

Koordinierter Netzentwicklungsplan 2019

für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich

für den Zeitraum 2020 – 2029



Foto Titelseite: Station Baumgarten
Abdruck mit freundlicher Genehmigung von Gas Connect Austria GmbH

Dokument-Historie

Ausgabe	Datum	Änderungen
3	16.01.2020	Änderung gemäß Brief der ECA an TAG GmbH vom 19.12.2019 Aufforderung zur Entnahme des Projektes TAG 2019/R10
2	14.11.2019	Ausgabe für die Einreichung zur Genehmigung bei E-Control Austria
1	04.10.2019	Ausgabe für die Konsultation des Marktgebietsmanagers

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	5
1.1	Ziel des Koordinierten Netzentwicklungsplanes.....	5
1.2	Vorgehen.....	5
2	Steckbrief Marktgebiet Ost.....	7
2.1	Absatz, Energiemix und Bedeutung von Gas in Österreich	7
2.2	Gastransport in Österreich	10
2.3	Fernleitungsnetzbetreiber im MG Ost.....	13
2.4	Aktuelle Fernleitungsgasinfrastruktur und Technische Kapazitäten	15
2.5	Speicherinfrastruktur und Produktion in Österreich	16
2.6	Infrastrukturstandard	18
3	Planungsrahmen für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2019	22
3.1	Energiezukunft.....	22
3.1.1	Strategien und Vorhaben aus der #mission2030 und dem Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP)	22
3.1.2	Vorhaben in der #mission2030, insbesondere „Leuchttürme“	25
3.2	Berücksichtigte Netzentwicklungspläne	25
3.2.1	Ten Year Network Development Plan 2018	25
3.2.2	Gas Regional Investment Plan 2017 – 2026	30
3.2.3	PCI Projekte mit Fokus auf Österreich.....	31
3.3	Netzentwicklungsplanung der Nachbarländer	32
3.3.1	Deutschland.....	32
3.3.2	Ungarn	34
3.3.3	Slowenien	35
3.3.4	Italien.....	36
3.4	Langfristige Planung 2019.....	38
3.5	Entwicklung der europäischen Gasinfrastruktur – ausgewählte Projekte	40
3.5.1	North Stream II	40
3.5.2	BACI und Projekt Trading Region Upgrade („TRU“).....	41
3.5.3	Verbindung DE-AT: Zusätzliches Kapazitätsangebot	42
3.5.4	LNG Korridor	43
3.5.5	Korridor ROHUAT und HUSKAT mit der Quelle Schwarzmeerregion	44

3.5.6	Exkurs - Verkaufseinschränkungen am Punkt Mosonmagyaróvár	49
3.5.7	Southern Gas Corridor mit den Quellen Azerbaijan/Turkmenistan	50
3.5.8	Turkstream - Korridor TR-BG-SRB-HU	51
3.6	Fertiggestellte Projekte aus dem KNEP 2018	52
4	Kapazitätsbedarf	53
4.1	Kapazitätsbuchung und Kapazitätsnutzung – Statusbericht für 2018	53
4.2	Kapazitätsszenario für den KNEP 2019	57
4.2.1	Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und resultierendes Kapazitätsszenario	57
4.2.2	Ausblick auf das Kapazitätsszenario für den KNEP 2020	59
4.2.3	Gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe je Ein- Ausspeisepunkt in den Jahren 2020 bis 2029	59
4.2.4	Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und dafür erforderliche Projekte	66
5	Projekte und Aktivitäten der Fernleitungsnetzbetreiber (Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber)	67
5.1	Gliederung der Projekte	67
5.1.1	Projektkategorie	67
5.1.2	Projektarten	68
5.2	Zurückgezogene Projekte aus dem KNEP 2018	69
5.3	Projekte im KNEP 2019	70
5.3.1	Projekte für zusätzliche Kapazitäten	70
5.3.2	Ersatzinvestitionsprojekte	72
5.4	Projekte und Aktivitäten von Gas Connect Austria	74
5.4.1	Beitrag zur Energiezukunft	74
5.4.2	Bidirectional Austrian-Czech Interconnector - “BACI” (GCA 2015/01a)	76
5.4.3	Überackern - Oberkappel (GCA 2018/01)	77
5.4.4	Entry / Exit Murfeld (GCA 2015/08)	78
5.4.5	Entry Mosonmagyaróvár (GCA 2015/05 , GCA 2017/01 & GCA 2015/04)	79
5.4.6	Exit Mosonmagyaróvár (GCA 2019/01)	82
5.4.7	Mehrbedarf Verteilergelände plus (GCA 2015/07b)	82
5.4.8	Penta West Exit Verteilergelände (GCA 2017/02)	82
5.4.9	Entry Arnoldstein (GCA 2015/10)	83
5.5	Projekte und Aktivität der Trans Austria Gasleitung GmbH	83
5.5.1	Kommerzielle Aktivitäten	84
5.5.2	Qualität, Sicherheit, Umweltschutz und Zertifizierung	86

5.5.3	Erneuerung des Transportsystems am neuesten Stand der Innovation und Technologie	87
5.5.4	Schwerpunkt für die Zukunft: Digitalisierung und nachhaltige Gase	89
5.5.5	TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf [TAG 2016/01].....	90
5.5.6	TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár) [TAG 2016/04]	91
5.5.7	TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI) [TAG 2016/05]	92
5.5.8	TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár) II [TAG 2017/01]	93
5.5.9	TAG Exit Murfeld [TAG 2018/01].....	94
6	Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Marktgebietsmanagers	95
6.1	Stellungnahme der Eustream, a.s.	95
6.2	Stellungnahme der bayernets GmbH	96
7	Zusammenfassung	97
8	Haftungsausschluss	98

- ▶ Anhang 1: Projekte des Koordinierten Netzentwicklungsplanes 2019
- ▶ Anhang 2: Stellungnahmen der Marktteilnehmer

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 (im Folgenden „KNEP“) gemäß den Zielen des § 63 Abs. 4 GWG zu erstellen.

Nach Übernahme der Funktion des Marktgebietsmanagers (MGM) per 01.06.2017 aufgrund der Nominierung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria GmbH und Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG GmbH) 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. Gas Connect Austria und TAG GmbH 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 von 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

Im Zuge des CAM NC Prozesses können zusätzliche Kapazitätsbedarfe von potenziellen Kunden in einem einheitlich vorgegebenen und strukturierten Prozess den Fernleitungsnetzbetreibern übermittelt werden. Die im Zuge dieses Prozesses im Jahr 2017 zuletzt übermittelten zusätzlichen

Kapazitätsbedarfe sind die Basis für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2019. Siehe auch Kapitel 4.2. Darauf aufbauend haben der MGM und die FNB das Kapazitätsszenario erstellt und mit E-Control Austria am 05.06.2019 abgestimmt.

Auf Basis dieses Kapazitätsszenarios haben die FNB Projekte entwickelt, die geeignet sind, die Kapazitätsbedarfe zu erfüllen. Die von den FNB erstellten Projekte für das eigene Netz wurden am 09.08.2019 dem Marktgebietsmanager übermittelt. Im Zeitraum vom 22.03.2019 bis 09.08.2019 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 Fernleitungsnetzbetreibern übermittelten Projekte, wurden formal vereinheitlicht und in den Anhang übernommen.

In Abstimmung mit den FNB wurde die Ausgabe 1 des Koordinierten Netzentwicklungsplan 2019 vom MGM erstellt. Die Konsultation des Koordinierten Netzentwicklungsplanes durch den Marktgebietsmanager (KNEP 2019 Ausgabe 1) fand zwischen dem 07.10.2019 und dem 25.10.2019 statt, die Konsultationsunterlagen wurden auf der Website der AGGM veröffentlicht. Die Stellungnahmen wurden entsprechend in Kapitel 6 gewürdigt, dem Anhang 2 beigelegt und ebenfalls auf der Website der AGGM veröffentlicht.

Im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Days (AGID) am 15.10.2019 wurde die Ausgabe 1 des Koordinierten Netzentwicklungsplanes 2019 den Marktteilnehmern präsentiert.

Nach weiterer Überarbeitung und Abstimmung mit E-Control Austria, erfolgte die Einreichung des Koordinierten Netzentwicklungsplanes durch die Fernleitungsnetzbetreiber bei E-Control Austria am 14.11.2018.

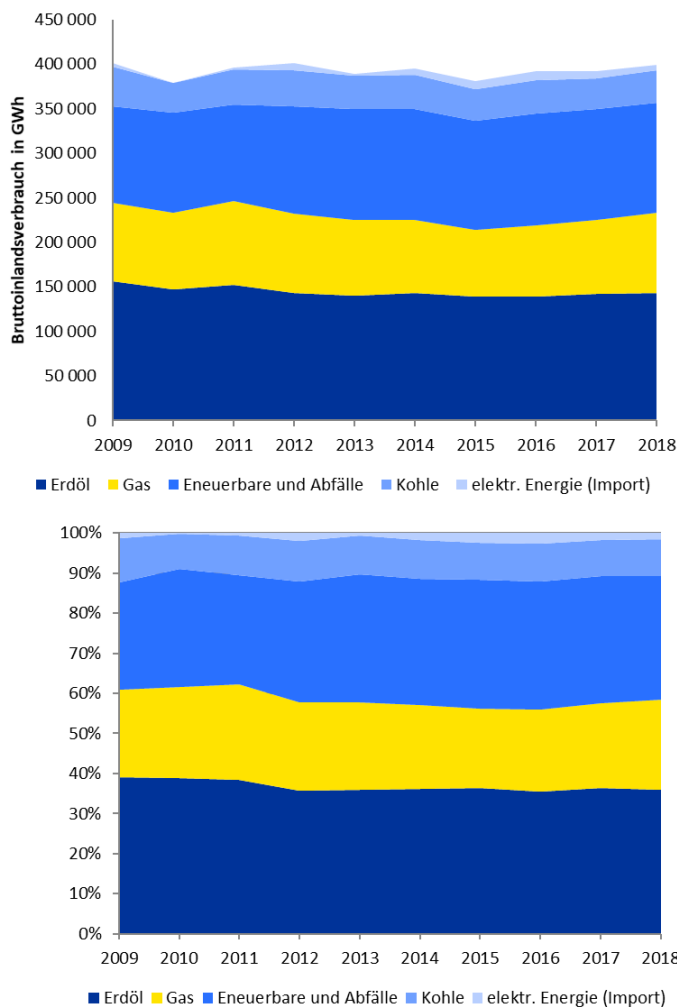
2 Steckbrief Marktgebiet Ost

2.1 Absatz, Energiemix und Bedeutung von Gas in Österreich

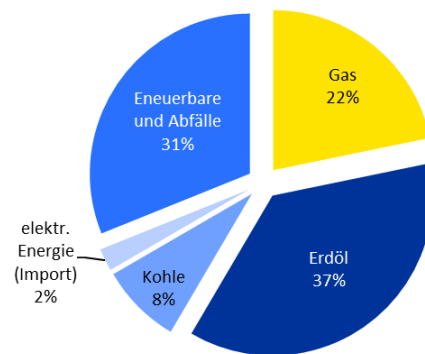
Gas hat für Österreich einen besonderen volkswirtschaftlichen Stellenwert. Neben der Produktion spielen vor allem die Infrastruktur mit dem Gas Hub in Baumgarten, der Transport von Gas aber auch der Handel und der Verbrauch eine große Rolle.

Abbildung 1 veranschaulicht, dass ca. 22% des Primärenergiebedarfs in Österreich durch Gas 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

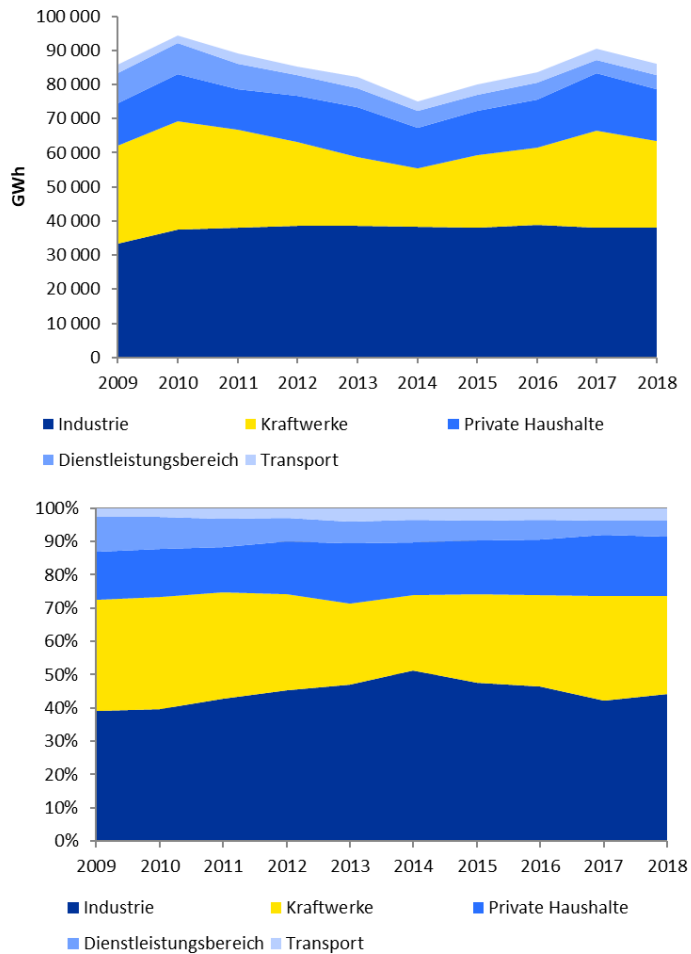


Primärenergiemix 2018

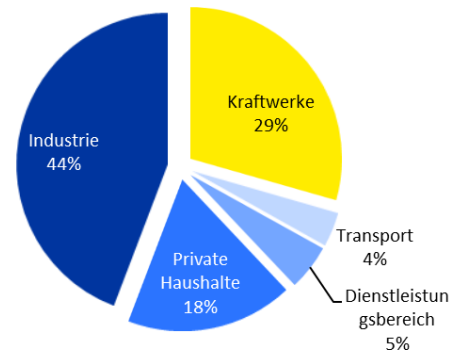


Quelle: Statistik Austria

Abbildung 2: Kundenmix Österreich 2018



Kundenmix Gas 2018

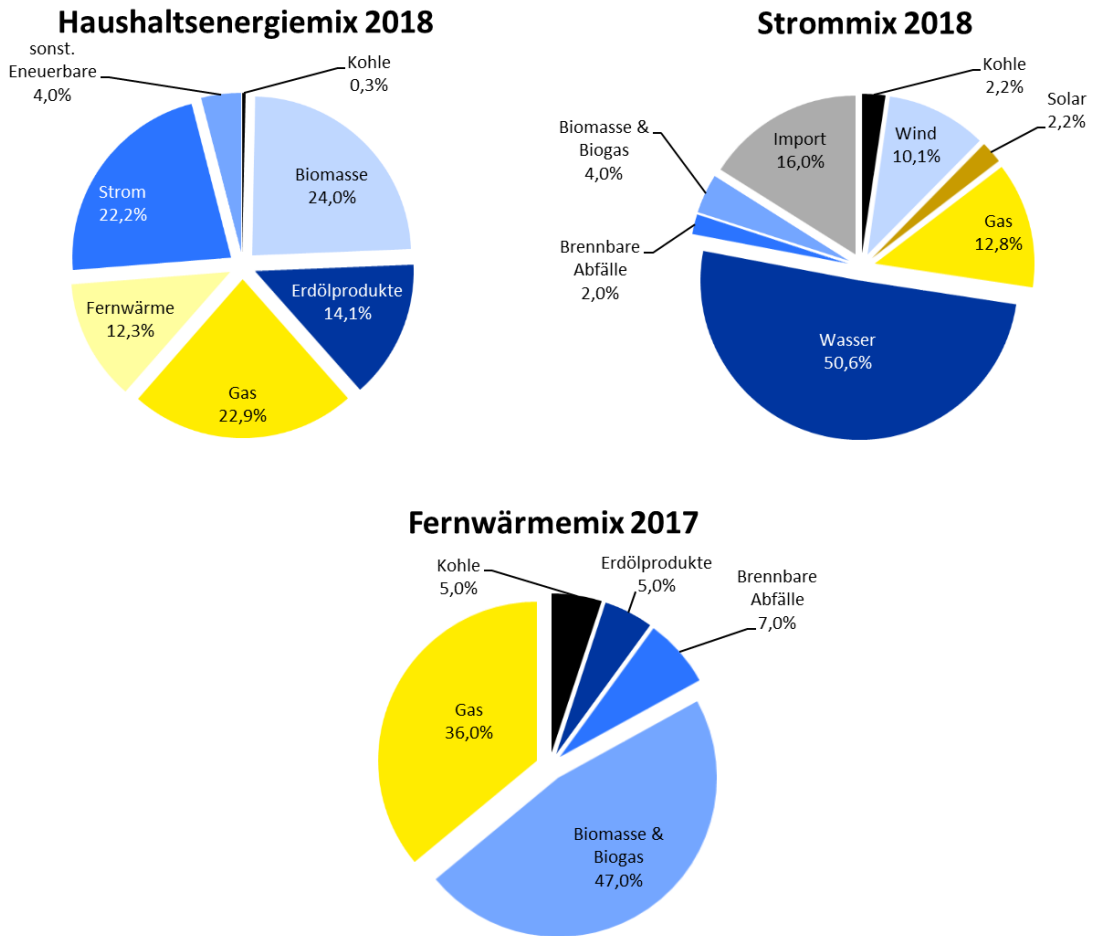


Quelle: Statistik Austria

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, moderne KWK-Anlagen und Heizwerke einen Anteil von ca. 29%. Der Bedarf privater Haushalte bleibt ebenfalls annähernd konstant mit einem Anteil von ca. 18%.

Abbildung 3 zeigt den Energiemix der österreichischen Haushalte. Dabei ist Gas mit ca. 23% ein wichtiger Bestandteil. Auch in der österreichischen Stromerzeugung spielt Gas mit einem Anteil von ca. 13% eine wichtige Rolle, vor allem durch die Bereitstellung von flexiblen und kurzfristig abrufbaren Kapazitäten zur Stromnetzstabilisierung. Neben biogenen Rohstoffen ist vor allem Gas mit einem Anteil von 36% ein essentieller Rohstoff für die Fernwärmeerzeugung in hocheffizienten KWK-Anlagen und Heizwerken in Österreich.

Abbildung 3: Haushaltsenergiemix, Strommix und Fernwärmemix nach Erzeugung in Österreich.

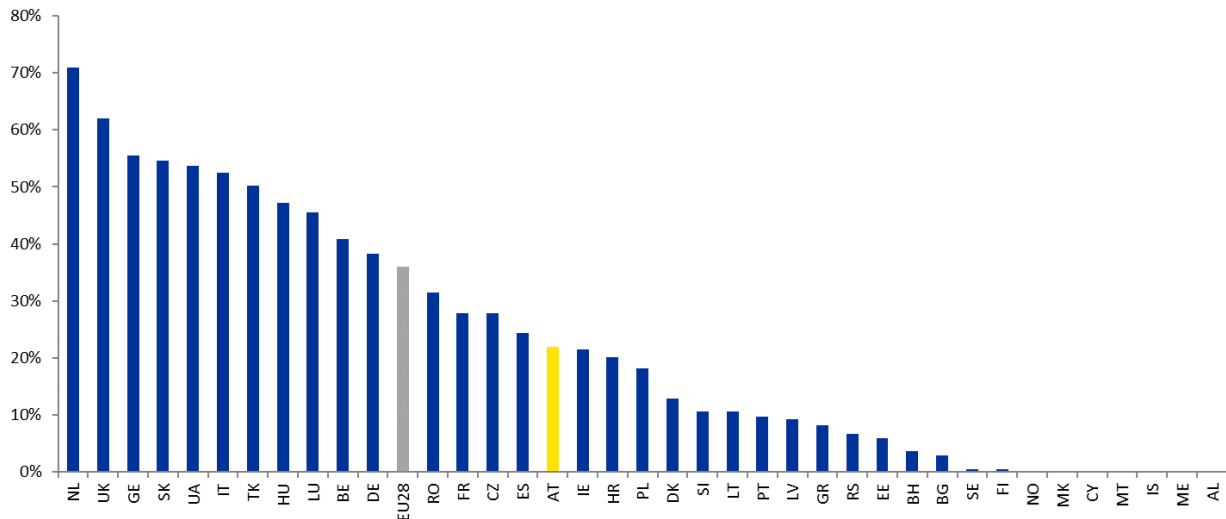


Quelle: Statistik Austria, APG, FGW

Im Europäischen Vergleich des Anteils von Gas an der Versorgung von privaten Haushaltskunden liegt Österreich mit ca. 23% unter dem EU28-Durchschnitt (siehe Abbildung 4). 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.

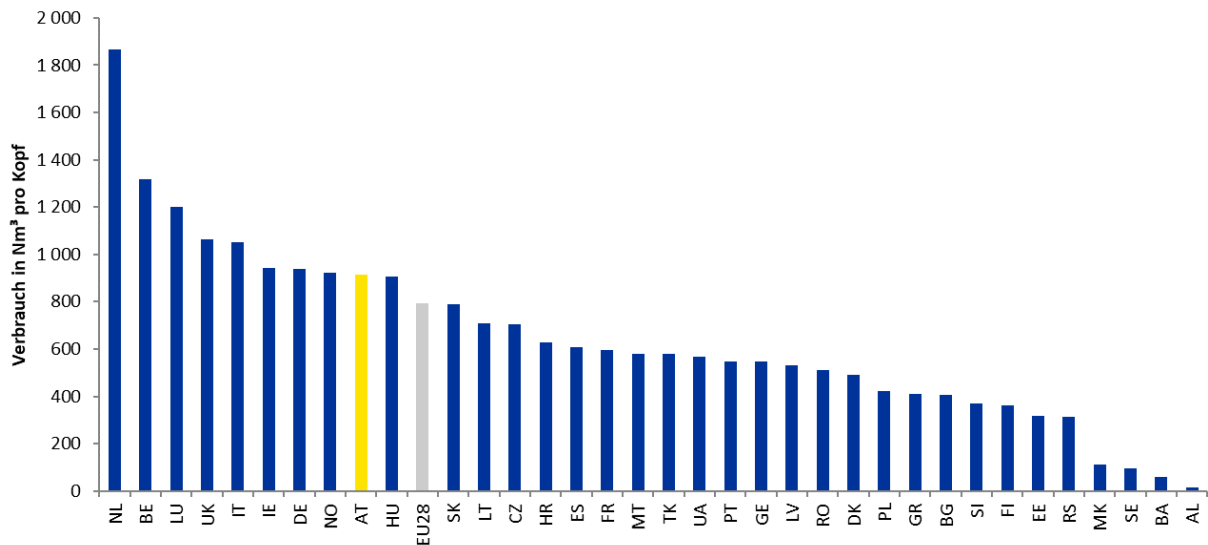
Betrachtet man den jährlichen Gasverbrauch pro Kopf, so liegt Österreich im europäischen Mittelfeld und knapp über dem EU28 Durchschnitt, ersichtlich in Abbildung 5.

Abbildung 4: Erdgasanteil der Haushalte 2017 im europäischen Vergleich



Quelle: Eurostat

Abbildung 5: Gasverbrauch pro Kopf 2017 im europäischen Vergleich

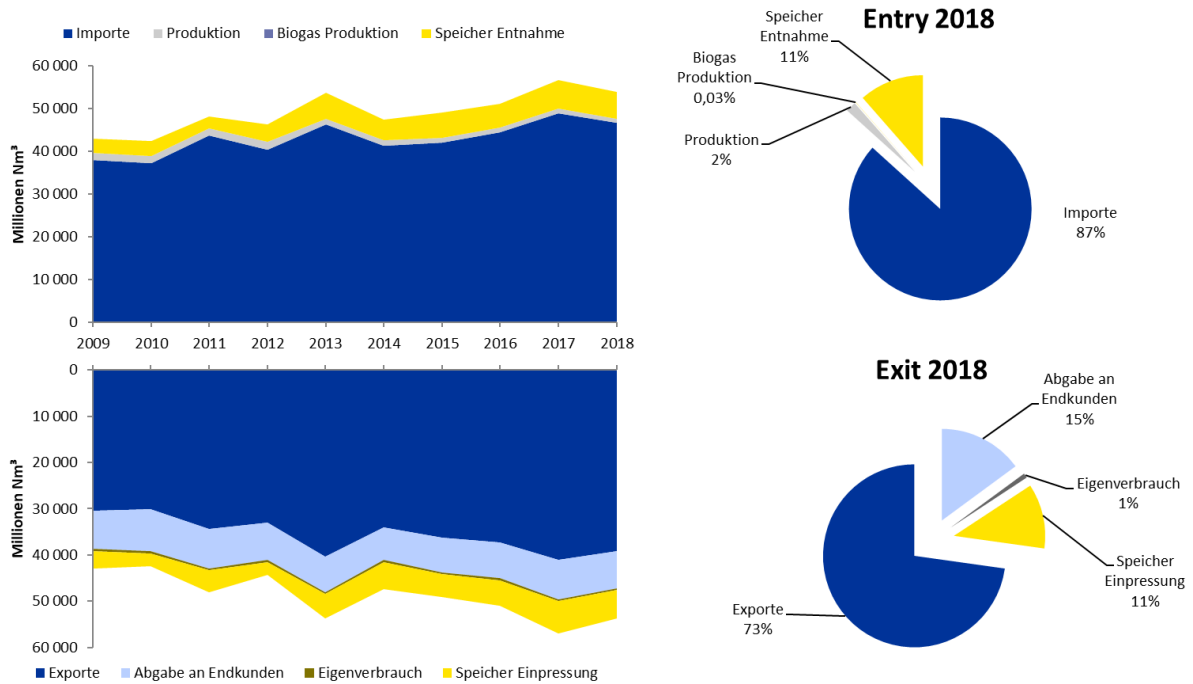


Quelle: Eurostat

2.2 Gastransport in Österreich

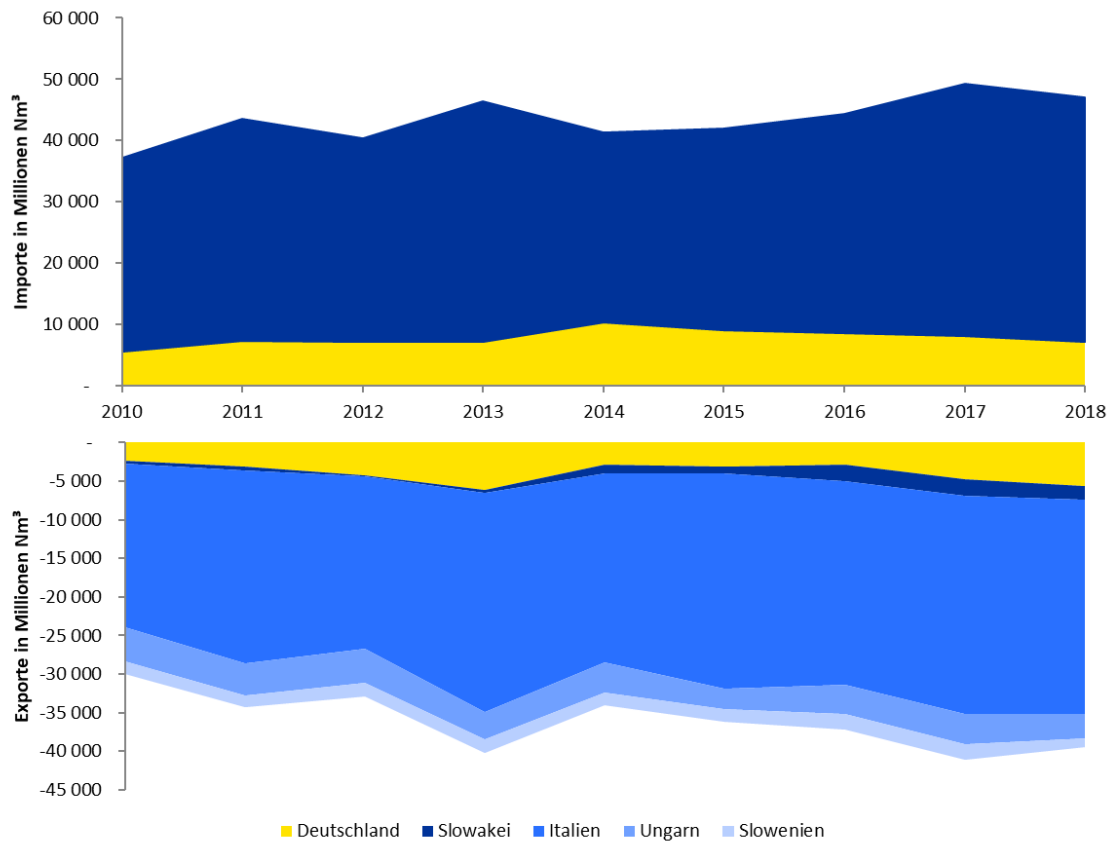
Österreich ist aufgrund seiner geographischen Lage ein Transitland für Gas. Abbildung 6 veranschaulicht, dass ca. dreiviertel der Gesamtaufbringung für den Export bestimmt ist. Aufgrund der relativ geringen Inlandsproduktion (ca. 2% der Gesamtaufbringung bzw. ca. 11% des Inlandsverbrauchs) ist Österreich 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 6: Aufbringung und Verwendung von Gas in Österreich



Quelle: E-Control Austria

Abbildung 7: Import und Exporte 2018

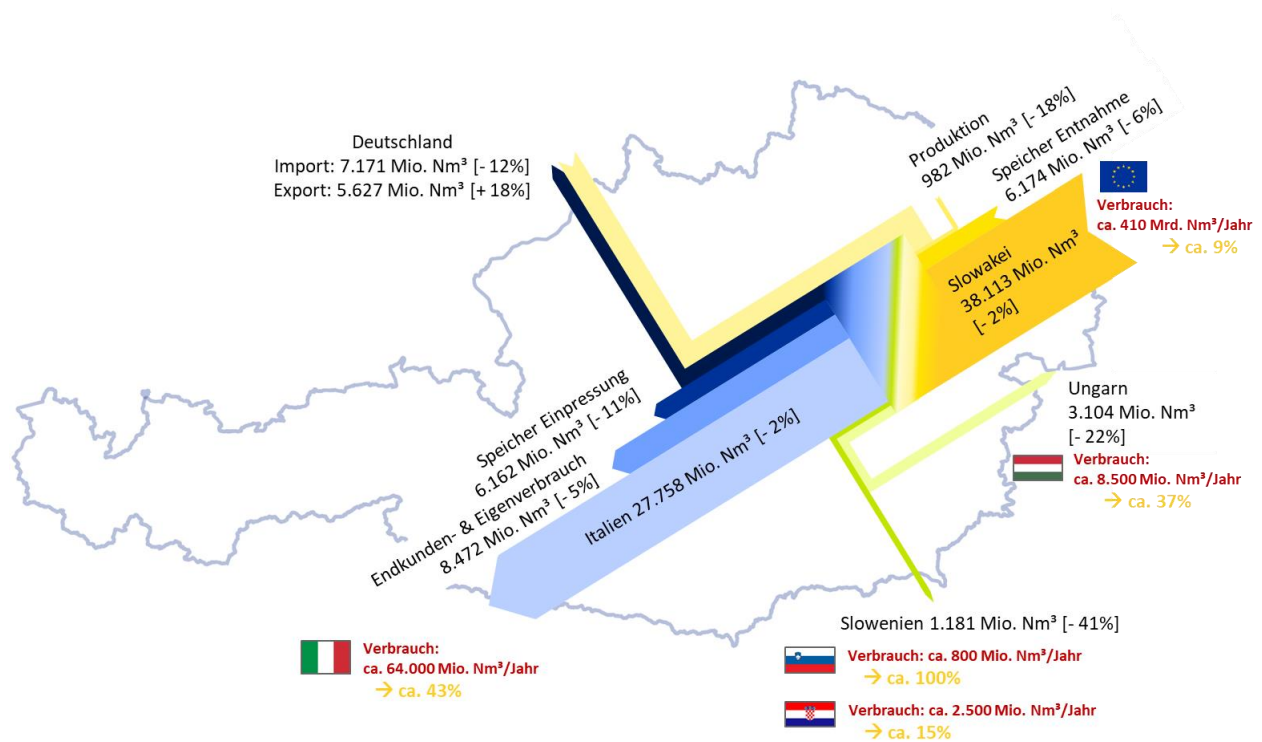


Quelle: E-Control Austria

Abbildung 7 zeigt die Importmengen aus der Slowakei und Deutschland sowie die Exportmengen nach Italien, Ungarn, Slowenien, Deutschland und in die Slowakei. Während die Importe aus der Slowakei bzw. die Exporte nach Italien von 2017 auf 2018 annähernd konstant geblieben sind, haben sich die Importe aus Deutschland um ca. 12% verringert und die Exporte nach Deutschland um ca. 18% erhöht. Darüber hinaus haben sich die Exporte 2018 nach Slowenien um ca. 41% und nach Ungarn um ca. 22% im Vergleich zum Jahr 2017 verringert.

In Abbildung 8 wird der schematische physikalische Gasfluss des Jahres 2018 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 2018, physikalisch
 Werte in []: Veränderung zum Vorjahr
 Werte in gelb: Anteil am Verbrauch des jeweiligen Landes



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 GmbH (Grenze Slowakei)
- ▶ Arnoldstein (Grenze Italien)

Angrenzende Fernleitungsnetzbetreiber:

- ▶ Baumgarten TAG GmbH: 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 30.06.2019)

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

Das TAG GmbH System ist in Baumgarten mit dem Gas Connect Austria 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 GmbH 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 (virtuelle) 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, Open Grid Europe GmbH
- ▶ Überackern SUDAL: bayernets GmbH
- ▶ Petrzalka: eustream a.s.
- ▶ Mosonmagyaróvár: FGSZ Ltd
- ▶ Murfeld: Plinovodi d.o.o

Physische Ausspeisepunkte:

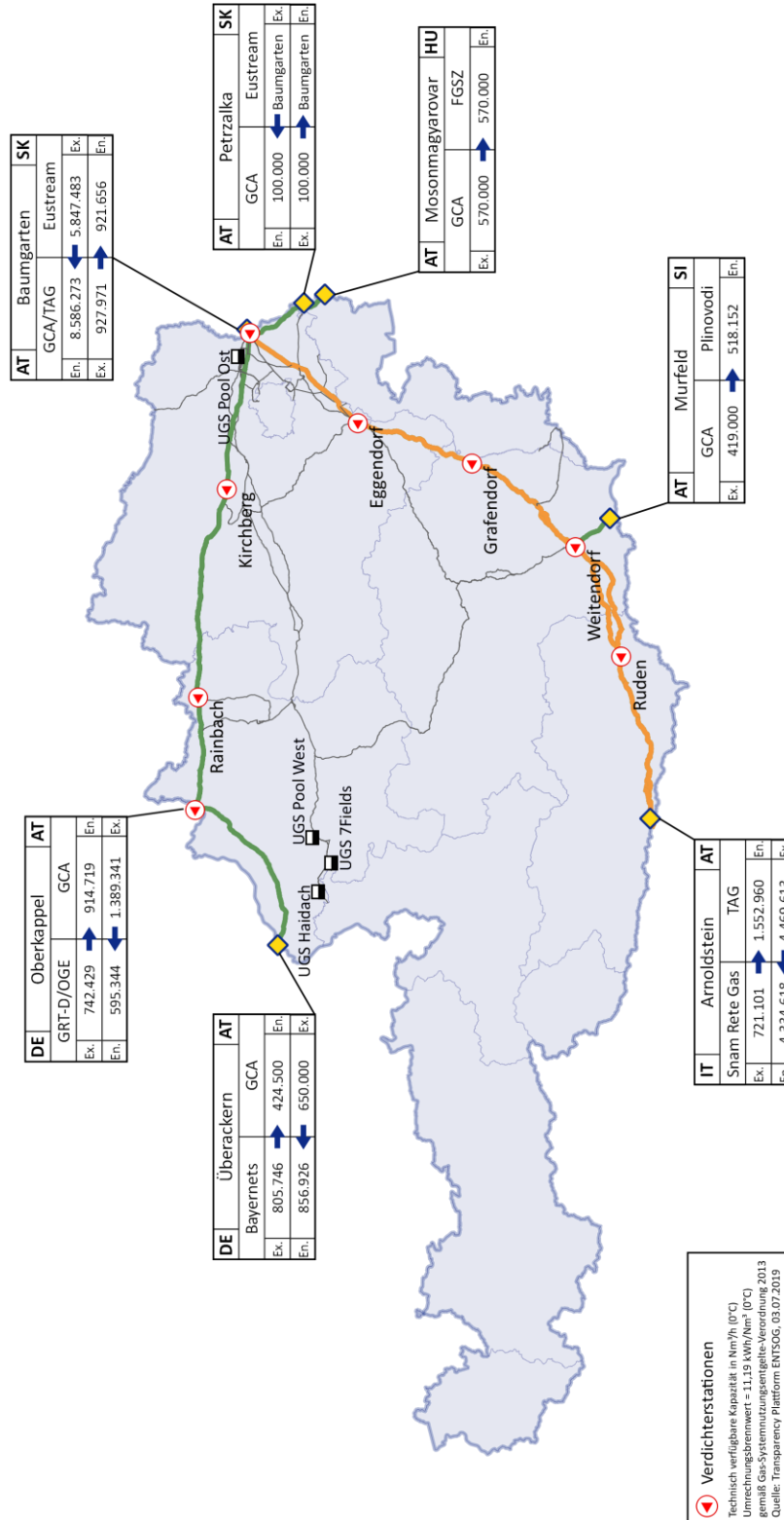
- ▶ Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)
- ▶ Überackern ABG (Grenze Deutschland)
- ▶ Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)
- ▶ Murfeld (Grenze Slowenien)
- ▶ Petrzalka (Grenze Slowakei)
- ▶ Speicherpunkt 7Fields
- ▶ Baumgarten WAG (Grenze Slowakei)
- ▶ Oberkappel (Grenze Deutschland)
- ▶ Speicherpunkt MAB/WAG

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.

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 in Nm³/h



2.5 Speichereinfrasturktur und Produktion in Österreich

Eine besondere Rolle nimmt Österreich außerdem auch durch die ausgezeichnete Anbindung der großen inländischen Speicherkapazitäten an das Verteilerggebiet mit Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt (VHP) ein. Tabelle 1 zeigt die Kenndaten (Arbeitsgasvolumen, Leistung und Anbindung) der Erdgasspeicher in Österreich.

Tabelle 1: Speicherdaten Österreich

Speicher	Arbeitsgasvolumen [GWh]	Einpressleistung [GW]	Auspressleistung [GW]	Anbindung
Astora (UGS Haidach)	10.400	4	4	Fernleitung DE*
GSA LLC (UGS Haidach)	20.000	7	8	Fernleitung DE*
OMV Gas Storage (UGS Pool Ost)	25.200	9	13	Verteilerggebiet
RAG ES (UGS Pool West)	17.100	8	8	Verteilerggebiet Fernleitung AT** & DE*
Uniper (UGS 7Fields)	19.400	7	10	Verteilerggebiet Fernleitung AT** & DE*
Summe	92.100	35	43	

*) Direkte Anbindung an das deutsche Fernleitungsnetz über die Speicheranschlusspunkte USP Haidach und Haiming 3 bzw. Haiming 2-7F und Haiming 2-RAGES

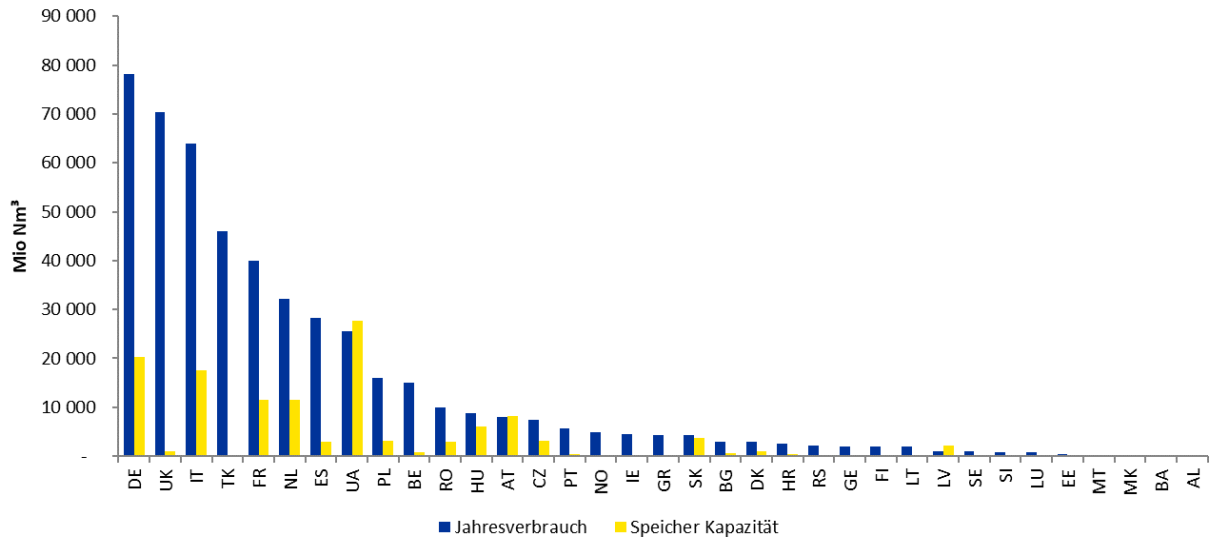
**) Direkte Anbindung an das österreichische Fernleitungsnetz über den Speicheranschlusspunkt Überackern 7Fields direkt an die Penta West bei Überackern.

Quelle: <https://agsi.gie.eu>, 2019

Im Europäischen Vergleich liegt Österreich mit einer Speicherkapazität von ca. 8,2 Mrd. Nm³ bzw. ca. 92 TWh auf dem sechsten Rang (Abbildung 10). Dies entspricht dem ca. 1,5-fachen österreichischem Strombedarf (ca. 63 TWh) von 2018 und in etwa dem österreichischen Bruttoinlandsverbrauch von Gas (ca. 90 TWh) von 2017. Damit sind Österreich und Lettland die einzigen Länder in der Europäischen Union, deren Gasspeicherkapazität den Jahresbedarf übersteigt.

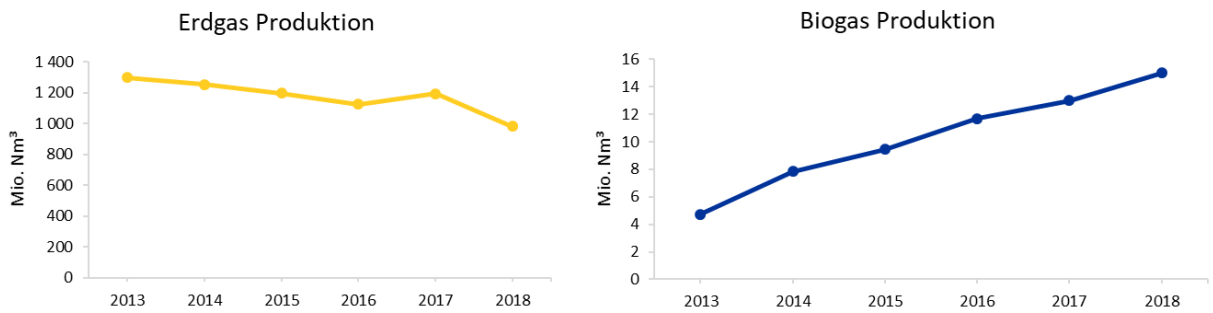
Österreich verfügt außerdem über Gasfelder in Niederösterreich, Oberösterreich und Salzburg welche 2018 ca. 1 Mrd. Nm³ produzierten. Die Produktion von Biogas aus 14 Biogasanlagen in Österreich betrug 2018 ca. 15 Mio Nm³ (siehe dazu Abbildung 11).

Abbildung 10: Vergleich Speicherkapazität – Inlandsverbrauch in Europa im Jahr 2017



Quelle: Eurostat

Abbildung 11: Erdgas- und Biogasproduktion 2018 in Österreich



Quelle: E-Control Austria

2.6 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 2: 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	2,46	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	0,44	gebuchte Standardkapazität
Pm	2,90	
Speicherpool OMV	23,36	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicherpool RAG	14,16	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Fernleitung	0	nur unterbrechbare Kapazität
7Fields Verteilergebiet	4,51	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach Verteilergebiet	0	in Österreich nicht angeschlossen
Sm	42,04	
LNGm	0	
Im	140,34	
Dmax	51,36	Baseline Szenario Max. der nächsten 10 Jahre
N - 1	132%	

Quelle: AGGM; 2019

Für das Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der (N-1) Formel 132 %. Dieses Ergebnis belegt, dass die Erdgasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung laut Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 von > 100% gerecht wird.

Ein Infrastrukturstandard mit 132% 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 2018 lag das Ergebnis der N-1 Formel gemäß Verordnung (EU) 2017/1938 bei 130%. Die geringfügige Erhöhung des Wertes gegenüber dem Vorjahr ist auf einen leichten Rückgang der Prognose des maximal 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, also ohne der jetzt anzuwendenden „lesser-of“ Regel, 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 Langfristige Planung 2019 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 2019 gezeigt, ist jedoch kein eindeutiger Trend zur Verringerung des Gasabsatzes erkennbar.

Für die Ermittlung von D_{max} wird daher das Baseline Szenario der LFP 2019 zugrunde gelegt und ebenfalls der 10jährige Planungszeitraum (2020-2029) übernommen. Im Kundensegment der Gaskraftwerke erfolgt eine Reduktion der stündlichen Leistung im Vergleich zur LFP2018. In den restlichen Kundensegmenten geht das Baseline Szenario geht von einer geringfügigen Steigerung der maximal möglichen Stundenleistung bis zum Jahr 2029 aus. Entsprechend der Reduktion der Kraftwerksleistung und der geringfügigen Steigerung der maximalen Stundenleistung in den

anderen Kundensegmenten ist eine gesamte tägliche Gasnachfrage von 51,36 Mio. Nm³ im Jahr 2029 möglich und wird daher in der Berechnung des Infrastrukturstandards für D_{max} eingesetzt.

"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 die maximale feste Kapazität, die der FNB anbieten kann, definiert. Gemäß der europäischen Vorgangsweise, die auch im TYNDP angewendet wird, wird je Netzübergabepunkt die „lesser-of“ Regel angewendet und das Minimum von Entry und Exit Kapazität je Flussrichtung angesetzt.

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. Nm³/d aus (Quelle: www.transparency.entsog.eu). Die österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria GmbH und TAG GmbH weisen in Summe eine technische Entry Kapazität von 206,07 Mio. Nm³/d aus. Für die neue Berechnung wird, wie zuvor ausgeführt der kleinere Wert angesetzt, da die höhere Entry Kapazität in Österreich nicht vollständig genutzt werden kann.

Oberkappel und Überackern werden in Konkurrenz zueinander vermarktet: 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. Nm³/d anzusetzen.

In Arnoldstein weist TAG GmbH eine Entry Kapazität von 1.552.960 Nm³/h DZK (Erfüllungspunkt Weitendorf) aus. SNAM weist eine firm Exit Kapazität von 723.325 Nm³/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 das Projekt TAG 2016/01 TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf (laut aktueller Planung Fertigstellung Ende 2020) umgesetzt ist, wird TAG GmbH eine FZK Kapazität am Grenzübergabepunkt Entry Arnoldstein berücksichtigen. 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 Verteilergebiet, 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.

"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 Stichtag 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 Entnahmelistung 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 der Berechnung des Infrastrukturstandards entsprechend abgezogen.

3 Planungsrahmen für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2019

Dieses Kapitel beschreibt die österreichischen sowie europäischen Rahmenbedingungen zur Netzentwicklungsplanung. Dem Leser wird ein Einblick auf die unmittelbaren Entwicklungen in den Nachbarländern bzw. ein kurzer Überblick über aktuelle und zukünftige regionale Projekte in Europa, welche Auswirkungen auf den österreichischen Gasmarkt haben können, gegeben.

3.1 Energiezukunft

3.1.1 Strategien und Vorhaben aus der #mission2030 und dem Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP)

Dekarbonisierung

In der österreichischen Klima- und Energiestrategie #mission2030 ist festgehalten, dass bis zum Jahr 2030 die Treibhausgasemissionen in Österreich um 36% gegenüber 2005 reduziert werden sollen. Die Reduktionen sollen vor allem in den Sektoren Verkehr und Gebäude erzielt werden. Der Sektor Verkehr ist mit einem Anteil von 46% der Treibhausgasemissionen (außerhalb des Emissionshandels) der größte Emittent an Treibhausgasen. Die Reduktion soll v.a. durch Vermeidung (Ausbau des öffentlichen Verkehrs) sowie der Elektromobilität und alternativen Antriebssystemen herbeigeführt werden. Im Gebäudesektor sollen die Reduktionen vor allem durch die thermische Sanierung des Gebäudebestands und den Verzicht auf fossile Energieträger im Neubau erzielt werden.

Bis 2050 hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, einen konsequenten Dekarbonisierungspfad umzusetzen.

Als erster Schritt soll bis zum Jahr 2030 Strom in dem Ausmaß erzeugt werden, dass der nationale Gesamtstromverbrauch zu 100% (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt ist. Dazu wird es einen Ausbau aller erneuerbaren Energieträger, der Infrastruktur, Speicher und Investitionen in Energieeffizienz brauchen.

Erdgas soll langfristig durch erneuerbares Gas (beispielsweise Biomethan aus biogenen Reststoffen, Wasserstoff und synthetisches Methan) im Gasnetz ersetzt werden.

Durch zusätzliche Einspeisung des in Biogasanlagen erzeugten Methans in das Erdgasnetz anstatt dieses direkt zu verstromen soll die Resilienz des Gesamtsystems an der Schnittstelle Strom- zu Gassystem durch den Vorteil der zeitlichen Verzögerung zwischen Erzeugung und Verbrauch durch die Speicherfunktion des Gasnetzes verbessert werden.

Eines der Hauptziele ist es, erneuerbare Gase lokal zu produzieren und das gut ausgebaute Gasnetz zu nutzen um die Energie einzuspeisen und zu transportieren.

Sicherheit der Energieversorgung

Bei der Transformation des Energiesystems liegt die oberste Priorität darauf, das hohe Niveau der Versorgungssicherheit jederzeit aufrechtzuerhalten. Außerdem wird angestrebt, das Ausmaß dezentraler heimischer Energieversorgung zu erhöhen und regionale Versorgungskonzepte zu stärken. Um diese Dezentralisierung zu erreichen, wird ein hohes Maß an flächendeckenden Biogaseinspeisungen in den unteren Netzebenen (Ebene 3 und 2) des Gasverteilernetzes eine bedeutende Rolle spielen.

Außerdem sind für die angestrebte 100%ige bilanzielle Stromversorgung durch erneuerbare Energie ausreichende und jederzeit abrufbare Ausgleichs- und Regelenergiekapazitäten sowie netzbetriebsnotwendige Flexibilität bereitzustellen. Neben Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken spielen dabei besonders die hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) bei der Aufrechterhaltung der Strom- und Wärmeversorgung in Ballungszentren eine besondere Rolle.

Des Weiteren wird in dieser Zieldimension das Ziel verfolgt, die Investitionen in die Speicherinfrastruktur (kurzfristig bis saisonal) und das Übertragungs- und Verteilnetz zu erhöhen bzw. an den erhöhten Bedarf anzupassen. Bestehende effiziente Anlagen sowie bereits getätigte volkswirtschaftlich relevante Investitionen wie beispielsweise Leitungen, Speicher oder Kraftwerke sollen erhalten werden und aktiv zur Transformation des Energiesystems beitragen. Auf bestehende Kapazitäten muss zurückgegriffen werden und vorhandene Energieinfrastrukturen müssen zusätzliche Aufgaben (bspw. Power-to-Gas, Power-to-Heat, Wind-to-Hydrogen, Power-to-Liquids) übernehmen.

Dabei trägt die durch die bereits getätigten Investitionen sehr gut ausgebaute und moderne Gasinfrastruktur schon jetzt eine systemnotwendige Rolle. Durch den hohen Infrastrukturstandard aufgrund der bestens angebotenen Erdgasspeicher an das Verteilernetz und der hohen Flexibilität aufgrund des potenten Leitungsvolumens des Netzes liefern die effizienten österreichischen Gaskraftwerke schon heute einen unersetzlichen Beitrag zur kurzfristigen Netzstabilisierung des Stromnetzes sowie zur Bereitstellung von Ausgleichs- und Regelenergiekapazitäten. Deshalb muss diese bereits verfügbare Infrastruktur aufrechterhalten bzw. bedarfsorientiert ausgebaut werden um das Ziel der Sicherheit der Energieversorgung zu erreichen.

Energieeffizienz

Die Forcierung der Energieeffizienz ist neben der Erhöhung der erneuerbaren Energie eine weitere Säule in der österreichischen Klima- und Energiestrategie #mission2030.

Da auch in Zukunft Wachstum, insbesondere im industriellen Bereich, ermöglicht werden soll, wird für Österreich das Ziel gesetzt, die Primärenergieintensität um 25–30 % gegenüber 2015 zu verbessern. Sollte bis 2030 ein Primärenergiebedarf von 1.200 Petajoule (PJ) überschritten werden, so sollen diese darüberhinausgehenden Energiemengen durch Energie aus erneuerbaren Quellen abgedeckt werden.

Energiebinnenmarkt

Folgende Eckpunkte sind zur Erreichung der Ziele und Vorgaben im Rahmen der Strategie für die Energieunion zu berücksichtigen.

- ▶ Netzausbau mit Ausbau erneuerbarer Energie synchronisieren
- ▶ Reservekapazitäten sicherstellen (Redispatch Maßnahmen im Stromnetz)
- ▶ Lokale Netze und Speicherbetreiber ermöglichen
- ▶ Abwärme nutzen

Die zentralen Vorhaben der österreichischen Gasfernleitungsinfrastruktur zur Erreichung der Ziele und Vorgaben einer gemeinsamen europäischen Energieunion sind Bestandteil der dritten Unionsliste für Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI-Liste) und detailliert im KNEP dargestellt.

Darüber hinaus soll die besondere Rolle Österreichs als wichtige Drehscheibe für den europäischen Gasmarkt und der Gasspeicherung insbesondere für die gesamteuropäische Versorgungssicherheit weiter gewährleistet werden. Im Jahr 2017 wurden 10% des Erdgasverbrauchs der Europäischen Union über die österreichische Drehscheibe Baumgarten abgewickelt und dabei Italien, Deutschland, Frankreich, Slowenien, Ungarn, Slowakei und Kroatien versorgt (siehe dazu Abbildung 8).

Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

Durch die Entwicklung von Schlüsseltechnologien zur Modernisierung des Energiesystems sollen erfolgreiche technische Errungenschaften und Lösungen entwickelt werden. Dadurch soll sich Österreich auf globalen Technologiemarkten als Innovations-Leader positionieren. Deshalb werden angewandte Forschungsprojekte mit Pilotanlagen zur wettbewerbsfähigen Langzeitenergiespeicherung für Strom aus erneuerbaren Quellen besonders forciert.

Das flexible Energiesystem der Zukunft muss zukünftig verschiedene Medien (Strom, Wärme, Gas) aus unterschiedlichen Quellen (Solar, Wind, biogene Quellen) integriert transportieren und speichern. Dafür werden neue innovative Speichertechnologien, spezielle für die Energieträger Strom und Wärme von ca. 5 TWh benötigt. Aus diesen Gründen wurde der FTI Schwerpunkt „Innovative Energiespeicher in und aus Österreich“ ins Leben gerufen.

Einen Weg zur Zielerreichung zeigen derzeit die Forschungsprojekte Underground Sun Storage und Underground Sun Conversion auf. Bei diesen Projekten wird erfolgsversprechend die technische Möglichkeit der saisonalen Speicherung von erneuerbarem Gas in Erdgaslagerstätten mittels der Kopplung von erneuerbarer Stromerzeugung und der Gasinfrastruktur untersucht.

Außerdem war eine eigens entwickelte Elektrolyse-Pilotanlage im Rahmen des Forschungsprojekts „Wind2Hydrogen“ von Gas Connect Austria im niederösterreichischen Auerthal über einen Zeitraum von 3 Jahren in Betrieb. Diese auf die schnell wechselnden Lasten ausgelegte Anlage wandelte Strom aus Windkraftanlagen in transportier- und speicherbaren Wasserstoff um, welcher wiederum ins bestehende Gasnetz eingespeist wurde.

3.1.2 Vorhaben in der #mission2030, insbesondere „Leuchttürme“

Leuchtturm 5: Erneuerbare Wärme

Dieses Vorhaben hat zum Ziel, den Energiebedarf (Wärme und Kälte) im Gebäudesektor drastisch zu senken und gleichzeitig fossile Energieträger durch erneuerbare Energie (und Fernwärme) zu ersetzen.

Eine Möglichkeit dies zu erreichen, wäre die Nutzung der Abwärme (im Sommer ggf. Umwandlung in Kälte) von zukünftig installierten Power-to-Gas Anlagen, um den Wirkungsgrad dieses Prozesses zu erhöhen.

Leuchtturm 7: Erneuerbarer Wasserstoff und Biomethan

Das Ziel dieses Leuchtturms ist es, die Vorteile des dicht ausgebauten Gasverteilernetzes, der großen Untergrundspeicherkapazitäten und der Gasdrehscheibe Baumgarten für die europäische Gasversorgung zukünftig weiter zu nutzen, indem konventionelles Gas sukzessive durch erneuerbares Gas (Wasserstoff und Biogas) ersetzt wird. Dadurch kann die Dekarbonisierung von energieintensiven Industriezweigen erreicht werden und kurzfristige Stromfluktuationen aus Wind und Sonne abgefedert werden. Darüber hinaus bietet die derzeitige Gasinfrastruktur bereits jetzt hervorragende langfristige (saisonale) Energiespeicher an.

3.2 Berücksichtigte Netzentwicklungspläne

3.2.1 Ten Year Network Development Plan 2018

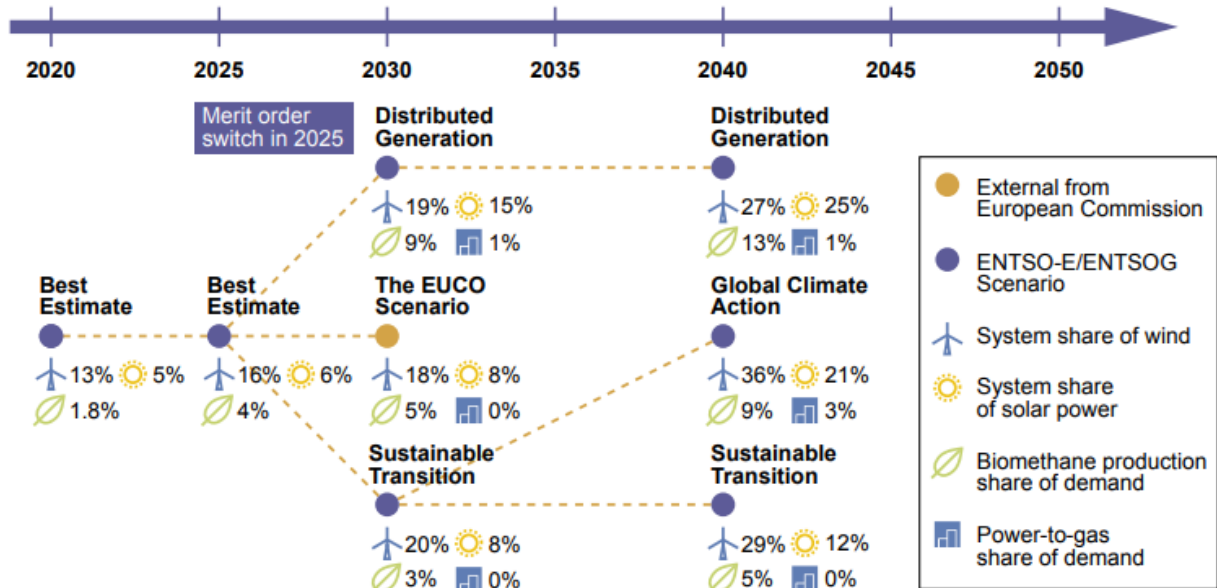
Eine der Hauptaufgaben des European Network of Transmission System Operators Gas (ENTSO-G) besteht in der Erstellung eines nicht bindenden, gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans (TYNDP), der einen Planungshorizont von zwanzig Jahren umfasst und alle zwei Jahre zu erstellen ist. Er liefert neben einer 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 2018 hat ENTSOG erstmalig mit ENTSO-E gemeinsame Szenarien für ein zukünftiges low-carbon Energiesystem durch integrierte Betrachtung von Stromerzeugung und -last zusammen mit dem Gasbedarf und der Gasversorgung sowie im Einklang mit den EU Klimazielen und den Rohstoffpreisen entwickelt.

Diese unterschiedlichen Szenarien (Abbildung 12) zeigen mögliche zukünftige europäische Energieentwicklungen, sogenannte „storylines“ für die europäischen Gas- und Stromsysteme bis 2040 auf.

Abbildung 12: TYNDP 2018 Szenarios



Quelle: ENTSOG, TYNDP 2018, Scenario Report

Die Best Estimate Szenarios für 2020 und 2025 basieren auf dem Input der Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber und widerspiegeln alle derzeitigen nationalen und europäischen Regulierungen inklusive dem Merit Order Switch Gas before Coal (GBC) 2025. Folgende drei storylines, welche die ENTSOs gemeinsam mit den Stakeholdern „bottom-up“ erarbeitet haben, werden für 2030 und 2040 angenommen:

► **Sustainable Transition (ST)**

- Schnelle und wirtschaftlich nachhaltige CO₂ Reduktion
- Ersatz von Braun- und Steinkohle durch Gas in der Stromproduktion
- Teilweiser Ersatz von Erdöl im Schwer- und Schiffstransport
- Langsame Elektrifizierung des Wärmemarkts und des Transportsektors
- Das EU Ziel 2050 von 80-95% CO₂ Reduktion setzt eine rapide Entwicklung in den 2040ern durch erhöhte Technologieadaption bzw. -entwicklung voraus.

► **Distributed Generation (DG)**

- Durch Dezentralisierung mit Fokus auf Endverbrauchertechnologien steht der Verbraucher im Vordergrund
- Starke Elektrifizierung im Individualverkehr in Kombination mit Photovoltaik- und Batteriespeichern in Haushalten.
- Hohe Ausprägung an Demand Side Management bzw. Demand Response.
- Hoher Biogasanteil mit Einspeisung ins lokale Verteilernetz

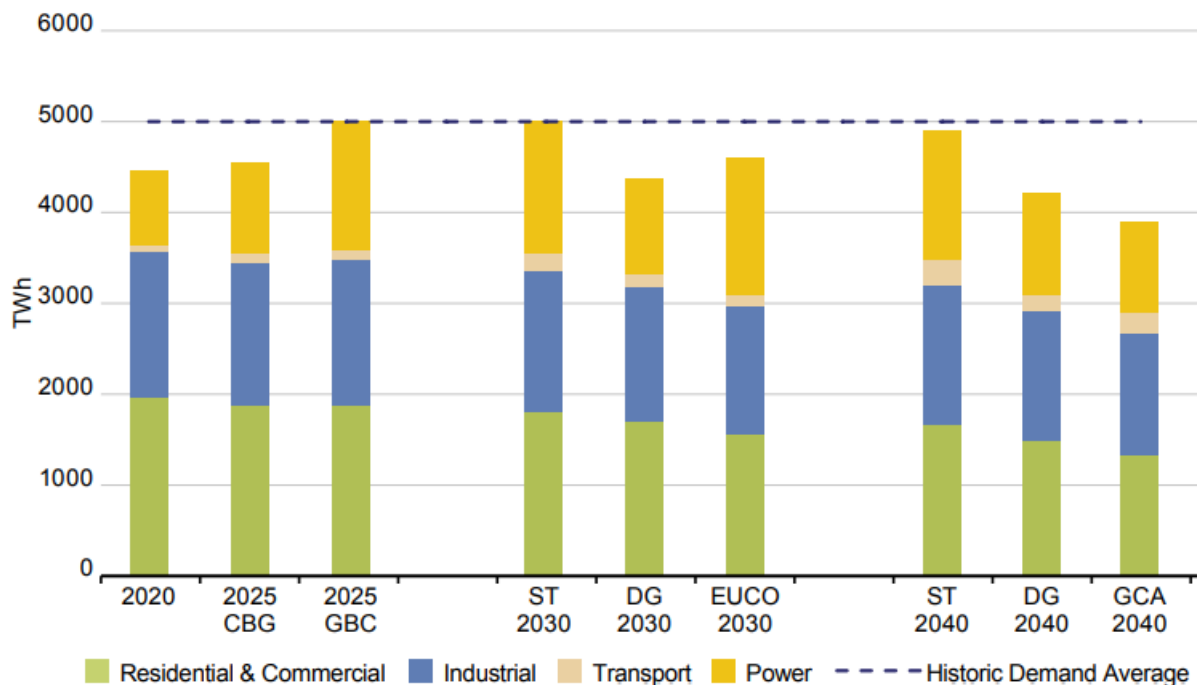
► **Global Climate Action (GCA)**

- Globales Bestreben nach schnellstmöglicher vollständiger Dekarbonisierung
- Erneuerbare Energie und Nuklearenergie in der Stromproduktion
- Elektrifizierung des Wärmemarkts führt zu einem stetigen Rückgang von Gas in diesem Sektor
- Der Verkehrssektor wird durch den Einsatz von elektro- und gasbetriebenen Fahrzeugen dekarbonisiert.
- Hohe Energieeffizienzmaßnahmen in allen Sektoren
- Power-to-Gas ist in diesem Szenario am stärksten ausgeprägt.

Darüber hinaus hat die Europäische Kommission das „EUCO 30“ Szenario eingebracht, welches die Errungenschaften der durch den Europäischen Rat 2014 beschlossenen 2030 Klima- und Energieziele inklusive einer Energieeffizienz von 30% modellieren soll.

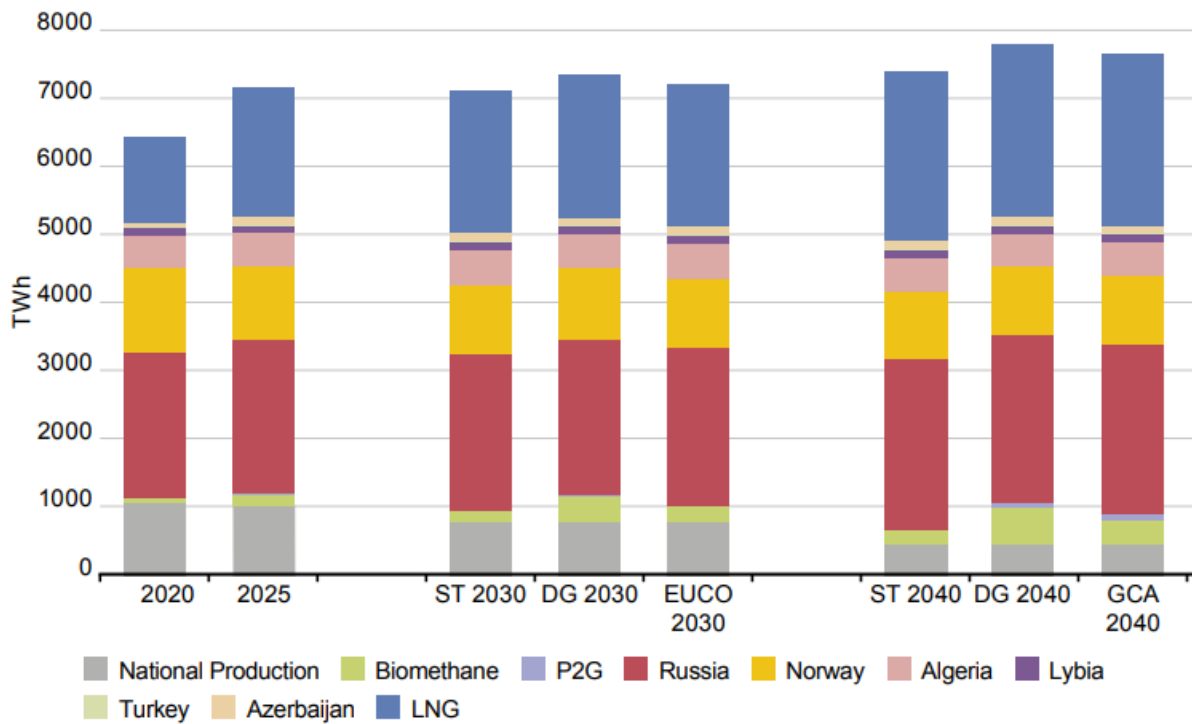
Abbildung 12 zeigt die unterschiedlichen Annahmen des Gasverbrauchs je TYNDP 2018 Szenario und Verbrauchssektor. Abbildung 14 veranschaulicht die Trends der Gasaufbringung, dargestellt nach den unterschiedlichen Quellen. Es wird ein starker Rückgang der Inlandsproduktion erwartet, welcher durch die Produktion von Biogas und Power-to-Gas (siehe Abbildung 15 und Abbildung 16) und durch erhöhten Import aus Russland und Azerbaijan bzw. mittels LNG kompensiert werden sollen.

Abbildung 13: EU-Jahresverbrauch Gas nach Szenario



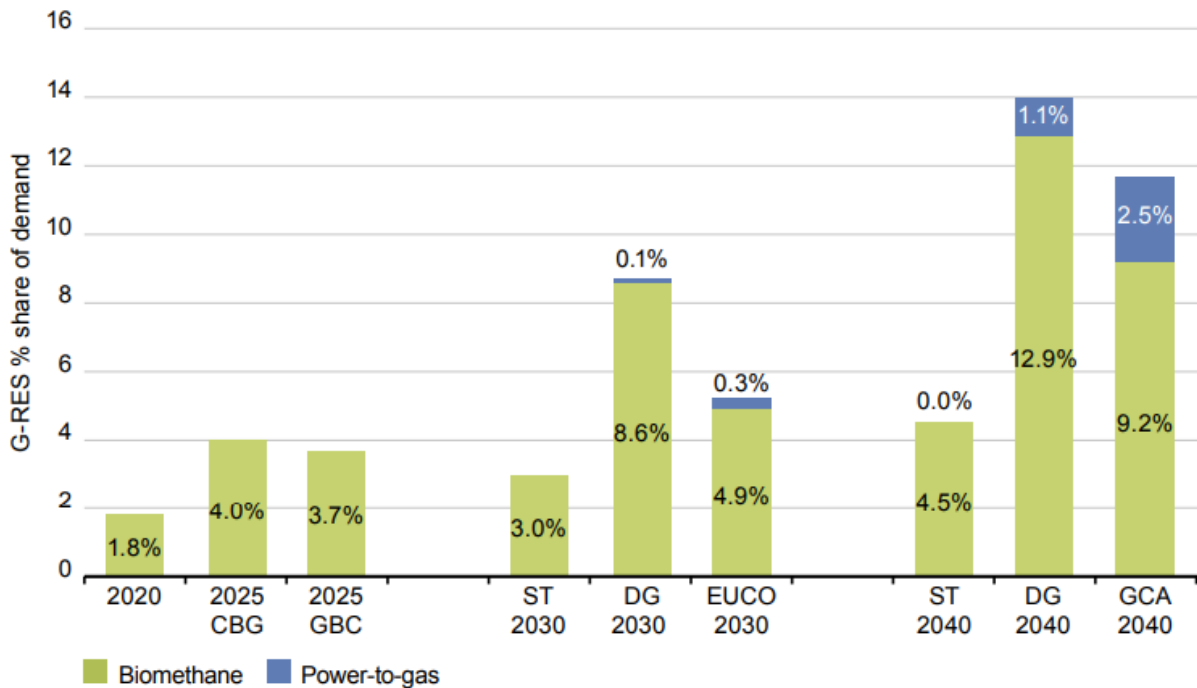
Quelle: ENTSOG, TYNDP 2018, Scenario Report

Abbildung 14: Gasaufbringung und Potential nach Quelle.



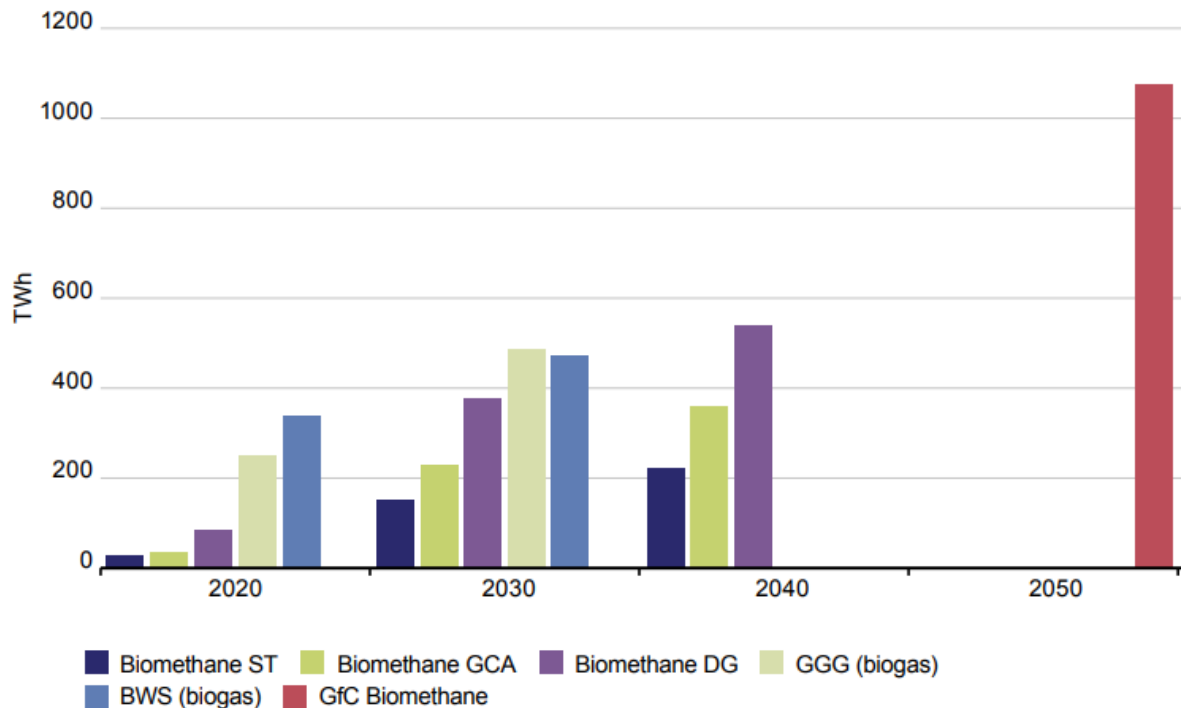
Quelle: TYNDP 2018, Scenario Report

Abbildung 15: Prozentueller Anteil an erneuerbarem Gas (Biogas & PtG) am Gesamtgasbedarf



Quelle: TYNDP 2018, Scenario Report

Abbildung 16: Biogas Produktionsprognose nach Szenario verglichen mit Green Gas Grids 2014 (GGG), Biogas Waste Streams 2017 (BWS) und Gas for Climate Initiative 2018 (GfC)



Quelle: TYNDP 2018, Scenario Report

Die jeweiligen Projektkategorien im TYNDP werden 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 gemäß Verordnung (EU) Nr. 347/2013. 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 (Versorgungssicherheit) dargestellt und basierend auf der Auffassung von ACER, den Stellungnahmen von Stakeholdern sowie den Kriterien der Florence School of Regulation bewertet.

Im TYNDP 2018 werden analog zum TYNDP 2017 die Projekte in folgende Kategorien eingeteilt. Zusätzlich dazu wird der PCI Status gemäß der aktuellen PCI-Liste den Projekten zugeordnet.

- ▶ Projekte mit finaler Investitionsentscheidung („FID“)
- ▶ Projekte ohne finaler Investitionsbeschreibung
 - ▶ mit fortgeschrittenem Status („Advanced“)
 - ▶ mit weniger fortgeschrittenem Status („Less-Advanced“)

In Tabelle 3 werden die österreichischen Projekte dargestellt, welche Teil des TYNDP 2018 sind (siehe auch im folgenden [Link](#) für weitere Details)

Tabelle 3: TYNDP 2018 Projekte Fokus Österreich

TYNDP Projektnr.	Projektname	Status im TYNDP 2018	Projekte im KNEP 2019	3. PCI Liste
TRA-N-954	TAG Reverse Flow	FID	TAG2016/01 TAG 2016/03	Nein
TRA-N-361	GCA 2015/08: Entry/Exit Murfeld	Advanced	GCA 2015/08	Ja, 6.26.4
TRA-N-021	Bidirectional Austrian-Czech Interconnector (BACI)	Advanced	GCA 2015/01a	Ja, 6.4
TRA-N-423	GCA Mosonmagyaróvár	Advanced	GCA 2015/05	Ja, 6.24.1

Quelle: ENTSOG, TYNDP 2018

3.2.2 Gas Regional Investment Plan 2017 – 2026

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

Es wurden sechs regionale (teilweise überschneidende) Investitionspläne erstellt und mittlerweile in der dritten Version veröffentlicht:

- ▶ GRIP North-West
- ▶ **GRIP Central Eastern Europe CEE** (mit österreichischer Beteiligung TAG GmbH & Gas Connect Austria)
 - ▶ siehe [Link](#) für weitere Details (Version 2017-2026)
- ▶ GRIP Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP)
- ▶ **GRIP Southern Corridor SC** (mit österreichischer Beteiligung TAG GmbH & Gas Connect Austria)
 - ▶ 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 die österreichischen Projekte aus Tabelle 3 auch Bestandteil der GRIPs CCE und SC.

3.2.3 PCI Projekte mit Fokus auf Österreich

PCI sind wichtige, hauptsächlich grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte (Gas, Strom, Erdöl, SmartGrid, CO₂) in der Europäischen Union mit dem Ziel, allen Bürgern leistbare, sichere und nachhaltige Energie im Einklang mit den Pariser Klimaschutzziele zugänglich zu machen. Gemäß der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 (sog. „TEN-E“ Verordnung) wird die Unionsliste alle zwei Jahre als delegierte Verordnung von der Europäischen Kommission erstellt und veröffentlicht. Die aktuelle, vierte PCI Liste¹ wurde am 31.10.2019 veröffentlicht.

Die ausgewählten Projekte profitieren von beschleunigten Verfahren zur Genehmigung (mit einer Maximalzeit von 3 Jahren und 6 Monaten) und Umsetzung und haben die Möglichkeit, Fördermittel von der Europäischen Union zu beantragen.

Diese Projekte wurden nachfolgenden 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 Energiezeilen der EU durch Integration von erneuerbaren Energien

Auf der vierten PCI Liste befinden sich folgende Projekte in Österreich.

Tabelle 4: PCI Projekte in Österreich

Projektnummer	Projektname	Projekte im KNEP 2019
PCI 6.26.1 als Teil von: Cluster Kroatien – Slowenien – Österreich bei Rogatec	GCA 2015/08: Entry/Exit Murfeld	GCA 2015/08

Quelle: Europäische Kommission, Anhang zur Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamen Interesse, Oktober 2019

Die Projekte GCA 2015/01a Bidirectional Austrian-Czech Interconnector (BACI) und GCA 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár waren als PCI 6.4 bzw. als Teil von PCI 6.24.1 noch Bestandteil der dritten PCI Liste, wurden jedoch nicht mehr in die aktuelle vierte PCI Liste aufgenommen.

¹ Anhang der 4. PCI Liste: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/c_2019_7772_1_annex_de.pdf

3.3 Netzentwicklungsplanung der Nachbarländer

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

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

3.3.1 Deutschland

Quellen: Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030

Der Netzentwicklungsplan Gas ist 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 Gas zu ermitteln. Die Anforderungen an den Netzentwicklungsplan sind dabei im deutschen Energiewirtschaftsgesetz und in Anlehnung an den EU-weiten Netzentwicklungsplan festgelegt. 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 Szenariorahmen zum in Erstellung befindlichen Netzentwicklungsplan 2020-2030 werden zwei Szenarien für die Entwicklung des deutschen Gasbedarfs betrachtet. Dem Szenario 1 wird die dena Leitstudie „Integrierte Energiewende (2018)“ mit Ausblick auf 2050 zugrunde gelegt und Szenario 2 bezieht sich auf das „EU30“ Szenario der Europäischen Kommission zur Realisierung der europäischen Klima- und Energieziele 2030. Zusätzlich wird der Kohleausstiegspfad abgebildet, weiters wird das Thema grüne Gase mit Berücksichtigung der Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft sowie eine Marktpartnerbefragung zu diesem Thema in den einzelnen Szenarien betrachtet.

Szenario 1 geht von einer leichten Steigerung von 7% im Jahr 2030 bezogen auf 2017 aus, welche weitgehend durch den erhöhten Bedarf der Industrie, der Kraftwerke und des nichtenergetischen Verbrauchs von Gas verursacht wird. Betrachtet man 2050 geht Szenario 1 sogar von einem steigenden Bedarf von ca. 20% bezogen auf 2017 aus, bedingt durch den verstärkten Gaseinsatz in der Industrie und hauptsächlich im Verkehrsbereich (CNG, LNG, Wasserstoff). Dies bedeutet eine Steigerung der Gasverwendung von 980 TWh (2020) auf 1.038 TWh (2030) und folglich eine Steigerung des Importbedarfs von 914 TWh (2020) auf 968 TWh (2030).

Szenario 2 geht hingegen von einer Reduktion des Gasbedarfs von ca. 9% aus.

Die konventionelle Erdgasförderung wird bis zum Jahre 2030 mit einem starken Rückgang von 49% angenommen und die Biogaseinspeisungen werden nur mit einer Steigerung von 0,18 TWh pro Jahr auf insgesamt 0,9 TWh erwartet.

Neben der L-Gas auf H-Gas Umstellung im deutschen Netz stehen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber mit der Marktgebietszusammenlegung der beiden deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL mit dem angestrebten Umsetzungszeitpunkt 1.10.2021 vor einer großen Herausforderung. Dadurch soll eines der größten und liquidesten Marktgebiete in Europa entstehen, wobei die Bereitstellung der Qualität und Höhe der aktuellen Kapazitäten deutschlandweit entsprechend Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 erhalten werden soll. Dies wird durch die verhältnismäßig geringe Austauschbarkeit zwischen NCG und GASPOOL erschwert. Ohne entsprechender Maßnahmen wäre die Kürzung von bestehender Entry-Kapazität (bFZK und FZK) um ca. 200 GWh/h (-78%) in einem gemeinsamen Marktgebiet die Folge. Wobei bereits gebuchte Kapazitäten und die Reservierungsquote davon unberührt bleiben². Bereits in den Jahresauktionen für H-Gas vom 1. Juli 2019 haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber daher keine FZK Einspeisekapazitäten ab dem 1. Oktober 2021 angeboten. Zur Abwendung einer solchen drastischen Reduktion der Aufspeisekapazitäten bedarf es deshalb Investitionsmaßnahmen und/oder der Nutzung zusätzlicher marktbasierter Instrumente wie dem Wheeling, dem börsenbasiertem Spreadprodukt und der Drittnetznutzung. Ein Instrument der Drittnetznutzung wäre beispielsweise das von Gas Connect Austria konzipierte Projekt einer Ertüchtigung der Transportspange zwischen den Kopplungspunkten Überackern und Oberkappel (siehe dazu Projekt GCA 2018/01 in Kapitel 5.4.3).

Derzeit wird ein neues Kapazitätsmodell basierend auf historischen Flussdaten und Informationen zu geplanten Netz- und Kapazitätsentwicklungen entwickelt, welches aus den Simulationsergebnissen Folgen für die Marktgebietszusammenlegung ableiten wird.

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 Fernleitungsnetzbetreiber sehen aufgrund der getätigten Maßnahmen (MONACO 1 etc.) keinen Ausbaubedarf an diesem Grenzübergang.

² Konsultationsdokument: FNB Gas, Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Szenariorahmen, Stand 17. Juni 2019

- ▶ 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.

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.

Der Neubau der Ferngasleitung EUGAL (DN 1400, 480 km, PN 100) erhöht die Kapazität von der Erdgasempfangsstation der Nordstream Pipeline Lubmin II bis zum tschechischen Netzgebiet. Die Inbetriebnahme des ersten Stranges ist für Dezember 2019 geplant.

3.3.2 Ungarn

Quelle: National Ten-Year Network Development Proposal Public Consultation 2018

Der ungarische Netzentwicklungsplan wird als "Proposal" jährlich vom ungarischen Fernleitungsnetzbetreiber FGSZ Ltd. erstellt und nach einer Konsultation mit den verbundenen Systembetreibern der nationalen Regulierungsbehörde vorgelegt. Dieser Plan soll die Entwicklungen der ungarischen Gasinfrastruktur in den nächsten 10 Jahren darstellen.

Gas stellt im ungarischen Primärenergiemix mit einem Anteil von 36% die größte Energiequelle dar, gefolgt von Erdölprodukten mit ca. 26% und Atomenergie mit ca. 18%. Der Anteil der erneuerbaren Energien in Ungarn ist ca. 9%. Im ungarischen Strommix dominiert die Atomenergie mit einem Anteil von 50%. Ca. 25% der ungarischen Stromproduktion erfolgt mit Gas, 15% mit Stein- und Braunkohle und die restlichen 10% kommen aus erneuerbaren Energiequellen.

Der Gasbedarf in Ungarn wird bis 2020 konstant mit ca. 11 Mrd. m³ pro Jahr angenommen. Danach wird ein steigender Bedarf von bis zu 14,5 Mrd. m³ prognostiziert, hauptsächlich verursacht durch die Installation von zusätzliche Gaskraftwerkskapazitäten. Die Inlandsproduktion von ca. 1,5 Mrd. Nm³ pro Jahr wird sich in den nächsten 10 Jahren halbieren.

Der größte Einspeisepunkt Ungarns ist der ukrainische Grenzübergabepunkt Beregdaróc im Osten des Landes mit einer festen Kapazität von 516 GWh/d. In Mosonmagyaróvár ist das ungarische Fernleitungssystem mit dem österreichischen System der Gas Connect Austria mit einer Entrykapazität von 153 GWh/d verbunden. Weitere Entrymöglichkeiten bestehen in Bassagyarmat (Slowakei, FZK), Drávaszerdahely (Kroatien, derzeit noch DZK) und voraussichtlich ab 2022 in Csanádpalota (Rumänien, FZK). Über Ungarn können auch Serbien (FZK von 142 GWh/d), Kroatien (FZK aktuell 77 GWh/d, ab 2022 206 GWh/d), Rumänien (FZK aktuell 52 GWh/d, ab 2022 130 GWh/d, die Slowakei (UK aktuell 52 GWh/d, ab 2022 FZK 156 GWh/d) sowie die Ukraine (UK aktuell 206 GWh/d, ab 2022 FZK).

Laut dem Proposal zum ungarischen Netzentwicklungsplan 2018 ist der Grenzübergabepunkt zu Rumänien als Teil des PCI Projekts *PCI 6.24.1 & 6.24.4 ROHUAT/BRUA* (siehe dazu Kapitel 3.5.5 für weitere Informationen) derzeit in Umsetzung mit geplanter Inbetriebnahme mit Q4 2019.

Folgende weitere Projekte sind in Planung aber noch nicht in Umsetzung:

Tabelle 5: Enthaltene Projekte im Proposal zum ungarischen Netzentwicklungsplan 2018

Projekt	Kapazität [Mrd. m ³ pro Jahr]	Geplante Inbetriebnahme	Bedingung
RO-HU Phase 2	4,4 bidirektional	Q4 2022	Positiver Wirtschaftlichkeitstest
HUSKAT/HUSK	5,2 bidirektional	Q4 2022	Positiver Wirtschaftlichkeitstest <i>Update: Wurde bei der Jahresauktion 2019 nicht erreicht</i>
HU-SRB Phase 1	Bis zu 6 SRB -> HU	FID + 1,5 Jahre	FID/Technische Abstimmung
HU-SRB Phase 2	Bis zu 10 SRB -> HU	FID +2 - 3,5 Jahre	FID/Marktnachfrage
Ukraine Firm	6,1 HU -> UK	Q3 2022	Langfristige Kapazitätsallokation
HU-SI (Phase 1 & 2)	0,4 – 2,6 bidirectional	FID +2 - 3,5 Jahre	Langfristige Kapazitätsallokation
SK -> HU	7 SK -> HU	Fid +2 Jahre	Langfristige Kapazitätsallokation

Quelle: FGSZ

3.3.3 Slowenien

Quelle: TEN-YEAR GAS TRANSMISSION NETWORK DEVELOPMENT PLAN FOR THE 2019 – 2028 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.

Da Slowenien über keine inländischen Erdgasspeicher bzw. LNG Terminals verfügt und nur über drei Grenzübergabepunkte mit benachbarten Fernleitungssystemen verbunden ist, verfügt Slowenien derzeit über eine n-1 Infrastrukturstand von 52,6%. Dieser Infrastrukturstandard wird kurzfristig durch Infrastrukturmaßnahmen welche den physischen Entry aus Kroatien am GÜP Rogatec möglich machen, erhöht. Langfristig kann durch zukünftige Ausbaumaßnahmen am ungarischen GÜP ab 2024 dieser Wert verbessert bzw. auf über 100% erhöht werden. 2017 wurde der Grenzübergabepunkt Murfeld/Cersak im Monatsdurchschnitt zu 44,6% 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 2021 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 3.5.4 und 5.4.4 beschrieben.

Das PCI Projekt 6.23 „Verbindungsleitung Ungarn - Slowenien“ gemäß 3. PCI Liste verbindet den slowenischen mit dem ungarischen Gasmarkt. Die voraussichtliche Inbetriebnahme ist 2023. Auf der aktuellen 4. PCI Liste wurde das PCI Projekt 6.23 um die Verbindung nach Italien erweitert und dementsprechend auf „Verbindungsleitung Ungarn – Slowenien – Italien,, umbenannt.

3.3.4 Italien

Quelle: Ten-year development plan of the natural gas transmission network 2017 – 2026

Da der aktuelle italienische Netzentwicklungsplan leider nicht in englisch verfügbar ist, wird an dieser Stelle auf den Netzentwicklungsplan 2017 – 2026 verwiesen. 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 994/2010 ³ 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

³ Die Verordnung EU 994/2010 wurde durch die Verordnung EU 2017/1938 ersetzt.

Legislative und den jeweiligen regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der nationalen Energiestrategie Italiens, dem ENTSOG TYNDP, relevanten Stakeholdern und dem Mutterkonzern Snam.

Der italienische Markt ist stark mit dem der österreichischen Fernleitungsinfrastruktur verbunden. Es werden 43% (im Jahr 2018) 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 darstellen.

Das größte Gasinfrastrukturprojekt in Italien stellt derzeit die Anbindung an die Trans-Adriatic-Pipeline (TAP) dar. Siehe dazu Kapitel 3.5.7

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 (siehe Kapitel 3.5.4) herstellen.

3.4 Langfristige Planung 2019




Parallel zu ihrer Marktgebietsmanager-Rolle im Koordinierten Netzentwicklungsplan erstellt AGGM als Verteilergebietsmanager die Langfristige Planung für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich.

Generelles Ziel der Langfristigen Planung ist es, im Verteilergebiet 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 17: Darstellung der Absatzszenarien im Verteilergebiet

		Entwicklung der Gaskraftwerksleistung	
		Stagnation auf Status Quo 6/2019	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 2019

Im Februar 2012 wurde der absolute Spitzenabsatz im Verteilergebiet 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 2019 herangezogen.

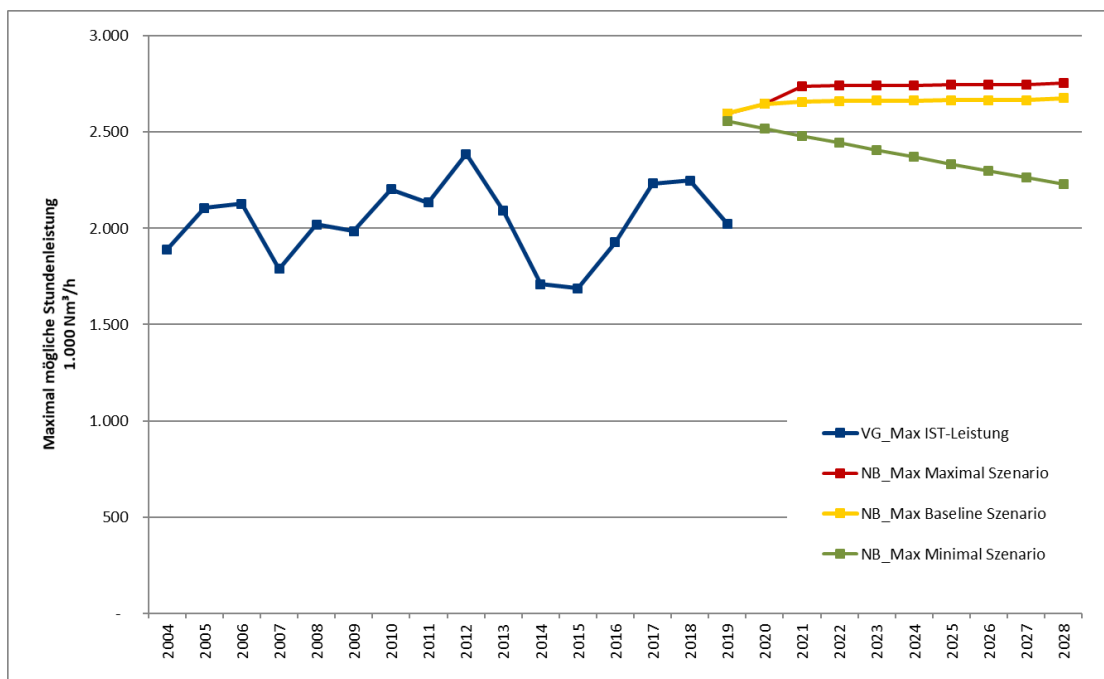
In Abbildung 18 ist die IST Leistung und die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung im Verteilerg Gebiet Ost in der Zeit von 2004 bis 2029 dargestellt. Wobei für die Zukunft die maximal mögliche Stundenleistung für die drei definierten Szenarien dargestellt ist.

Die in Abbildung 18 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 Verteilerg Gebiet 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 2019 wurde der maximal zu erwartende Absatz im Baseline und Maximal Szenario um ca. 100.000 Nm³/h gegenüber der LFP 2018 reduziert. Dies ist auf die Verringerung der kontrahierten Kraftwerksleistungen zurückzuführen.

Abbildung 18: Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, LFP 2019

3.5 Entwicklung der europäischen Gasinfrastruktur – ausgewählte Projekte

3.5.1 North Stream II

Das privat finanzierte, North Stream II Projekt, das im TYNDP 2018 (TRA-F-937) vertreten ist, soll die Versorgungssicherheit der EU durch eine weitere direkte Verbindung über die Ostsee zwischen der EU und Russland verbessern. Die Leitung mit einer gesamten Länge von 1230 km und einem Durchmesser von 1153 mm wird vollständig Offshore, weitgehend parallel zur Route der bereits bestehenden Nord Stream I Pipeline, verlegt. Der Startpunkt liegt in der Nähe der Narwa-Bucht, wo das Gas über die Kompressorstation Slawjanskaja eingespeist wird. Der Endpunkt liegt an der nordostdeutschen Küste in Lubmin bei Greifswald, wo das Gas durch den Fernleitungsnetzbetreiber Gascade übernommen und in das europäische Fernleitungsnetz eingespeist wird.

Der Bau startete im Februar 2018 und wird voraussichtlich mit Oktober 2019 fertiggestellt. Ab 2020 soll die Pipeline kommerziell in Betrieb genommen werden, womit eine insgesamt Kapazität von 1.750 GWh/d zur Verfügung steht. Ein Blick auf die ENTSOG Transparency Plattform bestätigt den gesetzten Fertigstellungstermin, da für den neuen Interconnection Point Lubmin II ab 1. Oktober 2019 Buchungen von 580 GWh/d zu finden sind und mit 1. Oktober 2020 insgesamt 1.172 GWh/d. Gleichzeitig laufen die Transitverträge zwischen Russland und der Ukraine mit Jahreswechsel aus, wodurch ein möglicher Engpass für den Fall ihrer Nicht-Fortführung abgefangen werden kann.

Um die verfügbare Menge an Gas innerhalb der EU verteilen zu können, wurden weitere Maßnahmen zum Ausbau der Infrastruktur in Deutschland, Tschechien und der Slowakei im Rahmen des Projekts Capacity4Gas gesetzt. Dieses Maßnahmenbündel soll das zentraleuropäische Netz robuster und flexibler halten und die Versorgung für Deutschland, Tschechien und andere europäische Staaten sichern. So errichten die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber GASCADE, Fluxys, Gasunie und ONTRAS die 485 km lange Doppelleitung EUGAL (Europäische Gasanbindungsleitung) durch die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen von Lubmin bis zum tschechischen Grenzpunkt Deutschneudorf/Brandov. Auch hier ist die Inbetriebnahme mit Dezember 2019 geplant, womit eine Kapazität von 962 GWh/d transportiert werden kann. Ab 2020 soll EUGAL eine gesamte Kapazität von 1.741 GWh/d aufweisen. Dadurch wird auch der Interconnection Point Brandov (CZ)/Deutschneudorf (DE) ertüchtigt, um mit 2019 665 GWh/d übergeben zu können und dann ab 2021 insgesamt 1.119 GWh/d nach Tschechien einzuspeisen. Somit kann ab 2020 ein Großteil der Gasmenge aus North Stream II durch Tschechien nach Süddeutschland bzw. über die Slowakei nach Baumgarten transportiert werden.

Denn eine weitere Maßnahme innerhalb des Capacity4Gas Projektes ist die Ertüchtigung des Interconnection Points Lanžhot zwischen Tschechien und der Slowakei. Auf tschechischer Seite soll mit September 2020 eine Kapazitätserhöhung von 333 GWh/d Richtung Slowakei zur Verfügung stehen. Auf slowakischer Seite soll durch den Bau einer neuen Kompressorstation, dessen Fertigstellung mit November 2019 angegeben wird, ebenfalls die Entry Kapazität um 884 GWh/d erhöht werden, um primär die Mengen über die Slowakei zu verteilen sowie ferner

im Rahmen des Eastring Projektes mehr Gas für die Ost- und Südosteuropäischen Regionen zur Verfügung stellen zu können wie auch die Versorgungssicherheit der Ukraine und Polen zu unterstützen.

Somit wird deutlich das Gas aus der North Stream II Pipeline in die Slowakei gelangt und von dort nach Österreich zum Gasknoten Baumgarten. Eine direkte Anbindung Österreichs über das BACI Projekt (siehe Kapitel 3.5.2) an Tschechien wäre somit nicht nur eine direkte Verbesserung der Versorgungssicherheit Österreichs, sondern würde auch den tschechischen Markt durch eine direktere Anbindung an die österreichischen Speicher unterstützen. Außerdem wäre eine direkte Anbindung an den liquiden österreichischen Handelspunkt CEGH eine Aufwertung des tschechischen Handelsplatzes. In der Vergangenheit konnten am tschechischen Handelsplatz sehr häufig geringere Preise als am VHP CEGH festgestellt werden.

3.5.2 BACI und Projekt Trading Region Upgrade („TRU“)

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

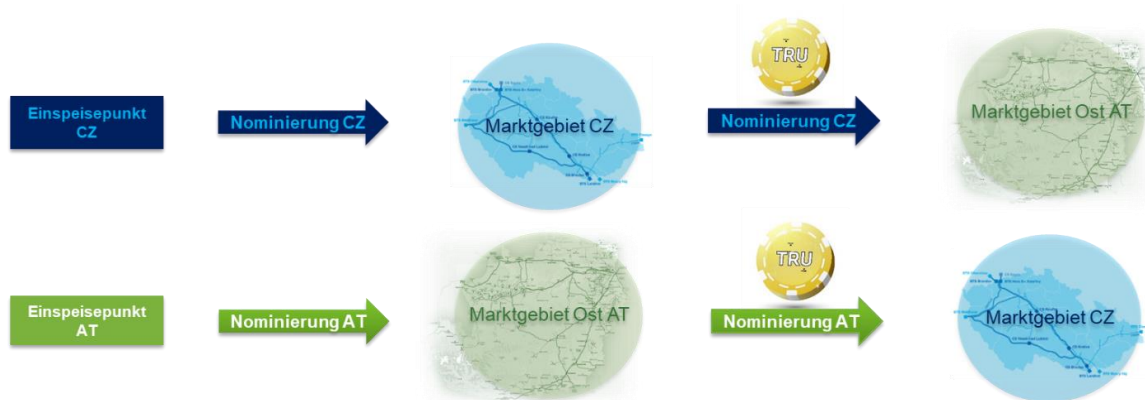
Infrastruktur:	Neue Fernleitung in CZ: Břeclav - Rheintal (DN800, 12 km) Neue Fernleitung in AT: Rheintal – Baumgarten (DN800, 49km)
Ziel & Kapazität:	Fluss CZ <-> AT mit zusätzlicher Kapazität von 201,4 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2024 (<i>Quelle: Gas Connect Austria</i>)

Die Umsetzung dieses Projekts würde gänzlich neue Transportkapazitäten zwischen dem österreichischen und tschechischen Markt und folglich an deren virtuellen Handelspunkten 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.

Durch die Umsetzung der Projekte North Stream II und EUGAL kann zukünftig aus den künftigen zusammengelegten Marktgebieten in Deutschland Gas über Tschechien nach Österreich gelangen.

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 wurde erstmals im Zuge der Jahresauktion am 02. Juli 2018 vermarktet. Mittlerweile wird TRU auch auf Tagesbasis angeboten. Die folgende Abbildung zeigt den grundlegenden Anwendungsfall von TRU.

Abbildung 19: TRU Funktionsweise und Anwendungsfall



Quelle: Gas Connect Austria

TRU bietet den Kunden eine neue Möglichkeit, 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 wird der Transport vom österreichischen Marktgebiet Ost zum tschechischen Marktgebiet auf garantierter Basis durchgeführt und mit einer TRU Nominierung bei NET4GAS erfolgt der Transport auf garantierter Basis in die entgegengesetzte Richtung.

Das TRU Pilotprojekt läuft planmäßig am 01. Oktober 2019 aus. Danach erfolgt eine Evaluierung durch die Projektspensoren Gas Connect Austria und Net4Gas.

3.5.3 Verbindung DE-AT: Zusätzliches Kapazitätsangebot

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. Daraufhin wurde das Projekt GCA 2015/02a Entry Überackern im Rahmen des KNEP17 zur Genehmigung eingereicht und von der Behörde genehmigt.

Anschließend wurde zur Jahresauktion am 2. Juli 2018 diese inkrementelle Kapazität gemeinsam von Gas Connect Austria und bayernets für den Kopplungspunkt Überackern 2/Überackern SUDAL in Flussrichtung DE -> AT gemäß Artikel 29 NC CAM zur Versteigerung angeboten.

Allerdings erfolgten keine verbindlichen Buchungen in den Auktionen und dieser negative Wirtschaftlichkeitstest deutet daraufhin, dass der Markt die mit dieser zusätzlichen Kapazität verbundenen Kosten für einen Zugang zum österreichischen virtuellen Handelspunkt (VHP) zum gegenwärtigen Zeitpunkt offenbar nicht tragen kann.

Durch weitere Optimierungen der zugrundeliegenden technischen Maßnahmen mit dem Ziel die Kosten und damit die zukünftigen Tarife zu senken, wurde das Projekt GCA 2018/01 Überackern – Oberkappel (Siehe Kapitel 5.4.3) im Rahmen des KNEP18 zur Genehmigung eingereicht und von der Behörde genehmigt. In der Vergangenheit lagen die Gaspreise am VHP NCG überwiegend unter den Preisen vom VHP CEGH. Wie sich die Marktgebietsszusammenlegung in Deutschland auf die Preisdifferenz auswirken wird, ist derzeit nicht abschätzbar.

3.5.4 LNG Korridor

Ursprünglich verfolgte das LNG Krk Projekt das Ziel, alternative Gasquellen im Sinne einer Quellen- und Routendiversifizierung mit den existierenden liquiden Gashubs in Zentraleuropa zu verbinden sowie die Versorgungssicherheit in Zentral- und Südosteuropa zu erhöhen. Die mit der Errichtung des LNG Terminals in Krk zusammenhängenden Komplementärprojekte wurden daher gemeinsam mit dem LNG Krk Projekt als Cluster zusammengefasst und als solches in die erste PCI Liste der Europäischen Kommission als Cluster 6.5. aufgenommen. Dieser Cluster wird als Vorhaben beschrieben, welches den Gastransport vom kroatischen LNG-Terminal in die Nachbarländer gewährleisten soll. Anhand der Projekte lässt sich erkennen, dass zum damaligen Zeitpunkt die Weiterleitung des LNG Gases nach Italien oder Slowenien, jedoch nicht nach Ungarn beabsichtigt war.

2015 wurde die zweite PCI Liste der Europäischen Kommission verabschiedet. Das LNG KRK Projekt befand sich zwar weiterhin im Cluster 6.5. hieß nun aber „Cluster für ein LNG-Terminal in Krk und Pipelines zur Weiterleitung nach Ungarn und weitere Länder“. Die Projekte nach Slowenien und Italien wurden nicht mehr aufgenommen. Die Ansteuerung der liquiden Märkte in AT und IT wurde zum damaligen Zeitpunkt scheinbar nicht weiterverfolgt. Dafür kristallisierte sich erstmals die Route Richtung Ungarn heraus.

Das LNG Krk Projekt hat auch in die dritte PCI Liste aus dem Jahr 2017 Eingang gefunden. Die Bezeichnung des Cluster 6.5. blieb im Vergleich zur zweiten PCI Liste nahezu ident „Cluster LNG-Terminal in Krk und Verbindungspipelines zur Weiterleitung nach Ungarn und weitere Länder“. Darin konkretisierte sich das LNG KRK Projekt, da erstmals Mengenangaben (bis zu 2,6 Mrd. m³/Jahr in Phase I sowie über 2,6 Mrd. m³/Jahr in Phase II) angeführt werden. Auch die aktuelle vierte PCI Liste beinhaltet dieses Vorhaben, jedoch wurde im Gegensatz zur dritten Liste die Erweiterung des Terminals inkl. der Anbindung an Serbien (Phase II) von der Liste gestrichen.

Im August 2018 wurde das Projekt 6.5.5. seitens Plinacro gestartet. Die Kompressorstation 1 (in Velika Ludina) mit einer Leistung von 4,5 MW und einer Kapazität von 201.000 m³/h ist eine Voraussetzung um garantierte Kapazität am kroatisch/ungarischen Grenzübergangspunkt Drávaszerdahely zu gewährleisten. Die Errichtung und Inbetriebnahme ist 2019 geplant. Mit der Realisierung des Projekts können 0,5 Mrd. m³/Jahr von Kroatien nach Ungarn transportiert werden.

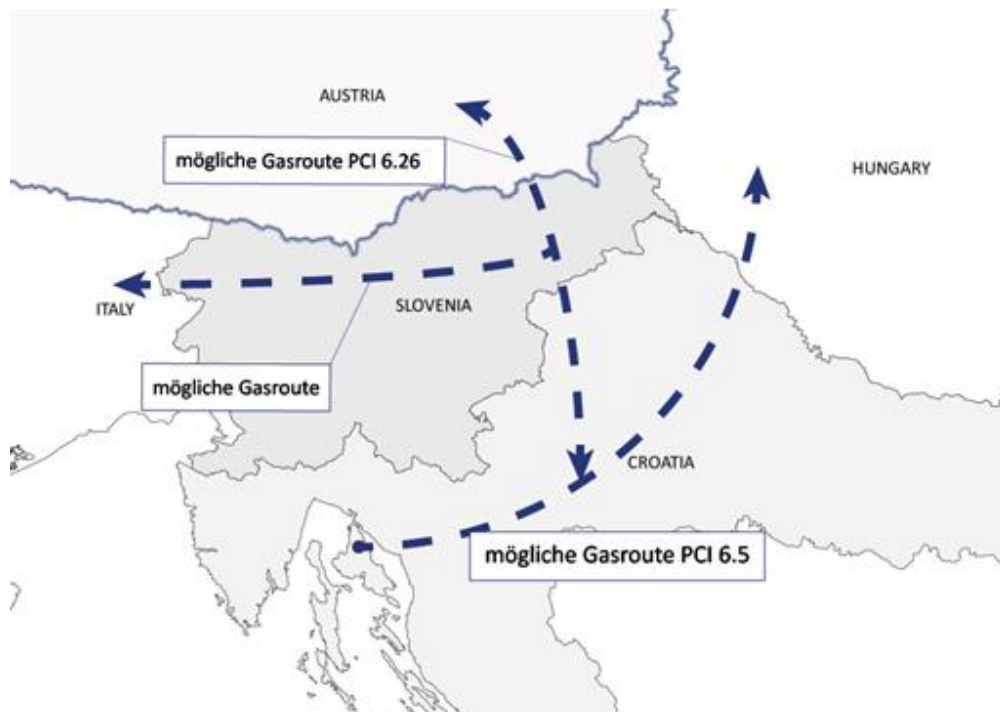
Bereits Mitte April 2019 startete der Bau der Omisalj-Zlobin Leitung, die das LNG Krk Terminal mit dem existierenden kroatischen Fernleitungsnetz verbinden wird. Diese Verbindungsleitung

soll Ende Herbst 2020 fertiggestellt werden (18km). Die Inbetriebnahme des LNG Terminals ist mit 01. Jänner 2021 geplant. Im Rahmen des Open-Season-Verfahrens kam es zu verbindlicher Buchungen von insgesamt 0,52 Mrd. m³/Jahr.

In Verbindung mit dem PCI Cluster 6.5 ist auch der für Österreich relevante PCI Cluster 6.26 zu sehen. In diesem Cluster sind die Projekte zusammengefasst, die die Verbindung von Kroatien über Slowenien nach Österreich stärken sollen, unter anderem das Projekt GCA 2018/08 „Entry/Exit Murfeld“.

Es wäre jedenfalls zweckmäßig, das LNG Terminal Krk über Kroatien, Slowenien an Österreich und somit als eine zusätzliche Quelle an den liquiden Gashub CEGH anzubinden. Damit könnte nämlich ein Ziel der Europäischen Union die Stärkung des Energiebinnenmarktes effizient umgesetzt werden.

Abbildung 20: LNG Korridor, Gasrouten



Quelle AGGM; 2019

3.5.5 Korridor ROHUAT und HUSKAT mit der Quelle Schwarzmeerregion

Als wesentlicher Bestandteil des vorrangigen PCI Korridors „NSI East Gas“ soll der Cluster Bulgarien – Rumänien – Ungarn – Österreich primär die Ressourcen der Schwarzmeerregion den besagten Ländern zugänglich gemacht werden, was zur weiteren Diversifikation der Quellen und zur Importunabhängigkeit Europas beitragen würde. Mit diesem 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.

Folgende Teilprojekte sollen im Rahmen dieser PCI Projekte *PCI 6.24.1 & 6.24.4 ROHU(AT)/BRUA (Erste und zweite Phase)* verwirklicht werden:

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:	Fertiggestellt Oktober 2019

Rumänien (Erste Phase)

Infrastruktur:	Neue Fernleitung Podișor — Recas (DN800, 63 bar, 479 km) 3 neue Kompressorstationen (Jupa, Bibești and Podișor)
Ziel & Kapazität:	Fluss RO -> HU mit zusätzlicher Kapazität von 50,6 GWh/d Fluss RO -> BG mit zusätzlicher Kapazität von 29,3 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant Ende 2019 (Baubeginn war 06/2018)

Die Entwicklung auf österreichischer Seite im Rahmen des Projekts GCA 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár (Siehe auch Kapitel 5.4.5 für weiter Informationen) wurde nicht mehr als Teil des PCI Projekts 6.24.1 in die aktuelle vierte PCI Liste aufgenommen.

Ungarn (Zweite Phase):

Infrastruktur:	Erweiterung der Kompressorstation Csanádpalota (1 x 4.5 MW) Neue Kompressoreinheit Station Városföld (5,7 MW)
Ziel & Kapazität:	Fluss HU <-> RO mit zusätzlicher Kapazität von 76,5 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2024 (<i>Quelle: Gas Connect Austria</i>)

Auch die Maßnahmen in Ungarn (Errichtung von ca. 200 km neuer Fernleitungsinfrastruktur zwischen Városföld und Győr zur Erhöhung der Kapazität von Ungarn nach Österreich um 153 GWh/d wurden nicht mehr von der dritten in die vierte PCI Liste übernommen.

Rumänien (Zweite Phase)

Infrastruktur:	Neue Fernleitung Recas - Horia (DN800, 63 bar, 50 km) Erweiterung der Kompressorstation (Jupa, Bibești and Podișor)
Ziel & Kapazität:	Fluss RO -> HU mit zusätzlicher Kapazität von 75,9 GWh/d Fluss HU -> RO mit zusätzlicher Kapazität von 78,1 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2022
Infrastruktur:	Neue Fernleitung Schwarzes Meer – Podișor (DN1200/1000, 308 km)
Ziel & Kapazität:	Übernahme des Gases vom Schwarzen Meer
Inbetriebnahme:	Geplant 2020

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.

ROHUAT

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 Csanádpalota mit einem schlussendlich positiven Markttest. Dieser Vergabeprozess ist als alternativer Vergabeprozess „ROHU“ derzeit in Umsetzung, während das offene Verfahren für den ungarisch/österreichischen Kopplungspunkt „HUAT“ gemäß dem Regelprozess für die Vergabe neu zu schaffender Kapazität nach dem Netzkodex für Kapazitätszuweisungen (NC CAM) in Abwicklung befindlich ist.

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 Gas 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 von Ungarn nach Österreich. Daher führten Gas Connect Austria und FGSZ gemäß Artikel NC CAM technische Studien durch, um Projekte für neu zu schaffende Kapazität und abgestimmte Angebotslevel zu planen.

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.

Basierend 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.

Während die österreichische Regulierungsbehörde ECA schließlich den von Gas Connect Austria eingebrachten Projektvorschlag für HUAT per Bescheid am 27. April 2018 genehmigte und damit grünes Licht für die Möglichkeit der Netzbenutzer gab, die aus ihrer Sicht vorteilhaftere Transportroute nämlich entweder „(RO)HUAT“ oder „HUSKAT“, auszuwählen, genehmigte die ungarische Regulierungsbehörde MEKH den korrespondierenden Projektvorschlag von FGSZ für das Projekt für neu zu schaffende Kapazität am Punkt Mosonmagyaróvár nicht.

Aufgrund dieser divergierender Entscheidungen der beiden nationalen Regulierungsbehörden, wurde die Entscheidung über das HUAT Projekt gemäß Artikel 7 (7) und 8 (1)(a) Verordnung (EG) Nr. 713/2009 der nächst höheren Instanz, nämlich der ACER übertragen. Im Rahmen dieses Verfahrens hat ACER am 9. April 2019 die Entscheidung 05/2019⁴ veröffentlicht, dass Gas Connect Austria und FGSZ die inkrementellen Kapazitäten am Punkt Mosonmagyaróvár dem Markt gemäß Artikel 11 und 29 NC CAM in den bereits erwähnten zwei Angebotsleveln im Rahmen der Jahresauktion anbieten soll. Daraufhin haben FGSZ sowie die ungarische Regulierungsbehörde von ihrem Recht der Beschwerde gegen diese Entscheidung Gebrauch gemacht, welcher aber keine aufschiebende Wirkung hat. Aus diesem Grund wurde die inkrementelle Kapazität in Mosonmagyaróvár für die Jahresauktion am 01. Juli 2019 von Gas Connect Austria auf die Kapazitätsbuchungsplattform „Regional Booking Platform®“ hochgeladen. Jedoch erfolgte trotz der Entscheidung 05/2019 durch ACER keine Angebotsveröffentlichung durch FGSZ. Deshalb konnte die gebündelte inkrementelle Auktion zu Mosonmagyaróvár nicht ordnungsgemäß durchgeführt werden. Der Beschwerdeausschuss von ACER hat die Beschwerden der FGSZ sowie der ungarischen Regulierungsbehörden seiner Entscheidung vom 6. August 2019⁵, veröffentlicht auf den Internetseiten von ACER am 20. August, zurückgewiesen. Siehe dazu auch Kapitel 5.4.5 für weitere Informationen.

HUSKAT

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. 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.

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 und entwickelten daher mit

⁴ Siehe

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2005-2019%20on%20HUAT.pdf

⁵ Siehe [https://acer.europa.eu/en/The_agency/Organisation/Board_of_Appeal/Decisions/A-004-2019%20\(cons\)%20for%20publication_non-confidential.pdf](https://acer.europa.eu/en/The_agency/Organisation/Board_of_Appeal/Decisions/A-004-2019%20(cons)%20for%20publication_non-confidential.pdf)

dem damaligen Betreiber des ungarisch-slowakischen Interconnectors MGT einen alternativen Kapazitätszuweisungsmechanismus gemäß Artikel 30 NC CAM. 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 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.

Der Zuweisungsmechanismus ermöglichte Transportkunden in insgesamt 4 Runden von 27. Juli 2018 bis 30. April 2019 Gebote für die Buchung von Kapazität an beiden Kopplungspunkten abzugeben. Nach erfolgreicher Buchung im Bietfenster II machten jedoch die Marktteilnehmer von ihrem Sonderrücktrittsrecht gebrauch. Am 3. Mai 2019 meldeten die verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber, dass auch der Wirtschaftlichkeitstest des Bietfensters IV negativ war und somit im Rahmen des HUSKAT-Verfahrens das Vorhaben mit dem Ergebnis, dass keine Verbindungskapazität zwischen Ungarn, der Slowakei und Österreich alloziert wurde, beendet ist.

HUSK – Ausbau des Interconnectors HU-SK

Am 30. April 2019 veröffentlichten Eustream und Magyar Gaz Transit (im Folgenden „MGT“) die Ankündigung, dass der HUSK Korridor, also ohne Baumgarten, zur Jahresauktion am 1. Juli 2019 gemäß Artikel 29 NC CAM angeboten wird.

Mit Ausbau des Netzkopplungspunktes Balassagyarmat (HU)/Velké Zlievce (SK) zwischen Ungarn und der Slowakei soll die technische Kapazität in beide Richtungen erhöht werden. Die Versteigerung endete ohne Zuweisung von Kapazität, jedoch bietet die von Eustream und MGT gewählte Vorgehensweise, welche auch von den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden genehmigt wurde, eine nützliche Präzedenz für künftige inkrementelle Prozesse: die Versteigerung der neu zu schaffenden Kapazität wurde auf Basis der Verfahrensschritte der Artikel 26 und 27 CAM NC des HUSKAT-Verfahrens, also einem anderen Verfahren, legitimiert und schließlich zur Auktion gebracht. Eine solche Vorgehensweise kann künftig dazu beitragen, rasch und flexibel auf allfällig kurzfristig geänderte Marktbedürfnisse zu reagieren.

PCI 6.2.13 Entwicklung und Ausbau der Fernleitungskapazität der Verbindungsleitung Slowakei - Ungarn

Infrastruktur:	Neue Verdichtereinheit in Szada (HU) 2x 7,5 MW
Ziel & Kapazität:	Fluss HU -> SK mit zusätzlicher Kapazität von 102 GWh/d Fluss SK -> HU mit zusätzlicher Kapazität von 26 GWh/d
Inbetriebnahme:	Geplant 2022

3.5.6 Exkurs - Verkaufseinschränkungen am Punkt Mosonmagyaróvár

Beschränkt durch Bündelungspflicht. 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 der Verordnung (EU) 2017/459 („NC CAM“) 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.

Less of the same. Für die jährlichen Auktionen für Jahreskapazität am 2. Juli 2019 erließ die ungarische Regulierungsbehörde erneut Rückhaltequoten, welche über jenen des Artikel 8 NC CAM liegen: für die Gasjahre 2021 bis 2023 wurden Rückhaltequoten von 50% der technischen Kapazität statt der im NC CAM festgeschriebenen 10% festgesetzt und für die Gasjahre 2024 bis 2033 wurden Rückhaltequoten von 100% (*sic!*) statt der im NC CAM festgeschriebenen 20% festgesetzt. Wie schon im Vorjahr, setzte die österreichische Regulierungsbehörde auch für die österreichische Seite des Kopplungspunkts Mosonmagyaróvár idente Quoten per Bescheid fest. Zusätzlich zur bereits durch den ungarischen Bescheid eingeschränkten gebündelten Vergabe hätte dies dazu geführt, dass Gas Connect Austria ab dem Gasjahr 2021 auch keine ungebündelten Jahresprodukte anbieten hätte können, der ungarische Fernleitungsnetzbetreiber FGSZ jedoch sehr wohl. Gas Connect Austria blieb daher keine andere Wahl als das Rechtsmittel der Bescheidbeschwerde zu ergreifen. Trotzdem konnten aufgrund der Bündelungspflicht und der Festsetzung der Quoten auf ungarischer Seite nur 23% der auf der österreichischen Seite des Kopplungspunkts verfügbaren Kapazität angeboten werden.

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 NC CAM. Die ungarische Regulierungsbehörde argumentiert:

*„Uncertainty regarding future gas flow directions and the liquidity of the regional markets means that traders active in the region without sources guaranteed by long term contracts could only book capacities by accepting larger than usual levels of risks. On the other hand, those companies possessing information advantages with regard to prospective gas flows and routes have a competitive advantage compared to other traders. This situation may create a possibility for downstream market foreclosure. Well-informed traders can book large part of the marketed import capacities, while other traders are forced to postpone capacity booking decisions until the supply patterns get clear. Consequently, the shippers with no or limited information can only book the remaining capacities and they would be likely to pay congestion premiums, thus suffering a competitive disadvantage to the shippers contracting long term capacities“.*⁶

⁶ Public Consultation in relation to the level of capacities to be offered at the 2019 yearly capacity auctions with regards to the AT-HU and SK-HU interconnection points, Seite 3f, 6. Mai 2019, HUNGARIAN ENERGY AND PUBLIC UTILITY REGULATORY AUTHORITY

Hinzu kommt, dass die ungarische Regulierungsbehörde zeitgleich Projekte für neu zu schaffende Kapazität wie etwa „ROHU“ oder „HUSKAT“ (siehe Kapitel 3.5.5) unterstützt, wenngleich 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

3.5.7 Southern Gas Corridor mit den Quellen Azerbaijan/Turkmenistan

Dieser neue Korridor soll Transporte ab 2020 von min. 10 Mrd. m³/Jahr und erweiterbar bis zu 20 Mrd. m³/Jahr (2026) aus dem kaspischen Raum über Georgien (South Caucasus Pipeline „SCP“ und South Caucasus Expansion Pipeline „SCPX“) und der Türkei (Trans-Anatolian Pipeline „TANAP“) ermöglichen. Dieses Vorhaben befindet sich auf der dritten PCI Liste als Priority Corridor und besteht aus zwei PCI Projekten. PCI 7.1.1 stellt die Leitungsvorhaben aus dem kaspischen Raum dar und PCI 7.1.3. beinhaltet den Bau der Verbindung von der türkischen Grenze bis nach Italien. Diese Verbindung, genannt Trans-Adriatic-Pipeline (TAP) ist derzeit neben der Nord Stream 2 eines der größten Gasinfrastrukturprojekte zur Schaffung neuer Importkapazitäten nach Europa und zur Diversifikation von Quellen. Die 878 km lange Fernleitung durch Griechenland, Albanien bis nach Italien ist derzeit im Bau und bereits zu ca. 90% fertiggestellt.

Als primäre Quelle dient das Shah Deniz Gaskondensatfeld in Azerbaijan mit erwartetem initialen Volumen von ca. 1000 Milliarden m³ Gas und ca. zwei Milliarden Barrel Gaskondensat. Die Produktionskapazität liegt derzeit bei ca. 11 Mrd. m³/Jahr Gas und ist um weitere 16 Mrd. m³/Jahr erweiterbar. Ferner sollen über die Trans-Caspian Gas Pipeline (TCP) auch die Quellen in Turkmenistan erschlossen werden.

Derzeit verfügt Italien nicht über ausreichende Verbindungskapazitäten zwischen dem Norden und dem Süden des Landes um diese zusätzlichen Gasmengen vollumfänglich nach Norditalien transportieren zu können. Deshalb ist laut italienischem Netzentwicklungsplan eine neue Nord-Süd-Fernleitung „Adriatica Pipeline“ (Minerbio – Sulmona, DN 1200, ca. 470km) und eine neue Kompressorstation (ca. 33 MW) mit Inbetriebnahme 2024 vorgesehen⁷.

Zusätzlich zu Italien werden auch Bulgarien und Serbien durch das PCI 6.8 „Cluster von Infrastrukturentwicklungs- und -ausbauvorhaben als Voraussetzung für den Aufbau des Gas Hubs auf dem Balkan“ über die neue IGB Pipeline und IBS Pipeline in diesen Korridor integriert. Das IGB Vorhaben (182 km, DN800, bidirektional) mit geplantem Baubeginn im September 2019 und Inbetriebnahme 2021 soll mit einer Kapazität von 3 Mrd. m³/Jahr und erweiterbar auf

⁷ Ten-year development plan of the natural gas transmission network 2017 – 2026; Seite 57 und 65

5 Mrd. m³/Jahr primär die Versorgungssicherheit von Bulgarien und darüber hinaus des gesamten südosteuropäischen Raums erhöhen. Außerdem soll laut Betreiber IGB AD die Integration der Gasmärkte durch weitere grenzübergreifende Projekte zwischen Bulgarien – Rumänien und Rumänien – Ungarn erhöht werden. Eine Integration des liquiden österreichischen Marktes wird nicht erwähnt.

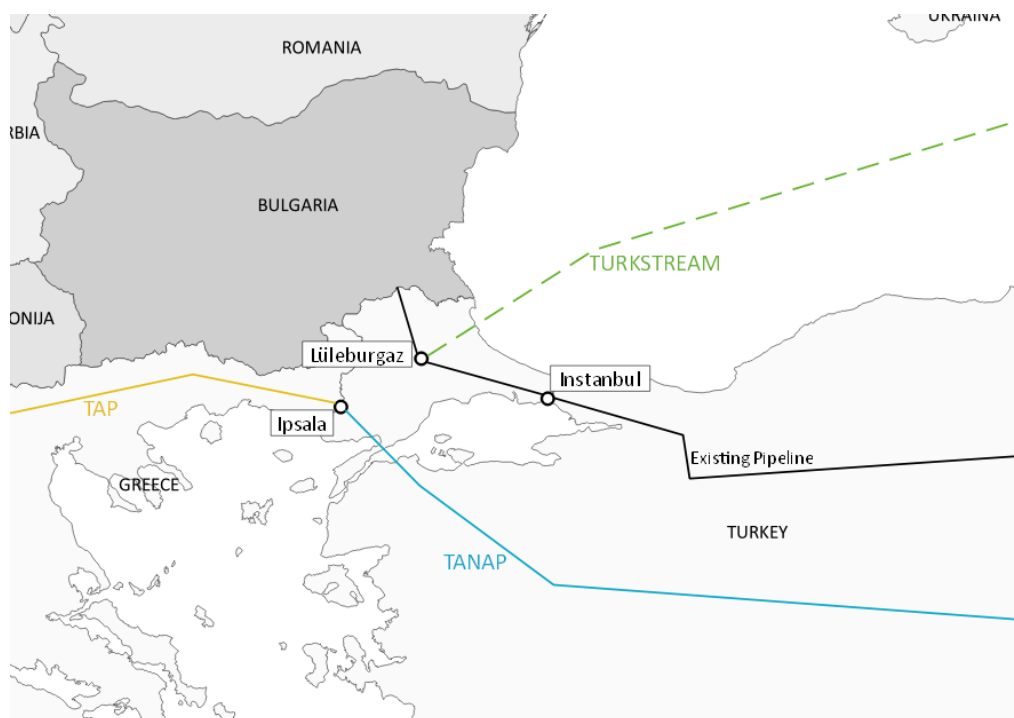
Auch Kroatien kann an diesen Korridor über das TYNDP 2018 Projekt Ionic-Adriatic-Pipeline „IAP“ TRA-N-68 (516 km, DN 800) angebunden und versorgt werden. Das Projekt ist derzeit schon zwei Jahre in Verzug und die Wahrscheinlichkeit der Umsetzung ist gering, da die Region über Bulgarien und Ungarn durch das derzeit im Bau befindliche Konkurrenzprojekt Turkstream direkt aus Russland versorgt werden könnte.

3.5.8 Turkstream - Korridor TR-BG-SRB-HU

Die von Gazprom errichtete Doppelleitung Turkstream führt von Russland aus durch das Schwarze Meer bis in die Türkei. Der erste Strang der Leitung soll den türkischen Markt mit russischem Gas beliefern und der zweite Strang soll in Verbindung mit einer neuen Überlandleitung bis zur Grenze der Türkei zu den Nachbarländern den Süd- und Südosteuropäischen Raum versorgen.

Der Bau der 930 km langen Leitung begann im Mai 2017 und die Verlegung durch das Schwarze Meer wurde mit November 2018 abgeschlossen. Die Inbetriebnahme ist mit Ende 2019 geplant womit durch die zwei Röhren insgesamt bis zu 31,5 Mrd. m³/Jahr Gas transportiert werden können.

Abbildung 21: Turkstream Korridor



Quelle: AGGM

Gemeinsam mit der Trans-Anatolischen Gas Pipeline kann die Türkei einerseits ihren stark steigenden Gasverbrauch decken und stärkt andererseits ihre Stellung als Transitland, bzw. kann durch einen weiteren Ausbau der Turkstream zu einem strategisch wichtigen Knotenpunkt werden. Da die Gasmengen der TANAP zu einem Großteil über die in Griechenland anschließende Trans Adria Pipeline (TAP) Gas bis nach Italien geliefert werden sollen, liegt es nahe das, mit Turkstream ein weiterer Transit über Bulgarien, Rumänien oder Serbien, Ungarn bis nach Österreich erfolgen wird.

Dies ist zum einen mit der Entwicklung des Eastring Projektes, das eine neue bidirektionale Pipeline von der türkischen Grenze in Bulgarien über Rumänien und Ungarn bis in die Slowakei bis 2023 vorsieht, zu erklären und zum anderen mit Projekten zur Ertüchtigung des Netzes innerhalb Bulgariens. Ein Projekt (TRA-N-1197 im TYNDP 2018) sieht dabei eine neue DN 1200 Leitung im Nordwesten Bulgariens nach Serbien vor. Gleichzeitig wird im Anschluss in Serbien vom Netzbetreiber Gastrans eine 400 km lange Leitung zum ungarischen Grenzkopplungspunkt Horgoš errichtet und soll Anfang 2020 fertiggestellt sein. Somit kann ein Teil des russischen Gases aus Turkstream voraussichtlich in Ungarn landen, was dessen Stellung als Gas Drehscheibe verbessert. Um schließlich auch den direkten Zugang zum österreichischen Gasmarkt und einem liquiden Handelsplatz zu ermöglichen, wurde vom Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria das Projekt „GCA 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár“ (siehe Kapitel 3.5.5 sowie 5.4.5) initialisiert.

3.6 Fertiggestellte Projekte aus dem KNEP 2018

Die in Tabelle 6 aufgelisteten Projekte wurden in früheren KNEPs genehmigt und innerhalb der letzten Planungsperiode umgesetzt. Diese Projekte werden im KNEP 2019 nicht mehr als Projekt geführt.

Tabelle 6: Umgesetzte Projekte in der letzten Planungsperiode (8/2018 bis 8/2019).

Projektart*	Projektträger	Projektnr.	Projektname
K	GCA	2015/07b	Mehrbedarf Verteilergebiet
K	GCA	2015/10	Entry Arnoldstein
E	GCA	2017/E4	UW Baumgarten Erweiterung TAG NOxER 2
E	GCA	2017/E6	SOL Revamp
E	TAG	2015/R04	NOxER II
E	TAG	2017/R02-D	Major Overhaul Valve Station Ludmannsdorf
E	TAG	2017/R06	DLE 1.5 + 72 hole PT module RC400 in CS-Ruden
E	TAG	2017/R07	Gas Generator BC800 in CS-Baumgarten

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

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH, AGGM; 2019

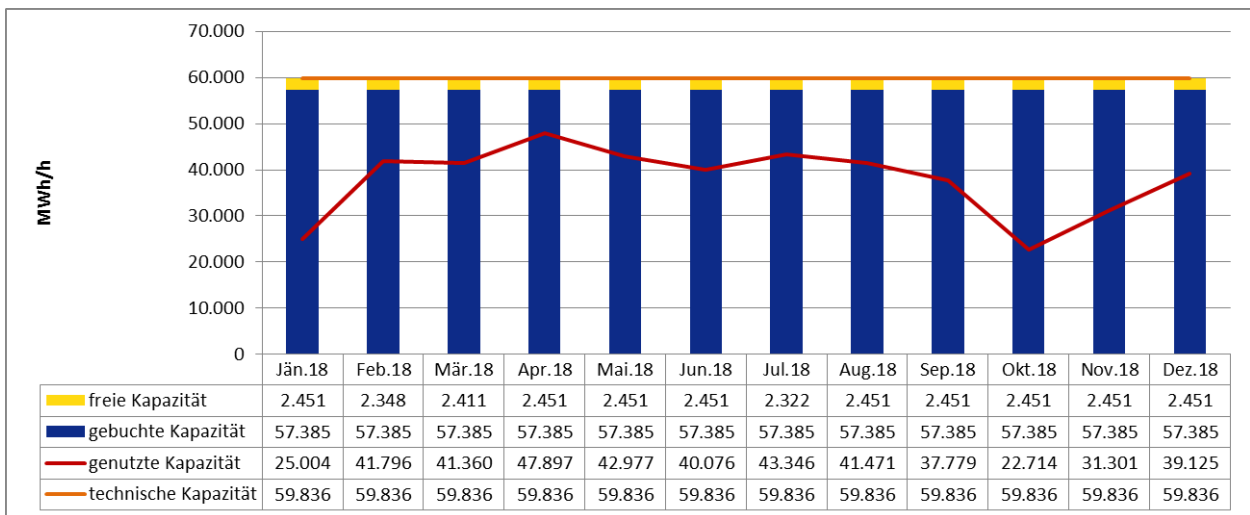
4 Kapazitätsbedarf

4.1 Kapazitätsbuchung und Kapazitätsnutzung – Statusbericht für 2018

In den Abbildung 22 bis Abbildung 33 sind pro Punkt und Richtung die technischen, die freien, die gebuchten und die genutzten Kapazitäten von 01.01.2018 – 31.12.2018 zur Übersicht dargestellt.

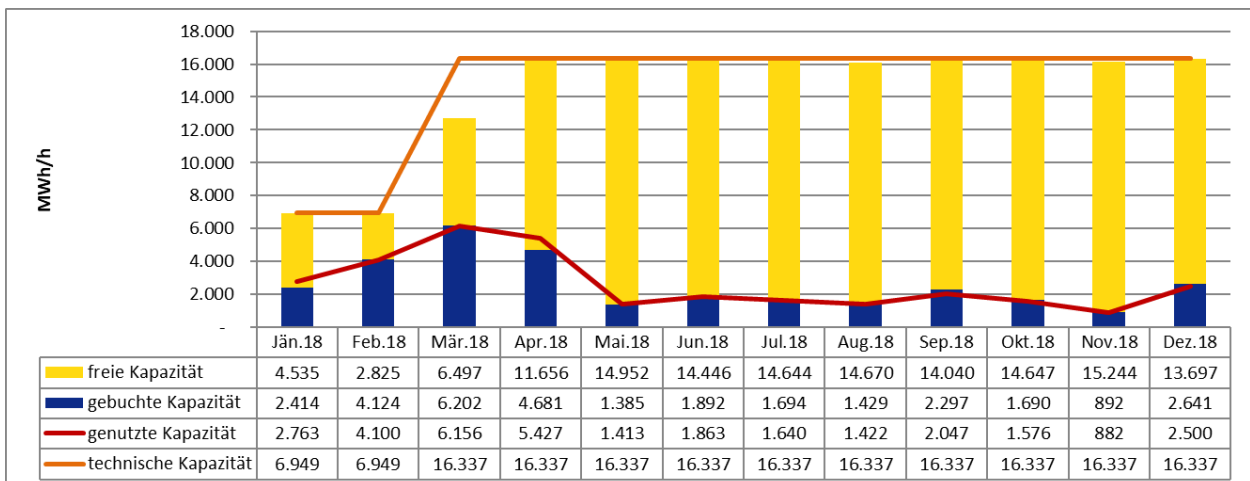
Etwaige Schwankungen der technischen Kapazität sind auf kapazitätseinschränkende Wartungsarbeiten zurückzuführen. Die aktuellen Wartungsarbeitspläne der Fernleitungsnetzbetreiber finden Sie auf der Gas Connect Austria Website unter folgendem [Link](#) und auf der Website der TAG GmbH unter diesem [Link](#).

Abbildung 22: TAG GmbH - Einspeisepunkt Baumgarten TAG



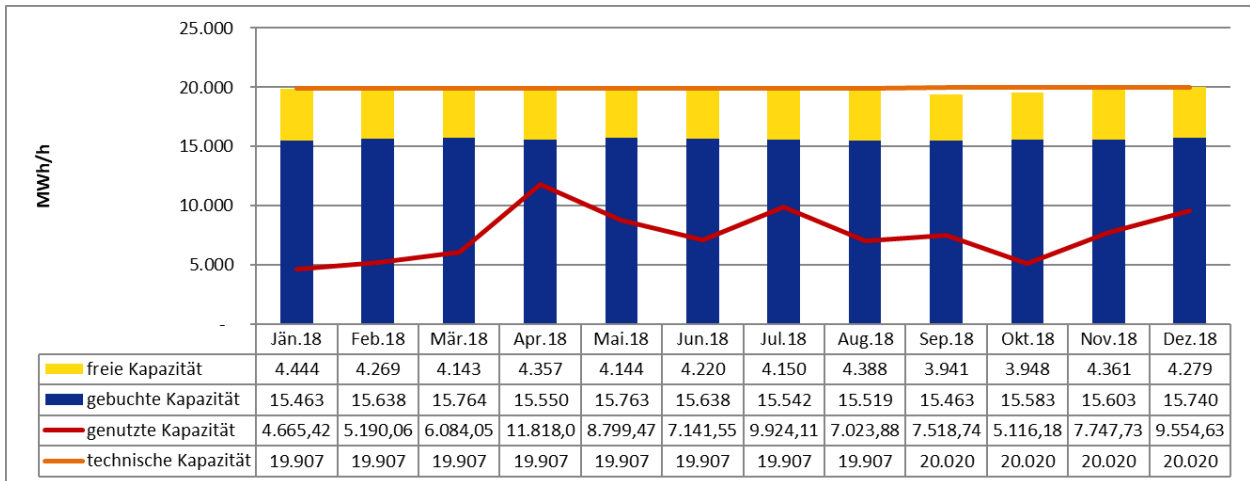
Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten)

Abbildung 23: Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten GCA



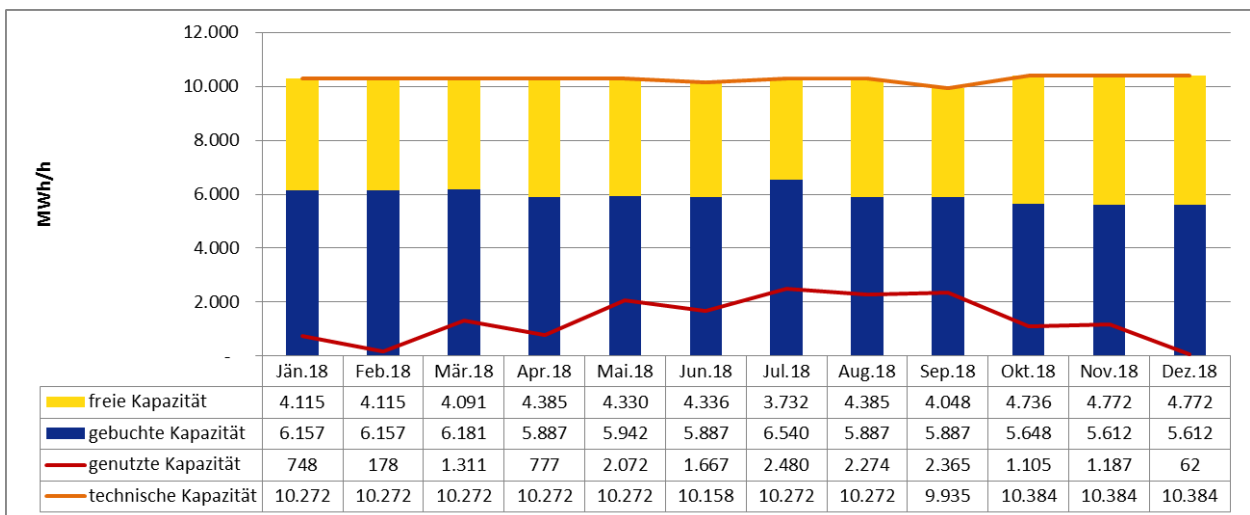
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 24: Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten WAG



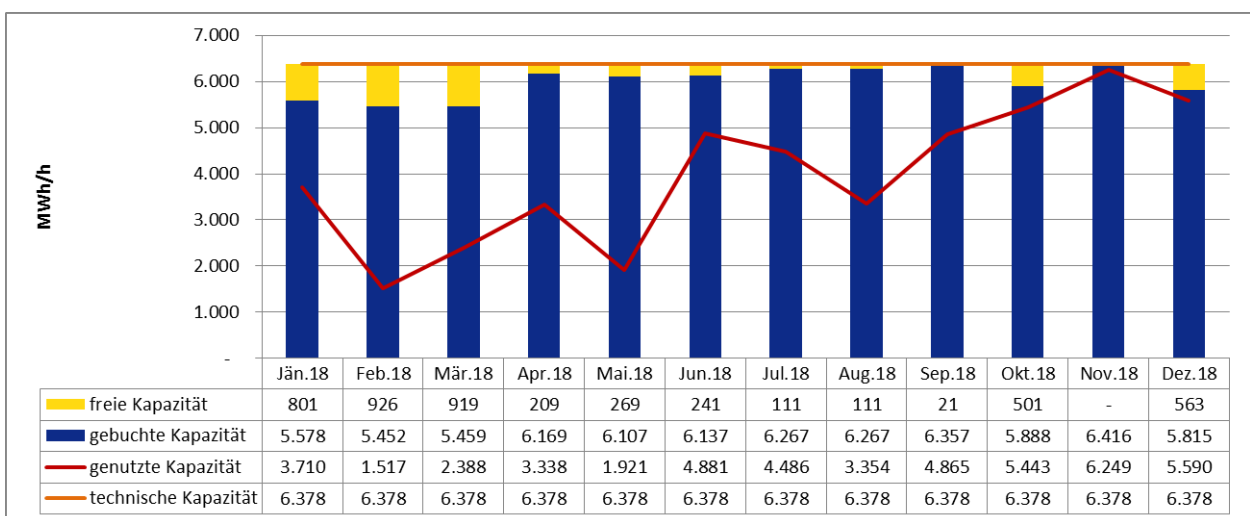
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 25: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Baumgarten WAG



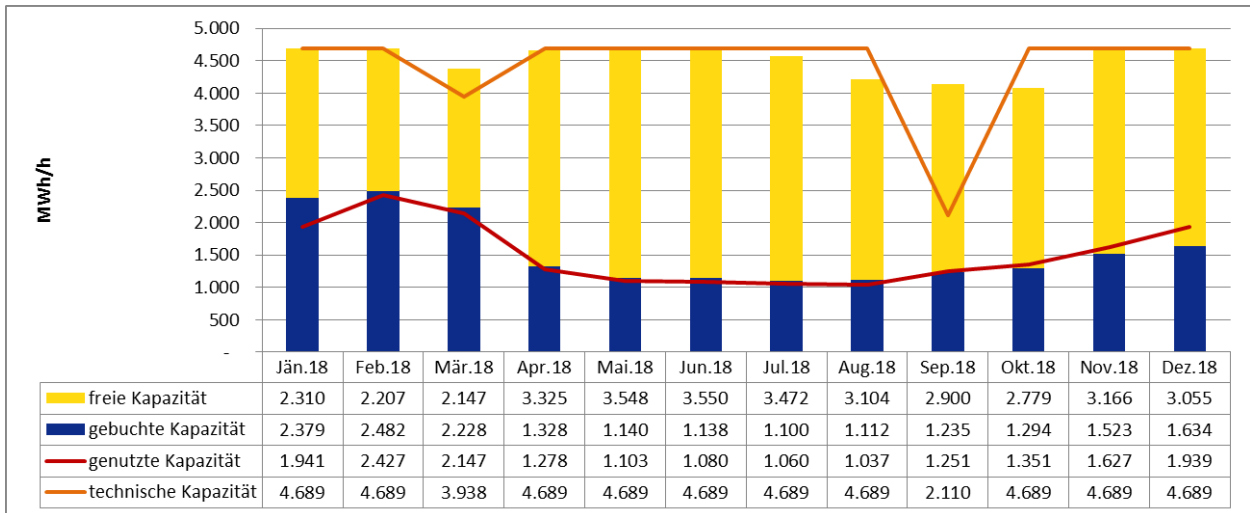
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 26: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár



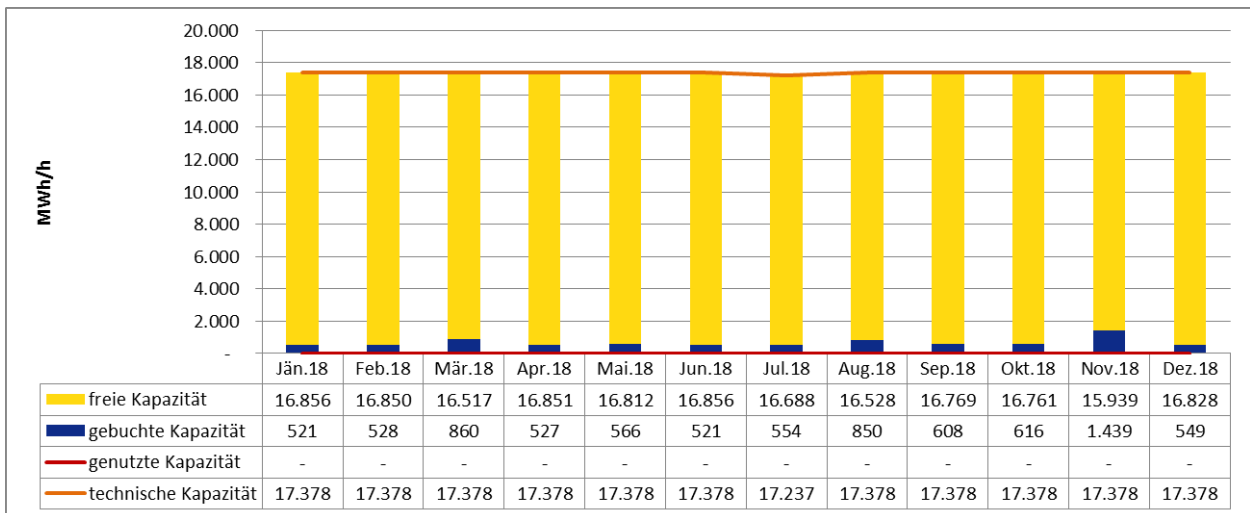
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 27: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Murfeld



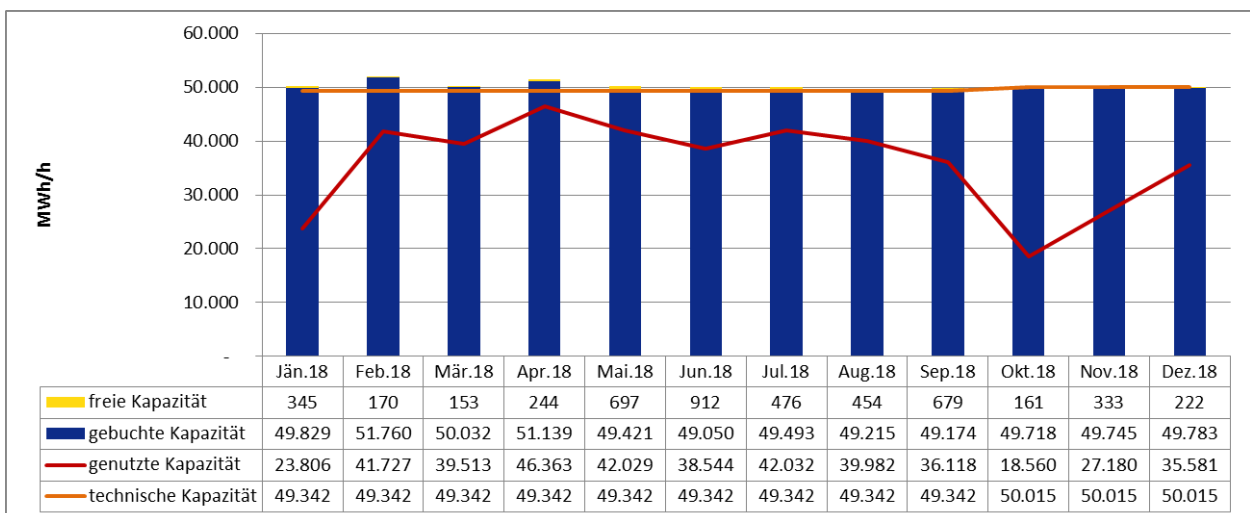
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 28: TAG GmbH – Einspeisepunkt Arnoldstein



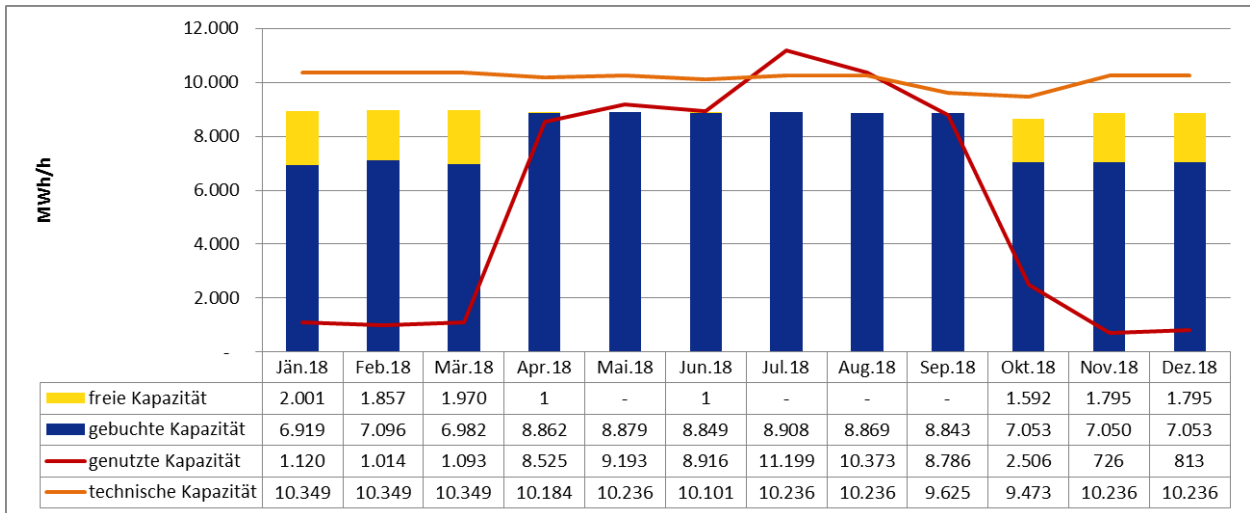
Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten)

Abbildung 29: TAG GmbH – Ausspeisepunkt Arnoldstein



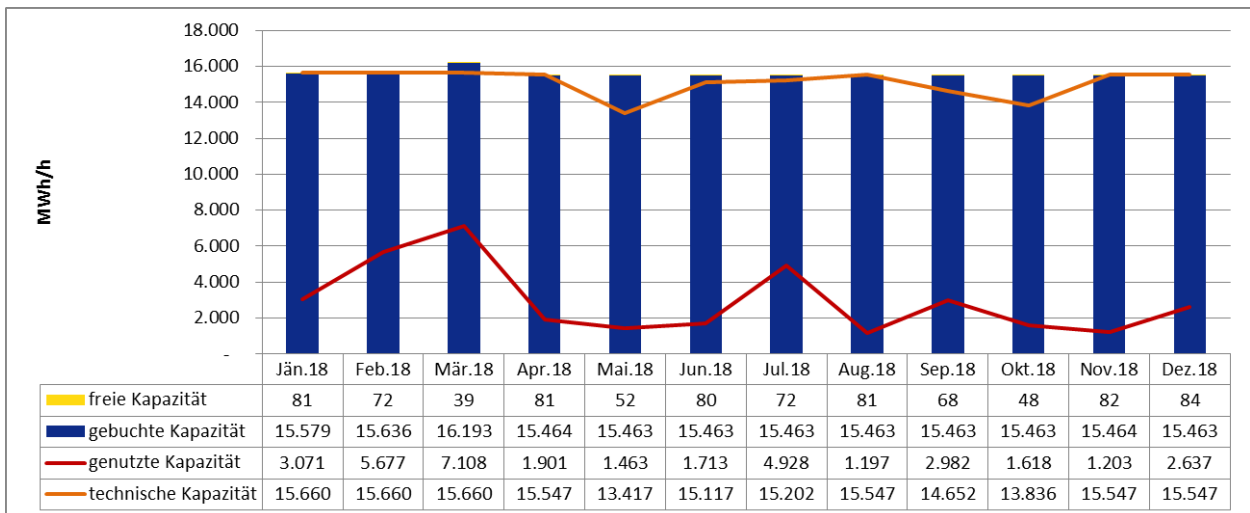
Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten)

Abbildung 30: Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Oberkappel



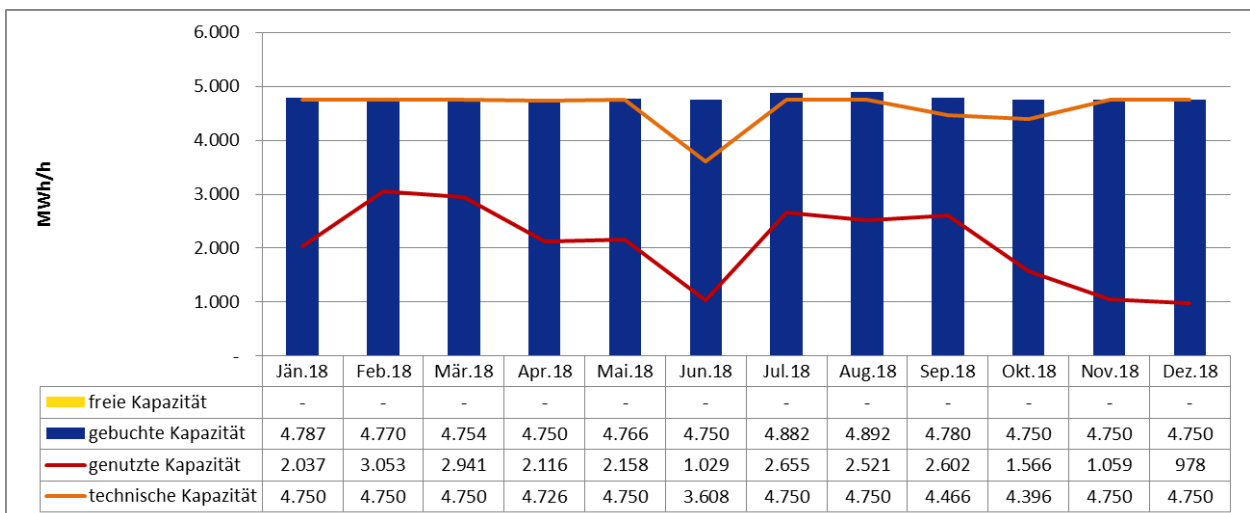
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 31: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Oberkappel



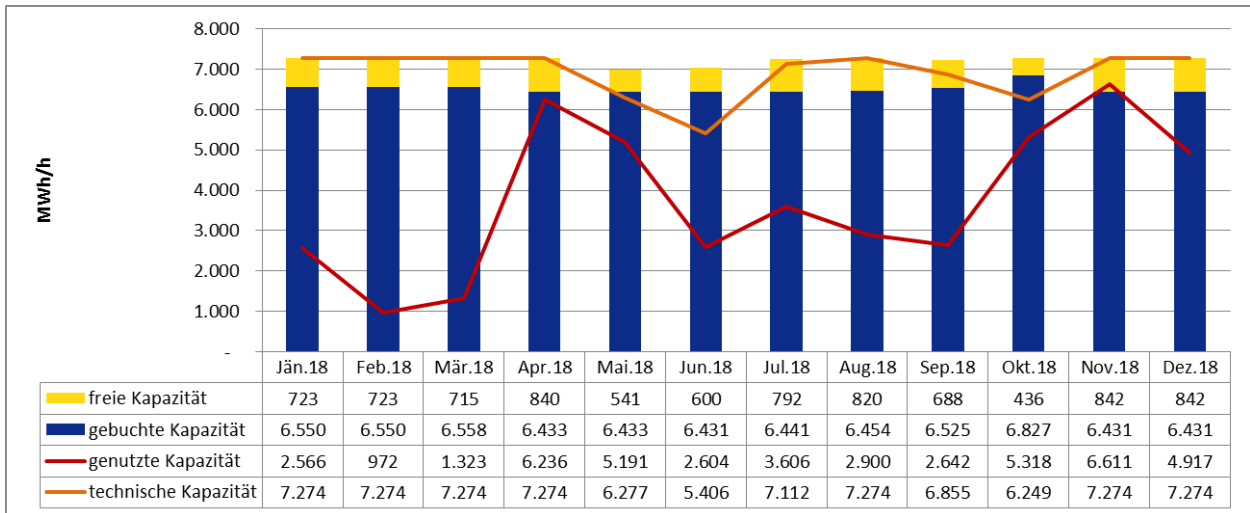
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 32: Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Überacker ABG/SUDAL



Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 33: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL



Quelle: AGGM Plattform

4.2 Kapazitätsszenario für den KNEP 2019

4.2.1 Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und resultierendes Kapazitätsszenario

Im Zuge der Abstimmung der Prozesse zur Erstellung des KNEP und des Prozesses „Verfahren für neu zu schaffende Kapazitäten“ gemäß CAM NC wurde in Abstimmung mit E-Control Austria festgelegt, dass im gegenständlichen KNEP die letztgültigen Kapazitätsbedarfe aus dem CAM NC Prozess zugrunde gelegt werden, um keine Konsistenzbrüche zu verursachen. Es werden lediglich die Bedarfe des Verteilergbietes, strategische Projekte der Fernleitungsunternehmen oder Behördenvorgaben zusätzlich mit aufgenommen. Zusätzlich werden die Kapazitätsbedarfe der aktuellen PCI Projekte berücksichtigt.

Der Marktgebietsmanager hat gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern die übermittelten Bedarfe aggregiert und das Kapazitätsszenario für den KNEP 2019 zusammengestellt.

Das Kapazitätsszenario ist in Abbildung 34 dargestellt.

Es werden 4 Kategorien an Kapazitätsbedarfen unterschieden:

- ▶ Kapazitätsbedarfe aus der Marktnachfrageanalyse 2017 gemäß NC CAM: Diese Kapazitätsbedarfe wurden von den Netzbenutzern eingebracht und sind in Abbildung 34 gelb dargestellt.
- ▶ Kapazitätsbedarfe aus der Projektdatenerhebung inkl. PCI. Diese Kapazitätsbedarfe sind in Abbildung 34 grün dargestellt.
- ▶ Kapazitätsbedarfe, die bereits früher eingemeldet wurden, und die derzeit realisiert werden. Diese Kapazitätsbedarfe sind in Abbildung 34 blau dargestellt.
- ▶ Kapazitätsbedarfe die von den Fernleitungsnetzbetreibern selbst bzw. aufgrund von Behördenauflagen geplant werden. Diese Kapazitätsbedarfe sind in Abbildung 34 grau dargestellt.

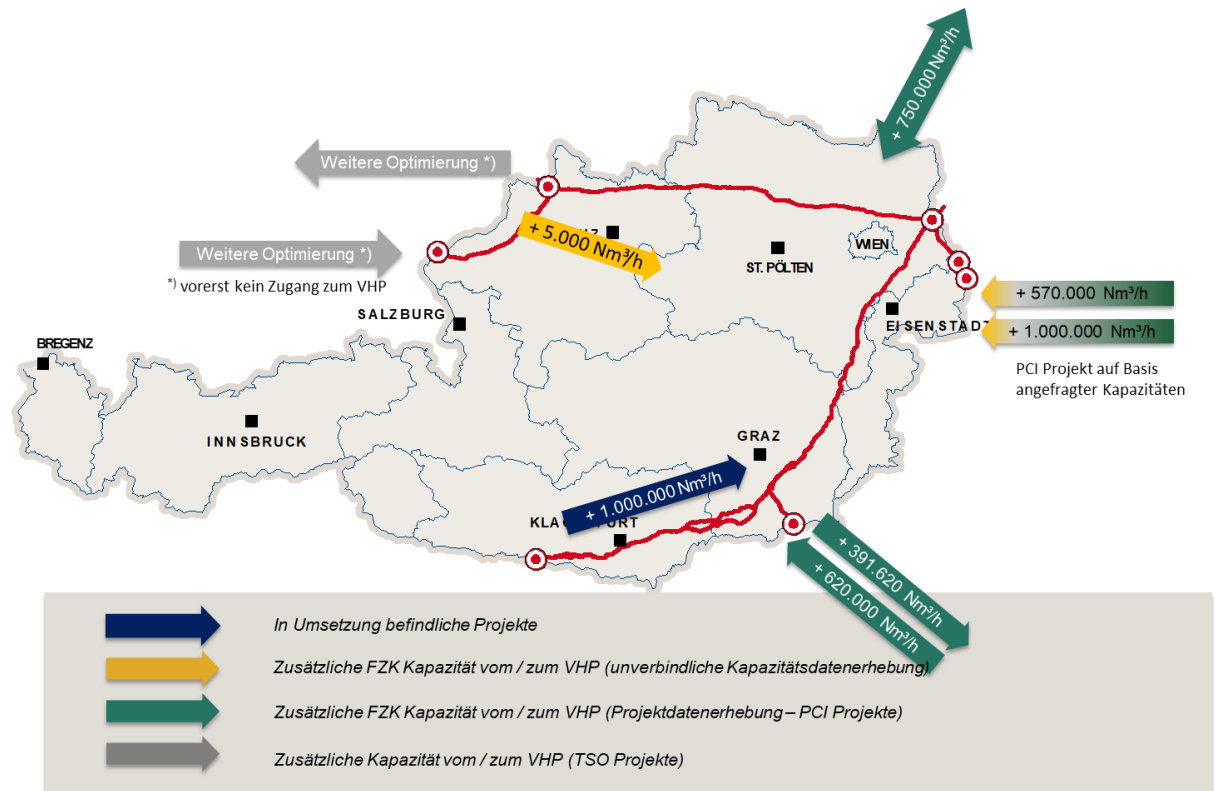
Das Kapazitätsszenario wurde E-Control Austria am 05.06.2019 vorgelegt und von E-Control Austria angenommen.

Tabelle 7: Kapazitätsbedarfe des Kapazitätsszenarios 2019

Erfüllungsort	Richtung	Kapazität [Nm ³ /h]	Herkunft des Bedarfes	Aufnahme [Jahr]
Reintal	Entry/Exit	750.000	PCI 6.4 BACI (3. PCI Liste)	2017
Mosonmagyaróvár	Entry	570.000	PCI 6.24.1 ROHUAT (3. PCI Liste)	2017
Mosonmagyaróvár	Entry	1.000.000	PCI 6.24.1 ROHUAT (3. PCI Liste) und Marktnachfrageanalyse Gas Connect Austria & FGSZ vom 6.4.17 bis 1.6.17	2017
Murfeld	Entry Exit	620.000 391.620	PCI 6.26.1 (3. und 4. PCI Liste)	2017
Arnoldstein	Entry	1.000.000	Behördenauflage	2015
Penta West	Exit	5.000	Bedarf des Verteilergbietes	2017
Überackern/Oberkappel	Entry/Exit		Optimierung des Fernleitungsnetzbetreibers	2018

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH, AGGM; 2019

Abbildung 34: Kapazitätsszenario



Quelle: AGGM, Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2019

4.2.2 Ausblick auf das Kapazitätsszenario für den KNEP 2020

Gemäß Artikel 5 NC CAM begann am 1. Juli 2019 das zweijährliche verpflichtende Verfahren für neu zu schaffende Kapazität. Während des achtwöchigen Zeitfensters im Rahmen der Durchführung der Marktnachfrageanalyse wurden folgende unverbindliche Transportbedarfe bei den Fernleitungsnetzbetreibern gemeldet:

Tabelle 8: Unverbindliche Transportbedarfe aus dem NC CAM Prozess

Netzbetreiber	Richtung	Erfüllungsort	Kapazität [Nm ³ /h]	Zeitraum [Gasjahr]
Gas Connect Austria	HU -> AT	Mosonmagyaróvár	114.155	2020 - 2034
Gas Connect Austria	AT -> HU	Mosonmagyaróvár	382.000	2019 - 2028
Gas Connect Austria	CZ -> AT	Reintal	114.155	2020 - 2034

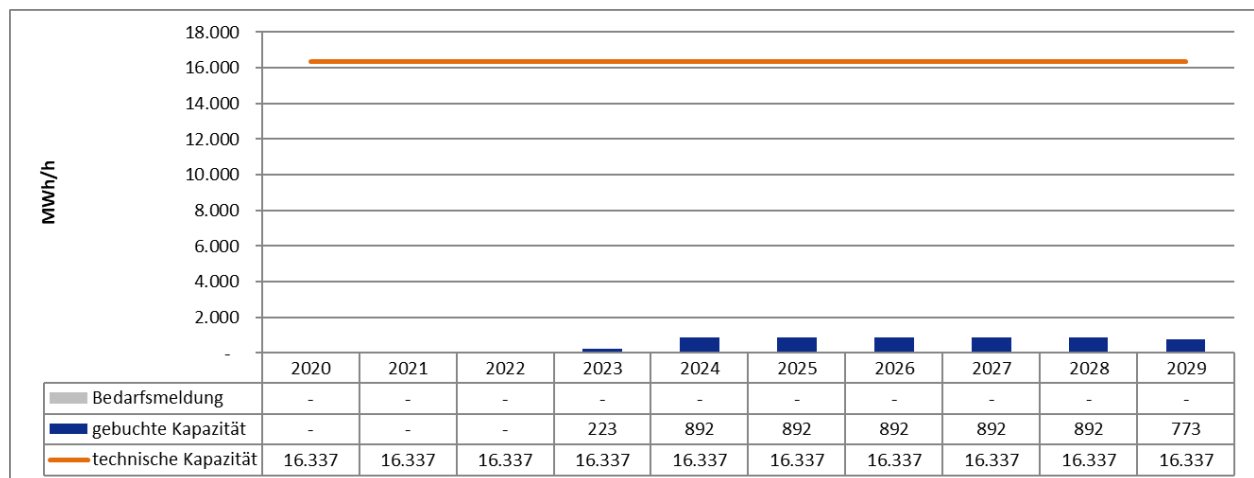
Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH, AGGM; 2019

Diese Kapazitätsbedarfe werden beim Kapazitätsszenario für den KNEP 2020 im kommenden Jahr berücksichtigt.

4.2.3 Gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe je Ein- Ausseispunkt in den Jahren 2020 bis 2029

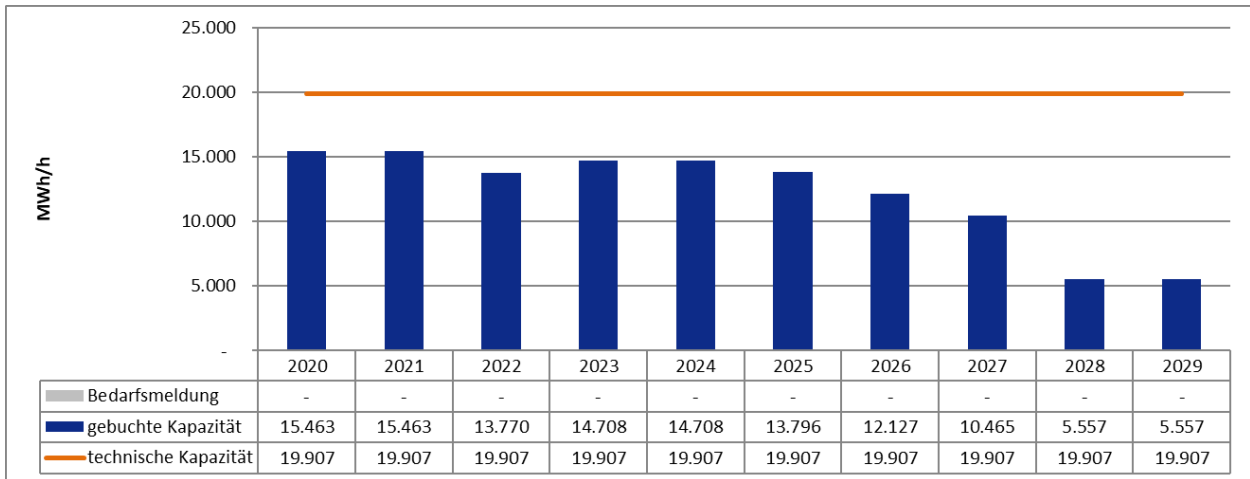
In den folgenden Abbildungen sind für jeden Ein- Ausseispunkt die gebuchten Kapazitäten und die Kapazitätsbedarfe aus dem Kapazitätsszenario des KNEP 2019 für die Jahre 2020 bis 2029 dargestellt.

Abbildung 35: Entry Baumgarten GCA, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029



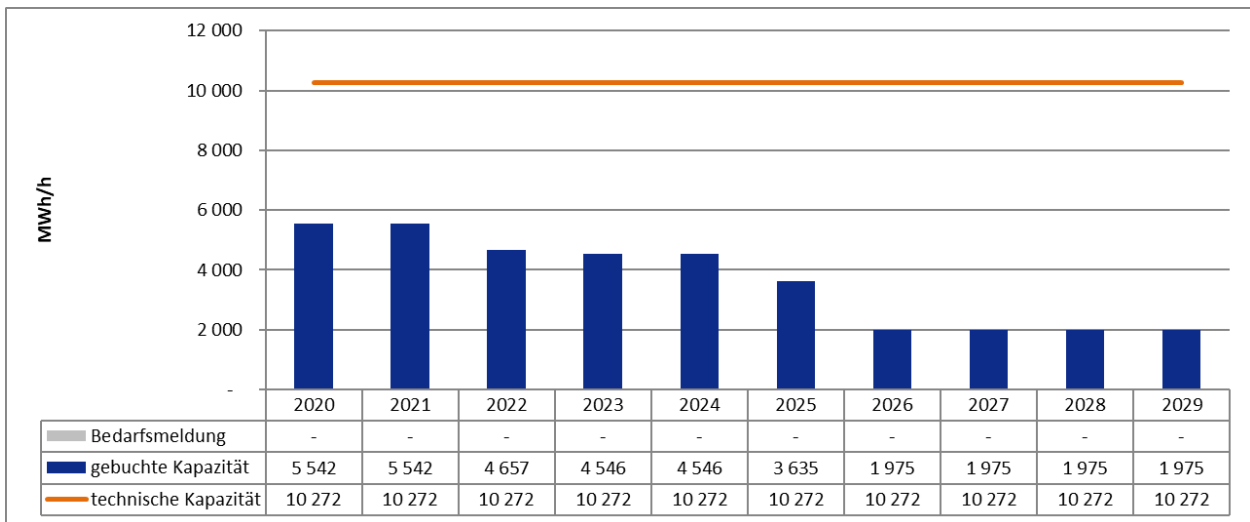
Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2019

Abbildung 36: Entry Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029



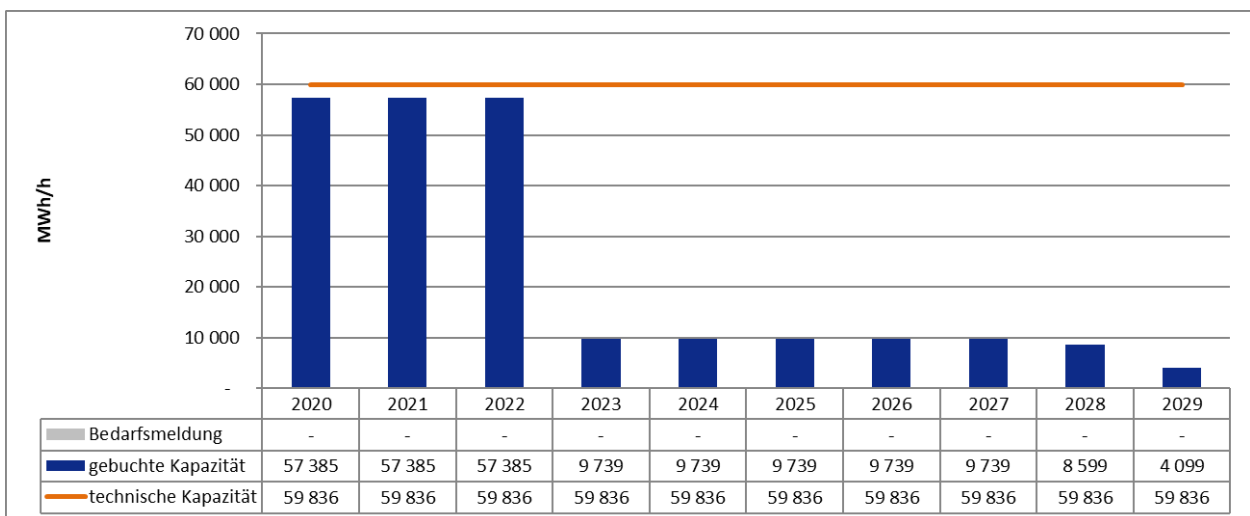
Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2019

Abbildung 37: Exit Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2019

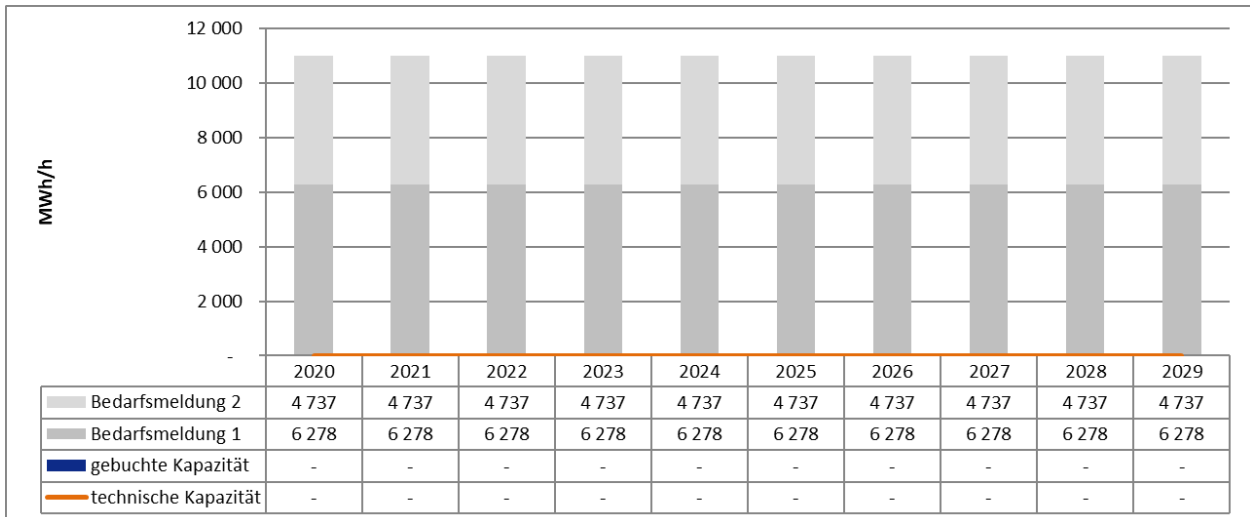
Abbildung 38: Entry Baumgarten TAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029



Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten), Kapazitätsbedarfe; 2019

Wie aus Abbildung 38 ersichtlich, bleiben sowohl die technische Kapazität als auch die gebuchte Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten TAG GmbH von 2020 bis 2022 konstant. Bedingt durch das Auslaufen mehrerer langfristiger Verträge ab 2023 erhöht sich die verfügbare freie Kapazität signifikant.

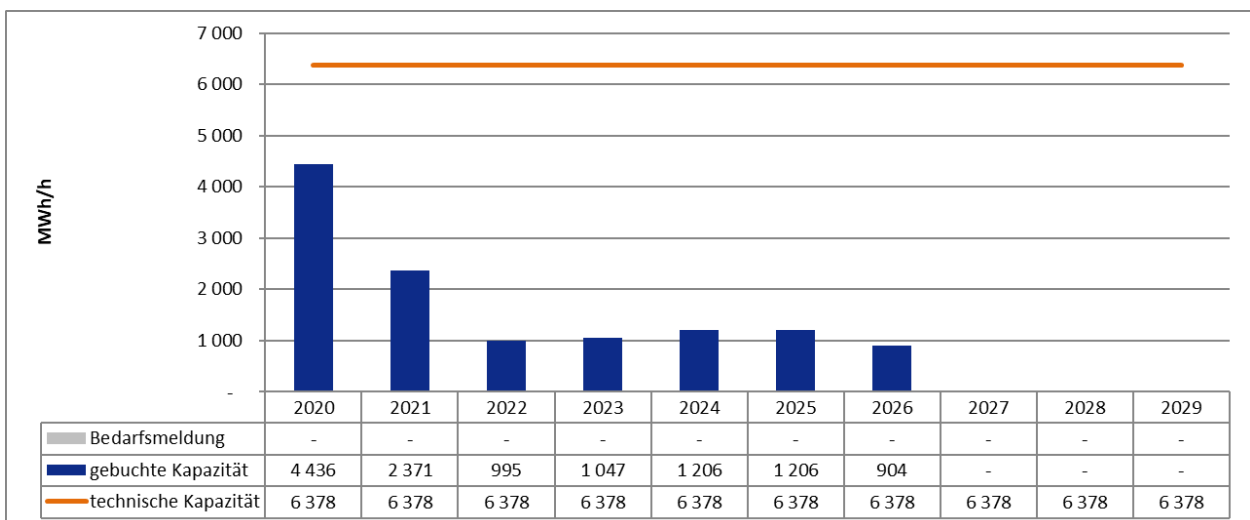
Abbildung 39: Entry Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2019

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 5.4.5.

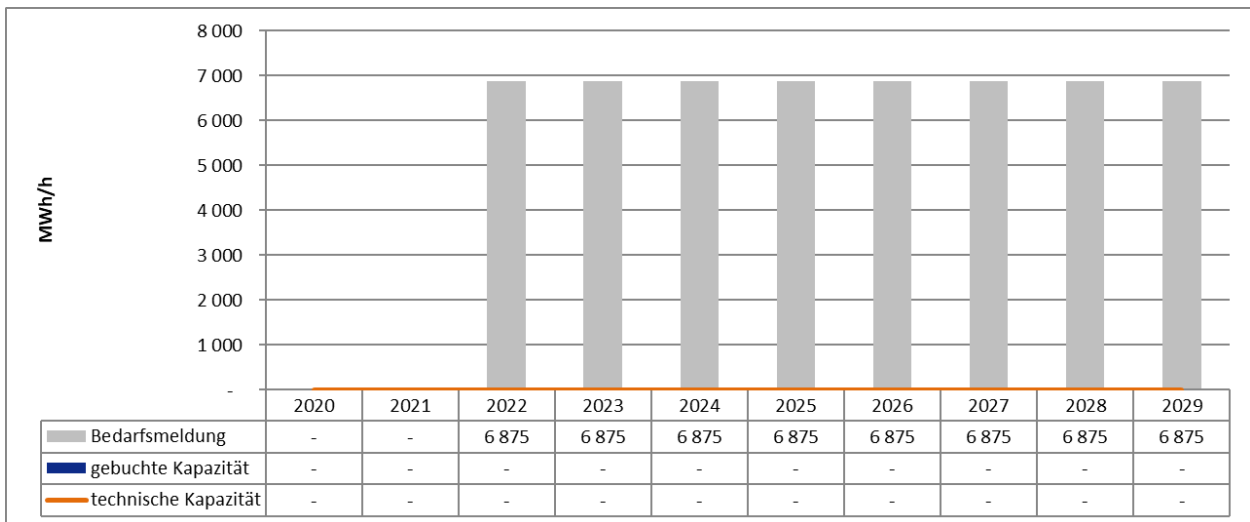
Abbildung 40: Exit Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2019

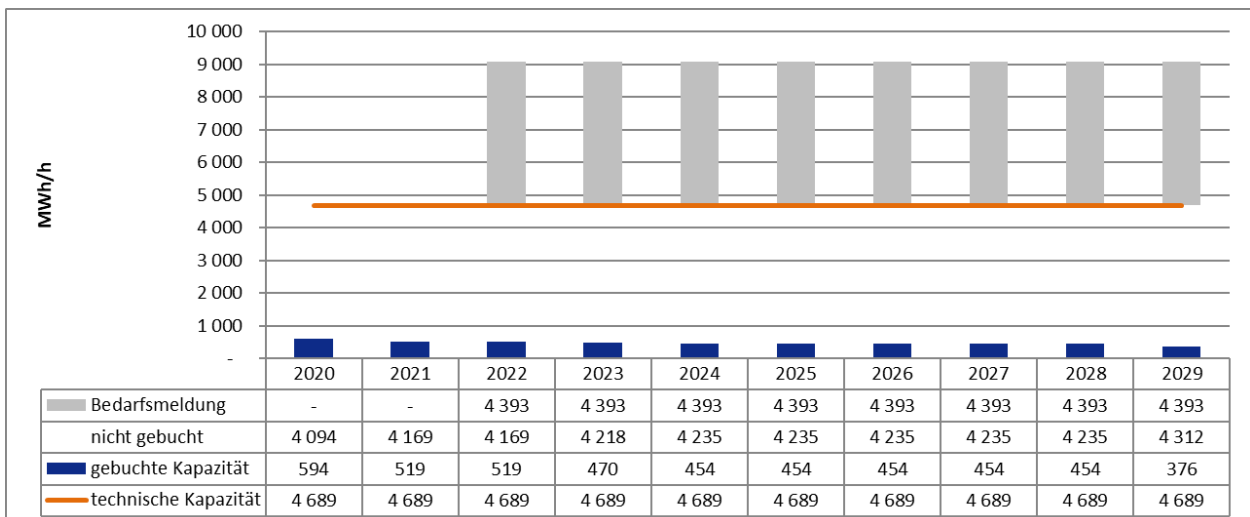
Die Bedarfsmeldungen am Ein- und Ausspeisepunkt Murfeld wurden in der Marktnachfrageanalyse nach dem Verfahren nach NC CAM von den Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria und Plinovodi festgehalten. Ziel ist es, eine Entry Kapazität von 6.875 MWh/h und eine Gesamt Exit Kapazität von 9.081 MWh/h bereit zu stellen. Siehe dazu Abbildung 41 und Abbildung 42.

Abbildung 41: Entry Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2019

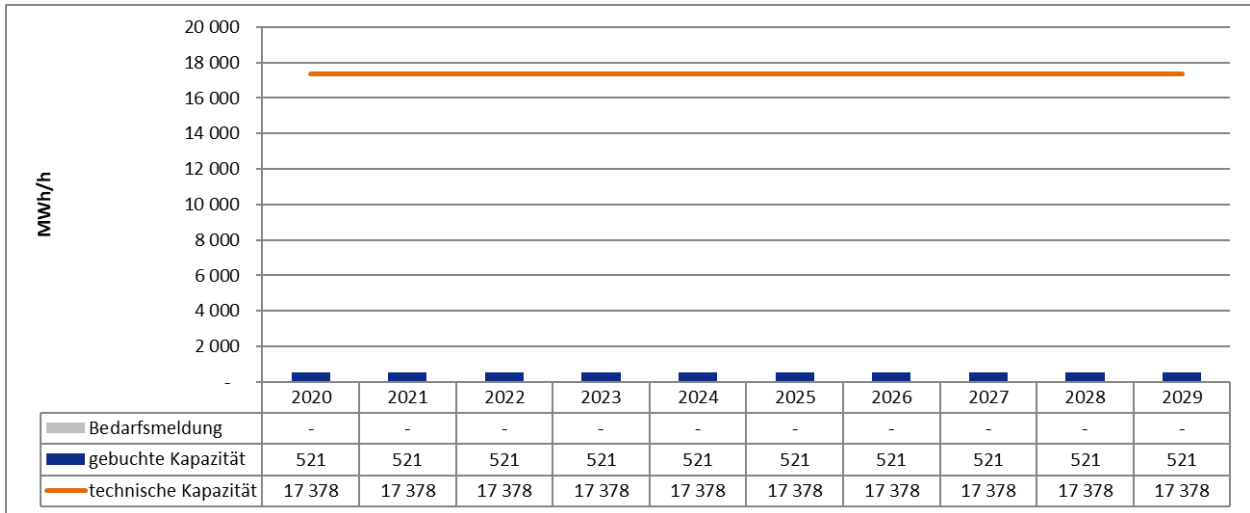
Abbildung 42: Exit Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2019

Die Abbildung 43 zeigt, dass sowohl die technische als auch die gebuchte Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein im Prognosezeitraum 2020 bis 2029 aktuell konstant bleiben.

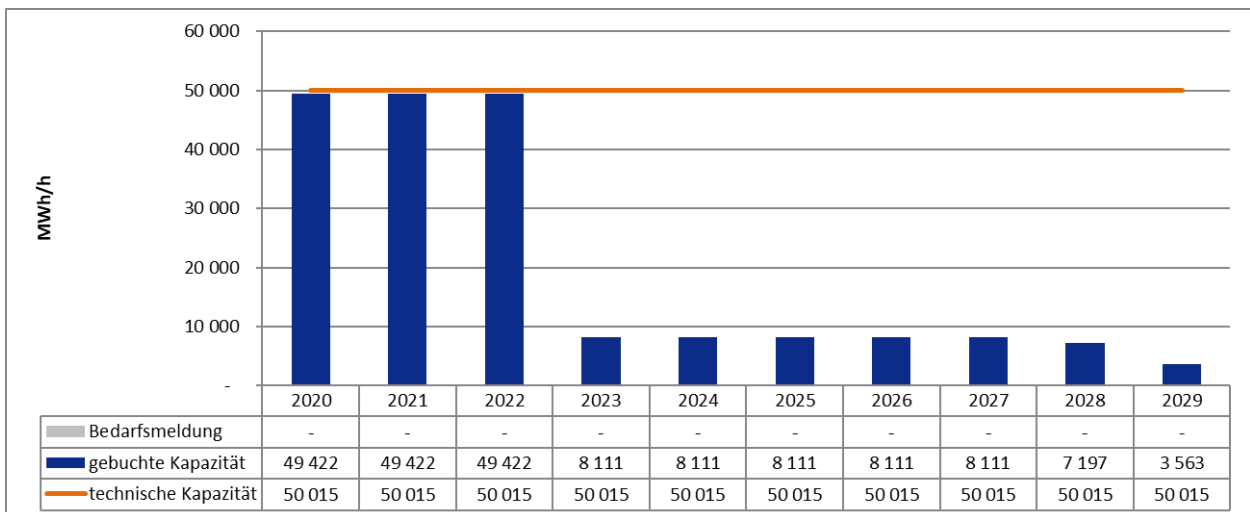
Abbildung 43: Entry Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029



Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten), Kapazitätsbedarfe; 2019

Die technische Kapazität und die gebuchte Kapazität am Ausspeisepunkt Arnoldstein bleiben von 2020 bis 2022 konstant. Analog zum Einspeisepunkt Baumgarten erhöht sich die freie Kapazität ab 2023 durch das Auslaufen von mehrjährigen langfristigen Verträgen stark.

Abbildung 44: Exit Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029

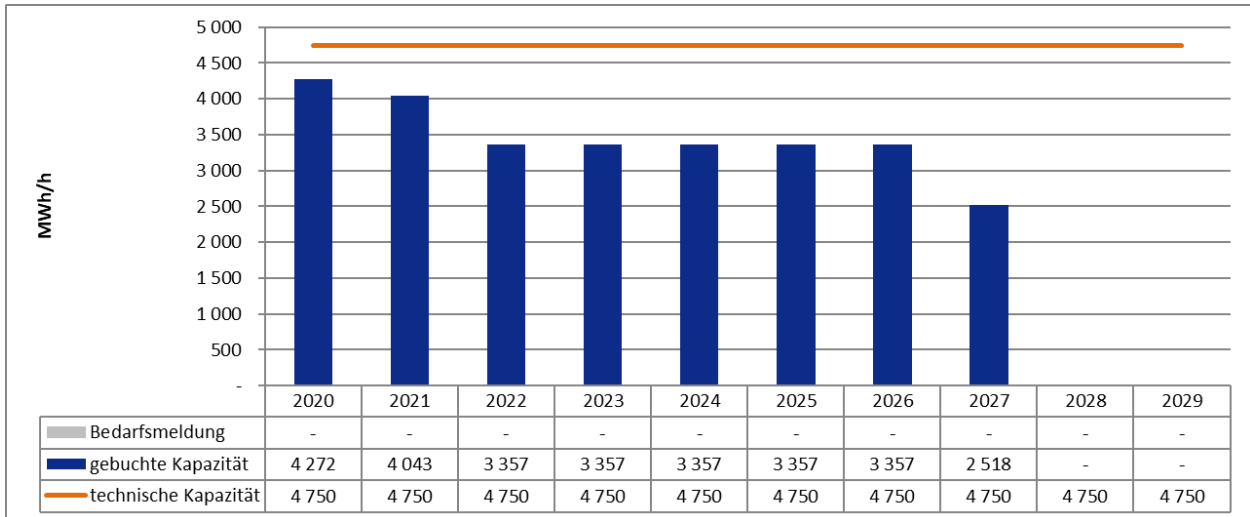


Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten), Kapazitätsbedarfe; 2019

An dem Ein- und Ausspeisepunkt Überackern wurden im KNEP 19 keine zusätzlichen Bedarfe gemeldet. Siehe dazu Abbildung 45 und Abbildung 46.

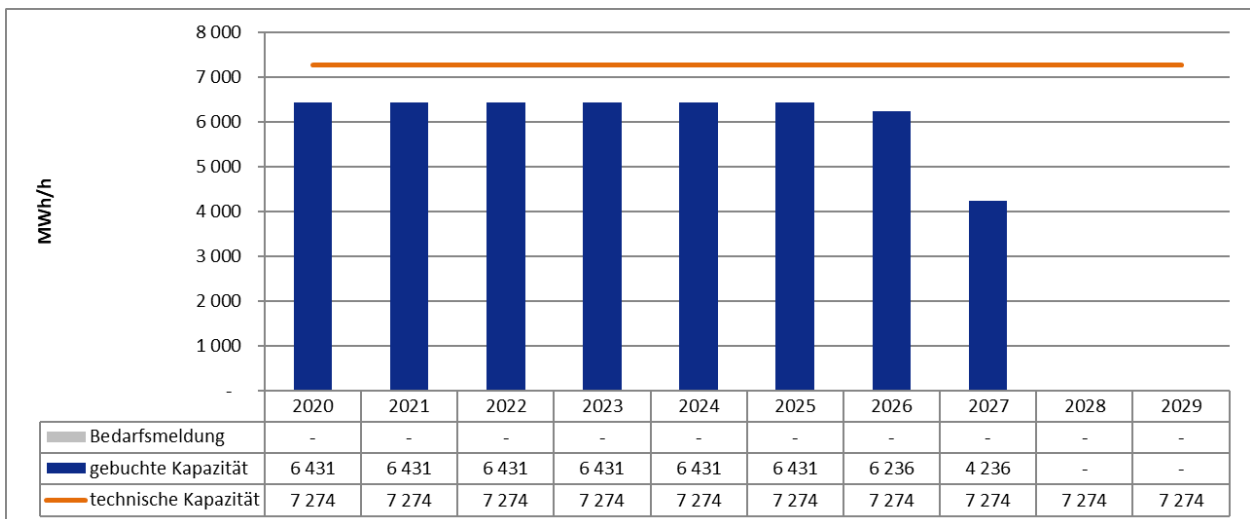
Dennoch wurde von Gas Connect Austria ein Projekt entwickelt um die Entry Kapazität in Überackern zu erhöhen und ein Wheeling zwischen Entry Überackern und Exit Oberkappel anbieten zu können.

Abbildung 45: Entry Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2019

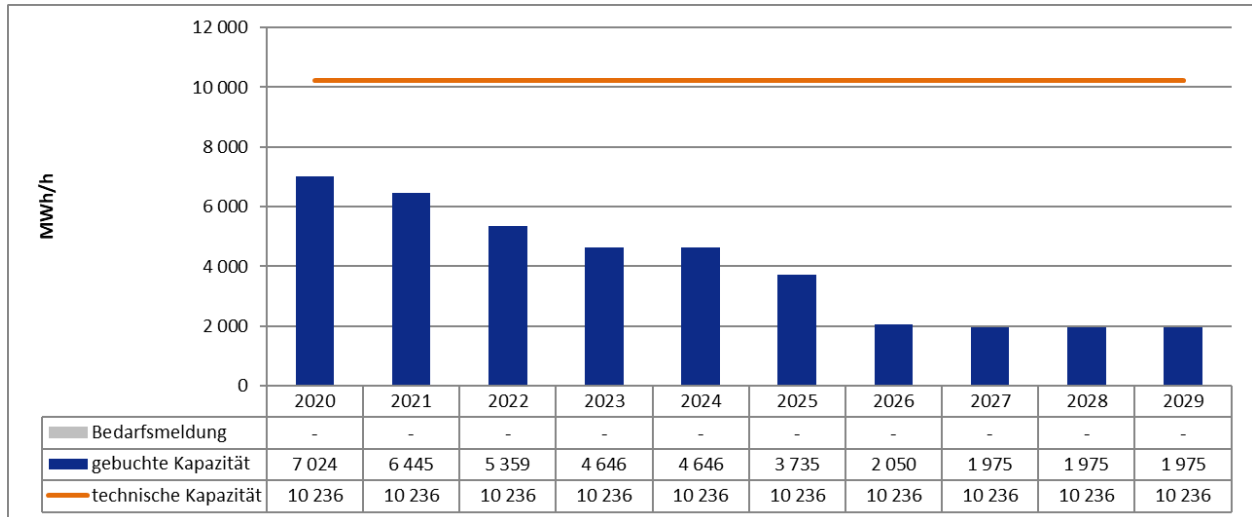
Abbildung 46: Exit Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2019

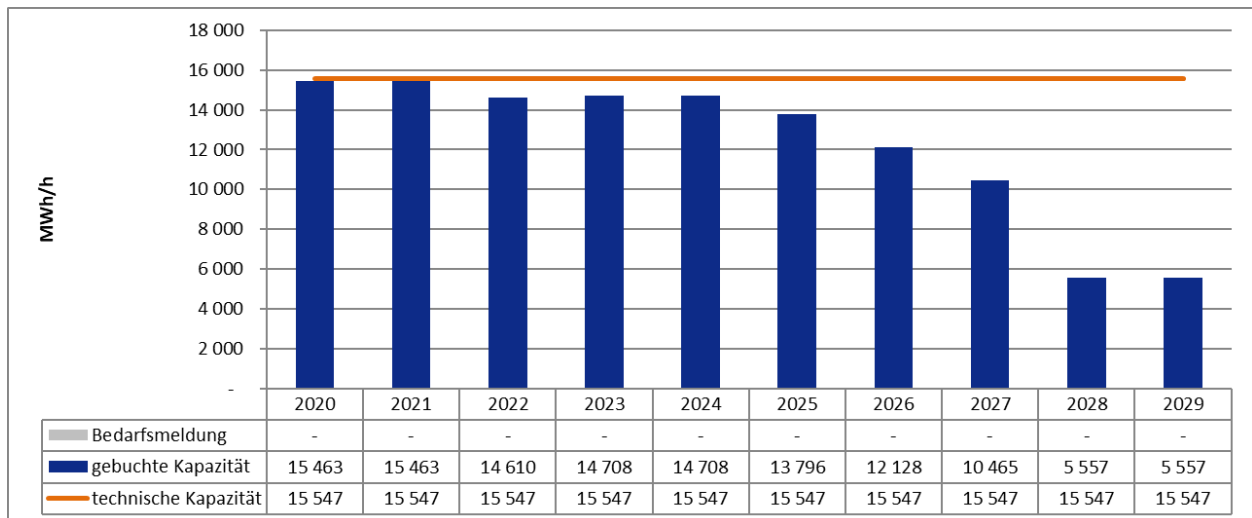
An dem Ein- und Ausspeisepunkt Oberkappel wurden im KNEP 19 keine zusätzlichen Bedarfe gemeldet. Siehe dazu Abbildung 47 und Abbildung 48.

Abbildung 47: Entry Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2019

Abbildung 48: Exit Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2019

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 9 dargestellt.

Tabelle 9: Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und Projekte zur Bereitstellung der Kapazitäten

Bedarf	Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
Entry / Exit Reintal + 750.000 Nm³/h					
	GCA	2015/01a	Bidirectional Austrian Czech Interconnector	4,5	
	TAG	2016/05	TAG Baumgarten interconnector capacity (BACI)	4,5	
Entry Mosonmagyaróvár + 570.000 Nm³/h					
	GCA	2015/05	Entry Mosonmagyaróvár	4,5	
	TAG	2016/04	TAG Baumgarten interconnector capacity (Mosonmagyaróvár)		Q4/2021
Entry Mosonmagyaróvár + 1.000.000 Nm³/h					
	GCA	2017/01	Entry Mosonmagyaróvár Plus	4,5	
	TAG	2017/01	TAG Baumgarten interconnector capacity (Mosonmagyaróvár) II	4,5	
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		Q4/2020
	TAG	2018/01	Murfeld Exit Capacity Increase	4,5	
Entry Arnoldstein + 1.000.000 Nm³/h					
	TAG	2016/01	TAG Reverse Flow Weitendorf / Eggendorf		Q4/2020
Exit Andorf + 5.000 Nm³/h					
	GCA	2017/02	Penta West – Exit Verteilerggebiet	1,5	

Quelle: AGGM, Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2019

5 Projekte und Aktivitäten der Fernleitungsnetzbetreiber (Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber)

5.1 Gliederung der Projekte

Die Projekte im KNEP werden nach Projektkategorien und Projektarten gegliedert.

5.1.1 Projektkategorie

Die Projekte im KNEP werden in 5 Projektkategorien (siehe Abbildung 49) eingeteilt, wobei die Projektkategorien den Genehmigungszyklus widerspiegeln.

Abbildung 49: 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 Projektänderungen 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.

5.1.2 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:
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

Auch Ersatzinvestitionen, die bestehende Infrastrukturen iSd § 63 Abs. 3 Z 1 GWG 2011 betreffen und den sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Netzes sicherstellen, sind in den den KNEP aufzunehmen.

5.2 Zurückgezogene Projekte aus dem KNEP 2018

Die in Tabelle 10 aufgelisteten Projekte wurden in früheren Koordinierten Netzentwicklungsplänen genehmigt und werden im KNEP 2019 zurückgezogen, da:

- diese Projekte nicht mehr erforderlich sind, um die im KNEP 2019 eingemeldeten Kapazitätsbedarfe zu decken, oder
- die Ersatzinvestition derzeit nicht durchgeführt werden soll.

Vorbehaltlich der Genehmigung der ECA werden diese Projekte nicht mehr als KNEP Projekte geführt.

Tabelle 10: Zurückgezogen Projekte

Projektart*	Projektträger	Projektnr.	Projektname
E	TAG	2017/R02-A	Major Overhaul Valve Station Lichtenegg
E	TAG	2017/R02-B	Major Overhaul Valve Station Wiefresen 1
E	TAG	2017/R02-C	Major Overhaul Valve Station Ettendorf
E	TAG	2018/R01	SCS Replacement, CS Eggendorf-Weitendorf
E	TAG	2018/R02	Major Overhaul Valve Station Ebenthal
E	TAG	2018/R03	Major Overhaul Valve Station Wettmannstätten
E	TAG	2018/R06	Major Overhaul Valve Station Reisenberg

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

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH, AGGM; 2019

Das Projekt GCA 2016/E4 „MS3 & OK Austausch Blende auf USZ“ wurde zur Besseren Umsetzbarkeit auf die Projekte GCA 2016/E2 „MS3 Reverse Flow“ und GCA 2016/E5 „Revamp Oberkappel“ aufgeteilt. Somit ist das Projekt GCA 2016/E4 „MS3 & OK Austausch Blende auf USZ“ nicht mehr im KNEP 19 enthalten.

5.3 Projekte im KNEP 2019

Der KNEP 2019 umfasst die in Tabelle 11, Tabelle 12, Tabelle 13, Tabelle 14, Tabelle 15 und Tabelle 16 aufgelisteten Projekte.

In Tabelle 11 und Tabelle 14 sind jene Projekte aufgelistet, die unverändert aus den KNEP 2018 weitergeführt werden. Diese Projekte sind bereits von E-Control Austria genehmigt und werden von den Projektträgern entsprechend dem Umsetzungsplan weitergeführt.

In Tabelle 12 Tabelle 15 und 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 13 und Tabelle 16 sind die im KNEP 2019 neu erstellten Projekte oder Planungsprojekte 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>
- ▶ Gas Connect Austria: <https://www.gasconnect.at/netzinformationen/netzentwicklung/wartungsarbeiten/>
- ▶ TAG GmbH: <https://www.taggmbh.at/fuer-netzbenutzer/wartungsarbeiten/>

5.3.1 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.

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 und werden nicht veröffentlicht.

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	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	Entry Mosonmagyarovar	4,5	
GCA	2015/08	Entry/Exit Murfeld	4,5	
GCA	2017/01	Entry Mosonmagyaróvár Plus	4,5	
GCA	2017/02	Penta West – Exit Verteilgebiet	1,5	
GCA	2018/01	Überackern - Oberkappel	4,5	
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	
TAG	2018/01	Murfeld Exit Capacity Increase	4,5	

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2019

Tabelle 12: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
TAG	2016/01	TAG Reverse Flow Weitendorf / Eggendorf		Q4/2020

Quelle: TAG GmbH; 2019

Tabelle 13: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Neue Projekte

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	2019/01	Exit Mosonmagyaróvár (Planungsprojekt)	4,5	

Quelle: Gas Connect Austria, 2019

5.3.2 Ersatzinvestitionsprojekte

Eine Übersicht der einzelnen Ersatzinvestitionsprojekte ist in Tabelle 14, Tabelle 15 und Tabelle 16 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.

Nach der durch den MGM durchgeführten Konsultation zwischen dem 07.10.2019 und 25.10.2019 wurden von den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern dem letzten Stand der unternehmensspezifischen Projektplanung entsprechend folgende Änderungen in der finalen Version A2 eingebracht:

- ▶ GCA 2019/E01 Nicht mehr Bestandteil des KNEP19
- ▶ TAG 2017/R02-B Projektkategorie von Fortführung auf Zurückziehung
- ▶ TAG 2017/R02-C Projektkategorie von Abänderung auf Zurückziehung
- ▶ TAG 2017/R03-E Projektkategorie von Abänderung auf Fortführung
- ▶ TAG 2017/R04 Projektumfang
- ▶ TAG 2017/R05 Geplante Fertigstellung von Q4/2020 auf Q4/2022 und Projektumfang
- ▶ TAG 2018/R01 Projektkategorie von Abänderung auf Zurückziehung
- ▶ TAG 2018/R02 Projektkategorie von Abänderung auf Zurückziehung

Tabelle 14: 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	2017/E5	VS Rainbach Tausch Prozessleitsystem		Q4 2019
GCA	2018/E01	Vorfall Baumgarten		Q3 2022
TAG	2016/R09	Exchange leaking valves St. Paul / Ruden / Arnoldstein		Q4 2019
TAG	2017/R01	MS2 Refurbishment		Q4 2019
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-E	Major Overhaul Valve Station Arnoldstein		Q4 2019
TAG	2017/R08	Gas Generator RC600 in CS-Ruden		Q4 2019
TAG	2018/R05	Major Overhaul Pigging Station Weitendorf		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 AZ3-AZ3L Eggendorf		Q4 2020

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2019

Tabelle 15: Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	2016/E2	MS3 Reverse Flow		Q3 2020
GCA	2016/E5	Revamp Oberkappel		Q1 2021
TAG	2016/R11	Replacement of Gashydraulic Actuators, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden		Q4 2023
TAG	2016/R12	SCS Replacement, CS Baumgarten-Grafendorf-Ruden		Q4 2022
TAG	2017/R03-A	Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen		Q4 2020
TAG	2017/R03-D	Major Overhaul Pigging Station Ruden		Q4 2019
TAG	2017/R04	Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden		Q4 2023
TAG	2017/R05	Replacement E-Actuators Filter Separators & Metering Station MS2 CS-Baumgarten		Q4 2022
TAG	2018/R04	Major Overhaul Valve Station Weitendorf		Q4 2021
TAG	2018/R07	Major Overhaul Valve Station Zöbern		Q4 2021

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2019

Tabelle 16: Ersatzinvestitionsprojekte – Neue Projekte

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	2019/E2	VS Rainbach Erneuerung Maschinensteuerung		Q4 2020
GCA	2019/E3	HAG Erneuerung Niederspannungsschaltanlage		Q4 2019
GCA	2019/E4	VS WAG Erneuerung Notstromgenerator		Q4 2020
GCA	2019/E5	MS Neustift Compilation		Q4 2021
GCA	2019/E6	UW Baumgarten Netzqualität		Q4 2020
TAG	2019/R01	Major Overhaul Valve Stations CS Weitendorf		Q4 2020
TAG	2019/R04	Replacement ball valves GOV 502 & 504 CS Baumgarten		Q4 2019
TAG	2019/R06	Exchange of Leaking Valve CS Eggendorf		Q4 2020
TAG	2019/R07	Exchange of Leaking Valve CS Ruden		Q4 2021
TAG	2019/R09	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC500 in CS Baumgarten		Q4 2021
TAG	2019/R11	Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair 2019-20		Q4 2020

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2019

5.4 Projekte und Aktivitäten von Gas Connect Austria

Das Kerngeschäft von *Gas Connect Austria* 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.

Projekte als Bausteine. Dazu führt Gas Connect Austria eine detaillierte Planung für jene technischen Maßnahmen durch, die unser Angebot für die Zukunft erst ermöglichen. Die Planung von Projekten als spezifischer Teil der Netzentwicklungsplanung unterliegt dabei der Vorgehensweise des Kapitel 5.

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 GmbH“) und den benachbarten Fernleitungsnetzbetreibern entwickelt.

Schöne neue Welt. Im Einklang mit der Klima- und Energiepolitik der Europäischen Union verfolgt Österreich das Ziel einer Senkung der Treibhausgasemissionen. Gas spielt zur Erreichung der Ziele eine maßgebliche Rolle als verlässlicher Partner hinsichtlich Versorgungssicherheit sowie im Transport und in der Speichermöglichkeit.

5.4.1 Beitrag zur Energiezukunft

Jetzt. Gas Connect Austria nimmt aktiv an der Gestaltung der Klimapolitik in relevanten nationalen und europäischen Arbeitsgruppen teil um die Erreichung der gesetzten Ziele zu unterstützen. Jahrelange Erfahrung in der Gaslogistik und technisches Know-how bilden die Basis für die Identifizierung von innovativen, effizienten und sozioökonomisch vertretbaren Lösungen für die Zukunft. Gas ist wegen seiner Eigenschaften als emissionsarmer fossiler Energieträger und seiner vielseitigen Verwendbarkeit als Wärmerversorger, Industrierohstoff und Kraftstoff ein optimaler Wegbereiter für eine stetige Erhöhung des Einsatzes erneuerbarer Gase.

CNG (Compressed Natural Gas) wird als verdichtetes Naturgas zur Betankung von Fahrzeugen genutzt und kann schon jetzt einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten. In Österreich wurde in den letzten Jahren ein flächendeckendes Netz an Erdgastankstellen aufgebaut. Derzeit stehen 175 öffentliche CNG-Tankstellen zur Verfügung. Ambitionierte Ausbaupläne werden in den nächsten Jahren noch mehr Möglichkeiten zum Tanken schaffen. Aktuelle Pläne umfassen bereits die Möglichkeit von CNG Heimtankstellen, die die Flexibilität für Endverbraucher weiter erhöhen sollen. Es gilt zu analysieren, in welcher Form bestehende Infrastruktur genutzt werden kann, um zukünftige Herausforderungen in Bezug auf erneuerbare Energien hinsichtlich Transport und Speicherung zu meistern. Da die Erzeugung und

Verfügbarkeit erneuerbarer Energien volatil sind als jene fossiler Energieträger, spielt die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit eine große Rolle. Erste Erfahrungen mit Wasserstoff in der derzeitigen Infrastruktur werden zeigen welche Investitionen notwendig sind, um neben der Versorgungssicherheit auch dem hohen Sicherheitsstandard gerecht zu werden.

Zukünftig. In Zukunft gilt es Infrastrukturpotenziale auszuschöpfen um für den Transport und die Speicherung von alternativen Energieträgern bereit zu sein.

„*Power to Gas*“ ermöglicht Stromüberschüsse aus alternativen Energiequellen mittels Elektrolyse in Wasserstoff umzuwandeln. Dieser kann direkt in das Gasnetz eingespeist oder zuvor in erneuerbares Methan umgewandelt werden. „*Power to Gas*“ würde den Vorteil bieten, dass Überschussenergie einfach und in großen Mengen gespeichert und bei Bedarf letztlich wieder in Strom transformiert werden kann. Alternativ kann Wasserstoff direkt als grüner Rohstoff (zB in der Industrie oder als Kraftstoff) genutzt werden.

Ein weiterer Ansatz, „*Greening the Gas*“, beschäftigt sich mit der Möglichkeit, Biogas aufbereitet ins Gasnetz einzuspeisen und gleich vor Ort zur Strom- und Wärmeerzeugung zu nutzen. Es unterstreicht, dass Gas auch nachhaltig und erneuerbar ist und somit zu einer Reduktion von Treibhausgasemissionen führt.

Die „*Sektorkopplung*“, also die Vernetzung der einzelnen Sektoren innerhalb der Energiewirtschaft, und die damit einhergehenden Synergieeffekte bei der Integration von hohen Anteilen erneuerbarer Energien wird als wichtiges Konzept zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele betrachtet. Besonders die Kopplung der einzelnen Sektoren mit vorwiegend erneuerbaren Energieträgern und die Ausnutzung der bestehenden Infrastruktur als Speicher- und Transportfunktion kann zu einem effizienten Energiesystem der Zukunft beitragen.

Nachhaltig. Durch die konsequente Nutzung und Weiterentwicklung der vorhandenen Gasinfrastrukturen, durch die Technologieoffenheit und vor allem durch die Verknüpfung unterschiedlicher Klimaschutztechnologien kann mit dem Energieträger Gas ein maßgeblicher Beitrag zu einer umfassenden Dekarbonisierung und Emissionsreduktion geleistet werden.

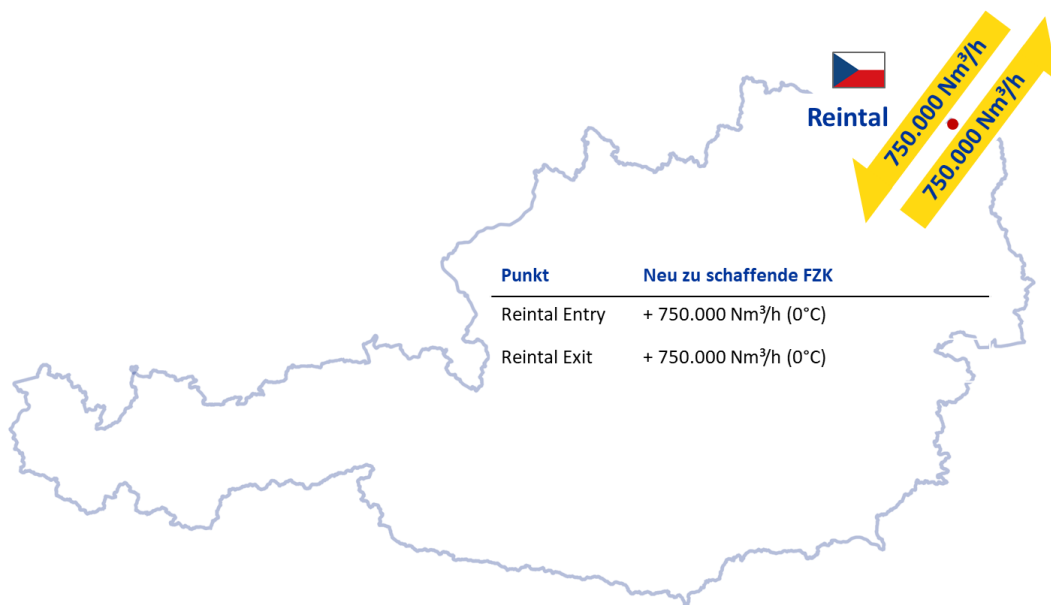
Zur *Forschung und Entwicklung* von Projekten in Zusammenhang mit erneuerbaren Energien veranschlagt Gas Connect Austria ein gesondertes Budget um den zukünftigen Herausforderungen und Entwicklungen gerecht zu werden. Konkret beauftragt Gas Connect Austria aktuell Studien, um die „H2 Fitness“ der Systeme zu analysieren und so unsere Infrastruktur für die Zukunft „wasserstofffit“ zu machen. Darüber hinaus beschäftigt sich Gas Connect Austria in Form von Studien mit der realen Umsetzung von „*Power to Gas*“ Projekten bzw. mit Projekten zur Eigenstromerzeugung (Sektorkopplung).

5.4.2 Bidirectional Austrian-Czech Interconnector - "BACI" (GCA 2015/01a)

Marktnachfrageanalyse als Ausgangsbasis. Im Bericht zur Marktnachfrageanalyse nach Artikel 26 NC CAM vom Juni 2017 haben der tschechische Fernleitungsnetzbetreiber NET4GAS und Gas Connect Austria einen bidirektionalen Kapazitätsbedarf für neu zu schaffende, frei zuordenbare Kapazität auf fester Basis (im Folgenden „FZK“) am potenziellen neuen Ein- und Ausspeisepunkt Reintal in Höhe von rund 8.393 MWh/h bzw. 750.000 Nm³/h (0°C) festgehalten.

Neu zu schaffende Kapazität. Die folgende Abbildung veranschaulicht die Kapazitätssituation am potenziellen neuen Ein- und Ausspeisepunkt Reintal.

Abbildung 50: GCA2015/01a Bidirectional Austrian-Czech Interconnector



Quelle: Gas Connect Austria

Genehmigung im Netzentwicklungsplan. Das Projekt GCA2015/01a wurde mit dem Gas Connect Austria Netzentwicklungsplan 2015 genehmigt. Die erforderlichen Maßnahmen für die Schaffung der FZK wurden über den Planungshorizont 2020 – 2029 analysiert und im entsprechenden Projektdatenblatt (siehe Projekt [GCA2015/01a](#)) aktualisiert.

Konzepte zur Kapazitätsvergabe. Die Vergabe der neu zu schaffenden Kapazität würde am neuen Kopplungspunkt Reintal an der österreichisch / tschechischen Grenze gemäß Artikel 29 NC CAM erfolgen.

Europäische Einbindung erfolgt. Das Projekt GCA2015/01a ist ein Vorhaben von gemeinsamem Interesse gemäß Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Infrastruktur (im Folgenden „TEN-E Verordnung“) und als solches ein Bestandteil der dritten Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse (im Folgenden „PCI“ bzw. „PCI-Unionsliste“). Das Projekt 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.

The future is wide open. Da der Pilot „Trading Region Upgrade“ noch in Umsetzung befindlich ist (siehe Kapitel 3.5.2) und also noch keine Bewertung seiner Ergebnisse vorliegt, hat Gas Connect Austria das Projekt GCA2015/01a in den gesamteuropäischen zehnjährigen Netzentwicklungsplan (im Folgenden „TYNDP“) 2020 angemeldet sowie als Kandidaten für die Aufnahme in die vierte PCI-Unionsliste nominiert. Die vierte PCI Unionsliste wurde am 31. Oktober 2019 von der Europäischen Kommission angenommen. Das Projekt BACI wurde diesmal nicht als PCI Projekt in die Liste aufgenommen.

Ausblick. Der Markt äußert jedoch unverändert Interesse an einer möglichen direkten Verbindung der tschechischen und österreichischen Einspeise- und Ausspeisesysteme: Am 1. Juli 2019 startete das nunmehr zweite (verpflichtende) Verfahren für neu zu schaffende Kapazität gem. Artikel 5 NC CAM. Potenzielle Transportkunden haben bei Gas Connect Austria im Rahmen der Durchführung der Marktnachfrageanalyse einen unverbindlichen Transportbedarf in Höhe von rd. 1.277 MWh/h bzw. rd. 114.155 Nm³/h (0°C) vom tschechischen Einspeise-Ausspeisesystem in das österreichische Einspeise-Ausspeisesystem Marktgebiet Ost für die Gasjahre 2020 bis 2034 angemeldet. NET4GAS und Gas Connect Austria haben daher im gemeinsamen Bericht zur Marktnachfrageanalyse⁸ ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität eingeleitet.

5.4.3 Überackern - Oberkappel (GCA 2018/01)

Auktionen für neu zu schaffende Kapazität als Ausgangsbasis. Die im Juli 2018 europaweit erstmalig durchgeführte Versteigerung von neu zu schaffender Kapazität am Kopplungspunkt Überackern nach den Vorgaben des NC CAM zeigte keine Nachfrage nach einem Zugang zum österreichischen virtuellen Handlungspunkt (im Folgenden „VHP“). Jedoch indizierten Rückmeldungen von Marktteilnehmern ein Interesse an neu zu schaffender, fester Kapazität zwischen den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern und Oberkappel.

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 projektierte daher eine Ertüchtigung dieser Transportspanne zwischen Speicher und deutschem VHP in Höhe von rund 2.798 MWh/h bzw. 250.000 Nm³/h (0°C) an neu zu schaffender, fester Kapazität (siehe Kapitel 3.5.3).

Genehmigung im Netzentwicklungsplan. Das Projekt GCA2018/01 wurde mit dem Gas Connect Austria Netzentwicklungsplan 2018 genehmigt. Die erforderlichen Maßnahmen für die Schaffung der festen Kapazität wurden über den Planungshorizont 2020 – 2029 analysiert und im entsprechenden Projektdatenblatt (siehe Projekt [GCA2018/01](#)) aktualisiert.

⁸ <https://www.gasconnect.at/netzinformationen/netzentwicklung/netzentwicklungsplanung/>

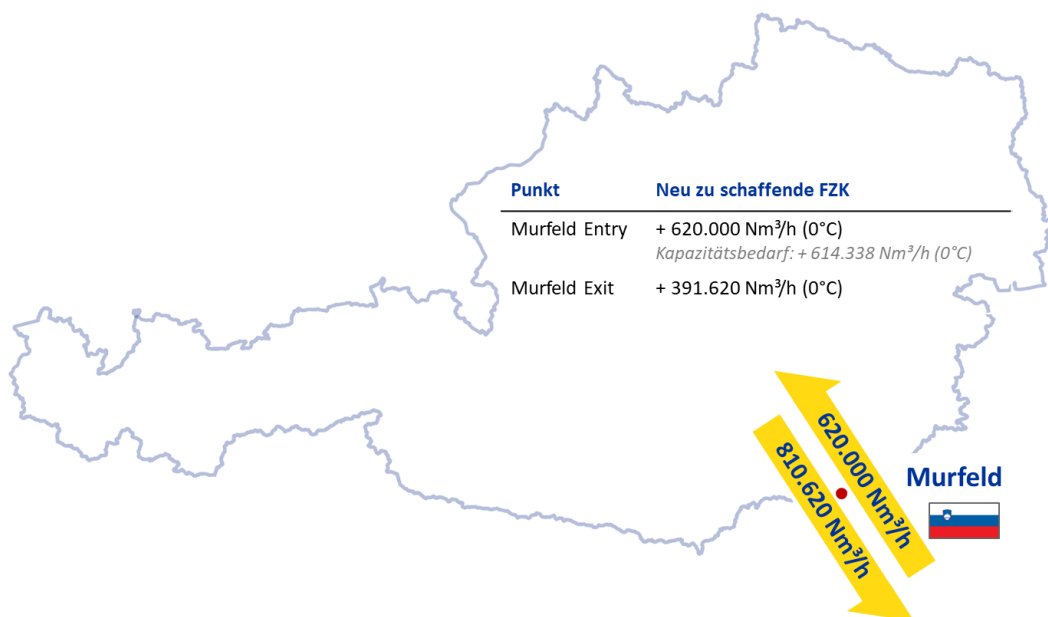
Konzepte zur Kapazitätsvergabe. Gas Connect Austria plant, die Kapazität im Rahmen der Jahresauktionen 2020 zu versteigern. Die Transportdienstleistung würde in diesem ersten Schritt ohne Zugang zum österreichischen VHP angeboten und in dieser Beschaffenheit der bereits existierenden Dienstleistung Kurzstreckentransport Überackern SUDAL - Überackern ABG („Wheeling“) gleichen.

5.4.4 Entry / Exit Murfeld (GCA 2015/08)

Marktnachfrageanalyse als Ausgangsbasis. Im Bericht zur Marktnachfrageanalyse nach Artikel 26 NC CAM vom 27. Juni 2017 haben der slowenische Fernleitungsnetzbetreiber Plinovodi und Gas Connect Austria einen Kapazitätsbedarf für neu zu schaffende FZK festgehalten. Am Einspeisepunkt Murfeld beträgt der Kapazitätsbedarf rund 6.875 MWh/h bzw. 614.388 Nm³/h (0°C) und am Ausspeisepunkt Murfeld beträgt der Kapazitätsbedarf rund 4.393 MWh/h bzw. 391.620 Nm³/h (0°C).

Neu zu schaffende Kapazität. Die folgende Abbildung zeigt die Kapazitätssituation am Ein- und Ausspeisepunkt Murfeld. Gegenwärtig ist die Höhe der FZK am Ausspeisepunkt Murfeld mit rund 4.688 MWh/h bzw. 419.000 Nm³/h (0°C) begrenzt. Am Einspeisepunkt existiert gegenwärtig keine FZK und Transporte erfolgen auf unterbrechbarer virtueller Basis.

Abbildung 51: GCA 2015/08 Entry / Exit Murfeld



Quelle: Gas Connect Austria

Genehmigung im Netzentwicklungsplan. Das Projekt GCA2015/08 wurde mit dem Gas Connect Austria Netzentwicklungsplan 2015 genehmigt. Die erforderlichen Maßnahmen für die Schaffung der FZK wurden über den Planungshorizont 2020 – 2029 analysiert und im entsprechenden Projektdatenblatt (siehe Projekt [GCA2015/08](#)) aktualisiert.

Konzepte zur Kapazitätsvergabe. Gas Connect Austria brachte im April 2018 einen mit Plinovodi abgestimmten Projektvorschlag zur Versteigerung abgestimmter Angebotslevel im Rahmen der

Auktionen für Jahreskapazität im 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 gemäß NC CAM gegeben. Gas Connect Austria verfolgte daher das Ziel, die neu zu schaffende Kapazität im Rahmen der Auktionen für Jahreskapazität im Juli 2019 zu vergeben. Im März 2019 teilte Plinovodi Gas Connect Austria mit, dass die Vorbereitungen für die Vergabe seitens Plinovodi nicht fortgeführt würden und begründete dies mit der niedrigen Buchungslage von Anlandekapazitäten am kroatischen LNG Terminal in Krk (siehe Kapitel 3.5.4). Plinovodi bekennt sich jedoch zu einer gemeinsamen Weiterentwicklung des Gaskorridors „Kroatien-Slowenien-Österreich“ und verweist in diesem Zusammenhang auf das im Juli 2019 gestartete und nunmehr zweite Verfahren für neu zu schaffende Kapazität gemäß NC CAM.

Synchronisation. Aufgrund der o.a. niedrigen Buchungslage am LNG Terminal Krk, welche als mögliche Quelle für Infrastrukturmaßnahmen am Einspeisepunkt Murfeld in Betracht kommt, wird Gas Connect Austria im nächstjährigen KNEP zusätzlich eine Untersuchung von kleiner dimensionierten Ausbauschwellen vornehmen.

Europäische Einbindung erfolgt. Gas Connect Austria hat das Projekt GCA2015/08 in den TYNDP 2020 eingemeldet sowie als Kandidaten für die Aufnahme in die vierte PCI-Unionsliste nominiert. Die vierte PCI Unionsliste wurde am 31 Oktober 2019 von der Europäischen Kommission angenommen. Dem Projekt GCA2015/08 wurde im Rahmen des Projekt-Clusters „6.26 Croatia – Slovenia – Austria“ erneut der Status als PCI zuerkannt.⁹

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

Marktnachfrageanalyse als Ausgangsbasis. Im Bericht zur Marktnachfrageanalyse nach Artikel 26 NC CAM vom Juni 2017 haben der ungarische Fernleitungsnetzbetreiber FGSZ und Gas Connect Austria am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár einen Kapazitätsbedarf für neu zu schaffende FZK von bis zu 11.115 MWh/h bzw. 993.325 Nm³/h (0°C) festgehalten. Der Bedarf setzt sich aus einer Kapazitätsanmeldung von rund 4.737 MWh/h bzw. 423.325 Nm³/h (0°C) im Rahmen der 2017 durchgeführten Analyse der Marktnachfrage sowie der bereits im Gas Connect Austria Netzentwicklungsplan 2015 im Zuge von „ROHUAT“ genehmigten Projektierung von rund 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 Kapazitäten basieren auf dem Projekt GCA 2015/05 mit 6.378 MWh/h bzw. 570.000 Nm³/h (0°C) neu zu schaffender Kapazität¹⁰ und dem zusätzlich 2017 eingebrachtem Bedarf von 4.737 MWh/h bzw. 423.325 Nm³/h (0°C). Diese Bedarfe wurden additiv im Gas Connect Austria

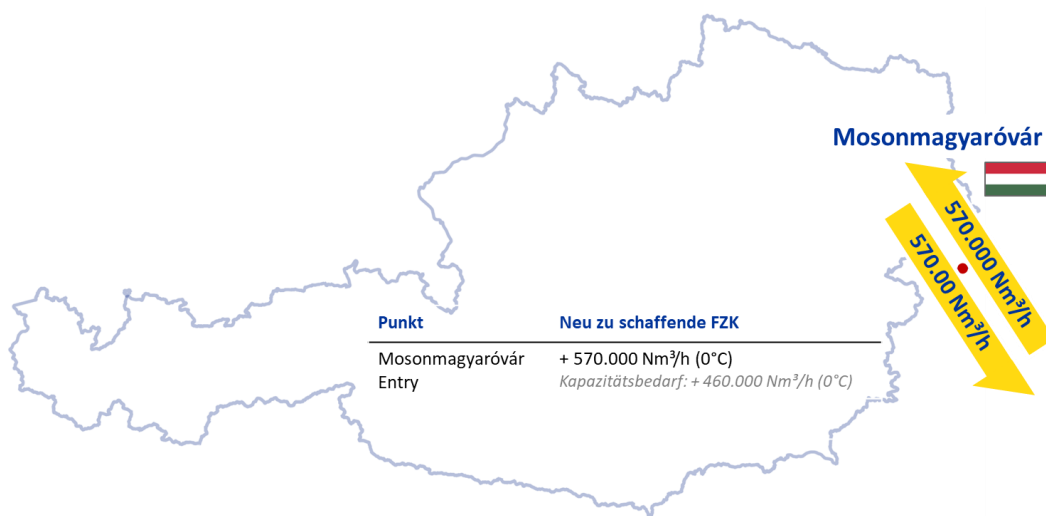
⁹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/c_2019_7772_1_annex.pdf

¹⁰ Diese Projektierungsschwelle wurde aufgrund der technischen Kapazität des Bestandsystems in Normalflussrichtung gewählt.

Netzentwicklungsplan 2017 als Projekt GCA2017/01 abgebildet. Am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár existiert gegenwärtig keine FZK und Transporte erfolgen auf unterbrechbarer, virtueller Basis.

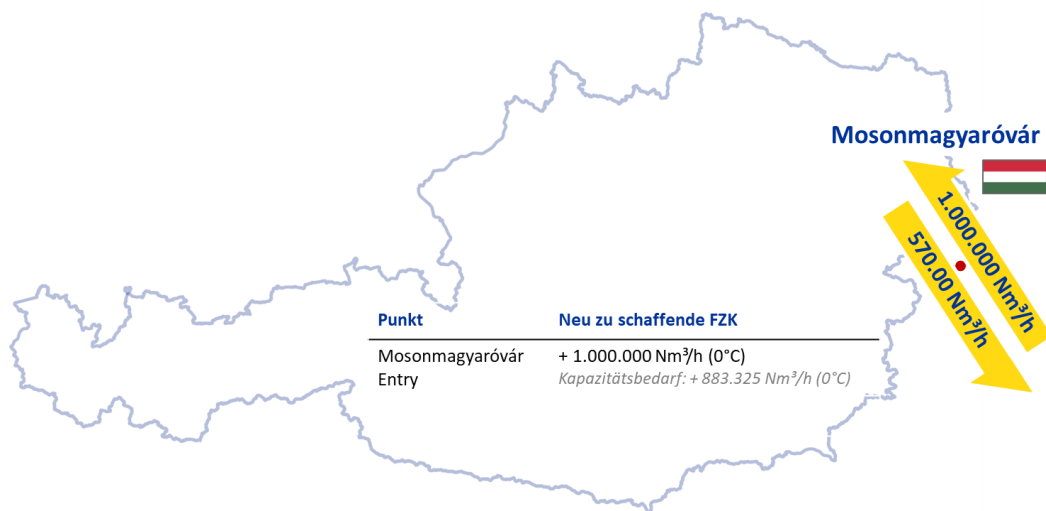
Genehmigung im Netzentwicklungsplan. Das Projekt GCA2015/05 wurde mit dem Gas Connect Austria Netzentwicklungsplan 2015 genehmigt. Das Projekt GCA2017/01 wurde mit dem Gas Connect Austria Netzentwicklungsplan 2017 genehmigt. Die erforderlichen Maßnahmen für die Schaffung der FZK wurden über den Planungshorizont 2020 – 2029 analysiert und in den entsprechenden Projektdatenblättern (siehe Projekte [GCA2015/05](#) und [GCA2017/01](#)) aktualisiert.

Abbildung 52: GCA2015/05 Entry Mosonmagyaróvár



Quelle: Gas Connect Austria

Abbildung 53: GCA 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár Plus



Quelle: Gas Connect Austria

Konzepte zur Kapazitätsvergabe. Gas Connect Austria brachte im April 2018 einen mit FGSZ abgestimmten Projektvorschlag gemäß Artikel 28 CAM NC zur Versteigerung abgestimmter Angebotslevel im Rahmen der Auktionen für Jahreskapazität im Juli 2018 bei der österreichischen Regulierungsbehörde ein. Der Projektvorschlag wurde von der Regulierungsbehörde genehmigt. Der von FGSZ eingebrachte korrespondierende Projektvorschlag für die andere Seite des Kopplungspunkts Mosonmagyaróvár wurde von der ungarischen Regulierungsbehörde nicht genehmigt (siehe Kapitel 3.5.6). Da die zuständigen nationalen Regulierungsbehörden innert sechs Monaten keine Einigung über den vorgelegten Projektvorschlag erzielen konnten, leitete die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (im Folgenden „ACER“) ein Entscheidungs-Verfahren ein.

The Agency. Die „Decision No 05/2019 of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 9 April 2019 on the incremental capacity project proposal for the Mosonmagyarovar interconnection point“¹¹ schreibt Gas Connect Austria und FGSZ die Versteigerung der neu zu schaffenden Kapazität in der jährlichen Auktion für Jahreskapazität vor. Gas Connect Austria stellte demnach die neu zu schaffende Kapazität auf der Kapazitätsbuchungsplattform „Regional Booking Platform©“ zur Versteigerung ein. FGSZ hat dies jedoch unterlassen, sodass im Zuge der Jahresauktionen im Juli 2019 aufgrund der Verpflichtung, gebündelte Kapazitätsprodukte gemeinsam anzubieten, keine Vergabe stattfinden konnte. FGSZ und die ungarische Regulierungsbehörde legten Beschwerden gegen die Entscheidung von ACER ein. Die Beschwerden wurden am 6. August 2019¹² durch den ACER Beschwerdeausschuss zurückgewiesen.

Europäische Einbindung erfolgt. Gas Connect Austria hat das Projekt GCA2015/05 in den TYNDP 2020 eingemeldet sowie als Kandidaten für die Aufnahme in die vierte PCI-Unionsliste nominiert. Die vierte PCI Unionsliste wurde am 31. Oktober 2019 von der Europäischen Kommission angenommen. Das Projekt wurde diesmal nicht als PCI Projekt in die Liste aufgenommen.

Kleinster gemeinsamer Nenner? Das Projekt GCA2015/04 Entry Mosonmagyaróvár Minimum sieht neu zu schaffende feste Kapazität in Höhe von rund 1.343 MWh/h bzw. 120.000 Nm³/h (0°C) vor. Das Projekt wurde mit dem Gas Connect Austria Netzentwicklungsplan 2017 genehmigt. Die erforderlichen Maßnahmen für die Schaffung der festen Einspeisekapazität wurden über den Planungshorizont 2020 – 2029 analysiert und im entsprechenden Projektdatenblatt (siehe Projekt [GCA2015/04](#)) aktualisiert. Auf Betreiben von Gas Connect Austria und nach Gesprächen auf ministerieller Ebene konnte FGSZ für eine Zusammenarbeit gewonnen werden. FGSZ hat begonnen, eine Vorstudie für eine korrespondierende Projektierung auf ungarischer Seite zu erstellen. Alternativ zu einer marktbasierter Projektentwicklung nach NC CAM könnte das Projekt auch mit Blick auf die Erhöhung der Versorgungssicherheit, d.h. im regulatorischen

¹¹Siehe

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2005-2019%20on%20HUAT.pdf

¹² Siehe [https://acer.europa.eu/en/The_agency/Organisation/Board_of_Appeal/Decisions/A-004-2019%20\(cons\)%20for%20publication_non-confidential.pdf](https://acer.europa.eu/en/The_agency/Organisation/Board_of_Appeal/Decisions/A-004-2019%20(cons)%20for%20publication_non-confidential.pdf)

Rahmen der Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung, vorangetrieben werden.

Ausblick. Am 1. Juli 2019 startete das nunmehr zweite (verpflichtende) Verfahren für neu zu schaffende Kapazität gem. Artikel 5 NC CAM. Potenzielle Transportkunden haben bei Gas Connect Austria im Rahmen der Durchführung der Marktnachfrageanalyse einen unverbindlichen Transportbedarf in Höhe von rd. 1.277 MWh/h bzw. rd. 114.155 Nm³/h (0°C) am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár für die Gasjahre 2020 bis 2034 angemeldet. Nach Ablauf der Einmeldefrist für unverbindliche Transportbedarfe wurde ein solcher in Höhe von rd. 4.271 MWh/h bzw. rd. 381.691 Nm³/h (0°C) am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár angemeldet. Anhand dieser Anmeldungen haben FGSZ und Gas Connect Austria einen gemeinsamen Bericht zur Marktnachfrage erstellt und veröffentlicht.¹³

5.4.6 Exit Mosonmagyaróvár (GCA 2019/01)

Projektierung am Entry Mosonmagyaróvár als Ausgangsbasis. Aufgrund der marktbasieren Ausbauschwelle von rund 1.000.000 Nm³/h (0°C) des Projektes GCA 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár Plus hat Gas Connect Austria in Absprache mit der Regulierungsbehörde auch eine Projektierung für diese Ausbauschwelle im Normalfluss, also für die Flussrichtung von Österreich nach Ungarn, durchgeführt. Die erforderlichen Maßnahmen für die Schaffung der FZK am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár sind im entsprechenden Projektdatenblatt beschrieben (siehe Projekt [GCA2019/01](#)).

5.4.7 Mehrbedarf Verteilergbiet plus (GCA 2015/07b)

Das Projekt *Mehrbedarf* Verteilergbiet wurde im ersten Quartal 2019 fertiggestellt. Das Projekt wurde aufgrund der 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 umgesetzt. Nun stehen insgesamt 10.742 MWh/h bzw. 960.000 Nm³/h (0°C) in FZK Qualität am virtuellen Einspeisepunkt vom Verteilergbiet in das Fernleitungsnetz zur Verfügung.

5.4.8 Penta West Exit Verteilergbiet (GCA 2017/02)

Das Projekt *Penta West Exit Verteilergbiet* wurde auf Basis von Kapazitäten zur Versorgung des Raums Schärding, die von AGGM als Netzbenutzer 2017 angemeldet wurden, konzipiert. Ziel des Projektes ist, FZK in Höhe von rund 56 MWh/h bzw. 5.000 Nm³/h (0°C) an der Schieberstation Andorf des Penta West Leitungssystems für eine Ausspeisung ins Verteilergbiet zu schaffen. Die Durchführung ist von der Konkretisierung der Bedarfsmeldung durch den AGGM als

¹³ <https://www.gasconnect.at/netzinformationen/netzentwicklung/netzentwicklungsplanung/>

Netzbenutzer abhängig. Dies auch insbesondere deshalb, weil AGGM als Verteilergebietsmanager bis dato kein korrespondierendes Projekt in der Langfristigen Planung eingereicht hat. Daher wird das Projekt als Planungsprojekt im Netzentwicklungsplan belassen (siehe Projekt [GCA 2017/02](#)).

5.4.9 Entry Arnoldstein (GCA 2015/10)

Für *neu zu schaffende FZK* am Einspeisepunkt Arnoldstein wurde in Kooperation mit dem Fernleitungsnetzbetreiber TAG GmbH ein Projekt für die korrespondierende Ertüchtigung der Leitungssysteme von Gas Connect Austria entwickelt. Mit dem Projekt GCA 2015/10 wurden technische Maßnahmen umgesetzt, um die mit TAG GmbH abgestimmte FZK von 11.190 MWh/h bzw. 1.000.000 Nm³/h (0°C) in nachgelagerte Leitungssysteme von Gas Connect Austria ableiten zu können. Das Projekt wurde im vierten Quartal 2018 fertiggestellt.

5.5 Projekte und Aktivität der Trans Austria Gasleitung GmbH

An der Kreuzung zwischen den Nord-Süd und West-Ost europäischen („NSI East Gas“) und südlichen („SGC“) vorrangigen Gaskorridoren spielen Österreich und dessen virtueller Handlungspunkt in der Gasversorgung 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 zusätzlich 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 angrenzenden Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria GmbH, 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 GmbH-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 Beitrag von TAG GmbH zum österreichischen Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP) 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 GmbH-Systems ab. TAG GmbH stellt ebenfalls 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 Beitrag von TAG GmbH wurde integrativ in enger Zusammenarbeit mit Marktgebietsmanager (AGGM), Gas Connect Austria und den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern aufgebaut. Die etwaigen Interaktionen mit dem österreichischen Verteilungssystem wurden ebenfalls in einer nationalen holistischen Betrachtungsweise unter Einbeziehung der AGGM als Verteilgebietsmanager (VGM) und Marktgebietsmanager (MGM) berücksichtigt.

5.5.1 Kommerzielle Aktivitäten

Einführung eines einheitlichen Vertragsrahmenwerks für Kapazitätsbuchung: der TAG GmbH Frame Capacity Contract

Aktuell bietet TAG GmbH an, Standardkapazitätsprodukte, welche mittels verschiedener produktscharfer Verträgen (jährlich, vierteljährlich, monatlich und kurzfristig) kontrahiert werden können. Unter dem Titel der Kundenzufriedenheit beabsichtigt TAG GmbH ab 1. Oktober 2019 als wichtiger Schritt seiner kommerziellen Strategie, einen Rahmenvertrag mit unbeschränkter Laufzeit zur Kontrahierung von Transportkapazitäten für alle Standardkapazitätsprodukte gemäß Art. 3 Abs. 4 VO (EU) 2017/459 (NC CAM) einzuführen.

Dieses adaptierte Rahmenwerk soll den Netzbenutzern den Netzzugang noch weiter erleichtern, weil durch den Abschluss des Rahmenvertrages der Administrationsaufwand im Vergleich zum aktuell in Verwendung befindlichen Prozess maßgeblich reduziert wird. Einige damit einhergehenden Vereinfachungen im Bereich des ebenfalls nur mehr einmaligen Registrierungsprozesses eines potenziellen Netzbenutzers, und der nur mehr einheitlichen Sammelrechnung aller Standardkapazitätsprodukte werden im Rahmen dieser Einführung Umsetzung finden.

Verbesserungen im Bereich der finanziellen Sicherheiten, ohne Änderungen der in den geltenden Allgemeinen Bedingungen des Netzzugangs vorgeschriebenen Beträge, werden auch vorgesehen.

Kundenbeziehung als Erfolgsfaktor

TAG GmbH leitete 2017 einen abteilungsübergreifenden Prozess zur Analyse der Kundenzufriedenheit ein. Ziel dabei ist es, 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.

Eine Wiederholung der Marktuntersuchung findet ab Mitte September 2019 statt, bei welcher die Netzbenutzer erneut eingeladen werden, ihre quantitativen und qualitativen Meinungen zu liefern.

5.5.2 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.

Gesundheit und 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.

Die Gesundheit ihrer Mitarbeiter ist TAG GmbH ein besonderes Anliegen. Im Rahmen der Arbeitsplatzevaluierung wird ihr besondere Aufmerksamkeit geschenkt. Weiters werden den Mitarbeitern verschiedene Gesundheitsaktionen angeboten.

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.

Security

Die TAG GmbH ist sich Ihrer Rolle als kritische Infrastruktur bewusst. In enger Abstimmung mit Behörden und Ministerien trifft sie Vorkehrungen, um sich vor intentionalen Gefahren zu schützen.

5.5.3 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 GmbH-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, 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: die Inbetriebnahme

Aufgrund der Vorgaben des neuen Emissionsschutzgesetzes für Kesselanlagen (EGK), des Alters und der erreichten Betriebsstunden (über 100.000 je Einheit) der alten 10 im Jahr 1975 installierten gasgetriebenen Verdichtereinheiten (vom Typ GE Frame 3), werden von der TAG GmbH diese schrittweise zwischen 2018-2020 außer Betrieb genommen, und durch vier modernste Elektroverdichter ersetzt.

Bereits im Q3 2018 konnten im Rahmen der mechanischen- und funktionellen Tests zum ersten Mal elektrischer Strom als Energie zum Gastransport im TAG GmbH System eingesetzt werden.

Die erste funktionelle Inbetriebnahme der Elektroverdichter fand im Dezember 2018 statt und mit April 2019 wurden schon bereits ca. 12.200 MWh Strom für die Verdichtung von Gas verbraucht.

Von der ersten Initiierung des Projekts, der Auswahl der Technologie, den Machbarkeitsstudien bis hin zur Durchführung des Engineerings und der Umsetzung, beanspruchte das NOxER II Projekt nicht weniger als 5 Jahre, ohne die verbleibenden Rückbauten zu berücksichtigen, welche noch für 2019-2020 vorgesehen sind.

TAG GmbH konnte, dank seiner Erfahrung in der Steuerung und Umsetzung von Großprojekten, des optimalen Einsatzes seiner Ressourcen und der Professionalität und dem Engagement seiner Mitarbeiter, dieses Projekt - das umfangreichste seit 10 Jahren seit der letzten Kapazitätserweiterung des TAG GmbH Systems – zügig, betriebssicher und zuverlässig abwickeln. Durch wenige und geringe Transportreduzierungen steht eine moderne Elektroverdichtungsleistung von rund 45MW bereit, um den dauerhaften Gastransport für Österreich, Italien, Slowenien und Kroatien sicherzustellen.

Abbildung 54: Neuer Elektroverdichter in der TAG GmbH Grafendorf (von KNEP 2019 – 2018; Titelbild)

Verdichterstation	Gasverdichter	Elektroverdichter
Baumgarten	4	1
Eggendorf	3	1
Grafendorf	3	2
Weitendorf	3	
Ruden	3	



Quelle: TAG GmbH

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 GmbH 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.

TAG GmbH berichtete bereits im Jahr 2018 über die Upgrade-Situation der bestehenden Gasverdichter. Innerhalb des aktuellen Jahres 2019 wurden zwei weitere Upgrade-Projekte in Verdichterstation Ruden und Baumgarten vollumgesetzt. Das Projekt "TAG 2017/R08: Gas Generator RC600 in CS-Ruden" sollte ebenfalls für Ende 2019 finalisiert werden.

Tabelle 17: Gasgeneratoren und Turbinen Projekte

Verdichterstation und Einheit	Turbine Type	Potenzielles Technologie Upgrade	Gas Generator Typ	Potenzielles Technologie Upgrade	Projekt Phase
Baumgarten C500	72-hole old	72-hole new	DLE 1.0	DLE 1.5 Xtend	Planning
Baumgarten C600	72-hole new	/	DLE 1.0	DLE 1.5 Xtend	Planning
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	Executed
Ruden C400	46-hole	72-hole new	DLE 1.0	DLE 1.5 Xtend	Executed
Ruden C500	46-hole	72-hole new	DLE 1.0	DLE 1.5	Executed
Ruden C600	72-hole new	/	DLE 1.5	DLE 1.5 Xtend	Execution

Quelle: TAG GmbH

5.5.4 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 2050¹⁴ bzw. auf der 2018 publizierte Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung¹⁵ (siehe auch Kapitel 3.1) 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 Schwerpunkte betreffen aktuell die Mobilität und die Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas als Strom-Gas Sektorenkopplung und werden in Zusammenarbeit mit den anderen Akteuren der Gas- und Energiebranche in der nächsten Zeit weitervertieft werden. Eine mögliche Evaluierung des TAG GmbH Systems bezüglich Wasserstofftauglichkeit und auf eine stärkere Verflechtung zwischen Strom- und Gassystem stehen aktuell im Fokus.

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.

¹⁴ https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_de

¹⁵ www.mission2030.info

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.

5.5.5 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 GmbH-Systeme ermöglicht.

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

Konzepte zur Kapazitätsallokation: Das Projekt in Kombination mit den Projekten GCA 2015/10 (umgesetzt) 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 GmbH-Systems sein.

Europäische Einbindung erfolgt: Dieses Projekt ist seit 28.04.2017 offiziell Teil des TYNDP 2017 (TRA-N-954), wurde in TYNDP 2018 und wird im TYNDP 2020 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, Monitoring und Änderungen: Im KNEP 2017 – 2026 wurde das Projekt TAG 2016/01 bereits genehmigt. Das Projekt befindet sich im Budget und ist in der Planungsphase. Aus Umplanungs- und Beschaffungsgründen wird die aktuelle geplante Fertigstellung im Jahr 2020 verschoben. Die angegebene Änderung des Projektes wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.

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

Unverbindlicher Bedarf bei Gas Connect Austria und innerösterreichische Verschaltungskapazität als Ausgangsbasis: Das Projekt TAG 2016/04, als Komplementärprojekt des Projekts GCA 2015/05, wird basierend auf zusätzlicher FZK Kapazität am Gas Connect Austria Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár (siehe Kapitel 5.4.5), zusätzliche Verschaltungskapazität in Baumgarten schaffen. Das Projekt gewährleistet die Modifikation der TAG GmbH Baumgarten Station, um einen erhöhten Gas-fluss in das TAG GmbH-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 Gas Connect Austria 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, von Gas Connect Austria durchgeführten, Netzentwicklungsplans 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 GmbH-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 Gas Connect Austria 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 FNB 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.

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

Unverbindlicher Bedarf bei Gas Connect Austria 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 System der Gas Connect Austria und dem tschechischen N4G-System (siehe Kapitel 5.4.2) zusätzliche Verschaltungskapazität in Baumgarten schaffen. Das Projekt gewährleistet die Modifikation der Baumgarten Station der TAG GmbH, um einen erhöhten Gasfluss in das System der TAG GmbH zu ermöglichen und den Zugang zum VHP zu gewährleisten. Das Projekt ist erforderlich, um die technische Verschaltungskapazität zwischen den Transitsystemen von TAG GmbH und Gas Connect Austria 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 Netzentwicklungsplans von Gas Connect Austria 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 Systems der 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 Gas Connect Austria fortgeführt. Basierend auf der Koordination zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern TAG GmbH und Gas Connect Austria 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.

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

Unverbindlicher Bedarf bei Gas Connect Austria und innerösterreichische Verschaltungskapazität als Ausgangsbasis: Das Projekt TAG 2017/01, als Komplementärprojekt des Projekts GCA 2017/01, wird basierend auf zusätzlicher FZK Kapazität am Gas Connect Austria Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár (siehe Kapitel 5.4.5) zusätzliche Verschaltungskapazität in Baumgarten schaffen. Das Projekt gewährleistet die Modifikation der Baumgarten Station der TAG GmbH, um einen erhöhten Gasfluss in das System der TAG GmbH zu ermöglichen und den Zugang zum VHP zu gewährleisten. Das Projekt ist erforderlich, um die technische Verschaltungskapazität zwischen den Transitsystemen von TAG GmbH und Gas Connect Austria 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 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 von Gas Connect Austria entworfenen Netzentwicklungsplans 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 Gas Connect Austria im Rahmen der Vorbereitung des KNEP 2017 initiiert und fortgeführt. Basierend auf der Koordination zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern TAG GmbH und Gas Connect Austria 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.

5.5.9 TAG Exit Murfeld [TAG 2018/01]

PCI und unverbindlicher Bedarf bei Plinovodi als Ausgangsbasis: Im Rahmen der Projektdatenerhebung 2016, erhoben durch Gas Connect Austria, hat der slowenische FNB Plinovodi die Projekte „Upgrade of Murfeld-Ceršak interconnection“, „Upgrade of Rogatec interconnecton“ und „CS Kidričevo“ in den Netzentwicklungsplan von Gas Connect Austria 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 Systems der TAG GmbH zwischen den Verdichterstationen Baumgarten und Weitendorf in der Nord-Süd Richtung die am Ausseispunkt Murfeld zwischen dem österreichischen System der Gas Connect Austria und dem slowenischen Plinovodi-System (siehe Kapitel 5.4.4) vorgesehene zusätzliche FZK Kapazität ermöglichen.

Zusätzliche Kapazitäten am Ausseispunkt Murfeld: Aktuell ist die Höhe der technischen Kapazität am Ausseispunkt 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 Ausseisekapazitäten 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 Systems der 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 Gas Connect Austria fortgeführt. Basierend auf der Koordination zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern TAG GmbH und Gas Connect Austria 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.

Genehmigung bereits im KNEP 2019–2028: Das Projekt TAG 2018/01 wurde als Planungsprojekt im Rahmen des KNEP 2019-2028 genehmigt. Das Projekt befindet sich in der Planungsphase.

6 Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Marktgebietsmanagers

Am 15.10.2019 wurde der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2019 den Marktteilnehmern im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Days (AGID) vorgestellt. Der Bericht wurde am 07.10.2019 auf der Website der AGGM veröffentlicht und alle Marktteilnehmer wurden per E-Mail auf die Konsultation hingewiesen. Diese fand im Zeitraum vom 07.10.2019 bis 25.10.2019 statt.

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

Es wurden zwei Stellungnahmen zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2019 abgegeben. Diese sind dem Anhang 2 beigelegt.

6.1 Stellungnahme der Eustream, a.s.

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

Ad 1) „Comment to the point 3.2.3 PCI projects concerning Austria“:

Gas Connect Austria als Träger von Vorhaben von gemeinsamem Interesse weist darauf hin, dass die Erstellung der vierten Unionliste der Vorhaben einem vertraulichen Verfahren der jeweiligen regionalen Gruppe gemäß Verordnung (EU) Nr. 347/2013 unterliegt. Gas Connect Austria ersucht Eustream, a.s., diese Vertraulichkeit zu beachten.

Ad 2) „Comment to the point 3.5.2 BACI and Project Trading Region Upgrade(‘TRU’)“:

Gas Connect Austria weist darauf hin, dass der Evaluierungsbericht aufgrund einer Geschäftsentscheidung der Projektpromotoren NET4GAS, s.r.o. und Gas Connect Austria an die zuständigen Ministerien, die betroffenen Regulierungsbehörden und an die Europäische Kommission erging.

Ad 3) „Comment to the points 4.2.1 Submitted capacity demands and resulting capacity scenario and 4.2.2 Outlook on the capacity scenario of the 2020 CNDP“:

Angemeldete Kapazitätsbedarfe aus dem am 1. Juli 2019 gestarteten Verfahren für neu zu schaffende Kapazität nach Kapitel 5 des NC CAM können aus zeitlich-prozessualen Gründen erst im KNEP 2020 behandelt werden. Im KNEP 2019 ist jedoch bereits eine Zusammenfassung der angemeldeten Bedarfe enthalten.

Ad 4) „Comment to the point 4.2.4 [sic]“:

Der von Eustream zitierte Bericht zur Marktnachfrageanalyse schlussfolgert die Einleitung eines Projektes für neu zu schaffende Kapazität in Höhe von 750.000 Nm³/h (0°C).

Ad 5) „Comment to the point 5.4.2“:

Gas Connect Austria weist auf den nationalen Charakter der vorliegenden Netzentwicklungsplanung und die Kompetenz der FNB eines Staates hin, diese autonom durchzuführen. Gas Connect Austria teilt die von Eustream angeführten Beurteilungen nicht und bekräftigt seinen Standpunkt, wonach die Maximierung von Möglichkeiten für die Marktteilnehmer die Hauptaufgabe von FNB in der Netzentwicklungsplanung ist: alleine der Markt, d.h. die Transportkunden, sollen via Markttests über Ausbaumaßnahmen entscheiden. Gas Connect Austria drückt erneut seine Verwunderung über Aussagen von Eustream zur vierten PCI Liste aus, welche bei Eingang der Stellungnahme von Eustream am 24. Oktober noch in Erstellung befindlich und also vertraulich innerhalb der jeweiligen nationalen Gruppe war.

6.2 Stellungnahme der bayernets GmbH

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

Gas Connect Austria weist darauf hin, dass das gemeinsame technische Testprogramm für eine allfällige Druckerhöhung am Kopplungspunkt Überackern noch in Durchführung befindlich ist. Gas Connect Austria wird die Gespräche über das von bayernets ins Treffen geführte Angebot zur Druckbereitstellung in Abhängigkeit der Ergebnisse des technischen Testprogramms 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 projektieren Transportmengen somit beizubehalten ist.

7 Zusammenfassung

Im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2019 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 Verteilergbietes wurden ebenfalls berücksichtigt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Information bereitgestellt, welche relevanten Projekte im Planungszeitraum 2020 - 2029 errichtet werden müssen um die eingebrachten Kapazitätsbedarfe bereitstellen zu können (Tabelle 9). Es wurden die Projekte aufgelistet, die auf Basis von früheren Genehmigungen ohne Abänderungen weitergeführt werden (Tabelle 11 und Tabelle 14). Es wurden die Projekte aufgelistet, die auf Basis von früheren Genehmigungen mit Abänderungen weitergeführt werden (Tabelle 12 und Tabelle 15).

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 2019 sind in Tabelle 13 und Tabelle 16 aufgelistet. Für jedes Projekt wurde ein Umsetzungszeitplan erstellt, der geplante Fertigstellungstermin bzw. die geplante Umsetzungsdauer ist im Projektblatt (Anhang 1) angegeben.

Der KNEP 2019 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.

Gas Connect Austria reicht ein neues Planungsprojekt für die Bereitstellung neuer Kapazitäten ein. Insgesamt werden 11 neue Ersatzinvestitionsprojekte eingereicht.

8 Haftungsausschluss

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2019 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
SI	Slowenien
SK	Slowakei
SOL	Süd Ost Leitung
SoS	Security of Supply
TAG GmbH	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 _____	7
Abbildung 2:	Kundenmix Österreich 2018 _____	8
Abbildung 3:	Haushaltsenergiemix, Strommix und Fernwärmemix nach Erzeugung in Österreich. _____	9
Abbildung 4:	Erdgasanteil der Haushalte 2017 im europäischen Vergleich _____	10
Abbildung 5:	Gasverbrauch pro Kopf 2017 im europäischen Vergleich _____	10
Abbildung 6:	Aufbringung und Verwendung von Gas in Österreich _____	11
Abbildung 7:	Import und Exporte 2018 _____	11
Abbildung 8:	Schematischer Erdgasfluss 2018, physikalisch Werte in []: Veränderung zum Vorjahr Werte in gelb: Anteil am Verbrauch des jeweiligen Landes _____	12
Abbildung 9:	Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten im Marktgebiet Ost in Nm ³ /h _____	15
Abbildung 10:	Vergleich Speicherkapazität – Inlandsverbrauch in Europa im Jahr 2017 _____	17
Abbildung 11:	Erdgas- und Biogasproduktion 2018 in Österreich _____	17
Abbildung 12:	TYNDP 2018 Szenarios _____	26
Abbildung 13:	EU-Jahresverbrauch Gas nach Szenario _____	27
Abbildung 14:	Gasaufbringung und Potential nach Quelle. _____	28
Abbildung 15:	Prozentueller Anteil an erneuerbarem Gas (Biogas & PtG) am Gesamtgasbedarf _____	28
Abbildung 16:	Biogas Produktionsprognose nach Szenario verglichen mit Green Gas Grids 2014 (GGG), Biogas Waste Streams 2017 (BWS) und Gas for Climate Initiative 2018 (GfC) _____	29
Abbildung 17:	Darstellung der Absatzszenarien im Verteilergebiet _____	38
Abbildung 18:	Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost _____	39
Abbildung 19:	TRU Funktionsweise und Anwendungsfall _____	42
Abbildung 20:	LNG Korridor, Gasrouten _____	44
Abbildung 21:	Turkstream Korridor _____	51
Abbildung 22:	TAG GmbH - Einspeisepunkt Baumgarten TAG _____	53
Abbildung 23:	Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten GCA _____	53
Abbildung 24:	Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten WAG _____	54
Abbildung 25:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Baumgarten WAG _____	54
Abbildung 26:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár _____	54
Abbildung 27:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Murfeld _____	55
Abbildung 28:	TAG GmbH – Einspeisepunkt Arnoldstein _____	55
Abbildung 29:	TAG GmbH – Ausspeisepunkt Arnoldstein _____	55
Abbildung 30:	Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Oberkappel _____	56
Abbildung 31:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Oberkappel _____	56
Abbildung 32:	Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL _____	56
Abbildung 33:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL _____	57
Abbildung 34:	Kapazitätsszenario _____	58
Abbildung 35:	Entry Baumgarten GCA, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029 _____	59
Abbildung 36:	Entry Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029 _____	60
Abbildung 37:	Exit Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029 _____	60
Abbildung 38:	Entry Baumgarten TAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029 _____	60
Abbildung 39:	Entry Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029 _____	61
Abbildung 40:	Exit Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029 _____	61
Abbildung 41:	Entry Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029 _____	62
Abbildung 42:	Exit Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029 _____	62
Abbildung 43:	Entry Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029 _____	63
Abbildung 44:	Exit Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029 _____	63
Abbildung 45:	Entry Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029 _____	64
Abbildung 46:	Exit Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029 _____	64

Abbildung 47:	Entry Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029	65
Abbildung 48:	Exit Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2020 – 2029	65
Abbildung 49:	Projektkategorien	67
Abbildung 50:	GCA2015/01a Bidirectional Austrian-Czech Interconnector	76
Abbildung 51:	GCA 2015/08 Entry / Exit Murfeld	78
Abbildung 52:	GCA2015/05 Entry Mosonmagyaróvár	80
Abbildung 53:	GCA 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár Plus	80
Abbildung 54:	Neuer Elektroverdichter in der TAG GmbH Grafendorf (von KNEP 2019 – 2018; Titelbild)	88


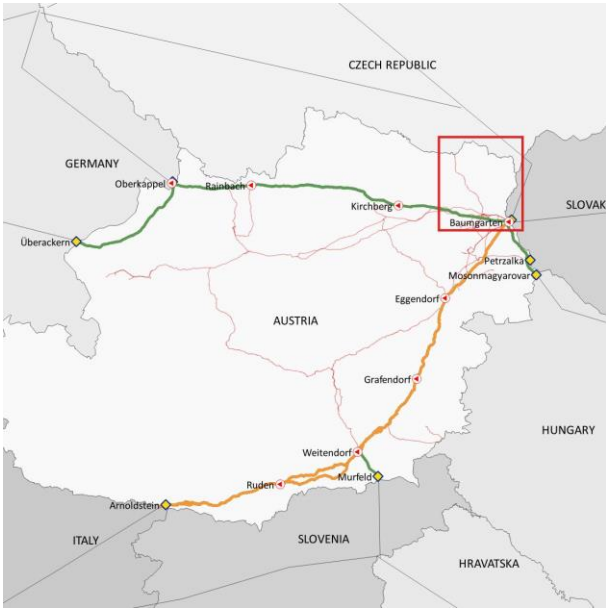
Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Speicherdaten Österreich	16
Tabelle 2:	Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938	18
Tabelle 3:	TYNDP 2018 Projekte Fokus Österreich	30
Tabelle 4:	PCI Projekte in Österreich	31
Tabelle 5:	Enthaltene Projekte im Proposal zum ungarischen Netzentwicklungsplan 2018	35
Tabelle 6:	Umgesetzte Projekte in der letzten Planungsperiode (8/2018 bis 8/2019).	52
Tabelle 7:	Kapazitätsbedarfe des Kapazitätsszenarios 2019	58
Tabelle 8:	Unverbindliche Transportbedarfe aus dem NC CAM Prozess	59
Tabelle 9:	Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und Projekte zur Bereitstellung der Kapazitäten	66
Tabelle 10:	Zurückgezogen Projekte	69
Tabelle 11:	Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen	71
Tabelle 12:	Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen	71
Tabelle 13:	Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Neue Projekte	71
Tabelle 14:	Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen	72
Tabelle 15:	Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen	73
Tabelle 16:	Ersatzinvestitionsprojekte – Neue Projekte	73
Tabelle 17:	Gasgeneratoren und Turbinen Projekte	89


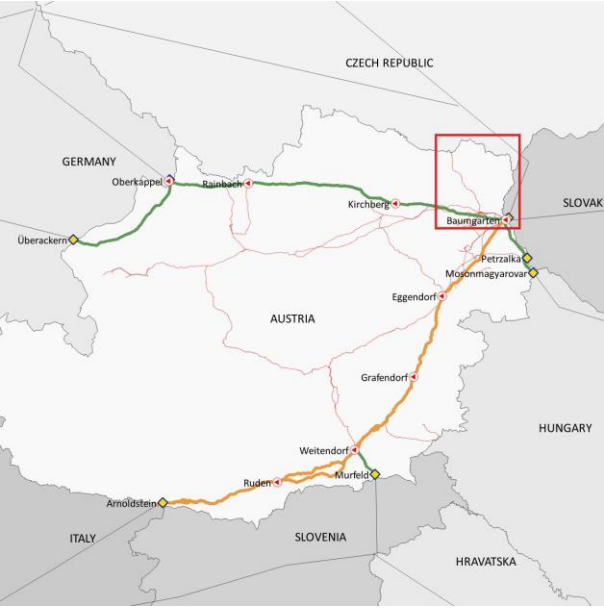
Anhang 1:

Projekte für zusätzliche Kapazitäten


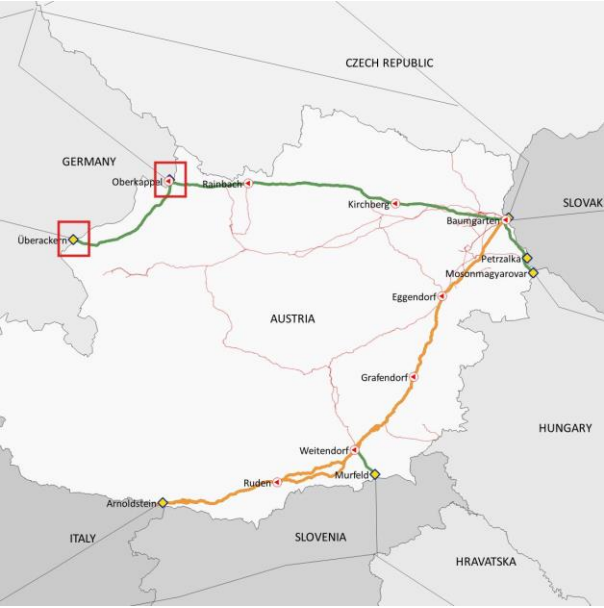
Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]	Entwicklung im Vergleich zum KNEP 2018 *)
GCA	2015/01a	Bidirectional Austria Czech Interconnector	4,5		Fortführung
GCA	2015/01b	Projekt 1b: BACI DN 1200	4,25		Fortführung
GCA	2015/02a	Entry Überackern	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		Fortführung
GCA	2015/08	Entry/Exit Murfeld	4,5		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		Fortführung
GCA	2019/01	Exit Mosonmagyaróvár	4,5		Neu
TAG	2016/01	TAG Reverse Flow Weitendorf / Eggendorf		Q4/2020	Abänderung
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		Fortführung
	*)	Fortführung Abänderung Neu	Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung Neue Projekte		

Projektname:	GCA 2015/01a Bidirectional Austria Czech Interconnector		
Projektnummer:	GCA 2015/01a		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	4	Datum:	31.08.2019
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. Ausseispunkt 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).			


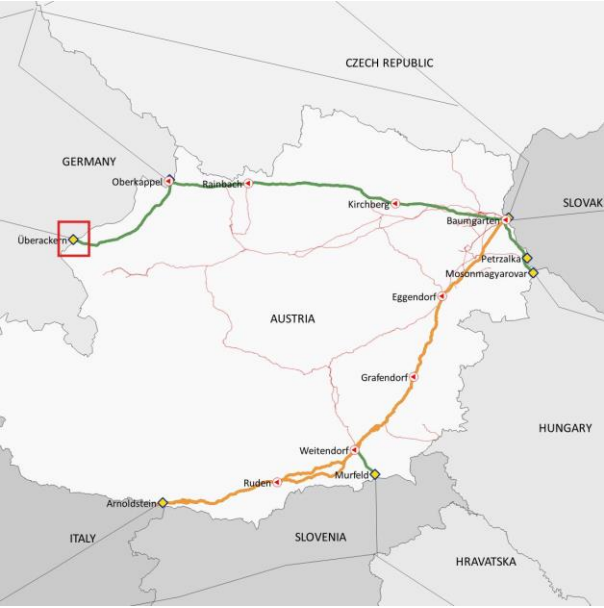
<p>Technische Daten: Folgende neue frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Reintal 750.000 Nm³/h (0° C) Ausspeisepunkt Reintal 750.000 Nm³/h (0° C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 176.345.685 € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: 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: KNEP 2018: Keine KNEP 2019: 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: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2015/01b BACI DN 1200		
Projektnummer:	GCA 2015/01b		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Planungsprojekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,2 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 - 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: Nein			


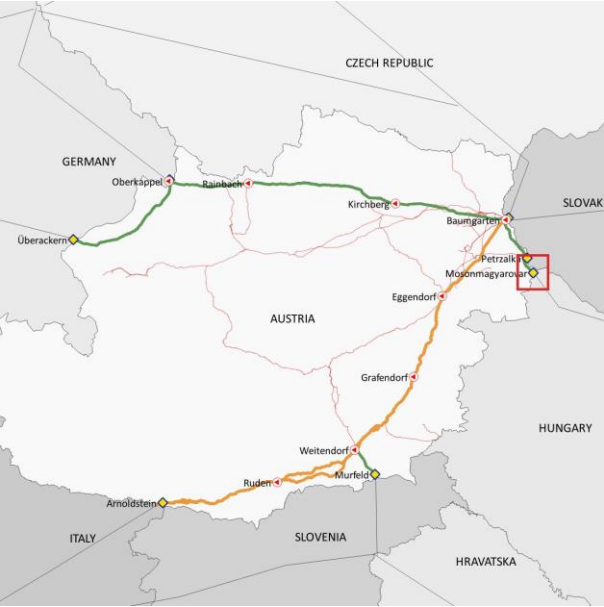
<p>Technische Daten: Folgende neue frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Reintal 1.480.000 Nm³/h (0° C) Ausspeisepunkt Reintal 1.480.000 Nm³/h (0° C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 215.009.600 € (Kostenbasis 2015). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2015: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2016: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2017: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2015/02a Entry Überackern		
Projektnummer:	GCA 2015/02a		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	31.08.2019
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			


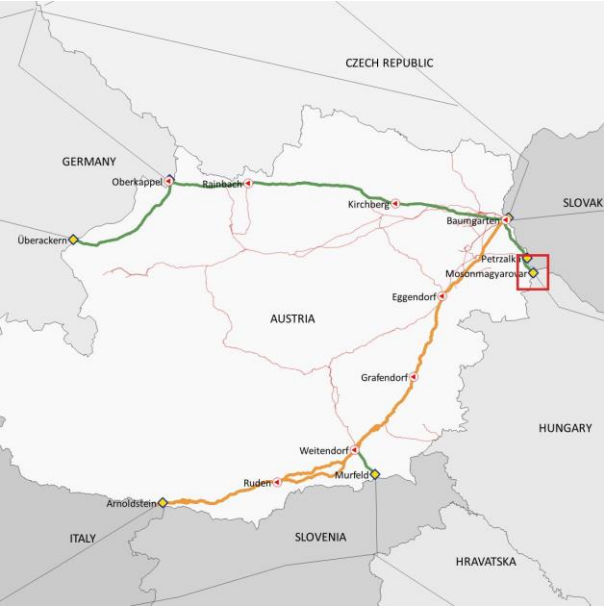
<p>Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Überackern SUDAL: 674.500 Nm³/h (0°C) Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Oberkappel: 1.175.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 163.995.900 € (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: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Identify & Assess KNEP 2019: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2015/03 Entry/Exit Überackern - Maximum		
Projektnummer:	GCA 2015/03		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2019
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			


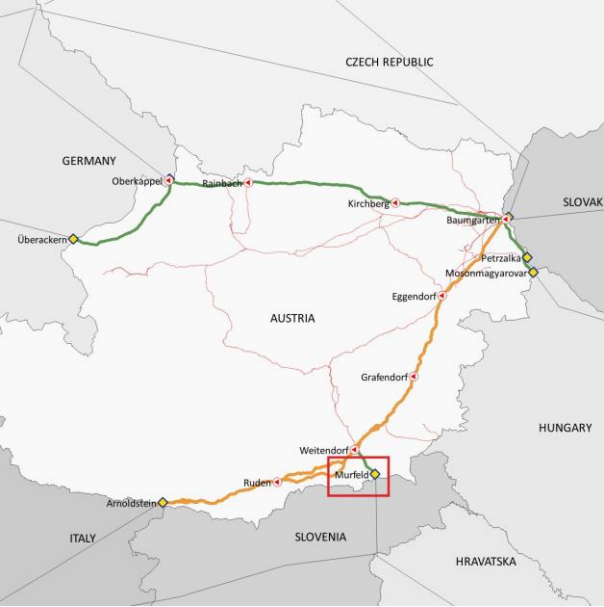
<p>Technische Daten: Folgende zusätzliche frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Überackern SUDAL/ABG/7 Fields 1.427.389 Nm³/h (0°C) Ausspeisepunkt Überackern SUDAL/ABG 7Fields 1.580.440 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 562.444.600 € (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: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Identify & Assess KNEP 2019: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2015: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2016: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2017: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2015/04 Entry Mosonmagyaróvár - Minimum		
Projektnummer:	GCA 2015/04		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	31.08.2019
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			
Technische Daten: Auf Basis folgender Kapazitäten wurden die entsprechenden projektspezifischen Analysen durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár 120.000 Nm ³ /h (0°C)			


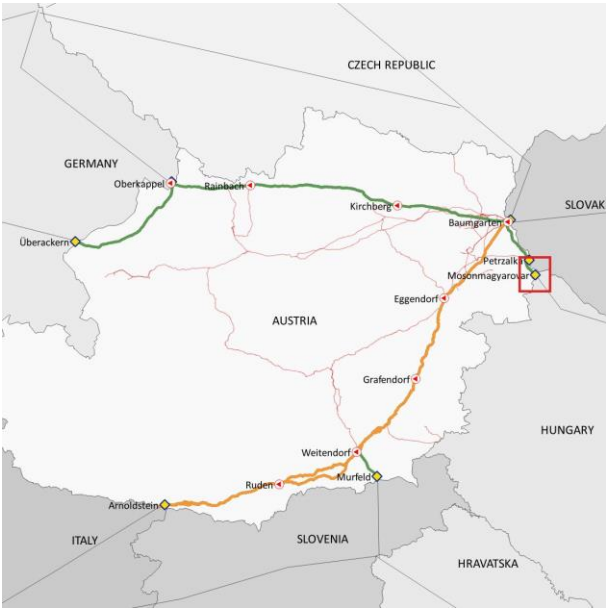
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 3.190.500 € (Kostenbasis 2015). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projekts hängt von einer Druckunterstützung durch den vorgelagerten FNB am Einspeisepunkt zur Darstellung der o.a. FZK ab.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Identify & Assess KNEP 2019: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2015: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2016: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár		
Projektnummer:	GCA 2015/05		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	4	Datum:	31.08.2019
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).			


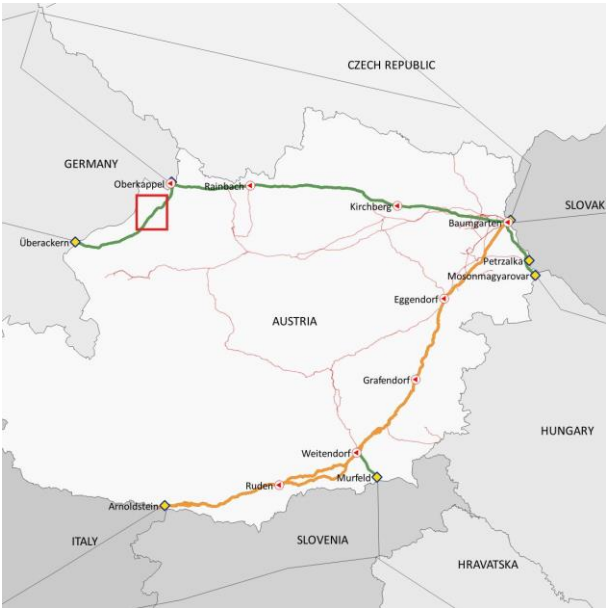
<p>Technische Daten: Auf Basis folgender Kapazitäten wurden die entsprechenden projektspezifischen Analysen durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár: 570.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 75.297.000 € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung 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: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Identify & Assess KNEP 2019: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: TRA-N-423</p>	<p>PCI-Status: 6.24.3</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KENP 2018: Keine KENP 2019: 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: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2015/08 Entry/Exit Murfeld		
Projektnummer:	GCA 2015/08		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	31.08.2019
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-/Ausspisepunkt Murfeld zu erhöhen und erstmals technische FZK Kapazität am Einspisepunkt 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 Ausspisepunkt 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 100.311.300 € (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: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Identify & Assess KNEP 2019: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: TRA-N-361</p>	<p>PCI-Status: 6.26.4</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine KNEP 2019: 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: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár Plus		
Projektnummer:	GCA 2017/01		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2019
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"> - Loop der HAG Leitung - Erweiterungen im Knoten Baumgarten (Überspeisekapazitäten WAG und TAG Systeme) inklusive Errichtung neuer Messstrecken - Neue Verdichterstation in 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:			
Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2017/01: TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár) II			


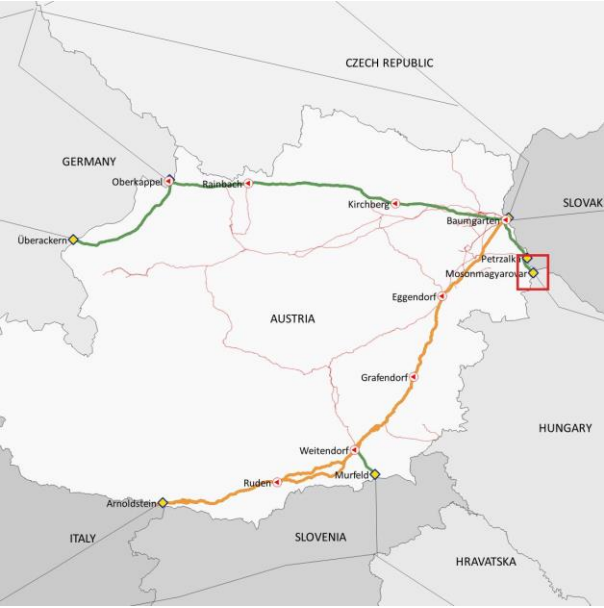
<p>Technische Daten: Folgende neue frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes und dessen Komplementärprojekt den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár: 1.000.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 161.600.000 € (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: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Identify & Assess KNEP 2019: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2017/02 Penta West – Exit Verteilgebiet		
Projektnummer:	GCA 2017/02		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2019
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:			
		Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig: - 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: Ausseispunkt Andorf (Penta West --> Verteilgebiet): 5.000 Nm ³ /h (0°C)			


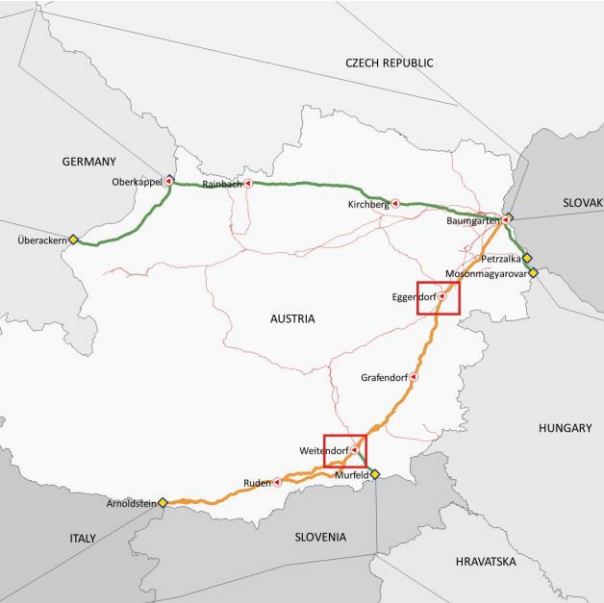
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 300.000 € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Identify & Assess KNEP 2019: Identify & Assess</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2018/01 Überackern - Oberkappel		
Projektnummer:	GCA 2018/01		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	31.08.2019
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 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: Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2018 von Gas Connect Austria aufrecht.			
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			


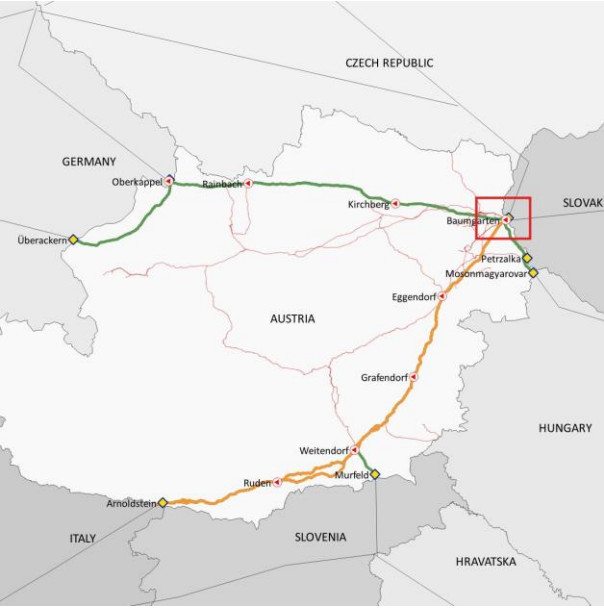
233.414 Nm ³ /h (0°C)		
<p>Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 69.196.900 € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die den Punkten Überackern und Oberkappel zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Identify & Assess KNEP 2019: Identify & Assess</p>		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
<p>Projektänderung: -</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2018: Genehmigt als Projekt KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2019/01 Exit Mosonmagyaróvár		
Projektnummer:	GCA 2019/01		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Ja
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel:			
Ausgehend von einer Aufforderung der österreichischen Regulierungsbehörde ist Ziel des Projektes, die Herstellung zusätzlicher technischer Kapazität auf FZK Basis am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu untersuchen.			
Projektbeschreibung:			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Loop der HAG Leitung - Neubau HAG MS - Erweiterungen im Knoten Baumgarten (Überspeisekapazitäten WAG und TAG Systeme) inklusive Errichtung neuer Messstrecken 	
Projektbegründung:			
Die Projektierung wird aufgrund einer Aufforderung der österreichischen Regulierungsbehörde durchgeführt.			
Besonders zu beachten:			
Die technische Betrachtung der Normalfluss erfolgte bereits im Rahmen der technischen Studien („vertrauliche Beilagen“) zum Projekt GCA 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár Plus und bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria.			
Konnex zu anderen Projekten:			
Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2017/01: TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár) II			


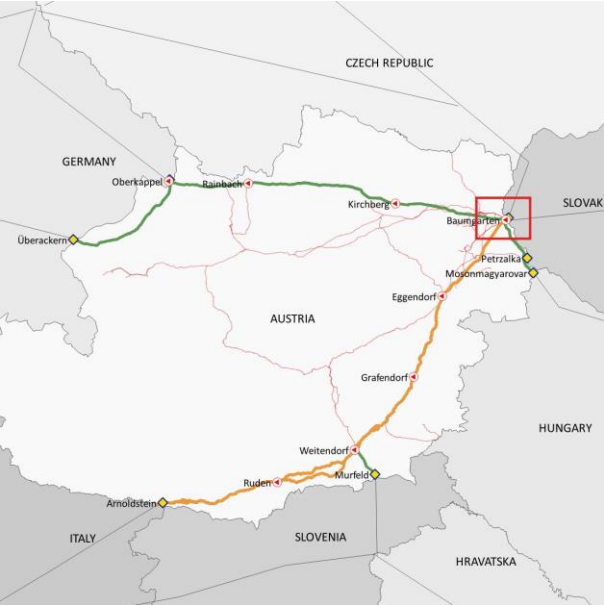
<p>Technische Daten: Folgende frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes und dessen Komplementärprojekt den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár: 1.000.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2019: Geplante Investitionskosten 91.600.000 € (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: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2019: Bewertungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung:</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung als Projekt</p>		

Projektname:	TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf		
Projektnummer:	TAG 2016/01		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2020		
Projektziel:	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. Nm ³ /h (mindestens 1.000.000 Nm ³ /h am Einspeisepunkt Arnoldstein und 600.000 Nm ³ /h am Einspeisepunkt Murfeld) nach Baumgarten gewährleisten. Modifikationen am Betrieb der CS Weitendorf und am Stationskontrollsystem beider Kompressorstationen sind notwendig.		
Projektbeschreibung:	<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;">  </div> <div style="flex: 2; padding-left: 20px;"> <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. </div> </div>		
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		


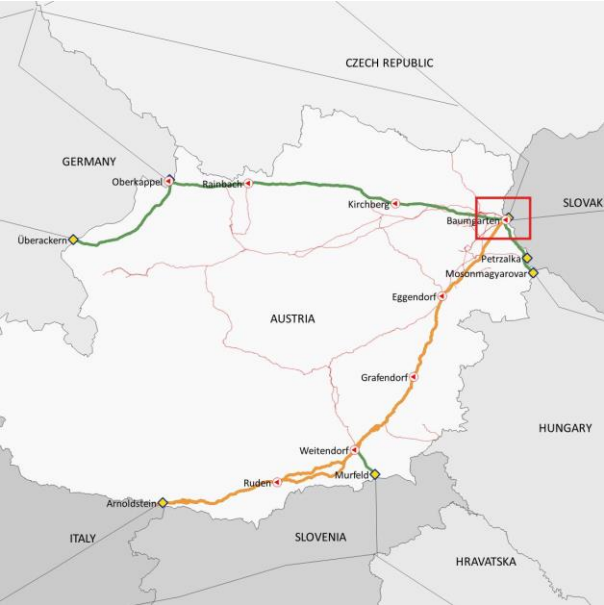
<p>Konnex zu anderen Projekten: Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit folgenden korrespondierenden Projekten: TAG 2016/02 AZ1 additional entry and connection with BOP 13 (bereits umgesetzt), GCA 2015/08 Entry/Exit Murfeld und GCA 2015/10 Entry Arnoldstein (bereits umgesetzt)</p>		
<p>Technische 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 Betriebsbedingungen 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%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: 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 KNEP 2019: Planungsphase</p>		
TYNDP: TRA-N-954	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
<p>Projektänderung: KNEP 2017: Geplante Fertigstellung KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Zeitplan</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen Das Projekt befindet sich in der Planungsphase, ist im Budget. Aus Umplanungs- und Beschaffungsgründen wird die aktuelle geplante Fertigstellung im Jahr 2020 verschoben. Die Beschaffung startete in Q2/2019. Die Projektumsetzung ist für 2020 vorgesehen. Die Projektfinalisierung ist für Q4/2020 in Anbetracht der mechanischen und hydraulischen Funktionalitäten vorgesehen. Die angegebene Änderung des Projektes wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.</p>		

Projektname:	TAG 2016/04 TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár)		
Projektnummer:	TAG 2016/04		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2019
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>		


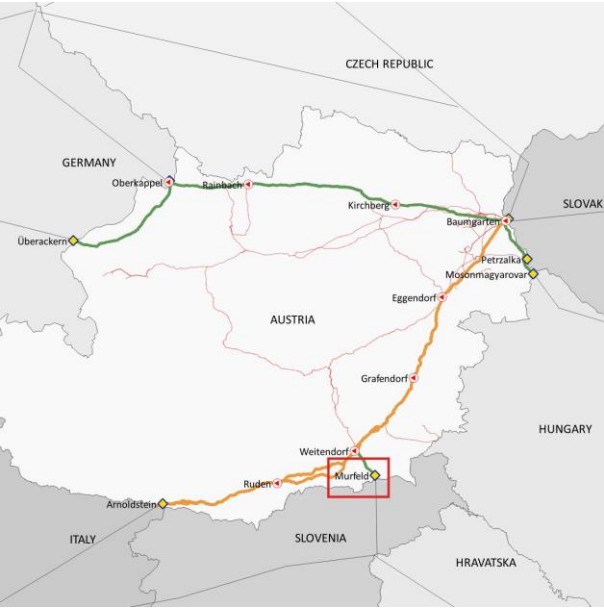
<p>Technische Daten: Folgende zusätzliche frei zuordenbare Verbindungskapazität (FZK) soll in Baumgarten bereitgestellt werden: Zusätzliche Einspeisekapazität: +570.000 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). Die Kostenschätzung wurde vom 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. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). 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: 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 KNEP 2019: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2017: Keine KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2017: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: 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:	3	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:			
Projektziel: 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-/Ausspeisepunkt Reintal) mit garantierten Zugang zum VHP zu schaffen. Das Projekt sieht die Modifikation der TAG Baumgarten Station vor, um einen erhöhten Verbindungsgasfluss zu ermöglichen.			
Projektbeschreibung:			
		Folgende Aktivitäten sind vorgesehen: - Erweiterung der Verbindungsinfrastruktur in Baumgarten	
Projektbegründung: 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. Ferner soll der garantierte Zugang zum VHP sichergestellt werden.			
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. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). 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: 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 KNEP 2019: 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 KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2017: Genehmigt als Projekt im Umfang der Abänderung KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: 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:	2	Datum:	31.08.2019
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. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). 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: 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 KNEP 2019: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: 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:	2	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Planungsprojekt für zusätzliche Kapazitäten	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
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>			
Projektbeschreibung:			
		<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 Eggendorf und damit verbundene Ausrüstungen - Eine zusätzliche Verdichtereinheit in VS Grafendorf und damit verbundene Ausrüstungen - Eine zusätzliche Verdichtereinheit in VS Weitendorf und damit verbundene Ausrüstungen 	
Projektbegründung:			
<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>			
Besonders zu beachten:			
<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA</p>			
Konnex zu anderen Projekten:			
<p>Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem korrespondieren Projekt „GCA 2015/08 Entry/Exit Murfeld“</p> <p>Eine etwaige Initiierung des Projekts unterliegt als Voraussetzung dem Nachweis der Wirtschaftlichkeit.</p>			


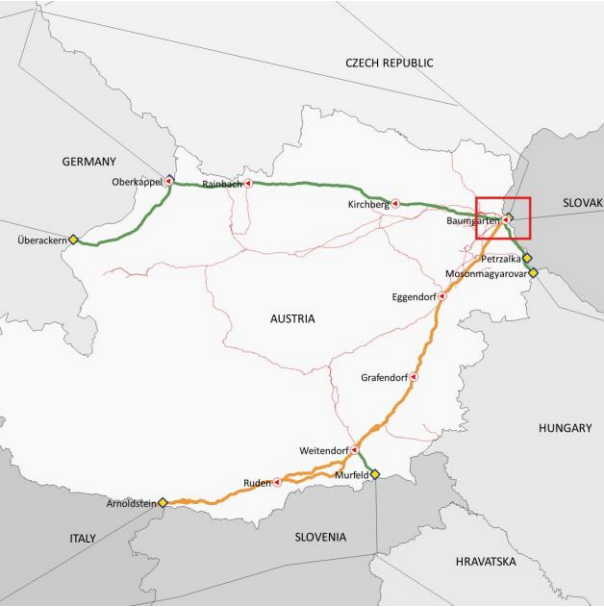
<p>Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Technisch vermarktbar Kapazität Ausspeisepunkt Murfeld 810.620 Nm³/h (0°C)</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- XX%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). 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: 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: KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Planungsphase</p>		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
<p>Projektänderung: KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2018: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung Eine etwaige Initiierung des Projekts unterliegt als Voraussetzung dem Nachweis der Wirtschaftlichkeit.</p>		

Ersatzinvestitionsprojekte


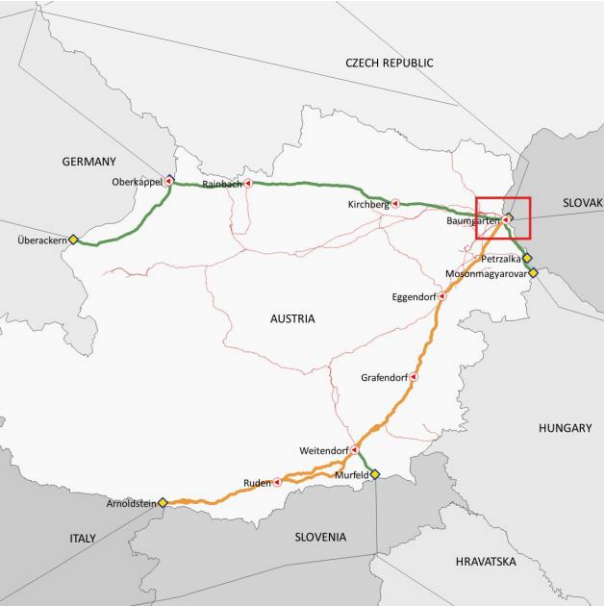
Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]	Entwicklung im Vergleich zum KNEP 2018
GCA	2016/E1	110 kV Freileitung		Q4 2021	Fortführung
GCA	2016/E2	MS3 Reverse Flow		Q3 2020	Abänderung
GCA	2016/E52	Revamp Oberkappel		Q1 2021	Abänderung
GCA	2017/E5	VS Rainbach Tausch Prozessleitsystem		Q4 2019	Fortführung
GCA	2018/E01	Vorfall Baumgarten		Q3 2022	Fortführung
GCA	2019/E2	VS Rainbach Erneuerung Maschinensteuerung		Q4/2020	Neu
GCA	2019/E3	HAG Erneuerung Niederspannungsschaltanlage		Q4/2019	Neu
GCA	2019/E4	VS WAG Erneuerung Notstromgenerator		Q4/2020	Neu
GCA	2019/E5	GCA 2019/E5 MS Neustift Compilation		Q4/2021	Neu
GCA	2019/E6	GCA 2019/E6 UW Baumgarten Netzqualität		Q4/2020	Neu
TAG	2016/R09	Exchange leaking valves St. Paul / Ruden / Arnoldstein		Q4 2019	Fortführung
TAG	2016/R11	Replacement of Gashydraulic Actuators, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden		Q4/2023	Abänderung
TAG	2016/R12	SCS Replacement, CS Baumgarten-Grafendorf-Ruden		Q4 2022	Abänderung
TAG	2017/R01	MS2 Refurbishment		Q4 2019	Fortführung
TAG	2017/R03-A	Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen		Q4 2020	Abänderung
TAG	2017/R03-B	Major Overhaul Valve Station Sulmeck-Greith		Q4 2019	Fortführung
TAG	2017/R03-C	Major Overhaul Valve Station St. Paul		Q4 2019	Fortführung
TAG	2017/R03-D	Major Overhaul Pigging Station Ruden		Q4 2019	Abänderung
TAG	2017/R03-E	Major Overhaul Pigging Station Arnoldstein		Q4 2019	Fortführung
TAG	2017/R04	Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden		Q4 2023	Abänderung
TAG	2017/R05	Replacement E-Actuators Filter Separators & Metering Station MS2 CS-Baumgarten		Q4 2022	Abänderung
TAG	2017/R08	Gas Generator RC600 in CS-Ruden		Q4 2019	Fortführung
TAG	2018/R04	Major Overhaul Valve Station Weitendorf		Q4 2021	Abänderung
TAG	2018/R05	Major Overhaul Pigging Station Weitendorf		Q4 2021	Fortführung

Koordinierter Netzentwicklungsplan 2019

TAG	2018/R07	Major Overhaul Valve Station Zöbern	Q4 2021	Abänderung
TAG	2018/R09	Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair	Q4 2019	Fortführung
TAG	2018/R10	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC700 in CS-Baumgarten	Q4 2020	Fortführung
TAG	2018/R12	Shut Off Valve MS2, CS Baumgarten	Q4 2019	Fortführung
TAG	2018/R13	Major Overhaul AZ3-AZ3L Eggendorf	Q4 2020	Fortführung
TAG	2019/R01	Major Overhaul Valve Station CS Weitendorf	Q4/2020	Neu
TAG	2019/R04	Replacement ball valves GOV 502 & 504 CS Baumgarten	Q4/2019	Neu
TAG	2019/R06	Exchange of Leaking Valve CS Eggendorf	Q4/2020	Neu
TAG	2019/R07	Exchange of Leaking Valve CS Ruden	Q4/2021	Neu
TAG	2019/R09	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC500 in CS Baumgarten	Q4 2021	Neu
TAG	2019/R11	Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair 2019-20	Q4 2020	Neu

Projektname:	GCA 2016/E1 110 kV Freileitung		
Projektnummer:	GCA 2016/E1	 GAS CONNECT AUSTRIA	
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2021		
Projektziel:	Errichtung eines Umspannwerkes und einer 110kV Freileitung zur 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:	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%, welche die Unsicherheit in der Umsetzungsphase darstellt.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Identify & Assess KNEP 2019: Durchführungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderungen</p>		

Projektname:	GCA 2016/E2 MS3 Reverse Flow		
Projektnummer:	GCA 2016/E2		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q3/2020		
Projektziel:	Operative Richtigstellung des MS3 RF in die SK		
Projektbeschreibung:	 <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 • 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) • Austausch der Blendenmessung in der Messstation MS3 in Baumgarten und Messstation Oberkappel zu Ultraschallzähler 		
Projektbegründung:	Der WAG Reverse Flow ist derzeit als Sonderfahrweise über eine Auskreuzung der Station WAG Baumgarten möglich, jedoch problematisch. Eine operative Richtigstellung des Reverse Flows in die SK ist notwendig.		
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:	Siehe technische Daten		
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.		


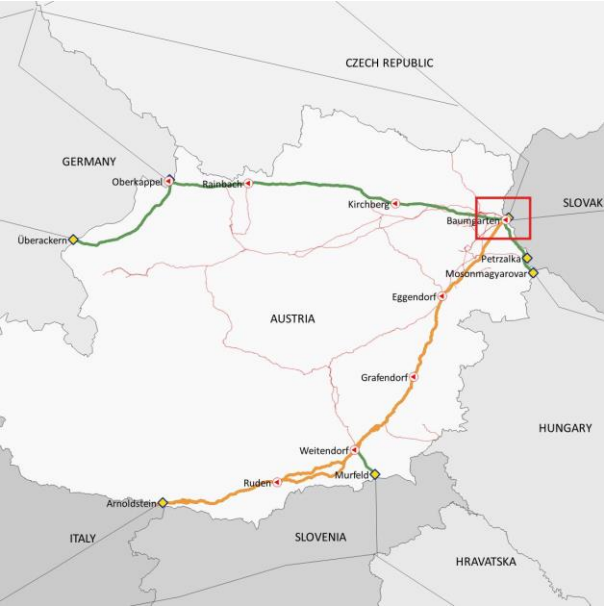
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%, welche die Unsicherheit in der Umsetzungsphase darstellt. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%, welche die Unsicherheit in der Umsetzungsphase darstellt.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Siehe technische Daten</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Durchführungsphase KNEP 2019: Durchführungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Geplante Fertigstellung aufgrund der Priorisierung von Maßnahmen aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten vom 12. Dezember 2017. KNEP 2019: Geplante Fertigstellung aufgrund der Priorisierung von Maßnahmen aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten vom 12. Dezember 2017. Der Austausch der Blendenmessung in der Messstation MS3 in Baumgarten und Messstation Oberkappel zu Ultraschallzähler war ursprünglich im Projekt GCA2016/E4 abgebildet. Zur besseren Umsetzbarkeit wurde das Projektbudget aus dem Projekt GCA2016/E4 verursachergerecht auf die beiden Projekte GCA2016/E2 und GCA 2016/E5 aufgeteilt.</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung mit den beschriebenen Abänderungen</p>		

Projektname:	GCA 2016/E5 Revamp Oberkappel		
Projektnummer:	GCA 2016/E5		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	4	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit 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. - Die Umbauten betreffen das gesamte Gashochdrucksystem inkl. deren Nebenanlagen wie Prozessleitsystem, Gasanalyse, LKS, Brandschutz- und Gaswarnanlagen sowie das Ausblasesystem. - Austausch der Blendenmessung in Oberkappel zu Ultraschallzähler 		
Projektbegründung:	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da die derzeitigen gastechnischen Einrichtungen nicht mehr dem Stand der Technik sowie den sicherheitstechnischen Anforderungen entsprechen.		
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		


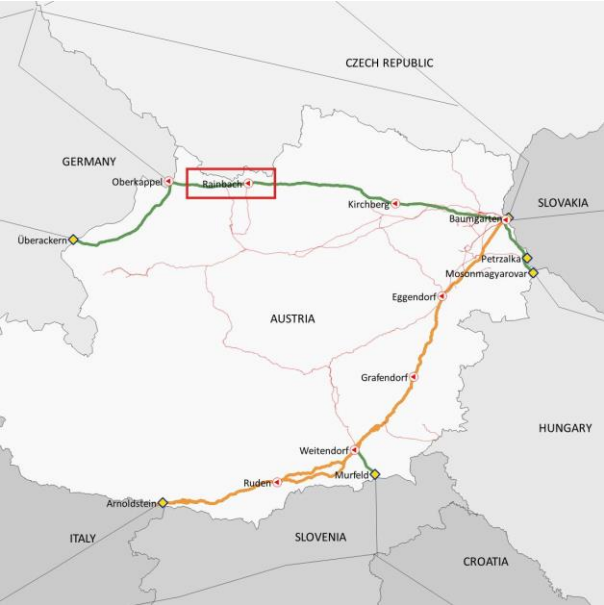
<p>Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%, welche die Unsicherheit in der Umsetzungsphase darstellt.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Durchführungsphase KNEP 2019: Durchführungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2019: Geplante Fertigstellung aufgrund der Priorisierung von Maßnahmen aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten vom 12. Dezember 2017. Der Austausch der Blendenmessung in der Messstation MS3 in Baumgarten und Messstation Oberkappel zu Ultraschallzähler war ursprünglich im Projekt GCA2016/E4 abgebildet. Zur besseren Umsetzbarkeit wurde das Projektbudget aus dem Projekt GCA2016/E4 verursachergerecht auf die beiden Projekte GCA2016/E2 und GCA 2016/E5 aufgeteilt.</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung mit den beschriebenen Abänderungen</p>		

Projektname:	GCA 2017/E5 VS Rainbach Tausch Prozessleitsystem		
Projektnummer:	GCA 2017/E5		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung: Q4/2020			
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) nicht 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: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%, welche die Unsicherheit in der Umsetzungsphase darstellt.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Define KNEP 2019: Durchführungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2018/E01 Vorfall Baumgarten		
Projektnummer:	GCA 2018/E01		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q3/2022		
Projektziel:	Ziel des Ersatzinvestitions-Projektes ist die vollständige und umfassende Wieder-Ertüchtigung der Station 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 (in Planung - wird mit PVS Knoten Neubau realisiert) - Instandsetzung Umspannwerk (abgeschlossen) - Instandsetzungen Fahrwege MS5 – VSOGG – G00-040 (abgeschlossen) - Instandsetzung Fahrweg BOP13 Mitteldruck (abgeschlossen) - Betriebsmitteltausch VSOGG (Q4/19 abgeschlossen) - Neubau MS1 (Planungsphase) - Neubau Betriebsgebäude (Q1/20 abgeschlossen) 		
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:	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2018 von Gas Connect Austria aufrecht.		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		


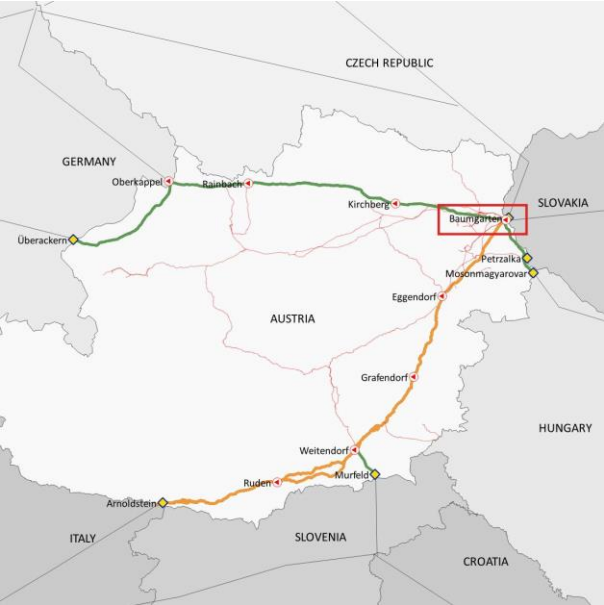
<p>Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Durchführungsphase KNEP 2019: Durchführungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: -</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2018: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	GCA 2019/E2 VS Rainbach Erneuerung Maschinensteuerung		
Projektnummer:	GCA 2019/E2		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2020		
Projektziel:	Erneuerung der Maschinensteuerung der VS Rainbach.		
Projektbeschreibung:	 <p>Bei diesem Projekt handelt es sich um die Adaptierung der Einheitensteuerung und aller zu adaptierenden Anlagenteile für die Verdichtereinheiten.</p> <p>Getauscht wird die gesamte Verdichtersteuerung, das beinhaltet im Wesentlichen alle Server, Clients, redundante und fehlersichere CPUs, sowie die Netzwerkkomponenten.</p> <p>Die Maschinensteuerungen sind tlw. in der Stationssteuerung integriert, in diesem Projekt müssen diese Signale von der Stationssteuerung (PLS) ausgegliedert werden.</p> <p>Die Anwendersoftware wird auf die neue Konfiguration adaptiert, die Grundfunktionalität bleibt unverändert.</p>		
Projektbegründung:	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da die bestehende Maschinensteuerung am Ende ihres Lebenszyklus angekommen ist.		
Besonders zu beachten:	-		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		
Technische Daten:	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten:	KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XXX€ (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der Planungsphase darstellt.		


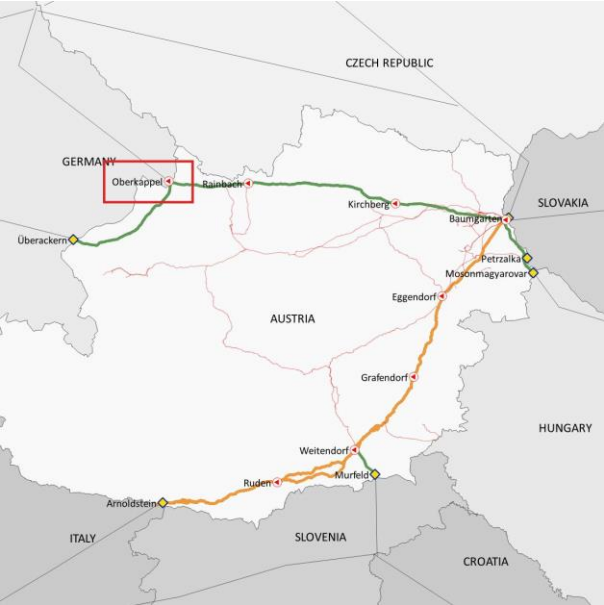
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2019: Vorbereitungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

Projektname:	GCA 2019/E3 HAG Erneuerung Niederspannungsschaltanlage		
Projektnummer:	GCA 2019/E3		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2019		
Projektziel:	Erneuerung der Niederspannungsschaltanlage der HAG Station in Baumgarten		
Projektbeschreibung:	 <p>Die vorhandene Niederspannungsanlage ist bereits rd. 30 Jahre alt. Die Design-Lebenszeit einer NSHV Anlage beträgt rd. 25 Jahre. Ersatzteile sind am Markt nur mehr eingeschränkt verfügbar. Daher soll im gegenständlichen Projekt die Niederspannungsschaltanlage ausgetauscht werden. Im Zuge der Erneuerungen sind bauliche Anpassungen im E-Raum und ein Anbau für die USV Anlage mit den dazugehörigen Batterien durchzuführen. Die Schaltanlage ist sowohl aus sicherheitstechnischer Betrachtung als auch aus Sicht der Verfügbarkeit der Messstation auszutauschen.</p>		
Projektbegründung:	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da die bestehende Niederspannungsschaltanlage am Ende ihres Lebenszyklus angekommen ist.		
Besonders zu beachten:	-		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		
Technische Daten:	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten:	KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%, welche die Unsicherheit in der Durchführungsphase darstellt.		


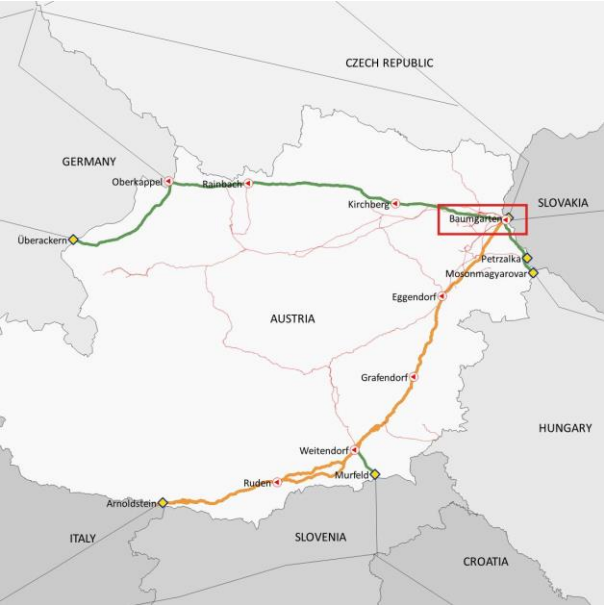
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2019: Durchführungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

Projektname:	GCA 2019/E4 VS WAG Erneuerung Notstromgenerator		
Projektnummer:	GCA 2019/E4		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2020		
Projektziel:	Erneuerung des Notstromgenerators der VS WAG in Baumgarten		
Projektbeschreibung:	 <p>Der derzeit installierte Notstromgenerator ist "Erstaustattung" seit der Errichtung der WAG Verdichterstation Baumgarten (Ende der 70-iger Jahre). Aufgrund des hohen Alters der Notstromanlage und beginnender technischer Probleme (Kraftmaschine/Dieselmotor) ist eine Erneuerung erforderlich. Ein hochverfügbares Notstromaggregat ist für die Verfügbarkeit der WAG Verdichterstation von eminenter Bedeutung.</p> <p>In der Definephase wird eine Gasmotor Netzersatzanlage mit einer kinetischen USV (mit Schwungrad) näher bis zur Umsetzung betrachtet. Die Netzersatzanlage soll die bestehende Dieselnetzersatzanlage gleichwertig oder besser (von der Hochlaufzeit und technischen Eigenschaften wie Frequenzstabilität) ersetzen können.</p>		
Projektbegründung:	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da der bestehende Notsromgenerator der VS WAG am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist.		
Besonders zu beachten:	-		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		
Technische Daten:	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten:	KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.		


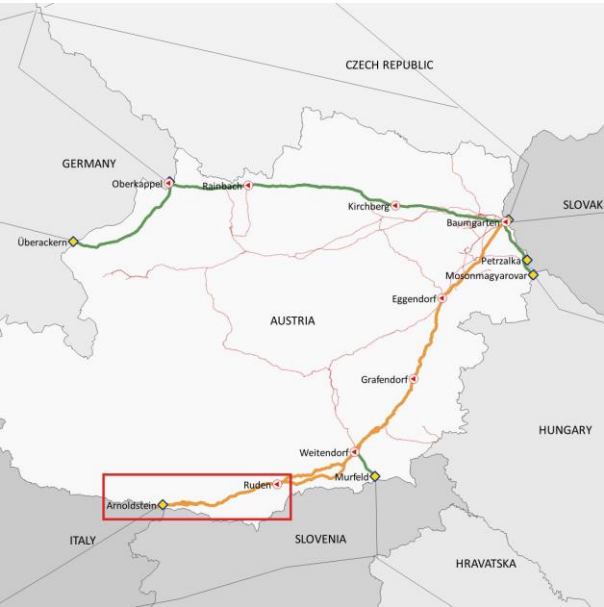
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2019: Vorbereitungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

Projektname:	GCA 2019/E5 MS Neustift Compilation		
Projektnummer:	GCA 2019/E5		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2021		
Projektziel:	Realisierung notwendiger Adaptionen in der Messstation Neustift zum Stand der Technik.		
Projektbeschreibung:	 <p>Im Zuge des Projektes Revamp Oberkappel wurde auch die Station Neustift am selben Standort näher evaluiert. Aus den sich ergebenden notwendigen Adaptierungen wurde ein Programm zur Umsetzung gestaltet.</p> <p>Hauptpunkte des Programmes sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> *) am neuen Ausbläserurm in der MS Oberkappel werden Ausblasesektionen hochgeführt *) bestehenden EOVs sind mit dem notwendigen sicherheitstechnischem Equipment auszurüsten (2"-Armaturen) *) Kondensatleitung (Ausführung in Doppelmantel) wird in das Kondensatsystem der MS Oberkappel eingebunden *) Die USV-Anlage der MS Neustift sollte mit der USV der VS Neustift vereint werden *) Die Stationssteuerung der MS Neustift (Bj 1999) soll getauscht werden *) Eine Zusammenlegung der jeweils 3 einzelnen GWA- und BMA-Anlagen zu jeweils einer gemeinsamen wird untersucht 		
Projektbegründung:	Notwendige Adaptierungen in der Messstation Neustift auf den Stand der Technik.		
Besonders zu beachten:	-		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		
Technische Daten:	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		


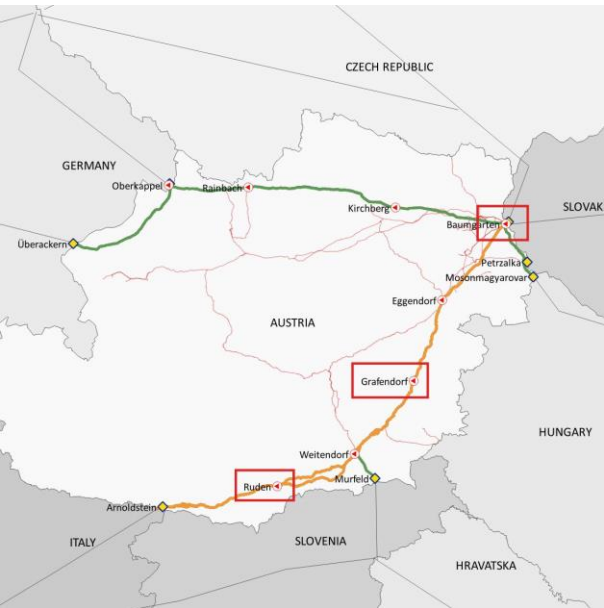
Ökonomische Daten: KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der Planungsphase darstellt.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2019: Vorbereitungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

Projektname:	GCA 2019/E6 UW Baumgarten Netzqualität		
Projektnummer:	GCA 2019/E6		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2020		
Projektziel:	Ziel des Projektes ist die Adaptierung der Kompensationsanlage auf die derzeitigen Notwendigkeiten		
Projektbeschreibung:	 <p>Bereiche der VS Baumgarten wurden in den letzten Jahren komplett oder zum Teil mit Elektro-Verdichtern ausgerüstet.</p> <p>Die Elektroverdichter sind mit Frequenzumrichtern mit Leistungselektronik ausgerüstet, die abhängig vom Betriebspunkt des Verdichters unterschiedlich starke Netzurückwirkungen und Oberwellen erzeugen und die Qualität des Netztes verschlechtern.</p> <p>In Anbetracht der Änderungen in der VS Baumgarten wurde bereits eine neue Bewertung der bereits vorhandenen Blindleistungsverursacher sowie der Kompensationsanlagen durchgeführt.</p>		
Projektbegründung:	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da die bestehende Kompensationsanlage aufgrund der letzten Ausbauten in Baumgarten aufgerüstet werden muss.		
Besonders zu beachten:	-		
Konnex zu anderen Projekten:	Nein		
Technische Daten:	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten:	Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.		


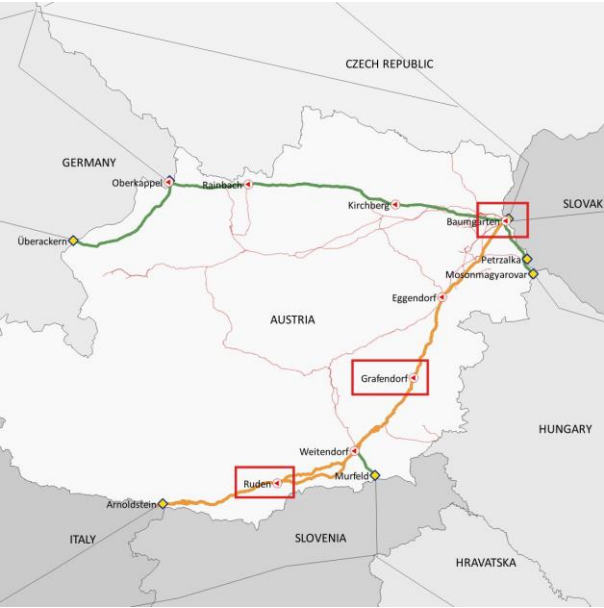
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2019: Durchführungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

Projektname:	TAG 2016/R09 Exchange Leaking Valves St. Paul/Ruden/Ludmannsdorf/Arnoldstein		
Projektnummer:	TAG 2016/R09		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung: Q4/2019			
Projektziel: Austausch von 7 Hauptabsperrarmaturen 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			
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.			


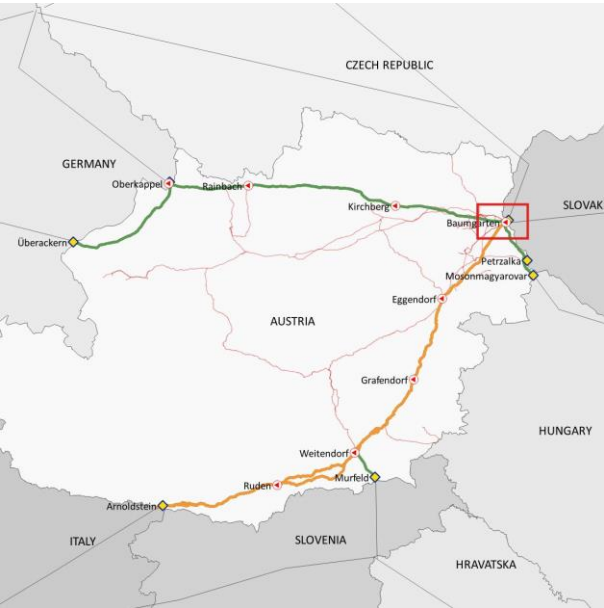
<p>Technische Daten: SS 12 L – St. Paul: TAG Loop II (40“) – VEOR 1L (Hauptabsperrrarmatur) MOS-5 Ruden: TAG 1 (36“) – KVA 10 (Empfangsmolchschleuse) SS 14 AL – Ludmannsdorf: TAG Loop - VEOR 1L (40“), VEOR 11L (36“) and VEOR 12L (36“) MOS 7 Arnoldstein: TAG 1 (36“) – MVEO 10 Es kommt zu keiner Veränderung 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. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 10% zu verstehen.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2016: Planungsphase KNEP 2017: Umsetzungsphase KNEP 2018: Umsetzungsphase KNEP 2019: 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 KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung Das Projekt wurde im Oktober 2018 in Ludmannsdorf durchgeführt. Die Aufbauphase wurde im Mai 2019 in St. Paul, Ruden und Arndoldstein abgeschlossen, gefolgt vom Beschaffungsprozess. Ab Juli 2019 hat die Ausführungsphase begonnen.</p>		

Projektname:	TAG 2016/R11 Replacement of Gas-Hydraulic Actuators CS-BGT, GFD, RUD		
Projektnummer:	TAG 2016/R11		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2023		
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%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: 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 KNEP 2019: Geplante Fertigstellung, Ökonomische Daten, Projektumfang</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen 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:	3	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2022		
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</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%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). (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: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2016: Planungphase KNEP 2017: Engineeringphase KNEP 2018: Engineeringphase KNEP 2019: Engineeringphase. Die Beschaffungsphase hat gestartet and wird im Laufe Q2/Q3 2019 durchgeführt.</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 KNEP 2019: ökonomische Daten, Zeitplan, Projektumfang</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen Der EPCM Kontrakt wurde vergeben. Die Ausschreibung zum Engineering und zur Baustellenaufsicht ist abgeschlossen. Die Engineeringphase ist derzeit am Laufen.</p>		

Projektname:	TAG 2017/R01 MS2 Refurbishment		
Projektnummer:	TAG 2017/R01		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2019
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.		


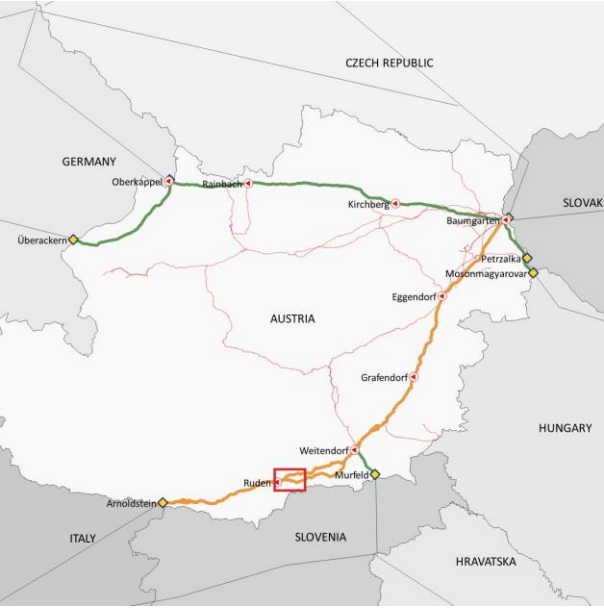
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Umsetzungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: 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/R03-A Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen		
Projektnummer:	TAG 2017/R03-A		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	4	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung: Q4/2020			
Projektziel: 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.			
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.			

<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Projektname, geplante Fertigstellung KNEP 2019: Ökonomische Daten</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projektaggregat TAG 2017/R03 KNEP 2018: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen Die Setup Phase ist aktuell im Laufe und wird Ende 2019 abgeschlossen. Die Projektumsetzung wird für 2020 geplant. Der Start der Beschaffung wird aktuell für Oktober 2019 vorgesehen.</p>		

Projektname:	TAG 2017/R03-B Major Overhaul Valve Station Sulmeck-Greith		
Projektnummer:	TAG 2017/R03-B		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne 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 Sulmeck-Greith 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.		

<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Umsetzungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Projektname KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projektaggregat TAG 2017/R03 KNEP 2018: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderungen Die Set-Up Phase wurde im Mai 2019 abgeschlossen. Ab Juli 2019 startet die Umsetzungsphase, wobei der Einkauf seine Tätigkeiten im Mai 2019 gestartet hat.</p>		

Projektname:	TAG 2017/R03-C Major Overhaul Valve Station St.Paul		
Projektnummer:	TAG 2017/R03-C		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne 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 / Ruden / Arnoldstein / Ludmannsdorf“ zusammen.			
Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.			


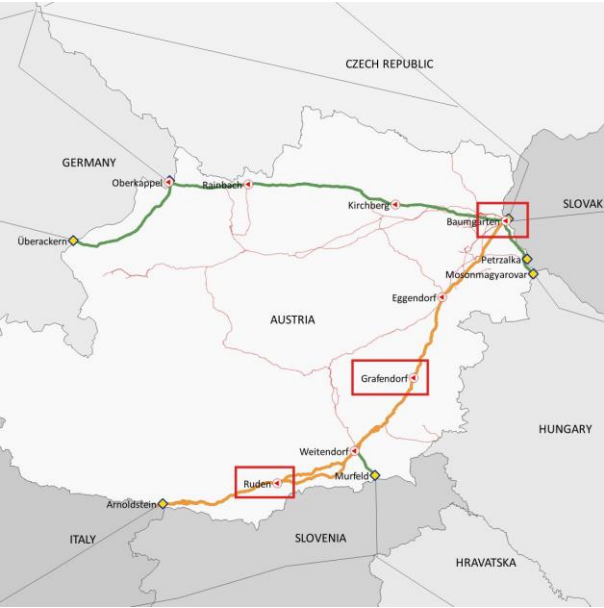
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Umsetzungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Projektname KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projektaggregat TAG 2017/R03 KNEP 2018: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderungen Die Set-Up Phase wurde im Mai 2019 abgeschlossen. Ab Juli 2019 startet die Umsetzungsphase, wobei der Einkauf seine Tätigkeiten im Mai 2019 gestartet hat.</p>		

Projektname:	TAG 2017/R03-D Major Overhaul Pigging Station Ruden		
Projektnummer:	TAG 2017/R03-D		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	3	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 Ruden 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.		

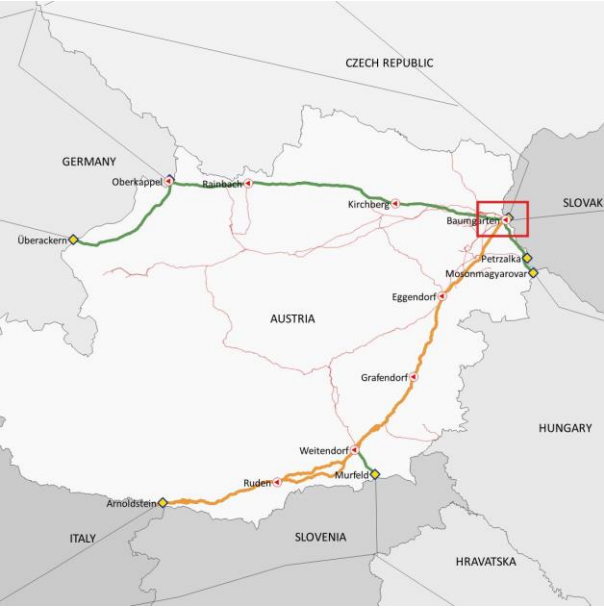
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Umsetzungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Projektname KNEP 2019: Projektumfang, ökonomische Daten</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projektaggregat TAG 2017/R03 KNEP 2018: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2019: 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.</p>		

Projektname:	TAG 2017/R03-E Major Overhaul Pigging Station Arnoldstein		
Projektnummer:	TAG 2017/R03-E		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	4	Datum:	14.11.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne 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.		


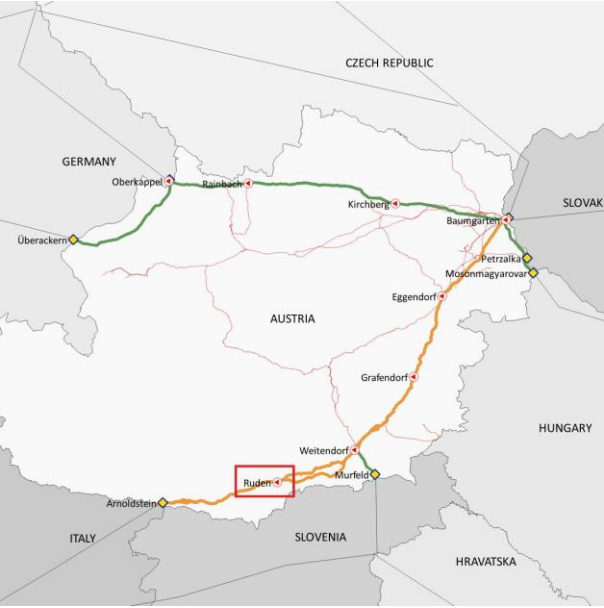
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Umsetzungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Projektname KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projektaggregat TAG 2017/R03 KNEP 2018: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderungen Die Setup Phase ist aktuell im Laufe und wird Ende 2018 abgeschlossen. Die Projektumsetzung wird für 2019 geplant. Im Zuge des Set up Engineerings wurde zusätzlich der Tausch einer Isolierkupplung in den Arbeitsumfang mitaufgenommen.</p>		

Projektname:	TAG 2017/R04 Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden		
Projektnummer:	TAG 2017/R04		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	34	Datum:	14.11.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2023		
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		


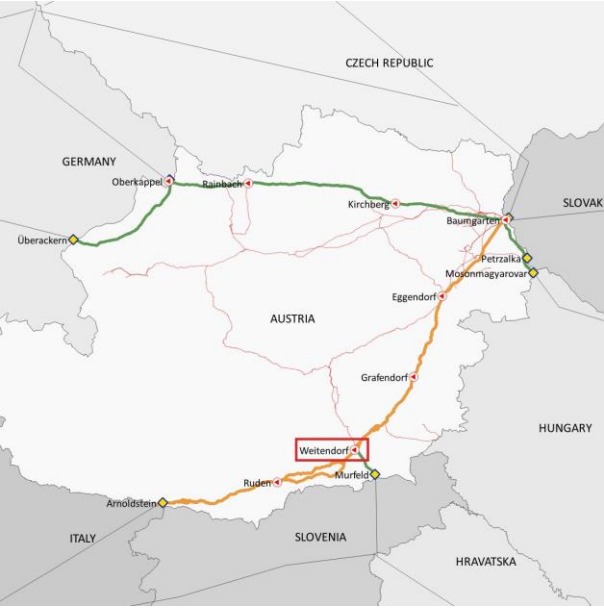
<p>Technische Daten: Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht 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%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Geplante Fertigstellung KNEP 2019: Geplante Fertigstellung, Ökonomische Daten, Projektumfang</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen 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:	5	Datum:	14.11.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2022		
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.		


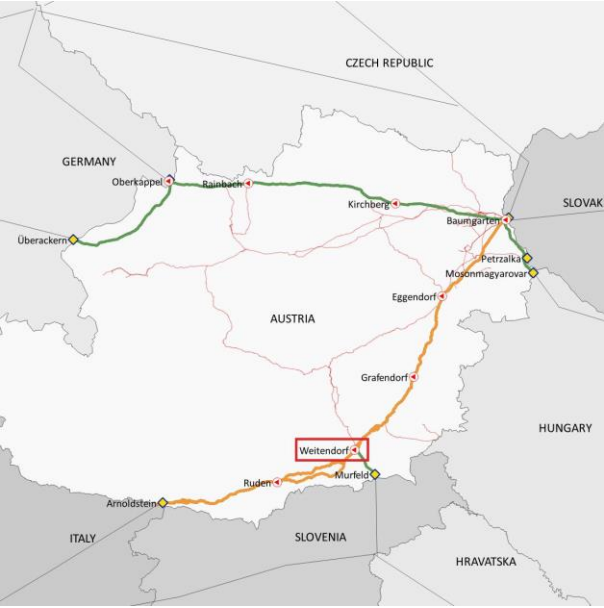
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: ökonomische Daten, geplante Fertigstellung KNEP 2019: Ökonomische Daten, geplante Fertigstellung, Projektumfang</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen Das Basic Engineering ist abgeschlossen. Derzeit läuft die Beschaffung der elektrischen Antriebe.</p>		

Projektname:	TAG 2017/R08 Gas Generator RC600 in CS-Ruden		
Projektnummer:	TAG 2017/R08		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2019
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		


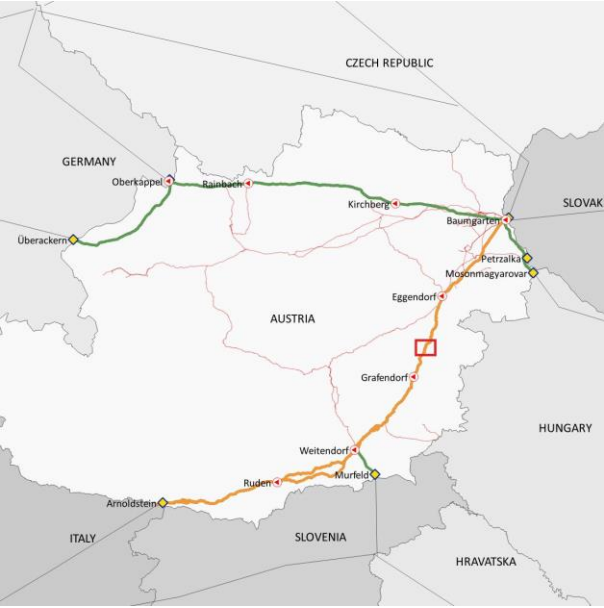
<p>Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2017: Engineeringphase KNEP 2018: Engineeringphase KNEP 2019: Engineeringphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2019: 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/R04 Major Overhaul Valve Station SS09 Weitendorf		
Projektnummer:	TAG 2018/R04		
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:	Q4/2021		
Projektziel:	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.		
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:	Nein		
Technische Daten:	Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.		


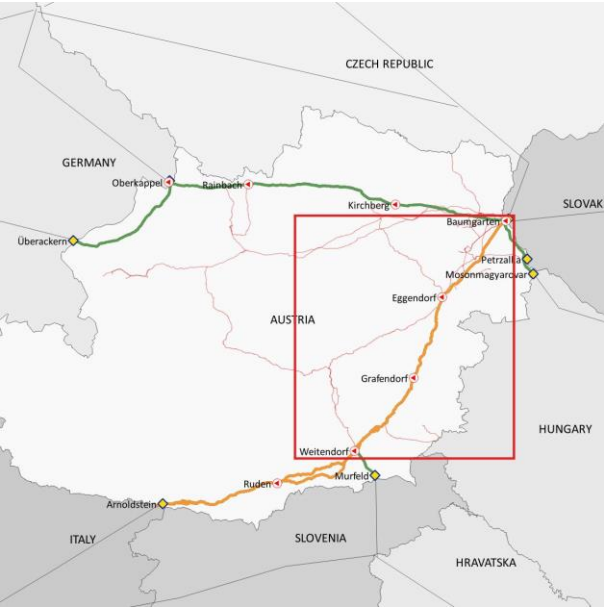
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: XX€ aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Ökonomische Daten</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2018: Genehmigt als Projekt KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen</p>		

Projektname:	TAG 2018/R05 Major Overhaul Pigging Station Weitendorf		
Projektnummer:	TAG 2018/R05		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2021		
Projektziel:	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.		
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:	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:	Nein		
Technische Daten:	Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.		


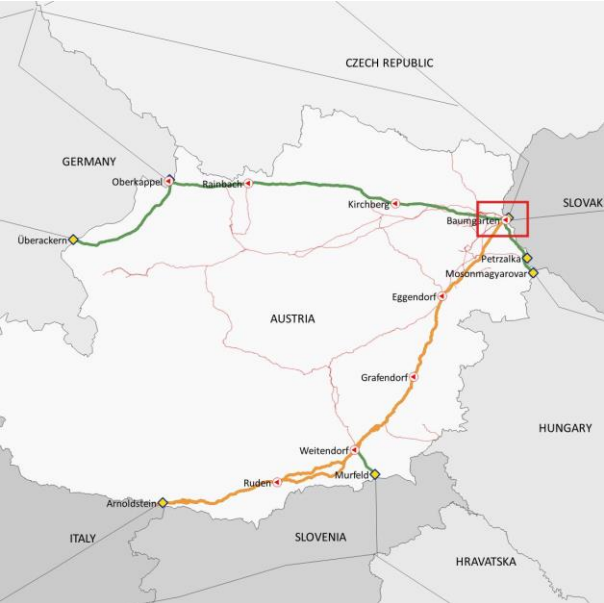
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: XX€ aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2018: Genehmigt als Projekt KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung</p>		

Projektname:	TAG 2018/R07 Major Overhaul Valve Station Zöbern		
Projektnummer:	TAG 2018/R07		
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:	Q4/2021		
Projektziel:	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.		
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:	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:	Nein		
Technische Daten:	Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.		


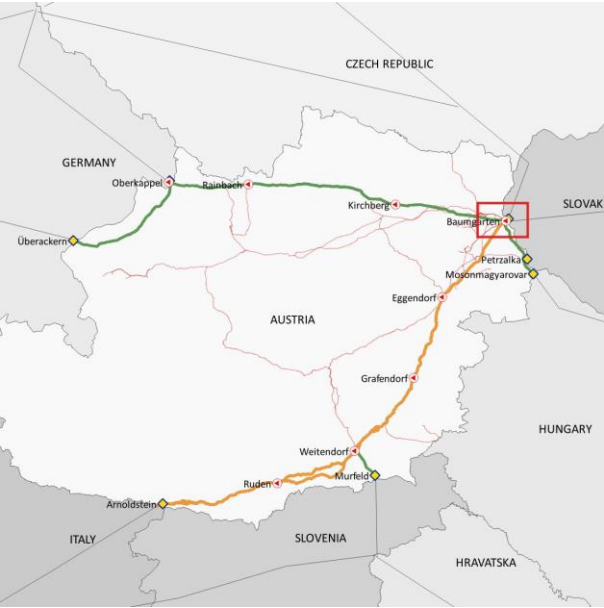
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: XX€ aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2019: Ökonomische Daten</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2018: Genehmigt als Projekt KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen</p>		

Projektname:	TAG 2018/R09 Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair		
Projektnummer:	TAG 2018/R09		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
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		


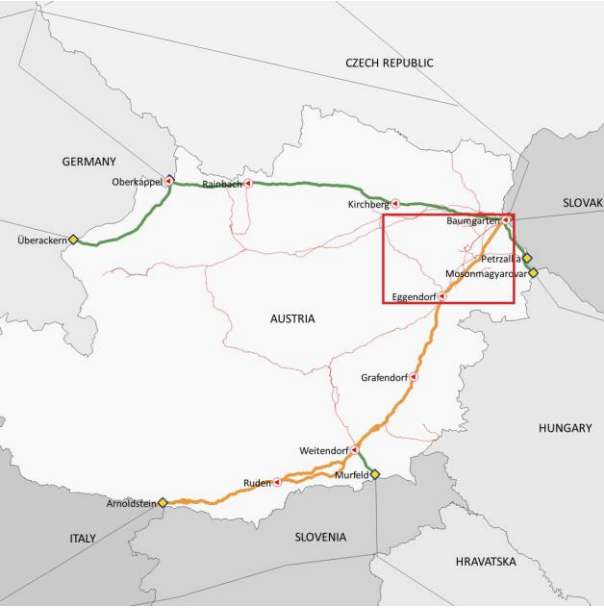
<p>Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%. KNEP 2019: XX€ aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Umsetzungsphase KNEP 2019: Umsetzungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2018: Genehmigt als Projekt KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung</p>		

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:	3	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
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 mehr lieferbar. Daher soll die Nutzturbine auf den neuen 72 Loch-Gehäuseflansch upgraded 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 upgraded 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%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Engineeringphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung: KNEP 2019: Keine		
Projektstatus: KNEP 2018: Genehmigt als Projekt KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung		

Projektname:	TAG 2018/R12 Shut Off Valve MS2, CS Baumgarten		
Projektnummer:	TAG 2018/R12		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung: Q4/2019			
<p>Projektziel:</p> <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 			
<p>Projektbeschreibung:</p> <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>			
<p>Projektbegründung:</p> <p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>			


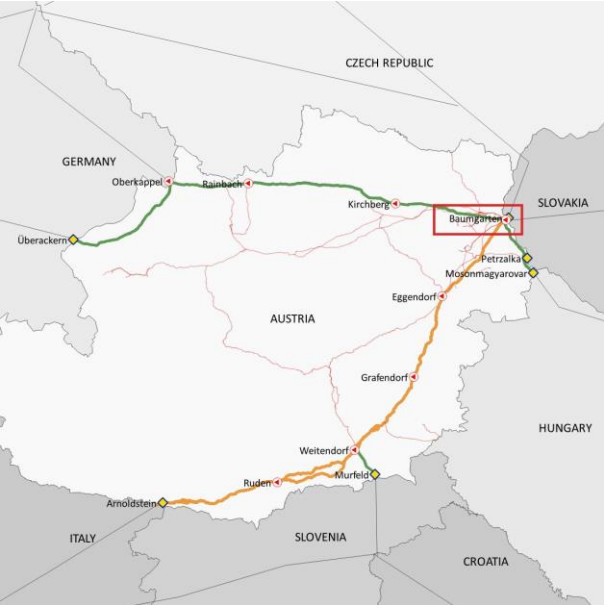
<p>Besonders zu beachten: Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA</p>		
<p>Konnex zu anderen Projekten: Nein</p>		
<p>Technische Daten: Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch Setup-Studie. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. Status 2019: XX € aus Kostenschätzung durch Setup-Studie. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2019: Keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2018: Genehmigt als Projekt KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung Die Setup-Study wurde fertiggestellt in August 2018. Die Engineering Phase startete im Oktober 2018. Die Umsetzungsphase des Projekts ist für Q3 und Q4 2019 geplant.</p>		

Projektname:	TAG 2018/R13 Major Overhaul of Valve Stations AZ3-AZ3L Eggendorf		
Projektnummer:	TAG 2018/R13		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	3	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2020		
Projektziel:	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).		
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:	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:	Nein		
Technische Daten:	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		


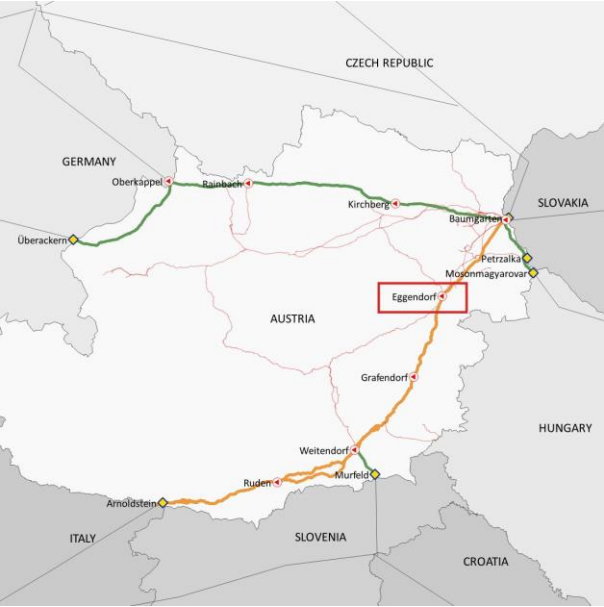
<p>Ökonomische Daten: KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: XX € aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p>Kapazitätsauswirkung: Keine</p>		
<p>Projektphase: KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Planungsphase</p>		
<p>TYNDP: Nein</p>	<p>PCI-Status: Nein</p>	<p>CBCA-Entscheidung: Nein</p>
<p>Projektänderung: KNEP 2019: keine</p>		
<p>Projektstatus: KNEP 2018: Genehmigt als Projekt KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung Die Setup Phase wird bis Ende 2019 abgeschlossen. Die Projektumsetzung wird für 2020 geplant. Der Start der Beschaffung wird aktuell für Oktober 2019 vorgesehen.</p>		

Projektname:	TAG 2019/R01 Major Overhaul Valve Station CS Weitendorf		
Projektnummer:	TAG 2019/R01		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2019
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 Weitendorf, 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/EOV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen - Erdungs- und Blitzschutz erneuern - Wege und Oberflächen - Zaun- und 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>		


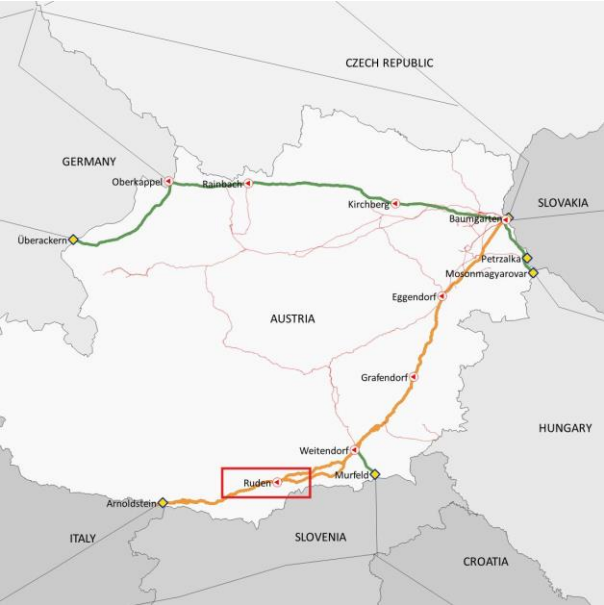
Ökonomische Daten: KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2019: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	TAG 2019/R04 Replacement ball valves GOV 502 & 504 CS Baumgarten		
Projektnummer:	TAG 2019/R04		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2019		
Projektziel:	<p>Im Zuge von Instandhaltungsarbeiten in der Verdichterstation Baumgarten wurden nennenswerte innere Leckagen am Kugelhähnen GOV504 erkannt. Dadurch ist ein sicherer Betrieb am GC600 nicht mehr länger gegeben und der Kugelhahn soll so rasch wie möglich ersetzt werden. In der Nutzung der Synergien wird auch der Kugelhahn GOV502 zeitgleich ersetzt da die Nutzungsdauer die erwartete Lebenszeit bereits überschritten hat.</p>		
Projektbeschreibung:	<div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <div style="margin-left: 20px;"> <ul style="list-style-type: none"> • Ersatz u. Erneuerung der zwei bestehenden 30“ Kugelhähne GOC502 + GOV 504 • Installation der Kugelhähne mit neuen Spindelverlängerungen + bestehenden GOV Antrieben • Anpassung der KH Fundamente, Gleitplatten + Untergüsse (abhängig vom Zustand der Betonoberfläche und Bewehrung) • Anpassung des Armaturenschachtwand auf Grund der Rohrbauarbeiten (für GOV504) </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.		


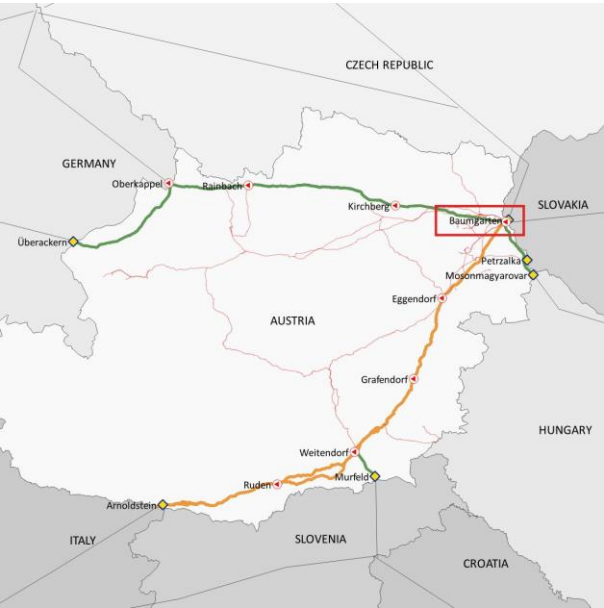
Ökonomische Daten: Status 2019: XX € aus Kostenschätzung durch Studie vom Engineeringpartner. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: Status 2019: Umsetzungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	TAG 2019/R06 Exchange of Leaking Valve CS Eggendorf		
Projektnummer:	TAG 2019/R06		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2020		
Projektziel:	Die Eingangsarmatur EO 202 des Kompressors C200 in der Verdichterstation Eggendorf ist undicht. Dieses undichte Ventil inklusive Stellantrieb (Biffi) muss in der Station CS Eggendorf ausgetauscht werden.		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Aushub und Grabarbeiten, Freilegen der Rohrleitungsbereiche und Armaturen - Austausch der Armatur - Beschichtungen und KKS erneuern 		
Projektbegründung:	Die Investition dient der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Betriebs am TAG Verdichterstation.		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA		
Konnex zu anderen Projekten:	Das Projekt wird mit TAG 2016/01 Reverse Flow Weitendorf und Eggendorf koordiniert.		
Technische Daten:	EOV 202 (40") Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten:	KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 40% zu verstehen.		


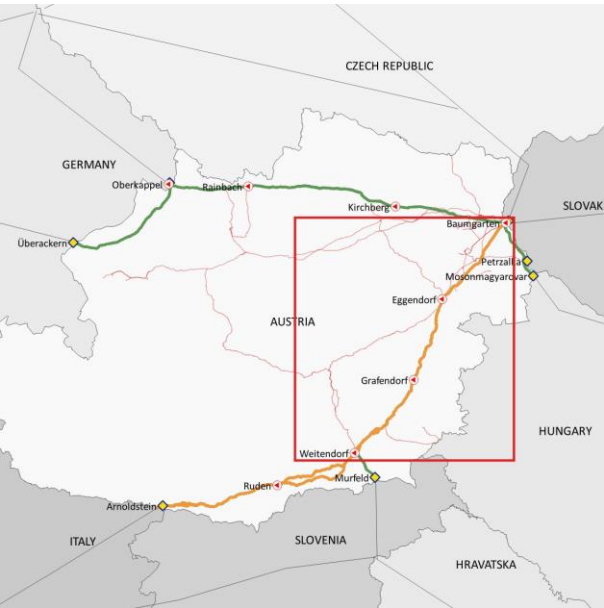
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2019: Umsetzungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	TAG 2019/R07 Exchange of Leaking Valve CS Ruden		
Projektnummer:	TAG 2019/R07		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2021		
Projektziel:	Vier Gaskühlerarmaturen in der Verdichterstation Ruden sind undicht und müssen ausgetauscht werden.		
Projektbeschreibung:	 <ul style="list-style-type: none"> - Aushub und Grabarbeiten, Freilegen der Rohrleitungsbereiche und Armaturen - Austausch der Armatur - Beschichtungen an Armaturen 		
Projektbegründung:	Die Investition dient der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Betriebs am TAG Verdichterstation.		
Besonders zu beachten:	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA		
Konnex zu anderen Projekten:	Keine		
Technische Daten:	Es kommt zu einer Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten:	KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 40% zu verstehen.		

Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2019: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	TAG 2019/R09 DLE 1.5 + 72 hole PT module BC500 in CS Baumgarten		
Projektnummer:	TAG 2019/R09		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	31.08.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2021		
Projektziel:	<p>Das Projektziel ist das Upgrade des bestehenden Gasgenerators des C500 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 mehr lieferbar. Daher soll die Nutzturbine auf den neuen 72 Loch-Gehäuseflansch upgedrad 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 upgedrad werden.</p>		

Besonders zu beachten: Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
Konnex zu anderen Projekten: Keine		
Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.		
Ökonomische Daten: KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2019: Planungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	TAG 2019/R11 Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair 2019-20		
Projektnummer:	TAG 2019/R11		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	Datum:	02.09.2019
Projektart:	Ersatzinvestitions projekt	Projektkategorie:	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:	Nein
Geplante Fertigstellung: Q4/2020			
<p>Projektziel:</p> <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 (Siehe Projekt TAG 2018/R09). 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>			
<p>Projektbeschreibung:</p> <div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;">  </div> <div style="flex: 1; padding-left: 20px;"> <p>Folgende Schritte sind durchzuführen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Vorort-Untersuchung - Evaluierung der Untersuchung - entsprechende Maßnahmen setzen - Erneuerung der Leitungsisolierung </div> </div>			
<p>Projektbegründung:</p> <p>Die letzte Molchkampagne (durchgeführt im Sommer 2016) weist auf das Vorhandensein von einigen Korrosionen auf der TAG1, TAG2 und TAG Loop2 hin.</p>			
<p>Besonders zu beachten:</p> <p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>			
<p>Konnex zu anderen Projekten:</p> <p>Nein</p>			

Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.		
Ökonomische Daten: KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2019: Umsetzungsphase		
TYNDP: Nein	PCI-Status: Nein	CBCA-Entscheidung: Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung		

Anhang 2:



Eustream, a.s. comments on “Koordinierter Netzentwicklungsplan 2019 für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2020-2029”¹ (hereinafter KNEP 2019)

Eustream, a.s. welcomes the possibility to share its position and to comment on the draft of the KNEP 2019 via the consultation process announced by Austrian Gas Grid Management AG as follows:

1. Comment to the point 3.2.3 PCI projects concerning Austria

This paragraph contains not public information

2. Comment to the point 3.5.2 BACI and Project Trading Region Upgrade (“TRU”)

We propose to update the document with the evaluation of the project before the KNEP 2019 is submitted to E-control for approval.

3. Comment to the points 4.2.1. Submitted capacity demands and resulting capacity scenario and 4.2.2. Outlook on the capacity scenario of the 2020 CNDP

In the point 4.2.2. it is mentioned that the capacity demands from the incremental process in 2019 will be taken into account in capacity scenario of the 2020 CNDP next year. We propose to replicate this process also for the current KNEP 2019 and include the capacity demands from the near past into the point 4.2.1 – as this was the case for the point Mosonmagyaróvár and also for point Reintal and Murfeld.

4. Comment to the point 4.2.4.

In the table 9 for the Entry/Exit Reintal there is shown requested capacity at the level of 750 000 Nm³/h, without indicating the data source or the background of this data. Since the latest Market Demand Assessment Report available on the Gas Connect Austria web site² indicates significantly lower non-binding demand for this entry/exit point 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 9 accordingly – to indicate the capacity demand at the level of 200 000 kWh/h.

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

² <https://www.gasconnect.at/fileadmin/Fachabteilungen/ST/NEP/2019-10-21-MDAR-AT-CZ.pdf>



5. Comment to the point 5.4.2

We propose to delete the point 5.4.2 - Bidirectional Austrian Czech Interconnector (GCA2015/01a) (hereinafter "BACI") from the KNEP 2019 based on following reasons:

- ENTSOG system assessment within TYNDP 2018 did not identify an infrastructure gap between AT and CZ³
- AT and CZ gas markets are fully integrated in the EU gas markets, with converged prices to the other significant hubs



Source: Argus

- 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)

This paragraph contains not public information

- 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 Austrian and Czech gas markets are fully correlated to the German market, for both markets the German market works as a

³ https://www.entsog.eu/sites/default/files/2019-02/entsog_tyndp_2018_System_Assessment_web.pdf



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. 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 nor in the Czech Republic. In both markets currently traded gas comes 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 target relating to interconnection of Austrian and Czech market in the cost efficient and reasonable manner has the solution –TRU service by Gas Connect Austria and NET4GAS with technical support of eustream.

Also the Commission during the development of the 4th edition of PCI list has stated that there is sufficient transmission capacity in the region to achieve the policy goals, thus there is no need for constructing additional infrastructure.

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). Based on the Market Demand Assessment Report the gas demand of the markets, currently served by the existing interconnection, would not be changed (increased) by the mere construction of such a 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 – either the project itself or the existing infrastructure in Austria, Slovakia and the Czech Republic. There is no guarantee that such 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.

Bratislava, 24 October 2019



bayernets GmbH - Poccistraße 7 - 80336 München

AGGM Austrian Gas Grid Management AG
 Marktgebietsmanager
 Floridsdorfer Hauptstraße 1
 floridotower
 AT – 1210 Wien

Email: netzplanung@aggm.at

Ansprechpartner: Fabian Schmitt
 Kurzzeichen / Center: SF / SR
 E-Mail: fabian.schmitt@bayernets.de
 Telefon: +49 89 890572-245
 Fax: +49 89 890572-202

München, 22.10.2019

Stellungnahme zur Konsultation des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2019

Sehr geehrte Damen und Herren,

bayernets begrüßt die Möglichkeit zur vorliegenden Konsultationsversion des Koordinierten Netzentwicklungsplanes (KNEP) 2019 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“, „GCA 2015/03“ und „GCA 2018/01“ sind in den Projektsteckbriefen unter dem Projektstatus „Fortführung ohne Abänderung“ fortgeführt. 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 Druckbereitstellung am Grenzübergangspunkt Überackern SUDAL durch *bayernets* bereits geschaffen. Gespräche über technische Fragen wurden in der Vergangenheit zwischen den beteiligten Ferngasnetzbetreibern geführt. Ein Vereinbarungsentwurf zur Druckbereitstellung liegt GCA seit Februar 2018 vor. *bayernets* ist jederzeit bereit die Gespräche wieder aufzunehmen.

Darüber hinaus wurden systemoptimierende Maßnahmen zur automatisierten Steuerung der Fahrwege der Verdichterstation Haiming in Richtung Grenzübergangspunkt Überackern SUDAL umgesetzt, wodurch *bayernets* eine sichere und flexible Druckbereitstellung gewährleisten kann. Die betriebstechnische Freigabe der automatisierten Fahrwege ist für Ende 2019 vorgesehen.



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:
 Dr. Matthias Jenn

Vorsitzender
 des Aufsichtsrates:
 Günter Bauer

Amtsgericht München
 Registergericht HRB 165761

Der Neubau einer Verdichterstation in unmittelbarer Nähe zum Netzknoten Burghausen ist aus Gründen der negativen Auswirkung auf die Netzentgelte beim Gasaustausch zwischen Österreich und Deutschland sowie aus steuerungstechnischen Gründen nach bayernets-Einschätzung nicht sinnvoll.

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 nach wie vor positiv gegenüber.

Für Rückfragen steht bayernets gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
bayernets GmbH


opac. Richard Unterseer


Fabian Schmitt

