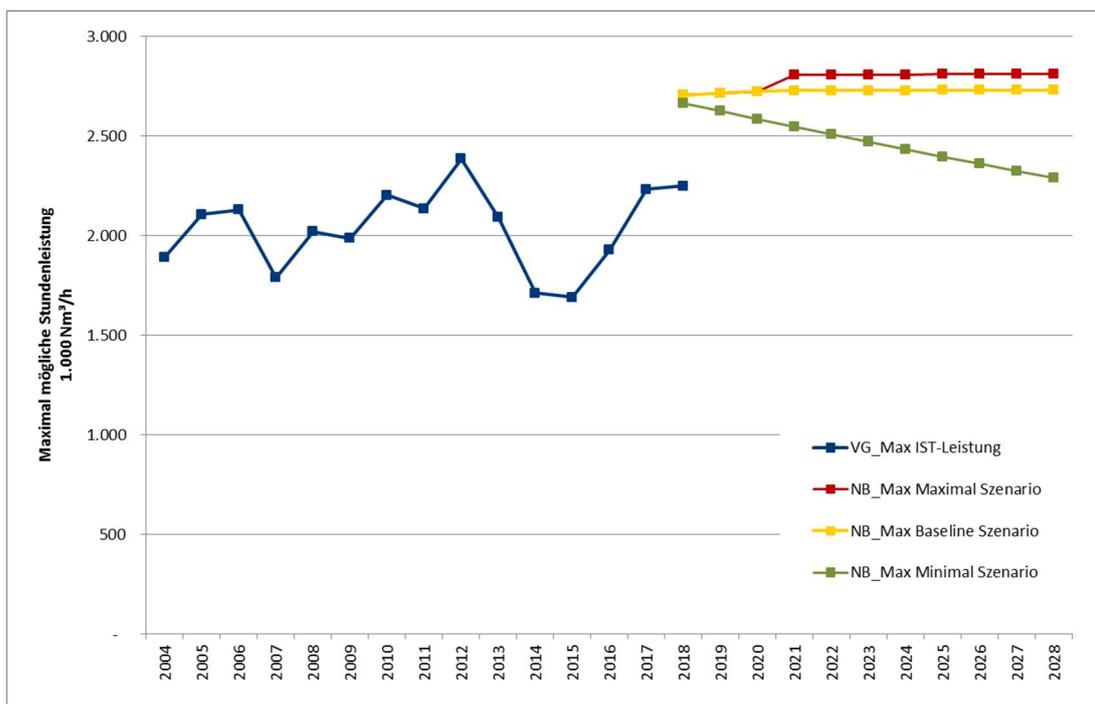
Die in Abbildung 13 dargestellte IST Leistung und die zukünftige maximal mögliche Stundenleistung beruhen auf unterschiedlichen methodischen Betrachtungen. Die im Diagramm dargestellte IST Leistung ist der historische gemessene gleichzeitige Gasabsatz im Verteilergbiet Ost (VG_MAX). Bei der zukünftigen maximal möglichen Stundenleistung wird der maximal erwartete gleichzeitige Leistungsbedarf dargestellt, welcher sich aus der Summe der maximal erwarteten Leistungen je Verteilernetzgebiet zusammensetzt (NB_MAX).

Für die hydraulischen Berechnungen zur Netzauslegung über das gesamte Verteilernetz wird der NB_MAX Wert der maximal möglichen Stundenleistung herangezogen.

In der LFP 2018 liegt die maximale mögliche Stundenleistung im Maximalszenario nahe am Baselineszenario. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in der LFP 2018 im Maximalszenario nur noch ein zusätzliches Gaskraftwerk berücksichtigt wird.

In Summe gehen die Netzbetreiber von einer stagnierenden maximal möglichen Stundenleistung in den nächsten 10 Jahren aus

Abbildung 13: Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, LFP 2018

3.6 Vorfall in Baumgarten im Dezember 2017

Am 12.12.2017 hat es in der Station Baumgarten einen Vorfall gegeben, der eine Gasexplosion und einen Brand zur Folge hatte. Als sofortige Reaktion wurde der gesamte Gasknoten „notabgeschaltet“. Dies hatte die Einstellung sämtlicher Gasflüsse zur Folge, sprich die Überspeisung in das Verteilgebiet, die Transporte der WAG und die Transporte der TAG nach Italien mussten temporär eingestellt werden. Die Versorgung des Verteilgebietes erfolgte nach dem Zwischenfall vor allem aus den Speichern, die Inselversorgungen entlang der WAG und TAG konnten aus dem Linepack der Fernleitungen versorgt werden. In Italien wurde unmittelbar der Energie-Notstand ausgerufen.

Bereits nach ca. 11 Stunden wurde die Fernleitungsinfrastruktur der WAG und TAG in Baumgarten wieder in Betrieb genommen. Die direkte Verbindung der Station Baumgarten (Ein- und Ausspeisungen) mit dem Verteilgebiet blieb bis 13.3.2018 unterbrochen. Dennoch konnte auch aufgrund der gut ausgebauten Speicherkapazitäten im Marktgebiet Ost die Versorgung aller Endkunden ohne Einschränkung aufrechterhalten werden.

Durch die Gasexplosion, den Brand und die anschließenden Löscharbeiten wurden zahlreiche Anlagenteile beschädigt. Der größte Schaden entstand an der Verteilgebietsinfrastruktur des Gasknotens. Siehe auch Kapitel 4.16 „Wiederherstellung der Station Baumgarten nach dem Zwischenfall“ der Langfristigen Planung 2018.

Die Wiederherstellung der beschädigten Anlagenteile der Gas Connect Austria Fernleitungsinfrastruktur ist im Projekt GCA 2018/E1 Vorfall Baumgarten dargestellt (siehe Anhang 1).

3.7 Bescheidaufgabe aus dem KNEP 2017

Im Bescheid V KNEP G 01/17 vom 19.01.2018 wurden die FNB unter dem Artikel 2a. aufgefordert, vor der finalen Investitionsentscheidung oder bei Planungsprojekten spätestens im KNEP 2019, die geplanten Maßnahmen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Effizienz zu optimieren und dies der Behörde nachzuweisen, um die Kosten mancher Projekte zu senken und somit deren Wirtschaftlichkeit verbessern zu können. Die Analyse muss auch mögliche grenzüberschreitende Optimierungsvarianten berücksichtigen.

Des Weiteren wurden unter dem Artikel 2 des Bescheides der Marktgebietsmanager und die Fernleitungsnetzbetreiber in Koordination aufgefordert, bis zur Erstellung des KNEPs 2018 eine Untersuchung zu Optimierungsmöglichkeiten vorhandener Infrastruktur durch zusätzliche Anbindungen des Verteilernetzes an das Fernleitungsnetz anzustellen. Die vorliegenden Ergebnisse zu diesen Untersuchungen werden in einem separaten Dokument behandelt und E-Control gesondert präsentiert.

3.8 Fertiggestellte Projekte aus dem KNEP 2017

Die in Tabelle 3 aufgelisteten Projekte wurden im KNEP 2016 und KNEP 2017 genehmigt und innerhalb der letzten Planungsperiode umgesetzt. Diese Projekte werden im KNEP 2018 nicht mehr als Projekt geführt.

Tabelle 3: Umgesetzte Projekte in der letzten Planungsperiode (8/2017 bis 8/2018).

Projektart*	Projektträger	Projektnr.	Projektname
K	TAG	2016/02	AZ1 additional entry and connection with BOP 13
E	TAG	2016/R07	DLE 1.5 + holes PT module RC500 in CS Ruden
E	TAG	2016/R08	Generalsanierung Schieberstationen Orth / Kalndorf / Finkenstein 1
E	TAG	2016/R10	Erneuerung Niederspannung Schaltanlage, CS-Grafendorf
E	TAG	2017/R10	Sec.3: Replacement of TAG I damaged Insulation
E	TAG	2017/R11	Sec.1: Refurbishment Sec Ball Valve SS1 (Orth)
E	TAG	2017/R12	CS-E: Repl. Insulation Joint Loop 2

*) K – Projekt für zusätzliche Kapazitäten; E - Ersatzinvestitionsprojekt

Quelle: GCA, TAG, AGGM; 2018

3.9 Energiezukunft

Initiative Greening the Gas

Die Initiative Greening the Gas sieht im Energieträger Gas einen Schlüsselfaktor in der österreichischen Energiezukunft.

Als Ersatz für konventionelles Erdgas sollen Biogas und synthetische Gase einen deutlichen Beitrag zur Umsetzung der Umwelt und Klimastrategie leisten.

Biogas wird aus Abfällen aus Landwirtschaft, Haushalten und der Lebensmittelindustrie gewonnen. Derzeit wird ein Großteil der Biogasproduktion (mindereffizient) verstromt. Zukünftig sollen deutlich höhere Mengen direkt in das Gasnetz eingespeist werden. Ziel ist es, bis 2025 ca. 350 Mio. Nm³/h und bis 2030 ca. 600 Mio. Nm³/h Biogas direkt in das Gasnetz einzuspeisen.

Synthetische Gase sollen vor allem aus der Überproduktion von Strom aus Windparks, Solaranlagen und Wasserkraftwerken bereitgestellt werden. Es besteht die Möglichkeit in einem ersten Schritt mithilfe der Elektrolyse Wasserstoff herzustellen. Wasserstoff kann entweder direkt in das Gasnetz eingespeist werden oder in einem zweiten Schritt mit CO₂ zu Methan umgewandelt werden, welches ebenfalls in das Gasnetz eingespeist werden kann.

Das Gasnetz, welches einen effizienten Transport von Energie erlaubt, spielt in der Energiezukunft eine große Rolle.

Ebenfalls können die Erdgasspeicher genutzt werden, die eine Speicherung von Energie in einem größeren Ausmaß ermöglichen.

Sektorkopplung

Als ein zentrales Element der „Mission 2030“ wird Energie als ein Gesamtsystem gesehen, indem zukünftig deutlich mehr Wechselwirkungen der einzelnen Energieträger stattfinden werden. So wird auch zukünftig Gas zu den Gaskraftwerken transportiert und dort Strom erzeugt werden. Vermehrt sollen jedoch aus Stromüberproduktionen aus erneuerbaren Energiequellen (Wind, Sonne, Wasser) synthetische Gase erzeugt werden, die in das Gasnetz eingespeist und dort transportiert und gespeichert werden.

Bereits jetzt werden die Strom- und Gasnetzplanungen aufeinander abgestimmt. Zukünftig werden jedoch noch höhere Anforderungen an die Planung gestellt werden. Die Kopplung der einzelnen Energieträger in der Planung und Steuerung wird an Bedeutung gewinnen.

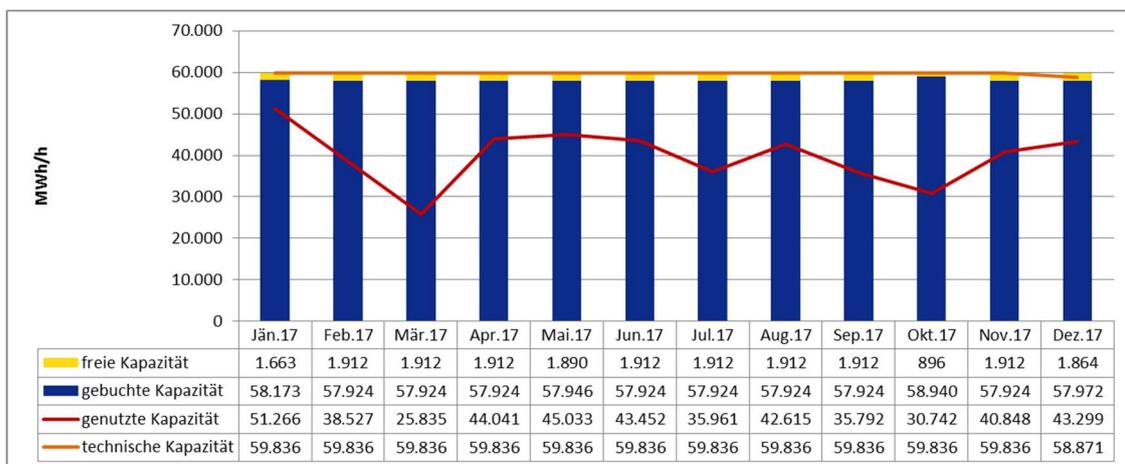
4 Kapazitätsbedarf

4.1 Kapazitätsbuchung und Kapazitätsnutzung – Statusbericht für 2017

In den Abbildung 14 bis Abbildung 24 sind pro Punkt und Richtung gemäß genehmigtem Kapazitätsberechnungsmodell die technischen, die freien, die gebuchten und die genutzten Kapazitäten von 01.01.2017 – 31.12.2017 zur Übersicht dargestellt.

Etwaige Schwankungen in der technischen Kapazität sind auf kapazitätseinschränkende Wartungsarbeiten zurückzuführen. Die aktuellen Wartungsarbeitspläne der Fernleitungsnetzbetreiber finden Sie auf der Website der GCA unter folgendem [Link](#) und auf der Website der TAG GmbH unter diesem [Link](#).

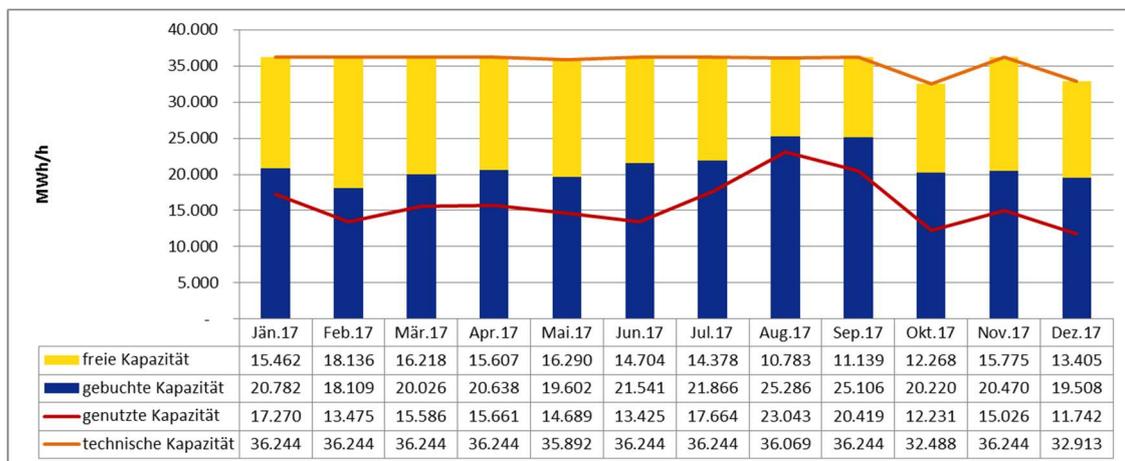
Abbildung 14: TAG - Einspeisepunkt Baumgarten



Quelle: TAG GmbH

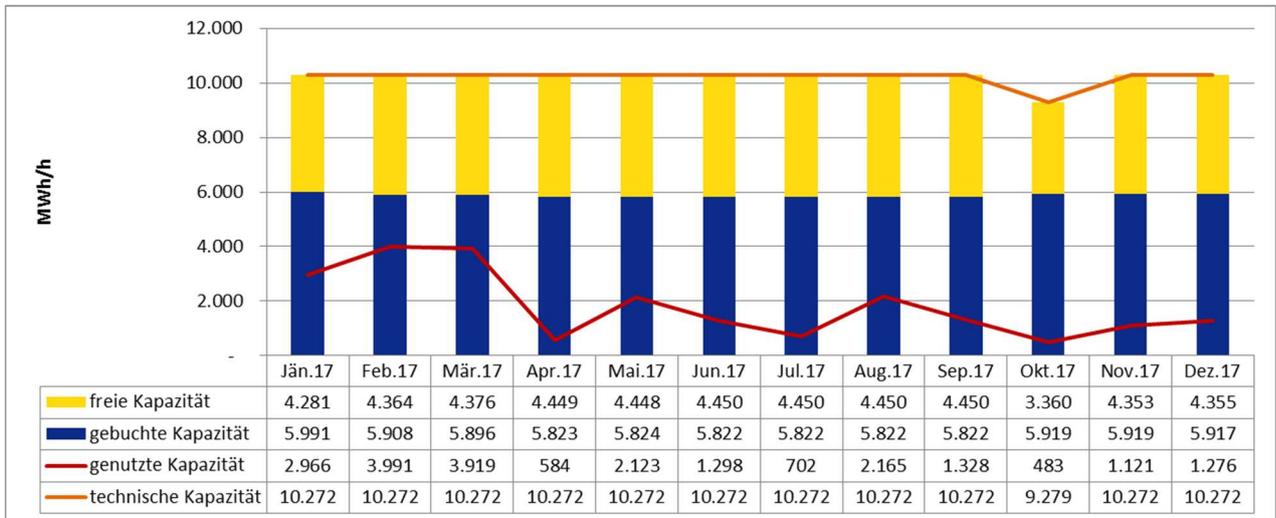
Abbildung 15: GCA - Einspeisepunkt Baumgarten

Entry Baumgarten GCA und Entry Baumgarten WAG wurden aggregiert dargestellt.



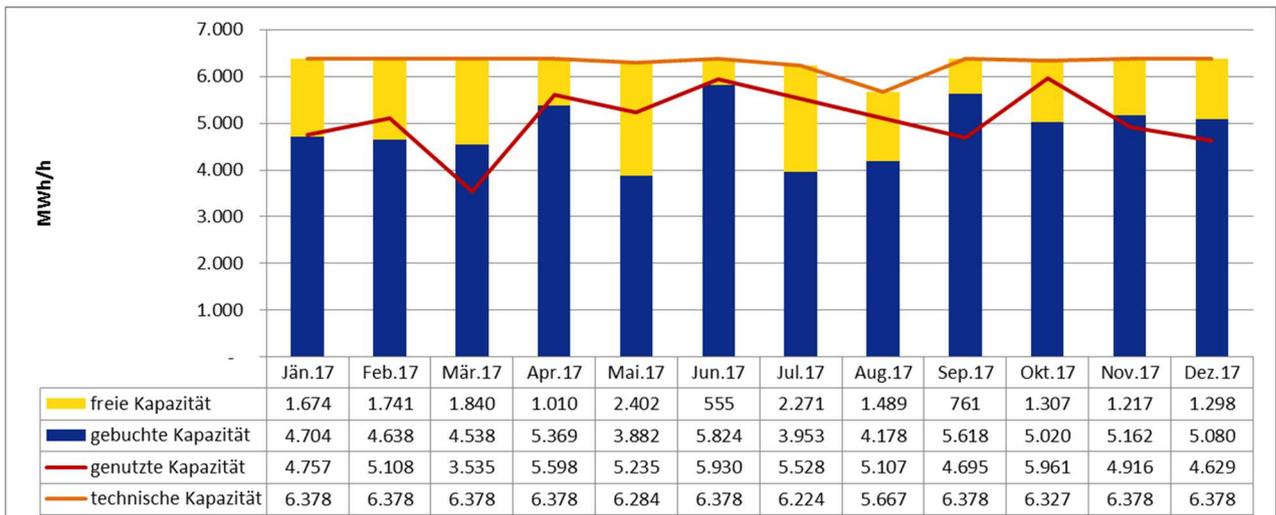
Quelle: GCA

Abbildung 16: GCA – Ausspeisepunkt Baumgarten



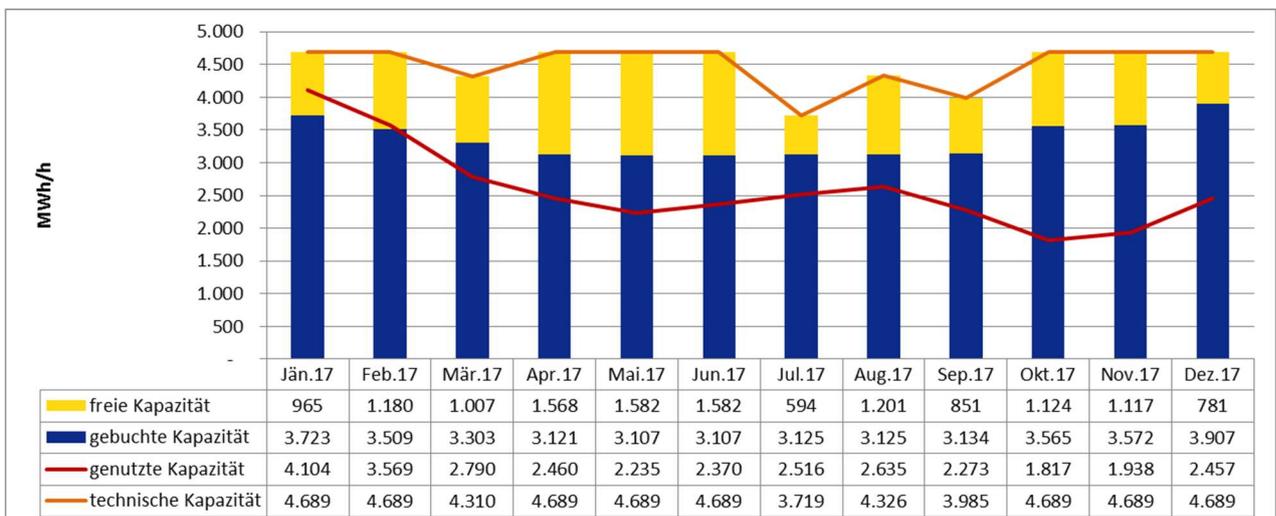
Quelle: GCA

Abbildung 17: GCA – Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár



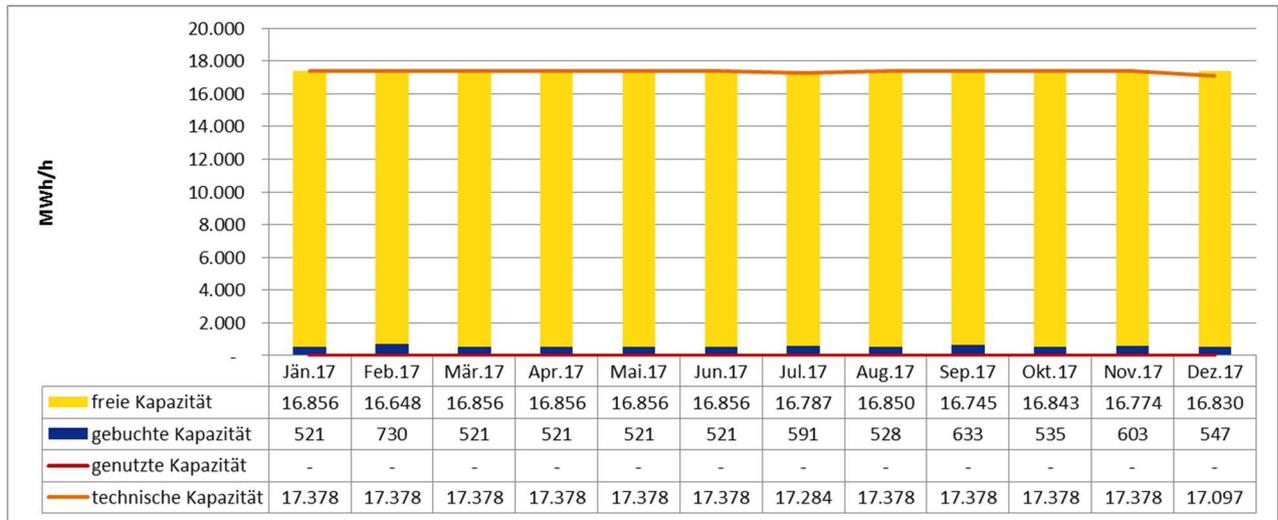
Quelle: GCA

Abbildung 18: GCA – Ausspeisepunkt Murfeld



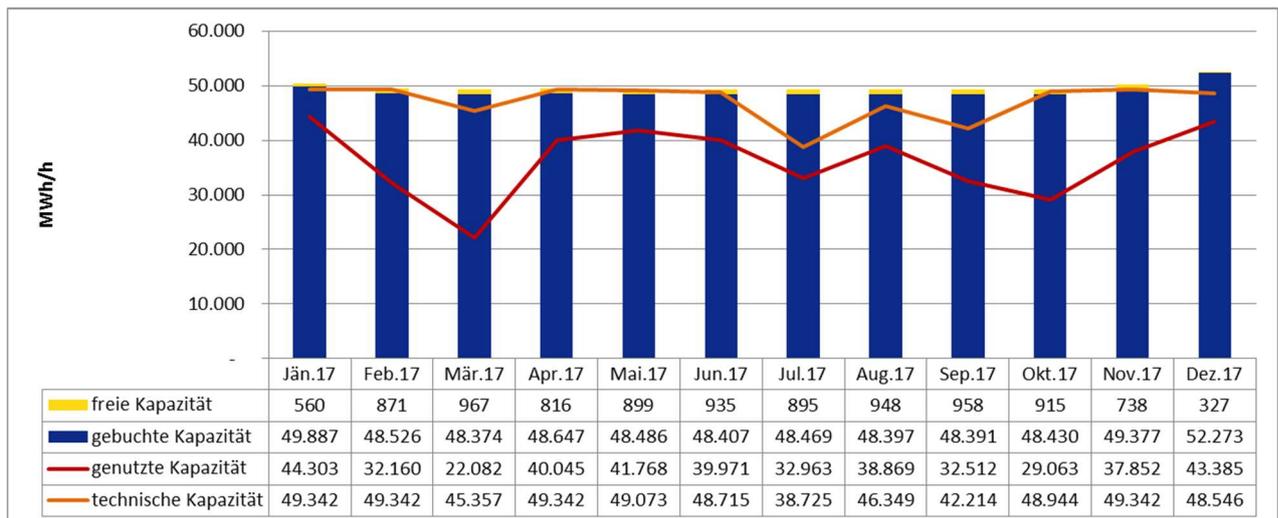
Quelle: GCA

Abbildung 19: TAG – Einspeisepunkt Arnoldstein



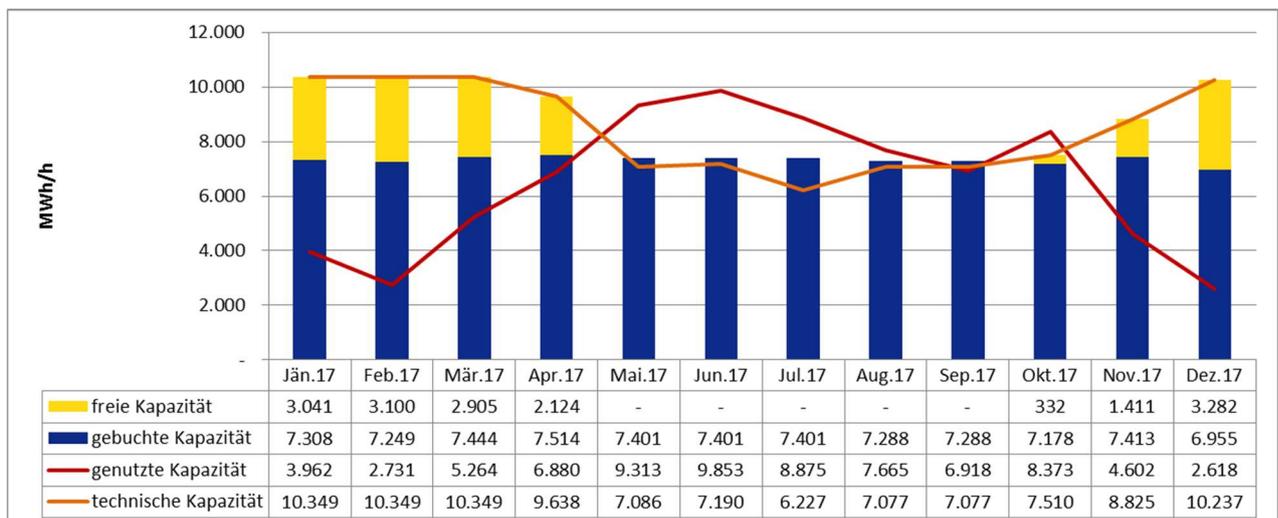
Quelle: TAG GmbH

Abbildung 20: TAG – Ausspeisepunkt Arnoldstein



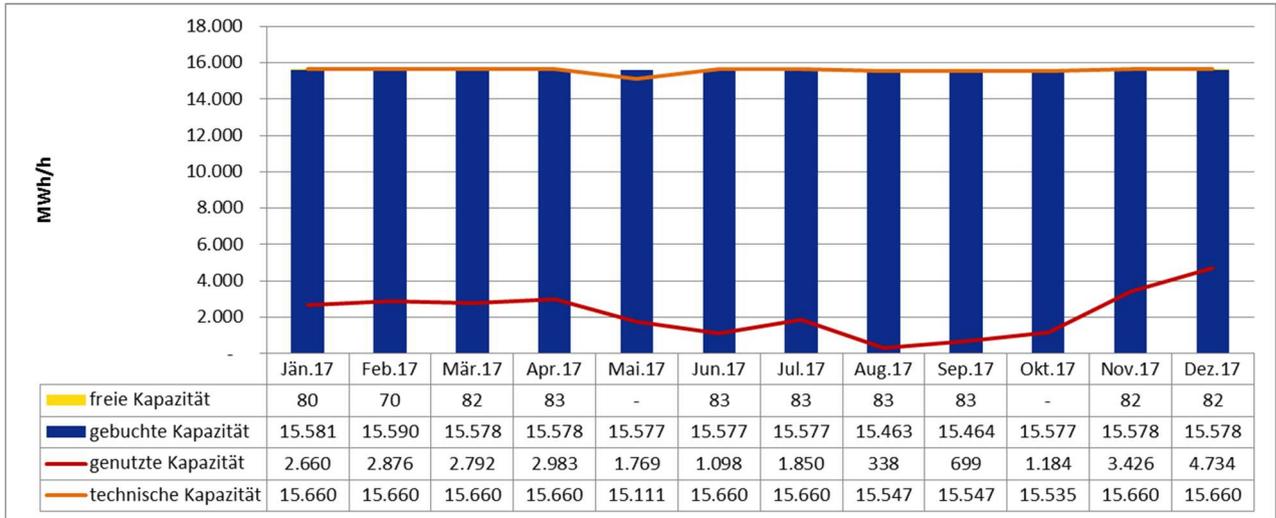
Quelle: TAG GmbH

Abbildung 21: GCA – Einspeisepunkt Oberkappel



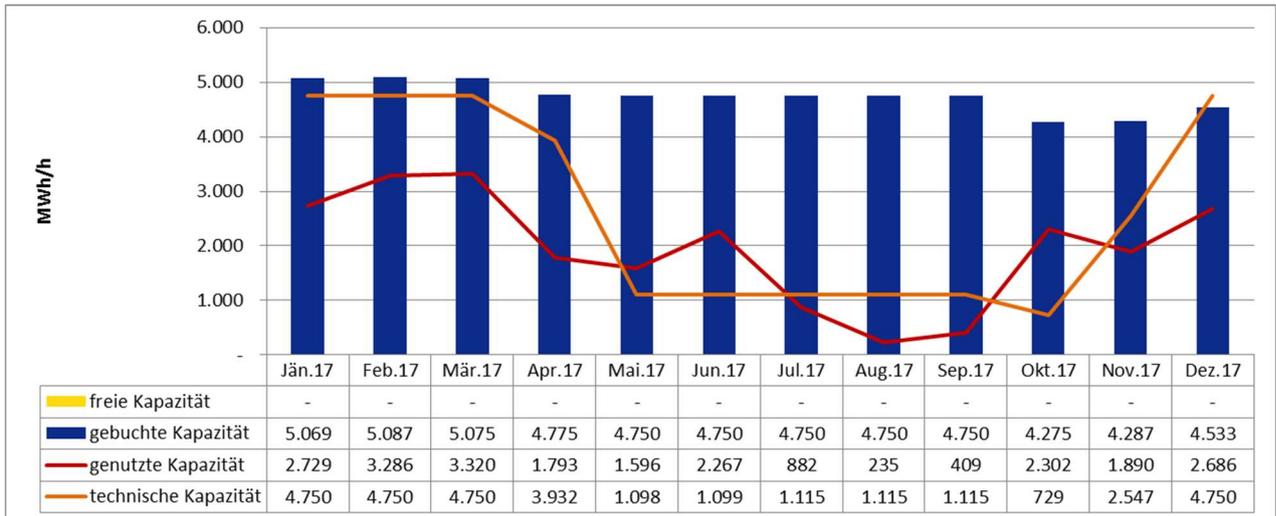
Quelle: GCA

Abbildung 22: GCA – Ausspeisepunkt Oberkappel



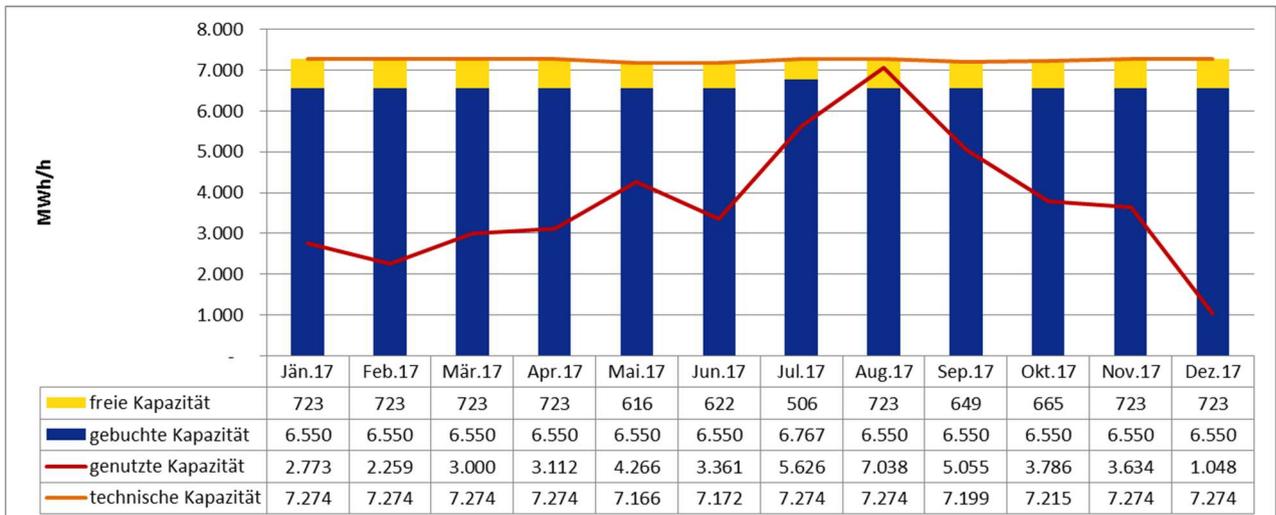
Quelle: GCA

Abbildung 23: GCA – Einspeisepunkt Überacker ABG/SUDAL



Quelle: GCA

Abbildung 24: GCA – Ausspeisepunkt Überacker ABG/SUDAL



Quelle: GCA

Die Reduktion der technischen Kapazität am Einspeisepunkt Oberkappel und Überackern zwischen Mai und Oktober 2017 ist auf die Außerbetriebnahme und den Neubau von Anlagenteilen in Baumgarten zurückzuführen. In diesem Zeitraum stand nur eine geringere Verbindungskapazität zwischen WAG und TAG zur Verfügung.

4.2 Kapazitätsszenario für den KNEP 2018

4.2.1 Eingemeldete Kapazitätsbedarfe

Die österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber nehmen unverbindliche zusätzliche Kapazitätsbedarfe entgegen und bringen diese in den nächsten KNEP Planungsprozess ein. Ihren gesetzlichen Verpflichtungen entsprechend haben TAG GmbH und GCA das Ende der unverbindlichen Kapazitätsdatenerhebung auf ihrer Webseite³ veröffentlicht, wobei die Einmeldung von neuen/zusätzlichen Kapazitätsbedarfen sowie von potenziellen neuen Projekten bei beiden Fernleitungsnetzbetreibern ganzjährig möglich ist. Alle unverbindlichen Kapazitätsbedarfe die bis zum 4. Juli 2018 eingebracht wurden, wurden im KNEP 2018 berücksichtigt und sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Eingebrachte unverbindliche Kapazitätsbedarfe von Netzbenutzern

Jahr	Bis 1.6.2017			von 1.6.2017 bis 4.7.2018
	Entry Mosonmagyaróvár [MW]	Entry Verteilergesamt [MW]	Exit Verteilergesamt [MW]	Entry Baumgarten GCA [MW]
2019	4.737	6.714	56	—
2020	4.737	6.714	56	—
2021	4.737	6.714	56	—
2022	4.737	6.714	56	4.644
2023	4.737	6.714	56	4.644
2024	4.737	6.714	56	4.644
2025	4.737	6.714	56	4.644
2026	4.737	6.714	56	4.644
2027	4.737	6.714	56	4.644
2028	4.737	6.714	56	4.644

Quelle: AGGM, GCA, TAGG; 2018

Zusätzlich zu den von Netzbenutzern eingebrachten unverbindlichen Kapazitätsbedarfen haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine Projektdatenerhebung durchgeführt in denen

³ GCA: <https://www.gasconnect.at/netzinformationen/netzentwicklung/netzentwicklungsplanung/#collapse789>

TAGG: <https://www.taggbh.at/fuer-netzbenutzer/netzentwicklungsplan-nep/marktbefragungen/>

Projektsponsoren die Möglichkeit hatten ihre Projekte und die sich daraus ergebenden Kapazitätsanforderungen an das österreichische Fernleitungsnetz bekannt zu geben.

4.2.2 Resultierendes Kapazitätsszenario

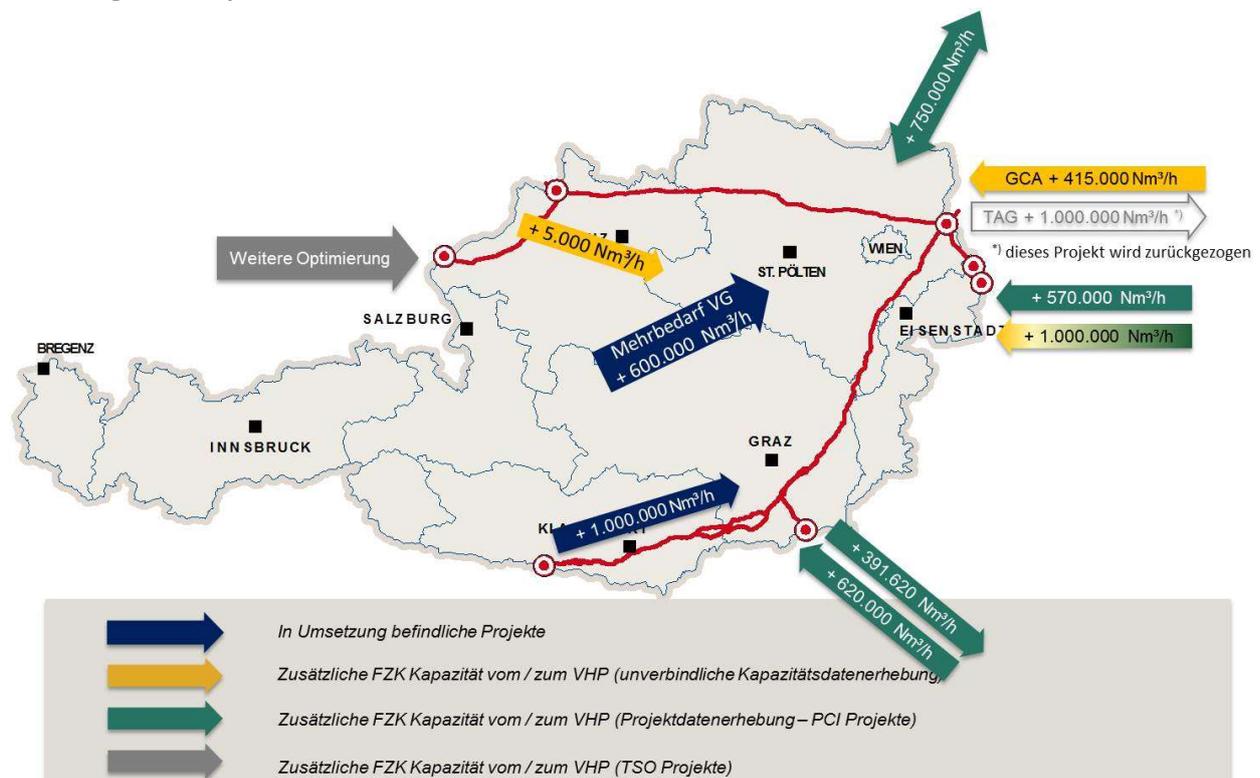
Der Marktgebietsmanager hat gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern die übermittelten Bedarfe aggregiert und das Kapazitätsszenario für den KNEP 2018 zusammengestellt. Das Kapazitätsszenario ist in Abbildung 25 dargestellt.

Es werden 4 Kategorien an Kapazitätsbedarfen unterschieden:

- Kapazitätsbedarfe aus der unverbindlichen Kapazitätsdatenerhebung: Diese Kapazitätsbedarfe wurden von den Netzbenutzern eingebracht und sind in Abbildung 25 gelb dargestellt.
- Kapazitätsbedarfe aus der Projektdatenerhebung inkl. PCI. Diese Kapazitätsbedarfe sind in Abbildung 25 grün dargestellt.
- Kapazitätsbedarfe, die bereits früher eingemeldet wurden, und die derzeit realisiert werden. Diese Kapazitätsbedarfe sind in Abbildung 25 blau dargestellt.
- Kapazitätsbedarfe die von den Fernleitungsnetzbetreibern selbst bzw. aufgrund von Behördenauflagen geplant werden. Diese Kapazitätsbedarfe sind in Abbildung 25 grau dargestellt.

Das Kapazitätsszenario wurde E-Control Austria am 12.07.2018 vorgelegt und von E-Control Austria angenommen.

Abbildung 25: Kapazitätsszenario

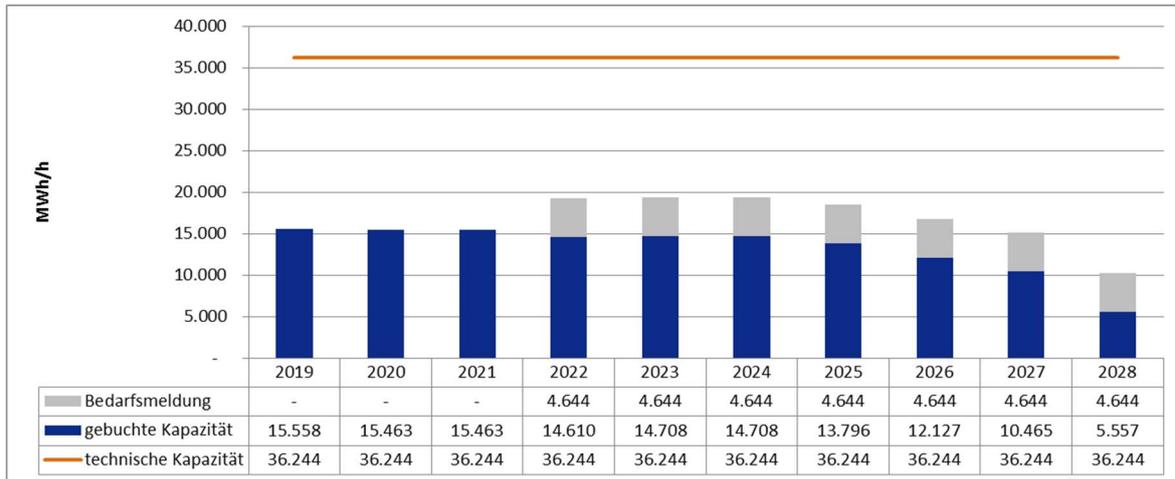


Quelle: AGGM, GCA, TAGG; 2018

4.2.3 Gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe je Ein- Ausspeisepunkt in den Jahren 2019 bis 2028

In den folgenden Abbildungen sind für jeden Ein- Ausspeisepunkt die gebuchten Kapazitäten und die Kapazitätsbedarfe aus dem Kapazitätsszenario des KNEP 2018 für die Jahre 2019 bis 2028 dargestellt.

Abbildung 26: Entry Baumgarten GCA, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028

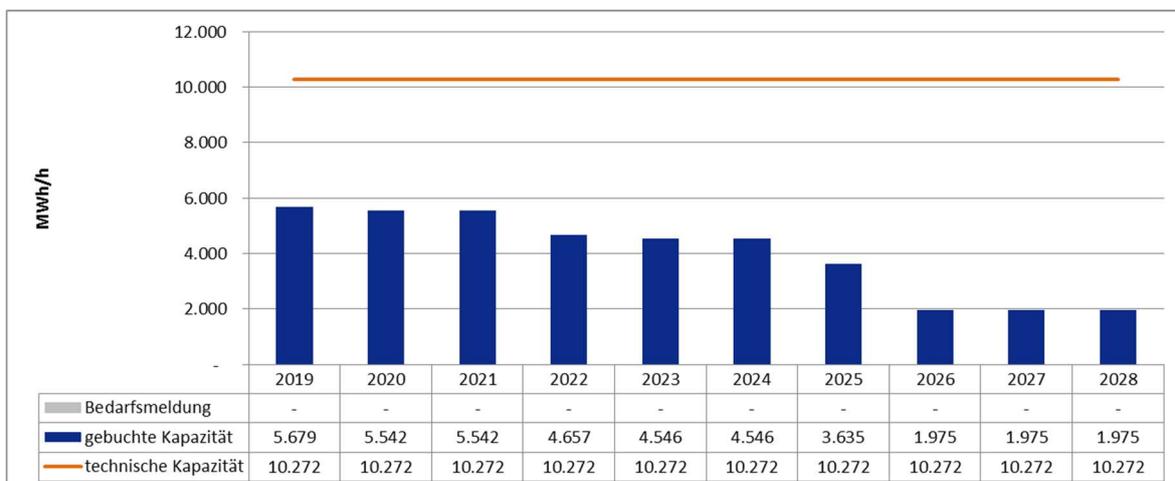


Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsdatenerhebung; 2018

Am Einspeisepunkt Baumgarten GCA wurde ein zusätzlicher unverbindlicher Kapazitätsbedarf von 4.644 MW für den Zeitraum 2022 bis 2037 gemeldet. Der zusätzliche Bedarf wurde gebündelt eingemeldet. Wie in Abbildung 26 dargestellt, ist am Einspeisepunkt Baumgarten GCA ausreichend freie Kapazität vorhanden, damit der eingemeldete Kapazitätsbedarf abgedeckt werden kann. Ein etwaiger Infrastrukturausbau ist aufgrund dieser Kapazitätseinmeldung nicht gegeben.

Am Ausspeisepunkt Baumgarten GCA sind keine zusätzlichen Kapazitätsbedarfe eingemeldet worden, siehe dazu Abbildung 27.

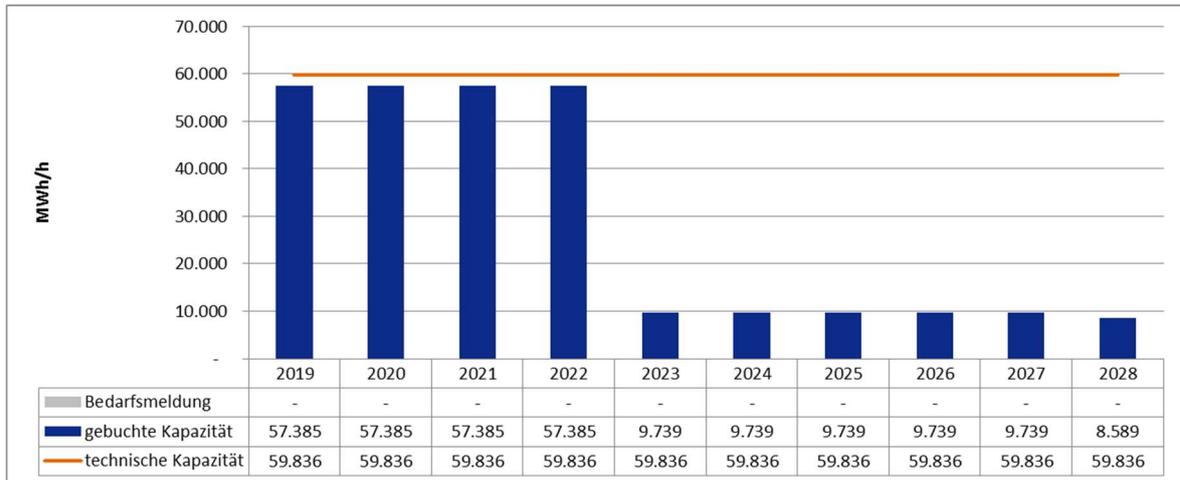
Abbildung 27: Exit Baumgarten GCA, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsdatenerhebung; 2018

Wie aus Abbildung 28 ersichtlich, bleiben sowohl die technische Kapazität als auch die gebuchte Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten TAG von 2018 bis 2022 konstant. Bedingt durch das Auslaufen mehrerer langfristiger Verträge ab 2023 erhöht sich die verfügbare freie Kapazität signifikant.

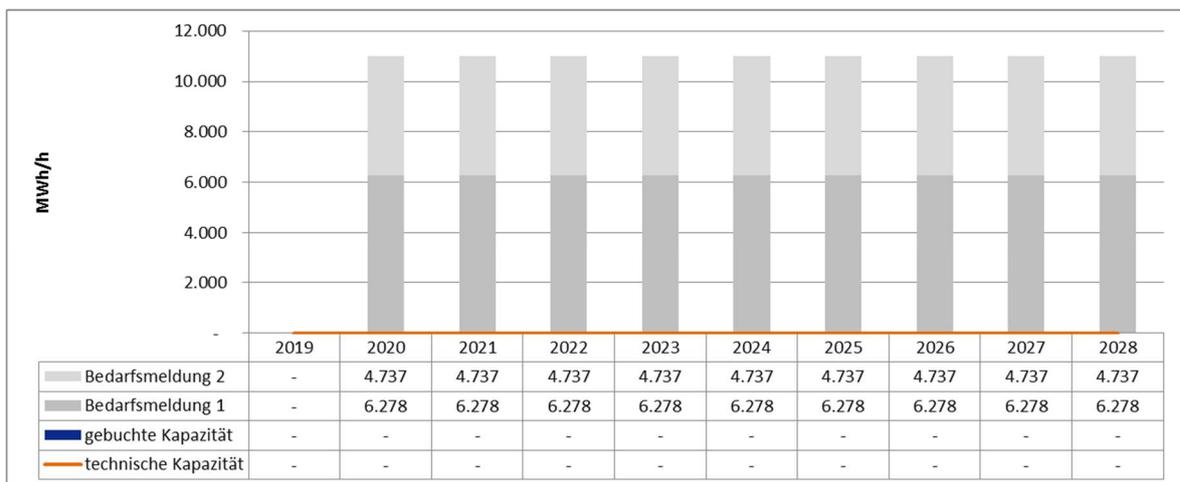
Abbildung 28: Entry Baumgarten TAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028



Quelle: TAG GmbH, Kapazitätsdatenerhebung; 2018

Derzeit ist kein physikalischer Fluss am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár möglich. Der Bedarf setzt sich aus einer im Zuge vom PCI Korridor „ROHUAT“ genehmigten Projektierung von 6.278 MWh/h und einer Bedarfseinmeldung in der Höhe von 4.737 MWh/h zusammen. Siehe dazu Kapitel 6.4.4.

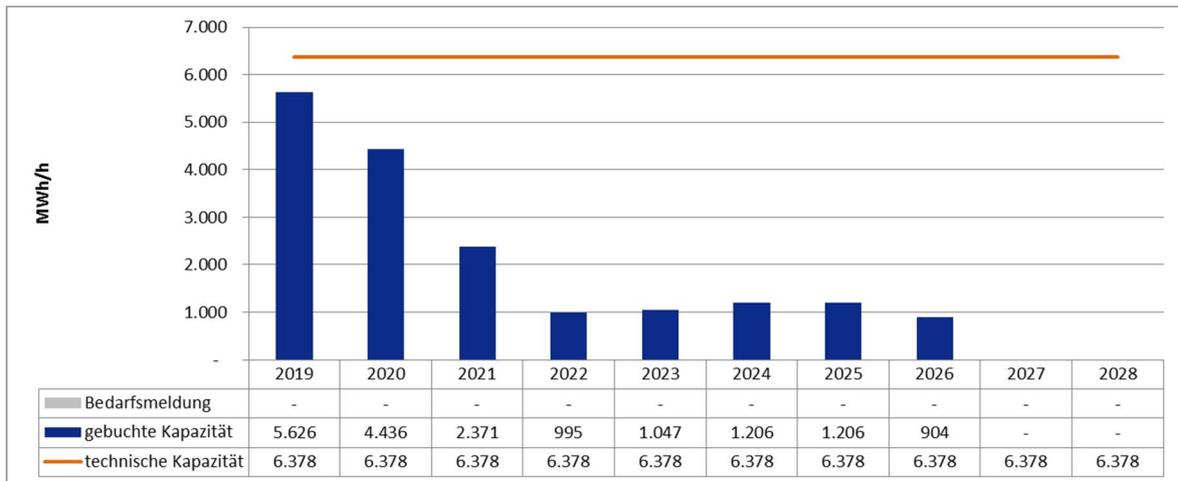
Abbildung 29: Entry Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsdatenerhebung; 2018

Am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár erfolgte keine Bedarfsmeldung.

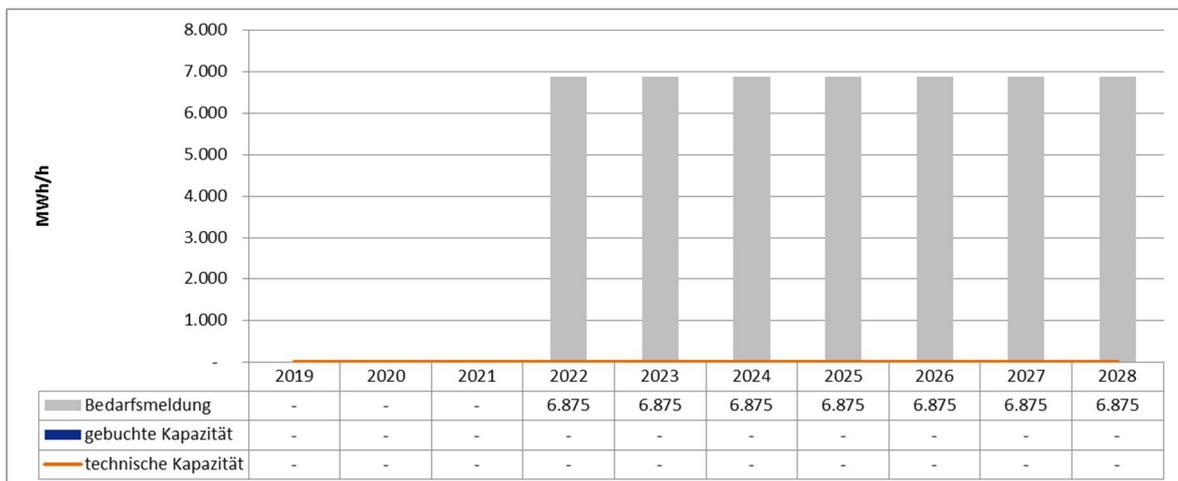
Abbildung 30: Exit Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsdatenerhebung; 2018

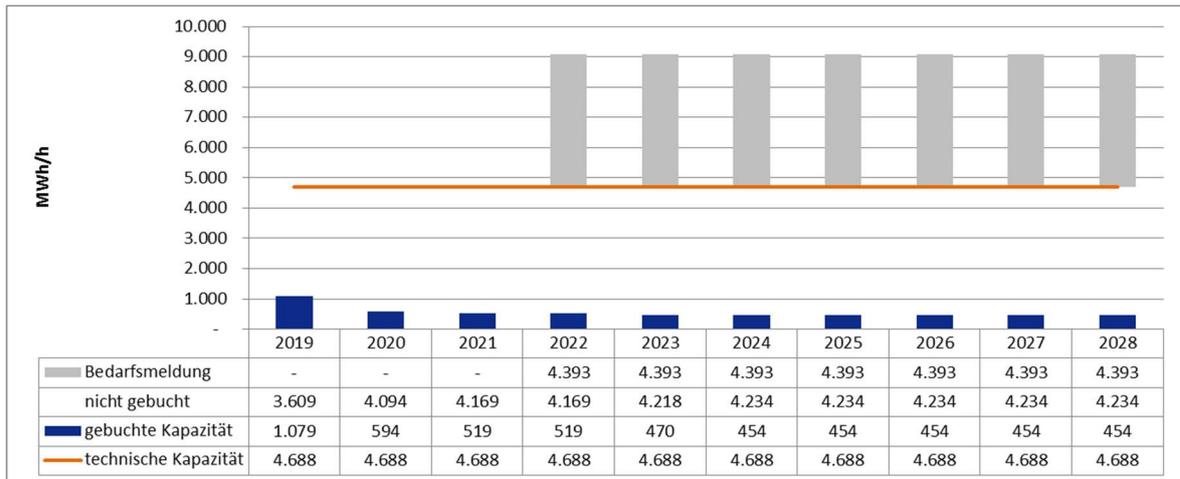
Die Bedarfsmeldungen am Ein- und Ausspeisepunkt Murfeld wurden in der Marktnachfrageanalyse nach dem Verfahren nach NC CAM von den Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria und Plinovodi festgehalten. Ziel ist es, eine Entry Kapazität von 6.875 MWh/h und eine Gesamt Exit Kapazität von 9.081 MWh/h bereit zu stellen. Siehe dazu Abbildung 31 und Abbildung 32.

Abbildung 31: Entry Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsdatenerhebung; 2018

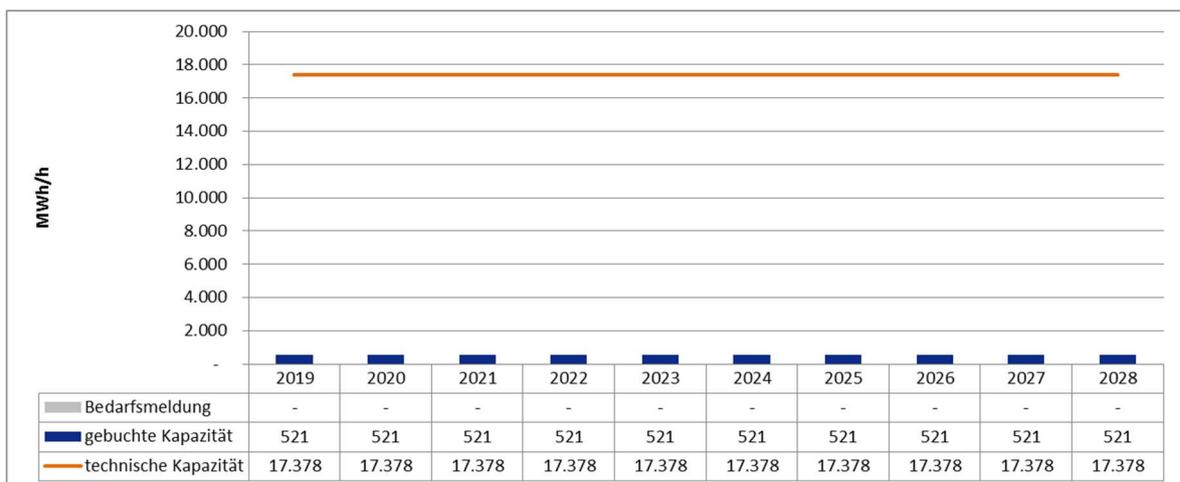
Abbildung 32: Exit Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsdatenerhebung; 2018

Die Abbildung 33 zeigt, dass sowohl die technische als auch die gebuchte Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein im Prognosezeitraum 2019 bis 2028 aktuell konstant bleiben.

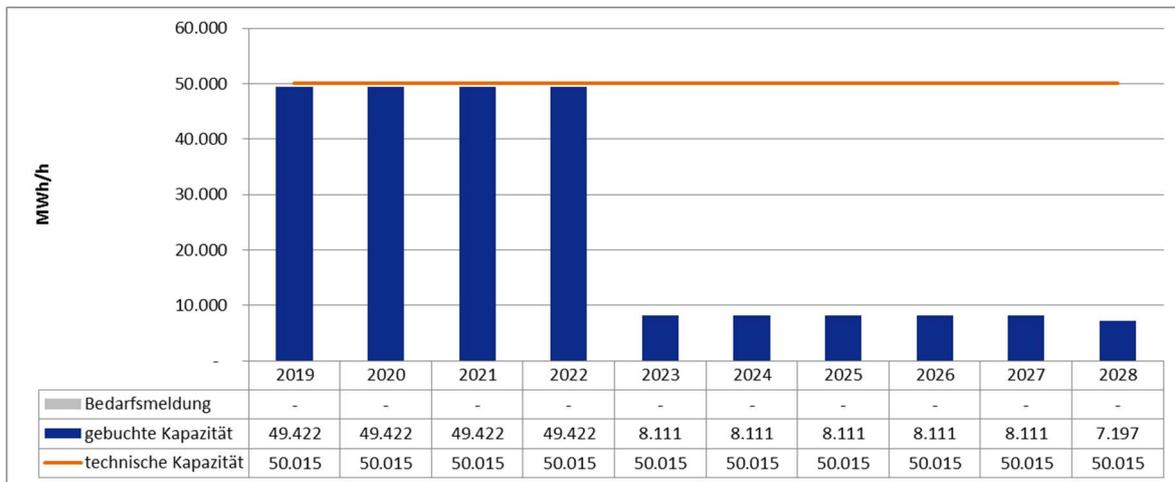
Abbildung 33: Entry Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028



Quelle: TAG GmbH, Kapazitätsdatenerhebung; 2018

Die technische Kapazität und die gebuchte Kapazität am Ausspeisepunkt Arnoldstein bleiben von 2018 bis 2022 konstant. Analog zum Einspeisepunkt Baumgarten erhöht sich die freie Kapazität ab 2023 durch das Auslaufen von mehrjährigen langfristigen Verträgen stark.

Abbildung 34: Exit Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028

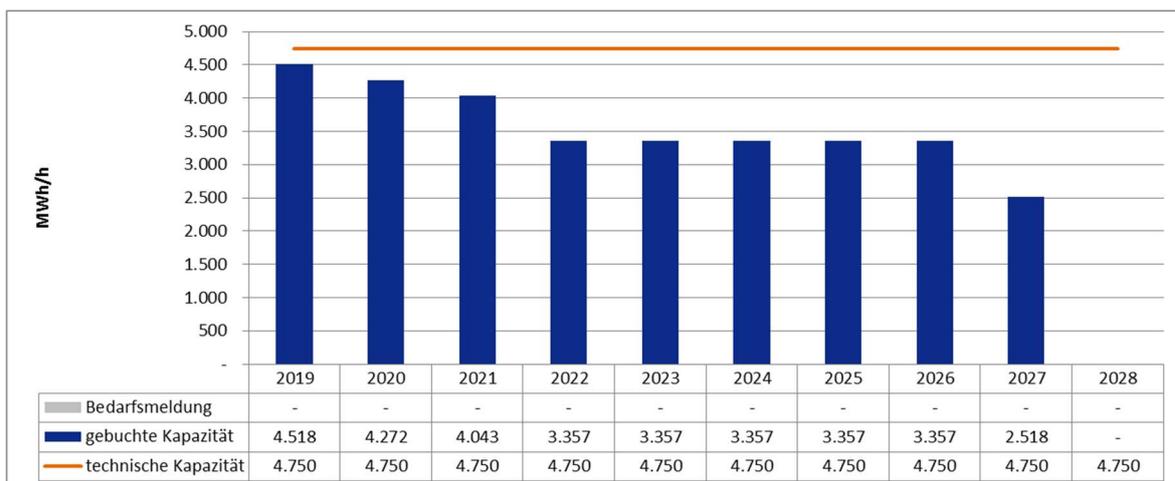


Quelle: TAG GmbH, Kapazitätsdatenerhebung; 2018

An dem Ein- und Ausspeisepunkt Überackern wurden im KNEP 18 keine zusätzlichen Bedarfe gemeldet. Siehe dazu Abbildung 35 und Abbildung 36.

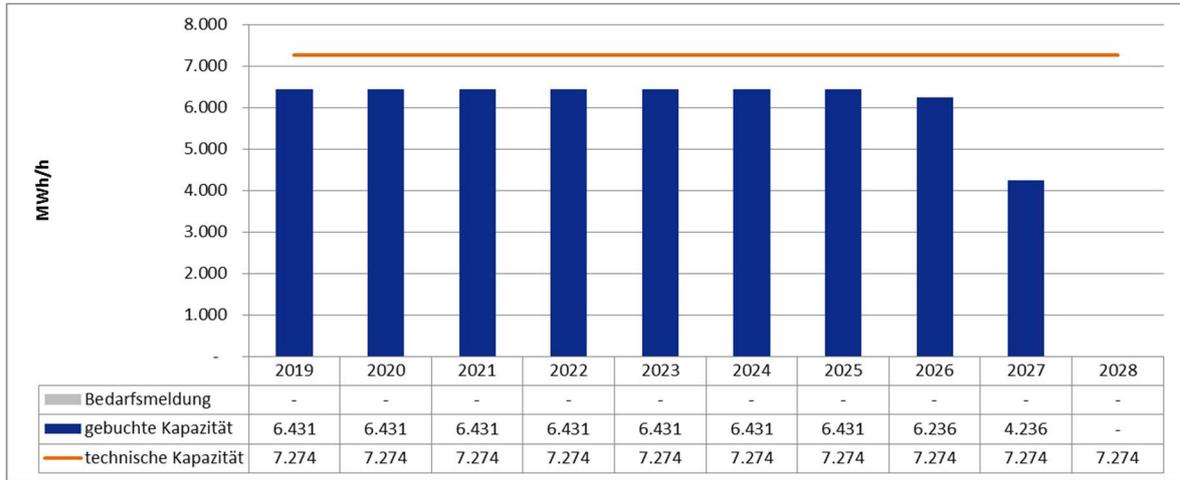
Dennoch wurde von GCA ein Projekt entwickelt um die Entry Kapazität in Überackern zu erhöhen und ein Wheeling zwischen Entry Überackern und Exit Oberkappel anbieten zu können.

Abbildung 35: Entry Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsdatenerhebung; 2018

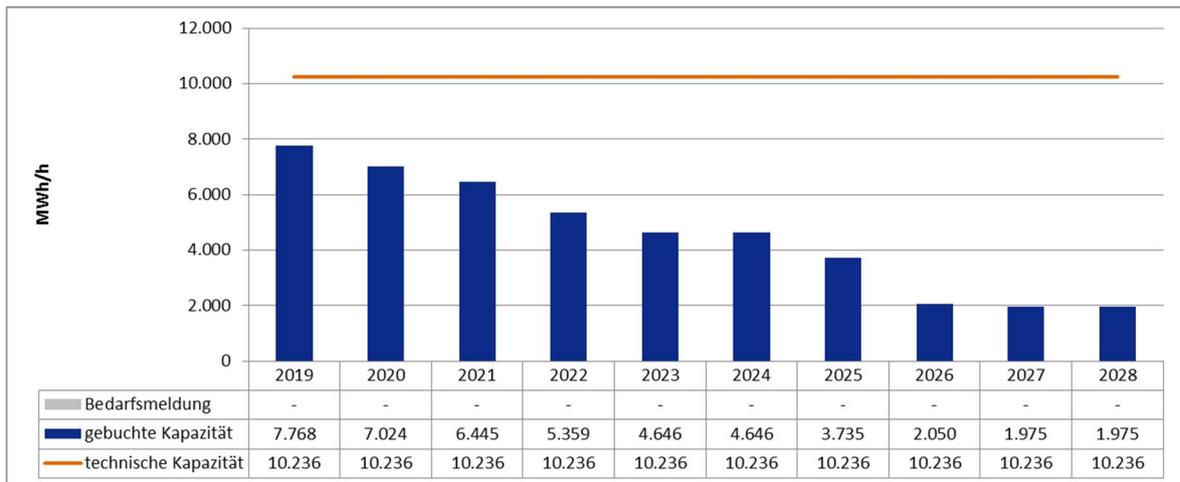
Abbildung 36: Exit Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsdatenerhebung; 2018

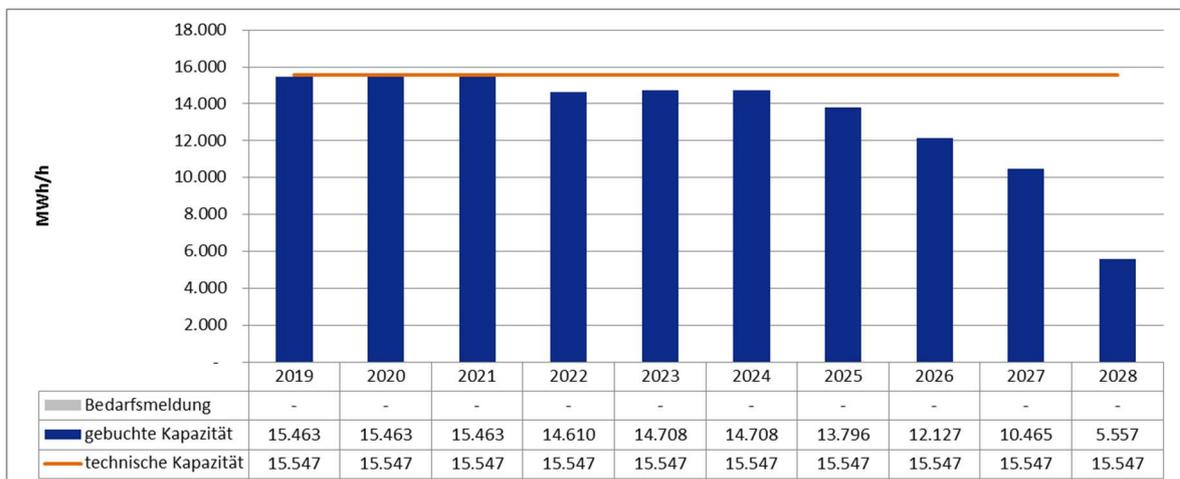
An dem Ein- und Auspeisepunkt Oberkappel wurden im KNEP 18 keine zusätzlichen Bedarfe gemeldet. Siehe dazu Abbildung 37 und Abbildung 38 Abbildung 36.

Abbildung 37: Entry Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsdatenerhebung; 2018

Abbildung 38: Exit Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsdatenerhebung; 2018

4.2.4 Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und dafür erforderliche Projekte

Im Rahmen der Planungsphase wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern Projekte entwickelt, die geeignet sind, die im Kapazitätsszenario dargestellten Kapazitätsbedarfe zu decken. Eine Zuordnung von Kapazitätsbedarf zu Projekten ist in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und Projekte zur Bereitstellung der Kapazitäten

Projekt- Bedarf	Projekt- träger	Projekt- nummer	Projektname	Umstellungs- zeitraum [Jahre]	geplante Fertigstellung [Datum]
Entry / Exit Reintal +750.000 Nm³/h					
	GCA	2015/01a	Bidirectional Austria Czech Interconnector	4,5	
	TAG	2016/05	TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)	4,5	
Entry Mosonmagyaróvár +570.000 Nm³/h					
	GCA	2015/05	Entry Mosonmagyaróvár	4,5	
	TAG	2016/04	TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár)		Q4/2021
Entry Mosonmagyaróvár +1.000.000 Nm³/h					
	GCA	2017/01	Entry Mosonmagyaróvár Plus	4,5	
	TAG	2017/01	TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár) II	4,5	
Mehrbedarf Verteilergelände +600.000 Nm³/h					
	GCA	2015/07b	Mehrbedarf Verteilergelände +		Q4 2018
Exit Andorf +5.000 Nm³/h					
	GCA	2017/02	Penta West – Exit Verteilergelände	1,5	
Entry Arnoldstein +1.000.000 Nm³/h					
	TAG	2016/01	TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf		Q4/2019
	GCA	2015/10	Entry Arnoldstein		Q4/2018
Entry Murfeld +620.000 Nm³/h / Exit Murfeld +391.620 Nm³/h					
	GCA	2015/08	Entry/Exit Murfeld	4,5	
	TAG	2016/01	TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf		Q4/2019
	TAG	2018/01	Murfeld Exit Capacity Increase	4,5	
Überackern - Oberkappel Wheeling +250.000 Nm³/h					
	GCA	2018/01	Überackern - Oberkappel	4,5	

Quelle: AGGM, GCA; TAGG, 2018

5 Aktivitäten der Fernleitungsnetzbetreiber (Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber)

5.1 Aktivitäten der Gas Connect Austria

Der Kunde im Mittelpunkt. Die Netzentwicklungsplanung von Gas Connect Austria stellt seine Kunden in den Mittelpunkt. Nicht die Zufriedenheit, sondern die Begeisterung unserer Kunden sehen wir als den zentralen Erfolgsfaktor für Gas Connect Austria als Logistik-Dienstleister. In diesem ersten und wichtigsten Baustein unserer Netzentwicklungsplanung reflektieren wir die Kundenperspektive von Gas Connect Austria und fokussieren dabei auf Personalisierung und Prozessoptimierung unserer Kunden-Interaktion (siehe Kapitel 5.1.1).

Möglichkeiten maximieren. Aufbauend auf den Kundenfokus wird gezeigt, wie Gas Connect Austria sein Angebot für die Zukunft definiert und damit die Möglichkeiten seiner Kunden maximiert. Dieses Angebot spannen wir durch die Dienstleistungs-Innovation „Trading Region Upgrade“ („TRU“) und durch Projekte für die Diversifizierung von Transportrouten und -quellen zur mitteleuropäischen Erdgas-Drehscheibe Baumgarten auf (siehe Kapitel 5.1.2).

Gas Connect verbindet. Ausgehend von unserem Angebot für die Zukunft brechen wir dieses letztlich auf den spezifischen Teil unserer Netzentwicklungsplanung herunter: erst die detaillierte technische Maßnahmenplanung, die wir im Rahmen unserer Infrastruktur-Projektierungen vornehmen, bildet die Grundlage für unser zukünftiges Angebot, indem wir konkrete Projektierungen an den Ein- / Ausspeisepunkten Überacker, Mosonmagyaróvár und Murfeld durchführen (siehe Kapitel 6.4 sowie Anhang 1)

5.1.1 Unser Fokus – den Kunden in den Mittelpunkt stellen

Seine *Unternehmensaktivitäten* richtet Gas Connect Austria nach den berechtigten Erwartungen seiner Kunden aus, um Servicequalität und Kundenzufriedenheit kontinuierlich zu verbessern. Gas Connect Austria investiert daher in Kundenbindung, personalisiertes Key Account Management und hocheffiziente Kommunikationssysteme. Gemäß unserem Motto „Wir begeistern unsere Kunden jeden Tag!“ beschreibt dieses Kapitel das Selbstverständnis von Gas Connect Austria als Logistik-Dienstleister. Es spannt den Bogen von den vermeintlich widersprüchlichen Begrifflichkeiten Personalisierung und Automatisierung unserer Kunden-Kommunikation. Zuerst wird die Beurteilung der Service-Qualität des personalisierten Key Account Management von Gas Connect Austria behandelt (siehe Kapitel 5.1.1.1). Unter einer optimierten Kundenkommunikation verstehen wir jedoch auch optimierte Kommunikationssysteme, also unsere automatisierten Vermarktungs-Systeme. Solche hocheffiziente Vermarktungs-Systeme sind aufgrund der Dynamik und Prozessgeschwindigkeit der heutigen Erdgas-Logistik ein „Muss“ für eine erfolgreiche Dienstleistungserbringung. Daher beschreiben wir folgend ebenso unsere kontinuierliche Weiterentwicklung auf diesem Gebiet (siehe Kapitel 5.1.1.2).

5.1.1.1 Erfolgsfaktor Kundenzufriedenheit/Begeisterung

Maximierung. Gas Connect Austria ist ein Dienstleistungs-Unternehmen. Unser Ziel ist daher die Maximierung der Kundenzufriedenheit. Was bedeutet das? Kunden haben berechnete Erwartungen an unsere Leistung. Wenn wir diese Erwartungen erfüllen können, ist der Kunde zufrieden. Wenn wir diese Erwartungen übertreffen können, wird der Kunde begeistert. Unter Maximierung der Kundenzufriedenheit verstehen wir also, unsere Kunden zu begeistern.

Personalisierung und Prozessoptimierung. Um unsere Kunden zu begeistern, setzen wir entlang unserer Wertschöpfungskette auf zwei zentrale Säulen: personalisiertes, aktives Key Account Management und Prozessoptimierung. Unser Key Account Management entwickelt gemeinsam mit unseren Kunden innovative und nachfragekonforme Dienstleistungen, erschließt neue Projekte (siehe Kapitel 5.1.2 und Kapitel 6.4) und berät und unterstützt bei der Inanspruchnahme der Logistik-Lösungen. Stetige Prozessoptimierung ermöglicht die hocheffiziente und transparente Abwicklung der Kapazitätsvergabe und -nutzung von standardisierten Dienstleistungen über e-Commerce Plattformen (siehe Kapitel 5.1.25.1.1.2).

Leistungs-Kennzahlen. Gas Connect Austria vermarktet Kapazitäts-Dienstleistungen auf den Kapazitätsbuchungsplattformen PRISMA European Capacity Platform® („PRISMA®“) und Regional Booking Platform® („RBP®.“) Die folgende Tabelle zeigt die Anzahl der auf diesen Plattformen durchgeführten Auktionen von Gas Connect Austria pro Jahr. Im Jahr 2018 wurden im Durchschnitt 120 Auktionen pro Stunde von Gas Connect Austria auf seinen Kapazitätsbuchungsplattformen durchgeführt.

Tabelle 6: Anzahl durchgeführter Auktionen

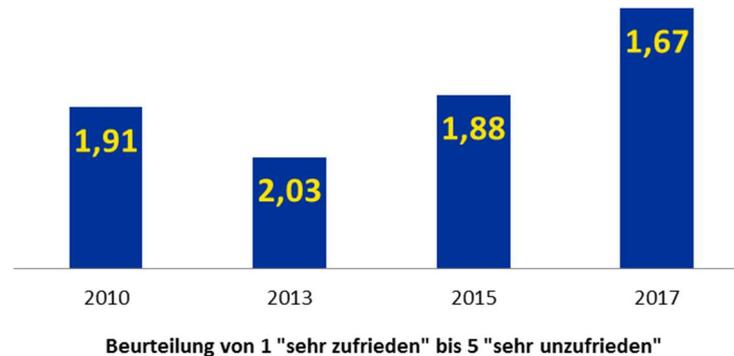
Jahr	PRISMA®	RBP®	SUMME
2013	4.570	—	4.570
2014	8.805	—	8.805
2015	58.328	—	58.328
2016	230.448	—	230.448
2017	224.243	9.930	234.173
2018 (bis 30.08.2018 06:00)	157.705	17.228	174.933
SUMME	684.099	27.158	711.257

Quelle: GCA, 2018

Nachhaltigkeit. Gas Connect Austria investiert laufend in sein Leitungsnetz und sichert damit die Versorgung Österreichs und der umliegenden Länder. Diese Investitionen sichern den nachhaltigen Betrieb und reduzieren das Risiko von Totalausfällen. Die getätigten Ausbaumaßnahmen gewährleisten zudem die Umsetzung potenzieller, zukünftiger Kapazitätserhöhungen. Mit diesen Investitionen werden der Wirtschaftsstandort Österreich gestärkt und Arbeitsplätze geschaffen. Auch 2018 wurden umfangreiche Instandhaltungstätigkeiten anberaumt. Jeweils zu Projektbeginn wurde nach Varianten gesucht, welche sich auch im laufenden Betrieb realisieren lassen. Dies insbesondere deshalb, um lange Abstellzeiten zu verhindern oder zumindest zu minimieren.

Wir messen uns. Wir überprüfen regelmäßig, inwieweit unsere Kunden ihre Erwartungen an unsere Leistung erfüllt sehen. Dazu lassen wir die Kundenzufriedenheit und somit unsere Service-Qualität alle zwei Jahre durch ein externes Beratungsunternehmen messen und beurteilen. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Kundenzufriedenheit im Zeitverlauf.

Abbildung 39: Kundenzufriedenheit Gas Connect Austria



Quelle: GCA, 2018

Ausgehend von einem etabliert, hohen Beurteilungs-Niveau zeigen die in den Monaten Oktober und November 2017 befragten Kunden eine weiter steigende, sehr gute Gesamtzufriedenheit. Über 50% der befragten Kunden bewerten dabei mit der Bestnote „sehr zufrieden“, über 85% sind „sehr zufrieden“ oder „zufrieden“. Bedarfsorientierte Beratung, Problemlösungskompetenz und Zuverlässigkeit werden als besondere Stärken hervorgehoben. Die Kunden sehen Gas Connect Austria sowohl deutlich flexibler als auch stärker (im Vergleich zum Wettbewerb) im Vergleich zu den Vorjahren.

Kundenbindung. Kundenzufriedenheit ist auch ein Indikator für die Qualität von Kundenbindungsmaßnahmen. Die Gas Convention, welche im März 2018 bereits zum vierten Mal ausgerichtet wurde, hat sich nunmehr als jährlicher Meilenstein des Kundenbeziehungs-Management von Gas Connect Austria etabliert. Dies belegt auch ein Plus von 25% bei den Teilnehmerzahlen. Die Key Note eines der führenden Zukunftsforscher Österreichs lud ein, „die Zukunft neu zu denken“ und bereitete den Boden für die Vorstellung der Dienstleistungs-Innovation TRU – Trading Region Upgrade sowie der internationalen Kapazitätsprojekte von Gas Connect Austria auf (siehe Kapitel 5.1.2). In eigenen „Infopoint-Sessions“ wurde speziell auf die Wünsche und Anliegen unserer Kunden eingegangen. Diese betrafen vornehmlich Optimierungen der Kommunikationssysteme von Gas Connect Austria.

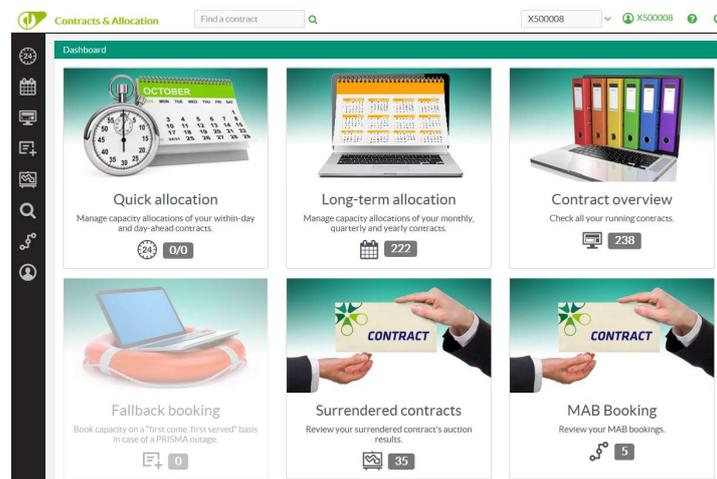
Ständige Verbesserung. Der im Jahr 2017 erreichte Bestwert spornt Gas Connect Austria an, sich kontinuierlich weiter zu verbessern. Denn unsere Kunden zeigen auch die Potenziale für zukünftige Verbesserungen unserer Service-Qualität auf: Optimierung von Kommunikationskanälen und Kommunikationsgeschwindigkeit sind die zentralen Herausforderungen, welche Gas Connect Austria aus erhaltenen Kunden-Feedback mitnimmt. Derartige Verbesserungen sind beispielsweise die Neuentwicklung Capacity Utilization® Backend Application („CUBA“) sowie die Einführung eines Newsletter Tools.

5.1.1.2 Investition in Kommunikation

Communication Breakdown? Im Jahr 2017 führte Gas Connect Austria mehr als 234.000 Kapazitätsauktionen durch, das sind im Durchschnitt 650 pro Tag. Die kürzeste Zeitspanne zwischen Kapazitätsbuchung und Inanspruchnahme der gebuchten Leistung („Nominierung“) beträgt nunmehr 3,5 Stunden. Diese Kennzahlen sind Indiz für Dynamik und Prozessgeschwindigkeit in der heutigen Erdgas-Transportwirtschaft. Um den dafür erforderlichen Austausch und die dafür erforderliche Übertragung von Informationen, also Kommunikation, zwischen Gas Connect Austria und seinen Kunden sicherzustellen, investieren wir in Kommunikationstechnologie. Dazu erhielten wir einen eindeutigen Auftrag unserer Kunden: die kontinuierliche Weiterentwicklung und Verbesserung unserer Kommunikationssysteme ist eine berechnete Kundenerwartung, die wir aus der Kundenzufriedenheitsumfrage 2017 mitnehmen.

Backbone. Bereits 2016 haben wir mit dem Kapazitätsmanagement-System Capacity Utilization® das „Backbone“ unserer Kundenplattformen erneuert. Capacity Utilization® vereinfacht die Registrierung als Transportkunde von Gas Connect Austria. Mit Capacity Utilization® verwalten unsere Transportkunden ihr Buchungs-Portfolio bei Gas Connect Austria, ordnen gebuchte Kapazitäten rasch und flexibel zu Bilanzgruppen zu und wickeln Rückgaben von gebuchter Kapazität ab. Für den Fall eines Ausfalls einer unserer Kapazitätsbuchungs-Plattformen steht Capacity Utilization® als Back-Up System für die Kapazitätsvergabe auf First-Come-First-Served Basis bereit. Die folgende Abbildung zeigt die Startseite von Capacity Utilization®.

Abbildung 40: Capacity Utilization®



Quelle: GCA

Web-Nominierung. Im Jahr 2017 wurde Capacity Utilization® um das Modul Nomination & Configuration erweitert. Damit ist Capacity Utilization® nunmehr nicht nur das zentrale System für Bucher von Kapazität („Netzbenutzer“), sondern auch für Nutzer von Kapazität („Bilanzgruppenverantwortliche“). Diese können Nominierungen online abgeben und verwalten. Jegliche resultierend systemische Kommunikation mit dem Dispatching von Gas Connect Austria wird archiviert und kann vom Kapazitäts-Nutzer jederzeit eingesehen werden. Ebenso

ist es nun möglich, alle erforderlichen Einstellungen für das reibungslose Matching von Transport-Nominierungen (sogenannte Shipper-Code-Paare) selbst zu konfigurieren. Die folgende Abbildung zeigt die Startseite von Capacity Utilization® Nomination & Configuration.

Abbildung 41: Capacity Utilization® Modul Nomination & Configuration



Quelle: GCA

CUBA. Im vierten Quartal 2018 wird Gas Connect mit der Inbetriebnahme von CUBA die grundlegende Erneuerung seiner Kundenplattformen abgeschlossen haben. CUBA optimiert vor allem die automatisierte Steuerung von Auktionen auf den Kapazitätsbuchungs-Plattformen von Gas Connect Austria sowie die Erfüllung der Transparenzerfordernisse im Sinne einer umfassenden, korrekten und zeitnahen Information der Marktteilnehmer.

Buchungsplattformen. Seit Jahresmitte 2017 vermarktet Gas Connect Austria jegliche Standard-Kapazitätsprodukte am österreichisch-ungarischen Kopplungspunkt Mosonmagyaróvár über die Buchungsplattform RBP® und meisterte damit erfolgreich die Herausforderung eines Plattform-Wechsels bei laufendem Betrieb. Damit besteht in Österreich an jedem Kopplungspunkt die Möglichkeit der gebündelten Kapazitätsvergabe und dies trotz der Verwendung von zwei unterschiedlichen Buchungsplattformen. Unsere Partnerschaft mit PRISMA® bewährte sich im laufenden Jahr erneut: Gemeinsam mit den Kollegen von PRISMA® haben wir die Plattform „fit“ für die Vergabe von neu zu schaffender Kapazität gemacht und so den Grundstein für das Verfahren für neue zu schaffende Kapazität am Kopplungspunkt Überackern gelegt (siehe Kapitel 5.1.2.2).

Newsletter-Tool. Im dritten Quartal 2018 wird Gas Connect Austria auch das Format seines Kunden-Newsletter überarbeiten. Mit dem neuen Newsletter-Tool werden wir unsere Kundenbasis übersichtlicher, schneller und zielgerichteter über neue Dienstleistungen, Projekte und Initiativen von Gas Connect Austria informieren können.

5.1.2 Unser Angebot für die Zukunft – Möglichkeiten maximieren

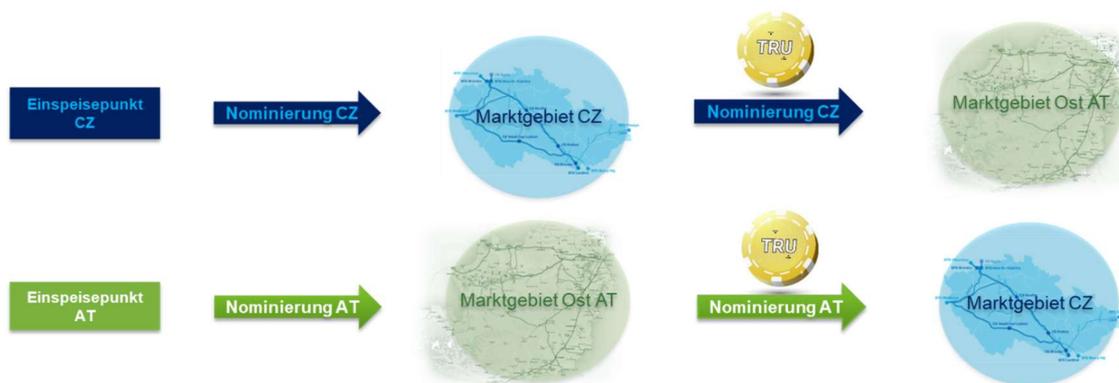
Drehscheibe. Gas Connect Austria ist mit seinem Leitungsnetz und dem Gasverteilerknoten Baumgarten die Drehscheibe der Gaslogistik in Mitteleuropa. Unser Ziel ist, diese Drehscheiben-Funktion beständig weiter zu entwickeln und auszubauen. Denn nur so kann Gas Connect Austria seine Rolle als ein führender Gaslogistik-Dienstleister langfristig absichern und ausbauen. Dazu entwickeln wir gemeinsam mit unseren Kunden und den benachbarten Fernleitungsnetzbetreibern kontinuierlich neue Möglichkeiten für den Gasttransport. Die

nachfolgenden Kapitel geben eine Übersicht unserer Initiativen und Innovationen zum Erhalt und zur Stärkung der Drehscheiben-Funktion und damit darüber, wie Gas Connect Austria auch in Zukunft die Möglichkeiten seiner Kunden maximieren will.

5.1.2.1 TRU Dienstleistungs-Innovation

Integration. Das Trading Region Upgrade Service („TRU“) ist ein neues, spezielles Service zur Verbindung des österreichischen und des tschechischen Gasmarkts durch ein Angebot von zusätzlichen Verbindungsmöglichkeiten. TRU wurde von Gas Connect Austria gemeinsam mit dem tschechischen Fernleitungsnetzbetreiber NET4GAS, s.r.o. („NET4GAS“) umgesetzt und wird seit 02. Juli 2018 vermarktet. Die folgende Abbildung zeigt den grundlegenden Anwendungsfall von TRU.

Abbildung 42: TRU Funktionsweise und Anwendungsfall



Quelle: GCA

Verbindung. TRU bietet unseren Kunden die Möglichkeit, durch eine unmittelbare Verbindung zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem tschechischen Marktgebiet, Gasmengen zu transportieren. Über bestehende Infrastruktur ist ein zeitgleicher Zugang zu den virtuellen Handelspunkten beider Marktgebiete möglich. Operativ wird TRU durch eine standardisierte Nominierung abgebildet: mit einer TRU Nominierung in Österreich bei Gas Connect Austria stehen die nominierten Gasmengen am tschechischen virtuellen Handelspunkt und mit einer TRU Nominierung bei NET4GAS stehen die nominierten Gasmengen am österreichischen virtuellen Handelspunkt. Und das auf garantierter Basis; die entsprechende Transportkapazität ist bereits in TRU inkludiert.

Verkaufserfolg. Die innovative Dienstleistung TRU wurde vom Markt sehr gut angenommen: rund 90 MWh/h, das sind 80% der insgesamt angebotenen TRU-Kapazität, wurden in der Jahresauktion im Juli 2018 für das Gasjahr vom 01. Oktober 2018 bis 01. Oktober 2019 verkauft. Aufgrund der starken Nachfrage boten NET4GAS und Gas Connect Austria TRU daher im August 2018 auch auf Quartalsbasis an. Dabei wurden für das zweite Quartal und dritte Quartal 2019 jeweils 22 MWh/h, das sind rund 97% der angebotenen Menge, verkauft. Gegenwärtig arbeiten die Projektpartner daran, TRU auch als Dienstleistung auf Monats- und Tagesbasis anzubieten.

Liegt auf der Hand. TRU erleichtert den grenzüberschreitenden Transport und den Zugang zu beiden Marktgebieten. Dazu braucht es für einen Transportpfad, das heißt von Tschechien nach Österreich bzw. von Österreich nach Tschechien nur einen Vertrag. TRU vereinfacht also Transaktionen durch die Einrichtung eines „One-Stop-Shop“ und reduziert dadurch Transaktionskosten. TRU mindert mögliche Risiken hinsichtlich Kapazitätsallokation durch eine Kombination der für den Transportweg notwendigen Kapazitäten in einem Buchungsvorgang. Letztlich erhöht TRU die Handelsflexibilität und damit die Möglichkeiten der Marktteilnehmer maßgeblich.

5.1.2.2 Zusätzliches Kapazitätsangebot – Pionierleistung in Überackern

Analyse. Von April 2017 bis Juli 2017 führte Gas Connect Austria gemeinsam mit den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern bayernets GmbH („bayernets“), GRTgaz Deutschland GmbH und Open Grid Europe GmbH eine Marktnachfrageanalyse für die gemeinsamen Kopplungspunkte Oberkappel und Überackern durch. Im Ergebnis zeigte sich eine unverbindliche Nachfrage nach FZK Kapazität am Einspeisepunkt Überackern SUDAL von rund 2.500 MWh/h, welche auf österreichischer Seite des Kopplungspunkts langfristig nicht durch verfügbare Kapazitäten abgedeckt werden kann. Gas Connect Austria führte daher im Rahmen der Netzentwicklungsplanung des Vorjahres eine technische Studie zur Planung eines Projektes für neu zu schaffende Kapazität durch.

Zusammenarbeit. Gleichzeitig starteten Gas Connect Austria und bayernets einen Koordinierungsprozess mit dem Ziel, die neu zu schaffende Kapazität als gebündelte Standardprodukte anzubieten. Dazu arbeiteten Gas Connect Austria und bayernets einen gemeinsamen Projektvorschlag mit den zentralen wirtschaftlichen, vertraglichen und technischen Parametern für die Vergabe von neu zu schaffender Kapazität aus und konsultierten diesen im Markt. In enger Abstimmung mit den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden wurde der Projektvorschlag anschließend finalisiert und von beiden Regulierungsbehörden genehmigt.

Anwendung. Gas Connect Austria und bayernets konnten somit als erste europäische Fernleitungsnetzbetreiber neu zu schaffende Kapazität nachfragekonform und nach den gesetzlichen Rahmenbedingungen des Netzkodex für Kapazitätszuweisungsmechanismen anbieten. Am 2. Juli 2018 gelangte in der jährlichen Auktion für Jahresprodukte ein abgestimmter Angebotslevel für den Kopplungspunkt Überackern 2 / Überackern SUDAL in Flussrichtung von Deutschland nach Österreich über die dafür ertüchtigte PRISMA® Buchungsplattform zur Versteigerung. Ein Angebotslevel umfasst dabei die Summe der verfügbaren Kapazität und der jeweiligen Höhe der neu zu schaffenden Kapazität und wird parallel und unabhängig von den Jahresauktionen für Bestandskapazität angeboten. Die folgende Tabelle zeigt die angebotenen Mengen sowohl von Bestandskapazität als auch des Angebotslevels, welches die neu zu schaffende Kapazität enthielt („Angebotslevel 1“).

Tabelle 7: Angebotslevel in Überackern

Gasjahr beginnend mit 01.10.	Bestandskapazität [kWh/h]	Angebotslevel 1 kWh/h
2018	—	—
2019	3.282	—
2020	3.282	—
2021	918.140	—
2022	918.140	3.435.890
2023	443.124	2.960.874
2024	443.124	2.960.874
2025	443.124	2.960.874
2026	443.124	2.960.874
2027	3.800.124	6.317.874
2028	3.800.124	6.317.874
2029	3.800.124	6.317.874
2030	3.800.124	6.317.874
2031	3.800.124	6.317.874
2032	3.800.124	6.317.874
2033	—	6.317.874
2034	—	6.317.874
2035	—	6.317.874
2036	—	6.317.874

Quelle: GCA

Lessons learnt. Allerdings übersetzte sich die unverbindliche Nachfrage nicht in eine verbindliche Nachfrage: Keine Buchungen in den Auktionen lassen die Vermutung zu, dass der Markt die mit der zusätzlichen Kapazität verbundenen Kosten für einen Zugang zum österreichischen virtuellen Handlungspunkt (VHP) zum gegenwärtigen Zeitpunkt offenbar nicht tragen kann. Gas Connect Austria wird also weitere Optimierungen der zugrundeliegenden technischen Maßnahmen mit dem Ziel einer Kosten- und damit Tarifsenkung untersuchen (siehe 6.4.2). Gas Connect Austria ist jedoch durch diese europaweit erstmalige Durchführung des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazität nach den erst im April 2017 in Kraft getretenen Vorgaben des Netzkodex für Kapazitätszuweisungsmechanismen „fit“ für zukünftige Vergabeverfahren an seinen Grenzkopplungspunkten und wird gewonnene Erkenntnisse auch in den europäischen Regulierungsprozess einbringen. Beispielhaft ist hier eine kritische Analyse der prinzipiellen Eignung des gesetzlich vorgeschriebenen Vergabemechanismus der mehrstufigen aufsteigenden Preisauktion für die Vergabe von neu zu schaffender Kapazität zu nennen.

5.1.2.3 LNG Korridor

Diversifizierung. Eine gut ausgebaute und flexible Gasinfrastruktur unterstützt die Zielsetzungen der Europäischen Energiepolitik – Marktintegration, Versorgungssicherheit, Wettbewerb und Nachhaltigkeit. Sie belebt den Markt und erhöht dessen Liquidität. Eine wichtige Rolle kommt dabei neben den existierenden Routen auch neuen Transportrouten bzw. Erdgasquellen zu – sie tragen zusätzlich zur Diversifizierung der Energieversorgung bei.

Der **Projekte-Cluster** Kroatien-Slowenien-Österreich ist Bestandteil des europäischen vorrangigen Gaskorridors für Nord-Süd-Gasverbindungsleitungen in Mitteleuropa und Südosteuropa („NSI East Gas“). Ziel des Projekte-Cluster ist sowohl eine Diversifizierung der Routen als auch der Quellen der Gasversorgung Mitteleuropas: als potentielle neue Quelle kann dabei das geplante LNG-Terminal auf der kroatischen Adriainsel Krk dienen. Die neue Route würde über die Ertüchtigung des kroatisch / slowenischen Kopplungspunkts Rogatec und den slowenisch / österreichischen Kopplungspunkt Murfeld / Ceršak zum zentraleuropäischen Gas-Hub in Baumgarten führen. Details zur Projektierung auf der österreichischen Seite des Kopplungspunkts Murfeld finden sich in Kapitel 6.4.30. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Transportkorridor sowie die von Gas Connect Austria und dem slowenischen Fernleitungsnetzbetreiber Plinovodi d.o.o. („Plinovodi“) gemeinsam projektierte Ertüchtigung des Kopplungspunktes Murfeld / Ceršak in beide Flussrichtungen.

Abbildung 43: „LNG Korridor“



Quelle: GCA

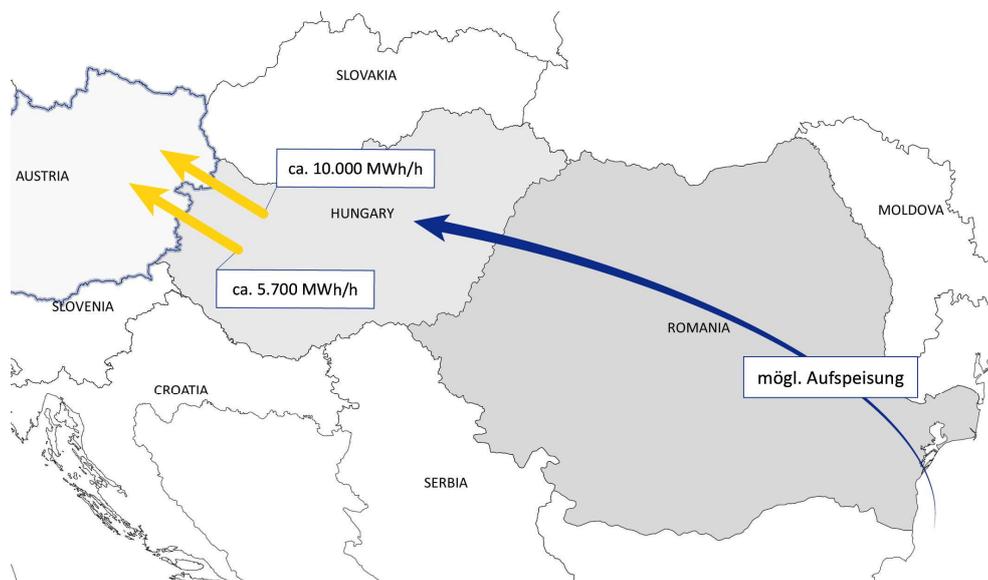
5.1.2.4 Schwarzmeer-Korridor – „ROHUAT“

Rechtsrahmen. Zentraler Bestandteil des europäischen Rechtsrahmens ist die Identifizierung und Förderung von Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse („Projects of Common Interest - PCI). Die Schwarzmeer-Region in Gestalt des Korridor-Projekts „ROHUAT/BRUA“ ist wesentlicher Bestandteil dieses Prozesses. Das Projekt setzt sich aus verschiedenen Teilprojekten zusammen, die in Form von Clustern in mehreren zeitlichen Phasen umgesetzt

werden sollen. Damit sollen zusätzliche Kapazitäten an den jeweiligen Grenzpunkten entlang eines bidirektional geführten Korridors in Bulgarien, Rumänien, Ungarn und Österreich zugewiesen werden können. Zur Umsetzung dieses Transportkorridors hatte Gas Connect Austria gemeinsam mit dem ungarischen Fernleitungsnetzbetreiber FGSZ Zrt. („FGSZ“) und dem rumänischen Fernleitungsnetzbetreiber Transgaz S.A. einen gemeinsamen bindenden Vergabeprozess für den Gastransport von Rumänien über Ungarn nach Österreich fertiggestellt. Jedoch stieg FGSZ aus dem Projekt aus und forcierte eine Vergabe ausschließlich für den rumänisch / ungarischen Grenzkopplungspunkt. Dieser Vergabeprozess ist als alternativer Vergabeprozess „ROHU“ in Umsetzung, während das offene Verfahren für den ungarisch / österreichischen Kopplungspunkt „HUAT“ dem Regelprozess für die Vergabe neu zu schaffender Kapazität nach dem Netzkodex für Kapazitätszuweisungen unterworfen ist.

Steigender Bedarf. Trotz der einseitigen Aufkündigung der bindenden Vergabe für das Korridorprojekt „ROHUAT“ durch den ungarischen Fernleitungsnetzbetreiber FGSZ Zrt. („FGSZ“) unmittelbar vor dem geplanten Start der Kapazitätsvergabe steigt die unverbindliche Nachfrage nach Transportkapazität für Erdgas aus der Schwarzmeer-Region zum zentraleuropäischen Gas-Hub Baumgarten. Zusätzlich zu der im Rahmen von „ROHUAT“ bereits projektierten neu zu schaffenden Kapazität von rund 6.400 MWh/h pro Jahr wurden im Zuge der Marktnachfrageanalyse, welche Gas Connect Austria vom 06. April 2017 bis zum 01. Juni 2017 gemeinsam mit den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern durchführte, weitere rund 4.700 MWh/h pro Jahr am Kopplungspunkt Mosonmayaróvár unverbindlich nachgefragt. Diese Nachfrage manifestierte sich an beiden Seiten des Kopplungspunkts in Flussrichtung Ungarn nach Österreich. Daher führten Gas Connect Austria und FGSZ gemäß Artikel 27 des Netzkodex für Kapazitätszuweisungsmechanismen technische Studien durch, um Projekte für neu zu schaffende Kapazität und abgestimmte Angebotslevel zu planen. Die folgende Abbildung zeigt schematisch den Transportkorridor sowie die Angebotslevel für neu zu schaffende Kapazität vom ungarischen in das österreichische Einspeise-Ausspeisesystem.

Abbildung 44: Schwarzmeer-Korridor "ROHUAT"



Quelle: GCA

Berechtigte Erwartung der Kunden. Vom 19. Oktober 2017 bis zum 19. November 2017 führten FGSZ und Gas Connect Austria die verbindliche, gemeinsame und öffentliche Konsultation des Entwurfs des Projektvorschlags für neu zu schaffende Kapazität durch. Dieser umfasste zwei abgestimmte Angebotslevel, nämlich rund 10.000 MWh/h pro Jahr sowie rund 5.700 MWh/h pro Jahr, welche in parallelen Auktionsverfahren für die Gasjahre 2022 bis 2036 vergeben würden. Die Fernleitungsnetzbetreiber erhielten Stellungnahmen von vier Marktteilnehmern. Darin beehrten die Marktteilnehmer ein Kündigungsrecht für allfällig abgeschlossene Kapazitätsverträge für neu zu schaffende Kapazität um ihre Transportportfolios mit anderen in der Region des südlichen Korridors relevanten Projekten synchronisieren zu können. Die Fernleitungsnetzbetreiber entwickelten daraufhin in Abstimmung mit den beteiligten nationalen Regulierungsbehörden ein Rücktrittsrecht. Netzbenutzer, welchen neu zu schaffende Kapazität zugewiesen wird, haben die Möglichkeit, bis zu einem Stichtag ohne Angabe Gründen von den Kapazitätsverträgen zurückzutreten.

Marktwirtschaft. Wiederum auf unverbindlicher Nachfrage entwickelte Gas Connect Austria gemeinsam mit dem slowakischen Fernleitungsnetzbetreiber Eustream a.s. („Eustream“) und dem ungarischen Fernleitungsnetzbetreiber Magyar Gaz Transit Zrt. („MGT“) den alternativen Transportkorridor „HUSKAT“ (alternativ zur direkten Route von Ungarn nach Österreich - „HUAT“), welcher über die Einspeise- / Ausspeisesysteme Ungarns und der Slowakei zum zentraleuropäischen Gas-Hub Baumgarten führt (siehe Kapitel 5.1.2.5). Damit richtet Gas Connect Austria seine Geschäftstätigkeit nach dem Postulat „Maximierung der Kundenzufriedenheit durch Maximierung der Möglichkeiten“ aus.

Planwirtschaft. Während die österreichische Regulierungsbehörde schließlich den von Gas Connect Austria eingebrachten Projektvorschlag bewilligte und damit grünes Licht für die Möglichkeit der Netzbenutzer gab, die aus ihrer Sicht vorteilhaftere Transportroute nämlich entweder „(RO)HUAT“ oder „HUSKAT“, auszuwählen, erstattete die ungarische Regulierungsbehörde eine negative Meinung zum korrespondierenden Projektvorschlag von FGSZ für das Projekt für neu zu schaffende Kapazität am Punkt Mosonmagyaróvár.

Mosonmagyar-Over? Gas Connect Austria sieht den Transportkorridor jedoch nach wie vor als attraktiv an und strebt eine Versteigerung der neu zu schaffenden Kapazität im Rahmen der Jahresauktionen im Juli 2019 an. Dies insbesondere auch deshalb, weil die Marktteilnehmer einen aggregierten Bedarf von rund 10.000 MWh/h pro Jahr angemeldet haben und dieser durch den alternativen Transportkorridor „HUSKAT“ weniger als hälftig abgedeckt würde.

5.1.2.5 Schwarzmeer-Korridor – „HUSKAT“

More of the same? Gas Connect Austria und der slowakische Fernleitungsnetzbetreiber Eustream erhielten im Oktober 2017 eine unverbindliche Kapazitätsnachfrage in Höhe von rund 4.648 MWh/h pro Jahr für den Kopplungspunkt Baumgarten für den Zeitraum 2022 bis 2037 in Flussrichtung Slowakei nach Österreich. Obwohl diese Nachfrage nach dem Einmeldezeitraum der Marktnachfrageanalyse einlangte, entschlossen sich die Fernleitungsnetzbetreiber, sie im

Rahmen der Marktnachfrageanalyse im laufenden Verfahren für neu zu schaffende Kapazität zu behandeln. Die unverbindliche Nachfrage kann dabei auf der österreichischen Seite des Kopplungspunkts Baumgarten durch Bestandskapazität gedeckt werden, wohingegen sie auf slowakischer Seite des Kopplungspunkts nicht durch Bestandskapazität gedeckt werden kann. Die Marktnachfrageanalyse ergab außerdem eine korrespondierende Nachfrage am slowakisch / ungarischen Kopplungspunkt Veľké Zlievce / Balassagyarmat.

Alternative? Im Sinne der Maximierung der Möglichkeiten seiner Transportkunden entwickelte Gas Connect Austria gemeinsam mit Eustream und dem Betreiber des ungarisch-slowakischen Interconnector, MGT, einen alternativen Kapazitätszuweisungsmechanismus gemäß Artikel 30 des Netzkodex für Kapazitätszuweisungsmechanismen. Der Zuweisungsmechanismus ermöglicht Transportkunden, während des Zuweisungsverfahrens Gebote für die Buchung von Kapazität an beiden Kopplungspunkten abzugeben. Die Gebote können zudem an Bedingungen geknüpft werden, nämlich an die Zuweisung von Kapazität an beiden Kopplungspunkten, die Zuweisung von Kapazität für mehrere Jahres-Standardkapazitätsprodukte an einem Kopplungspunkt und / oder die Zuweisung einer Mindestkapazitätsmenge. Anders als im Regelverfahren für neu zu schaffende Kapazität, in dem der Transportkunde an das starre Regelwerk der mehrstufigen aufsteigenden Preisauktion gebunden und also „Preisnehmer“ ist, erfolgt Zuweisung dabei gemäß seiner tatsächlichen Zahlungsbereitschaft („willingness-to-pay“). Analog zum Korridor-Projekt am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár (siehe Kapitel 5.1.2.4) hält der Transportkunde auch im „HUSKAT“-Projekt ein Sonderkündigungsrecht, um sein Transportportfolio mit anderen in der Region des südlichen Korridors relevanten Projekten synchronisieren zu können.

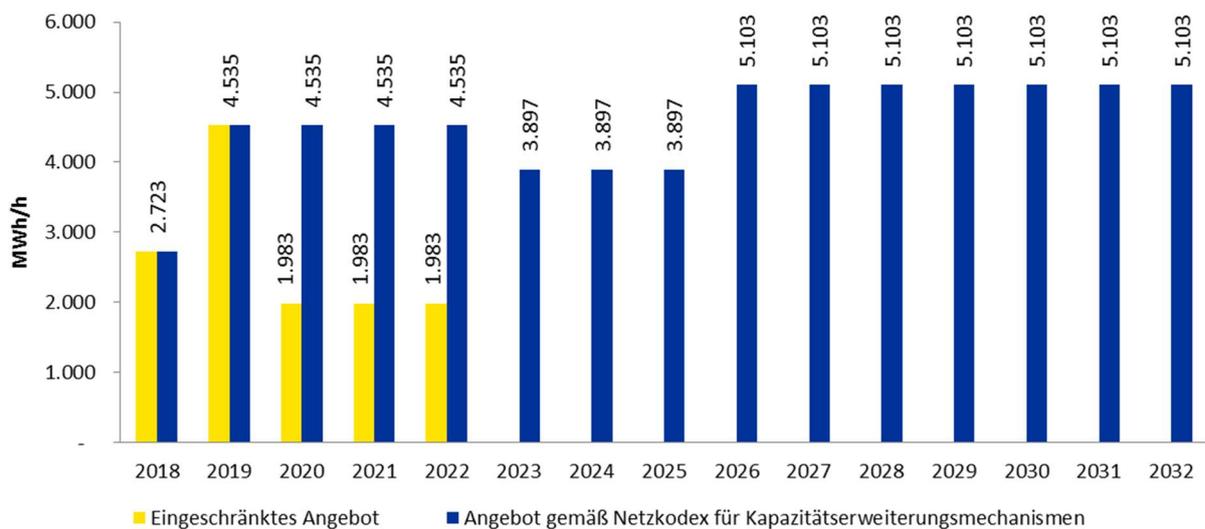
Vergabe gestartet. Vom 25. Mai 2018 bis zum 25. Juni 2018 führten die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber die verbindliche, gemeinsame und öffentliche Konsultation des Entwurfs des Projektvorschlags durch. Die Marktteilnehmer übermittelten neun Stellungnahmen. Am 05. Juni 2018 hielten die Projektpartner eine Informationsveranstaltung für Marktteilnehmer in Budapest ab. Nach Berücksichtigung der Ergebnisse der Konsultation reichten die Fernleitungsnetzbetreiber abgestimmte Projektvorschläge bei den jeweiligen nationalen Regulierungsbehörden ein, welche im Zeitraum von 23. Juli 2018 bis 26. Juli 2018 genehmigt wurden. Damit konnte das Vergabeverfahren für den „HUSKAT“-Korridor am 27. Juli 2018 gestartet werden. Das genehmigte Regelwerk des Vergabeverfahrens inklusive seiner Zeitplanung sowie Vertragsmuster für die angebotene Kapazität sind auf den Internet-Seiten von Gas Connect Austria zugänglich.

5.1.2.6 Exkurs – Verkaufseinschränkungen am Punkt Mosonmagyaróvár

Beschränkt durch Bündelungsgebot. Nachdem die ungarische Regulierungsbehörde dem ungarischen Fernleitungsnetzbetreiber FGSZ kurzfristig jegliche Vermarktung von Jahreskapazitäten im Rahmen der Jahresauktionen 2017 untersagt hatte, konnte Gas Connect Austria aufgrund der Bündelungsverpflichtung des Netzkodex für Kapazitätszuweisungsmechanismen anstatt 15 Jahre nur 2 Jahre gebündelt anbieten. Auch im Jahr 2018 wurde die Vermarktung von Jahreskapazität durch einen Beschluss der ungarischen

Regulierungsbehörde maßgeblich eingeschränkt, sodass insgesamt lediglich 19% der auf der österreichischen Seite des Kopplungspunkts verfügbaren Kapazität angeboten werden konnte. Die Abbildung 45 zeigt das entsprechend eingeschränkte Angebot von FZK Kapazität am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár im Vergleich zur Kapazität, welche gemäß den gesetzlichen Regelungen des Netzkodex für Kapazitätszuweisungsmechanismen auf der österreichischen Seite angeboten hätte werden dürfen.

Abbildung 45: Verkaufseinschränkung Exit Mosonmagyaróvár



Quelle: GCA, 2018

Kerngeschäft. Gas Connect Austria erachtet diesen erneuten Eingriff in sein Kerngeschäft, nämlich der Vermarktung von grenzquerenden Transporten, als konfliktär zur europäischen Gesetzgebung, insbesondere bezüglich der Verpflichtung zur gebündelten Zuweisung gemäß Artikel 19 des Netzkodex für Kapazitätszuweisungsmechanismen. Die ungarische Regulierungsbehörde argumentiert die Kapazitätseinschränkungen mit der Gefahr einer möglichen Marktabschottung durch allfällige Buchungen eines sogenannten dominanten Marktteilnehmers, welcher laut ungarischer Regulierungsbehörde einen Informationsvorsprung besäße. Gas Connect Austria erachtet diese Argumentation, auch angesichts der Vielzahl von in Planung und Durchführung befindlichen transnationalen Infrastruktur-Projekten, als spekulativ. Hinzu kommt, dass die ungarische Regulierungsbehörde zeitgleich Projekte für neu zu schaffende Kapazität wie etwa „ROHU“ oder „HUSKAT“ (siehe Kapitel 5.1.2.5) unterstützt, wengleich diese Kapazitäten, folgt man der ungarischen Argumentationslinie, ebenfalls Auslöser von Marktabschottungen sein könnten. Gas Connect Austria vertritt dagegen die Ansicht, dass allein der Markt mittels Auktionen für Bestandskapazität über die Verwendung bestehender Transportrouten und / oder mittels Auktionen von neu zu schaffender Kapazität über eine Realisierung von neuen Transportkorridoren entscheiden soll. Aufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber im Verbund mit den Regulierungsbehörden ist also die Schaffung und Maximierung von Möglichkeiten für die Marktteilnehmer.

5.2 Aktivitäten der Trans Austria Gasleitung GmbH

An der Kreuzung zwischen den Nord-Süd im Mittel- und Südeuropa („NSI East Gas“) und südlichen („SGC“) vorrangigen Gaskorridoren spielen Österreich und deren virtueller Handlungspunkt in der Erdgasversorgung Europas aufgrund der geografischen Situation eine maßgebliche Rolle. Die aktuell noch in Entwicklung befindlichen neuen grenzüberschreitenden Verbindungen zur Versorgung mit Gas aus dem Schwarzen Meer bzw. von russischem Gas aus Nordeuropa würden diese Funktion als Gasdrehscheibe und insbesondere des Knoten Baumgarten weiterhin verstärken.

Wegen dieser zentralen Lage stellt das Fernleitungssystem der Trans Austria Gasleitung GmbH („TAG GmbH“) eine Lebensader von der slowakischen zur italienischen Grenze dar. Im ständigen Austausch mit dem angrenzten Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria GmbH („GCA“), leistet TAG GmbH einen wesentlichen Beitrag zur österreichischen Versorgungssicherheit in Richtung des einheimischen Verteilungssystems und zur internationalen Transitsicherheit in Richtung der angrenzenden italienischen, slowenischen und weiters der kroatischen Netze.

Die Planung und Umsetzung von Investitionsprojekten erfüllt grundsätzlich einen doppelten Zweck, welcher in der Kernverantwortung der TAG GmbH als Fernleitungsnetzbetreiber liegt:

- ▶ einerseits die bestehenden Fernleitungsanlagen des TAG-Systems durch Ersatzinvestitionen zuverlässig, leistungsfähig und optimiert aufrechtzuerhalten, um die bisherigen Transporterfordernisse weiters sicherzustellen
- ▶ andererseits Marktnachfrage nach zusätzlicher Transportkapazität nachzukommen, gemäß der verankerten NEP Methodologie „Kapazitätsdatenerhebung / Ermittlung des Kapazitätsbedarfs / Definition und Analyse des Kapazitätsszenarios / Projektplanung“

Der Netzentwicklungsplan („NEP“) der TAG GmbH liefert im Wesentlichen den verschiedenen Akteuren des Gas- und Energiesektors, Marktteilnehmern, Entscheidungsträgern und Konsumenten, eine Darstellung der laufenden Planungsaktivität und Projektfortschritte des Unternehmens. Die Auflistung der Hauptinvestitionen gegliedert nach Investitionen für Kapazitätserweiterung und Ersatzinvestitionen bildet jeweils die Verwirklichung der Nachfragedeckung und der Aufrechterhaltung des TAG-Systems ab. TAG GmbH stellt ebenfalls im NEP den Konnex der FNB-Aktivität im breiteren Kontext der Weiterentwicklung des europäischen Gasmarkts dar, von der Innovation und Technologie bis zur aktuellen und potentiellen Vermarktungsaktivität.

Der NEP der TAG GmbH ist integraler Bestandteil des Koordinierten Netzentwicklungsplans (KNEP) und wurde integrativ in enger Zusammenarbeit mit GCA und den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern aufgebaut. Die etwaigen Interaktionen mit dem österreichischen Verteilungssystem wurden ebenfalls in einer nationalen holistischen Betrachtungsweise unter Einbeziehung der AGGM als VGM und MGM berücksichtigt.

5.2.1 Kapazitätsvermarktung und kommerzielle Aktivität

PRISMA Vermarktung: der „one stop shop“ von TAG GmbH für die Kapazitätsvermarktung

In Übereinstimmung mit seiner Philosophie der Bereitstellung von einer einzigen einheitlichen Vermarktungsstelle („one stop shop“) werden die von TAG GmbH an den maßgeblichen Einspeisepunkten Baumgarten und Arnoldstein (Reverse Flow) sowie Ausspeisepunkten Baumgarten und Arnoldstein angebotenen Kapazitäten zur Gänze und für alle Marktsegmente auf der PRISMA Plattform auktioniert. Dadurch wird für Marktteilnehmer die Transparenz erhöht, und gleichzeitig die administrativen Aufwände gering gehalten.

TAG GmbH startete in Oktober 2015 die Kapazitätsvermarktung durch Within-Day Produkte, welche einen weiteren Schritt zur größtmöglichen Flexibilität für Kunden bietet. Um zusätzlich das Produktportfolio der TAG GmbH im Sinne ihrer Transportkunden weiterzuentwickeln wurde zu den bereits verfügbaren Produkten ebenfalls ab Oktober 2015 die Möglichkeit geboten, Gas auf unterbrechbarer Basis über den Ausspeisepunkt TAG Baumgarten, virtuell in das slowakische Fernleitungssystem abzuführen (nicht-physikalischer Reverse Flow auf UK-basis).

Als neue Umsetzung und innovatives Werkzeug des Netzkodex CAM⁴ („NC CAM“) unter direkter Mitwirkung der TAG GmbH, gemeinsam mit anderen Fernleitungsnetzbetreibern, wurde in der jährlichen Auktion 2018 vom 02.07.2018 die Abgabe von Angeboten für potenzielle Projekte mit neu zu schaffender Kapazität auf der PRISMA Plattform ermöglicht. Diese Abgabe kann für die jeweiligen verschiedenen Projektvariation, die sogenannten „Angebotslevel“, gestaltet werden, welche sich durch die maximale zu schaffende potenzielle neue technische Kapazität am betroffenen maßgeblichen Punkt unterscheiden. Sollten genügend Angebote im dafür vorgesehenen Zeitraum (z.B. 15 Jahren) vorhanden sein, um die Wirtschaftlichkeit des Projekts gewährleisten zu können, kann das Projekt initiiert werden.

Die Prisma Plattform stellt letztendlich auch ein höchsteffizientes System dar, um verschiedenste Bündelungsarten und dadurch maximierende gebündelte Kapazität an einem maßgeblichen Punkt durch die Koordinierung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern zu verwenden, welche direkt dem Markt dienen.

Weitere Dienstleistungen der TAG GmbH für den Markt

TAG GmbH nimmt seine Rolle als Dienstleister für seine Netzbenutzer durch die Optimierungs- und Flexibilisierung der Vermarktungsmöglichkeiten wahr.

TAG GmbH bietet gemäß Punkt 2.2.4 der am 28.08.2012 im Amtsblatt der Europäischen Union publizierten Engpassmanagementprozeduren den TAG Netzbenutzern die Möglichkeit an, 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 („Surrender“). TAG GmbH bietet die

⁴ Verordnung (EU) 459/2017, welche am 06.04.2017 in Kraft getreten ist.

zurückgegebene Kapazität sowie die durch die Anwendung der kurzfristigen Day-Ahead UIOLI Regelung (Use It Or Lose It) freigesetzten Kapazitäten gemeinsam mit der TAG Kapazität in den entsprechenden Auktionen an.

Ebenso durch die Bestimmungen des neuen NC CAM initiiert, bietet TAG GmbH per 01.10.2017 eine Dienstleistung zur Umwandlung von ungebündelten, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) am jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkt an. Diese Dienstleistungen ermöglichen jenen TAG Netzbenutzern, welche bestehende ungebündelte Kapazität an den TAG Ein- und Ausspeisepunkten gebucht haben und durch Auktion gebündelte Kapazität an denselben Punkten erworben haben, die ungebündelte Kapazität in gebündelte Kapazität unter den jeweiligen geltenden Bedingungen umzuwandeln ([Link zu Umwandlungsdienst](#) der TAG GmbH).

Kundenbeziehung als Erfolgsfaktor

TAG GmbH leitete 2017 einen abteilungsübergreifenden Prozess zur Analyse der Kundenzufriedenheit ein. Ziel dabei ist, die Qualität der angebotenen kommerziellen Dienstleistungen kontinuierlich zu bewerten und zu verbessern, mit dem Fokus, die aktuelle hohe Qualität des Kundenmanagements weiterhin aufrechtzuerhalten. Als zentrales Werkzeug dieser Vorgehensweise wurde zwischen dem 12.04.2017 und dem 12.05.2017 eine Marktuntersuchung durchgeführt, welche wiederum als Input zur Festsetzung von Leistungs- und Steuerungsindikatoren dienen wird. Die Analyse der Befragungsergebnisse und die Auflistung der entsprechenden Maßnahmen wurden Beginn 2018 finalisiert und kommen bis Ende 2020 unternehmensintern in Anwendung.

Ein besonderer Fokus wird in diesem Zeitraum auch den weiteren nennenswerten Kriterien wie „Transparenz und Datenqualität“, „Umweltaspekte“ oder „Transportzuverlässigkeit“ gewidmet.

Andere Themen

Als Mitglied der ENTSOG nimmt TAG GmbH federführend an der Umsetzung des NC CAM und dessen neuen Bestimmungen teil. Folgende Arbeitsthematiken werden im Wesentlichen aktuell betreut: die Erarbeitung der Vorlage für die „wesentlichen Geschäftsbedingungen für gebündelte Kapazitätsprodukte“ gemäß NCCAM § 20 nach der am 30. April 2018 abgeschlossenen öffentlichen Konsultation; die laufende Analyse der potentiellen Verkürzung der Prozessvorlaufzeiten für die Durchführung von Nutzungsüberlassungen bzw. potenziellen Kapazitätsrechtübergabe. Ein bedeutsamer Schritt wurde Ende 2017 geschafft, indem die Vorlaufzeit zur Durchführung von Nutzungsüberlassungen für die Kunden der TAG GmbH von ursprünglich 2 Tagen auf 4 Stunden reduziert wurde.

5.2.2 Kapazitätsbuchung – Bericht 2018

Buchung von jährlichen, quartalsmäßigen und monatlichen Produkten

Für den Analyselieferzeitraum 01.10.2014 – 01.10.2018 wurde durch Jahres- und Quartals-Produkte an den maßgeblichen Einspeisepunkten Baumgarten und Arnoldstein (Reverse Flow) sowie Ausspeisepunkten Baumgarten und Arnoldstein in beiden festen und unterbrechbaren

Produktqualitäten beinahe keine Kapazitätserwerbung seitens Netzbenutzer getätigt (ein Zuschlag wurde im März 2014 für den Ausspeisepunkt Arnoldstein in unterbrechbarer Qualität aufgenommen). Diese aktuelle Dynamik lässt sich unter anderem auf die bis 2023 durch langfristige Kapazitätsverträge hohe Buchungssituation an den maßgeblichen Punkten des TAG-Systems zurückführen.

Die Kapazitätsbuchung von monatlichen Produkten deutet für den gleichen Analyselieferzeitraum tendenziell eine ähnliche Dynamik an. Seit Ende 2017 wurden jedoch am Ausspeisepunkt Arnoldstein für die Monate Januar bis Mai 2018 systematisch Buchungen betätigt und der Startpreis in den Auktionen von Januar, Februar und April 2018 überschritten, was zeigt, dass die Nachfrage nach verfügbaren Transportkapazitäten an diesem maßgeblichen Punkt nur zeitweise die maximale technische Kapazität erreicht. Andererseits kann aufgrund der nur sehr sporadischen vollen Buchung der angebotenen Transportkapazitäten auch interpretiert werden, dass die Dimensionierung und Optimierung des Kapazitätsangebots aktuell dem Marktbedarf adäquat entspricht. (siehe auch nächstes Kapitel).

Buchung von täglichen und untertäglichen Produkten

Wie auch schon in den Vorjahren wurden in 2017 im TAG-System vor allem kurzfristige Produkte, insbesondere Day-Ahead Produkte, von den Marktteilnehmern nachgefragt. Die Tatsache, dass der Startpreis der Auktionen hierbei bei einem Großteil der Auktionen gleich dem markträumenden Preis ist, kann als klare Indikation gesehen werden, dass sich im TAG-System keine Engpässe herleiten lassen und somit das Kapazitätsangebot die Marktnachfrage aktuell ausreichend abdeckt. Siehe auch die 5. Ausgabe des jährlichen Berichts zu vertraglichen Engpässen (Annual report on contractual congestion at Interconnection points – 2017, ACER).

Tabelle 8: Statistische Auswertung der Auktionen für kurzfristige Produkte der TAG GmbH, 2017

Jahr 2017			Day-Ahead*				Within-Day	
			FZK		UK		Auktionen	Mit Aufpreis
B = gebündelt, U = ungebündelt			Auktionen	Mit Aufpreis	Auktionen	Mit Aufpreis		
Baumgarten	Entry	B	340	0	0	0	Grundsätzlich stündlich, Bündelung in Abhängigkeit des benachbarten FNBS	4
Baumgarten	Entry	U	105	5	265	0		0
Baumgarten	Exit	B	0	0	0	0		-
Baumgarten	Exit	U	0	0	363	0		-
Arnoldstein	Entry	B	362	0	3	0		0
Arnoldstein	Entry	U	362	0	10	0		0
Arnoldstein	Exit	B	318	26	67	0		23
Arnoldstein	Exit	U	7	0	248	0		0

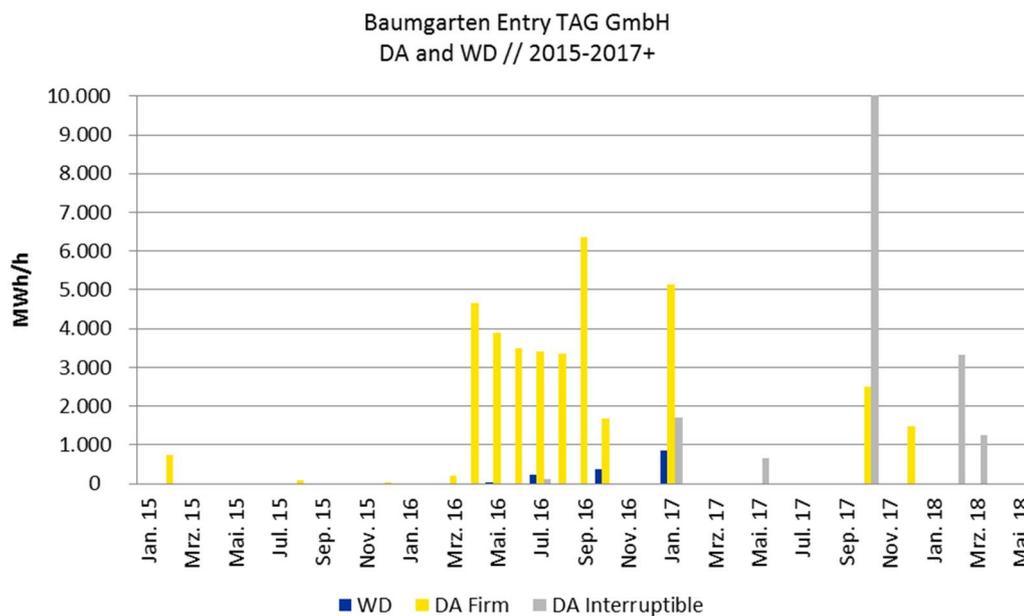
*) Die Anzahl von Auktionen in den Day-Ahead und Within-Day Marktsegmenten hängt hauptsächlich von den geplanten Wartungsarbeiten der TAG- und Nachbar-Systeme und von den Bündelungskonfigurationen ab.

Quelle: TAG GmbH, 2018

Ferner hat in 2013 die Einführung von kurzfristigen Engpassmanagementprozeduren gemäß §11 der Gas-Marktmodellverordnung 2012 sowie die Möglichkeit der Kapazitätsrückgabe (Surrender) dazu geführt, dass die Verfügbarkeit von frei zuordenbaren Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten erhöht werden konnte. Mit der Einführung von Within-Day Auktionen hat TAG GmbH die Bestimmungen der Verordnung (EU) 984/2013 (vormals CAM Network Code) vollständig umgesetzt.

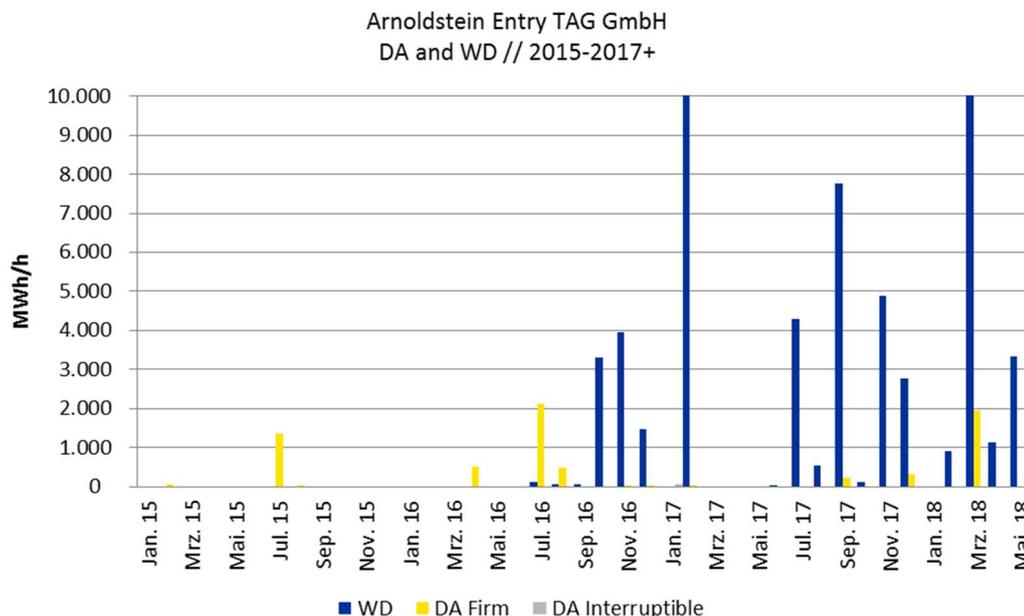
Der Verlauf der gebuchten Kapazitätsumfänge zeigt eine Intensivierung der kurzfristigen Erwerbungsaktivitäten seit Beginn 2017.

Abbildung 46: Day-Ahead und Within-Day Vermarktung 2015-2017+: TAG Einspeisepunkt Baumgarten



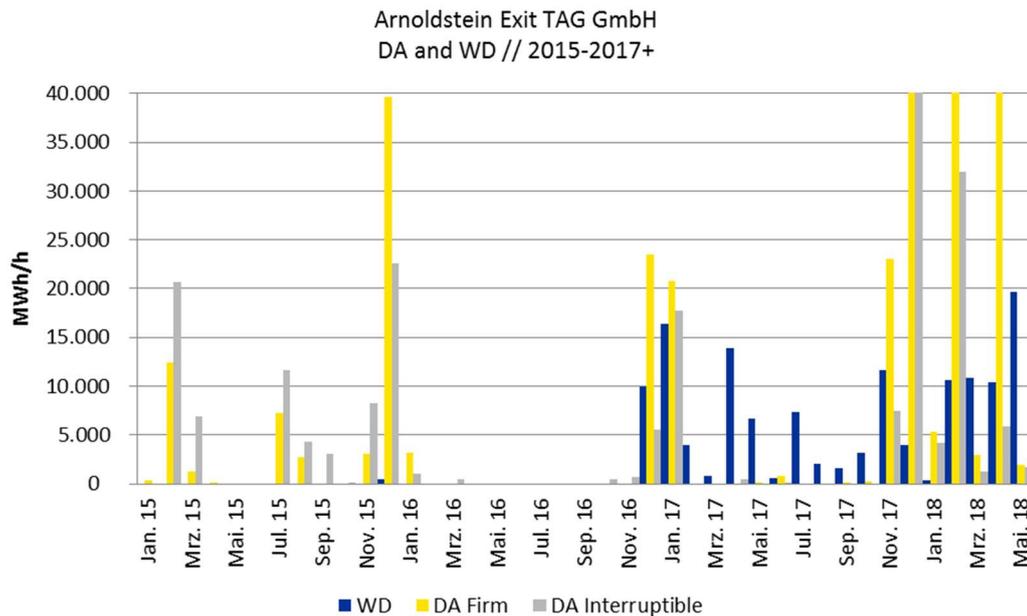
Quelle: TAG GmbH

Abbildung 47: Day-Ahead und Within-Day Vermarktung 2015-2017+: TAG Einspeisepunkt Arnoldstein



Quelle: TAG GmbH

Abbildung 48: Day-Ahead und Within-Day Vermarktung 2015-2017+: TAG Ausspeisepunkt Arnoldstein



Quelle: TAG GmbH

5.2.3 Qualität, Sicherheit, Umweltschutz und Zertifizierung

Die Sicherheit von Menschen und Anlagen und die Erfüllung aller Umweltstandards haben für die TAG GmbH oberste Priorität, sowohl im täglichen Betrieb als auch bei der Realisierung von Projekten. Die TAG GmbH setzt daher laufend Maßnahmen in den Bereichen Gesundheit, Arbeitssicherheit, Security und Umweltschutz.

Arbeitssicherheit

Die TAG GmbH lebt einen proaktiven Ansatz für die Sicherstellung der Gesundheit und Unversehrtheit ihrer Mitarbeiter und Kontraktoren. TAG GmbH ist überzeugt, dass jeder Unfall verhindert werden kann. So werden zum Beispiel unsichere Zustände und Handlungen sofort gemeldet und korrektive Maßnahmen stringent umgesetzt.

Das Krisen- und Notfallmanagementsystem stellt zudem sicher, dass eventuelle Zwischenfälle professionell gehandhabt werden.

Die Tätigkeiten stehen im Einklang mit allen gültigen Rechtsvorschriften und dem letzten Stand der Technik. Die TAG GmbH strebt eine Zertifizierung nach ISO 45001:2018 (Norm für ein zertifiziertes Arbeitssicherheitsmanagementsystem) im Jahr 2019 an.

Umweltschutz

Die TAG GmbH nimmt ihre Auswirkungen auf Mensch, Tier und Umwelt ernst und ist bestrebt diese kontinuierlich zu minimieren. Eine kontinuierliche Überwachung unserer Emissionen, die regelmäßige Erhebung von Umweltkennzahlen samt Ableitung von geeigneten Maßnahmen

und der Bewusstseinsbildung der Mitarbeiter ermöglichen eine stetige Verbesserung des Umweltschutzes.

Die Tätigkeiten stehen im Einklang mit allen gültigen Rechtsvorschriften und dem letzten Stand der Technik. Die Trans Austria Gasleitung GmbH strebt eine Zertifizierung nach ISO 14001:2015 (Norm für ein zertifiziertes Umweltmanagementsystem) im Jahr 2019 an.

Auslegung und Design von Anlagen

Die Anlagen der TAG GmbH werden im Einklang mit den gültigen Gesetzen, Normen, Regelwerken und Bescheiden errichtet. Zusätzlich wird durch interne schriftliche Verfahrensanweisungen und Standard, und unternehmensspezifische HSEQ⁵-Richtlinien eine sichere, transparente und professionelle Abwicklung der Projekte gewährleistet. Die Auftragsabwicklung (Engineering, Errichtung, Abnahme, und Inbetriebnahme) entspricht den gültigen europäischen Normen, nationalen Gesetzen, Vorschriften und dem Stand der Technik.

Wartung, operative Aktivitäten und korrektive Maßnahmen

Die Sicherheit und Integrität der Anlagen wird durch eine strukturierte Instandhaltung gewährleistet. Als Basis dient die Wartungsmatrix, in der die Vorgaben für sämtliche geplante Wartungsaktivitäten der TAG GmbH in einer Wartungsmatrix zusammengefasst sind. Die Art und Periodizität der Aktivitäten wurden auf Basis von Gesetzen (z.B. GWG), Bescheiden, Richtlinien (z.B. ÖVGW), Normen (z.B. ISO, DIN, EN, ÖNORM), Herstellervorgaben und Erfahrungswerten festgelegt. Die Durchführung der geplanten Aktivitäten wird elektronisch geplant und erfasst und in einer Datenbank protokolliert.

Des Weiteren wird durch zahlreiche operative Maßnahmen sichergestellt, dass Abweichungen vom Sollzustand zeitgerecht erkannt werden und der Idealzustand umgehend wiederhergestellt wird.

Ein kontinuierlicher Verbesserungsprozess stellt zudem sicher, dass laufend Maßnahmen zur Gewährleistung und Weiterentwicklung von Anlagensicherheit und -integrität implementiert werden.

5.2.4 Erneuerung des Transportsystems am neuesten Stand der Innovation und Technologie

In der Hauptverantwortung der TAG GmbH steht die Erneuerung ihres Transportsystems und die Instandhaltungstätigkeiten, um die technische, operative und kommerzielle Integrität des Betriebs des TAG-Systems sicherzustellen, mit dem übergeordneten Ziel der Versorgungssicherheit und der Vermeidung von Transporteinschränkungen. Bei der Abwicklung von erheblichen Ersatzinvestitionsprojekten und -programmen wird von TAG GmbH ein maßgeblicher Schwerpunkt auf die Innovation und Technologie gelegt, mit dem Hauptzweck,

⁵ HSEQ: Health, Security, Quality and Environment

sozio-ökonomischen Benefits für die Gesellschaft zu erwirtschaften, welche sich nicht zuletzt auf die Emissionsreduktion, die Optimierung des Betriebsaufwands, die Verringerung von Transportstörungen, die Erhöhung der Betriebszuverlässigkeit und die Optimierung von Brennenergie für die Gasverdichtung bezogen.

Das NOxER II Projekt: der Stromeinsatz und die CO₂-Emissionssenkung im Fokus

Aufgrund der Vorgaben des neuen Emissionsschutzgesetzes für Kesselanlagen (EGK), des Alters und der erreichten Betriebsstunden (über 100.000 je Einheit) von den alten 10 im Jahr 1975 installierten gasgetriebenen Verdichtereinheiten (vom Typ GE Frame 3) wird TAG GmbH diese schrittweise bis Ende 2018 außer Betrieb nehmen, um die Belastung des TAG-Systems mit NO_x und CO₂ Emissionen zu reduzieren.

Nach Vergleich der Technologieauswahlmöglichkeiten wurde, basierend auf detaillierten technischen, netzsteuerungstechnischen und wirtschaftlichen Untersuchungen, die Ersatzlösung zu Gunsten von elektrogetriebenen Verdichtereinheiten ausgewählt. Zu den wesentlichen Vorteilen dieser Technologie zählen:

- ▶ Gewährleistung der Compliance mit dem EGK
- ▶ Die erhebliche Emissionsreduzierung von (zum Teil vom Treibhauseffekt) Gasen (CO₂, CH₄, CO, NO_x, etc.) entsprechend den gesetzlichen Vorgaben und in der globalen mittelfristigen Perspektive der Intensivierung der europäischen CO₂-Reduzierung.
- ▶ Starke Reduktion der Schallemissionen
- ▶ Wartungsarbeiten und Abstellzeiten der Einheiten werden dank der Minderung von mechanischen und thermischen Beanspruchungen reduziert. Dadurch werden weniger Ersatzteile benötigt.
- ▶ Ein breiterer nutzbarer Leistungsbereich bzw. eine stark verkürzte Anfahrdauer führen zu erhöhter Flexibilität in der Einsatzplanung und besserer Operabilität
- ▶ Entfall der Beschaffungskosten für CO₂-Emissionszertifikate
- ▶ Möglichkeit der Optimierung der Kosten für die Antriebsenergie durch switchen zwischen Gas und Stromverdichtern, je nach Marktpreis

Das Projekt und seine vier in Installation befindlichen Elektroverdichter sorgen im Allgemeinen für die Diversifizierung der TAG-Verdichterflotte und hat durch die ausgewählte Technologie wesentlichen sozio-ökonomischen Vorteil, während zugleich die maximalen verfügbaren Transportkapazitäten des TAG-Systems unberührt bleiben. Die physische Implementierung der neuen Verdichter soll bis Ende 2018 abgeschlossen werden. Die verbleibenden Rückbauten sind für 2019 vorgesehen.

Upgrade von Gasgeneratoren und Turbinen am neuesten Stand der Technologie

Die 16 verbleibenden jüngeren gasgetriebenen Verdichter (vom Typ GE PGT25 DLE), aufgeteilt auf 5 verschiedene Verdichterstationen, bilden das Rückgrat des TAG Pipeline Systems. Der Antrieb des Gasverdichters wird von einem Gasgenerator (GE LM2500 DLE) kombiniert mit einer Power Turbine (PGT25) realisiert.

Ersatzinvestitionen, die Turbokompressoren betreffen, sind aktuell von 2 verschiedenen Arten und werden am neusten Stand der vom Hersteller angebotenen Technik und Technologie realisiert:

- ▶ Umrüstung des Gasgenerators von der sogenannten DLE1.0 auf DLE1.5 bzw. DLE1.5 Xtend Produktgeneration mit verlängertem Serviceintervall zur Reduktion der NOx Emissionen gemäß den neuen gesetzlichen Verpflichtungen und mit positiver Auswirkung auf der CO-Emissionen
- ▶ Umrüstung von der obsoleten 46 Loch-Gehäuseflansche der Power Turbinen, bzw. der alten Generation der 72 Loch-Gehäuseflansche, auf die neueste Generation der 72 Loch-Gehäuseflansche mit verlängertem Serviceintervall, um einen zuverlässigen Betrieb der Kompressor-Einheiten zu gewährleisten.

Alle diese Maßnahmen bringen eine substantielle Reduzierung des Inspektions- und Wartungsservice und werden dementsprechend erst realisiert, wenn die jeweiligen Maschinen eine gewisse Anzahl von Betriebsstunden erreicht haben (jeweils bei einem 25,000 oder 50,000 Betriebsstundenservice), was sich auf die Wartungskosten und den wartungsbedingten Stillstandzeiten senkend auswirkt. Infolgedessen wird dieser technologische Sprung zuerst auf die starkbelasteten Verdichter der Verdichterstationen Baumgarten und Ruden angewandt.

Tabelle 9: Gasgeneratoren und Turbinen Projekte

Verdichterstation und Einheit	Turbine Type	Potenzielles Technology Upgrade	Gas Generator Type	Potenzielles Technology Upgrade	Projekt Phase
Baumgarten C500	72-hole old	72-hole new	DLE 1.0	DLE 1.5 Xtend	Planung
Baumgarten C600	72-hole new	/	DLE 1.0	DLE 1.5 Xtend	Planung
Baumgarten C700	46-hole	72-hole new	DLE 1.0	DLE 1.5 Xtend	Engineering
Baumgarten C800	72-hole new	/	DLE 1.5	DLE 1.5 Xtend	/
Ruden C400	46-hole	72-hole new	DLE 1.0	DLE 1.5 Xtend	Umsetzung
Ruden C500	46-hole	72-hole new	DLE 1.0	DLE 1.5	Umgesetzt
Ruden C600	72-hole new	/	DLE 1.5	DLE 1.5 Xtend	Engineering

Quelle: TAG GmbH

Das erste derartige vollumgesetzte Projekt "TAG 2016/R07: DLE 1.5 + 72 holes PT module RC500 in CS Ruden" stellt den ersten Meilenstein in Richtung der technologischen Standardisierung der Turbokompressoren-Flotte des TAG-Systems dar. Mittelfristig beabsichtigt TAG GmbH, die gleiche Philosophie auf alle betroffenen Einheiten anzuwenden.

Programm der Generalüberholung der Schieberstationen des TAG-Systems, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Betriebs nachhaltig zu gewährleisten

Bereits Ende 2015 wurde die Notwendigkeit der Erneuerung von mehreren Schieberstationen des TAG-Systems festgestellt, begründet durch die Alterung und unvermeidliche zeitliche Abnutzung dieser Elemente, welche zum Teil gleichzeitig mit der Errichtung der ältesten TAG I Leitung vor ca. 40 Jahren installiert wurden.

Das Programm hat zum Ziel, Auslagenteile wie Armaturentriebe, ober- und unterirdische Beschichtungen, den kathodischen Korrosionsschutz, Verkabelungen, Einfriedungen etc. nach Notwendigkeit entsprechend dem Stand der Technik zu erneuern.

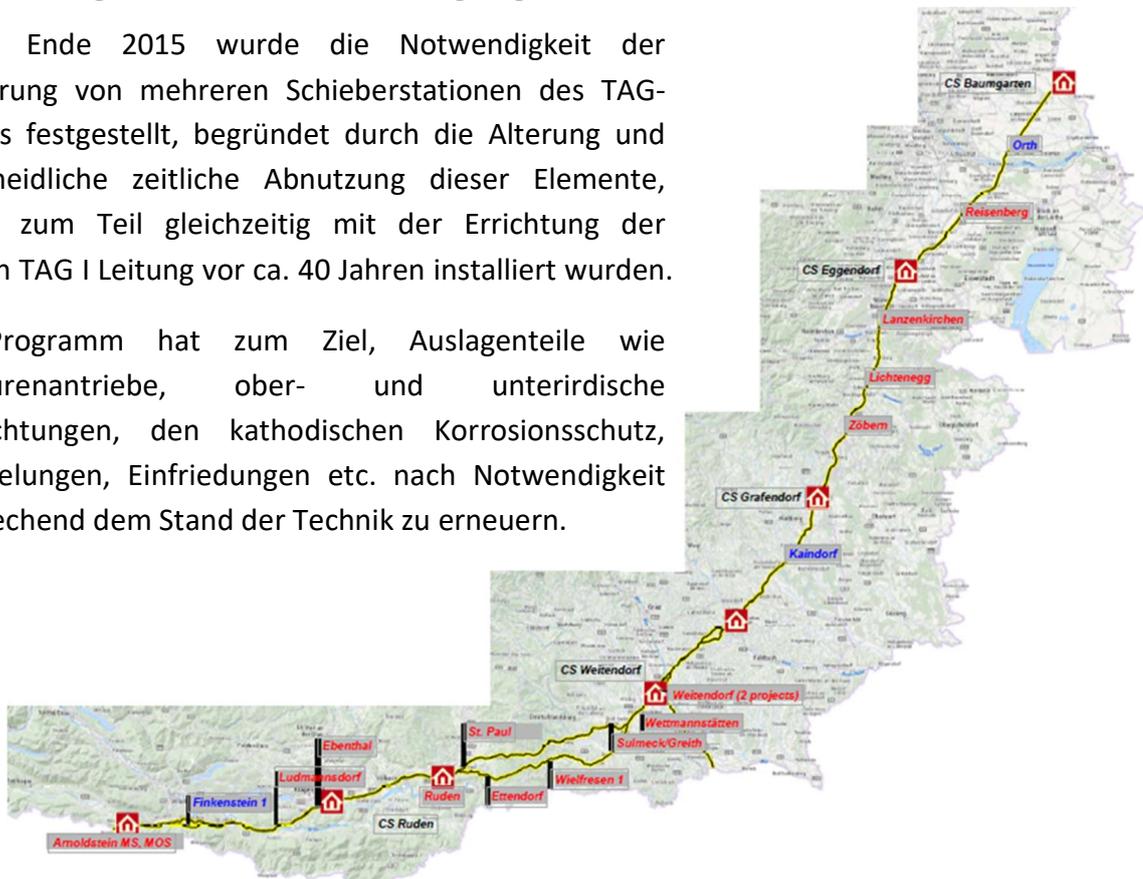


Abbildung 49: Standorte der Erneuerung von Schieberstationen (blau: umgesetzt, rot in Umsetzung oder Planung), Quelle: TAG GmbH

Derartige Erneuerungen stehen in der Zwischenzeit für mindestens 18 identifizierten Hauptschieberstationen entlang der drei Leitungen des TAG-Systems im Projektplan und im NEP der TAG GmbH, davon wurden 3 Projekte in den Standorten Orth, Kaindorf und Finkenstein bereits im Jahr 2017 umgesetzt.

Abbildung 50: Erneuerung von Schieberstationen: Standort Finkenstein



Quelle: TAG GmbH

5.2.5 Schwerpunkt für die Zukunft: Digitalisierung und nachhaltige Gase

Nachhaltige Gase

Basierend auf dem von der europäischen Kommission kommunizierten Strategieplan für eine CO₂-arme Wirtschaft bis 2050⁶ bzw. auf der 2018 publizierten Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung⁷ nehmen die Thematiken der Dekarbonisierung und der Entwicklung von nachhaltigen Gasen (z.B. Bio-, Grün-, Synthetik- Gase) in Wichtigkeit in den nationalen, regionalen und europäischen Entwicklungsszenarien ständig zu. Im Einklang hierzu startete TAG GmbH 2018 die potenziellen Einsatzbereiche in Österreich zu evaluieren, damit Fernleitungsnetzbetreiber am effizientesten mitgestalten und einen Beitrag als zentrales Element der Energiewertschöpfungskette erbringen können.

Die identifizierten Prioritäten betreffen aktuell die Mobilität und die Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas als Strom-Gas Sektorenkopplung und werden in Zusammenarbeit mit den anderen Akteuren der Gas- und Energiebranche in der nächsten Zeit weitervertieft werden.

Digitalisierung

Um den neuen Herausforderungen der Gasdekarbonisierung und Energiewende entgegenzutreten setzt die Digitalisierung der Gasbranche einen wichtigen Meilenstein. Auch als zentraler Punkt der österreichischen Klima- und Energiestrategie stehen Smart Grid, Smart Meter, Virtualisierung von Geschäftselemente, Steuerung und Regelung mittels digitaler Technologien, Blockchain als integrative Bestandteile für die Transformation des Energiesektors. TAG GmbH legt ebenfalls einen strategischen Fokus auf diese Umwandlung, um ihr System bereits auf die Zukunft schrittweise vorzubereiten.

Als Veranschaulichung dieser Umwandlung wird aktuell von TAG GmbH geplant, ein Ferndiagnosesystem in allen seinen Verdichterstationen zu implementieren. Dieses zielt darauf ab, Echtzeit-zustandsorientierte Instandhaltung einzuführen, wodurch die Interventionszeiten optimiert werden, die Zuverlässigkeit erhöht und die Wartungskosten verringert.

⁶ https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_de

⁷ www.mission2030.info

6 Projekte (Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber)

6.1 Gliederung der Projekte

Die Projekte im KNEP werden nach Projektkategorien und Projektarten gegliedert.

6.1.1 Projektkategorie

Die Projekte im KNEP werden in 5 Projektkategorien (siehe Abbildung 51) eingeteilt, wobei die Projektkategorien den Genehmigungszyklus widerspiegeln.

Abbildung 51: Projektkategorien

Projekte im letzten KNEP	Neue Projekte	Projekte im aktuellen KNEP
	Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung	
	Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung	
	Zurückgezogene Projekte	
	Fertiggestellte Projekte	

Quelle: AGGM

Neue Projekte

Neue Projekte sind jene Projekte, die im aktuellen KNEP zum ersten Mal zur Genehmigung eingereicht werden.

Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung

Projekte, die in früheren KNEPs eingereicht und genehmigt wurden und ohne wesentliche Änderung fortgeführt werden, werden dieser Kategorie zugeordnet.

Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung

Gemäß § 64 Abs. 1 GWG 2011 erfolgt die Genehmigung auf Basis des vom FNB übermittelten Nachweises der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen. Bei wesentlicher Änderung dieses Nachweises und deren entsprechenden Daten muss daher grundsätzlich eine Einreichung der Projektabänderungen seitens der FNB und eine erneute Prüfung des Projekts gem. § 64 GWG 2011 seitens E-Control stattfinden.

Zurückgezogene Projekte

Zurückgezogene Projekte sind mit der Genehmigung der Projektzurückziehung nicht mehr Gegenstand des aktuellen KNEP.

Fertiggestellte Projekte

Diese Kategorie umfasst Projekte, die bis zum Einreichungszeitpunkt des aktuellen KNEPs in Betrieb genommen worden sind.

6.1.2 Projektarten

Des Weiteren werden im KNEP die Projekte hinsichtlich ihrer Verwirklichung angestrebten Ziele (z.B. Schaffung von zusätzlichen Kapazitäten, Ersatz von bestehender Infrastruktur, etc.) in folgende Projektarten unterschieden.

Planungsprojekte für zusätzliche Kapazitäten

Als Planungsprojekte werden Projekte für zusätzliche Kapazitäten bezeichnet, bei denen der Projektstatus in einem frühen Planungsstadium ist, deren Planungsüberlegungen hinsichtlich technischer Ausgestaltung und wirtschaftlicher Optimierung von vorgelagerten Projekten beeinflusst werden oder für die die Vermarktungsmodalitäten noch nicht abschließend geklärt sind.

Projekte für zusätzliche Kapazitäten

Unter Projekte für zusätzliche Kapazitäten sind Projekte zu verstehen, bei denen ein fortgeschrittener Projektstatus erreicht ist (z.B. die Detailplanung abgeschlossen ist, Genehmigungsverfahren eingeleitet wurden, eine Machbarkeitsstudie durchgeführt wurde). Diese gliedern sich in:

- a. Projekte mit Wirtschaftlichkeitsprüfung gem. Art. 22 i.V.m. Art 24 Verordnung (EU) 2017/459 („NC CAM“):
Projekte, deren Kosten zur Gänze oder teilweise direkt einem oder mehreren Übergabepunkten (IP) zuzuordnen sind. Diese Projekte sind dann umzusetzen, wenn die Wirtschaftlichkeitsprüfung gem. Art. 22 i.V.m. Art. 24 NC CAM positiv ist.
- b. Komplementärprojekte:
Dies sind Projekte, deren Realisierung zur Erreichung der vollständigen angestrebten Funktion eines unter Punkt a. gelisteten Projektes erforderlich ist. Dieses Projekt kann nur dann umgesetzt werden, wenn das korrespondierende Projekt unter Punkt a. eine positive Wirtschaftlichkeitsprüfung gem. Art. 22 i.V.m. Art. 24 NC CAM erreicht hat. Mit der Genehmigung der Projekte sind diese umzusetzen, wenn das vorgelagerte oder korrespondierende Projekt die Bedingung zur Umsetzung erfüllt hat.
- c. Projekte ohne Wirtschaftlichkeitsprüfung:
Dies sind Projekte, die weder Punkt a. noch Punkt b. zuzuordnen sind, dennoch aus Sicht der angestrebten Funktion und des Vorhabens kapazitätsrelevante Projekte sind (z. B. Flexibilisierung des Zugangs zum Virtuellen Handlungspunkt, Verstärkung des freizuordenbaren Charakters im Hinblick auf Versorgungs- und Transitsicherheit (Erhöhung der FZK-Redundanz), etc.), jedoch kein Ersatzinvestitionsprojekt ist.

Ersatzinvestitionsprojekte

Dem Zweck des KNEPs entsprechend sind auch Ersatzinvestitionen, die bestehende wichtige Infrastrukturen iSd § 63 Abs. 3 Z 1 GWG 2011 betreffen und den sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb erhalten, in den KNEP aufzunehmen. Auch Ersatzinvestitionen können einen Beitrag dazu leisten, die Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher zu decken sowie ein hohes Maß an Verfügbarkeit der Leitungskapazität

(Versorgungssicherheit) zu erzielen (z.B. der Tausch von Verdichtereinheiten oder die Erneuerung von Leitungsabschnitten).

6.2 Zurückgezogene Projekte aus dem KNEP 2017

Die in Tabelle 10 aufgelisteten Projekte wurden in früheren Koordinierten Netzentwicklungsplänen genehmigt und werden im KNEP 2018 zurückgezogen, da diese Projekte nicht mehr erforderlich sind, um die im KNEP 2018 eingemeldeten Kapazitätsbedarfe zu decken. Vorbehaltlich der Genehmigung der ECA werden diese Projekte nicht mehr als KNEP Projekte geführt.

Tabelle 10: Zurückgezogenen Projekte

Projektart*	Projektträger	Projektnr.	Projektname
K	TAG	2016/03	Reverse Flow Baumgarten MT Station (MS2)

*) K – Projekt für zusätzliche Kapazitäten; E - Ersatzinvestitionsprojekt

Quelle: GCA, TAG, AGGM; 2018

6.3 Projekte im KNEP 2018

Der KNEP 2018 umfasst die in Tabelle 11, Tabelle 12, Tabelle 13, Tabelle 14 und Tabelle 15 aufgelisteten Projekte.

In Tabelle 11 und Tabelle 13 sind jene Projekte aufgelistet, die unverändert aus den KNEPs 2015, 2016 und 2017 weitergeführt werden. Diese Projekte sind bereits von E-Control Austria genehmigt und werden von den Projektträgern entsprechend dem Umsetzungsplan weitergeführt.

In Tabelle 14 sind jene Projekte aufgelistet, die in einem früheren KNEP von E-Control Austria genehmigt, auf Basis neuer Erkenntnisse bzw. geänderter Bedarfe, jedoch abgeändert wurden.

In Tabelle 12 und Tabelle 15 sind die im KNEP 2018 neu erstellten Projekte aufgelistet. Diese Projekte werden bei E-Control Austria zur Genehmigung eingereicht.

Die Projektblätter, in denen die wichtigsten Projektdaten zusammengefasst sind, sind dem Anhang 1 angefügt. Die Ordnung erfolgt nach Projektart und Projektnummer.

Informationen zu möglichen Auswirkungen auf die Transportkapazitäten während der Umsetzung der Projekte sind unter folgenden Links zu finden:

- AGGM: <https://www.aggm.at/netzinformation/instandhaltungskoordination>
- GCA: <https://www.gasconnect.at/netzinformationen/netzentwicklung/wartungsarbeiten/>
- TAGG: <https://www.taggbmh.at/fuer-netzbenutzer/wartungsarbeiten/>

6.3.1 Projekte für zusätzliche Kapazitäten

Die folgenden Projekte wurden in enger Abstimmung zwischen den österreichischen FNB und/oder den jeweiligen entsprechenden angrenzenden FNB analysiert und entwickelt. Die Bedingungen, welche durch den Bescheid V KNEP G 01/17 vom 19. Januar 2018 erteilt wurden, wurden als Analysebasis ebenfalls herangezogen.

Eine Detaillierung der Projekte inklusive der technischen Maßnahmen in der Form von Projektdatenblättern befindet sich am Ende dieses Berichts. Weitere Details werden in den vertraulichen Beilagen an den Regulator gesondert übermittelt.

Tabelle 11: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	2015/01a ¹	Bidirectional Austria Czech Interconnector	4,5	
GCA	2015/01b	Projekt 1b: BACI DN 1200	4,25	
GCA	2015/02a	Entry Überackern	4,5	
GCA	2015/03	Entry/Exit Überackern - Maximum	6	
GCA	2015/04	Entry Mosonmagyaróvár - Minimum	1,5	
GCA	2015/05 ²	Entry Mosonmagyarovar	4,5	
GCA	2015/07b ⁴	Mehrbedarf Verteilergelände +		Q4 2018
GCA	2015/08 ³	Entry/Exit Murfeld	4,5	
GCA	2015/10 ⁴	Entry Arnoldstein		Q4 2018
GCA	2017/01 ²	Entry Mosonmagyaróvár Plus	4,5	
GCA	2017/02	Penta West – Exit Verteilergelände	1,5	
TAG	2016/01	TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf		Q4 2019
TAG	2016/04	TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár)		Q4 2021
TAG	2016/05	TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)	4,5	
TAG	2017/01	TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár) II	4,5	

¹) Die Fertigstellung des Projektes GCA 2015/01a Bidirectional Austria Czech Interconnector ist aktuell mit 2024 geplant, da gem. dritter „PCI“ Liste die Durchführung und Bewertung des Projekts „Trading Region Upgrade / TRU“ vorzulagern ist.

²) Die Fertigstellung der Projekte GCA 2015/05 Entry Mosonmagyarovar und GCA 2017/01 Entry Mosonmagyarovar Plus ist aktuell mit 2024 geplant, da der angrenzende FNB FGSZ Zrt. die zeitliche Planung der korrespondierenden Projekte im ungarischen Einspeise-Ausspeisesystem dahingehend geändert hat.

³) Die Fertigstellung des Projektes GCA 2015/08 Entry/Exit Murfeld ist aktuell mit 2023 geplant, da die Einreichung des Projektvorschlags für ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität durch den angrenzende FNB Plinovodi d.o.o. noch nicht erfolgt ist.

⁴) Die Fertigstellung der Projekte GCA 2015/07b Mehrbedarf Verteilergelände + und GCA 2015/10 Entry Arnoldstein verschiebt sich aufgrund der Priorisierung von Maßnahmen aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten vom 12. Dezember 2017.

Quelle: GCA, TAGG; 2018

Tabelle 12: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Neue Projekte

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	2018/01	Überackern - Oberkappel	4,5	
TAG	2018/01	Murfeld Exit Capacity Increase	4,5	

Quelle: GCA, TAGG; 2018

6.3.2 Ersatzinvestitionsprojekte

Eine Übersicht der einzelnen Ersatzinvestitionsprojekte ist in Tabelle 13, Tabelle 14 und Tabelle 15 dargestellt. Eine Detaillierung der Projekte inklusive der technischen Maßnahmen in der Form von Projektdatenblättern befindet sich im Anhang 1. Weitere Details werden in den vertraulichen Beilagen an den Regulator gesondert übermittelt.

Zum Zweck einer verbesserten Identifizierung, Nachvollziehbarkeit oder Lesbarkeit wurden die Ersatzinvestitionsprojekte einheitlich in englischer Sprache betitelt und einige Projekte umbenannt. Diese Namensgebungsregeln werden auch auf die in den vergangenen Jahren bereits genehmigten Ersatzinvestitionsprojekte angewendet⁸. Diese Regeln werden für die folgenden Projekte verwendet:

- ▶ "TAG 2016/R09: Exchange leaking valves St. Paul / Ruden / Arnoldstein"
- ▶ "TAG 2016/R11: Replacement of Gashydraulic Actuators, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden"
- ▶ „TAG 2016/R12: SCS Replacement, CS Baumgarten -Grafendorf-Ruden“
- ▶ „TAG 2017/R04 Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden“
- ▶ „TAG 2017/R05: Replacement E-Actuators Filter Separators & Metering Station MS2 CS-Baumgarten“

Darüber hinaus wurden die Projekte „TAG 2017/R02 Major Overhaul Renewal of Valve Stations, Lichtenegg / Wielfresen 1 / Ettendorf / Ludmannsdorf“ und „TAG 2017/R03 Major Overhaul Renewal of Valve Stations Lanzenkirchen / Sulmeck / St.Paul / Ruden / Arnoldstein“ per Station aufgeteilt und die entsprechenden Änderungen werden zur Genehmigung wieder eingereicht.

⁸ Diese rein namentliche und benutzerorientierte Kennzeichnung kann in keinem Fall als inhaltliche Projektänderung interpretiert werden. Diese rein namentliche und benutzerorientierte Anpassung kann nicht als Änderung der bereits von E-Control relevanten erteilten KNEP-Bescheiden und deren Gültigkeit herangezogen werden.

Nach der zwischen dem 17.10.2018 und 09.11.2018 durch den MGM durchgeführten Konsultation des KNEP18 Berichts wurden von TAG GmbH dem letzten Stand der unternehmensspezifischen Projektplanung entsprechend geringe Änderungen in der finalen Version A2 eingebracht:

- ▶ TAG 2017/R03-A Umplanung der Fertigstellung von Q4/2019 auf Q4/2020
- ▶ TAG 2017/R04 Umplanung der Fertigstellung von Q4/2019 auf Q4/2020
- ▶ TAG 2017/R05 Umplanung der Fertigstellung von Q4/2019 auf Q4/2020
- ▶ TAG 2018/R10 Umplanung der Fertigstellung von Q4/2021 auf Q4/2020
- ▶ TAG 2018/R13 Umplanung der Fertigstellung von Q4/2019 auf Q4/2020

Tabelle 13: Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	2016/E1	110 kV Freileitung		Q4 2021
GCA	2016/E2 ²	MS3 Reverse Flow		Q3 2020
GCA	2016/E4 ²	Baumgarten MS3 & Oberkappel – Tausch Blendenmessung auf Ultraschallzähler		Q3 2020
GCA	2016/E5 ²	Revamp Oberkappel		Q1 2021
GCA	2017/E4 ¹	UW Baumgarten Erweiterung TAG NOxER 2		Q4 2018
GCA	2017/E5	VS Rainbach Tausch Prozessleitsystem		Q4 2019
GCA	2017/E6	SOL Revamp		Q4 2018
TAG	2015/R04	NOxER II		Q4 2018
TAG	2016/R09	Exchange leaking valves St. Paul / Ruden / Arnoldstein		Q4 2019
TAG	2016/R11	Replacement of Gashydraulic Actuators, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden		Q4 2021
TAG	2016/R12	SCS Replacement, CS Baumgarten -Grafendorf-Ruden		Q4 2021
TAG	2017/R01	MS2 Refurbishment		Q4 2019
TAG	2017/R06	DLE 1.5 + 72 hole PT module RC400 in CS-Ruden		Q4 2018
TAG	2017/R07	Gas Generator BC800 in CS-Baumgarten		Q1 2019
TAG	2017/R08	Gas Generator RC600 in CS-Ruden		Q4 2019

¹⁾ Die Fertigstellung des Projektes GCA 2017/E4 UW Baumgarten Erweiterung TAG NOxER 2 verschiebt sich aufgrund von Abstimmungsmaßnahmen in Zusammenhang mit dem Projekt TAG 2015/R04 NOxER II.

²⁾ Die Fertigstellung der Projekte GCA 2016/E2 MS3 Reverse Flow, GCA 2016/E4 Baumgarten MS3 & Oberkappel – Tausch Blendenmessung auf Ultraschallzähler und GCA 2016/E5 Revamp Oberkappel verschiebt sich aufgrund der Priorisierung von Maßnahmen aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten vom 12. Dezember 2017.

Quelle: GCA, TAGG; 2018

Tabelle 14: Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
TAG	2017/R02-A	Major Overhaul Valve Station, Lichtenegg		Q4 2022
TAG	2017/R02-B	Major Overhaul Valve Station, Wielfresen 1		Q4 2022
TAG	2017/R02-C	Major Overhaul Valve Station, Ettendorf		Q4 2021
TAG	2017/R02-D	Major Overhaul Valve Station, Ludmannsdorf		Q4 2018
TAG	2017/R03-A	Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen		Q4 2020
TAG	2017/R03-B	Major Overhaul Valve Station Sulmeck-Greith		Q4 2019
TAG	2017/R03-C	Major Overhaul Valve Station St. Paul		Q4 2019
TAG	2017/R03-D	Major Overhaul Pigging Station Ruden		Q4 2019
TAG	2017/R03-E	Major Overhaul Valve Station Arnoldstein		Q4 2019
TAG	2017/R04	Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden		Q4 2020
TAG	2017/R05	Replacement E-Actuators Filter Separators & Metering Station MS2 CS-Baumgarten		Q4 2020

Quelle: GCA, TAGG; 2018

Tabelle 15: Ersatzinvestitionsprojekte – Neue Projekte

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	2018/E1	Vorfall Baumgarten		Q4 2021
TAG	2018/R01	SCS Replacement, CS Eggendorf-Weitendorf		Q4 2021
TAG	2018/R02	Major Overhaul Valve Station Ebenthal		Q4 2020
TAG	2018/R03	Major Overhaul Valve Station Wettmannstätten		Q4 2020
TAG	2018/R04	Major Overhaul Valve Station SS09 Weitendorf		Q4 2021
TAG	2018/R05	Major Overhaul Pigging Station Weitendorf		Q4 2021
TAG	2018/R06	Major Overhaul Valve Station Reisenberg		Q4 2020
TAG	2018/R07	Major Overhaul Valve Station Zöbern		Q4 2021
TAG	2018/R09	Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair		Q4 2019
TAG	2018/R10	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC700 in CS Baumgarten		Q4 2020
TAG	2018/R12	Shut Off Valve MS2, CS-Baumgarten		Q4 2019
TAG	2018/R13	Major Overhaul of Valve Stations AZ3-AZ3L Eggendorf		Q4 2020

Quelle: GCA, TAGG; 2018

6.4 Projekte der Gas Connect Austria

Projekte als Bausteine. Um die zuvor beschriebene Maximierung von Möglichkeiten auf eine solide Basis zu stellen, führt Gas Connect Austria eine detaillierte Planung für jene technischen Maßnahmen durch, die unser Angebot für die Zukunft erst ermöglichen. Planung von Projekten als spezifischer Teil der Netzentwicklungsplanung unterliegt einer spezifischen und seit dem Inkrafttreten der Änderungen des Netzkodex für Kapazitätszuweisungsmechanismen im April 2017 auch neuen Vorgehensweise. Die Beschreibung dieser Vorgehensweise ist der Beschreibung der Einzelprojekte vorangestellt.

Koordiniert. Der Netzentwicklungsplan von Gas Connect Austria ist integraler Bestandteil des koordinierten Netzentwicklungsplans. Daher wurden die geplanten Projektierungen in Abstimmung mit dem österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber Trans Austria Gasleitung GmbH („TAG“) und den benachbarten Fernleitungsnetzbetreibern entwickelt.

Neue Vorschriften. Seit dem Inkrafttreten des abgeänderten Netzkodex für Kapazitätszuweisungsmechanismen im April 2017 gelten auch neue Vorschriften für die Analyse, Projektierung und Versteigerung von neu zu schaffender Kapazität. Gemeinsam mit den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern ist eine Marktnachfrageanalyse zu erstellen, in welcher die voraussichtlichen Bedarfe der Marktteilnehmer nach neu zu schaffender Kapazität abgeschätzt und eine allfällige Projektierung von technischen Maßnahmen entschieden wird. In der Folge ist ein Projektvorschlag, beinhaltend die kommerziellen und technischen Planungsparameter, zu erstellen und im Markt zu konsultieren. Der resultierende finale Projektvorschlag ist dann von den Fernleitungsnetzbetreibern bei den jeweiligen nationalen Regulierungsbehörden zur Genehmigung einzureichen. Für den Fall seiner behördlichen Genehmigung ist die gesetzliche Grundlage für eine Versteigerung von neu zu schaffender Kapazität geschaffen.

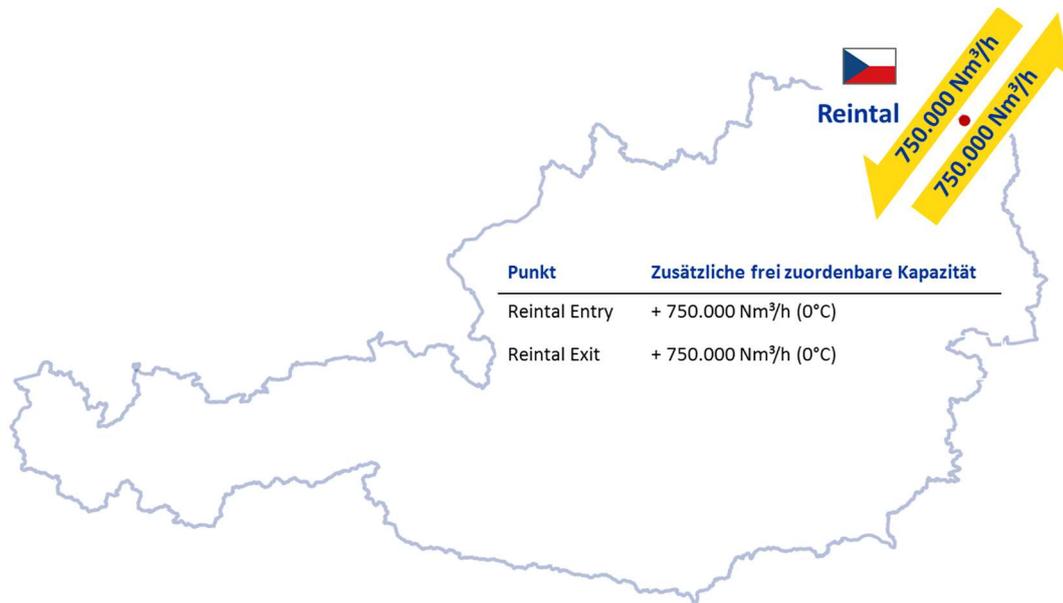
Neue Möglichkeiten. Gas Connect Austria hat 2017 gemeinsame Marktnachfrageanalysen mit den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern in Deutschland, Tschechien, der Slowakei, Ungarn sowie Slowenien erstellt und auf den Internetseiten von Gas Connect Austria veröffentlicht. Daraus resultierende Projektierungen sind in den folgenden Kapiteln behandelt. Während das gesamte regulierte Verfahren für neu zu schaffende Kapazität für den Kopplungspunkt Überackern gemeinsam mit dem deutschen Fernleitungsnetzbetreiber bayernets erfolgreich und europaweit erstmalig durchlaufen wurde, sind die Verfahren für die Kopplungspunkte Mosonmagyaróvár und Murfeld weiterhin offen. Die entsprechenden Projektierungen werden daher im gegenständlichen Netzentwicklungsplan fortgeschrieben. Die offenen Verfahren werden mit dem Ziel, eine Versteigerung von neu zu schaffender Kapazität im Rahmen der Jahresauktion 2019 durchzuführen, weitergeführt.

6.4.1 Bidirectional Austrian-Czech Interconnector - “BACI” (GCA 2015/01a)

Marktnachfrageanalyse als Ausgangsbasis. In der Marktnachfrageanalyse nach dem Verfahren für neu zu schaffende Kapazität vom 27. Juni 2017 haben der tschechische Fernleitungsnetzbetreiber NET4GAS und Gas Connect Austria einen Kapazitätsbedarf für neu zu schaffende bidirektionale FZK-Kapazitäten am potenziellen neuen Ein- / Ausspeisepunkt Reintal 8.393 MWh/h bzw. 750.000 Nm³/h (0°C) festgehalten.

Neu zu schaffende Kapazität. Das folgende Flussbild veranschaulicht die Kapazitätssituation am potenziellen neuen Ein- / Ausspeisepunkt Reintal.

Abbildung 52: GCA2015/01a Bidirectional Austrian-Czech Interconnector



Quelle: GCA

Genehmigung im Netzentwicklungsplan. Das Projekt GCA2015/01a wurde bereits im Netzentwicklungsplan 2015 genehmigt. Die Maßnahmen zur Schaffung des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK Basis gemäß dem beschriebenen Projekt wurden über den Planungshorizont 2019 – 2028 analysiert und im entsprechenden Projektdatenblatt (siehe Anhang 1) aktualisiert.

Konzepte zur Kapazitätsvergabe. Die Vergabe der neu zu schaffenden Kapazität würde am grenzquerenden Punkt Reintal an der österreichisch / tschechischen Grenze erfolgen und entsprechende Ein- / Ausspeisekapazität an diesem neuen Kopplungspunkt angeboten werden.

Europäische Einbindung erfolgt. Das Projekt befindet sich aktuell auf der dritten PCI Unionsliste und ist ebenda mit dem Zusatz „Die Umsetzung der BACI als PCI wird von den Ergebnissen des Pilotprojekts Trading Regional Upgrade (gemeint ist ‚Trading Region Upgrade‘, d. Verf.) abhängen“, versehen. Da das Projekt Trading Region Upgrade ja noch in Umsetzung befindlich ist (siehe Kapitel 5.1.2.1) und also noch keine Bewertung seiner Ergebnisse vorliegt, hat Gas Connect Austria das Projekt BACI in den gesamteuropäischen zehnjährigen Netzentwicklungsplan („Ten-Year Network Development Plan - TYNDP“) 2018 eingebracht.

6.4.2 Überackern - Oberkappel (GCA 2018/01)

Auktionen für neu zu schaffende Kapazität als Ausgangsbasis. Die europaweit erstmalig durchgeführte Versteigerung von neu zu schaffender Kapazität am Kopplungspunkt Überackern nach Vorgaben des Netzkodex für Kapazitätszuweisungsmechanismen zeigt, dass offenbar aktuell ein Zugang zum österreichischen virtuellen Handlungspunkt nicht nachgefragt wird. Jedoch indizieren Rückmeldungen von Marktteilnehmern, dass Interesse an neu zu schaffender Kapazität zwischen den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern und Oberkappel besteht.

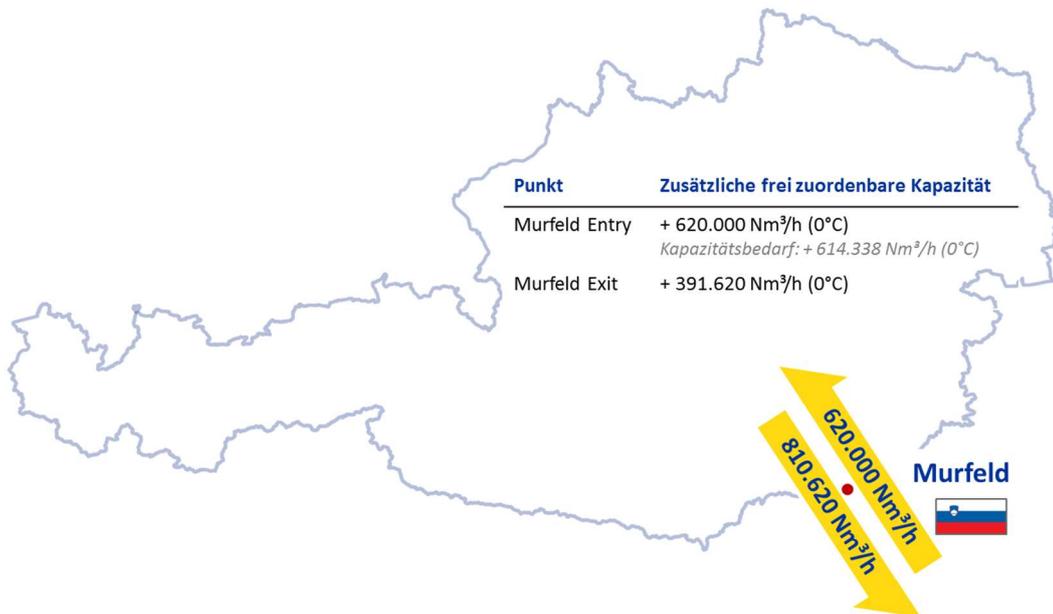
Neue zu schaffende Möglichkeiten. Dadurch würde die Verbindung zwischen dem deutschen VHP Net Connect Germany und der in Deutschland an das Netz von bayernets angeschlossenen Speicheranlage Haidach sowie der an das Penta West Leitungs-System angeschlossenen Speicheranlage 7Fields gestärkt. Gas Connect Austria projiziert daher eine Ertüchtigung dieser „Transportspanne zwischen Speicher und deutschem VHP“ in Höhe von neu zu schaffender fester Kapazität von rund 250.000 Nm³/h (0°C) (siehe Anhang 1) und plant, diese im Rahmen der Jahresauktionen 2019 zu versteigern. Die Transportdienstleistung würde jedoch ohne Zugang zum österreichischen VHP angeboten und also in dieser Beschaffenheit der bereits existierenden Dienstleistung Kurzstreckentransport Überackern SUDAL - Überackern ABG („Wheeling“) gleichen.

6.4.3 Entry / Exit Murfeld (GCA 2015/08)

Marktnachfrageanalyse als Ausgangsbasis. In der Marktnachfrageanalyse nach dem Verfahren für neu zu schaffende Kapazität vom 27. Juni 2017 haben der slowenische Fernleitungsnetzbetreiber Plinovodi und Gas Connect Austria einen Kapazitätsbedarf für neu zu schaffende bidirektionale FZK Kapazitäten am Einspeisepunkt Murfeld von 6.875 MWh/h bzw. 614.388 Nm³/h (0°C) und am Ausspeisepunkt Murfeld von 4.393 MWh/h bzw. 391.620 Nm³/h (0°C) festgehalten. Seit erstmaliger Übermittlung der Projekte „Upgrade of Murfeld-Cersak Interconnection“, „Upgrade of Rogatec Interconnection“ und „CS Kidricevo“ durch Plinovodi im Rahmen des Gas Connect Austria Netzentwicklungsplans 2015 sind Plinovodi und Gas Connect Austria in Abstimmung und verfolgen sämtliche Projekte entlang des Korridors bis zum geplanten LNG Terminal in Kroatien (siehe Kapitel 5.1.2.3).

Neu zu schaffende Kapazität. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Kapazitätssituation am Ein- / Ausspeisepunkt Murfeld. Aktuell ist die Höhe der technisch verfügbaren Kapazität am Ausspeisepunkt Murfeld mit 4.688 MWh/h bzw. 419.000 Nm³/h (0°C) begrenzt. Am Einspeisepunkt existiert gegenwärtig keine technisch anwendbare Kapazität, Transporte erfolgen auf unterbrechbarer virtueller Basis.

Abbildung 53: GCA 2015/08 Entry / Exit Murfeld



Quelle: GCA

Genehmigung im Netzentwicklungsplan. Das Projekt GCA2015/08 wurde bereits im Netzentwicklungsplan 2015 genehmigt. Die Maßnahmen zur Schaffung des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK Basis gemäß dem beschriebenen Projekt wurden über den Planungshorizont 2019 – 2028 analysiert und im entsprechenden Projektdatenblatt (siehe Anhang 1) aktualisiert.

Konzepte zur Kapazitätsvergabe. Gas Connect Austria brachte am 24. April 2018 einen mit Plinovodi abgestimmten Projektvorschlag zur Versteigerung abgestimmter Angebotslevel im Rahmen der Auktionen für Jahreskapazität am 02. Juli 2018 bei der österreichischen Regulierungsbehörde ein. Jedoch brachte Plinovodi keinen entsprechenden Projektvorschlag bei der slowenischen Regulierungsbehörde ein. Somit war keine gesetzliche Grundlage für Auktionen für neu zu schaffende Kapazität unter dem Netzkodex für Kapazitätszuweisungsmechanismen gegeben. Gas Connect Austria strebt daher im Rahmen des laufenden Verfahrens für neu zu schaffende Kapazität eine Versteigerung in den Auktionen für Jahreskapazität 2019 an und befindet sich dazu in enger Abstimmung mit Plinovodi.

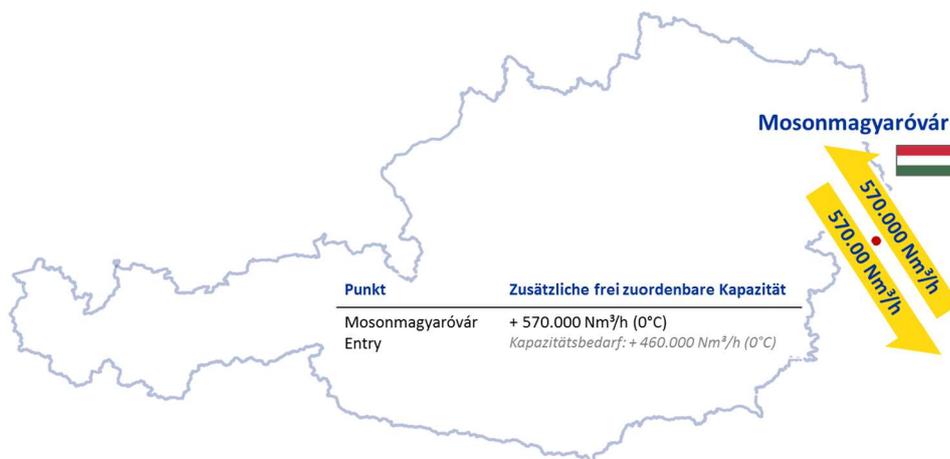
Europäische Einbindung erfolgt. Gas Connect Austria hat bis 28. Februar 2018 Projekte für den TYNDP 2018 übermittelt, die bereits im Zuge der Netzentwicklungsplanung als Projekt genehmigt wurden oder für die bereits ein Antrag auf Kostenanerkennung an die Behörde übermittelt wurde oder aktuell einen PCI Status haben. Das Projekt befindet sich aktuell auf der dritten Unionsliste von PCI Projekten. Daher hat Gas Connect Austria das Projekt in den TYNDP 2018 eingebracht und damit die erste Bedingung für eine Wiederaufnahme des Projekts in die nächste Unionsliste von PCI Projekten erfüllt. Die vierte PCI Unionsliste wird voraussichtlich in 2019 verabschiedet werden.

6.4.4 Entry Mosonmagyaróvár (GCA 2015/05, GCA 2017/01 & GCA 2015/04)

Marktnachfrageanalyse als Ausgangsbasis. In der Marktnachfrageanalyse nach dem Verfahren für neu zu schaffende Kapazität vom 27. Juni 2017 haben der ungarische Fernleitungsnetzbetreiber FGSZ und Gas Connect Austria am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár einen Bedarf für neu zu schaffende FZK-Kapazitäten von bis zu 11.115 MWh/h bzw. 993.325 Nm³/h (0°C) festgehalten. Der Bedarf setzt sich aus einer Meldung von 4.737 MWh/h bzw. 423.325 Nm³/h (0°C) sowie der bereits im Gas Connect Austria Netzentwicklungsplan 2015 im Zuge von „ROHUAT“ genehmigten Projektierung von 6.278 MWh/h bzw. 570.000 Nm³/h (0°C) zusammen.

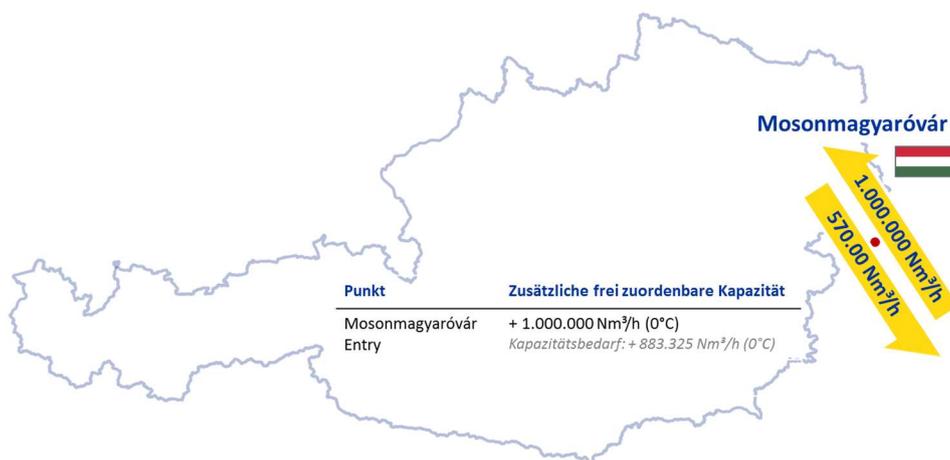
Neu zu schaffende Kapazität. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Kapazitätssituation am potenziellen physischen Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár. Die dargestellten Mengen basieren auf dem Projekt GCA 2015/05 mit 6.378 MWh/h bzw. 570.000 Nm³/h (0°C) an zusätzlichen Kapazitäten und dem zusätzlich 2017 eingebrachtem Bedarf von 4.737 MWh/h bzw. 423.325 Nm³/h (0°C). Diese Bedarfe wurden zusammengefasst und im Gas Connect Austria Netzentwicklungsplan 2017 als Projekt GCA2017/01 abgebildet. Am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár existiert gegenwärtig keine technisch anwendbare Kapazität, Transporte erfolgen auf unterbrechbarer virtueller Basis.

Abbildung 54: GCA2015/05 Entry Mosonmagyaróvár



Quelle: GCA

Abbildung 55: GCA 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár Plus



Quelle: GCA

Genehmigung im Netzentwicklungsplan. Das Projekt GCA2015/05 wurde im Netzentwicklungsplan 2015 genehmigt. Das Projekt GCA2017/01 wurde im Netzentwicklungsplan 2017 genehmigt. Die Maßnahmen zur Schaffung des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK Basis gemäß dem beschriebenen Projekt wurden über den Planungshorizont 2019 – 2028 analysiert und im entsprechenden Projektdatenblatt (siehe Anhang 1) aktualisiert.

Konzepte zur Kapazitätsvergabe. Gas Connect Austria brachte am 10. April 2018 einen mit FGSZ abgestimmten Projektvorschlag zur Versteigerung abgestimmter Angebotslevel im Rahmen der Auktionen für Jahreskapazität am 02. Juli 2018 bei der österreichischen Regulierungsbehörde ein. Der Projektvorschlag wurde von der Regulierungsbehörde genehmigt.⁹ Der von FGSZ eingebrachte korrespondierende Projektvorschlag für die andere Seite des Kopplungspunktes Mosonmagyaróvár wurde von der ungarischen Regulierungsbehörde nicht genehmigt (siehe Kapitel 5.1.2.4). Gas Connect Austria strebt daher im Rahmen des laufenden Verfahrens für neu zu schaffende Kapazität eine Versteigerung in den Auktionen für Jahreskapazität 2019 an und ist dazu in laufender Abstimmung mit FGSZ.

Europäische Einbindung erfolgt. Gas Connect Austria hat bis 28. Februar 2018 Projekte für den TYNDP 2018 übermittelt, die bereits im Zuge der Netzentwicklungsplanung als Projekt genehmigt wurden oder für die bereits ein Antrag auf Kostenanerkennung an die Behörde übermittelt wurde oder aktuell einen PCI Status haben. Das Projekt befindet sich aktuell auf der dritten Unionsliste von PCI Projekten. Daher hat Gas Connect Austria das Projekt in den TYNDP 2018 eingebracht und damit die erste Bedingung für eine Wiederaufnahme des Projekts in die nächste Unionsliste von PCI Projekten erfüllt. Die vierte PCI Unionsliste wird voraussichtlich in 2019 verabschiedet werden.

Minimum. Dem Projekt GCA2015/04 Entry Mosonmagyaróvár Minimum steht im ungarischen Einspeise-Ausspeisesystem keine korrespondierende Projektierung gegenüber. Die Schaffung von FZK in Höhe von 120.000 Nm³/h (0°C) ist von einer Druckunterstützung durch vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreibers FGSZ Zrt. abhängig.

⁹ Der Projektvorschlag von Gas Connect Austria wurde von der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control gemäß Artikel 28 der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex für Kapazitätszuweisungsmechanismen) in einem gesonderten Verfahren mit Bescheid V NKO G03/18 am 27. April 2018 genehmigt. Der Bescheid samt der dem Bescheid zugrundeliegende Projektvorschlag von Gas Connect Austria ist auf den Internetseiten von E-Control unter <https://www.e-control.at/recht/entscheidungen/vorstand-gas> im Bereich „Entscheidungen auf Basis von Netzkodizes“ veröffentlicht. Der im Projektvorschlag angesetzte Parameter „Abzinsungszinssatz“ entspricht einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz. Die Ermittlung erfolgte unter Zugrundelegung der expliziten Eigenkapital- und Fremdkapitalzinssätze publiziert gemäß Kapitel II.3 iVm Kapitel II.2 der behördlich bewilligten Kosten- und Tarifmethode gemäß § 82 Gaswirtschaftsgesetz 2011, veröffentlicht auf den Internetseiten von E-Control unter <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/netzentgelte/methodenbeschreibung>.

6.4.5 Mehrbedarf Verteilergesamt plus (GCA 2015/07b)

Das Projekt *Mehrbedarf* Verteilergesamt plus befindet sich in Umsetzung. Es wurde im Rahmen des Gas Connect Austria Netzentwicklungsplans 2015 genehmigt. Ausgelöst wurde es durch die Anmeldung eines zusätzlichen Kapazitätsbedarfs von 6.714 MWh/h bzw. 600.000 Nm³/h (0°C) durch AGGM Austrian Gas Grid Management AG („AGGM“) als Netzbenutzer bei Gas Connect Austria als Fernleitungsnetzbetreiber im Zuge des Netzentwicklungsplans 2015. Mit dem Projekt werden ab Fertigstellung insgesamt 10.742 MWh/h bzw. 960.000 Nm³/h (0°C) in FZK Qualität am virtuellen Einspeisepunkt vom Verteilergesamt in das Fernleitungsnetz Verfügung stehen. Als Fertigstellungsdatum ist das vierte Quartal 2018 geplant (siehe Anhang 1).

6.4.6 Penta West Exit Verteilergesamt (GCA 2017/02)

Das Projekt *Penta West Exit Verteilergesamt* wurde auf Basis von Kapazitäten zur Versorgung des Raums Schärding, die von AGGM als Netzbenutzer 2017 angemeldet wurden, konzipiert. Ziel des Projektes ist, FZK-Kapazität in Höhe von 56 MWh/h bzw. 5.000 Nm³/h (0°C) an der Schieberstation Andorf des Penta West Leitungssystems für eine Ausspeisung ins Verteilergesamt zur Verfügung zu schaffen. Die Durchführung ist von der Konkretisierung der Bedarfsmeldung durch den AGGM als Netzbenutzer abhängig. Dies auch insbesondere deshalb, weil AGGM als Verteilergesamtsmanager ein korrespondierendes Projekt aus der diesjährigen Langfristigen Planung für das Marktgebiet Ost zurückgezogen hat. Daher wird das Projekt als Planungsprojekt im Netzentwicklungsplan belassen (siehe Anhang 1).

6.4.7 Entry Arnoldstein (GCA 2015/10)

Zur Herstellung des Ausweises von *neu zu schaffender FZK Kapazität* am Einspeisepunkt Arnoldstein wurde in Kooperation mit dem Fernleitungsnetzbetreiber TAG ein Projekt für die korrespondierende Ertüchtigung der Leitungssysteme von Gas Connect Austria entwickelt. Das Projekt GCA2015/10 zielt ausschließlich auf technische Maßnahmen ab, die mit der TAG abgestimmte FZK Kapazität von 11.190 MWh/h bzw. 1.000.000 Nm³/h (0°C) zum virtuellen Handlungspunkt bzw. die Ableitbarkeit in nachgelagerte Leitungssysteme darzustellen zu können. Das Projekt wurde im Gas Connect Austria Netzentwicklungsplan 2015 genehmigt und befindet sich in Umsetzung. Als Fertigstellungsdatum ist das vierte Quartal 2018 geplant (siehe Anhang 1).

6.5 Projekte der Trans Austria Gasleitung GmbH

6.5.1 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf [TAG 2016/01]

FZK-Aufgewertete Kapazität und Versorgungssicherheit als Ausgangsbasis: Das Projekt erfüllt die Verpflichtung aus dem Bescheid V KNEP G 01/15 vom 27. Oktober 2015, von ECA für den KNEP 2016-2025 erlassen. Gemeinsam mit den Projekten GCA 2015/08, GCA 2015/10 und TAG 2016/02 wird das Projekt neue und nicht in Konkurrenz stehende frei zuordenbare Kapazität an den Einspeisepunkten Arnoldstein und Murfeld schaffen.

Kapazitäten am Einspeisepunkt Arnoldstein und Murfeld: Das Projekt sieht die Möglichkeit vor, den Fluss in der CS Weitendorf und CS Eggendorf automatisiert umzukehren, um den Transport der bestehenden Einspeisekapazität in Arnoldstein und der geplanten neuen Kapazität in Murfeld Richtung Baumgarten bei gleichzeitiger Erfüllung aller vertraglichen Verpflichtungen an den inländischen Ausspeisepunkten zu erlauben.

Das Projekt "TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf" sieht die Modifikationen der Rohrleitungen und der Stationssteuerungen in CS Weitendorf und CS Eggendorf vor und ermöglicht den physikalischen Transport von mindestens 17.904.000 kWh/h (1.600.000 Nm³/h, 0°C). Die Menge setzt sich aus mindestens 11.190.000 kWh/h (1.000.000 Nm³/h, 0°C) am Einspeisepunkt Arnoldstein und 6.714.000 kWh/h (600.000 Nm³/h, 0°C) am Einspeisepunkt Murfeld zusammen. Durch das Projekt wird auch die aus heutiger Sicht unwahrscheinliche physikalische Fahrweise vom Einspeisepunkt Murfeld in Richtung Italien über die SOL- und TAG-Systeme ermöglicht.

Koordination mit benachbarten FNB: Die Abstimmungen auf operativer Ebene haben weitestgehend seit 2016 zwischen TAG GmbH und GCA stattgefunden. Der Koordinierungsprozess für die detaillierte Projektplanung wurde von TAG GmbH und GCA, basierend auf den im Kapazitätsszenario identifizierten zusätzlichen technischen Kapazitäten fortgeführt.

Konzepte zur Kapazitätsallokation: Das Projekt in Kombination mit den Projekten GCA 2015/10 (Umsetzung voraussichtlich für Ende 2018 vorgesehen) und TAG 2016/02 (umgesetzt) wird die Aufwertung von bestehenden DZK Kapazität in FZK Kapazitäten am Einspeisepunkt Arnoldstein ermöglichen und einen wichtigen Meilenstein für einen kompletten Reverse Flow des TAG-Systems sein. Nach Fertigstellung des GCA komplementären Projekts wird die relevante Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein als aufgewertete frei zuordenbare Qualität vermarktet.

Europäische Einbindung erfolgt: Dieses Projekt ist seit 28.04.2017 offiziell Teil des TYNDP 2017 (TRA-N-954) und wird im TYNDP 2018 weitergeführt. Durch das Projekt TAG 2016/01 wird gemeinsam mit den Projekten TAG 2016/02 und GCA 2016/E2 angestrebt, die lokale Versorgungssicherheit durch die Diversifizierung der Versorgungsrouten und -quellen und durch den daher verstärkten Zugang aus Italien zu erhöhen. Das Projekt unterstützt den Nord-Süd-Ost Korridor, indem weitere physikalische Transportmöglichkeiten in Reverse Flow in den Süd-Nord- und Süd-Ost-Richtungen angeboten werden, und ist daher für das österreichische Marktgebiet von Interesse.

Genehmigung bereits im KNEP 2017–2026 und Monitoring: Im KNEP 2017 – 2026 wurde das Projekt TAG 2016/01 bereits genehmigt. Das Projekt befindet sich im Budget und im Zeitplan und ist in der Planungsphase.

6.5.2 Reverse Flow Baumgarten MT Station (MS2) [TAG 2016/03]

Genehmigung bereits im NEP 2017–2026 und Zurückziehung: Im KNEP 2017-2026 wurde das Projekt TAG 2016/03 unter Auflagen genehmigt und im KNEP 2018-2027 fortgeführt. Im Zusammenhang mit der Funktionalität des Projekts GCA 2016/E2 und da TAG GmbH im Rahmen der Kapazitätsbedarfserhebung kein Kapazitätsbedarf am Ausspeisepunkt Baumgarten gemeldet wurde, wird das Projekt zurückgezogen.

6.5.3 TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár) [TAG 2016/04]

Unverbindlicher Bedarf bei GCA und innerösterreichische Verschaltungskapazität als Ausgangsbasis: Das Projekt TAG 2016/04, als Komplementärprojekt des Projekts GCA 2015/05, wird basierend auf zusätzlicher FZK Kapazität am GCA Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár (siehe Kapitel 6.4.4), zusätzliche Verschaltungskapazität in Baumgarten schaffen. Das Projekt gewährleistet die Modifikation der TAG Baumgarten Station, um einen erhöhten Gasfluss in das TAG-System zu ermöglichen und den Zugang zum VHP zu gewährleisten. Das Projekt ist erforderlich, um die technische Verschaltungskapazität zwischen den Transitsystemen von TAG GmbH und GCA innerhalb der Station Baumgarten zu erhöhen und weiterhin die Versorgungssicherheit des österreichischen und ungarischen Marktes zu verbessern. Die Erhöhung von Verbindungskapazitäten führt zu verbesserter Liquidität der europäischen Märkte sowie einer Erhöhung der österreichischen und europäischen Versorgungssicherheit durch die Ertüchtigung alternativer Transportstrecken für alternative Gasversorgungsquellen.

Zusätzliche Kapazitäten am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár: Das Projekt selbst gewährleistet nicht die Schaffung von neuen Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten, aber es schafft die Bedingungen für einen garantierten Zugang zum VHP, was zusätzliche FZK Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten des österreichischen Marktgebiets Ost ermöglicht. Im Rahmen des NEP der GCA wurden unverbindliche zusätzliche Kapazitätsbedarfe am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár in der Höhe von maximal 5.113.000 kWh/h bzw. 453.927 Nm³/h (0°C) dargestellt (siehe Projekt GCA 2015/05 für weitere Details).

Konzepte zur Kapazitätsallokation: Da die zusätzliche Verbindungskapazität nicht die Höhe der Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten des TAG-Systems beeinflusst, wird keine Kapazitätsallokation seitens der TAG GmbH durchgeführt.

Koordination mit benachbarten FNB: Der Koordinierungsprozess für die detaillierte Projektplanung wurde von TAG GmbH und GCA fortgeführt, basierend auf zusätzlichen technischen Kapazitäten in der Höhe von 6.378.000 kWh/h bzw. 570.000 Nm³/h (0°C). In Abhängigkeit von der Implementierung des Projektes TAG 2016/02, vom Zeitplan des Projektes

GCA 2015/05 und von den Ergebnissen der Maßnahmen zur vorgesehenen Schaffung des zusätzlichen Kapazitätsangebotes auf FZK-Basis seitens der direkt involvierten FLN aus Österreich und Ungarn wird die Erforderlichkeit der Durchführung des Projektes TAG 2016/04 weiteranalysiert.

Genehmigung bereits im KNEP 2017–2026 und Monitoring: Im KNEP 2017-2026 wurde das Projekt TAG 2016/04 als Planungsprojekt genehmigt und im KNEP 2018-2027 fortgeführt. Das Projekt befindet sich in der Planungsphase.

6.5.4 TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI) [TAG 2016/05]

Unverbindlicher Bedarf bei GCA und innerösterreichische Verschaltungskapazität als Ausgangsbasis: Das Projekt TAG 2016/05, als Komplementärprojekt des Projekts GCA 2015/01a, wird basierend auf zusätzlicher FZK Kapazität am geplanten Ein-/Auspeisepunkt Reintal zwischen dem österreichischen GCA-System und dem tschechischen N4G-System (siehe Kapitel 6.4.1) zusätzliche Verschaltungskapazität in Baumgarten schaffen. Das Projekt gewährleistet die Modifikation der TAG Baumgarten Station, um einen erhöhten Gasfluss in das TAG-System zu ermöglichen und den Zugang zum VHP zu gewährleisten. Das Projekt ist erforderlich, um die technische Verschaltungskapazität zwischen den Transitsystemen von TAG GmbH und GCA innerhalb der Station Baumgarten zu erhöhen und um weiters die Versorgungssicherheit des österreichischen und tschechischen Marktes zu verbessern. Die Erhöhung von Verbindungskapazitäten führt zu verbesserter Liquidität der europäischen Märkte sowie einer Erhöhung der österreichischen und europäischen Versorgungssicherheit durch die Ertüchtigung alternativer Transportstrecken für alternative Gasversorgungsquellen.

Zusätzliche Kapazitäten am Aus-/Einspeisepunkt Reintal: Das TAG 2016/05 Projekt selbst gewährleistet nicht die Schaffung von neuen Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten, aber es schafft die Bedingungen für einen garantierten Zugang zum VHP, was zusätzliche FZK Kapazität an den Ein- und Auspeisepunkten des österreichischen Marktgebiet Ost ermöglicht. Im Rahmen des NEP der GCA wurden unverbindliche zusätzliche bidirektionale Kapazitätsbedarfe in der Höhe von maximal 8.392.500 kWh/h bzw. 750.000 Nm³/h (0°C) am Ein-/Auspeisepunkt Reintal gemeldet.

Konzepte zur Kapazitätsallokation: Da die zusätzliche Verbindungskapazität nicht die Höhe der Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten des TAG-Systems beeinflusst, wird keine Kapazitätsallokation seitens der TAG GmbH durchgeführt.

Koordination mit benachbarten FNB: Der Koordinierungsprozess für die detaillierte Projektplanung wurde von TAG GmbH und GCA fortgeführt. Basierend auf der Koordination zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern TAG GmbH und GCA und der Abhängigkeit des Projekts TAG 2016/05 mit dem Komplementärprojekt GCA 2015/01a, wird die voraussichtliche geplante Fertigstellung des Planungsprojekts TAG 2016/05 auf eine maximale Umsetzungsdauer von 4,5 Jahren geschätzt, beginnend möglichst ab 2019 und unter der Voraussetzung der Genehmigung der relevanten Behörden.

Genehmigung bereits im KNEP 2017–2026: Im KNEP 2017-2026 wurde das Projekt TAG 2016/05 als Planungsprojekt genehmigt. Im KNEP 2018-2027 wurde die Genehmigung des Projekts TAG 2016/05 mitsamt Abänderungen als Umsetzungsprojekt unter der Auflage erteilt, dass Gas Connect Austria GmbH bzw. TAG Trans Austria Gasleitung GmbH in Abstimmung mit dem Marktgebietsmanager vor der finalen Investitionsentscheidung oder bei Planungsprojekten spätestens im KNEP 2019 die geplanten Maßnahmen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Effizienz optimieren. Das Projekt befindet sich aktuell in der Planungsphase.

6.5.5 TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár) II [TAG 2017/01]

Unverbindlicher Bedarf bei GCA und innerösterreichische Verschaltungskapazität als Ausgangsbasis: Das Projekt TAG 2017/01, als Komplementärprojekt des Projekts GCA 2017/01, wird basierend auf zusätzlicher FZK Kapazität am GCA Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár (siehe Kapitel 6.4.4), zusätzliche Verschaltungskapazität in Baumgarten schaffen. Das Projekt gewährleistet die Modifikation der TAG Baumgarten Station, um einen erhöhten Gasfluss in das TAG-System zu ermöglichen und den Zugang zum VHP zu gewährleisten. Das Projekt ist erforderlich, um die technische Verschaltungskapazität zwischen den Transitsystemen von TAG GmbH und GCA innerhalb der Station Baumgarten zu erhöhen und um weiterhin die Versorgungssicherheit des österreichischen und ungarischen Marktes zu verbessern. Die Erhöhung von Verbindungskapazitäten führt zu verbesserter Liquidität der europäischen Märkte sowie einer Erhöhung der österreichischen und europäischen Versorgungssicherheit durch die Ertüchtigung alternativer Transportstrecken für alternative Gasversorgungsquellen. Dieses Projekt ist eine Projekialternative zum Projekt TAG 2016/04.

Zusätzliche Kapazitäten am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár: Das Projekt selbst gewährleistet nicht die Schaffung von neuen Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten, aber es schafft die Bedingungen für einen garantierten Zugang zum VHP, was zusätzliche FZK Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten des österreichischen Marktgebiet Ost ermöglicht. Im Rahmen des NEP der GCA wurden unverbindliche zusätzliche Kapazitätsbedarfe am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár in der Höhe von maximal 11.190.000 kWh/h bzw. 1.000.000 Nm³/h (0°C) dargestellt.

Konzepte zur Kapazitätsallokation: Da die zusätzliche Verbindungskapazität nicht die Höhe der Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten von TAG GmbH beeinflusst, wird keine Kapazitätsallokation seitens der TAG GmbH durchgeführt.

Koordination mit benachbarten FNB: Der Koordinierungsprozess für die detaillierte Projektplanung wurde von TAG GmbH und GCA im Rahmen der Vorbereitung des KNEP 2017 initiiert und fortgeführt. Basierend auf der Koordination zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern TAG GmbH und GCA und der Abhängigkeit dieses Projekts mit dem Komplementärprojekt GCA 2017/01, wird eine maximale Umsetzungsdauer in der Höhe von 4,5 Jahren geschätzt, beginnend möglichst ab 2019 und unter der Voraussetzung der Genehmigung der relevanten Behörden.

Genehmigung bereits im KNEP 2018–2027: Das Projekt TAG 2017/01 wurde als Planungsprojekt im Rahmen des KNEP 2018-2027 genehmigt. Das Projekt befindet sich in der Planungsphase.

6.5.6 Murfeld Exit Capacity Increase [TAG 2018/01]

PCI und unverbindlicher Bedarf bei Plinovodi als Ausgangsbasis: Im Rahmen der Projektdatenerhebung 2016 der GCA hat der slowenische FNB Plinovodi die Projekte „Upgrade of Murfeld-Cersak interconnection“, „Upgrade of Rogatec interconnecton“ und „CS Kidricevo“ in den NEP der GCA eingebracht. Das Projekt TAG 2018/01, als Komplementärprojekt des Projekts GCA 2015/08 für potenzielle zusätzliche Kapazität in der Richtung Österreich zu Slowenien, soll durch die Erweiterung des TAG-Systems zwischen den Verdichterstationen Baumgarten und Weitendorf in der Nord-Süd Richtung die am Ausspeisepunkt Murfeld zwischen dem österreichischen GCA-System und dem slowenischen Plinovodi-System (siehe Kapitel 6.4.3) vorgesehene zusätzliche FZK Kapazität ermöglichen.

Zusätzliche Kapazitäten am Ausspeisepunkt Murfeld: Aktuell ist die Höhe der technischen Kapazität am Ausspeisepunkt Murfeld mit 419.000 Nm³/h (0°C) begrenzt. Das TAG 2018/01 Projekt selbst gewährleistet nicht die Schaffung von neuen Kapazitäten am maßgeblichen Punkt, aber es schafft als Komplementärprojekt des Projekts GCA 2015/08 die Bedingungen für zusätzliche frei zuordenbare Ausspeisekapazitäten in Murfeld in der Höhe von 391.620 Nm³/h (0°C).

Konzepte zur Kapazitätsallokation: Da die zusätzliche Verbindungskapazität nicht die Höhe der Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten des TAG-Systems beeinflusst, wird keine Kapazitätsallokation seitens der TAG GmbH durchgeführt.

Koordination mit benachbarten FNB: Der Koordinierungsprozess für die detaillierte Projektplanung wurde von TAG GmbH und GCA fortgeführt. Basierend auf der Koordination zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern TAG GmbH und GCA und der Abhängigkeit des Projekts TAG 2018/01 mit dem Komplementärprojekt GCA 2015/08, wird die voraussichtliche geplante Fertigstellung des Planungsprojekts TAG 2018/01 auf eine maximale Umsetzungsdauer von 4,5 Jahren geschätzt, beginnend möglichst ab 2019 und unter der Voraussetzung der Genehmigung der relevanten Behörden und des positiven Ergebnisses einer entsprechenden Wirtschaftlichkeitsprüfung.

Einreichung zur Genehmigung im KNEP 2019–2028: Im Zuge der Einreichung des KNEP 2019–2028 wird das Projekt TAG 2018/01 als Umsetzungsprojekt, in Einklang mit dem Komplementärprojekt GCA 2015/08 zur Genehmigung eingereicht. Das Projekt befindet sich in einer frühzeitigen Planungsphase.

7 Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Marktgebietsmanagers

Am 16.10.2018 wurde der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2018 den Marktteilnehmern im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Development Days vorgestellt. Im Anschluss wurde die Ausgabe 1 des Berichts des Koordinierten Netzentwicklungsplanes 2018 zur Konsultation gestellt. Der Bericht wurde auf der Website der AGGM veröffentlicht und alle Marktteilnehmer wurden per E-Mail auf die Konsultation hingewiesen. Diese fand im Zeitraum vom 17.10.2018 bis 09.11.2018 statt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber und der Marktgebietsmanager bedanken sich für die erhaltenen Stellungnahmen der Marktteilnehmer.

Es wurden vier Stellungnahmen zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2018 abgegeben. Diese sind dem Anhang 2 beigelegt.

7.1 Stellungnahme der Eustream, a.s.

Die Fernleitungsnetzbetreiber und AGGM bedanken sich bei Eustream, a.s. für die Stellungnahme

Ad 1) Zum Vorschlag der Eustream die Analyseergebnisse zu veröffentlichen ist anzumerken, dass die vorliegenden Analyseergebnisse bereits in der Konsultationsversion des Netzentwicklungsplanes 2018 reflektiert sind.

Ad 2) Eustream, a.s. (Eustream) führt aus, dass in Kapitel 4.2.4 Tabelle 5 die Quelle für die Ausbaustufe von 750.000 Nm³/h für den Ein-/Auspeisepunkt Reintal fehlen würde. Gas Connect Austria verweist auf Kapitel 4.2.2 des gegenständlichen koordinierten Netzentwicklungsplans (Kapazitätsbedarfe aus der Projektdatenerhebung inkl. PCI).

Eustream führt an, dass der Bericht zur Marktnachfrageanalyse für den Ein-/Auspeisepunkt Reintal, veröffentlicht auf den Internetseiten von Gas Connect Austria, einen unverbindlichen Bedarf von 200.000 kWh/h ausweisen würde und schlägt vor, die o.a. Tabelle 5 entsprechend abzuändern.

Gas Connect Austria verweist auf die weiterführende Begründung der Höhe der neu zu schaffenden Kapazität in den Kapiteln B.ii. und C des zitierten Berichts zur Marktnachfrageanalyse und folgt dem Abänderungsvorschlag von Eustream daher nicht.

Ad 3) Eustream schlägt vor, die neuesten Entwicklungen und Ergebnisse der Kapazitätszuweisung des „HUSKAT“ Korridor-Projekts in den gegenständlichen koordinierten Netzentwicklungsplan aufzunehmen.

Gas Connect Austria verweist auf die Stichtage für die inhaltlichen Arbeiten gemäß Kapitel 1.2 des gegenständlichen koordinierten Netzentwicklungsplans und folgt dem Ergänzungsvorschlag von Eustream daher nicht. Der aktuelle Status der laufenden

Kapazitätsvergabe für das „HUSKAT“ Korridor-Projekt ist auf den Internetseiten von Gas Connect Austria unter folgendem Link zugänglich:

<https://www.gasconnect.at/netzzugang/fernleitungsnetz/kapazitaetsprojekte/>

Ad 4) Eustream schlägt vor, das Projekt GCA2015/01a „Bidirectional Austrian Czech Interconnector“ (BACI) sowie das komplementäre Projekt TAG2016/05 aus dem gegenständlichen koordinierten Netzentwicklungsplan zu entfernen und begründet diesen Vorschlag mit dem Erfolg des Projektes „Trading Region Upgrade“ (TRU) sowie einer volkswirtschaftlichen Beurteilung des Projekts hinsichtlich seiner Kosten/Nutzenrelation, Versorgungssicherheit/Quellendiversifikation und Nachhaltigkeit.

Gas Connect Austria teilt diese Beurteilungen nicht und bekräftigt ihren Standpunkt, wonach die Maximierung von Möglichkeiten für die Marktteilnehmer eine der Hauptaufgaben von Gas Connect Austria in der Netzentwicklungsplanung ist: alleine der Markt, d.h. die Transportkunden, sollen via Markttests über Ausbaumaßnahmen entscheiden. Dies betrifft gleichermaßen Transportrouten, welche in Konkurrenz zueinander stehen (siehe dazu sinngemäß auch Kapitel 5.1.2.4, 5.1.2.5 und 5.1.2.6 des gegenständlichen koordinierten Netzentwicklungsplans).

Des Weiteren verweist Gas Connect Austria auf Kapitel 6.4.1. des gegenständlichen koordinierten Netzentwicklungsplans, wonach sich das Projekt BACI auf der dritten PCI-Unionsliste befindet und ebenda mit dem Zusatz versehen ist, dass die Umsetzung von BACI als PCI von den Ergebnissen des Pilotprojekts TRU abhängt. Da das Pilotprojekt TRU noch in Umsetzung befindlich ist (siehe dazu Kapitel 5.1.2.1 des gegenständlichen koordinierten Netzentwicklungsplans) und also noch keine abschließende Bewertung seiner Ergebnisse vorliegt, ist BACI in der europäischen wie nationalen Netzentwicklungsplanung beizubehalten. Gas Connect Austria folgt dem Vorschlag von Eustream daher nicht.

7.2 Stellungnahme der OMV Gas & Power GmbH

Die Fernleitungsnetzbetreiber und AGGM bedanken sich bei OMV Gas & Power für die Stellungnahme

OMV Gas und Power GmbH begrüßt die Weiterführung der PCI Projekte GCA2015/05 Entry Mosonmagyaróvár und GCA 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár Plus mit Blick auf Wichtigkeit und Dringlichkeit einer direkten Anbindung Baumgartens an die südosteuropäische Versorgungsroute.

Gas Connect Austria teilt diese Beurteilung. Alleine der Markt, d.h. die Transportkunden, sollen via Markttests über Ausbaumaßnahmen entscheiden. Dies trifft insbesondere auf Transportrouten zu, welche in Konkurrenz zueinander stehen wie im gegenständlichen Fall „HUAT“ und „HUSKAT“ (siehe die Kapitel 5.1.2.4, 5.1.2.5 und 5.1.2.6 des gegenständlichen koordinierten Netzentwicklungsplans). Gas Connect Austria wird die o.a. Projekte daher

weiterhin auf bilateraler Ebene (d.h. mit dem ungarischen Fernleitungsnetzbetreiber FGSZ Zrt.) und auf europäischer Ebene (d.h. im Rahmen der nun laufenden Arbeiten für die vierte PCI-Unionsliste) forcieren. Zudem ist nunmehr bei der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) ein offizielles Entscheidungs-Verfahren zum Projekt für neu zu schaffende Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár anhängig.

7.3 Stellungnahme der Bayernets GmbH

Die Fernleitungsnetzbetreiber und AGGM bedanken sich bei bayernets für die Stellungnahme.

Bayernets GmbH (bayernets) führt aus, dass durch Maßnahmen zur Optimierung der Lastflüsse am Netzknoten Burghausen bereits die Voraussetzungen für eine erhöhte Druckbereitstellung am Kopplungspunkt Überacker SUDAL durch bayernets geschaffen wurden und dass Gas Connect Austria ein entsprechendes Angebot zur Druckbereitstellung vorliegt. Daher sei der Neubau einer Verdichteranlage in unmittelbarer Nähe zum Netzknoten Burghausen aus Kosten- und steuerungstechnischen Gründen nicht sinnvoll.

Gas Connect Austria kann bestätigen, dass ein erstmaliger Fahrweisen-Test für die o.a. erhöhte Druckbereitstellung gemeinsam mit bayernets mit Jahresende 2018 geplant ist. Gas Connect Austria wird die Gespräche über das o.a. Angebot zur Druckbereitstellung in Abhängigkeit der Ergebnisse des Fahrweisen-Tests weiterführen. Gas Connect Austria weist jedoch darauf hin, dass allfällige Verträge über Druckzusagen keine Infrastrukturen, also nicht Gegenstand der Netzentwicklungsplanung im Sinne des § 63 Absatz 3 Ziffer 1 Gaswirtschaftsgesetz 2011, sind und die in seiner Netzentwicklungsplanung projektierte Verdichterstation zur Darstellung der projektierten Transportmengen somit beizubehalten ist.

Bayernets führt aus, dass sie der im Projekt GCA2018/01 geplanten Stärkung der Transportfähigkeit des Penta West Systems positiv gegenüberstehe.

Gas Connect Austria begrüßt diesen Standpunkt.

7.4 Stellungnahme der Energienetze Bayern

AGGM bedankt sich für die Bekanntgabe der Information, dass ab 2019 auch eine höhere Leistung für die Versorgung des Raumes Schärading von den Energienetzen Bayern bereitgestellt werden könnte.

Gas Connect Austria, Netz Oberösterreich und AGGM prüfen derzeit die alternative Versorgungsmöglichkeit des Raumes Schärading über die Penta West. Derzeit gibt es noch keine abschließende Bewertung des Projektes.

Der NKP Schärading ist ein Teil des DIANE Modells, die Auswirkungen auf DIANE, insbesondere wegen der veränderten Lastflüsse, werden in der Gesamtbewertung mit berücksichtigt.

8 Zusammenfassung

Im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2018 wurden die bekanntgegebenen neuen Kapazitätsbedarfe aufgenommen und von den Fernleitungsnetzbetreibern entsprechende Projekte entwickelt, die geeignet sind, die zusätzlichen Kapazitätsbedarfe abzudecken. Die Entwicklung der Projekte erfolgte in Kohärenz zu den europäischen Planungsinstrumenten und unter Abstimmung zwischen den in- und ausländischen Fernleitungsnetzbetreibern. Die Bedarfe des Verteilergebietes wurden ebenfalls berücksichtigt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Information bereitgestellt, welche relevanten Projekte im Planungszeitraum 2019 - 2028 errichtet werden müssen um die eingebrachten Kapazitätsbedarfe bereitstellen zu können (Tabelle 5). Es wurden die Projekte aufgelistet, die auf Basis von früheren Genehmigungen ohne Abänderungen weitergeführt werden (Tabelle 11 und Tabelle 13). Es wurden die Projekte aufgelistet, die auf Basis von früheren Genehmigungen mit Abänderungen weitergeführt werden (Tabelle 14).

Die Projekte, die in früheren Koordinierten Netzentwicklungsplänen genehmigt wurden, jedoch auf Basis des aktuellen Kapazitätsszenarios nicht mehr erforderlich sind und deshalb von den Fernleitungsnetzbetreibern zurückgezogen werden, wurden in Tabelle 10 aufgelistet. Die neu eingereichten Projekte im KNEP 2017 sind in Tabelle 12 und Tabelle 15 aufgelistet. Für jedes Projekt wurde ein Umsetzungszeitplan erstellt, der geplante Fertigstellungstermin bzw. die geplante Umsetzungsdauer ist im Projektblatt (Anhang 1) angegeben.

Der KNEP 2018 kommt den Zielen gem. § 63(4) nach: Bereits mit dem derzeitigen Netz kann die Versorgung der Endkunden sichergestellt werden, bei der Projektierung neuer Projekte wurde auf ein hohes Maß an Verfügbarkeit der Leitungskapazität geachtet, die Deckung der Transporterfordernisse wurde sichergestellt und der Infrastrukturstandard gemäß Art.5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 ist erreicht.

Sowohl GCA als auch TAGG reichen je ein neues Projekt für die Bereitstellung neuer Kapazitäten ein.

Insgesamt werden 12 neue Ersatzinvestitionsprojekte eingereicht. Die Umsetzung der Projekte stellt die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit der in- und ausländischen Kunden sicher.

Im Bescheid vom 19.1.2018 zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2017 hat E-Control Austria Auflagen erteilt:

Zur Erfüllung dieser Auflage hat AGGM gemeinsam mit Gas Connect Austria GmbH und TAG Trans Austria Gasleitung GmbH eine Untersuchung angestellt ob durch zusätzliche Anbindungen des Verteilernetzes an das Fernleitungsnetz die Nutzung vorhandener Infrastruktur optimiert werden kann. Die Untersuchung wird in einem eigenen Bericht ECA übermittelt.

9 Haftungsausschluss

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2018 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.

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AGGM	AGGM Austrian Gas Grid Management AG
AT	Österreich
BG	Bulgarien
CBCA	Cross Border Cost Allocation
CZ	Tschechische Republik
DE	Deutschland
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität
ECA	Energie-Control Austria
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators Gas
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
GWh	Gigawattstunden
GRIP	Gas Regional Investment Plan
HR	Kroatien
HU	Ungarn
IP	Interconnection Point
IT	Italien
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFP	Langfristige Planung
MAB	March Baumgarten Gasleitung
MGM	Marktgebietsmanager
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NC CAM	Network Code Capacity Allocation Mechanism
NCG	Net Connect Germany
Nm ³ /h	Normkubikmeter pro Stunde (Temperatur 0°C)
PCI	Project of Common Interest
RO	Rumänien
SEL	Süddeutsche Erdgasleitung
SI	Slowenien
SK	Slowakei
SOL	Süd Ost Leitung
SoS	Security of Supply
TAG	Trans Austria Gasleitung
TR	Türkei
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UK	Unterbrechbare Kapazität
VGM	Verteilergebietsmanager
VHP	Virtueller Handlungspunkt
VS(CS)	Verdichterstation
WAG	West Austria Gasleitung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Primärenergiemix Österreichs _____	5
Abbildung 2:	Kundenmix Österreich 2016 _____	6
Abbildung 3:	Haushaltsmix in Österreich/Erdgasanteil der Haushalte 2016 im europäischen Vergleich _____	7
Abbildung 4:	Erdgasverbrauch pro Kopf 2016 im europäischen Vergleich _____	7
Abbildung 5:	Aufbringung und Verwendung von Erdgas in Österreich _____	8
Abbildung 6:	Vergleich Speicherkapazität – Inlandsverbrauch in Europa im Jahr 2016 _____	8
Abbildung 7:	Transitbereinigter Import und Export in Europa im Jahr 2016 _____	9
Abbildung 8:	Schematischer Erdgasfluss 2017, physikalisch _____	9
Abbildung 9:	Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten im Marktgebiet Ost _____	12
Abbildung 10:	Cluster Polen-Slowakei-Tschechien-Ungarn _____	21
Abbildung 11:	Süd Korridor _____	23
Abbildung 12:	Darstellung der Absatzszenarien im Verteilergebiet _____	32
Abbildung 13:	Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost _____	33
Abbildung 14:	TAG - Einspeisepunkt Baumgarten _____	37
Abbildung 15:	GCA - Einspeisepunkt Baumgarten _____	37
Abbildung 16:	GCA – Ausspeisepunkt Baumgarten _____	38
Abbildung 17:	GCA – Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár _____	38
Abbildung 18:	GCA – Ausspeisepunkt Murfeld _____	38
Abbildung 19:	TAG – Einspeisepunkt Arnoldstein _____	39
Abbildung 20:	TAG – Ausspeisepunkt Arnoldstein _____	39
Abbildung 21:	GCA – Einspeisepunkt Oberkappel _____	39
Abbildung 22:	GCA – Ausspeisepunkt Oberkappel _____	40
Abbildung 23:	GCA – Einspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL _____	40
Abbildung 24:	GCA – Ausspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL _____	40
Abbildung 25:	Kapazitätsszenario _____	42
Abbildung 26:	Entry Baumgarten GCA, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028 _____	43
Abbildung 27:	Exit Baumgarten GCA, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028 _____	43
Abbildung 28:	Entry Baumgarten TAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028 _____	44
Abbildung 29:	Entry Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028 _____	44
Abbildung 30:	Exit Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028 _____	45
Abbildung 31:	Entry Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028 _____	45
Abbildung 32:	Exit Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028 _____	46
Abbildung 33:	Entry Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028 _____	46
Abbildung 34:	Exit Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028 _____	47
Abbildung 35:	Entry Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028 _____	47
Abbildung 36:	Exit Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028 _____	48
Abbildung 37:	Entry Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028 _____	48
Abbildung 38:	Exit Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2019 – 2028 _____	48
Abbildung 39:	Kundenzufriedenheit Gas Connect Austria _____	52
Abbildung 40:	Capacity Utilization® _____	53
Abbildung 41:	Capacity Utilization® Modul Nomination & Configuration _____	54
Abbildung 42:	TRU Funktionsweise und Anwendungsfall _____	55
Abbildung 43:	„LNG Korridor“ _____	58
Abbildung 44:	Schwarzmeer-Korridor "ROHUAT" _____	59
Abbildung 45:	Verkaufseinschränkung Exit Mosonmagyaróvár _____	62
Abbildung 46:	Day-Ahead und Within-Day Vermarktung 2015-2017+: TAG Einspeisepunkt Baumgarten _____	67

Abbildung 47:	Day-Ahead und Within-Day Vermarktung 2015-2017+: TAG Einspeisepunkt Arnoldstein __	67
Abbildung 48:	Day-Ahead und Within-Day Vermarktung 2015-2017+: TAG Ausspeisepunkt Arnoldstein _____	68
Abbildung 49:	Standorte der Erneuerung von Schieberstationen _____	72
Abbildung 50:	Erneuerung von Schieberstationen: Standort Finkenstein _____	72
Abbildung 51:	Projektkategorien _____	74
Abbildung 52:	GCA2015/01a Bidirectional Austrian-Czech Interconnector _____	82
Abbildung 53:	GCA 2015/08 Entry / Exit Murfeld _____	84
Abbildung 54:	GCA2015/05 Entry Mosonmagyaróvár _____	85
Abbildung 55:	GCA 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár Plus _____	85

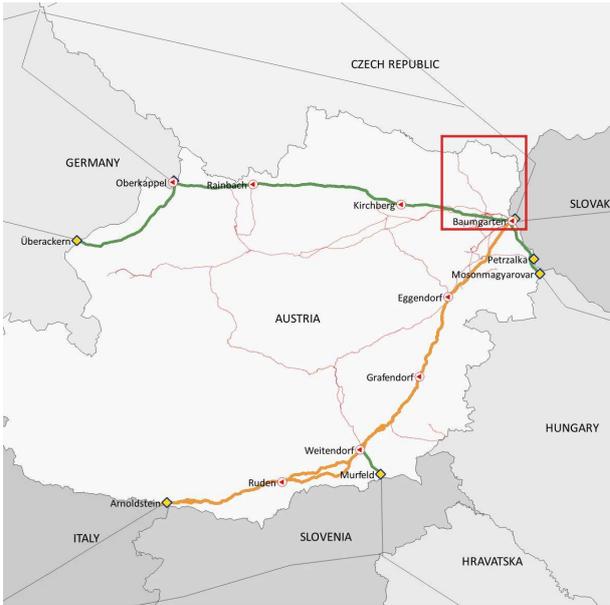
Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938 _____	13
Tabelle 2:	TYNDP 2017 Projekte Fokus Österreich _____	18
Tabelle 3:	Umgesetzte Projekte in der letzten Planungsperiode (8/2017 bis 8/2018). _____	35
Tabelle 4:	Eingebrachte unverbindliche Kapazitätsbedarfe von Netzbenutzern _____	41
Tabelle 5:	Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und Projekte zur Bereitstellung der Kapazitäten _____	49
Tabelle 6:	Anzahl durchgeführter Auktionen _____	51
Tabelle 7:	Angebotslevel in Überackern _____	57
Tabelle 8:	Statistische Auswertung der Auktionen für kurzfristige Produkte der TAG GmbH, 2017 ____	66
Tabelle 9:	Gasgeneratoren und Turbinen Projekte _____	71
Tabelle 10:	Zurückgezogen Projekte _____	76
Tabelle 11:	Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen _____	77
Tabelle 12:	Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Neue Projekte _____	78
Tabelle 13:	Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen ____	79
Tabelle 14:	Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen ____	80
Tabelle 15:	Ersatzinvestitionsprojekte – Neue Projekte _____	80

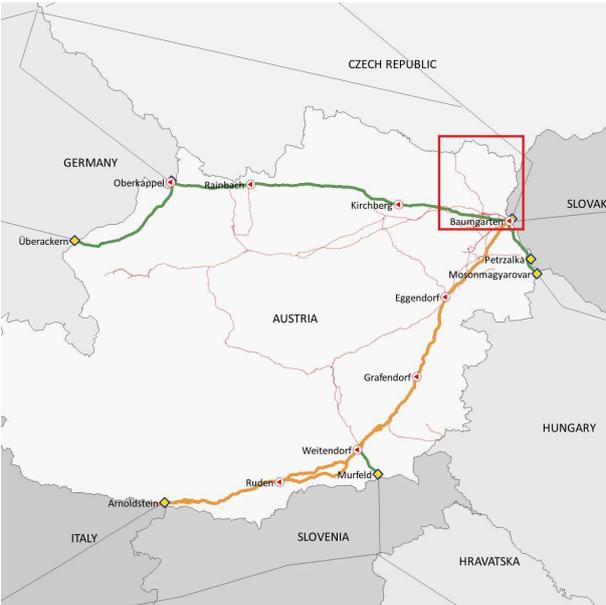
Anhang 1:

Projekte für zusätzliche Kapazitäten

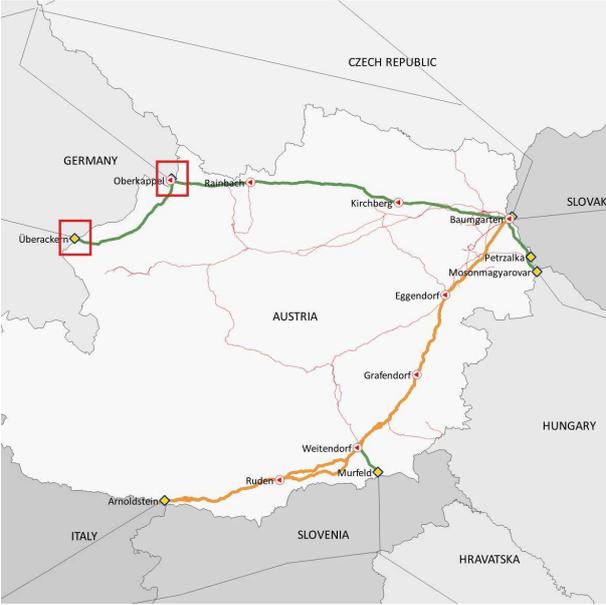
Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	geplante Fertigstellung [Datum]	Entwicklung im Vergleich zum KNEP 2017 **)
Projekte für zusätzliche Kapazitäten					
GCA	2015/01a	Bidirectional Austria Czech Interconnector	4,5		Fortführung
GCA	2015/01b	Projekt 1b: BACI DN 1200	4,25		Fortführung
GCA	2015/02a	Entry Überackern	4,5		Fortführung
GCA	2015/03	Entry/Exit Überackern - Maximum	6		Fortführung
GCA	2015/04	Entry Mosonmagyaróvár - Minimum	1,5		Fortführung
GCA	2015/05	Entry Mosonmagyaróvár	4,5	Q4 2024	Fortführung
GCA	2015/07b	Mehrbedarf Verteilergebiet +		Q4 2018	Fortführung
GCA	2015/08	Entry/Exit Murfeld	4,5		Fortführung
GCA	2015/10	Entry Arnoldstein		Q4/2018	Fortführung
GCA	2017/01	Entry Mosonmagyaróvár Plus	4,5		Fortführung
GCA	2017/02	Penta West – Exit Verteilgebiet	1,5		Fortführung
GCA	2018/01	Überackern - Oberkappel	4,5		Neu
TAG	2016/01	TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf		Q4/2019	Fortführung
TAG	2016/03	Reverse Flow Baumgarten MT Station (MS2)	3,5		Zurückgezogen
TAG	2016/04	TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár)		Q4/2021	Fortführung
TAG	2016/05	TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)	4,5		Fortführung
TAG	2017/01	TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár) II	4,5		Fortführung
TAG	2018/01	Murfeld Exit Capacity Increase	4,5		Neu
**)	Fortführung	Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung			
	Abänderung	Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung			
	Zurückgezogen	Zurückgezogene Projekte			
	Neu	Neue Projekte			

Projektname:	GCA 2015/01a Bidirectional Austria Czech Interconnector		
Projektnummer:	GCA 2015/01a		
Projekträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	11.01.2018
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Ja
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel: Ziel des Projekts 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.			
Projektbeschreibung:			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Neue ÜMS – Baumgarten (3x) - Neue VS Baumgarten - Fernleitungsanbindung zwischen Baumgarten und Reintal - Neue ÜMS Reintal 	
Projektbegründung: Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den Nord-Süd Korridor zu unterstützen, die Marktisolation zu verringern, die Versorgungssicherheit Tschechiens und Österreichs zu erhöhen und Transportrouten für alternative Gasquellen zu ermöglichen.			
Besonders zu beachten: Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.			
Konnex zu anderen Projekten: Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2016/05 TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI).			

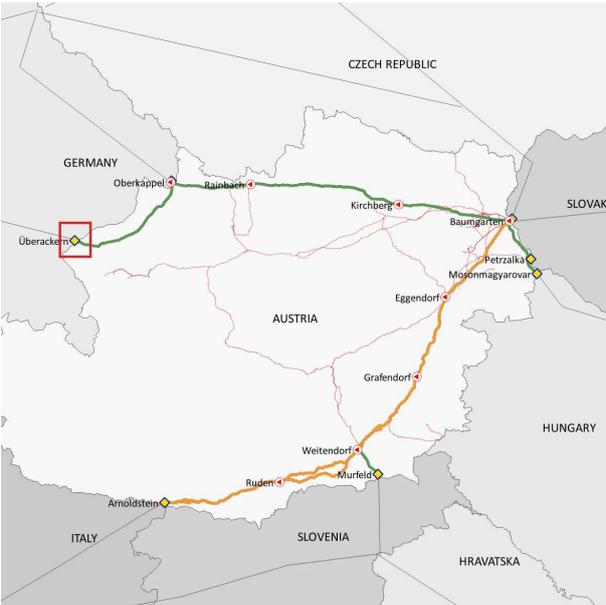
<p>Technische Daten: Folgende neue frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Reintal 750.000 Nm³/h (0° C) Ausspeisepunkt Reintal 750.000 Nm³/h (0° C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: TRA-N-021</p>	<p>PCI-Status: 6.4</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2015: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2016: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2015/01b BACI DN 1200		
Projektnummer:	GCA 2015/01b		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	13.08.2015
Projektart:	Planungsprojekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,25 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Ja
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel:			
Ziel des Projektes ist es, erstmals technische bidirektionale Kapazität auf FZK Basis und den Ein- bzw. Ausspeisepunkt Reintal zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Markt zu schaffen.			
Projektbeschreibung:			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt 1b notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Neue ÜMS – Baumgarten - Neue VS Baumgarten - Fernleitungsanbindung zwischen Baumgarten und Reintal <p>Neue ÜMS Reintal</p>	
Projektbegründung:			
Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den Nord-Süd Korridor zu unterstützen, die Marktisolation zu verringern, die Versorgungssicherheit Tschechiens und Österreichs zu erhöhen und Transportrouten für alternative Gasquellen zu ermöglichen.			
Besonders zu beachten:			
Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.			
Konnex zu anderen Projekten:			
Nein			

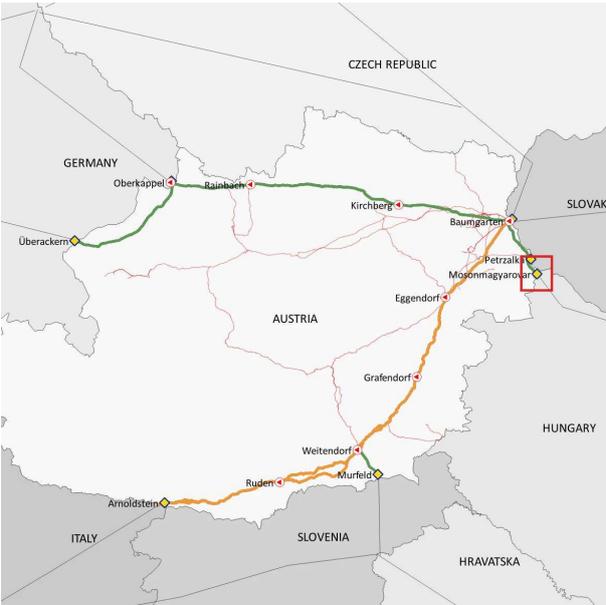
<p>Technische Daten: Folgende neue frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Reintal 1.480.000 Nm³/h (0° C) Ausspeisepunkt Reintal 1.480.000 Nm³/h (0° C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2015). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2015: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2016: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2017: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2015/02a Entry Überackern		
Projektnummer:	GCA 2015/02a		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	11.01.2018
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Ja
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel:			
<p>Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am Einspeisepunkt Überackern SUDAL zu erhöhen um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf an Einspeisekapazitäten am Punkt Überackern SUDAL zu decken. Aufgrund der Konkurrenzsituation der Punkte Überackern SUDAL, Überackern ABG und Oberkappel wird ebenfalls die Kapazität am Einspeisepunkt Oberkappel adaptiert.</p>			
Projektbeschreibung:			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Modifikation "ÜMS Überackern" - VS Überackern "Neu" - Teilloop WAG - Modifikation der ÜMS Oberkappel - Modifikation Station Baumgarten 	
Projektbegründung:			
<p>Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den zusätzlichen angemeldeten Bedarf am Einspeisepunkt Überackern SUDAL zu decken.</p>			
Besonders zu beachten:			
<p>Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.</p>			
Konnex zu anderen Projekten:			
Nein			

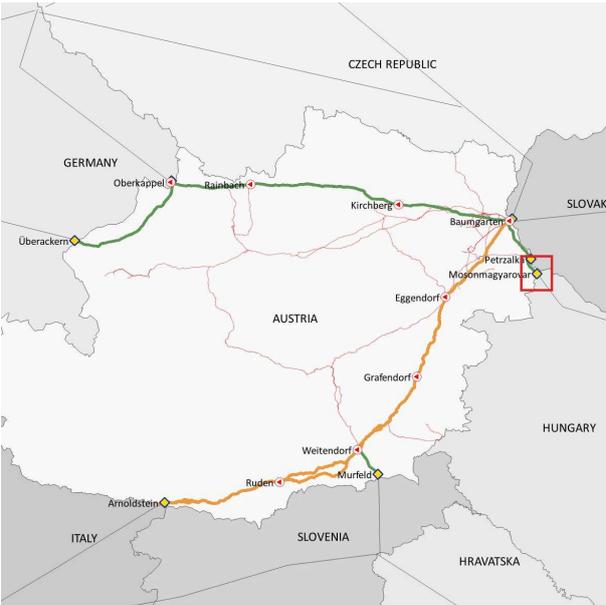
<p>Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Überackern SUDAL: 674.500 Nm³/h (0°C) Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Oberkappel: 1.175.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). 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.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2015/03 Entry/Exit Überackern - Maximum		
Projektnummer:	GCA 2015/03		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	30.06.2015
Projektart:	Planungsprojekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	6 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Ja
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel:			
Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zu erhöhen, um eine mögliche Maximalvariante abzubilden und etwaige alternative Routen für potenzielle Speicheranbindungen zu untersuchen.			
Projektbeschreibung:			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Neue VS-Überackern - Modifikation ÜMS Überackern: Tausch der Anbindungspunkte der grenzquerenden Leitungen der Schienen SUDAL und ABG und Installation eines zusätzlichen Filterseparators auf der zukünftigen ABG Schiene. - Loop Penta West - Modifikation der ÜMS und VS Neustift - Loop WAG - Modifikationen der VS Rainbach und Kirchberg - Verrohrung in Baumgarten 	
Projektbegründung:			
Konkret wird dieses Projekt untersucht, um eine mögliche Maximalvariante abzubilden und etwaige alternative Routen für potenzielle Speicheranbindungen zu untersuchen. Darüber hinaus werden die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht.			
Besonders zu beachten:			
Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.			
Konnex zu anderen Projekten:			
Nein			

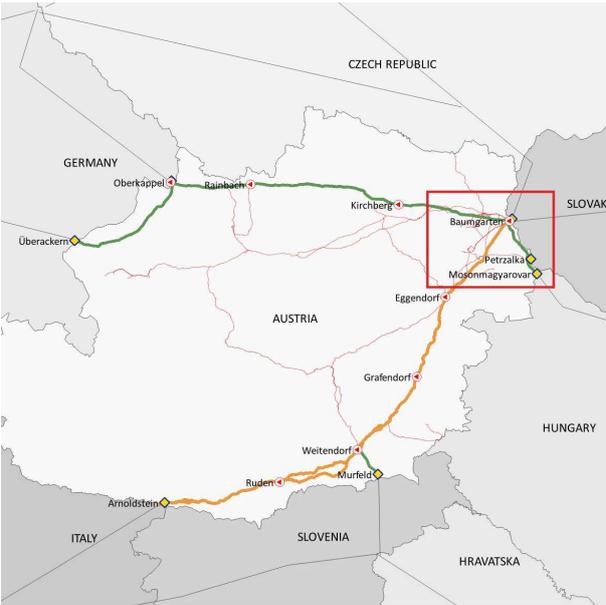
<p>Technische Daten: Folgende zusätzliche frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Überackern SUDAL/ABG/7 Fields 1.427.389 Nm³/h (0°C) Ausspeisepunkt Überackern SUDAL/ABG 7Fields 1.580.440 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2015). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Überackern zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen bzw. verbindliche langfristige Buchungen des Speicherbetreibers gedeckt werden.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2015: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2016: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2017: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2015/04 Entry Mosonmagyaróvár - Minimum		
Projektnummer:	GCA 2015/04		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	11.01.2018
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	1,5 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel:			
Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu generieren.			
Projektbeschreibung:			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Modifikation HAG MS: Filterseparator, Messstrecken, Regelung, Verrohrung - Erweiterung im Knoten Baumgarten 	
Projektbegründung:			
Konkret wird dieses Projekt untersucht, um den zusätzlichen angemeldeten Bedarf am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu decken. Darüber hinaus werden die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht sowie die Diversifizierung von Erdgasquellen und -routen erreicht.			
Besonders zu beachten:			
Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.			
Konnex zu anderen Projekten:			
Nein			

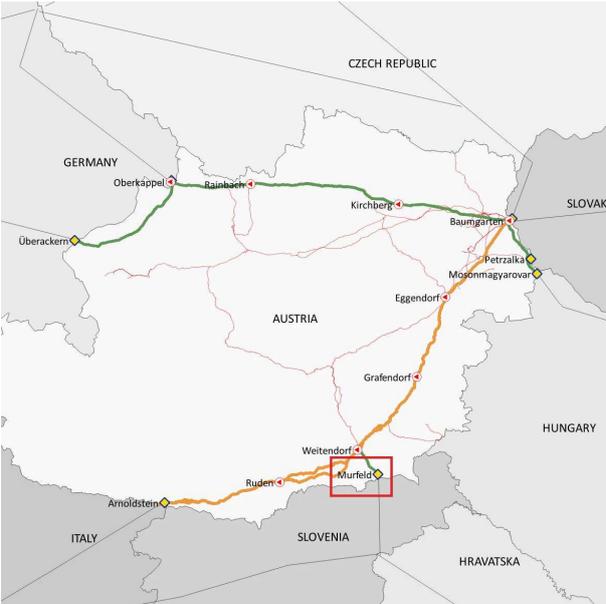
<p>Technische Daten: Auf Basis folgender Kapazitäten wurden die entsprechenden projektspezifischen Analysen durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár 120.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2015). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projekts hängt von einer Druckunterstützung durch den vorgelagerten FNB am Einspeisepunkt zur Darstellung der o.a. FZK Kapazitäten ab.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2015: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2016: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár		
Projektnummer:	GCA 2015/05		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	11.01.2018
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Ja
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel:			
Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu generieren, um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf an Einspeisekapazitäten am Punkt Mosonmagyaróvár auf FZK-Basis zu decken.			
Projektbeschreibung:			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Modifikation HAG MS: Filterseparator, Messstrecken, Regelung, Verrohrung - Neue VS HAG <p>Erweiterung im Knoten Baumgarten</p>	
Projektbegründung:			
Das Projekt dient dazu, den zusätzlichen angemeldeten Bedarf am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu decken.			
Besonders zu beachten:			
Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.			
Konnex zu anderen Projekten:			
Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2016/04 TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár).			

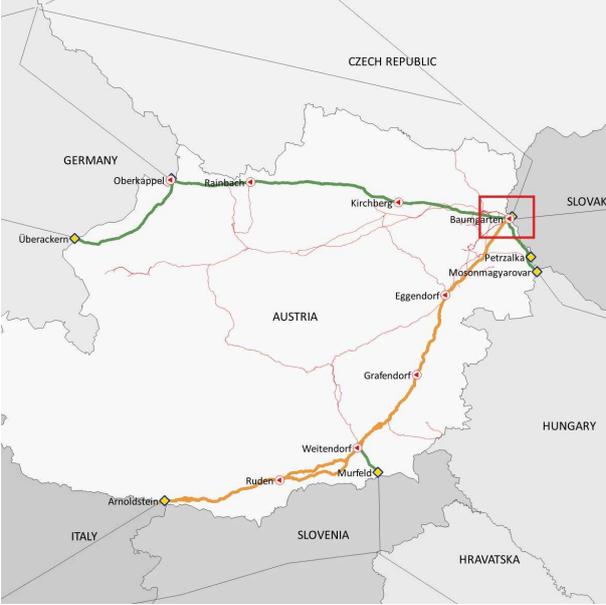
<p>Technische Daten: Auf Basis folgender Kapazitäten wurden die entsprechenden projektspezifischen Analysen durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár: 570.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Mosonmagyaróvár zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: TRA-N-423</p>	<p>PCI-Status: 6.24.3</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2015: Genehmigt als Projekt KNEP 2016: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2015/07b Mehrbedarf Verteilergebiet +		
Projektnummer:	GCA 2015/07b		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	4	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2018		
Projektziel:	Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am virtuellen Punkt vom Verteilergebiet in die Fernleitungsebene der GCA zu erhöhen, um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf an Einspeisekapazitäten am virtuellen Punkt auf FZK-Basis zu decken.		
Projektbeschreibung:	 <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Erweiterung der WAG Saugleitung, um gesamte Menge (600.000 PVS + 515.000 MAB) verdichtet in die WAG ableiten zu können. - Umbinden HAG MS und damit direkte Verbindung Kollektor über BOP11 in WAG. - TAG AZ Neubau 		
Projektbegründung:	Konkret wird dieses Projekt untersucht, um den zusätzlichen angemeldeten Bedarf am virtuellen Punkt vom Verteilergebiet in die Fernleitungsebene der GCA zu decken.		
Besonders zu beachten:	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		

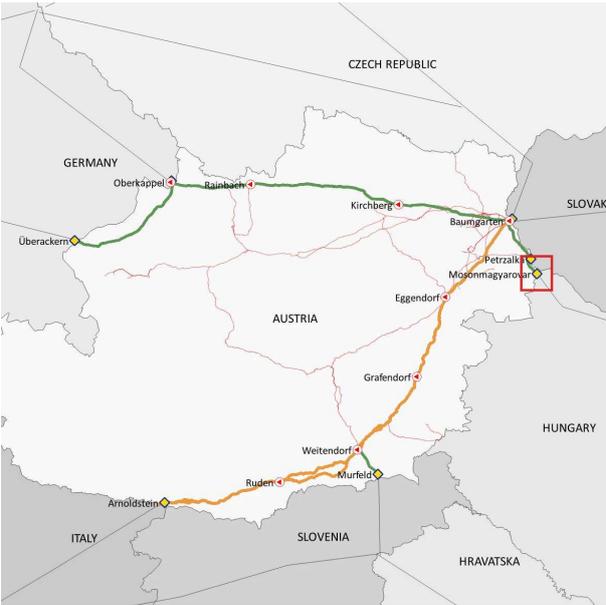
<p>Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Virtueller Einspeisepunkt (Verteilergelände --> Fernleitung): 960.000 Nm³/h Die Annahmen zu diesem Projekt basieren auf einem Eingangsdruck in Baumgarten von 54,0 barg.</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%, welche die Unsicherheit in der Umsetzungsphase darstellt.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: Execute</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: Geplante Fertigstellung aufgrund der Priorisierung von Maßnahmen aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten vom 12. Dezember 2017.</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2015: Genehmigt als Projekt KNEP 2016: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2015/08 Entry/Exit Murfeld		
Projektnummer:	GCA 2015/08		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	11.01.2018
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Ja
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel:			
Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität auf FZK Basis am Ein-/Ausspeisepunkt Murfeld zu erhöhen und erstmals technische FZK Kapazität am Einspeisepunkt Murfeld zu schaffen.			
Projektbeschreibung:			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Erweiterung MS Weitendorf und Murfeld: Filterseparator, Messstrecken, Regelung, Verrohrung - Neue VS Murfeld - Loop der SOL auf gesamter Länge - Loop der grenzquerenden Leitung Murfeld – Cersak 	
Projektbegründung:			
Das Projekt dient dazu, den zusätzlichen angemeldeten Bedarf am Ein- und Ausspeisepunkt Murfeld zu decken.			
Besonders zu beachten:			
Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.			
Konnex zu anderen Projekten:			
Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2016/01: TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf.			

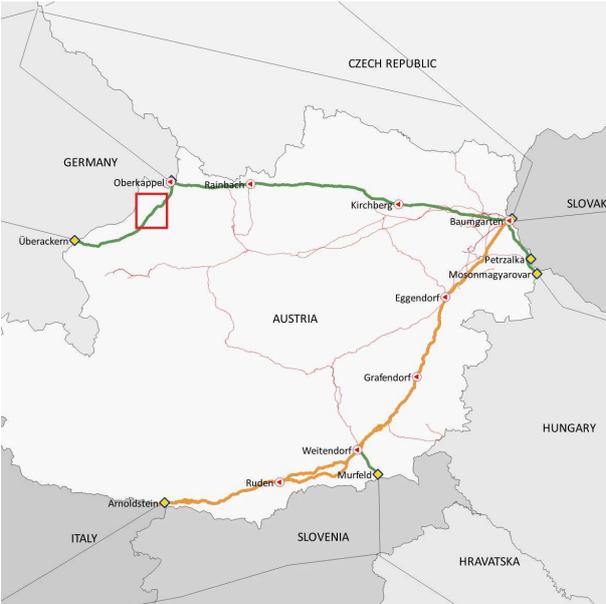
<p>Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Murfeld: 620.000 Nm³/h (0°C) Frei zurodenbare Kapazität (FZK) Ausspeisepunkt Murfeld: 810.620 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). 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 Murfeld zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: TRA-N-361</p>	<p>PCI-Status: 6.26.4</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2015: Genehmigt als Projekt KNEP 2016: Zurückgezogen und ersetzt durch Projekt GCA 2016/03 KNEP 2017: Genehmigt als Projekt im Umfang der Änderungen KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2015/10 Entry Arnoldstein		
Projektnummer:	GCA 2015/10		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	4	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2018		
Projektziel:	Ziel des Projektes ist es, den höchstmöglichen Ausweis von FZK Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein zu ermöglichen.		
Projektbeschreibung:	 <p>Folgende Investitionen sind notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Erweiterung der Verbindungskapazität in Baumgarten von der TAG zum VHP und in die anderen Systeme (TAG AZ, MS 4 bidirektional) 		
Projektbegründung:	Das Projekt dient dazu, den höchstmöglichen Ausweis von FZK Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein zu ermöglichen und um die Bescheidaufgabe zum KNEP 2016 – 2025 zu erfüllen.		
Besonders zu beachten:	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.		
Konnex zu anderen Projekten:	Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem korrespondierenden Projekt TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf		
Technische Daten:	Für die Umsetzung des Projekts wurde mit der TAG eine zu realisierende FZK Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein von 11.190 MWh/h bzw. 1.000.000 Nm ³ /h (0°C) abgestimmt.		

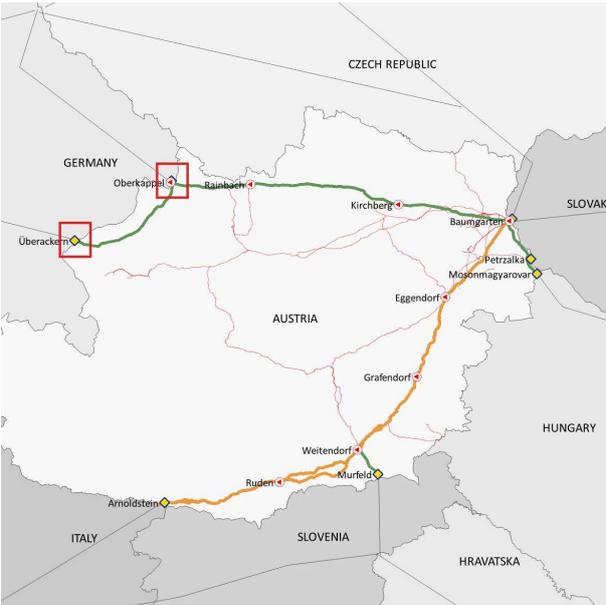
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%, welche die Unsicherheit in der Umsetzungsphase darstellt.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Dieses Projekt ermöglicht gemeinsam mit dessen korrespondierendem Projekt folgende Qualitätsverbesserung der Kapazität auf frei zuordenbare Kapazität (FZK): Einspeisepunkt Arnoldstein +1.000.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Projektphase: Execute</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: Geplante Fertigstellung aufgrund der Priorisierung von Maßnahmen aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten vom 12. Dezember 2017.</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2015: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2016: Genehmigt als Projekt im Umfang der Abänderungen KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár Plus		
Projektnummer:	GCA 2017/01		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	11.01.2018
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Ja
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel:			
Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu generieren um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf an Einspeisekapazitäten am Punkt Mosonmagyaróvár auf FZK-Basis zu decken.			
Projektbeschreibung:			
		Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig: - Loop der HAG Leitung - Neue VS HAG - Erweiterungen im Knoten Baumgarten inklusive Errichtung neuer Messstrecken	
Projektbegründung:			
Konkret wird dieses Projekt untersucht, um den zusätzlichen angemeldeten Bedarf am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu decken. Darüber hinaus werden die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht sowie die Diversifizierung von Erdgasquellen und -routen erreicht.			
Besonders zu beachten:			
Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.			
Konnex zu anderen Projekten:			
Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2017/01: TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár) II			

<p>Technische Daten: Folgende neue frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes und dessen Komplementärprojekt den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár: 1.000.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Mosonmagyaróvár zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2017/02 Penta West – Exit Verteilgebiet		
Projektnummer:	GCA 2017/02		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	11.01.2018
Projektart:	Planungsprojekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	1,5 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel:			
Ziel des Projektes ist es, technische Kapazität entlang der Penta West an der Schieberstation Andorf für einen Exit ins Verteilgebiet zur Verfügung zu stellen.			
Projektbeschreibung:			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Adaptierung und Erweiterung Schieberstation Andorf an der Penta West 	
Projektbegründung:			
Projektierung aufgrund der entsprechenden Bedarfsmeldung von AGGM als Transportkunde			
Besonders zu beachten:			
Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.			
Konnex zu anderen Projekten:			
Nein			
Technische Daten:			
Folgende neue frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen:			
Ausspeisepunkt Andorf (Penta West --> Verteilgebiet): 5.000 Nm ³ /h (0°C)			

Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). 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 zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Identify & Assess		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung: Keine		
Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung		

Projektname:	GCA 2018/01 Überackern - Oberkappel		
Projektnummer:	GCA 2018/01		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Ja
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel:			
Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am Ein- / Ausspeisepunkt Überackern SUDAL und am Ein- / Ausspeisepunkt Oberkappel zu erhöhen um allfällige zusätzliche Kapazitätsbedarfe zwischen diesen beiden Punkten abzudecken.			
Projektbeschreibung:			
		Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig: - Modifikation "ÜMS Überackern" - VS Überackern "Neu" - Modifikation der ÜMS Oberkappel	
Projektbegründung:			
Rückmeldungen von Marktteilnehmern indizieren, dass Interesse an neu zu schaffender Kapazität zwischen den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern und Oberkappel besteht.			
Besonders zu beachten:			
-			
Konnex zu anderen Projekten:			
Nein			
Technische Daten:			
Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Zusätzliche feste Kapazität an den Einspeise-/Ausspeisepunkten Überackern SUDAL und Oberkappel von je 233.414 Nm ³ /h (0°C)			

Ökonomische Daten:

Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018).

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 den Punkten Überackern und Oberkappel zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.

Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten:

Keine

Projektphase:

Identify & Assess

TYNDP: Nein

PCI-Status: Nein

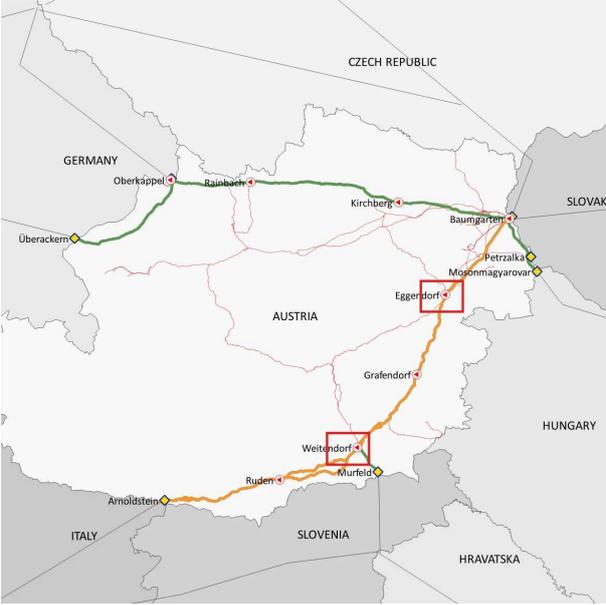
CBCA-Entscheidung: Nein

Projektänderung:

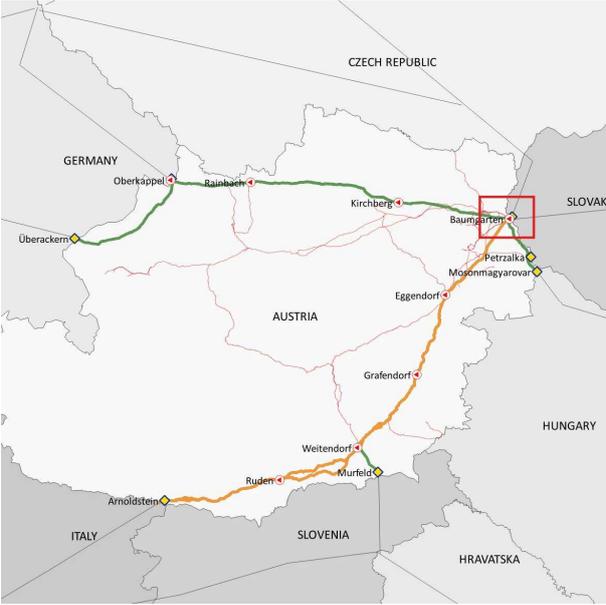
-

Projektstatus:

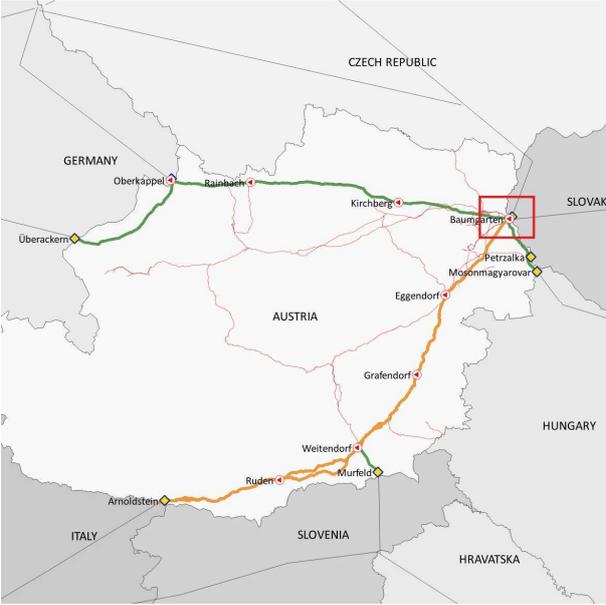
KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung als Projekt

Projektname:	TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf		
Projektnummer:	TAG 2016/01		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung: Q4/2019			
Projektziel:			
<p>Die Implementierung des Projektes "TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf" wird, den Betrieb der CS Weitendorf und alle notwendigen Modifikationen des Stationskontrollsystems vorsehend, den Transport von mindestens 1,6 Mio. Nm³/h (mindestens 1.000.000 Nm³/h am Einspeisepunkt Arnoldstein und 600.000 Nm³/h am Einspeisepunkt Murfeld) nach Baumgarten gewährleisten. Modifikationen am Betrieb der CS Weitendorf und am Stationskontrollsystem beider Kompressorstationen sind notwendig.</p>			
Projektbeschreibung:			
		<p>Die folgenden Aktivitäten sind vorgesehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Schaffung einer Verbindung vom SOL System zu der Saugseite der Kompressorstation (ca. 20 Meter mit DN 24") mit entsprechender Armatur und Bypass - Schaffung einer Verbindung von der Hochdruckseite zur TAG 2 (ca. 20 Meter mit DN 24") mit entsprechender Armatur und Bypass in Eggendorf, um die Möglichkeit eines Reverse Flow mit zwei Leitungen zu schaffen. - Aktualisierung des bestehenden Stationskontrollsystems in der CS Weitendorf und CS Eggendorf. 	
Projektbegründung:			
<p>Ohne den Betrieb einer Kompressorstation im Reverse Flow würde sich der maximale physikalische Reverse Flow in Baumgarten – unter Einhaltung der vertraglichen Verpflichtungen an den österreichischen inländischen Ausspeisepunkten – auf ungefähr 1.000.000 Nm³/h belaufen. Dieses Projekt schafft die Möglichkeit, die Kompressorstationen Weitendorf und Eggendorf im Reverse Flow zu betreiben und so die Kapazität entsprechend zu erhöhen.</p> <p>Das Projekt erfüllt die Verpflichtung aus dem Bescheid PA 16870/15, von ECA für den KNEP 2016-2025 erlassen.</p>			
Besonders zu beachten:			
Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA			

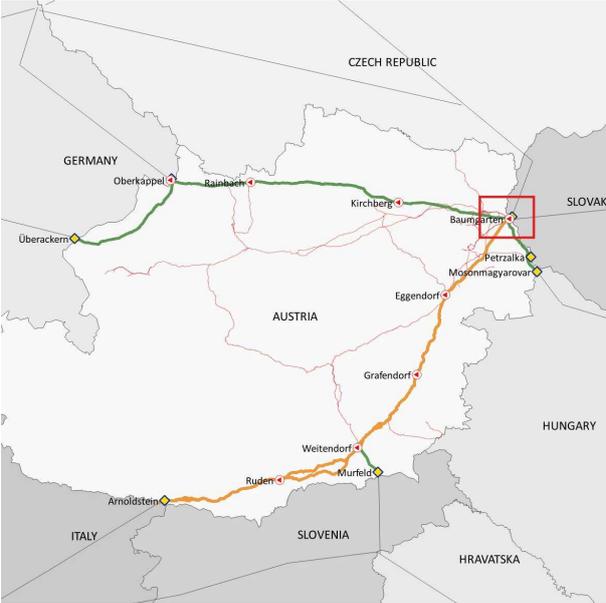
<p>Konnex zu anderen Projekten: Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit folgenden korrespondierenden Projekten: TAG 2016/02 AZ1 additional entry and connection with BOP 13 (bereits umgesetzt) GCA 2015/08 Entry/Exit Murfeld GCA 2015/10 Entry Arnoldstein</p>		
<p>Technische Daten: Das Projekt sieht die Möglichkeit vor, den Fluss in der CS Weitendorf umzukehren, um den Transport der bestehenden Einspeisekapazität in Arnoldstein und der geplanten neuen Kapazität in Murfeld Richtung Baumgarten, bei gleichzeitiger Erfüllung aller vertraglichen Verpflichtungen an den inländischen Ausspeisepunkten, zu erlauben. Das Projekt sieht auch einige geringere Implementierungen in den TAG CS vor, die ermöglichen, dass der Reverse Flow unter normalen Betriebskonditionen ohne die Notwendigkeit in Baumgarten zu intervenieren, durchgeführt wird. Erhöhung von technischer Reverse Flow Kapazität TAG System: >1.6 Mio. Nm³/h (0° C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). Die Kostenschätzung wurde vom Engineering Partner evaluiert. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Dieses Projekt ermöglicht gemeinsam mit dessen korrespondierenden Projekten folgende nicht in Konkurrenz stehende frei zuordenbare Kapazität (FZK): Einspeisepunkt Arnoldstein: mindestens +1.000.000 Nm³/h (0°C) Einspeisepunkt Murfeld: +614.388 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2016: Planungsphase KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: TRA-N-954</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2017: Geplante Fertigstellung KNEP 2018: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderungen Das Projekt befindet sich in der Planungsphase, ist im Zeitplan und Budget. Das Setup-Study des Projekts wird finalisiert und die nächste Phase wird initiiert.</p>		

Projektname:	TAG 2016/03 Reverse Flow Baumgarten MT Station (MS2)		
Projektnummer:	TAG 2016/03		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Zurückgezogenes Projekt
Umsetzungsdauer:	3,5 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel:			
<p>Das Projekt TAG 2016/03 wird den physikalischen Reverse Flow des TAG Systems in Richtung des slowakischen Netzwerks und anderen potentiellen grenzüberschreitenden Verbindungen ermöglichen, wodurch sich die Versorgungssicherheit der ganzen Region verbessert, und wurde auch im TYNDP 2017 (TRA-N-954) eingereicht.</p>			
Projektbeschreibung:			
		<p>Die folgenden Aktivitäten sind vorgesehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Verbindung der drei TAG Strecken (mittels 24“ Leitungen und Armaturen) mit dem Kollektor vor den Filtern. - Verbindung downstream MS2 (mittels DN 40“ Leitung) mit TAG1 und TAG 2 (beide in Richtung SK) - Verbindung (mittels Rohr DN40“) unterhalb der Verdichtung (auf dem Kollektor) bis zu TAG1 und TAG2 in Reverse Flow. 	
Projektbegründung:			
Erhöhung der Versorgungssicherheit. Dieses Projekt ermöglicht die Aufwertung von UK zu FZK Kapazität am Ausspeisepunkt Baumgarten.			
Besonders zu beachten:			
-			
Konnex zu anderen Projekten:			
<p>Das Projekt sieht die Möglichkeit vor, den Fluss in der TAG Baumgarten Messstation umzukehren, was einen physikalischen Reverse Flow in Richtung Slowakei ermöglicht. Das Projekt sollte als SoS Projekt betrachtet werden, das besonders die Versorgungssicherheit der Slowakei erhöht. Um dieses Ziel zu erreichen, ist auch das Projekt TAG 2016/01 erforderlich.</p>			

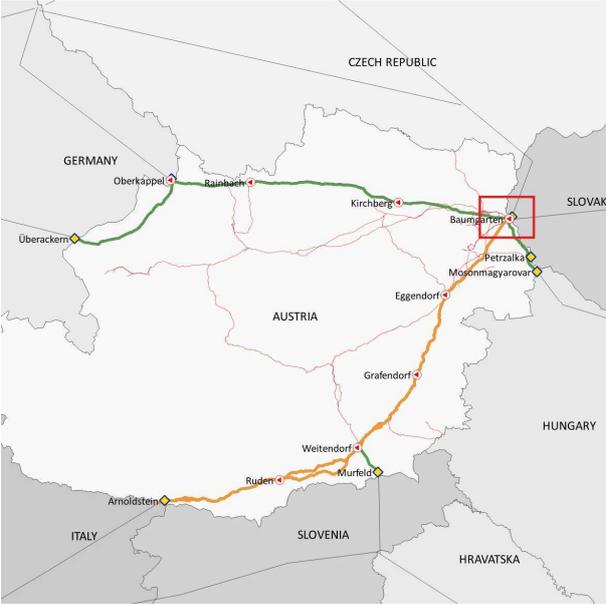
<p>Technische Daten: Das Projekt inkludiert alle notwendigen Aktivitäten, um den Fluss in der CS Baumgarten umzukehren, dies inkludiert Filterung, Verdichtung und Messung des Gases in Richtung Slowakei, einschließlich der Anpassung des Stationskontrollsystems. Ausspeisekapazität Baumgarten: 1.000.000 Nm³/h</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2016: Planungsphase KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: TRA-N-954</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2017: Projektkategorie, geplante Fertigstellung KNEP 2018: Projektkategorie</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt unter Auflage KNEP 2017: Genehmigt als Planungsprojekt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Einreichung zur Zurückziehung</p>		

Projektname:	TAG 2016/04 TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár)		
Projektnummer:	TAG 2016/04		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Planungsprojekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2021		
Projektziel:	<p>Das Projektziel ist, basierend auf zusätzlicher FZK Kapazität am GCA Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zusätzliche Verbindungskapazität auf FZK Basis in Baumgarten mit garantierten Zugang zum VHP zu schaffen. Das Projekt sieht die Modifikation der TAG Baumgarten Station vor, um einen erhöhten Gasfluss in die Station zu ermöglichen.</p>		
Projektbeschreibung:	<div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <div style="margin-left: 20px;"> <p>Die folgenden Aktivitäten sind vorgesehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Erweiterung Verbindungsinfrastruktur in Baumgarten </div> </div>		
Projektbegründung:	<p>Erhöhung von Verbindungskapazitäten und Marktliquidität, um die österreichische und europäische Versorgungssicherheit zu erhöhen und alternative Transportrouten für alternative Versorgungsquellen zu ermöglichen.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem korrespondierenden Projekt GCA 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár.</p>		

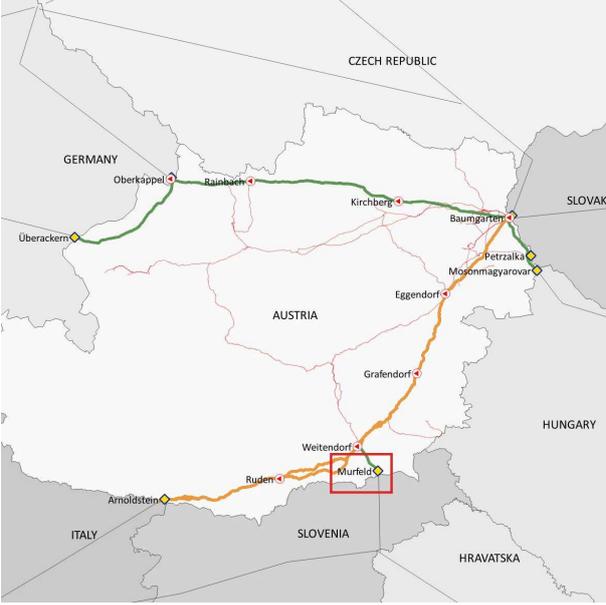
<p>Technische Daten: Folgende zusätzliche frei zuordenbare Verbindungskapazität (FZK) soll in Baumgarten bereitgestellt werden: Zusätzliche Einspeisekapazität: +570.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). Die Kostenschätzung wurde vom Engineering Partner evaluiert. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- XX%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase reflektiert. KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. Die Realisierung dieses Projekts unterliegt dem Nachweis der Wirtschaftlichkeit durch verbindliche langfristige Buchungen am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Dieses Projekt ermöglicht folgende vorgesehene frei zuordenbare Kapazität (FZK), die durch dessen korrespondierendem Projekt geschaffen werden sollte: Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár +570.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2016: Planungsphase KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2017: Keine KNEP 2018: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2017: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung Das erste Setup-Study des Projekts wurde in Q4/2016 abgeschlossen. Die nächsten Schritte des Projekts hängen von den nächsten Schritten des korrespondierenden GCA-Projekts GCA 2015/05 ab. Das Projekt ist aus aktueller Sicht im Budget und im Zeitplan.</p>		

Projektname:	TAG 2016/05 TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)		
Projektnummer:	TAG 2016/05		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel:			
<p>Das Projektziel ist basierend auf zusätzlicher FZK Kapazität am neuen GCA Punkt Reintal, zusätzliche Verbindungskapazität auf FZK Basis vom/zum TAG-System in Richtung des/kommend vom tschechischen Markt (Ein-/Auspeisepunkt Reintal) mit garantierten Zugang zum VHP zu schaffen. Das Projekt sieht die Modifikation der TAG Baumgarten Station vor, um einen erhöhten Verbindungsgasfluss zu ermöglichen.</p>			
Projektbeschreibung:			
		<p>Folgende Aktivitäten sind vorgesehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Erweiterung der Verbindungsinfrastruktur in Baumgarten 	
Projektbegründung:			
<p>Erhöhung von Verbindungskapazitäten und Marktliquidität, um den Nord-Südkorridor zu unterstützen, Marktisolation zu reduzieren, die österreichische und tschechische Versorgungssicherheit zu erhöhen und alternative Transportrouten für alternative Versorgungsquellen zu ermöglichen.</p> <p>Ferner soll der garantierte Zugang zum VHP sichergestellt werden.</p>			
Besonders zu beachten:			
Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA			
Konnex zu anderen Projekten:			
Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem korrespondierenden Projekt GCA 2015/01a: Bidirectional Austria Czech Interconnector.			

<p>Technische Daten: Folgende zusätzliche frei zuordenbare Verbindungskapazität (FZK) soll in Baumgarten bereitgestellt werden: Zusätzliche Einspeisekapazität: +750.000 Nm³/h (0°C) Zusätzliche Ausspeisekapazität: +750.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). Die Kostenschätzung wurde vom Engineering Partner evaluiert. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- XX%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase reflektiert. KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. Die Realisierung dieses Projekts unterliegt dem Nachweis der Wirtschaftlichkeit durch verbindliche langfristige Buchungen am zukünftigen Einspeise-/Ausspeisepunkt Reintal.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Dieses Projekt ermöglicht folgende vorgesehene frei zuordenbare Kapazität (FZK), die durch dessen korrespondierendem Projekt geschaffen werden sollte: Einspeisepunkt Reintal: +750.000 Nm³/h (0°C) Ausspeisepunkt Reintal: +750.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2016: Planungsphase KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2017: Geplante Fertigstellung, Projektart KNEP 2018: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2017: Genehmigt als Projekt im Umfang der Abänderung KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung Das erste Setup-Study des Projekts wurde in Q4/2016 abgeschlossen. Die nächsten Schritte des Projekts hängen von den nächsten Schritten des korrespondierenden GCA-Projekts GCA 2015/01a ab. Das Projekt ist aus aktueller Sicht im Budget und im Zeitplan.</p>		

Projektname:	TAG 2017/01 TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár) II		
Projektnummer:	TAG 2017/01		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel:			
<p>Projektziel ist die Schaffung zusätzlicher FZK Kapazität am GCA Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár und zusätzliche Verbindungskapazität auf FZK Basis in Baumgarten mit garantierten Zugang zum VHP. Das Projekt gewährleistet die Modifikation der TAG Baumgarten Station, um einen erhöhten Gasfluss in das TAG-System zu ermöglichen.</p>			
Projektbeschreibung:			
		<p>Die folgenden Aktivitäten sind vorgesehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Errichtung einer Rohrleitung Verbindung in 32“ zwischen dem GCA => TAG Rohrleitungssystem mit Armaturen u. Instrumentierung - Rohrleitungsverbindung kann in beiden Richtungen genutzt werden - Einbindung in das TAG Prozessleitsystem 	
Projektbegründung:			
<p>Erhöhung von Verbindungskapazitäten und Marktliquidität, um die österreichische und europäische Versorgungssicherheit zu erhöhen und alternative Transportrouten für alternative Versorgungsquellen zu ermöglichen.</p>			
Besonders zu beachten:			
<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p> <p>Mögliche Auswirkung auf der Verfügbarkeit von Verbindungskapazitäten auf die MS4 Verbindung während der Umsetzung, in Abhängigkeit vom technischen Konzept</p>			
Konnex zu anderen Projekten:			
<p>Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem korrespondierenden GCA 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár plus.</p>			

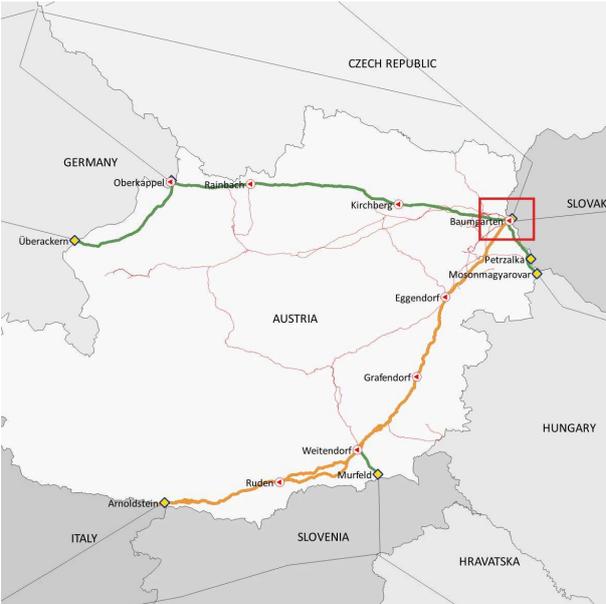
<p>Technische Daten: Folgende zusätzliche frei zuordenbare Verbindungskapazität (FZK) soll in Baumgarten bereitgestellt werden: Zusätzliche Einspeisekapazität: 1.000.000 Nm³/h (0°C), im TAG Normal Flow (SK=>AT) als auch im TAG Reverse Flow (IT=>AT) möglich.</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. Die Realisierung dieses Projekts unterliegt dem Nachweis der Wirtschaftlichkeit durch verbindliche langfristige Buchungen am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Dieses Projekt ermöglicht folgende vorgesehene frei zuordenbare Kapazität (FZK), die durch dessen korrespondierendem Projekt geschaffen werden sollte: Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár +1.000.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderungen Das Projekt ist aus aktueller Sicht im Budget und im Zeitplan.</p>		

Projektname:	TAG 2018/01 Murfeld Exit Capacity Increase		
Projektnummer:	TAG 2018/01		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Planungsprojekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:			
<p>Projektziel:</p> <p>Das Ziel dieses Projekts ist die Ermöglichung der vorgesehenen zusätzlichen frei zuordenbaren technischen Kapazität von 391.620 Nm³/h (0°C), die durch das Projekt GCA 2015/08 "Entry/Exit Murfeld" im Ausspeisepunkt Murfeld von Österreich nach Slowenien geschaffen werden sollte.</p> <p>Das Projekt sieht die Modifikation und die Erweiterung des TAG Systems von der Verdichterstation Baumgarten bis zu Verdichterstation Weitendorf zur Ermöglichung des vorgesehenen erhöhten Gasflusses vor.</p>			
<p>Projektbeschreibung:</p> <div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;">  </div> <div style="flex: 2; padding-left: 20px;"> <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Eine zusätzliche Verdichtereinheit in VS Baumgarten und damit verbundene Ausrüstungen - Eine zusätzliche Verdichtereinheit in VS Eggen Dorf und damit verbundene Ausrüstungen - Eine zusätzliche Verdichtereinheit in VS Grafendorf und damit verbundene Ausrüstungen - Eine zusätzliche Verdichtereinheit in VS Weitendorf und damit verbundene Ausrüstungen </div> </div>			
<p>Projektbegründung:</p> <p>Das Projekt dient dazu, etwaige Marktnachfrage entsprechend dem zusätzlichen vom slowenischen FNB im Rahmen der Datenerhebungsbedarf 2016 angemeldeten Bedarf am Ausspeisepunkt Murfeld zu decken.</p>			
<p>Besonders zu beachten:</p> <p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA</p>			
<p>Konnex zu anderen Projekten:</p> <p>Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem korrespondierenden Projekt „GCA 2015/08 Entry/Exit Murfeld“</p> <p>Eine etwaige Initiierung des Projekts unterliegt als Voraussetzung dem Nachweis der Wirtschaftlichkeit.</p>			

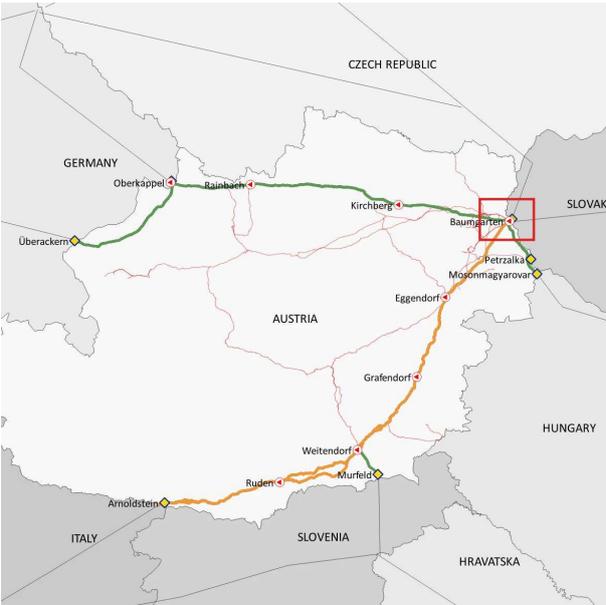
<p>Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Technisch vermarktbar Kapazität Ausspeisepunkt Murfeld 810.620 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- XX%. Die Realisierung dieses Projekts unterliegt dem Nachweis der Wirtschaftlichkeit durch verbindliche langfristige Buchungen am Ausspeisepunkt Murfeld.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Dieses Projekt ermöglicht folgende vorgesehene frei zuordenbare Kapazität (FZK), die durch dessen korrespondierendem Projekt geschaffen werden sollte: Ausspeisepunkt Murfeld +391.620 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Projektphase: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: -</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung als Planungsprojekt</p>		

Ersatzinvestitionsprojekte

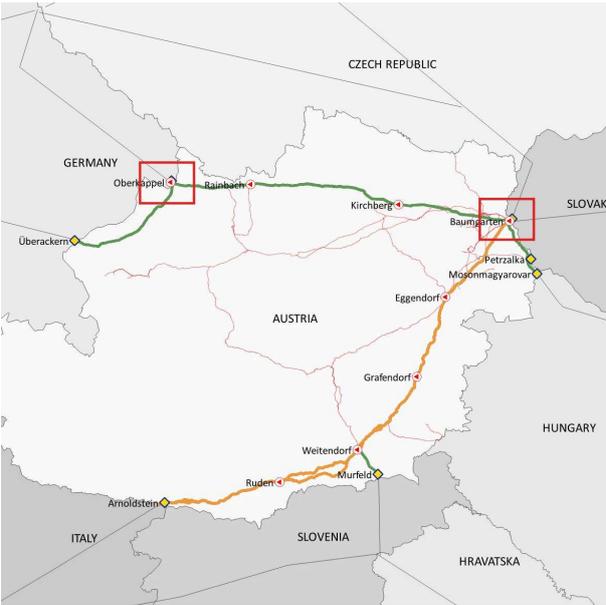
Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	geplante Fertigstellung [Datum]	Entwicklung im Vergleich zum KNEP 2017 **)
Ersatzinvestitionsprojekte					
GCA	2016/E1	110 kV Freileitung		Q4 2021	Fortführung
GCA	2016/E2	MS3 Reverse Flow		Q3 2020	Fortführung
GCA	2016/E4	Baumgarten MS3 & Oberkappel – Tausch Blendenmessung auf Ultraschallzähler		Q3 2020	Fortführung
GCA	2016/E5	Revamp Oberkappel		Q1 2021	Fortführung
GCA	2017/E4	UW Baumgarten Fortführung TAG NOxER 2		Q4 2018	Fortführung
GCA	2017/E5	VS Rainbach Tausch Prozessleitsystem		Q4 2019	Fortführung
GCA	2017/E6	SOL Revamp		Q4 2018	Fortführung
GCA	2018/E1	Vorfall Baumgarten		Q4 2021	Neu
TAG	2015/R04	NOxER II		Q4/2018	Fortführung
TAG	2016/R09	Austausch undichter Armaturen St.Paul/ Ruden/ Arnoldstein/ Ludmannsdorf		Q4/2019	Fortführung
TAG	2016/R11	Austausch Gashydraulische Antriebe in CS-BGT, GFD, RUD		Q4/2021	Fortführung
TAG	2016/R12	Austausch des Station Control System (SCS), CS Ruden-Grafendorf-Baumgarten		Q4/2021	Abänderung
TAG	2017/R01	MS2 Refurbishment		Q4/2019	Fortführung
TAG	2017/R02-A	Major Overhaul Valve Station Lichtenegg		Q4/2022	Abänderung
TAG	2017/R02-B	Major Overhaul Valve Station Wielfresen 1		Q4 2022	Abänderung
TAG	2017/R02-C	Major Overhaul Valve Station Ettendorf		Q4 2021	Abänderung
TAG	2017/R02-D	Major Overhaul Valve Station Ludmannsdorf		Q4 2018	Abänderung
TAG	2017/R03-A	Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen		Q4/2020	Abänderung
TAG	2017/R03-B	Major Overhaul Valve Station Sulmeck-Greith		Q4/2019	Abänderung
TAG	2017/R03-C	Major Overhaul Valve Station St. Paul		Q4/2019	Abänderung
TAG	2017/R03-D	Major Overhaul Pigging Station Ruden		Q4/2019	Abänderung
TAG	2017/R03-E	Major Overhaul Pigging Station Arnoldstein		Q4/2019	Abänderung
TAG	2017/R04	Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden		Q4/2020	Abänderung
TAG	2017/R05	Replacement E-Actuators Filter Separators & Metering Station MS2 CS-Baumgarten		Q4/2020	Abänderung
TAG	2017/R06	DLE 1.5 + 72 hole PT module RC400 in CS-Ruden		Q4 2018	Fortführung
TAG	2017/R07	Gas Generator BC800 in CS-Baumgarten		Q1 2019	Fortführung
TAG	2017/R08	Gas Generator RC600 in CS-Ruden		Q4 2019	Fortführung
TAG	2018/R01	SCS Replacement, CS Eggendorf-Weitendorf		Q4 2021	Neu
TAG	2018/R02	Major Overhaul Valve Station Ebenthal		Q4 2020	Neu
TAG	2018/R03	Major Overhaul Valve Station Wettmannstätten		Q4 2020	Neu
TAG	2018/R04	Major Overhaul Valve Station SS09 Weitendorf		Q4 2021	Neu
TAG	2018/R05	Major Overhaul Pigging Station Weitendorf		Q4 2021	Neu
TAG	2018/R06	Major Overhaul Valve Station Reisenberg		Q4 2020	Neu
TAG	2018/R07	Major Overhaul Valve Station Zöbern		Q4 2021	Neu
TAG	2018/R09	Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair		Q4 2019	Neu
TAG	2018/R10	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC700 in CS-Baumgarten		Q4 2020	Neu
TAG	2018/R12	Shut Off Valve MS2, CS-Baumgarten		Q4 2019	Neu
TAG	2018/R13	Major Overhaul of Valve Stations AZ3-AZ3L Eggendorf		Q4 2020	Neu
**)	Fortführung	Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung			
	Abänderung	Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung			
	Zurückgezogen	Zurückgezogene Projekte			
	Neu	Neue Projekte			

Projektname:	GCA 2016/E1 110 kV Freileitung		
Projektnummer:	GCA 2016/E1		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	11.01.2018
Projektart:	Ersatzinvestitionsprojekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2021		
Projektziel:	Erhöhung der Versorgungssicherheit		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Errichtung eines Umspannwerkes im Bereich Oberweiden - Errichtung einer 110kV-Freileitung von Untersiebenbrunn nach Oberweiden Einschleifung der bestehenden Erdkabel in das neue UW Oberweiden in Form eines Netzzutritts bei Netz Niederösterreich. 		
Projektbegründung:	<p>Eine wesentliche Erhöhung der Versorgungssicherheit der Verdichterstation, da die Versorgung vom öffentlichen 110kV-Netz an zwei physisch getrennten Stellen erfolgt.</p> <p>Reduktion der elektrischen Verluste auf den Erdkabeln bedingt durch die verkürzte Länge</p> <p>Vollständige Ausnutzung der technisch installierten Leistung im UW Baumgarten inkl. der vorgelagerten Kabelsysteme in Zukunft möglich</p>		
Besonders zu beachten:	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		

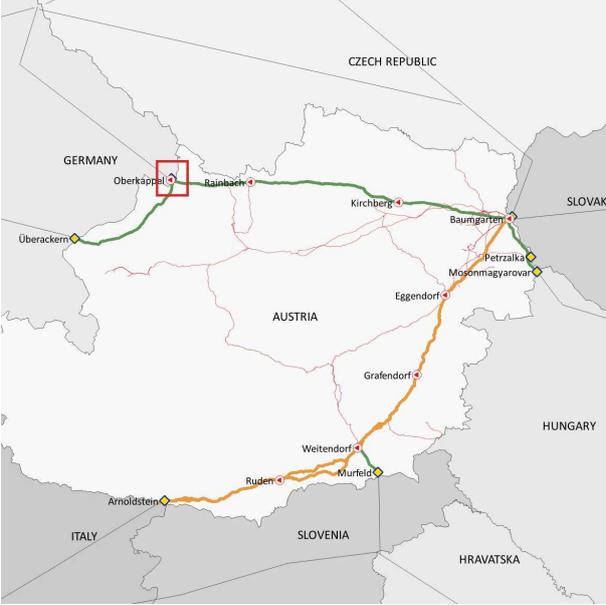
Technische Daten: Keine Erhöhung der vermarktbaren Kapazität		
Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Identify & Assess		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung: Keine		
Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderungen		

Projektname:	GCA 2016/E2 MS3 Reverse Flow		
Projektnummer:	GCA 2016/E2		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q2/2020		
Projektziel:	Operative Richtigestellung des MS3 RF in die SK		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Realisierung Regelventile geeignet für bidirektionale Nutzung - Bypass der MS3 Filter zur Ermöglichung der bidirektionale Nutzung der MS3 		
Projektbegründung:	<p>Die MS3 dient derzeit als Importmessstrecke für Gas aus der Slowakei, welches über die Leitungen G00-118, G00-029 und WAG SK nach Baumgarten kommt. Die Mengenregelung, falls erforderlich, erfolgt dabei über die WAG Verdichter.</p> <p>Um den WAG Reverseflow (von der WAG in die Slowakei) zu ermöglichen können, in einer Sonderfahrweise der Stationseingang und der Stationsausgang ausgekreuzt werden. Dadurch bleibt auch im Reverseflow die Fließrichtung in der MS3 gleich wie im Normalflow. Die Auskreuzungsarmaturen müssen allerdings im Beisein beider Vertragspartner plombiert werden, um sicherzustellen, dass die MS3 nicht umgangen wird. Dies stellt einen hohen organisatorischen Aufwand dar, und die Umschaltzeiten betragen dabei mehrere Stunden bis zu einem Tag. Außerdem wird bei dieser Fahrweise das Brenngas für die Station nach der Messung entnommen. Das ist an dieser Stelle nicht zulässig.</p> <p>Der WAG Reverseflow soll unter Berücksichtigung der folgenden Kriterien richtiggestellt werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eine Plombierung von Armaturen ist zu vermeiden, die Umschaltung zwischen Normalflow und Reverseflow soll automatisiert möglich sein • Die Brenngasentnahmen müssen immer innerhalb des GCA Systems erfolgen 		

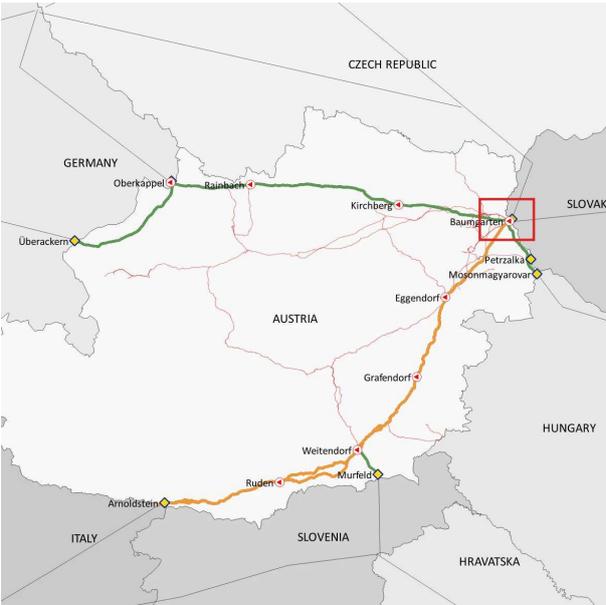
<ul style="list-style-type: none"> • Das Linepack muss geklärt sein durch volle Bidirektionalität der Messstrecken • Möglichkeit zur Gasmengenregelung im Normalflow und Reverseflow • Die Verdichtung in Baumgarten im Reverseflow soll möglich sein (nur als zukünftige Option, wird nicht realisiert) 		
<p>Besonders zu beachten: Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.</p>		
<p>Konnex zu anderen Projekten: Siehe technische Daten</p>		
<p>Technische Daten: Durch die Umsetzung der Projekte GCA 2015/07b, GCA 2015/10 und GCA 2016/E4 im KNEP2016 werden am Punkt Baumgarten WAG zusätzliche FZK Ausspeisekapazitäten generiert.</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%, welche die Unsicherheit in der Umsetzungsphase darstellt.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Siehe technische Daten</p>		
<p>Projektphase: Execute</p>		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
<p>Projektänderung: Geplante Fertigstellung aufgrund der Priorisierung von Maßnahmen aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten vom 12. Dezember 2017.</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2016/E4 Baumgarten MS3 & Oberkappel – Tausch Blendenmessung auf Ultraschallzähler		
Projektnummer:	GCA 2016/E4		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q3/2020		
Projektziel:	Austausch der Messstation MS3 in Baumgarten und Messstation Oberkappel von Blendenmessung zu Ultraschallzähler.		
Projektbeschreibung:	 <p>Die Messstation MS3 in Baumgarten filtert und misst Importgase von der G00-118 und der WAG aus Vysoka / SK. Die Messstation Oberkappel filtert, misst und regelt das Gas von der WAG in Richtung Wildenranna / DE sowie auch im Gegenfluss.</p> <p>Die derzeitige Mengenmessung beider Messstationen (Blendenmessung) ist nicht mehr Stand der Technik und wird auf Ultraschallzähler umgebaut.</p> <p>Um Kapazitätseinschränkungen zu vermeiden. Werden beide Stationen getrennt umgebaut.</p>		
Projektbegründung:	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da die derzeitige Mengenmessung beider Messstationen nicht mehr dem Stand der Technik entspricht.		
Besonders zu beachten:	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		

Technische Daten: Mit diesem Projekt werden keine FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten generiert.		
Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Execute		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung: Geplante Fertigstellung aufgrund der Priorisierung von Maßnahmen aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten vom 12. Dezember 2017.		
Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung		

Projektname:	GCA 2016/E5 Revamp Oberkappel		
Projektnummer:	GCA 2016/E5		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q1/2021		
Projektziel:	Die Kapazität von 1.400.000Nm ³ /h bidirektional geregelt, gemessen und gefiltert in einer betrieblichen (n-1)-Philosophie transportieren zu können.		
Projektbeschreibung:	 <p>Die bestehende Übergabemesstation "ÜMS Oberkappel" (ÜMS OK) dient dem gesicherten Gastransport und der Messung zwischen WAG1- (Österreich) und dem WAG800- (Deutschland) Leitungssystem.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Kapazitäten für Oberkappel bei 49 barg Überdruck: <ul style="list-style-type: none"> o Entry OKP: max. 1.400.000 Nm³/h o Exit OKP: max. 1.400.000 Nm³/h o Mindestmenge: 15.000 Nm³/h - Auslegungsdruck für die Regelung 49 bar bis Designdruck, gesamter Mengenbereich - Für den Umbau der Regelung sollen nur die vermarkteten Kapazitäten berücksichtigt werden, mögliche zukünftige Kapazitäten sind nicht berücksichtigt. - Auslegungsdaten <ul style="list-style-type: none"> o Designdruck PN 77 o neuer Filterseparator FS5 PN90 o neue Regelventile PN90 o 32" Header (Ein- und Ausgang) # 1.400.000 m³/h mit ca. 15m/s - Die Umbauten betreffen das gesamte Gashochdrucksystem inkl. deren Nebenanlagen wie Prozessleitsystem, Gasanalyse, LKS, Brandschutz- und Gaswarnanlagen sowie das Ausblasesystem. 		
Projektbegründung:	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da die derzeitigen gastechnischen Einrichtungen nicht mehr dem Stand der Technik sowie den Sicherheitstechnischen Anforderungen entsprechen.		

<p>Besonders zu beachten: Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.</p>		
<p>Konnex zu anderen Projekten: Nein</p>		
<p>Technische Daten: Mit diesem Projekt wird die Flexibilität in Oberkappel maximiert.</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: Execute</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: Geplante Fertigstellung aufgrund der Priorisierung von Maßnahmen aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten vom 12. Dezember 2017.</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2017/E4 UW Baumgarten Erweiterung TAG NOxER 2		
Projektnummer:	GCA 2017/E4		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	11.01.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2018		
Projektziel:	Erweiterung des UW BMG um den 3. Transformator zwecks Versorgungssicherheit in der (n-1)-Philosophie.		
Projektbeschreibung:	 <p>Durch das TAG-Projekt "NOxER II" werden in der Verdichterstation BMG zusätzlich rd. 18MW elektrischer Energie benötigt. Die Versorgung erfolgt vom UW BMG, das diese Leistung durch die Erweiterung um einen 110/20kV-Transformator mit entsprechenden Schalt- und Nebenanlagen bereitstellen kann.</p> <p>Beim UW BMG handelt es sich um eine gemeinsam genutzte Infrastruktur, die alle elektrischen Verbraucher der Verdichterstation BMG versorgt.</p>		
Projektbegründung:	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da der erhöhte Energiebedarf mit dem vorhandenen Equipment nicht bedeckt werden kann.		
Besonders zu beachten:	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		
Technische Daten:	Mit diesem Projekt werden keine FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten generiert.		

Ökonomische Daten:

Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%, welche die Unsicherheit in der Umsetzungsphase darstellt.

Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten:

Keine

Projektphase:

Execute

TYNDP: Nein

PCI-Status: Nein

CBCA-Entscheidung: Nein

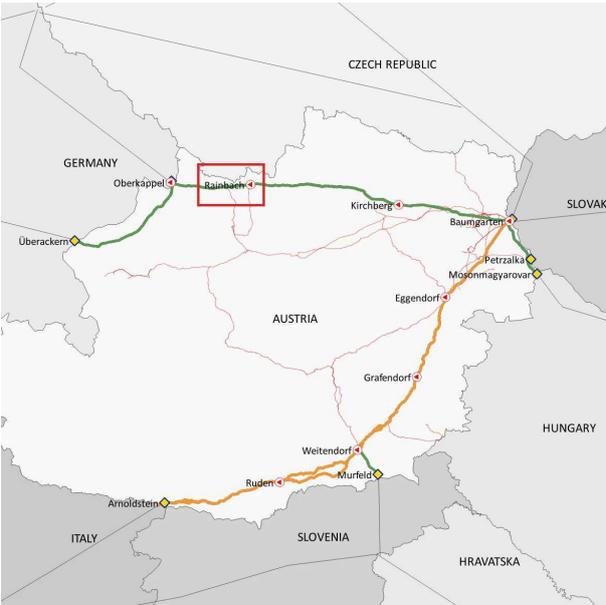
Projektänderung:

Geplante Fertigstellung aufgrund der Priorisierung von Maßnahmen aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten vom 12. Dezember 2017.

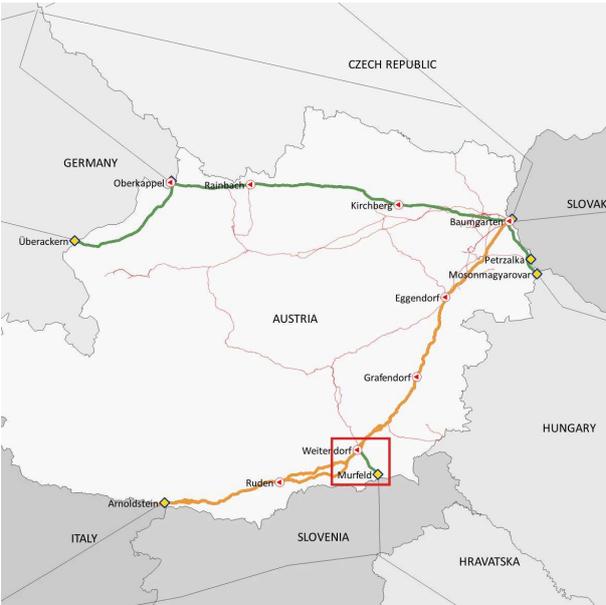
Projektstatus:

KNEP 2017: Genehmigt als Projekt

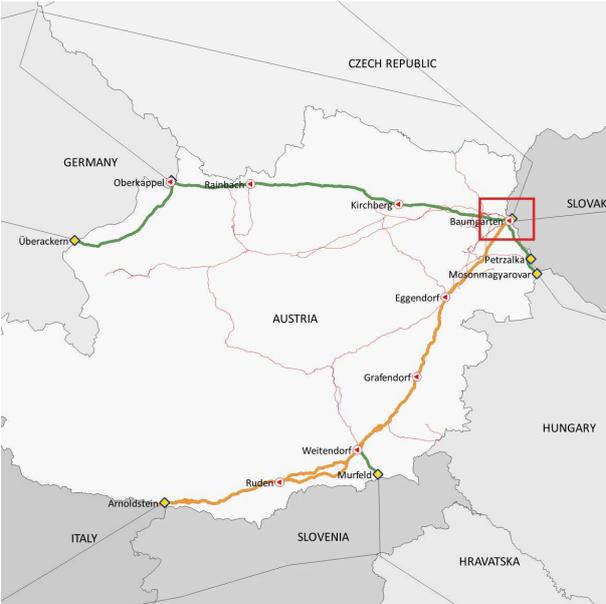
KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung

Projektname:	GCA 2017/E5 VS Rainbach Tausch Prozessleitsystem		
Projektnummer:	GCA 2017/E5		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	11.01.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung: Q4/2019			
Projektziel: Erneuerung des Prozessleitsystems der VS Rainbach.			
Projektbeschreibung:			
		<p>Das bestehende Stationsleitsystem (PLS) ist am Ende seines Lebenszyklus angekommen. Das System - Siemens PCS7 - wurde 2004 erstinstalliert. Der Lebenszyklus eines PLS beträgt im Industriestandard 10 Jahre, bei GCA können bis zu 15 Jahre erreicht werden. Die Verfügbarkeit kann aufgrund von tlw. nicht mehr erzeugten Komponenten (Hardware und Software) gewährleistet werden.</p> <p>Baugleiche Ersatzteile sind am Markt nur mehr eingeschränkt verfügbar. Die Nachfolgetypen bedingen teilweise einen Umbau an der Anlage, welcher mit erhöhtem Aufwand und Risiken verbunden ist. Des Weiteren ist dadurch die Anforderung an eine normgerechte Ausführung künftig schwer bis nicht mehr zu erfüllen.</p> <p>Getauscht werden soll das gesamte PLS, das beinhaltet im Wesentlichen alle Server, Clients, redundante und fehlersichere CPUs, Ein-/Ausgangsebene sowie die Netzwerk- und Fernwirkkomponenten. Die Rangierverteiler bleiben größtenteils erhalten und sollen nur modifiziert werden.</p> <p>Die Anwendersoftware wird auf die neue Konfiguration adaptiert, die Grundfunktionalität bleibt unverändert. Systematische Anforderungen sowie seit der Errichtung eingeführte neue GCA-Standards werden implementiert.</p>	
Projektbegründung: Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist und somit die Verfügbarkeit der Verdichter- und Messstation nicht mehr gewährleistet ist.			

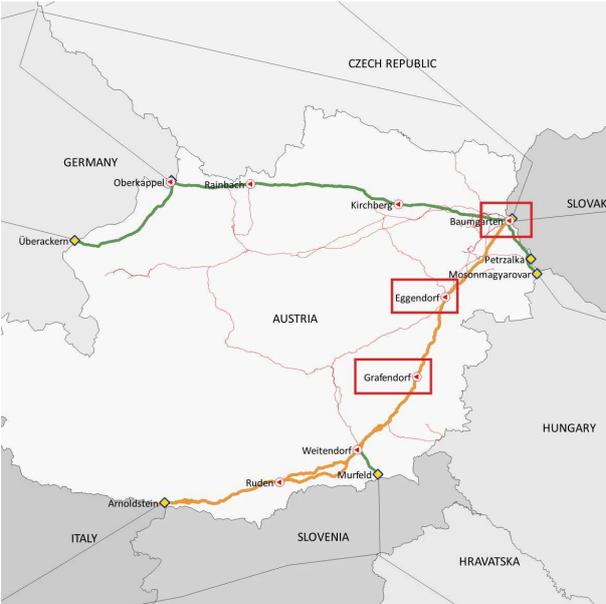
<p>Besonders zu beachten: Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.</p>		
<p>Konnex zu anderen Projekten: Nein</p>		
<p>Technische Daten: Mit diesem Projekt werden keine FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten generiert.</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: Define</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2017/E6 SOL Revamp		
Projektnummer:	GCA 2017/E6		 GAS CONNECT AUSTRIA
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	11.01.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2018		
Projektziel:	Erneuerung Armaturen und Isolierkupplungen auf der SOL Pipeline		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Ersatz von 19 Plattenschieber - Ersatz undichter Ausgang-Bypass Armaturen in der MS Murfeld sowie in der MS Weitendorf - Ersatz Isolierkupplungen (inkl. Recompression) beim Eingang und Ausgang MS Murfeld, Ausgang MS Weitendorf, Eingang und Ausgang SS Leibnitz. - Anpassung des LKS für die Stationen MS Murfeld, MS Weitendorf, SS Leibnitz und eine Reparatur von 2 detektierten 2 Fehlstellen. 		
Projektbegründung:	<p>Im Rahmen der Molchung bzw. Armaturenwartung wurden Undichtheiten an den Plattenschiebern, die seit ca. 40 Jahren in der SOL verbaut sind, festgestellt.</p> <p>Schadhafte Isolierkupplungen müssen getauscht werden.</p> <p>Fehlstellen, die im LKS im Rahmen der Intensivmessung 2014 detektiert wurden, müssen repariert werden.</p>		
Besonders zu beachten:	Geplante Fertigstellung aufgrund der Priorisierung von Maßnahmen aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten vom 12. Dezember 2017.		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		
Technische Daten:	Mit diesem Projekt werden keine FZK Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten generiert.		

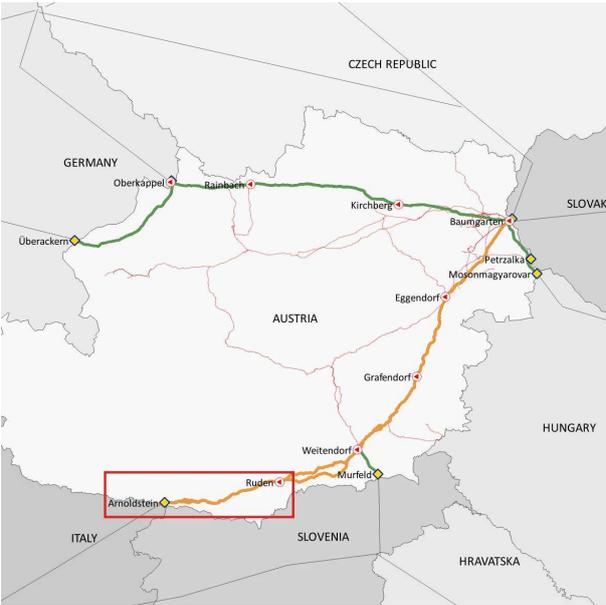
Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%, welche die Unsicherheit in der Umsetzungsphase darstellt.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Execute		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung: Keine		
Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung		

Projektname:	GCA 2018/E01 Vorfall Baumgarten		
Projektnummer:	GCA 2018/E01		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2021		
Projektziel:	Ziel des Ersatzinvestitions-Projektes ist die vollständige und umfassende Wieder-Ertüchtigung der Erdgasstation Baumgarten nach dem Vorfall am 12. Dezember 2017, im Zuge dessen es zu einem Gasbrand kam.		
Projektbeschreibung:	 <p>Folgende Ersatzinvestitionen sind für das Projekt geplant:</p> <ul style="list-style-type: none"> - TAG AZ Wiederaufbau - Instandsetzung Leitungssystem G00-018 - Instandsetzung Umspannwerk - Instandsetzungen Fahrwege MS5 – VSOGG – G00-040 - Instandsetzung Fahrweg BOP13 Mitteldruck - Betriebsmitteltausch VSOGG - Neubau MS1 - Neubau Betriebsgebäude 		
Projektbegründung:	<ul style="list-style-type: none"> - Wiederherstellung der vollen Überspeisekapazität von PVS2 nach PVS1 und alle nachgelagerten FL-Systeme - Wiederherstellung der vollautomatisierten Prozess-Steuerung - Wiederherstellung der Flexibilität und Möglichkeit zur Fahrweisen-Optimierung im Knoten Baumgarten - Optimierung der Flexibilisierung des Knoten Baumgarten - Minderung des Risikos von Einschränkungen im Wartungsfall 		
Besonders zu beachten:	-		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		

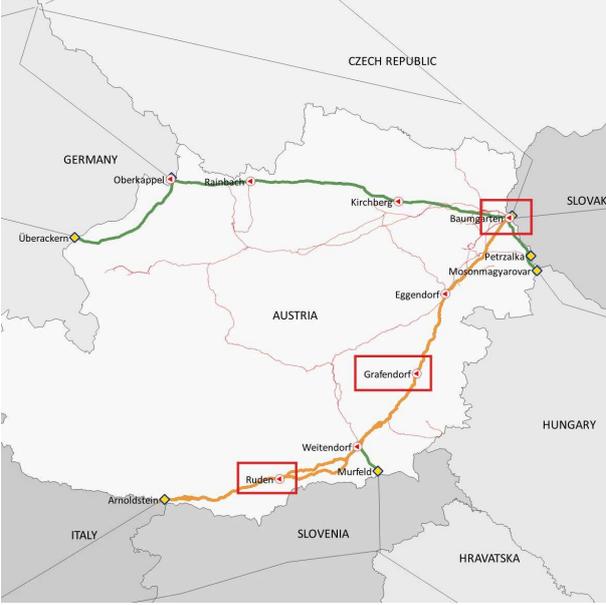
Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Execute		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung: -		
Projektstatus: KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

Projektname:	TAG 2015/R04 NOxER II		
Projektnummer:	TAG 2015/R04		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2018		
Projektziel:	Durch das Projektziel „NOxER II“ wird der Austausch von Equipment innerhalb der Verdichterstationen Baumgarten, Eggendorf, Grafendorf und Ruden aufgrund öffentlich-rechtlicher Bescheide vorgenommen.		
Projektbeschreibung:	 <p>Folgende Investitionen sind für die Projektumsetzung notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ausbau von 10 FR-3 Maschinen an 3 Standorten - Einbau von 4 neuen ELCO-Maschinen an 3 Standorten - Verlegung von 3 neuen E-Versorgungskabelsystemen 		
Projektbegründung:	Aufgrund des neuen Emissionsschutzgesetzes für Kesselanlagen (EGK) sowie aufgrund des Alters und der erreichten Betriebsstunden (ca. 100.000) der installierten Frame 3 Gasturbinen wird TAG GmbH die bestehenden Frame 3 Einheiten schrittweise außer Betrieb nehmen, um die Belastung auf dem TAG-System mit NOx Emissionen zu reduzieren.		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		
Technische Daten:	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

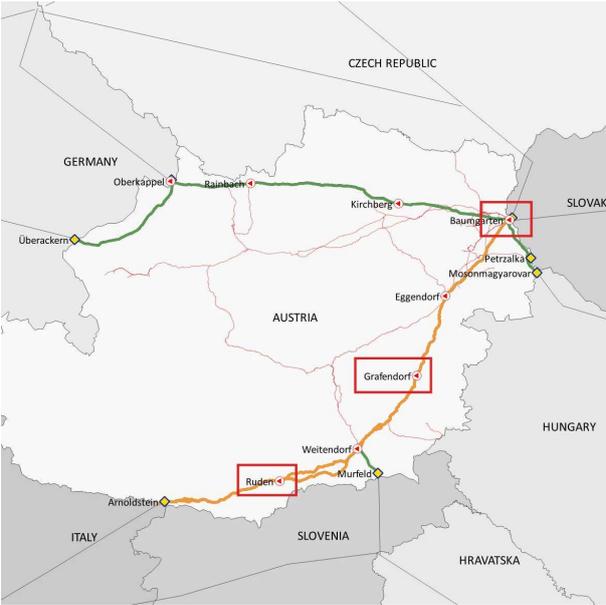
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX €. (Kostenbasis 2016). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX €. (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX €. (Kostenbasis 2018) Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2015: Umsetzungsphase KNEP 2016: Umsetzungsphase KNEP 2017: Umsetzungsphase KNEP 2018: Umsetzungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2016: Keine KNEP 2017: Ökonomische Daten KNEP 2018: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2015: Genehmigt als Projekt unter Auflage KNEP 2016: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung Die Arbeiten sind derzeit in der Umsetzungsphase und das Projekt ist aus aktueller Sicht im Budget und im Zeitplan. In Grafendorf wurden die Demontage- und Abreißarbeiten abgeschlossen und die Aufbauphase ist fast abgeschlossen. Die Phase der Inbetriebnahme hat begonnen. In Baumgarten sind die Demontage- und Abreißarbeiten abgeschlossen und die Aufbauphase hat begonnen. In Eggendorf befindet man sich in der Aufbauphase. In Ruden läuft die Engineeringphase und ist kurz vor dem Abschluss.</p>		

Projektname:	TAG 2016/R09 Exchange Leaking Valves St. Paul/Ruden/Ludmannsdorf/Arnoldstein		
Projektnummer:	TAG 2016/R09		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2019		
Projektziel:	Austausch von 7 Hauptabsperrrmaturen in den Pipeline-Stationen von St. Paul, Ruden, Ludmannsdorf und Arnoldstein, um die Dichtheit der Sektion beim Schließen (6 Armaturen) sicherzustellen und Abbau der bestehenden Molchschleuse in Ludmannsdorf (1).		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Entspannen der Rohrleitungssektion durch Rekompensation - Aushub und Grabarbeiten, Freilegen der Rohrleitungsbereiche und Armaturen - Austausch von 6 Armaturen - Beschichtungen und KKS erneuern - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Abbau der bestehenden Molchschleuse in Ludmannsdorf 		
Projektbegründung:	Die Investition dient der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA (Siehe auch https://www.aggm.at/netzinformation/instandhaltungskoordination)		
Konnex zu anderen Projekten:	Das Projekt wird mit den anderen Projekten TAG 2017/R02-XX (Major Overhaul of Valve Stations, Lichtenegg / Wielfresen 1 / Ettendorf / Ludmannsdorf) and TAG 2017/R03-XX (Major Overhaul of Valve Stations Lanzenkirchen / Sulmeck / St.Paul / Ruden / Arnoldstein) koordiniert, um die Aktivitäten per Station synchron zu realisieren.		

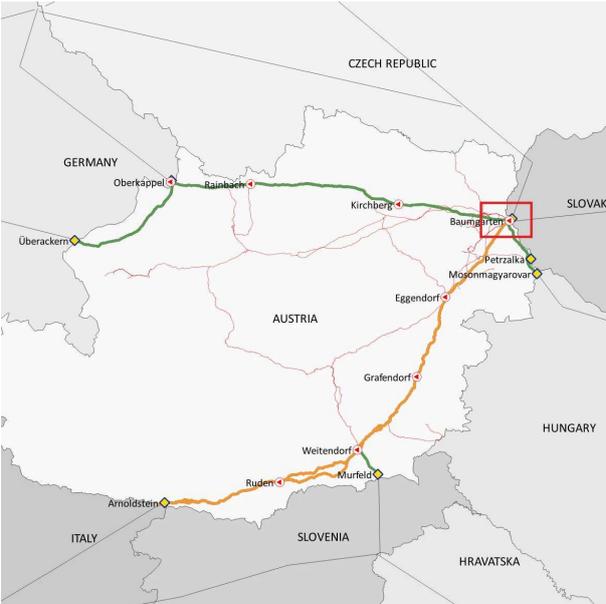
<p>Technische Daten: SS 12 L – St. Paul: TAG Loop II (40“) – VEOR 1L (Hauptabsperarmatur) MOS-5 Ruden: TAG 1 (36“) – KVA 10 (Empfangsmolchschleuse) SS 14 AL – Ludmannsdorf: TAG Loop - VEOR 1L (40“), VEOR 11L (36“) and VEOR 12L (36“) MOS 7 Arnoldstein: TAG 1 (36“) – MVEO 10 Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% auf EPCM-Basis zu verstehen. KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 10% zu verstehen. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 10% zu verstehen.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2016: Planungsphase Seit KNEP 2017: Umsetzungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2017: Geplante Fertigstellung, Projektbeschreibung, ökonomische Daten KNEP 2018: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung Das Projekt befindet sich in Ludmannsdorf in der Umsetzungsphase. St. Paul, Ruden und Arnoldstein befinden sich in der Set-up Engineering Phase. Es ist geplant, dass das Teilprojekt in Ludmannsdorf im Dezember 2018 abgeschlossen wird. Die Finalumsetzung der Teilprojekte in St. Paul, Ruden und Arnoldstein wird für Dezember 2019 angestrebt.</p>		

Projektname:	TAG 2016/R11 Replacement of Gas-Hydraulic Actuators CS-BGT, GFD, RUD		
Projektnummer:	TAG 2016/R11		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2021		
Projektziel:	<p>Erneuerung der bestehenden Gashydraulischen auf elektrohydraulische Antriebe in den Kompressorstationen Baumgarten, Grafendorf und Ruden.</p> <p>Im Zuge des Austauschs wird das Antriebskonzept von Gashydraulisch (GOV) auf Elektrohydraulisch (EHOV) umgestellt, dabei werden die Gasemissionen nachhaltig reduziert.</p>		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Austausch der Gashydraulischen Armaturentriebe (GOV) auf Elektro-Hydraulische (EHOV) - E/MSR Anspeisung der (EHOV) Antriebe aus den E-Schaltanlagen - Einbindung in das SCS (Stationskontrollsystem) 		
Projektbegründung:	Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		
Technische Daten:	Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.		

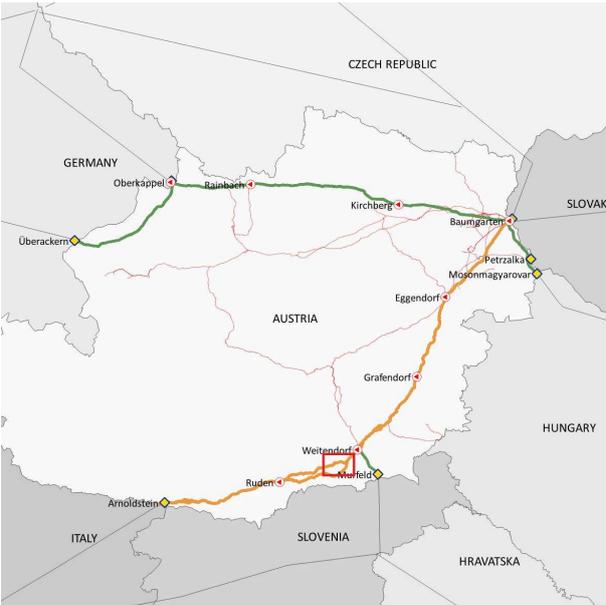
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: Seit KNEP 2016: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2017: Geplante Fertigstellung KNEP 2018: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung Die technische Implementierung in der Station Control System und mögliche Synergie mit dem Projekt TAG 2016/R12 wird derzeit evaluiert.</p>		

Projektname:	TAG 2016/R12 SCS Replacement, CS Baumgarten-Grafendorf-Ruden		
Projektnummer:	TAG 2016/R12		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2021		
Projektziel:	<p>Austausch der SCS (Station Control System) und ESD (Emergency Shut Down) in Hardware und Software sowie Austausch der Rangierverteiler Schränke und der bedienbaren Arbeitsstationen und Server.</p> <p>In der Messwarte soll auch das Funktions-Fließbild ersetzt werden, visualisiert mittels LED Flachbildschirm</p>		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - EPCM - Engineering & Baustellenaufsicht - System Integration getrennt für jede Kompressor-Station - Inbetriebnahme getrennt für jede Kompressor-Station 		
Projektbegründung:	<p>Aus altersbedingten Gründen des Systems und der geringen Verfügbarkeit von Ersatzteilen, muss TAG GmbH in den Kompressor Stationen Ruden, Grafendorf und Baumgarten, das bestehende SCS durch ein Neues ersetzen.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA (Siehe auch https://www.aggm.at/netzinformation/instandhaltungskoordination)</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Mögliche Synergien mit TAG 2015/R04 NOxER II vs. möglichen Austausch von Instrumenten, Armaturen und Loops welche gemäß SIL (safety integrity level) zertifiziert sein müssen. Die in Betrieb befindlichen Kabel bleiben unverändert.</p>		

<p>Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung basiert auf interner Kostenschätzung gemäß Erfahrung. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung basiert auf interner Kostenschätzung gemäß Erfahrung. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung basiert auf interner Kostenschätzung gemäß Erfahrung. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2016: Planungphase Seit KNEP 2017: Engineeringphase Der EPCM Kontrakt wurde vergeben. Die Ausschreibung zum Engineering und zur Baustellenaufsicht ist abgeschlossen. Die Engineeringphase ist derzeit am Laufen.</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2017: Geplante Fertigstellung, ökonomische Daten KNEP 2018: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	TAG 2017/R01 MS2 Refurbishment		
Projektnummer:	TAG 2017/R01		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2019		
Projektziel:	Erneuerung der 6 Stücke unterirdischer Rohrleitungsabschnitte im Untergrund unter dem Messgebäude MS2 bis zu den Ausgangsarmaturen der Messtrecken.		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Demontage des Messgebäudes MS2 inklusive bestehendem Messschacht/Dichte Messungen - Demontage und Erneuerung der 6 unterirdischen Rohrabschnitte 30“ unterhalb des Messgebäudes MS2 bis zu den Ausgangsarmaturen der Messtrecken - Wiederherstellung neuer Ausbläser vor Ort 		
Projektbegründung:	Die Investition dient dem sicheren und zuverlässigen Betrieb am TAG Rohrleitungssystem.		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		
Technische Daten:	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

<p>Ökonomische Daten: KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung Das Projekt ist im Budget und im Zeitplan. Es ist aktuell vorgesehen, dass die Bauarbeiten und unterirdische Arbeiten in 2019 gestartet und abgeschlossen werden. Die Setup Studie wurde in 2017 fertiggestellt. Die Abstimmung der Abstellung/Einbindezeitfenster Anlagen und der Rohrleitungen mit anderen TAG Projekten wird derzeit durchgeführt.</p>		

Projektname:	TAG 2017/R02-A Major Overhaul Valve Station Lichtenegg		
Projektnummer:	TAG 2017/R02-A		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2022		
Projektziel:	<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstationen Lichtenegg, entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparatur 		
Projektbegründung:	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Nein</p>		
Technische Daten:	<p>Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.</p>		

Ökonomische Daten:

KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten:

Keine

Projektphase:

KNEP 2017: Planungsphase

KNEP 2018: Planungsphase

TYNDP: Nein

PCI-Status: Nein

CBCA-Entscheidung: Nein

Projektänderung:

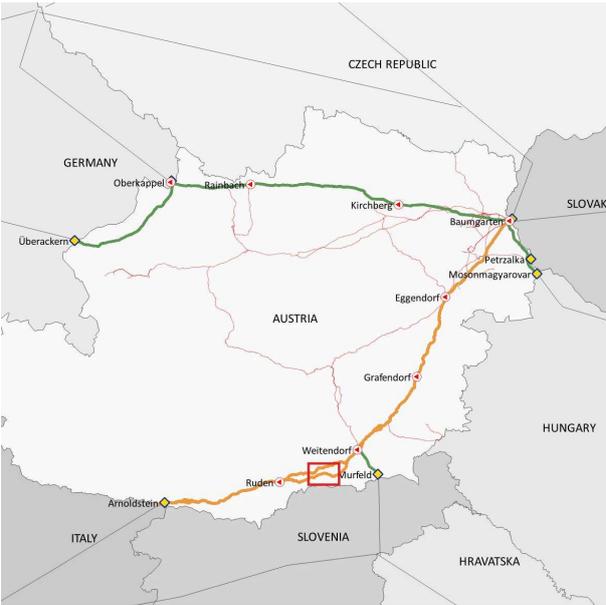
KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Zeitplan, Projektname

Projektstatus:

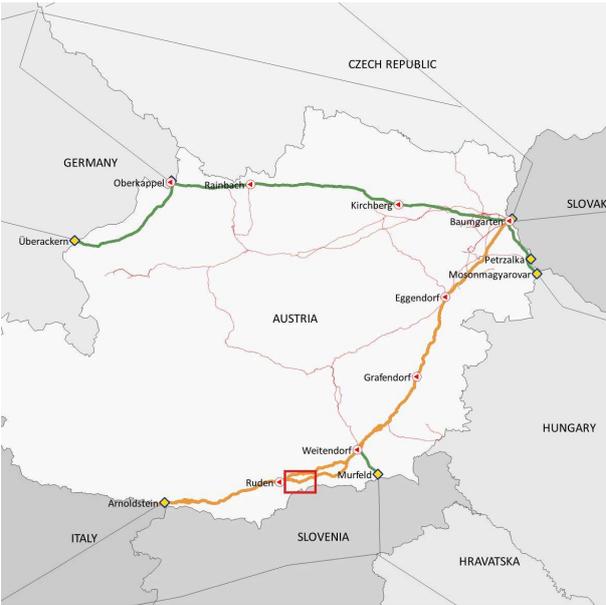
KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projekttaggregat TAG 2017/R02

KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung mit Abänderungen

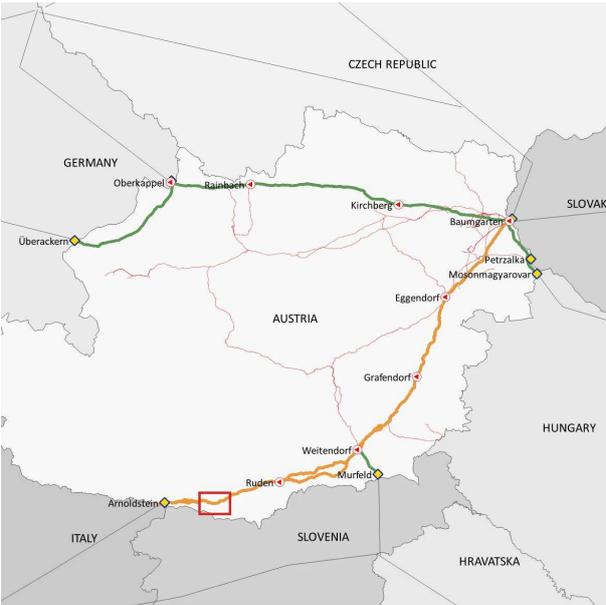
Die Setup Phase ist aktuell im Laufe und wird Ende 2018 abgeschlossen. Die Projektumsetzung wird auf 2022 verschoben. Der Start der Beschaffung wird aktuell für Oktober 2021 vorgesehen.

Projektname:	TAG 2017/R02-B Major Overhaul Valve Station Wielfresen 1		
Projektnummer:	TAG 2017/R02-B		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2022		
Projektziel:	<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstationen Wielfresen 1 entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparatur 		
Projektbegründung:	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Nein</p>		
Technische Daten:	<p>Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.</p>		

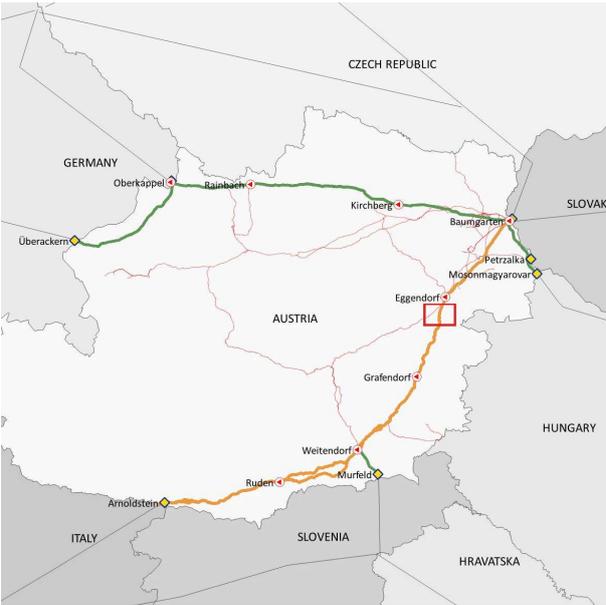
Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung: KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Projektname		
Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projektaggregat TAG 2017/R02 KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen Die Setup Phase wird Ende 2021 abgeschlossen. Die Projektumsetzung wird für 2022 geplant. Der Start der Beschaffung wird aktuell für Oktober 2021 vorgesehen.		

Projektname:	TAG 2017/R02-C Major Overhaul Valve Station Ettendorf		
Projektnummer:	TAG 2017/R02-C		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2021		
Projektziel:	<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstationen Ettendorf, entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>		
Projektbeschreibung:	<div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <div style="margin-left: 20px;"> <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparatur </div> </div>		
Projektbegründung:	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Nein</p>		
Technische Daten:	<p>Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.</p>		

Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung: KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, geplante Fertigstellung, Projektname		
Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projekttaggregat TAG 2017/R02 KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen Die Setup Phase ist aktuell im Laufe und wird Ende 2018 abgeschlossen. Die Projektumsetzung wird auf 2021 verschoben. Der Start der Beschaffung wird aktuell für Oktober 2020 vorgesehen.		

Projektname:	TAG 2017/R02-D Major Overhaul Valve Station Ludmannsdorf		
Projektnummer:	TAG 2017/R02-D		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2018		
Projektziel:	<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstation Ludmannsdorf, entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparatur 		
Projektbegründung:	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Nein</p>		
Technische Daten:	<p>Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.</p>		

<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Umsetzungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Projektname</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projektaggregat TAG 2017/R02 KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen Die Setup Phase wurde Ende Mai 2018 abgeschlossen. Das Projekt wird derzeit umgesetzt. Die Beschaffungsaktivität wurde im Oktober 2017 erledigt und die Hauptarbeitsmaterialien wurden kontrahiert. Die Konstruktionsarbeiten haben schon gestartet und die Einbindungsarbeiten wird aus aktueller Sicht Mitte September 2018 gestartet und Mitte Oktober 2018 abgeschlossen.</p>		

Projektname:	TAG 2017/R03-A Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen		
Projektnummer:	TAG 2017/R03-A		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	23.11.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2020		
Projektziel:	<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstation Lanzenkirchen entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>		
Projektbeschreibung:	<div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <div style="margin-left: 20px;"> <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparaturen </div> </div>		
Projektbegründung:	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Das Projekt hängt mit dem Projekt „TAG 2016/R09: Exchange leaking valves St. Paul / Ruden / Arnoldstein / Ludmannsdorf“ zusammen.</p>		
Technische Daten:	<p>Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		

Ökonomische Daten:

KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten:

Keine

Projektphase:

KNEP 2017: Planungsphase

KNEP 2018: Planungsphase

TYNDP: Nein

PCI-Status: Nein

CBCA-Entscheidung: Nein

Projektänderung:

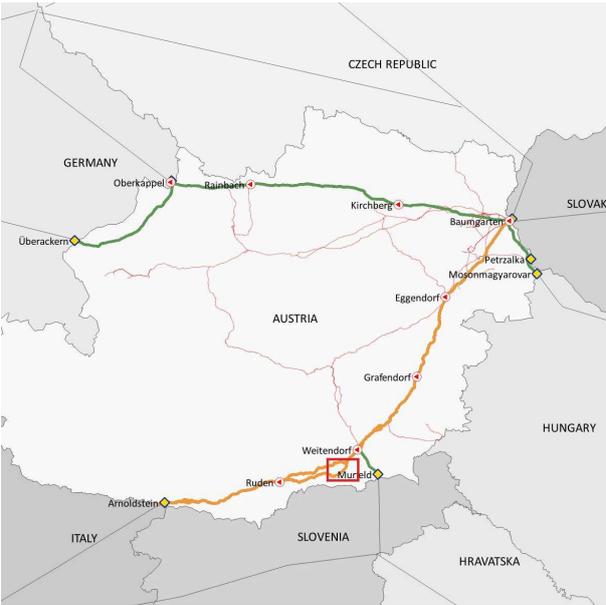
KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Projektname, geplante Fertigstellung

Projektstatus:

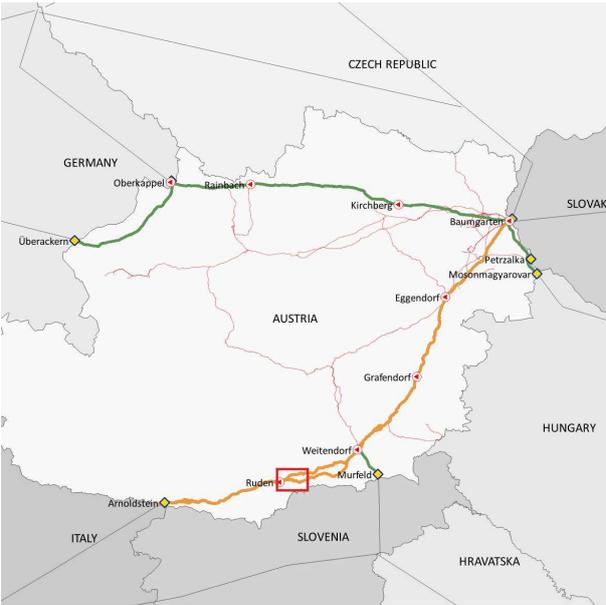
KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projekttaggregat TAG 2017/R03

KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen

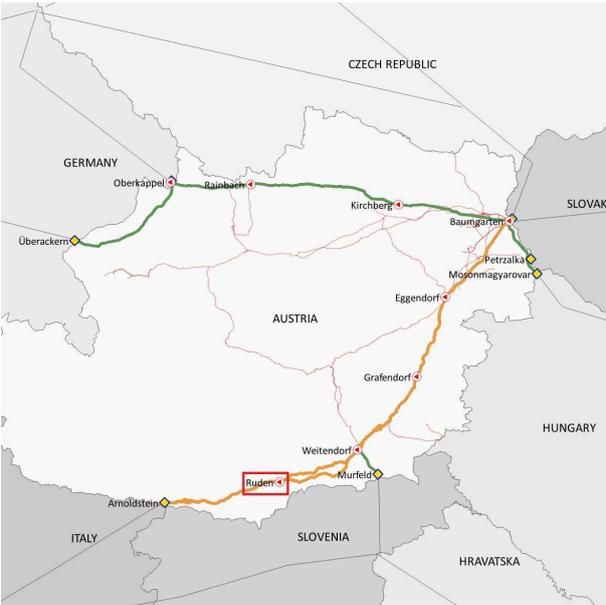
Die Setup Phase ist aktuell im Laufe und wird Ende 2018 abgeschlossen. Die Projektumsetzung wird für 2019 geplant. Der Start der Beschaffung wird aktuell für Oktober 2018 vorgesehen.

Projektname:	TAG 2017/R03-B Major Overhaul Valve Station Sulmeck-Greith		
Projektnummer:	TAG 2017/R03-B		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2019		
Projektziel:	<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstation Sulmeck-Greith entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>		
Projektbeschreibung:	<div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <div style="margin-left: 20px;"> <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparaturen </div> </div>		
Projektbegründung:	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Das Projekt hängt mit dem Projekt „TAG 2016/R09: Exchange leaking valves St. Paul / Ruden / Arnoldstein / Ludmannsdorf“ zusammen.</p>		
Technische Daten:	<p>Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		

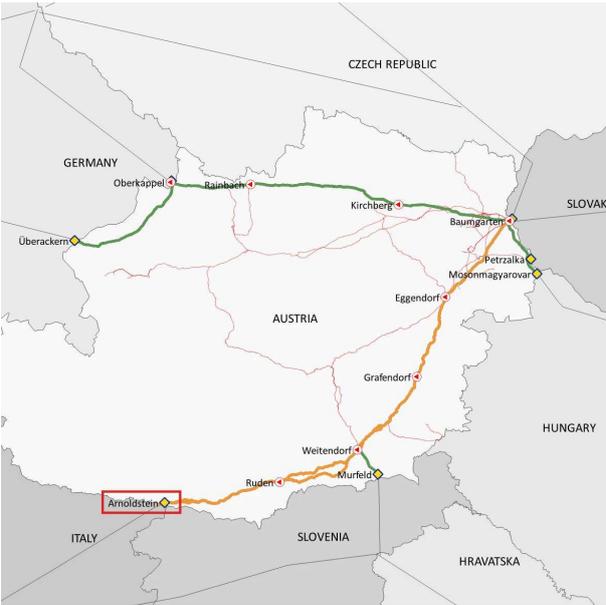
Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung: KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Projektname		
Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projekttaggregat TAG 2017/R03 KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen Die Setup Phase ist aktuell im Laufe und wird Ende 2018 abgeschlossen. Die Projektumsetzung wird für 2019 geplant. Der Start der Beschaffung wird aktuell für Oktober 2018 vorgesehen.		

Projektname:	TAG 2017/R03-C Major Overhaul Valve Station St.Paul		
Projektnummer:	TAG 2017/R03-C		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2019		
Projektziel:	Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstation St.Paul des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparaturen 		
Projektbegründung:	Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
Konnex zu anderen Projekten:	Das Projekt hängt mit dem Projekt „TAG 2016/R09: Exchange leaking valves St. Paul / Rudaň / Arnoldstein / Ludmannsdorf“ zusammen.		
Technische Daten:	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

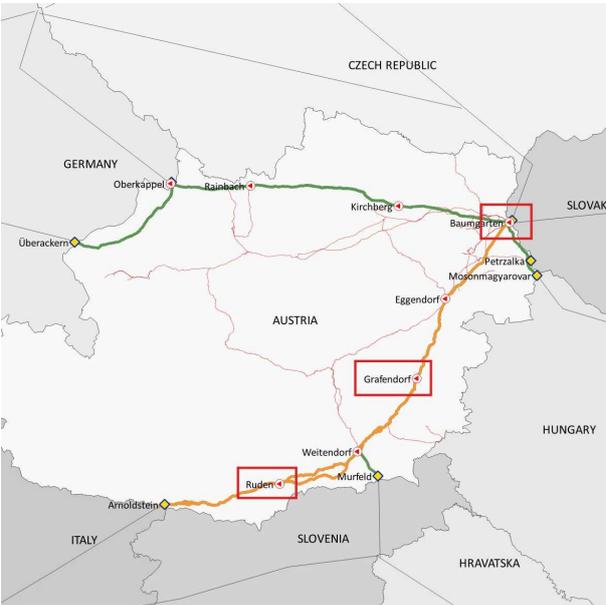
Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung: KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Projektname		
Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projektaggregat TAG 2017/R03 KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen Die Setup Phase ist aktuell im Laufe und wird Ende 2018 abgeschlossen. Die Projektumsetzung wird für 2019 geplant. Der Start der Beschaffung wird aktuell für Oktober 2018 vorgesehen.		

Projektname:	TAG 2017/R03-D Major Overhaul Pigging Station Ruden		
Projektnummer:	TAG 2017/R03-D		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2019		
Projektziel:	<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Molchstation Ruden entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparaturen 		
Projektbegründung:	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Das Projekt hängt mit dem Projekt „TAG 2016/R09: Exchange leaking valves St. Paul / Ruden / Arnoldstein / Ludmannsdorf“ zusammen.</p>		
Technische Daten:	<p>Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		

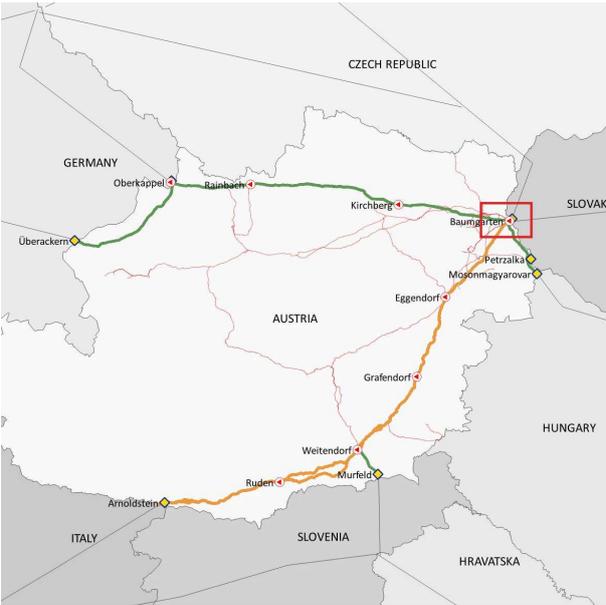
Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung: KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Projektname		
Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projektaggregat TAG 2017/R03 KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen Die Setup Phase ist aktuell im Laufe und wird Ende 2018 abgeschlossen. Die Projektumsetzung wird für 2019 geplant. Der Start der Beschaffung wird aktuell für Oktober 2018 vorgesehen.		

Projektname:	TAG 2017/R03-E Major Overhaul Pigging Station Arnoldstein		
Projektnummer:	TAG 2017/R03-E 		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2019		
Projektziel:	Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Molchstation Arnoldstein entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparaturen 		
Projektbegründung:	Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
Konnex zu anderen Projekten:	Das Projekt hängt mit dem Projekt „TAG 2016/R09: Exchange leaking valves St. Paul / Ruden / Arnoldstein / Ludmannsdorf“ zusammen.		
Technische Daten:	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

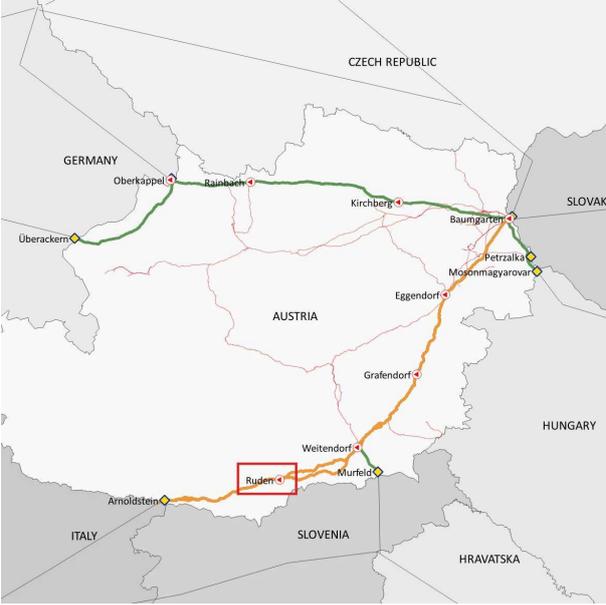
Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung: KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Projektname		
Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projektaggregat TAG 2017/R03 KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen Die Setup Phase ist aktuell im Laufe und wird Ende 2018 abgeschlossen. Die Projektumsetzung wird für 2019 geplant. Der Start der Beschaffung wird aktuell für Oktober 2018 vorgesehen.		

Projektname:	TAG 2017/R04 Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden		
Projektnummer:	TAG 2017/R04		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	23.11.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2020		
Projektziel:	<p>Erneuerung der bestehenden Gas-hydraulischen auf elektro-hydraulische Antriebe in den Turbokompressoren der Verdichterstationen Baumgarten, Grafendorf und Ruden.</p> <p>Im Zuge des Austauschs wird das Antriebskonzept von Gashydraulisch (GOV) auf Elektrohydraulisch (EHOV) umgestellt, dabei werden die Gasemissionen nachhaltig reduziert.</p>		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Austausch der Gas-hydraulischen Armaturentriebe (GOV) auf Elektro-Hydraulische (EHOV) - E/MSR Anspeisung der (EHOV) Antriebe aus den E-Schaltanlagen - Einbindung in das SCS (Stationskontrollsystem) 		
Projektbegründung:	Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		

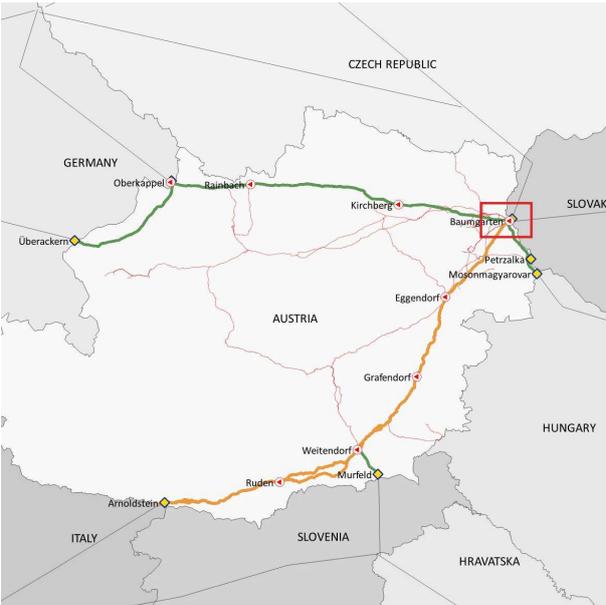
<p>Technische Daten: Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Geplante Fertigstellung</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen Das Projekt ist im Budget und im Zeitplan. Die erste Feasibility Study wurde in 2017 durchgeführt. Nach einer TAG internen Überprüfung und Bewertung der technischen Designstrategie in Q2 2018, wurden einige potenziellen Änderungen identifiziert. Diese Änderungen werden derzeit evaluiert (Scope, Kosten und Zeit). Die technische Implementierung in das „Station Control System“ wird gemeinsam mit dem SCS Projekt TAG 2016/R12 evaluiert.</p>		

Projektname:	TAG 2017/R05 Replacement E-Actuators Filter Separators & Metering Station MS2 CS-Baumgarten		
Projektnummer:	TAG 2017/R05		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	23.11.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2020		
Projektziel:	Erneuerung der bestehenden elektrischen Antriebe auf neue elektrische Antriebe in der Verdichterstation Baumgarten (in den Filterseparatoren und Messstrecke 2)		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Austausch der elektrischen Antriebe durch neue elektrische Antriebe - Einbindung in das SCS (Stationskontrollsystem) 		
Projektbegründung:	Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		
Technische Daten:	Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.		

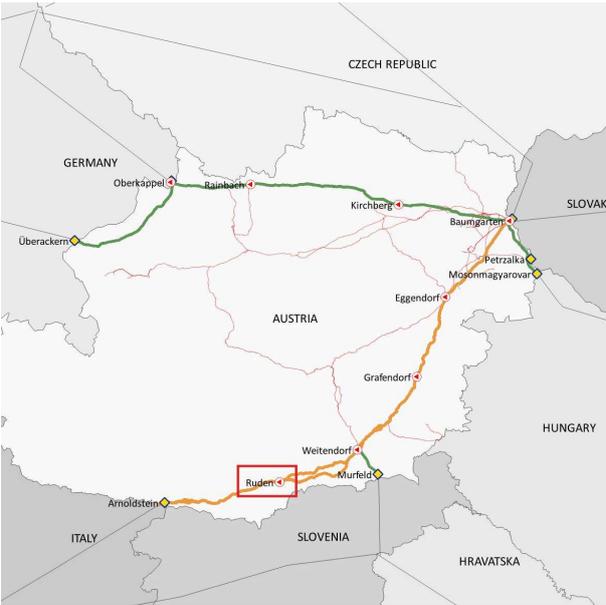
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: ökonomische Daten, geplante Fertigstellung</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen Das Basic Engineering ist abgeschlossen. Derzeit läuft die Beschaffung der elektrischen Antriebe.</p>		

Projektname:	TAG 2017/R06 DLE 1.5 + 72 hole PT module RC400 in CS-Ruden		
Projektnummer:	TAG 2017/R06		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung: Q4/2018			
Projektziel:			
<p>Das Projektziel ist das Upgrade des bestehenden Gasgenerators des C400 des Typs PGT 25 DLE 1.0 in der Kompressorstation Ruden mit der neuen Technologie DLE 1.5 XTend.</p> <p>Zusätzlich werden die Hilfssysteme wie z. B. Brenngas-Skid, Ausblaseventile und Leitungen oder Absperrventile an den neuen Gas-Generator angepasst.</p> <p>Außerdem ist der alte 46 Loch-Gehäuseflansch nichtmehr lieferbar. Daher soll die Nutzturbine auf den neuen 72 Loch-Gehäuseflansch upgegraded werden.</p>			
Projektbeschreibung:			
		<p>Folgende Investitionen sind für die Projektumsetzung notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Austausch des Gasgenerators - Austausch der Nutzturbine - Austausch / Anpassen der Hilfssysteme. 	
Projektbegründung:			
<p>Es ist geplant anstelle des eigentlich fälligen Major Overhuals (50.000 hours), ein Upgrade auf die neue DLE 1.5 XTend Technologie durchzuführen.</p> <p>Das Upgrade des Gasgenerators auf DLE1.5 wird die Reduktion der NOx und CO-Emissionen gemäß dem neuesten Technologiestandard gewährleisten. Der Einsatz von XTend-Teilen beim Gasgenerator ermöglicht das Überspringen des 25.000 Betriebsstundenservices und resultiert in einer Reduktion der Wartungskosten.</p> <p>Die 46 Loch-Gehäuseflansche für-PGT25 Gasturbinen sind obsolet und die Produktion wurde eingestellt. Um einen zuverlässigen Betrieb der Kompressor-Einheiten zu gewährleisten, soll die PGT 25 Gasturbine mit dem 46 Loch-Gehäuseflansch auf einen neuen 72 Loch-Gehäuseflansche upgegraded werden.</p>			

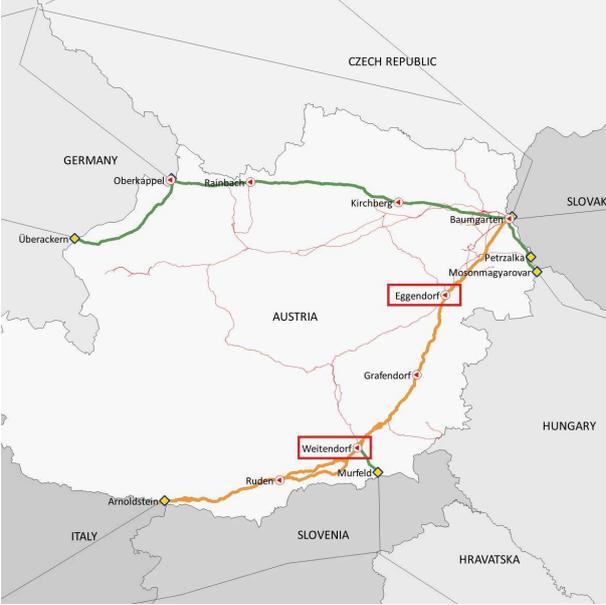
<p>Besonders zu beachten: Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
<p>Konnex zu anderen Projekten: Nein</p>		
<p>Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Umsetzungsphase KNEP 2018: Umsetzungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung Das Projekt ist im Budget und im Zeitplan. Die Projektaktivitäten (Ausbau von bestehenden Gas Generator und Nutzturbine) haben in Mai 2018 begonnen. Der neue Gasgenerator und die neue Nutzturbine wurden geliefert. Andere Materialien, welche für die Installation notwendig werden in den nächsten Zeiten geliefert.</p>		

Projektname:	TAG 2017/R07 Gas Generator BC800 in CS-Baumgarten		
Projektnummer:	TAG 2017/R07		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q1/2019		
Projektziel:	Für das Jahr 2018 ist auf dem Gasgenerator der Baumgarten C800 Verdichtereinheit eine Hot Section Inspection (25.000 Betriebsstunden) geplant. Das Ziel dieses Projekts ist es, anstatt dessen ein „Minor“ Major Overhaul durchzuführen, um den Gas Generator auf die XTend-Version aufzurüsten.		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Gas Generator LM2500 Base DLE 1.5 XTend® conversion Kit • HPT rotor assembly with Xtend Stage 1 and 2 blades • HPT S1 Nozzle assembly with Xtend™ S1 nozzles • HPT S2 Nozzle assembly with Xtend™ S2 nozzles, including <ul style="list-style-type: none"> o stage 1 and 2 shrouds o Interstage shield o Cooling air tube - Overhaul activities - Service Bulletin implementation Gas Generator Work Shop Activities & Test 		
Projektbegründung:	<p>Es ist geplant anstelle der eigentlich fälligen Hot Section Inspection (25.000 hours), ein Upgrade auf die neue DLE 1.5 XTend Technologie durchzuführen.</p> <p>Das Upgrade des Gas Generators auf die XTend-Version erlaubt es, zukünftige 25.000 Stunden Services zu überspringen und nur noch die 50.000 Stunden Services durchzuführen, was in einer Reduktion von Wartungskosten und der wartungsbedingten Stillstandzeiten resultiert.</p>		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		

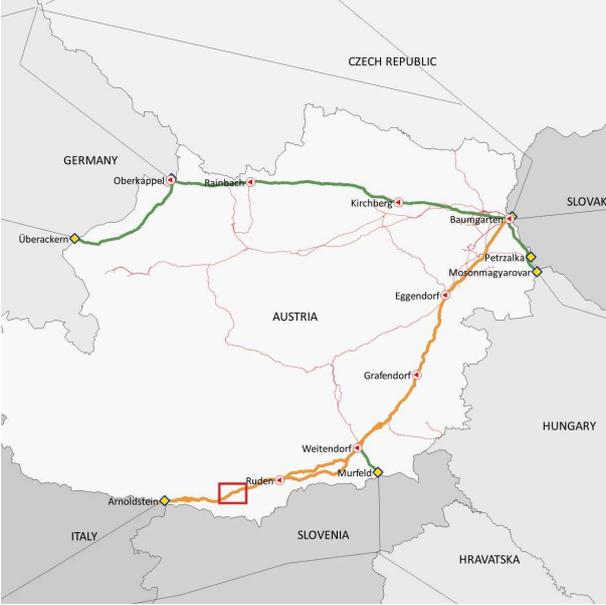
<p>Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Engineeringphase KNEP 2018: Engineeringphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung Das Projekt ist im Budget und im Zeitplan. Der neue Gas Generator wurde in März 2018 geliefert. Die Installation ist während der 2. Jahreshälfte 2018 vorgesehen. Der ausgebaute Gas Generator wird an den Lieferanten gesandt und von diesem auf die XTend Version upgraded. Die Projekt Finalisierung ist für das 1. Quartal 2019 geplant.</p>		

Projektname:	TAG 2017/R08 Gas Generator RC600 in CS-Ruden		
Projektnummer:	TAG 2017/R08		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2019		
Projektziel:	Für das Jahr 2019 ist auf dem Gasgenerator der Ruden C600 Verdichtereinheit eine Hot Section Inspection (25.000 Betriebsstunden) geplant. Das Ziel dieses Projekts ist es, anstatt dessen ein „Minor“ Major Overhaul durchzuführen, um den Gas Generator auf die XTend-Version aufzurüsten.		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Gas Generator LM2500 Base DLE 1.5 XTend® conversion Kit • HPT rotor assembly with Xtend Stage 1 and 2 blades • HPT S1 Nozzle assembly with Xtend™ S1 nozzles • HPT S2 Nozzle assembly with Xtend™ S2 nozzles, including <ul style="list-style-type: none"> o stage 1 and 2 shrouds o Interstage shield o Cooling air tube - Overhaul activities - Service Bulletin implementation - Gas Generator Work Shop Activities & Test 		
Projektbegründung:	<p>Es ist geplant anstelle der eigentlich fälligen Hot Section Inspection (25.000 Stunden), ein Upgrade auf die neue DLE 1.5 XTend Technologie durchzuführen.</p> <p>Das Upgrade des Gas Generators auf die XTend-Version erlaubt es, zukünftige 25.000 Stunden Services zu überspringen und nur noch die 50.000 Stunden Services durchzuführen, was in einer Reduktion von Wartungskosten und der wartungsbedingten Stillstandzeiten resultiert.</p>		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		

<p>Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Engineeringphase KNEP 2018: Engineeringphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung Das Projekt ist im Budget und im Zeitplan. Das Projekt befindet sich in der Engineeringphase. Die Bestellung wurde bereits an den Lieferanten gesendet.</p>		

Projektname:	TAG 2018/R01 SCS Replacement, CS Eggendorf-Weitendorf		
Projektnummer:	TAG 2018/R01		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2021		
Projektziel:	Austausch der SCS (Station Control System) und ESD (Emergency Shut Down) in Hardware und Software sowie Austausch der Rangierverteiler Schränke und der bedienbaren Arbeitsstationen und Server. In der Messwarte soll auch das Funktions-Fließbild ersetzt werden, visualisiert mittels LED Flachbildschirm.		
Projektbeschreibung:	<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;">  </div> <div style="flex: 1; padding-left: 10px;"> <ul style="list-style-type: none"> - Engineering & Baustellenaufsicht - System Integration getrennt für jede Kompressor-Station - Inbetriebnahme getrennt für jede Kompressor-Station </div> </div>		
Projektbegründung:	Aus altersbedingten Gründen des Systems und der geringen Verfügbarkeit von Ersatzteilen, muss TAG GmbH in den Kompressor Stationen Ruden, Grafendorf und Baumgarten, das bestehende SCS durch ein Neues ersetzen.		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA		
Konnex zu anderen Projekten:	Mögliche Synergien mit dem „Projekt TAG 2016/R12 SCS Replacement, CS Ruden–Grafendorf-Baumgarten“. Die in Betrieb befindlichen Kabel bleiben unverändert.		
Technische Daten:	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung basiert auf interner Kostenschätzung gemäß Erfahrung und versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	TAG 2018/R02 Major Overhaul Valve Station Ebenthal		
Projektnummer:	TAG 2018/R02		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2020		
Projektziel:	<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstationen Ebenthal, entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>		
Projektbeschreibung:	<div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <div style="margin-left: 20px;"> <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparatur </div> </div>		
Projektbegründung:	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Nein</p>		
Technische Daten:	<p>Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.</p>		

Ökonomische Daten:

KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten:

Keine

Projektphase:

Planungsphase

TYNDP: Nein

PCI-Status: Nein

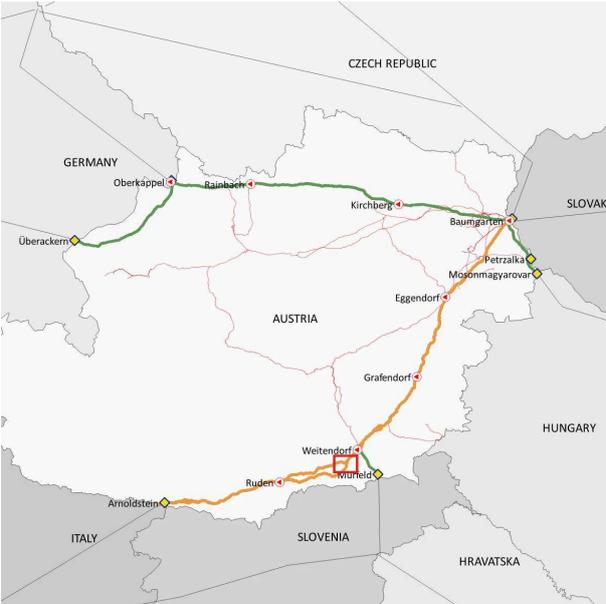
CBCA-Entscheidung: Nein

Projektänderung:

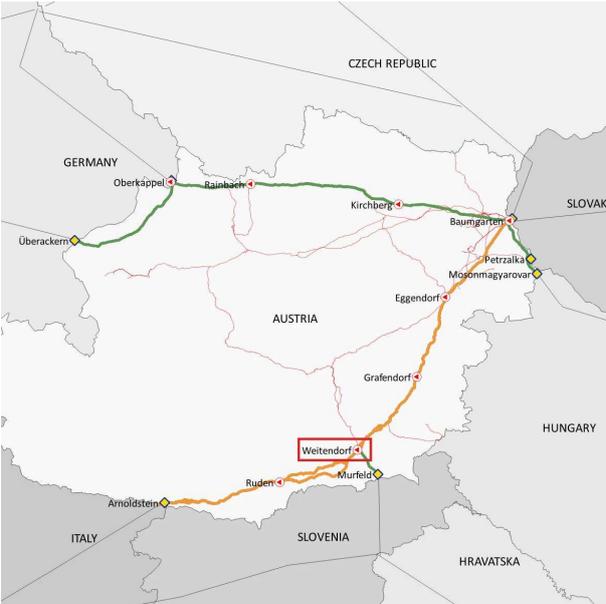
Projektstatus:

KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung

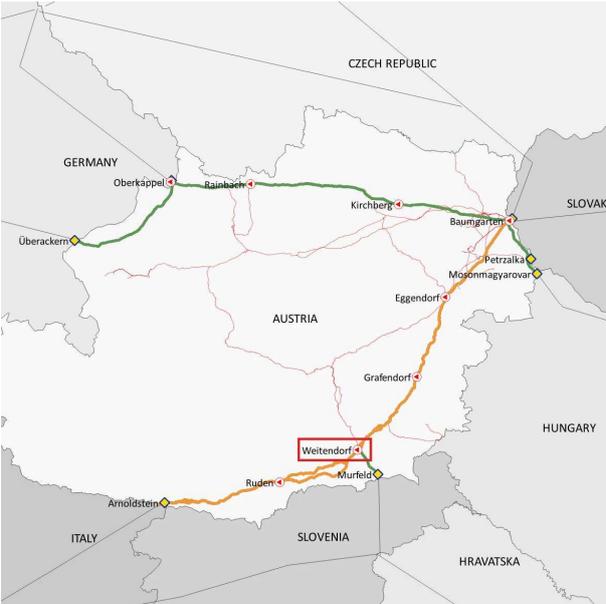
Die Setup Phase ist aktuell im Laufe und wird Ende 2018 abgeschlossen. Die Projektumsetzung wird für 2020 geplant. Der Start der Beschaffung wird aktuell für Oktober 2019 vorgesehen.

Projektname:	TAG 2018/R03 Major Overhaul Valve Station Wettmannstätten		
Projektnummer:	TAG 2018/R03		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2020		
Projektziel:	<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstationen Wettmannstätten, entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>		
Projektbeschreibung:	<div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <div style="margin-left: 20px;"> <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparatur </div> </div>		
Projektbegründung:	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Nein</p>		
Technische Daten:	<p>Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.</p>		

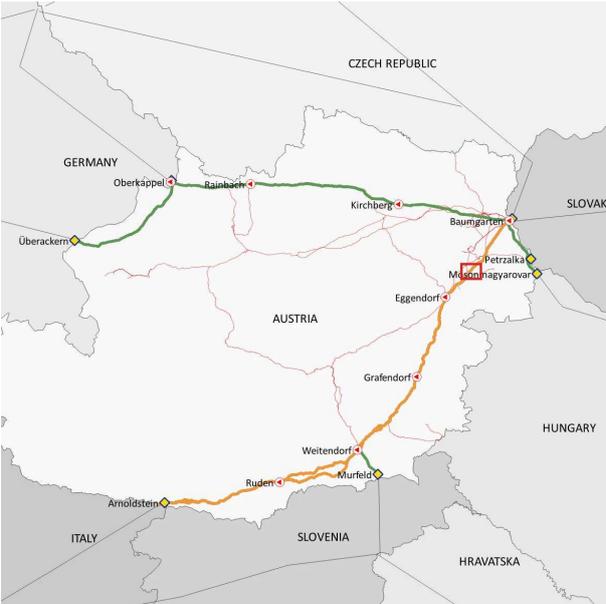
Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	TAG 2018/R04 Major Overhaul Valve Station SS09 Weitendorf		
Projektnummer:	TAG 2018/R04		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2021		
Projektziel:	<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstationen Weitendorf, entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>		
Projektbeschreibung:	<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;">  </div> <div style="flex: 2;"> <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparaturen </div> </div>		
Projektbegründung:	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Nein</p>		
Technische Daten:	<p>Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.</p>		

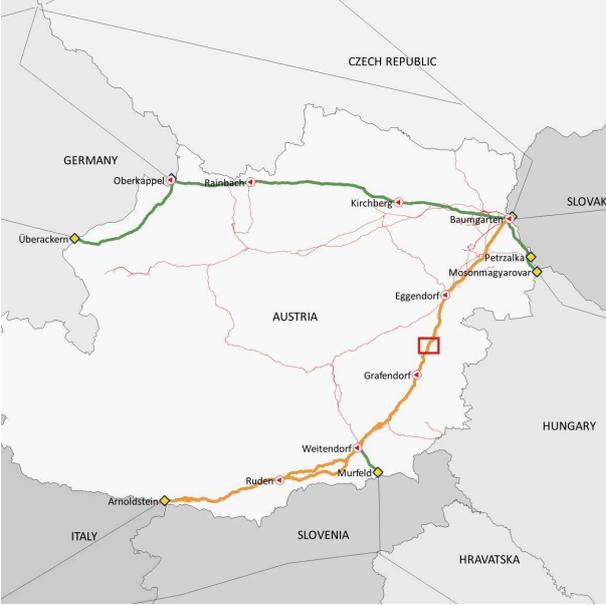
Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	TAG 2018/R05 Major Overhaul Pigging Station Weitendorf		
Projektnummer:	TAG 2018/R05		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel:			
<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Molchstation MOS4 Weitendorf, entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>			
Projektbeschreibung:			
		<ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparatur 	
Projektbegründung:			
<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>			
Besonders zu beachten:			
<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>			
Konnex zu anderen Projekten:			
<p>Nein</p>			
Technische Daten:			
<p>Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.</p>			

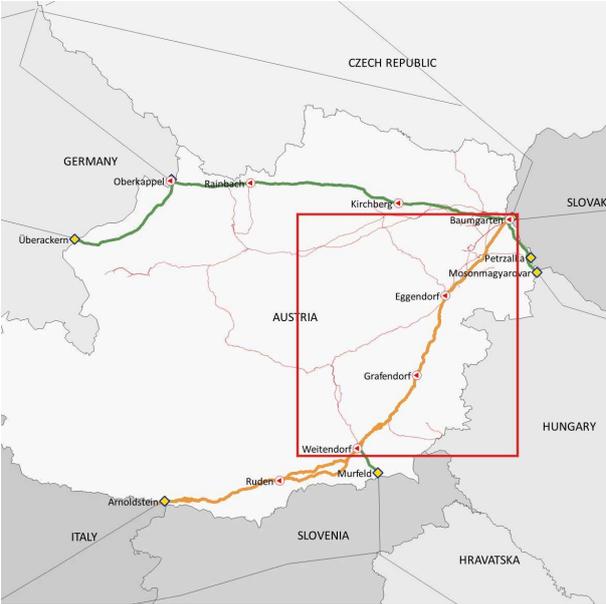
Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	TAG 2018/R06 Major Overhaul Valve Station Reisenberg		
Projektnummer:	TAG 2018/R06		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2020		
Projektziel:	<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstationen Reisenberg, entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>		
Projektbeschreibung:	<div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparatur </div>		
Projektbegründung:	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Nein</p>		
Technische Daten:	<p>Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.</p>		

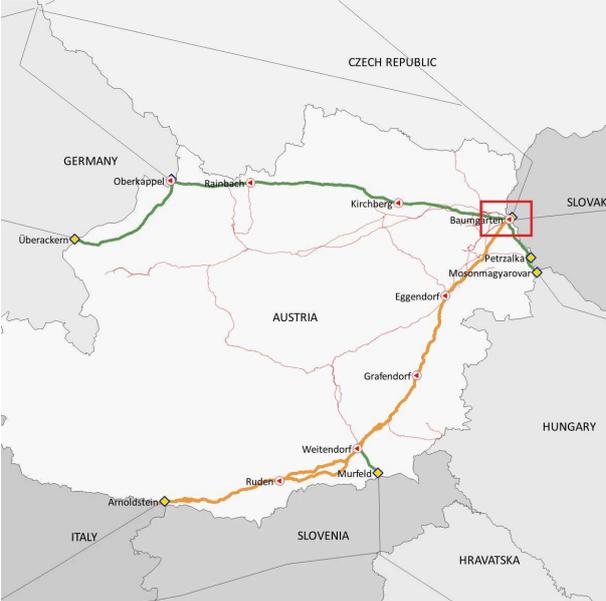
Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	TAG 2018/R07 Major Overhaul Valve Station Zöbern		
Projektnummer:	TAG 2018/R07		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2021		
Projektziel:	<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstationen Zöbern, entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>		
Projektbeschreibung:	<div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparatur </div>		
Projektbegründung:	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Nein</p>		
Technische Daten:	<p>Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.</p>		

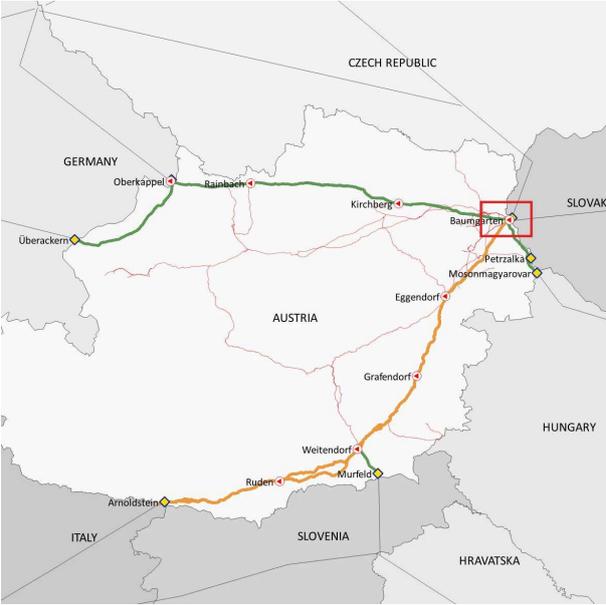
Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	TAG 2018/R09 Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair		
Projektnummer:	TAG 2018/R09		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2019		
Projektziel:	<p>Die letzte Molchkampagne (durchgeführt im Sommer 2016) weist auf das Vorhandensein von einigen Korrosionen auf der TAG1, TAG2 und TAG Loop2 hin. Die Korrosionsschäden wurden in zwei verschiedene Dringlichkeitsstufen klassifiziert. Die höchste Dringlichkeitsstufe wurde 2017 untersucht und auch im selben Jahr repariert. Die restlichen Stellen mit geringerer Dringlichkeit folgen 2018 und 2019.</p> <p>Wenn eine Reparatur möglicherweise nicht für alle detektierten Stellen erforderlich ist, ist es sehr wahrscheinlich, dass einige davon nach einer Vorortuntersuchung repariert werden müssen. Die technische Lösung um die Stelle zu konsolidieren ist der Einsatz von Schellen mit injiziertem Epoxyharz über der Korrosionsstelle.</p>		
Projektbeschreibung:	 <p>Folgende Schritte sind durchzuführen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Vorort-Untersuchung - Evaluierung der Untersuchung - entsprechende Maßnahmen setzen - Erneuerung der Leitungsisolierung 		
Projektbegründung:	Die letzte Molchkampagne (durchgeführt im Sommer 2016) weist auf das Vorhandensein von einigen Korrosionen auf der TAG1, TAG2 und TAG Loop2 hin.		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		

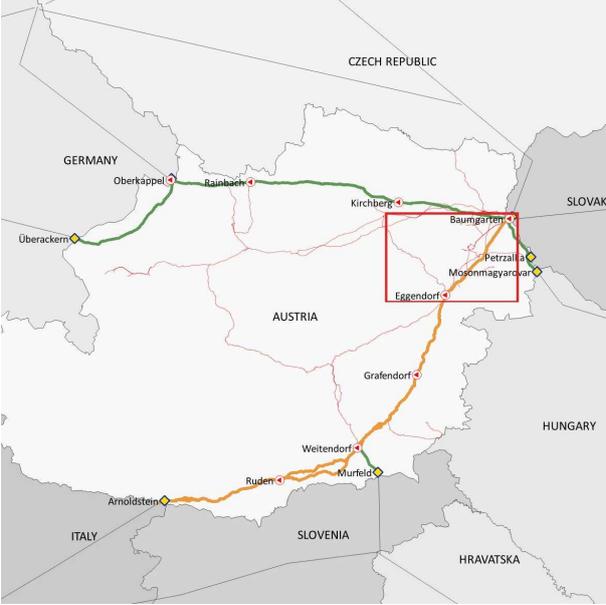
Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.		
Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Umsetzungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	TAG 2018/R10 DLE 1.5 + 72 hole PT module BC700 in CS-Baumgarten		
Projektnummer:	TAG 2018/R10		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	23.11.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2020		
Projektziel:	<p>Das Projektziel ist das Upgrade des bestehenden Gasgenerators des C700 des Typs PGT 25 DLE 1.0 in der Kompressorstation Baumgarten mit der neuen Technologie DLE 1.5 XTend.</p> <p>Zusätzlich werden die Hilfssysteme wie z. B. Brenngas-Skid, Ausblaseventile und Leitungen oder Absperrventile an den neuen Gas-Generator angepasst.</p> <p>Außerdem ist der alte 46 Loch-Gehäuseflansch nicht lieferbar. Daher soll die Nutzturbine auf den neuen 72 Loch-Gehäuseflansch upgegraded werden.</p>		
Projektbeschreibung:	 <p>Folgende Investitionen sind für die Projektumsetzung notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Austausch des Gasgenerators - Austausch der Nutzturbine - Austausch / Anpassen der Hilfssysteme. 		
Projektbegründung:	<p>Es ist geplant anstelle des eigentlich fälligen Major Overhalls (50.000 hours), ein Upgrade auf die neue DLE 1.5 XTend Technologie durchzuführen.</p> <p>Das Upgrade des Gasgenerators auf DLE1.5 wird die Reduktion der NOx und CO-Emissionen gemäß dem neuesten Technologiestandard gewährleisten. Der Einsatz von XTend-Teilen beim Gasgenerator ermöglicht das Überspringen des 25.000 Betriebsstundenservices und resultiert in einer Reduktion der Wartungskosten.</p> <p>Die 46 Loch-Gehäuseflansche für-PGT25 Gasturbinen sind obsolet und die Produktion wurde eingestellt. Um einen zuverlässigen Betrieb der Kompressor-Einheiten zu gewährleisten, soll die PGT 25 Gasturbine mit dem 46 Loch-Gehäuseflansch auf einen neuen 72 Loch-Gehäuseflansche upgegraded werden.</p>		

Besonders zu beachten: Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
Konnex zu anderen Projekten: Nein		
Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.		
Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	TAG 2018/R12 Shut Off Valve MS2, CS Baumgarten		
Projektnummer:	TAG 2018/R12		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2018
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2019		
Projektziel:	<p>Aktuell gibt es keine Möglichkeit der sicheren Trennung mittels Doppelabspernung und Zwischenentspannung der Messungstrecken MS2 von der Reststation in der Kompressorstation von TAG GmbH in Baumgarten. Infolgedessen, bei jeglichen Arbeiten an der MS2 und/oder deren Kollektor soll die CS Baumgarten der TAG GmbH außer Betrieb gesetzt werden.</p> <p>Das Projekt sieht die Installation einer neuen 48" Absperrarmatur abströmseitig der MS2 und deren Kollektor, und vor dem Verdichtergebiet und jeglichen Verschaltungen mit dem GCA über die Anbindungen BOP13, TAG-AZ und MS4 vor. Durch das Projekt wird ermöglicht:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Eine Erhöhung der Sicherheit im Fall von Bauarbeiten im Gebiet MS2 und deren Kollektor, da durch die 2. Absperrarmatur die Druckentspannung des MS2 Kollektorteils vollständig ermöglicht wird - Die Aufrechterhaltung des Gastransports vom GCA zu TAG System, oder umgekehrt im Falle von TAG Reverse Flow Betrieb, über die TAG-GCA Verschaltungsmöglichkeiten BOP13, TAG-AZ und MS4 		
Projektbeschreibung:	<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;">  </div> <div style="flex: 1; padding-left: 10px;"> <ul style="list-style-type: none"> - Installation einer neuen 48" Absperrarmatur abströmseitig der MS2 - Umlegung des Strassenverlaufs im Bereich des neuen Aufstellungsortes der Armatur - Errichtung einer überfahrbaren Brückenkonstruktion im Straßenbereich der Rohrleitung </div> </div>		
Projektbegründung:	Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA		

Konnex zu anderen Projekten: Nein		
Technische Daten: Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch Setup-Studie. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung Die Setup-Study wurde fertiggestellt in 08/2018, die Engineering Phase soll mit 10/2018 starten, die Ausführung vor Ort an der Baustelle soll in 04/2019.		

Projektname:	TAG 2018/R13 Major Overhaul of Valve Stations AZ3-AZ3L Eggendorf		
Projektnummer:	TAG 2018/R13		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	23.11.2018
Projektart:	Ersatzinvestitionsprojekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2020		
Projektziel:	<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in drei Schieberstationen entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern (AZ3-AZ3L Eggendorf).</p>		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch) - Kathodischen Korrosionsschutz erneuern - Erdungs- u. Blitzschutz erneuern - Wege u. Oberflächen - Zaun- u. Torreparaturen 		
Projektbegründung:	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
Konnex zu anderen Projekten:	<p>Nein</p>		
Technische Daten:	<p>Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		

Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung an anderen IPs/Abzweigpunkten: Keine		
Projektphase: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2018: Einreichung zur Genehmigung Das Projekt befindet sich in der Set-up Engineering Phase.		

Anhang 2:



Eustream, a.s. comments on “Koordinierter Netzentwicklungsplan 2018 für die Erdgas Fernleitungsinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2019-2028“¹ (hereinafter KNEP 2018)

Eustream, a.s. welcomes the possibility to share its position and to comment on the draft of the KNEP 2018 via the consultation process announced by Austrian Gas Grid Management AG as follows:

1. Comment to the point 3.7

The paragraph of the point 3.7 mentions a Study (analysis) on the technical and economic efficiency optimization of the existing infrastructure before taking the FID, or for the planned projects listed in the latest KNEP 2019.

We propose to make this study publicly available.

2. Comment to the point 4.2.4. – Table 5

In the table 5 for the Entry/Exit Reintal is shown requested capacity in the level of 750 000 Nm³/h, however the source of the data is missing. Since the latest Market Demand Assessment Report available on the Gas Connect Austria web site² indicates non-binding demand for this entry/exit point amount on the level of 200 000 kWh/h, which represents approx. 2,4% of the capacity indicated in the KNEP 2018 and considering the market interest for the TRU service, we assume that the value of 200 000 kWh/h is much closer to the real market interest.

We propose to update the table 5 accordingly – to indicate the capacity demand at the level 200 000 kWh/h.

3. Comment to the point 5.1.2.5

We propose to update the section by inclusion of the latest development and the outcomes of the successful allocation procedure for the HUSKAT project. Offered transmission capacities at Hungarian-Slovak border were fully booked for seven - year period and partly for the next years during the October bid submission window. Total amount of bids has exceeded capacity of 4.29 bcm/year for the period from October 2022 to September 2029. The project has passed the economic tests. Based on a positive response from the market, the HUSKAT project will proceed in line with principles and conditions set according to in the Rulebook of Alternative Allocation Procedure being in line with the Article 30 of the

¹ <https://www.aggm.at/netzinformation/netzentwicklungsplaene/knep-1>

² <https://www.gasconnect.at/fileadmin/Fachabteilungen/ST/DE/MDAR-CZ-AT-27Jul2017.pdf>



Commission Regulation (EU) 2017/459. In line with the procedure set in this Rulebook the final confirmations of capacity bookings are expected to be granted by the end of March 2019.

4. Comment to the point 6.4.1 and point 6.5.4

We propose to delete the point 6.4.1 and point 6.5.4 - Bidirectional Austrian Czech Interconnector (GCA2015/01a, TAG 2016/05) (hereinafter "BACI") from the KNEP 2018 based on following reasons:

- Successful implementation of the TRU service. As stated by the gas Connect Austria and NET4GAS, the TRU service, as an alternative to the BACI project, simplifies transaction procedures through establishing a One Stop Shop and reduces transaction costs as TRU facilitates cross-border transmission and access to both market areas. TRU service increases trading flexibility and mitigates potential risks as regards capacities and allocation by the combination of necessary separate capacities into one booking procedure and is implementing in practice the European Union's target to bring markets together in an easy and cost-efficient way. (see web sites of GCA and N4G)
- Potential benefits of the project BACI will not outweigh its costs, as indicated by the results of the Regional group within the process of 3 PCI list development
- Project is not located in the region with isolated markets or bottlenecks, on the contrary it is located in the region with sufficient capacity of already existing infrastructure. The Austria and Czech gas markets are fully correlated to the German market, for both markets the German market works as a price setter. The project is not necessary for fostering the North-South corridor. None of the mentioned countries meets the criteria of isolated markets according to the directive 2009/73/EC article 49.
- The only impact of the project BACI would be an increase of costs, which would be socialized either in Austria or in the Czech Republic, or in both countries. The project will not bring any new gas into the region comparing to the current status, i.e. not increase the transported volumes via Austrian or Czech system. The project could only redeliver transport of Russian gas in the direction North-South currently running also through Slovakia.
- The project BACI will increase source diversification neither in Austria or Czech Republic. In both markets currently traded gas stemming from the same sources transmitted through Germany or Slovakia.
- BACI will not contribute to the sustainability in the meaning of indirect project support to replace coal by gas, for example as a back-up for renewable energy sources, considering the volumes potentially needed and utilization rate and available capacities of the existing infrastructure.



To conclude:

The cost efficient and reasonable alternative how to interconnect Austrian and Czech market exists – successfully implemented TRU service by Gas Connect Austria and NET4GAS with technical support of eustream.

The existing infrastructure between the Czech Republic and Austria does not suffer from any congestion and is capable to serve needs in both directions (CZ->AT and AT->CZ). Since the gas demand of the markets, currently served by the existing interconnection, would not be changed (increased) by the mere construction of such project, the result may only be a 'redirection' of existing gas flows.

This would lead to one of the two following consequences:

1) Utilization of the BACI project would be at the expense of utilization of infrastructure already existing in Austria, the Czech Republic and Slovakia.

2) Project BACI would not be utilized at all.

Naturally, in both scenarios the construction of the pipeline leads to one of the abovementioned infrastructures becoming stranded – be it the project itself or the existing infrastructure in Austria, Slovakia and Czech Republic. There is no guarantee that such a costs will be accepted by the national regulators as reasonable and included into the assets base for tariffs calculation.

Such consequences are in contradiction with any economic rationale and efficient management of public/regulated assets as also recognized by the Regulation (EU) 2017/459 of 16 March 2017, point (2): "Duplication of gas transmission systems is in most cases neither economic nor efficient."

Ultimately, positive impacts of the project would be negligible compared to negative consequences for consumers in Austria, the Czech Republic and the Slovak Republic.

**Per Email an:****AGGM Austrian Gas Grid Management AG**

Floridsdorfer Hauptstraße 1,
floridotower
A-1210 Wien / Vienna
Email: netzplanung@aggm.at

Per Email CC:**E-Control**

Carola Millgramm
Rudolfplatz 13a
A-1010 Vienna
E-Mail: carola.millgramm@e-control.at

Gas Connect Austria GmbH

Floridsdorfer Hauptstr. 1
floridotower
A-1210 Wien/Vienna
E-Mail: sales.transmission@gasconnect.at

November 6, 2018**Konsultation zum KNEP 2018**

Sehr geehrte Damen und Herren,

Gerne folgen wir Ihrer Einladung, zum Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) 2018 Stellung zu nehmen, und möchten einige Projekte kommentieren. Projekte im Sinne des Ausbaus der Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten von und nach Österreich sind für uns als international agierendes Unternehmen von besonderem Interesse, da internationale Großprojekte wie Nord Stream 2 und Unternehmungen zur Anlieferung von Gas aus südosteuropäischer Richtung wesentlichen Einfluss auf die europäischen Gasflüsse haben und daher entsprechend auch im österreichischen KNEP berücksichtigt werden müssen. Durch erfolgreiche Umsetzung solcher Vorhaben sind erhebliche positive Auswirkungen auf Österreichs Versorgungssicherheit zu erwarten.

Ad. Entry Mosonmagyaróvár

Wie in der Präsentation des KNEP 2018 am 16. Oktober diesen Jahres ausgeführt wurde, werden die PCI Projekte GCA 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár und GCA 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár Plus weitergeführt, was wir ausdrücklich begrüßen.

Wie im Zuge der Open Season des Produktes „HU-SK-AT“ festzustellen war, besteht ein hohes Interesse an einer Anbindung Südosteuropas an den zentraleuropäischen Markt. Besonders im Hinblick auf die Bedarfserhebung im Zuge des CAM NC Prozesses 2017 zeigte sich besonderes Interesse an der HU-AT Route, dies wurde aber bekanntlich von ungarischer Seite nicht dementsprechend zu einer Auktion gebracht.

Deshalb möchten wir erneut auf die Wichtigkeit und Dringlichkeit einer Umsetzung der direkten Anbindung Baumgartens an die südosteuropäische Versorgungsrouten hinweisen.

Zusammenfassend möchten wir anmerken, dass der KNEP ein sehr schlüssiges Gesamtbild der Berücksichtigung von marktbedingten Bedarfen an Kapazitäten, der Sicherstellung der Versorgungssicherheit und der vorausschauenden Planung künftiger Abnahmeszenarien für Erdgas im heimischen wie im internationalen Umfeld darstellt.

OMV Gas & Power GmbH

Mario Weinstabl
Senior Commercial Manager
LIP-C
Tel.: +43 (1) 40 440-22997
Mobil: +43 664 612 21 78
mario.weinstabl@omv.com

OMV Gas & Power GmbH
Trabrennstrasse 6-8,
1020 Wien/Vienna, Austria

www.omv.com



Wir stehen für künftige konstruktive Gespräche immer gerne zur Verfügung und freuen uns auf eine weiterhin professionelle Zusammenarbeit.

Hochachtungsvoll,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Reinhard Mitschek', written over a horizontal dashed line.

Reinhard Mitschek

Senior Vice President Gas Logistics & International Projects

OMV Gas & Power GmbH

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Michael Woltran', written over a horizontal dashed line.

Michael Woltran

Vice President Gas Innovation & Advocacy

OMV Gas & Power GmbH



bayernets GmbH · Poccistraße 7 · 80336 München
 AGGM Austrian Gas Grid Management AG
 Markgebietsmanager
 Floridsdorfer Hauptstraße 1
 floridotower
 AT-1210 Wien

eMail: netzplanung@aggm.at

München, 08.11.2018

Stellungnahme zur Konsultation des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2018

Sehr geehrte Damen und Herren,

bayernets begrüßt die Möglichkeit zur vorliegenden Konsultationsversion des Koordinierten Netzentwicklungsplanes (KNEP) 2018 Stellung nehmen zu können.

Die Abstimmung mit den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern in den Nachbarländern ist unseres Erachtens sowohl zur Optimierung des Gasaustauschs als auch zur Kostenminimierung sinnvoll und notwendig.

Die Projekte „GCA 2015/02a“ und „GCA 2015/03“ sind in den Projektsteckbriefen unter dem Projektstatus „Fortführung ohne Abänderung“ fortgeführt, das Projekt „GCA 2018/01“ als neues Projekt zur Genehmigung eingereicht. In all diesen Projekten ist u.a. als Maßnahme die Errichtung einer neuen Verdichterstation in Überackern dargestellt.

Durch Maßnahmen zur Optimierung der Lastflüsse am Netzknoten Burghausen wurden die Voraussetzungen für eine erhöhte Druckbereitstellung am Grenzübergangspunkt Überackern SUDAL durch bayernets bereits geschaffen. Gespräche hierüber werden aktuell zwischen den beteiligten Ferngasnetzbetreibern geführt und ein Angebot zur Druckbereitstellung liegt GCA vor. Der Neubau einer Verdichteranlage in unmittelbarer Nähe zum Netzknoten Burghausen ist aus unserer Sicht daher zur effektiven Nutzung der bestehenden Netzanlagen (u.a. Verdichterstation Haiming), aus Gründen der Kostenminimierung sowie aus steuerungstechnischen Gründen nicht sinnvoll.



bayernets GmbH
 Poccistraße 7
 80336 München

bayernets GmbH
 Postfach 20 05 13
 80005 München

Tel.: +49 89 89 05 72-00
 Fax: +49 89 89 05 72-099
 www.bayernets.de

Geschäftsführung:
 Rainer Dumke
 Dr. Matthias Jenn

Vorsitzender
 des Aufsichtsrates:
 Dr. Rudolf Starzer

Amtsgericht München
 Registergericht HRB 165761

Die im Projekt „GCA 2018/01“ beschriebene Stärkung der Transportfähigkeit des Systems Penta-West stehen wir im Sinne einer höheren Flexibilität zwischen den Grenzübergangspunkten Überackern ABG/Überackern SUDAL und Oberkappel positiv gegenüber.

Für Rückfragen und für die Fortführung von Gesprächen steht *bayernets* gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
bayernets GmbH


Richard Unterseer


Tobias Schmidt





Energienetze Bayern GmbH & Co. KG | Postfach 90 03 51 | 81603 München

AGGM Austria
Gas Grid Management AG
Florisdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien
Austria
E-Mail: netzplanung@aggm.at

Ihre Nachricht vom:
Ihr Zeichen:
Unser Zeichen: ny
Tel.: +49 89 68003-511
Fax: +49 89 68003-419
yvonne.naeve@energienetze-bayern.de

09.11.2018

Stellungnahme zum koordinierten Netzentwicklungsplan und der Langfristprognose 2018

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir sind in Deutschland der vorgelagerte Netzbetreiber des Versorgungsraums „Schärding“ und nehmen die Gelegenheit zur Stellungnahme gerne wahr. Die nachfolgenden Anmerkungen beziehen sich auf den angedachten Anschluss des Versorgungsraums Schärding an das österreichische Leitungssystem – insbesondere mit dem Projekt unter Gliederungspunkt 6.4.6 „Penta West Exit Verteilergebiet (GCA 2017/02)“.

Im Rahmen der österreichischen LFP 2017 wurde eine Kapazitätserhöhung um 1.200 Nm³ für den Raum Schärding unverbindlich angefragt. Zum damaligen Zeitpunkt konnte diese Kapazität nicht vollumfänglich auf fester Basis bereitgestellt werden. Mit dem Hinweis, dass es voraussichtlich ab dem Jahr 2019 eine spürbare Verbesserung der Kapazitätssituation geben wird, wurde die angefragte Kapazität auf unterbrechbarer Basis angeboten. Hintergrund war die Kapazitätsbestellung am vorgelagerten Netzkopplungspunkt Tiefenbach, die zum damaligen Zeitpunkt von unserem vorgelagerten Netzbetreiber bayernets nicht auf fester Basis bereitgestellt werden konnte. Der nicht auf fester Basis bestätigte Kapazitätsbedarf wird im Rahmen der Internen Bestellung im deutschen Netzentwicklungsplan bei der Ermittlung des Kapazitätsbedarfs angemessen berücksichtigt.

Mittlerweile sind auf deutscher Seite sukzessive diverse Ausbaumaßnahmen des deutschen Netzentwicklungsplans realisiert, die zu einer deutlichen Verbesserung der kapazitiven Situation führten. Unser vorgelagerter Netzbetreiber bayernets hat uns nach erfolgtem Abschluss des Abstimmungsprozesses der Ferngasnetzbetreiber im Marktgebiet NCG am 08.11.2018 vorab über die Kapazitätsbereitstellung ab dem Jahr 2019 per E-Mail informiert. Die für Tiefenbach bestellte Kapazität wird von unserem vorgelagerten Netzbetreiber bayernets ab dem Jahr 2019 vollumfänglich fest bereitgestellt. Dies ermöglicht uns – nach einem noch durchzuführenden Anlagenumbau in Neuhaus – die von Ihnen zusätzlich angefragte Kapazität in Höhe von 1.200 Nm³ ab 2019 ebenfalls fest darzustellen.

Energienetze Bayern GmbH & Co. KG

Zentrale München

Sitz der Gesellschaft: München, Registergericht: München HRA 104706
Stadtparkasse München, IBAN: DE86 7015 0000 0000 4217 35, BIC: SSKMDEM3333
Persönlich haftende Gesellschafterin: Energienetze Bayern Management GmbH
Sitz der Gesellschaft: München, Registergericht: München HRB 222389
Geschäftsführer: Anton Erb und Michael Schneider

Frankenhäuser Straße 2, 81539 München
Tel.: +49 89 68003-352, Fax: +49 89 68003-419
info@energienetze-bayern.de
www.energienetze-bayern.de

Seite 2 zum Schreiben vom 09.11.2018

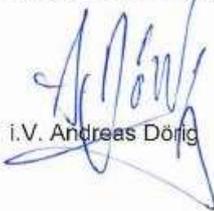
Vor dem Hintergrund, dass wir seit 2007 auf kapazitätserhöhende Maßnahmen für unser Verteilnetz hinwirken, diese auch Eingang in den deutschen Netzentwicklungsplan gefunden haben und entsprechende Investitionen erfolgt sind – um den Kapazitätsbedarf zukünftig zu decken – wären nach unserem Verständnis weitere Infrastrukturinvestitionen auf österreichischer Seite zur Deckung desselben Bedarfs aus volkswirtschaftlicher Sicht zu vermeiden.

Des Weiteren möchten wir darauf hinweisen, dass der NKP Schärding in das mit der deutschen und der österreichischen Regulierungsbehörde abgestimmte, seit Oktober 2015 gestartete Modell zur Differenzmengenabwicklung (DIANE-Modell) eingebunden ist. Durch den Anschluss von Schärding an die Penta West müssten die Vertragspartner des DIANE-Modells die Auswirkungen auf die Differenzmengenbildung und Transportabwicklung neu bewerten und ggf. Anpassungen mit den Regulierungsbehörden abstimmen.

Aufgrund der voranstehenden Anmerkungen bitten wir Sie das Planungsprojekt nicht weiter im Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen und von einer Versorgung von Schärding über die Penta West abzusehen. Stattdessen sollte die bewährte Versorgung über Deutschland aufrechterhalten werden.

Für weitere Abstimmungen stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
Energienetze Bayern GmbH & Co. KG


i.V. Andreas Dörig


i.A. Yvonne Naeve