

# Koordinierter Netzentwicklungsplan 2020

für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich

für den Zeitraum 2021 – 2030



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

#### Dokument-Historie

Ausgabe	Datum	Änderungen
2	04.12.2020	Ausgabe für die Einreichung zur Genehmigung bei E-Control Austria
1	26.10.2020	Ausgabe für die Konsultation des Marktgebietsmanagers

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung.....</b>	<b>3</b>
1.1	Ziel des Koordinierten Netzentwicklungsplanes.....	3
1.2	Vorgehen.....	3
<b>2</b>	<b>Gaswirtschaftliches Umfeld .....</b>	<b>5</b>
2.1	Bedeutung von Gas in Österreich .....	5
2.2	Gastransport in Österreich .....	7
2.3	Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet Ost.....	9
2.4	Aktuelle Fernleitungsgasinfrastruktur und Technische Kapazitäten .....	11
2.5	Speicherinfrastruktur und Produktion in Österreich .....	11
2.6	Infrastrukturstandard .....	13
2.7	Politische Entwicklungen in Österreich und Europa.....	14
2.7.1	Nationaler Energie- und Klimaplan (NEKP).....	16
2.7.2	Green Deal der Europäischen Kommission .....	20
<b>3</b>	<b>Planungsrahmen für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2020 .....</b>	<b>25</b>
3.1	Berücksichtigte Netzentwicklungspläne .....	25
3.1.1	Ten Year Network Development Plan .....	25
3.1.2	Gas Regional Investment Plan .....	30
3.1.3	PCI Projekte mit Fokus auf Österreich.....	31
3.1.4	Langfristige Planung 2020 .....	32
3.2	Regionale Netzentwicklung der europäischen Gasinfrastruktur und deren Auswirkungen auf die österreichische Gasinfrastruktur .....	34
3.2.1	Entwicklungen in Deutschland und Tschechien .....	35
3.2.2	Entwicklungen von Bulgarien bis Ungarn und der Slowakei .....	37
3.2.3	Entwicklungen in Slowenien und Kroatien.....	39
3.2.4	Entwicklungen in Italien .....	40
3.2.5	Erkenntnisse und Schlussfolgerungen .....	41
3.3	Fertiggestellte Projekte aus dem KNEP 2019 .....	42
<b>4</b>	<b>Kapazitätsbedarf .....</b>	<b>43</b>
4.1	Kapazitätsbuchung und Kapazitätsnutzung – Statusbericht für 2019.....	43
4.2	Kapazitätsszenario für den KNEP 2020 .....	47
4.2.1	Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und resultierendes Kapazitätsszenario .....	47
4.2.2	Gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe je Ein- Ausspeisepunkt in den Jahren 2021 bis 2030.....	49

4.2.3	Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und dafür erforderliche Projekte .....	55
<b>5</b>	<b>Projekte und Aktivitäten der Fernleitungsnetzbetreiber (Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber) .....</b>	<b>56</b>
5.1	Gliederung der Projekte.....	56
5.1.1	Projektkategorie .....	56
5.1.2	Projektarten.....	57
5.2	Projekte im KNEP 2020 .....	58
5.2.1	Projekte für zusätzliche Kapazitäten .....	58
5.2.2	Ersatzinvestitionsprojekte .....	60
5.3	Projekte und Aktivitäten von Gas Connect Austria .....	62
5.3.1	Gas Connect Austria – Innovation durch Forschung & Entwicklung .....	62
5.3.2	Netzentwicklung zur direkten Verbindung der Gasmärkte Österreichs und Tschechiens.....	64
5.3.3	Netzentwicklung des österreichisch-ungarischen Kopplungspunkts .....	67
5.3.4	Netzentwicklung des österreichisch-slowenischen Kopplungspunkts .....	69
5.3.5	Netzentwicklung der österreichisch-deutschen Kopplungspunkte.....	71
5.3.6	Netzentwicklung des österreichisch-slowakischen Kopplungspunkts .....	72
5.3.7	Netzentwicklung des Kopplungspunkts mit dem österreichischen Verteilergbiet .....	72
5.3.8	Komplementäre Netzentwicklung im Marktgebiet Ost .....	73
5.4	Projekte und Aktivitäten der Trans Austria Gasleitung GmbH .....	74
5.4.1	TAG GmbH, Mission und Vision.....	75
5.4.2	Erneuerung und Zukunft des Verkehrssystems, Innovation und Technologie, Dekarbonisierung, Energieeffizienz, Wasserstoff.....	76
5.4.3	Potenzielle nachhaltige neue Geschäfte .....	79
5.4.4	Einreichung von neuen oder aktualisierten Projekten und Fortführung bestehender....	79
<b>6</b>	<b>Zukunft.....</b>	<b>82</b>
<b>7</b>	<b>Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Marktgebietsmanagers .....</b>	<b>85</b>
7.1	Stellungnahme der Eustream, a.s. ....	85
7.2	Stellungnahme der bayernets GmbH .....	86
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>87</b>
<b>9</b>	<b>Haftungsausschluss .....</b>	<b>88</b>
▶	Anhang 1: Projekte des Koordinierten Netzentwicklungsplanes 2020	
▶	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 (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 (FNB) Gas Connect Austria GmbH und Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG GmbH) und der anschließenden Genehmigung durch die Behörde E-Control Austria (ECA) ist AGGM Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) in ebendieser Rolle verantwortlich für die Erstellung des KNEP. Gas Connect Austria und TAG GmbH wirken an der Erstellung des Koordinierten Netzentwicklungsplans mittels ihrer unternehmensspezifischen Netzentwicklungsplanungen 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 Prozesses des Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen (NC CAM) gemäß der Verordnung (EU) 2017/459 können zusätzliche Kapazitätsbedarfe von potenziellen Kunden in einem einheitlich vorgegebenen und strukturierten Prozess den Fernleitungsnetzbetreibern übermittelt werden. Die im Zuge dieses Prozesses im Jahr 2019 zuletzt übermittelten zusätzlichen Kapazitätsbedarfe sind die Basis für

den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2020. Siehe auch Kapitel 4.2. Darauf aufbauend haben der MGM und die FNB das Kapazitätsszenario erstellt und mit E-Control Austria am 26.05.2020 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 28.08.2020 dem MGM übermittelt. Im Zeitraum vom 18.03.2020 bis 27.10.2020 fanden mehrere Koordinationsmeetings zwischen dem Marktgebietsmanager und den FNB statt, in denen die Schnittstellen und die Kohärenz der Projekte der FNB mit dem Kapazitätsszenario abgestimmt wurden. Die von den FNB übermittelten Projekte, wurden formal vereinheitlicht und in den Anhang übernommen.

In Abstimmung mit den FNB wurde die Ausgabe 1 des Koordinierten Netzentwicklungsplan 2020 vom MGM erstellt. Die Konsultation des KNEPs durch den MGM (KNEP 2020 Ausgabe 1) fand zwischen dem 27.10.2020 und dem 16.11.2020 statt, die Konsultationsunterlagen wurden auf der Website der AGGM veröffentlicht. Die Stellungnahmen wurden entsprechend in Kapitel 6 gewürdigt, dem Anhang 2 beigefügt und ebenfalls auf der Website der AGGM veröffentlicht.

Im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Days (AGID) am 4.11.2020 wird die Ausgabe 1 des Koordinierten Netzentwicklungsplanes 2020 den Marktteilnehmern präsentiert.

Der Koordinierten Netzentwicklungsplan 2020 Ausgabe 2 wird am 4.12.2020 bei E-Control Austria zur Genehmigung eingereicht.

## 2 Gaswirtschaftliches Umfeld

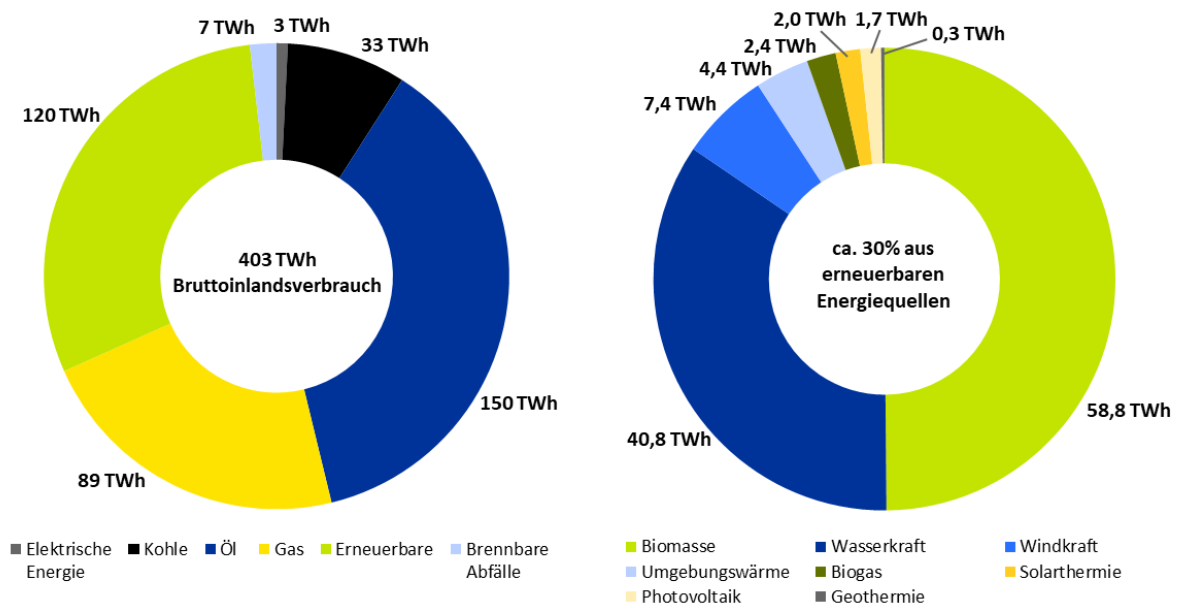
Dieses Kapitel gibt einerseits einen Einblick in die derzeitigen politischen österreichischen und europäischen Entwicklungen und Zielsetzungen zur Zukunft der Energieinfrastruktur vor allem im Rahmen der Dekarbonisierung/Klimawende und zeigt andererseits die volkswirtschaftliche Wichtigkeit der Gaswirtschaft und – Infrastruktur. Es wird dem Leser ein guter Überblick über die aktuelle Gasversorgung und die Gasinfrastruktur in Österreich vermittelt.

### 2.1 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 die versorgungssichere Deckung des Bedarfs eine große Rolle.

Abbildung 1 veranschaulicht, dass ca. 22% des Bruttoinlandsverbrauches 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 des produzierenden Bereichs, des Sektors Energie, des nichtenergetischen Verbrauchs, der Landwirtschaft, der privaten Haushalte, der Kraftwerke als Umwandlungseinsatz, des Verkehrs und des Dienstleistungssektors zusammen.

Abbildung 1: Österreichischer Bruttoinlandsverbrauch und erneuerbarer Anteil 2019



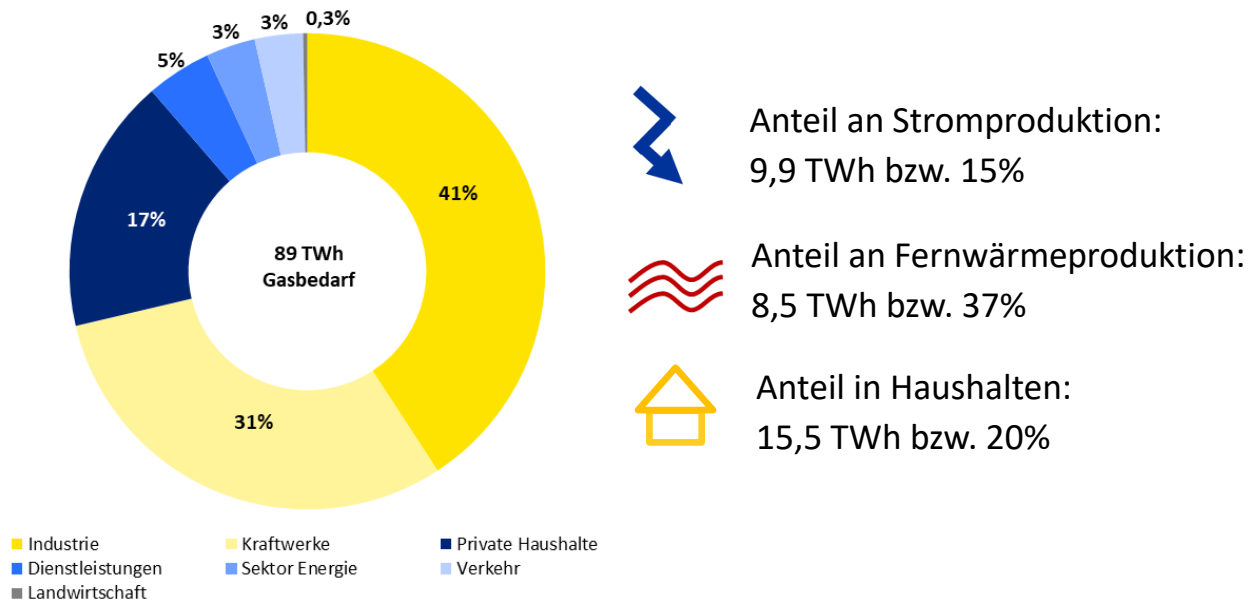
Quelle: Statistik Austria

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 Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen und Heizwerke einen Anteil von ca. 31%. Der Bedarf privater Haushalte bleibt ebenfalls annähernd konstant mit einem Anteil von ca. 17% (siehe Abbildung 2).

Auch in der österreichischen Stromerzeugung spielt Gas mit einem Anteil von ca. 15% eine wichtige Rolle, vor allem durch die Bereitstellung von flexiblen und kurzfristig abrufbaren

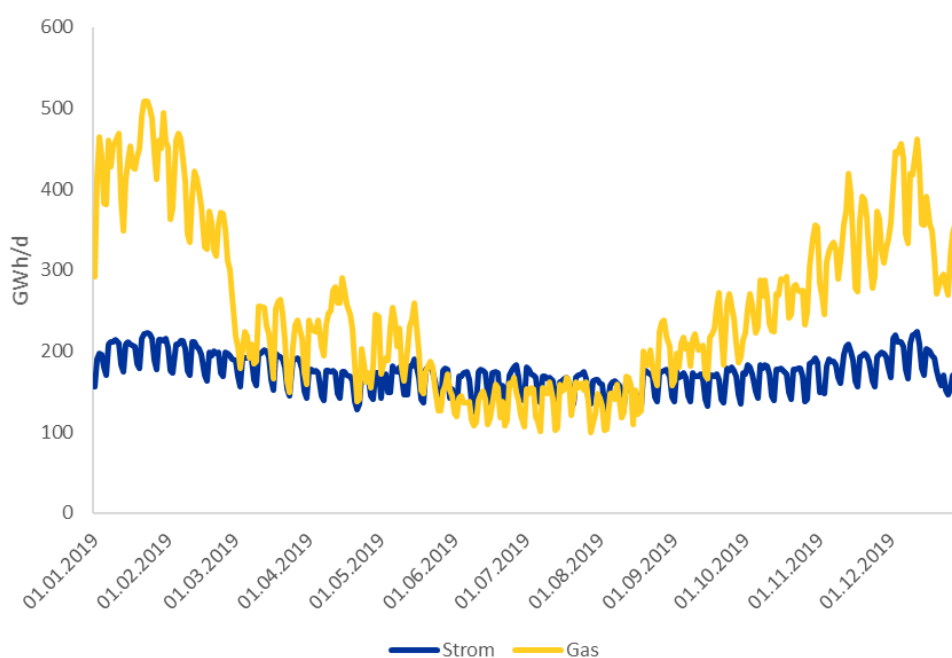
Kapazitäten zur Stromnetzstabilisierung. Neben biogenen Rohstoffen ist vor allem Gas mit einem Anteil von 37% ein essentieller Rohstoff für die Fernwärmeerzeugung in hocheffizienten KWK-Anlagen und Heizwerken in Österreich. Abbildung 3 zeigt saisonal stark schankenden österreichischen Gasverbrauch aus dem Jahr 2019 in gelb verglichen mit dem österreichischen Stromverbrauch (in blau). Dies zeigt die Relevanz von Gas als wichtigen Energieträger zur Deckung des saisonal und auch täglich stark variierenden Wärmebedarfs mit den Spitzenleistungen im Winter bzw. des Grundbedarfs der österreichischen Industrie.

Abbildung 2: Gasbedarf in Österreich 2019 und Gasanteil an Strom- und Fernwärmeproduktion sowie in Haushalten 2018



Quelle: Statistik Austria, BMK

Abbildung 3: Tägliche Verbrauchsstruktur Gas und Strom 2019

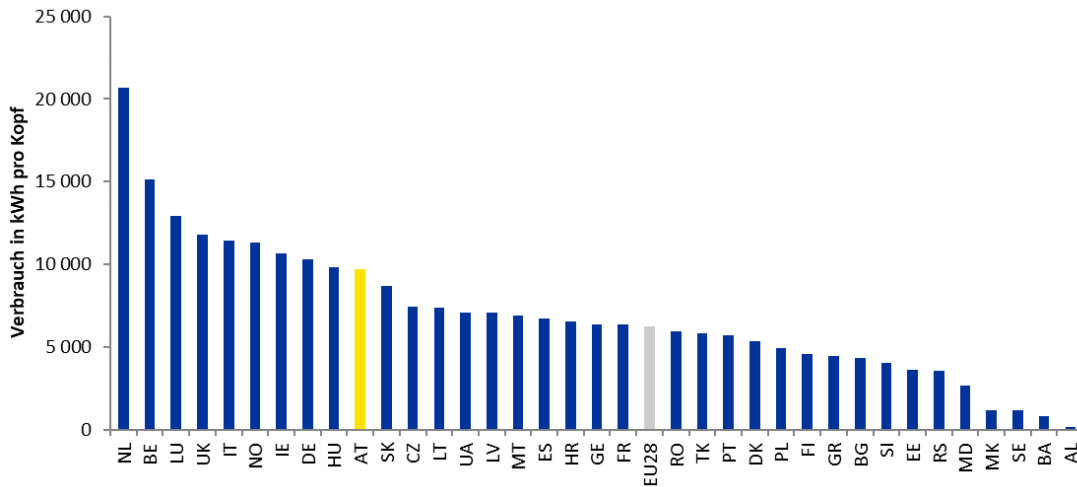


Quelle: AGGM, APG



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

Abbildung 4: Gasverbrauch pro Kopf 2018 im europäischen Vergleich

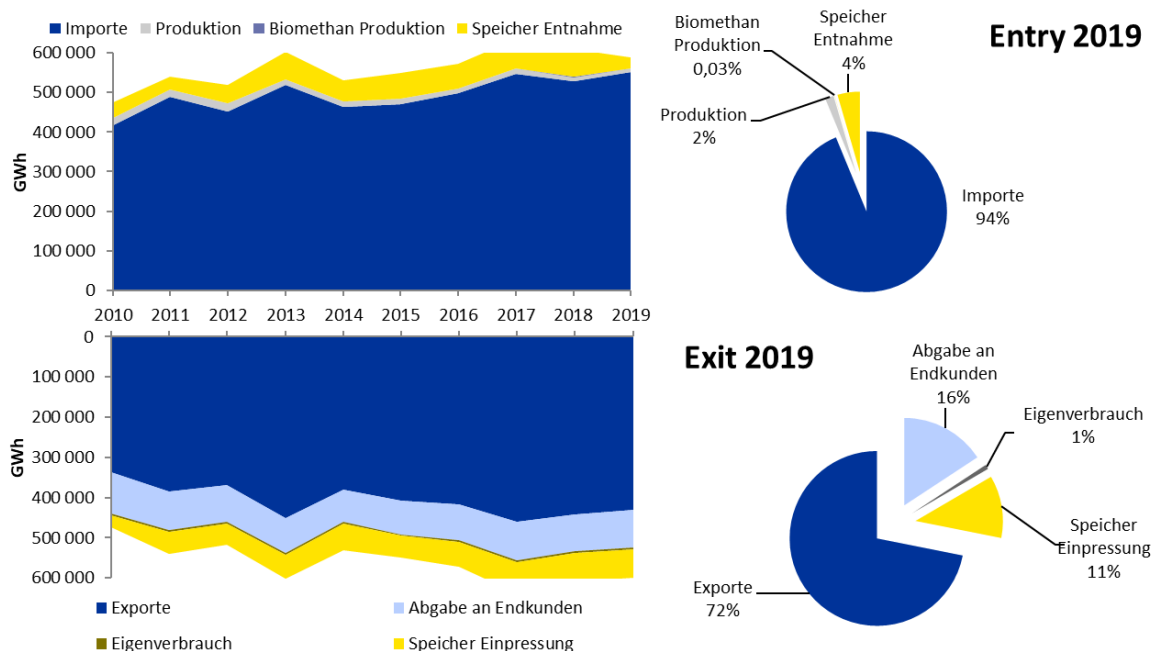


Quelle: Eurostat

## 2.2 Gastransport in Österreich

Österreich ist aufgrund seiner geographischen Lage ein Transitland für Gas. Abbildung 5 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. 100 TWh erhöht haben.

Abbildung 5: Aufbringung und Verwendung von Gas in Österreich



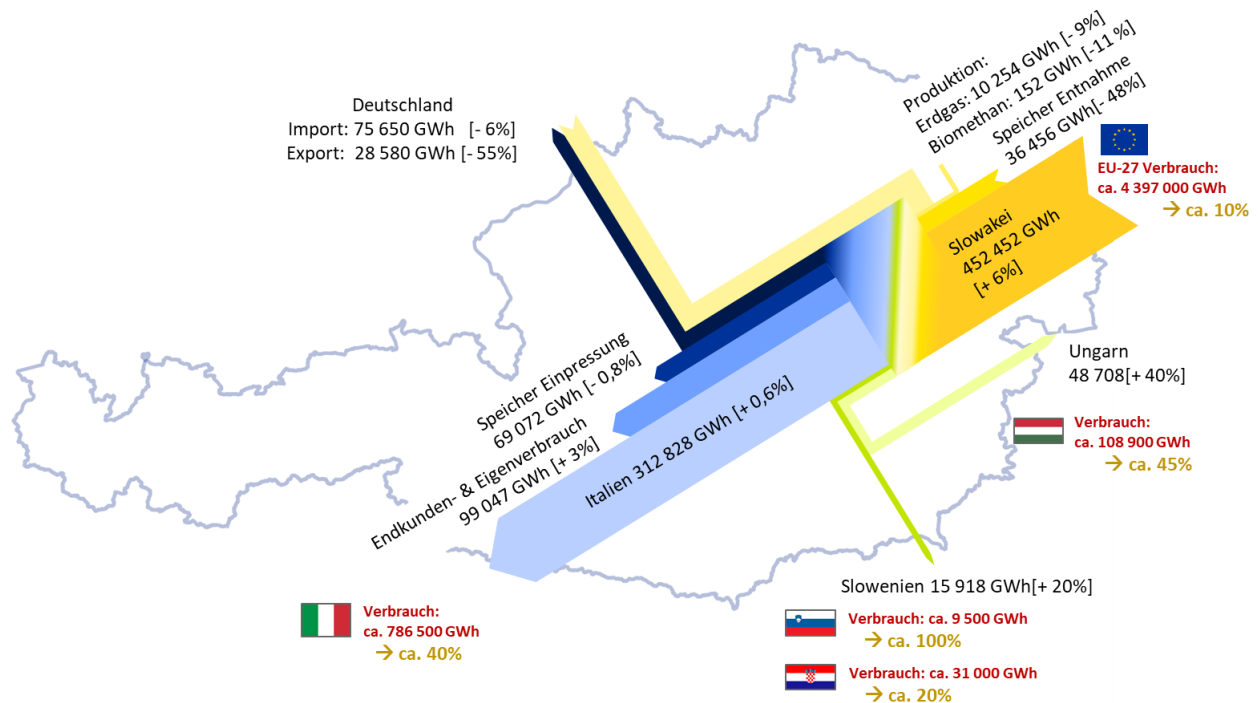
Quelle: E-Control Austria

In Abbildung 6 wird der schematische physikalische Gasfluss des Jahres 2019 gezeigt. Es ist zu erkennen, dass ca. 85% der Importe Transporte aus der Slowakei darstellen. Die restlichen 15% werden aus Deutschland importiert. Der mit Abstand größte Anteil der Exporte geht nach Italien. Außerdem werden Exporte nach Ungarn, Deutschland und Slowenien durchgeführt. Während die Importe aus der Slowakei und Deutschland bzw. die Exporte nach Italien von 2018 auf 2019 annähernd konstant geblieben sind, haben sich die Exporte nach Deutschland um ca. 55% verringert. Darüber hinaus haben sich die Exporte 2019 nach Slowenien um ca. 20% und nach Ungarn um ca. 40% im Vergleich zum Jahr 2018 erhöht. Auch die Entnahme aus den Gasspeichern hat sich im Vergleich zum Vorjahr, bei konstanter Einpressung, halbiert.

Abbildung 6: Schematischer Gasfluss 2019, physikalisch

Werte in [ ]: Veränderung zum Vorjahr

Werte in gelb: Anteil am Bruttoinlandsverbrauch des jeweiligen Landes



Quelle: E-Control Austria, [eurostat](https://ec.europa.eu/eurostat)

## 2.3 Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet Ost



Website: [www.taggmbh.at](http://www.taggmbh.at)

### Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerkes:

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

### Gesamte Kompressorleistung:

- ▶ 5 Kompressorstationen
- ▶ ca. 421 MW ISO

### Physische Einspeisepunkte:

- ▶ Baumgarten TAG GmbH (Slowakei)
- ▶ Arnoldstein (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 (Italien)
- ▶ Verteilerggebiet

### Nicht-Physische Ausspeisepunkte:

- ▶ Baumgarten (Slowakei)

(Stand 25.08.2020)

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](http://www.gasconnect.at)

Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerks:

- ▶ 554,2 km

Gesamte Kompressorleistung:

- ▶ 146 MW

Gesamte Transportierte Energie

- ▶ Siehe [ENTSOG Transparency Platform](#)

Physische Einspeisepunkte:

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

Nicht-Physische (virtuelle) Einspeisepunkte:

- ▶ Mosonmagyaróvár (Ungarn)
- ▶ Murfeld (Slowenien)
- ▶ Petrzalka (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:

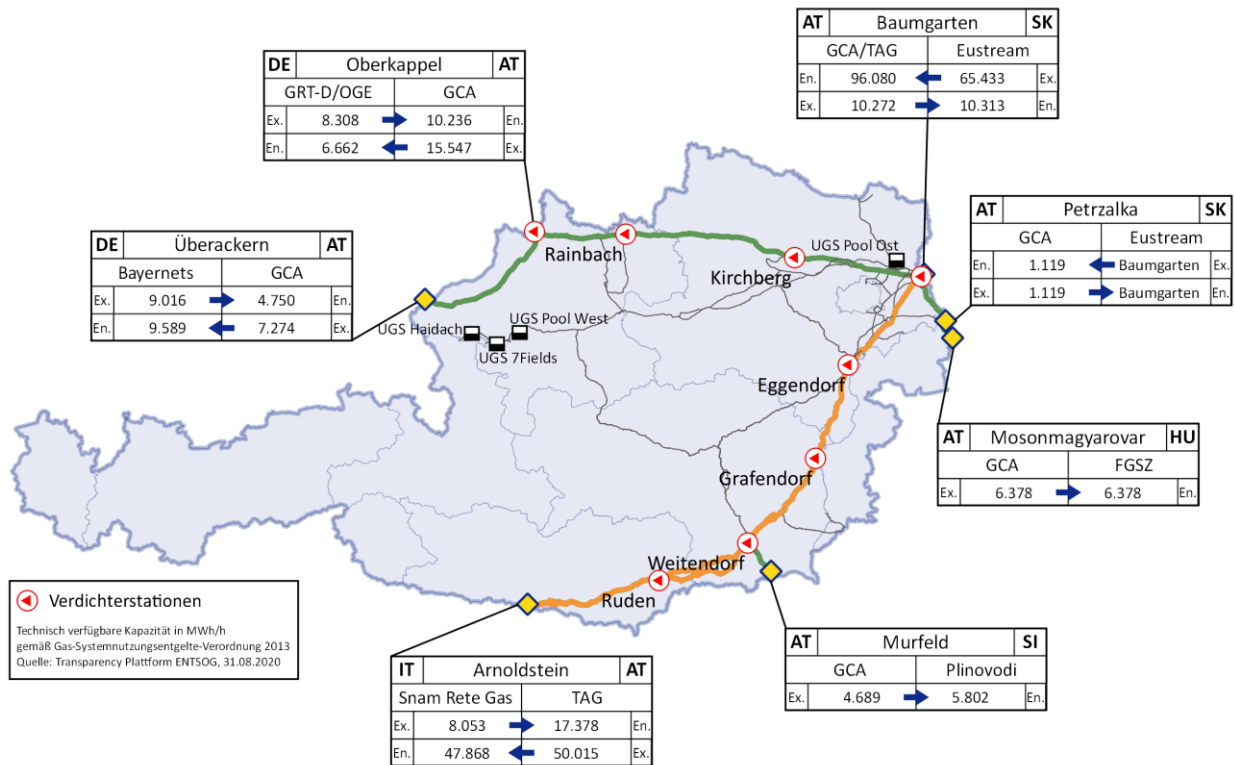
- ▶ Mosonmagyaróvár (Ungarn)
- ▶ Überackern ABG (Deutschland)
- ▶ Überackern SUDAL (Deutschland)
- ▶ Murfeld (Slowenien)
- ▶ Petrzalka (Slowakei)
- ▶ Speicherpunkt 7Fields
- ▶ Baumgarten WAG (Slowakei)
- ▶ Baumgarten GCA (TAG)
- ▶ Oberkappel (Deutschland)
- ▶ Speicherpunkt MAB/WAG
- ▶ Verteilergbiet

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. 1.700 km
Gesamte Kompressorleistung:	567 MW
virtueller Handlungspunkt:	CEGH (www.cegh.at)

Abbildung 7: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten im Marktgebiet Ost in MWh/h



Quelle: ENTSOE Transparency Plattform, abgerufen am 31.08.2020

## 2.5 Speicherinfrastruktur und Produktion in Österreich

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

Im Europäischen Vergleich liegt Österreich mit einer Speicherkapazität von ca. 8,5 Mrd. Nm<sup>3</sup> bzw. ca. 95 TWh auf dem sechsten Rang (Abbildung 8). Dies entspricht dem ca. 1,5-fachen österreichischen Strombedarf (ca. 63 TWh) von 2019 und in etwa dem österreichischen Bruttoinlandsverbrauch von Gas (ca. 99 TWh) von 2019.

Tabelle 1: Speicherdaten Österreich

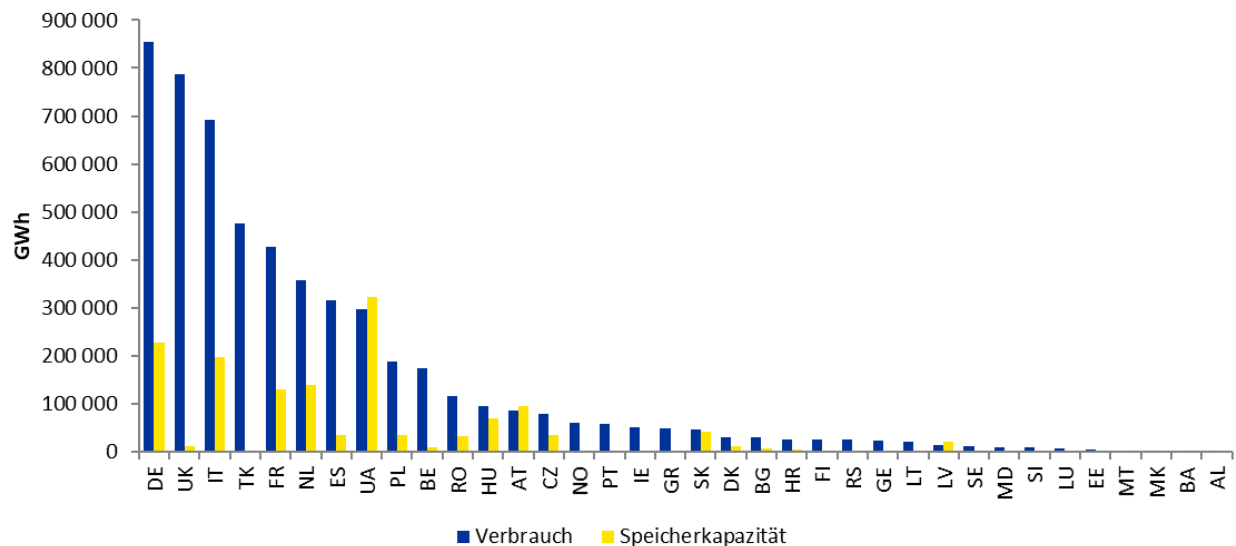
Speicher	Arbeitsgasvolumen [GWh]	Einpressleistung [GW]	Auspressleistung [GW]	Anbindung
Astora (UGS Haidach)	11.300	4	4	Fernleitung DE*
GSA LLC (UGS Haidach)	21.300	8	9	Fernleitung DE*
OMV Gas Storage (UGS Pool Ost)	25.200	9	13	Verteilergbiet
RAG ES (UGS Pool West)	20.000	8	9	Verteilergbiet Fernleitung AT** & DE*
Uniper (UGS 7Fields)	17.500	6	9	Verteilergbiet Fernleitung AT** & DE*
Summe	95.300	35	44	

\*) 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> (gerundet), abgerufen am 25.08.2020

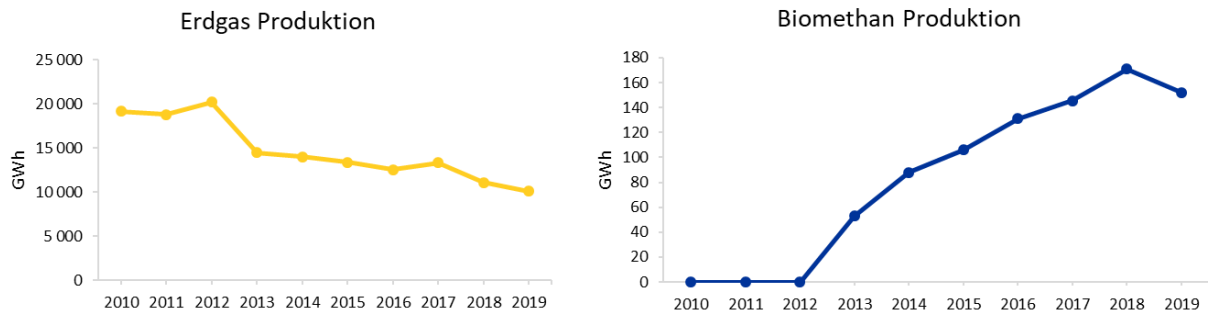
Abbildung 8: Vergleich Speicherkapazität – Inlandsverbrauch in Europa im Jahr 2018



Quelle: Eurostat, <https://agsi.gie.eu/> (abgerufen am 26.08.2020)

Österreich verfügt außerdem über Gasfelder in Niederösterreich, Oberösterreich und Salzburg welche 2019 ca. 10 000 GWh bzw. ca. 10% des Inlandsverbrauches produzierten. Die Produktion von Biogas aus 14 Biogasanlagen in Österreich betrug 2019 ca. 130 GWh bzw. ca. 0,15% des Inlandsverbrauches (siehe dazu Abbildung 9).

Abbildung 9: Erdgas- und Biogasproduktion 2018 in Österreich



Quelle: E-Control Austria, Betriebsstatistik

## 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 (*Security of Supply, SoS VO*), 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.

Für das Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der (N-1) Formel 140 %. Dieses Ergebnis belegt, dass die Gasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung laut Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 von > 100% gerecht wird.

Ein Infrastrukturstandard mit 140% 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 2019 lag das Ergebnis der N-1 Formel gemäß Verordnung (EU) 2017/1938 bei 132%. Die geringfügige Erhöhung des Wertes gegenüber dem Vorjahr ist auf einen leichten Rückgang der Prognose des maximal täglichen Absatzes und auf die leichte Kapazitätserhöhung der Speicher zurückzuführen.

Tabelle 2: Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [Mio. Nm <sup>3</sup> /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
<b>EPm</b>	<b>163,16</b>	<b>Techn. Kapazität von Einspeisepunkten</b>
Produktion OMV	2,21	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	0,40	gebuchte Standardkapazität
<b>Pm</b>	<b>2,61</b>	<b>Max. techn. Produktionskapazität</b>
Speicherpool OMV	23,36	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicherpool RAG	14,20	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Fernleitung	0	nur unterbrechbare Kapazität
7Fields Verteilergebiet	6,49	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach Verteilergebiet	0	in Österreich nicht angeschlossen
<b>Sm</b>	<b>44,06</b>	<b>Max. techn. Ausspeisekapazität</b>
<b>LNGm</b>	<b>0</b>	<b>Max. techn. Kapazität der LNG-Anlagen</b>
<b>Im</b>	<b>140,34</b>	<b>Techn. Kapazität der größten einzelnen Infrastruktur</b>
<b>Dmax</b>	<b>49,69</b>	<b>Max. tägliche Gasnachfrage</b> Baseline Szenario Max. der nächsten 10 Jahre

**N - 1**
**140%**

Quelle: AGGM; 2020

## 2.7 Politische Entwicklungen in Österreich und Europa

Im aktuellen Regierungsprogramm der österreichischen Bundesregierung<sup>1</sup> aus dem Jahr 2020 wurden unter anderem folgende wesentlichen Punkte für die Gaswirtschaft vereinbart:

### Klimaneutralität bis 2040

Der klimagerechte Umbau aller Sektoren, insbesondere des Energiesystems und der Infrastruktur, um spätestens 2040 Klimaneutralität in Österreich zu erreichen und um die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens zu erfüllen. Um dies zu Erreichen soll ein wirkungsvolles ETS-System und ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis auf europäischer Ebene implementiert werden.

<sup>1</sup> <https://www.bundestkanzleramt.gv.at/bundestkanzleramt/die-bundesregierung/regierungsdokumente.html>



Die Konkretisierung der Maßnahmen wird im Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) dargestellt und die gesetzlichen Grundlagen soll in einem Klimaschutzgesetz mit verbindlichen Reduktionspfaden bis 2040 und verbindlichen Zwischenzielen bis 2030 verankert werden. Dabei sollen verbindliche Ziele für alle Sektoren, Pfade und Ressourcen festgelegt werden.

### Phase-out Plan für fossile Energieträger in der Raumwärme

Die Bundesregierung setzt sich zum Ziel bis 2040 die Verbrennung von Heizöl, Kohle und fossilem Gas (Erdgas) für die Bereitstellung von Wärme und Kälte weitestgehend einzustellen. Stattdessen soll Nah- und Fernwärme forciert werden und eine Mobilisierungsstrategie „Grünes Gas“ entwickelt werden. Grünes Gas soll dabei bevorzugt in „hochwertigen“ Anwendungen eingesetzt werden. Öl und Kohle wird mittels einem Bundesgesetz stufenweise reduziert. Analog dazu soll auch für Erdgas die gesetzliche Grundlage zum Phase-out geschaffen werden. Konkret bedeutet dies, dass im Neubau ab 2025 keine Gaskessel bzw. Neuanschlüsse mehr zulässig sein sollen

Darüber hinaus soll eine Wärmestrategie zur vollständigen Dekarbonisierung des Wärmemarktes erstellt werden.

### Ausbau der Erneuerbaren Energien und Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG)

Ein klares Ziel der Bundesregierung ist bis 2030 den Gesamtstromverbrauch zu 100% (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen zu decken. Dies hat auch die verstärkte Nutzung und Koppelung der österreichischen Ressourcen und Infrastruktur in den Bereichen Strom, Wärme, Kälte und Mobilität zur Folge. Es soll dabei primär der Fokus auf den Ausbau heimischer erneuerbaren Energien und deren Erzeugungsanlagen anstatt Energieimporte gelegt werden.

Ein Ausbau- und Unterstützungsprogramm für „Grünes Gas“ (Biomethan, grüner Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energiequellen) sieht dabei vor, bis 2030 5 TWh pro Jahr ins Gasnetz einzuspeisen. Generell soll bis 2030 ein Zubau von rund 27 TWh pro Jahr erneuerbaren Erzeugungsanlagen erreicht werden. Davon entfallen 11 TWh/Jahr auf Photovoltaik, 10 TWh/Jahr auf Windkraft, 5 TWh/Jahr auf Wasserkraft und 1 TWh/Jahr auf Biomasse.

Der Ausbau soll gesetzlich im Rahmen des Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG) im Jahr 2021 geregelt werden. Dies hat auch u.a. eine Anpassung des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG), des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz (EIWOG) und eine Reform der Ökostromförderung zur Folge.

### Versorgungssicherheit

Um eine gesamtheitliche Sicht der strategischen Energieplanung sektorübergreifend mit Ländern, Gemeinden sowie der Wirtschaft sicher zu stellen soll ein österreichischer Integrierter Netzinfrastukturplan erstellt werden.

Außerdem bekennt sich die Bundesregierung für die Notwendigkeit von erforderlichen Reserverkapazitäten für einen stabilen Netzbetrieb.

### 2.7.1 Nationaler Energie- und Klimaplan (NEKP)

Gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates über das Governance-System für die Energieunion hat jedes EU-Mitgliedsland bis zum 31. Dezember 2019 für den Zeitraum von 2021 bis 2030 einen integrierten nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) an die Kommission zu übermitteln. Der österreichische NEKP<sup>2</sup> wurde am 18.12.2019 veröffentlicht.

Ziel des NEKP ist, die jeweiligen nationalen Ziele, Maßnahmen und Beiträge zur Erreichung der vereinbarten Pariser Klimaziele basierend auf Langfristszenarien und im Zusammenhang mit den fünf Dimensionen der Energieunion:

- a) Sicherheit der Energieversorgung
- b) Energiebinnenmarkt
- c) Energieeffizienz
- d) Dekarbonisierung sowie
- e) Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

#### Dekarbonisierung

Im Rahmen der Dimension **Dekarbonisierung** ist das Ziel, die Treibhausgasemissionen in Sektoren außerhalb des Emissionshandels bis zum Jahr 2030 um 36% gegenüber 2005 zu reduzieren, wobei die größten Einsparungen in dem Sektor Verkehr durch Vermeidung, Verlagern (Umstieg auf effiziente Verkehrsträger wie bspw. den öffentlichen Verkehr) und Verbessern (der eingesetzten Technologien wie bspw. E-Mobilität und alternativen Antriebssystemen) und im Gebäudesektor durch thermische Sanierung, Verzicht auf fossile Energieträger im Neubau sowie Umstellung auf erneuerbare Energieträger und hocheffiziente Fernwärme im Gebäudebestand.

Abbildung 10 zeigt den Zielpfad bis 2030 vor und vergleicht die zwei Szenarien des Umweltbundesamtes „With existing measures“ (WEM 2019) und „With additional measures“ (WAM NEKP 2019) mit dem zur Erreichung der Zeile notwendigen Zielpfad 2021-2030.

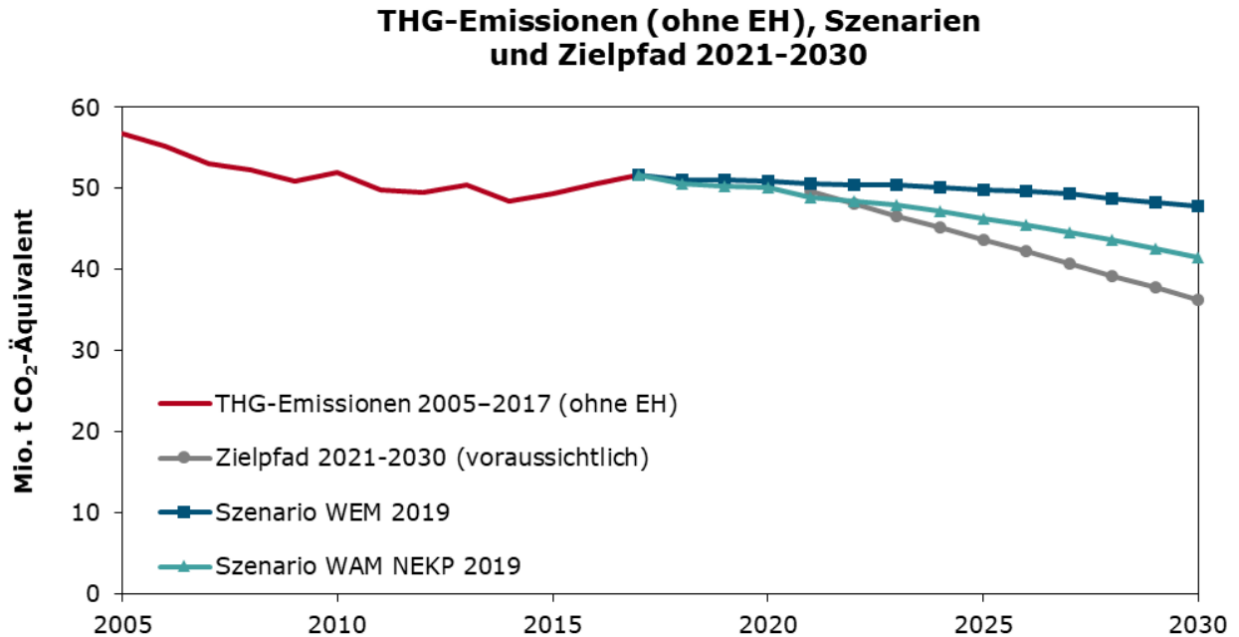
Als erster Schritt soll bis zum Jahr 2030 Strom in dem Ausmaß erzeugt werden, dass der nationale Gesamtstromverbrauch zu 100% (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt ist. Dazu wird es einen Ausbau aller erneuerbaren Energieträger, der Infrastruktur, Speicher und Investitionen in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

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.

---

<sup>2</sup> [https://www.bmk.gv.at/themen/klima\\_umwelt/klimaschutz/nat\\_klimapolitik/energie\\_klimaplan.html](https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/klimaschutz/nat_klimapolitik/energie_klimaplan.html)

Abbildung 10: Zielpfad zur Reduktion der Treibhausgasemissionen



Quelle: NEKP 2019

### Energieeffizienz

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

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. Um dies zu erreichen werden unter anderem Maßnahmen zur kontinuierlichen verbesserung des Gebäudestandards (thermische Sanierung und hohe Standards im Neubau) sowie der Fokus auf Elektromobilität im Verkehr im NEKP dargestellt.

Sollte bis 2030 ein Primärenergiebedarf von 1.200 Petajoule (PJ) überschritten werden, so sollen diese darüberhinausgehenden Energiemengen durch Energie aus erneuerbaren Quellen abgedeckt werden.

### 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.

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.

### 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 aktuellen Unionsliste für Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI-Liste). Diese Projekte werden von den FNB im Rahmen der Erstellung der Europäischen Gas- und Strom Netzentwicklungsplänen (TYND<sup>3</sup>) eingebracht.

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.

Außerdem soll ein integrierter Netzinfrastukturplan zukünftig als Eckpfeiler der Versorgungsstrategie die möglichen Potentiale der Sektorkopplung (Optimale Standorte für große Speicher und Konversionsanlagen wie bswp. Power-To-Gas) durch die wechselseitige gemeinsame Betrachtung des Strom- und Gassystems aufzeigen.

### 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.

---

<sup>3</sup> <https://www.entsog.eu/tyndp>

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“<sup>4</sup> ins Leben gerufen.

Außerdem wurde vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) eine nationale Wasserstoffstrategie erstellt und soll im Jahr 2020 vom Ministerrat angenommen werden. Diese Strategie beinhaltet notwendigen Maßnahmen und Rahmenbedingung zur Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft und –infrastruktur.

#### **Was bedeutet dies für die Gasinfrastruktur:**

Die durch die bereits getätigten Investitionen sehr gut ausgebaute und moderne Gasinfrastruktur hat immer eine systemnotwendige Rolle getragen. Durch den hohen Infrastrukturstandard aufgrund der bestens angebotenen Gasspeicher an die österreichische Transportinfrastruktur und der hohen Flexibilität aufgrund des potenten Leitungsvolumens des Netzes liefern die effizienten österreichischen Gaskraftwerke schon heute den **uneretzlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit des Stromnetzes** durch kurzfristige Netzstabilisierung sowie zur Bereitstellung von Ausgleichs- und Regelenergiekapazitäten.

Als Eckpfeiler einer leistbaren und gleichzeitig äußerst versorgungssicheren Energieversorgung ist die Gasinfrastruktur **der Garant für die Zukunft des Wirtschaftsstandorts Österreichs**.

Die effiziente und kostengünstige Speicherbarkeit des Netzes sowie die großen Gasspeicherkapazitäten stellen schon heute die saisonale stark variierende Wärmeversorgung sicher und werden in Zukunft mittels Power-to-Gas und Biomethan **das Rückgrad der versorgungssicheren erneuerbaren Energieversorgung** sein.

Außerdem ist die bereits bestehende hohe Netzabdeckung eine **Voraussetzung für die Erzeugung und Verteilung von Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff**. Die Gasinfrastruktur kann nicht nur Erdgas und Biomethan transportieren, sondern schon heute Wasserstoff in Form der Beimischung aufnehmen und verteilen. Darüber hinaus ist das bestehende Gasnetz auch in Zukunft auf ein Wasserstoffnetz mit vergleichsweise geringem Aufwand umrüstbar.

**Deshalb muss diese bereits verfügbare Infrastruktur aufrechterhalten bzw. bedarfsorientiert ausgebaut werden um die Ziele der Bundesregierung und der Europäischen Kommission effizient und zeitgerecht umzusetzen.**

---

<sup>4</sup> <https://www.energieforschung.at/assets/project/final-report/Innovative-Speichersysteme-Empfehlungen.pdf>

## 2.7.2 Green Deal der Europäischen Kommission

Im Dezember 2019 hat die Europäische Kommission den Green Deal mit dem primären Ziel der EU-Klimaneutralität 2050 vorgestellt. Dieser Plan soll in einem europäischen Klimaschutzgesetz rechtsverbindlich werden. Um dieses Ziel zu erreichen, bedarf es u.a. folgende sektornübergreifende Maßnahmen:

- ▶ Dekarbonisierung des Energiesektors
- ▶ Renovierung von Gebäuden zur Reduzierung von Energieverbrauch
- ▶ Unterstützung zur Etablierung einer weltweiten Führungsrolle bei der grünen Wirtschaft
- ▶ Einführung umweltfreundlicherer und gesünderer Formen des privaten und öffentlichen Verkehrs

Für die Gaswirtschaft relevante Maßnahmen wurden in den folgenden EU-Strategien dargestellt:

### 2.7.2.1 EU Strategie für ein integriertes Energiesystem

Ein integriertes Energiesystem, in dem gasförmig Brennstoffe eine wichtige Rolle spielen, ist von entscheidender Bedeutung für die zukünftige Form und die globale Führungsrolle Europas.

Die Mischung der gasförmigen Brennstoffe wird aber stark von dem gewählten Dekarbonisierungsweg abhängen. Bis 2050 soll der Anteil von Erdgas an gasförmigen Brennstoffen auf 20% sinken, von dem verbleibenden sollen 80% erneuerbaren Ursprungs sein. Die zukünftige Mischung dieser gasförmigen Energieträger - Biogas, Biomethan, Wasserstoff oder synthetische Gase - ist schwer zu projizieren. Umso wichtiger ist es, schon heute eine umfassende Planung zu forcieren.

#### Erschließung des Potenzials erneuerbarer Kraftstoffe aus nachhaltiger Biomasse

Biokraftstoffe, Biogas und Biomethan machen heute nur 3,5% des gesamten Gas- und Kraftstoffverbrauchs aus. Der Einsatz von Biokraftstoffen und Biogase wurden bisher durch regulatorische Unsicherheiten behindert. Eine Überarbeitung der Richtlinie für erneuerbare Energien soll einen ersten Schritt unternehmen, um diese Probleme anzugehen, indem ein Ziel von 3,5% für den Verbrauch von Biokraftstoffe und Biogas im Verkehr eingeführt wurde. Darüber hinaus wird in dem EU Papier „The role of Waste to Energy in the circular economy“ klargestellt, welche Abfall-zu-Energie-Ansätze, auch für die Produktion von Biomethan, nachhaltig sind, während in der Biodiversitätsstrategie von der Verwendung Bäumen (Todholz ausgenommen), Lebensmittel- und Futterpflanzen für die Energieerzeugung abgeraten wird.

#### Förderung der Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren

Heute trägt Wasserstoff weniger als 2% zum Energieverbrauch Europas bei und wird fast ausschließlich aus fossilen Brennstoffen hergestellt. Zukünftig soll Wasserstoff eine wichtige Rolle bei der Reduzierung der Emissionen in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren spielen,

insbesondere als Kraftstoff in bestimmten Transportanwendungen (Schwerlast-Straßentransport, Busflotten oder nicht elektrifizierter Schienenverkehr, Seeverkehr und Binnenwasserstraßen) und als Brennstoff oder Ausgangsmaterial in industriellen Prozessen (Stahl-, Raffinerie- oder chemische Industrie - einschließlich der Herstellung von „grünen Düngemitteln“ für die Landwirtschaft). Kohlendioxid in Kombination mit Wasserstoff kann auch zu synthetischen Kraftstoffen wie synthetischem Kerosin in der Luftfahrt weiterverarbeitet werden.

### Fördern von Kohlenstoffabscheidung, -speicherung und -nutzung zur Unterstützung einer tiefgreifenden Dekarbonisierung, einschließlich synthetischer Brennstoffe

Selbst ein vollständig integriertes Energiesystem kann die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht vollständig aus allen Teilen der Wirtschaft eliminieren. Zusammen mit alternativen Prozesstechnologien kann die Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) in einem klimaneutralen Energiesystem eine Rolle spielen. Insbesondere in industriellen Prozessen mit schwer zu verringernde Emissionen sollte CCS eingesetzt werden, wodurch diese Industrien einen Platz in einer klimaneutralen Wirtschaft erhalten. Das so gespeicherte CO<sub>2</sub> kann mit erneuerbarem Wasserstoff kombiniert werden, um synthetische Gase, Kraftstoffe und Rohstoffe zu erzeugen.

### Die Planung des zukünftigen Systems beginnt schon heute

Die Integration dieser Maßnahmen führt zu mehr physischen Verbindungen zwischen Energieträgern. Dies erfordert einen neuen, ganzheitlichen Ansatz sowohl für die groß angelegte als auch für die lokale Infrastrukturplanung. Ziel ist es, die vorhandene Infrastruktur optimal zu nutzen und dabei Lock-In-Effekte zu vermeiden (z.B. neue Gasleitungen heute schon als wasserstofftauglich zu errichten). Die Infrastrukturplanung sollte die Integration verschiedener Energieträger erleichtern und zwischen der Entwicklung neuer oder der Umnutzung bestehender Infrastrukturen basierend auf volkswirtschaftliche, sozioökonomische Prinzipien entscheiden.

Das bestehende Gasnetz bietet EU-weit ausreichende Kapazitäten für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase. Die Umnutzung von Teilssegmenten des Gasnetzes für Wasserstoffanwendungen kann eine kostengünstige Lösung darstellen, um bestehende Netze weiter nutzen zu können. Auch können die bestehenden Gasnetze verwendet werden, um das Mischen von Wasserstoff in begrenztem Umfang in einer Übergangsphase zu ermöglichen. Mit einer schrittweise erweiterten Nutzung von Wasserstoff wird eine dedizierte Infrastruktur, die über Punkt-zu-Punkt-Pipelines innerhalb industrieller Cluster hinausgeht, für die Speicherung und den Transport von reinem Wasserstoff, in großem Maßstab, erforderlich sein.

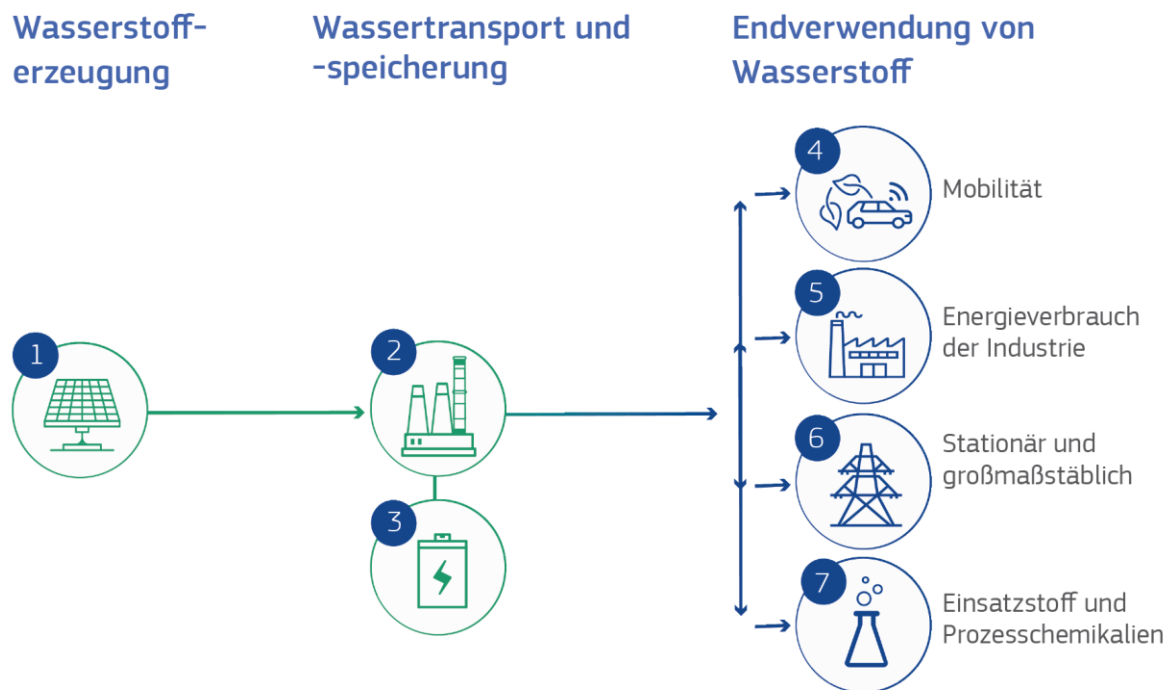
Im Rahmen der Überarbeitung der Richtlinie über die Infrastruktur alternativer Kraftstoffe und der Verordnung über die TEN-T-Richtlinien soll der Ausbau von Wasserstofftankstellen bewertet werden. In ähnlicher Weise müssen weitere Überlegungen zur Rolle einer CO<sub>2</sub>-dedizierten Infrastruktur und des Transportes von CO<sub>2</sub> zur weiteren Nutzung oder zu großen Speicheranlagen angestellt werden.

### 2.7.2.2 EU Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa

Wasserstoff erfreut sich weltweit und in der EU immer mehr Aufmerksamkeit. Die vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten in Industrie, Transport, Energie- und Wärmeerzeugung machen Wasserstoff zu einem attraktiven Rohstoff der Zukunft. Hinzukommt, dass grüner Wasserstoff kein CO<sub>2</sub> in der Erzeugung emittiert und in seiner Verwendung kaum Schadstoffe erzeugt. H<sub>2</sub> ist somit eine wichtige Säule für ein zukünftiges dekarbonisiertes Energiesystem.

Zum derzeitigen Zeitpunkt stellt Wasserstoff mit gerade 2% allerdings einen geringen Anteil im europäischen Energiemix. Aber zwischen November 2019 und März 2020 wurde die Liste von global geplanten Investments in die Wasserstoffelektrolyse von 3,2 GW auf 8,2 GW bis 2030 erhöht. Durch das wachsende Interesse bestärkt scheint das EU Ziel Wasserstoff von 2% (Stand 2018) auf 14 % im Energiemix 2050 zu erhöhen erreichbar, wenn auch unter großen Anstrengungen.

Abbildung 11: Wertschöpfungskette für erneuerbaren Wasserstoff



Quelle: Europäische Allianz für sauberen Wasserstoff

#### Eine Roadmap für die EU

**Einer der Schlüsselfaktoren um die Emissionen der Treibhausgase bis 2030 um 50% zu reduzieren ist die großflächige Bereitstellung von kostendeckendem grünem Wasserstoff.** Kurz- und mittelfristig werden jedoch auch andere Formen und kohlenstoffarmen Wasserstofftechnologien benötigt um den CO<sub>2</sub> Ausstoß möglichst schnell zu reduzieren. Europaweit werden dafür kumulativ bis zu 470 Mrd. Euro in grüne Wasserstofftechnologien und bis zu 18 Mrd. Euro in Wasserstofftechnologien mit CCS investiert werden müssen.



Darüberhinaus muss bis 2050, angetrieben von fallenden Kosten, der Anteil an nachhaltigem Wasserstoff weiter progressiv erhöht werden.

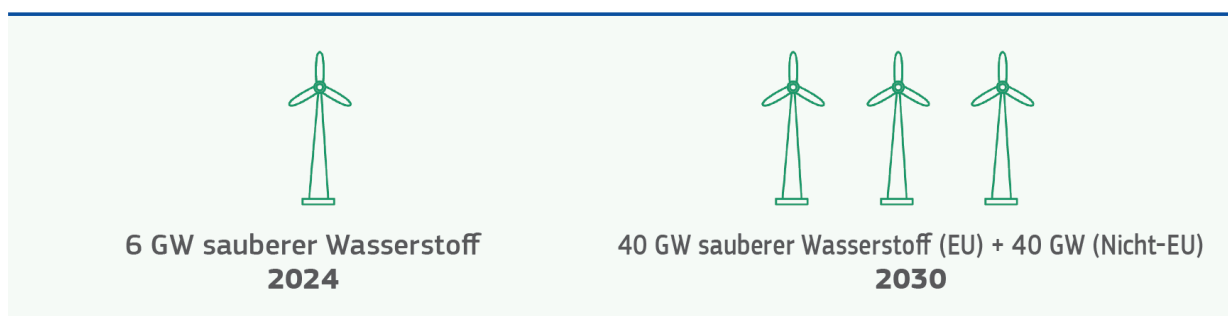
**In einer ersten Phase, von 2020 bis 2024 sollen insgesamt 6 GW an Elektrolysen installiert und damit eine Produktion von 1 Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff ermöglicht werden.**

In dieser Phase muss die Produktion von Elektrolyseanlagen intensiviert werden. Die Erzeugung von Wasserstoff wird nahe an Abnahmezentren in der Industrie geplant. Bestehende Anlagen, zur Wasserstofferzeugung mittels Dampfreformierung, müssen nach und nach mit CCS Technologien versehen werden. Wasserstoffnetze zur Übertragung sind in dieser Phase noch in limitierten Maße vorgesehen. Der politische Schwerpunkt wird auf der Festlegung des Rechtsrahmens liegen um einen funktionierenden und liquiden Wasserstoffmarkt zu ermöglichen.

**In einer zweiten Phase, von 2025 bis 2030, sollen insgesamt 40 GW an Elektrolysen installiert werden um bis zu 10 Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff erzeugen zu können.**

Auch das Ausstatten von bestehenden Anlagen mit CCS soll fortgeführt werden. In dieser Phase wird erwartet, dass grüner Wasserstoff kostengünstiger zu anderen Wasserstoffarten wird. Aber bedarfsseitige Förderungen werden weiterhin benötigt werden um den Umstieg auf wasserstoffbasierende Stahlerzeugung und auf wasserstoffbasierende Transporttechnologien zu vereinfachen. Es wird auch erwartet, dass die Nutzung von Wasserstoff als Flexibilitätsoption und als Speichertechnologie für überflüssigen Strom genutzt wird. Dadurch würde eine EU-weite Wasserstoffinfrastruktur entstehen und erste Schritte werden getätigt, um Wasserstoff von Orten mit hohem Erzeugungspotenzial zu Bedarfszentren zu transportieren. Teile des bereits bestehenden Gasnetzes können für den Transport von Wasserstoff umfunktioniert werden und ein Netz aus Wasserstofftankstellen muss geplant werden. Zudem werden große Wasserstoffspeicher notwendig werden.

Abbildung 12: EU Wasserstoff Roadmap 2020 – 2030



Quelle: Europäische Allianz für sauberen Wasserstoff

**In einer dritten Phase ab 2030 und gegen 2050 sollten erneuerbare Wasserstofftechnologien ausgereift sein und in großem Umfang eingesetzt werden, um alle schwer zu dekarbonisierenden Sektoren zu erreichen.** In dieser Phase muss die nachhaltige Stromerzeugung massiv ausgebaut werden, da bis zu einem viertel des nachhaltigen Stroms für die Wasserstofferzeugung benötigt wird.

## Die Rolle der Infrastruktur

Eine wichtige Bedingung für die verbreitete Nutzung von Wasserstoff ist die Verfügbarkeit von Transportinfrastrukturen um Orte des Bedarfes mit Orten der Erzeugung zu verbinden. Der Transport kann entweder als Reinprodukt - gasförmig oder flüssig - erfolgen oder gebunden an größere Moleküle.

Der Infrastrukturausbaubedarf für Wasserstoff wird letztendlich von der Wasserstoffproduktion sowie der Nachfrage und der Transportkosten abhängen und wird sich laufend mit den verschiedenen Phasen der Entwicklung der Wasserstoffproduktion verändern. Darüber hinaus wird ein Infrastrukturbedarf für die Nutzung und Speicherung von Kohlenstoffabscheidung vorhanden sein um Herstellung von kohlenstoffarmem Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen zu ermöglichen.

Orientiert sich die Entwicklung an der Roadmap wird in der zweiten Phase, ab 2025, eine Überarbeitung der Trans-European Networks for Energy (TEN-E) und eine Überprüfung der Binnenmarktgesetzgebung für wettbewerbsfähige dekarbonisierte Gasmärkte notwendig, die schon heute in Planung gehen sollte.

Eine solide Infrastrukturplanung, beispielsweise auf der Grundlage der zehnjährigen Netzwerkentwicklungspläne („TYNDP“), ist erforderlich. Eine solche Planung sollte auch die Grundlage für Investitionen in Elektrolyseure an den best geeigneten Standorten bilden. Die Kommission wird daher die vollständige Integration der Wasserstoffinfrastruktur in die Infrastrukturplanung sicherstellen, wobei auch die Planung eines Netzes von Tankstellen und deren Versorgung miteinbezogen werden soll.

### 2.7.2.3 Europäische Allianz für sauberen Wasserstoff

Das wichtigste Ziel der Europäischen Allianz für sauberen Wasserstoff wird darin bestehen, tragfähige Investitionsprojekte entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette zu identifizieren und aufzubauen, um einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen zu leisten. Das Bündnis unterstützt die Umsetzung der Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa, indem es auf die Entwicklung einer vollständigen und zugänglichen Wasserstoff-Wertschöpfungskette hinarbeitet. Falls nötig, kann die Allianz Hindernisse und Engpässe für die Skalierung von Wasserstoff aufzeigen und Beiträge zur Arbeit an Standardisierungs-, Forschungs- und Innovationsprioritäten liefern.

### 3 Planungsrahmen für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2020

Dieses Kapitel beschreibt die österreichischen sowie europäischen Rahmenbedingungen zur Netzentwicklungsplanung. Dem Leser wird ein Einblick auf die unmittelbaren Entwicklungen und zukünftige regionale Projekte in Europa, speziell in den Nachbarregionen gegeben. Abschließend werden die möglichen ableitbaren Konsequenzen für die österreichische Fernleitungsinfrastruktur aufgezeigt.

#### 3.1 Berücksichtigte Netzentwicklungspläne

In diesem Kapitel wird die Kohärenz zu den Investitionsplänen für regionale Netz gemäß Art. 12 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Gas Regional Investment Plans) und dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. B der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Ten Year Network Development Plan) sowie der Langfristigen Planung hergestellt.

##### 3.1.1 Ten Year Network Development Plan

Eine der Hauptaufgaben des European Network of Transmission System Operators Gas (ENTSOG) 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.

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 werden 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 2020 sein werden (siehe auch im folgenden [Link](#) für weitere Details).

Tabelle 3: TYNDP 2020 Projekte Fokus Österreich

TYNDP Projektnr.	Projektname	Status im TYNDP 2020	Projekte im KNEP 2020	4. PCI Liste
TRA-F-954	TAG Reverse Flow	FID	TAG 2016/01	Nein
TRA-N-361	GCA 2015/08: Entry/Exit Murfeld	Less-Advanced	GCA 2015/08	Ja, 6.26.1
TRA-A-21	Bidirectional Austrian-Czech Interconnector (BACI)	Advanced	GCA 2015/01a	Nein

Quelle: ENTSOG, TYNDP 2020 – Annex A

### 3.1.1.1 Absatzszenarien für den Ten Year Network Development Plan 2020

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 13) zeigen mögliche zukünftige europäische Energieentwicklungen, sogenannte „Storylines“ für die europäischen Gas- und Stromsysteme bis 2050 auf. 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 nach verschiedenen methodologischen Ansätzen erarbeitet haben und welche auch verschiedene volkswirtschaftliche Rahmenbedingungen widerspiegeln, werden für 2030 und 2040/2050 angenommen:

#### ▶ National Trends (NT)

- ▶ Bottom-up Ansatz basierend auf den Eingangsdaten der Fern- und Übertragungsnetzbetreiber im Einklang mit den nationalen Klima- & Energieplänen für 2030 der Mitgliedsstaaten
- ▶ Konform mit dem europäischen klima- und energiepolitischen Rahmen 2030
  - Reduktion der Treibhausgasemissionen von min. 40% gegenüber 1990
  - Mindestens 32% Energie aus erneuerbaren Quellen
  - Steigerung der Energieeffizienz um min. 32,5%
- ▶ Konform mit dem Langfristziel 2050 der EU
  - Reduktion von 80% – 95% der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990

► **Global Ambition (GA)**

- Top-Down Ansatz von ENTSO-E und ENTSOG mit der politischen Vision der Europäischen Kommission
- Konform mit dem 1,5 °C Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens
- Konform mit dem europäischen klima- und energiepolitischen Rahmen 2030
- Zentralisierte Energieproduktion steht im Vordergrund
- Kostenreduktion durch Massenproduktion von erneuerbaren Technologien
- Importe spielen weiterhin auch eine Rolle

► **Distributed Energy (DE)**

- Top-Down Ansatz von ENTSO-E und ENTSOG gemäß der politischen Vision der Europäischen Kommission
- Konform mit dem 1,5 °C Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens
- Konform mit dem europäischen klima- und energiepolitischen Rahmen 2030
- Focus liegt auf einem dezentralisierten Energiesystem
- Der Endverbraucher als „Prosumer“, welcher aktiv am Energiemarkt teilnimmt steht im Vordergrund
- „Small-scale“ Anwendungen und Kreislaufwirtschaft

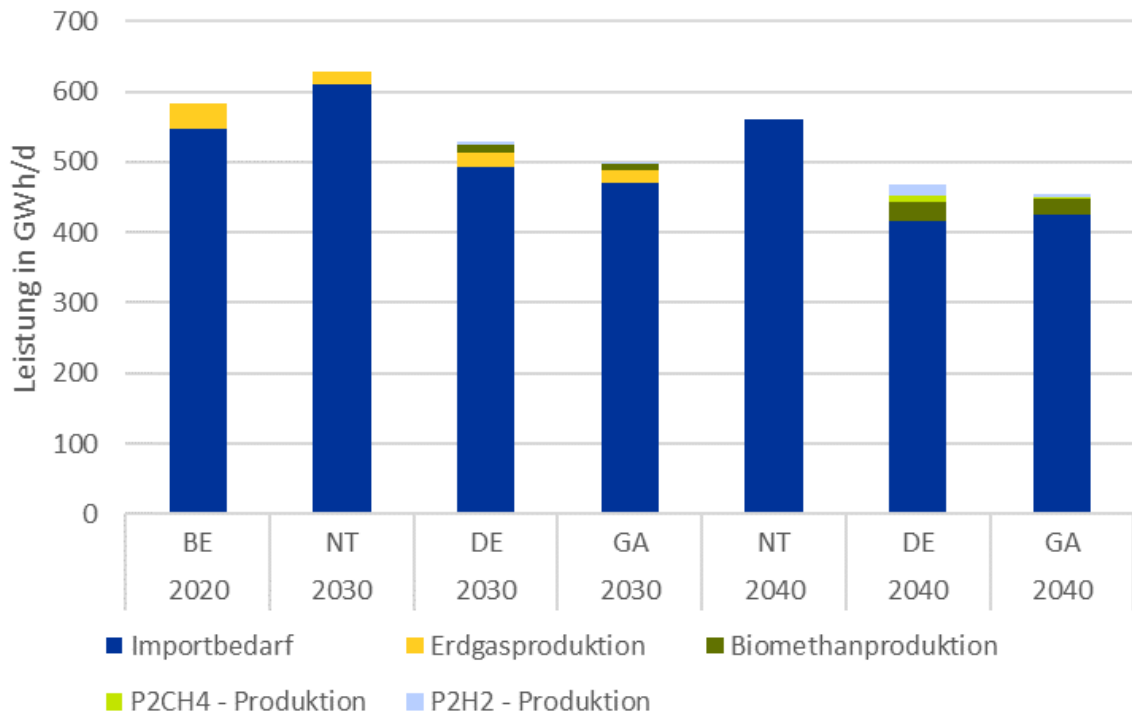
Abbildung 13: TYNDP 2020 Szenarios and Storylines



Quelle: ENTSOG & ENTSO-E, TYNDP 2020 Scenario Report

Abbildung 14 stellt die maximal benötigte Leistung in (GWh/d) für Österreich aufgeteilt nach Importbedarf, inländische Produktion von Erdgas, Biomethan, grünen Wasserstoff (P2H2) und synthetischem Methan (P2CH4) für die jeweiligen Szenarien und Jahre dar. Diese Szenarien werden in der Langfristige Planung 2020 im Kapitel 2.3.1.5. im Detail erläutert.

Abbildung 14: TYNDP Szenariendaten für Österreich

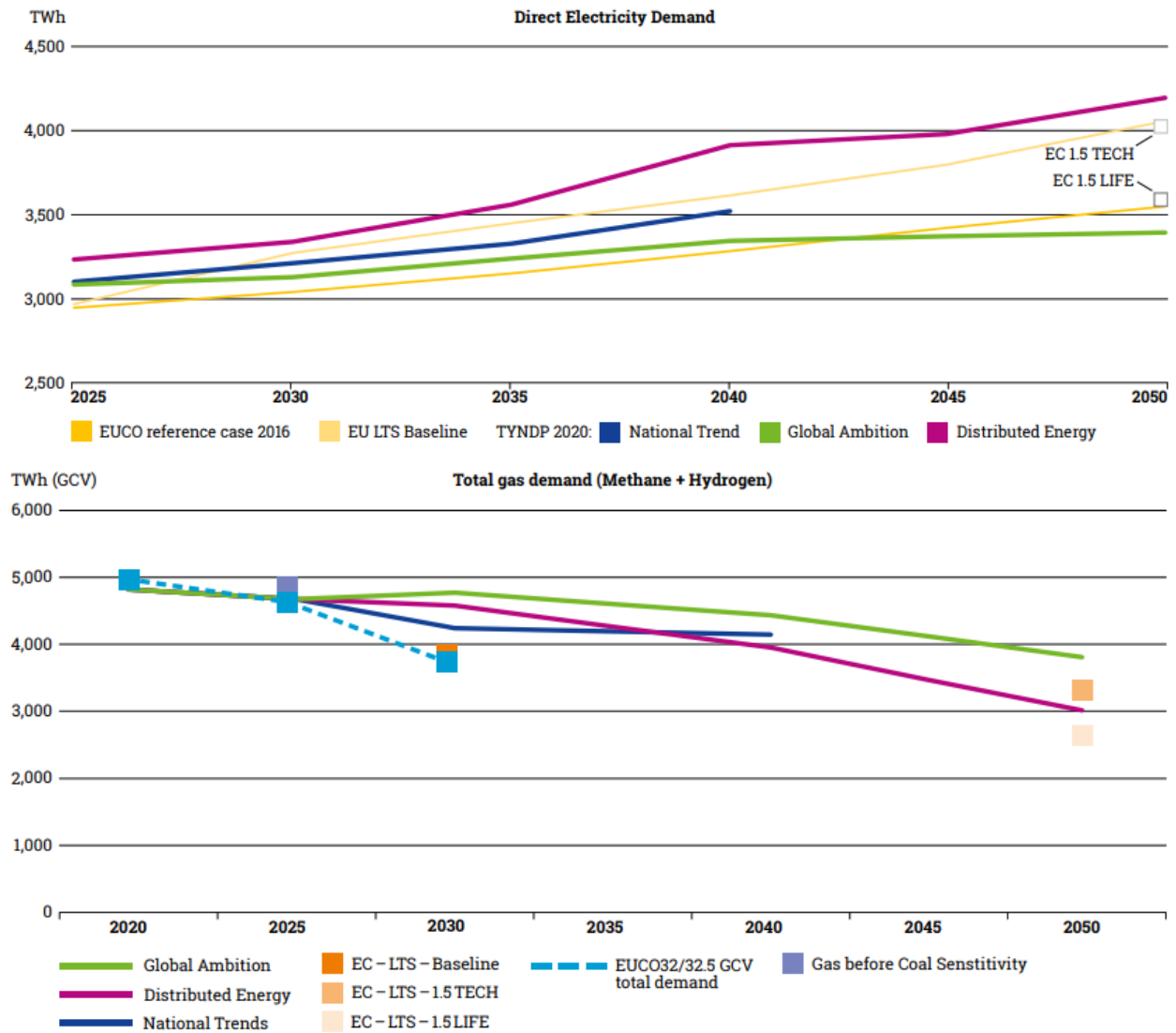


Quelle: eigene Darstellung basierend auf TYNDP 2020 Scenario Data (<https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/download-data/>) abgerufen am 30.09.2020

Abbildung 15 zeigt die unterschiedlichen Annahmen des Gasverbrauchs und des Stromverbrauchs je TYNDP 2020 Szenario. Es zeigt, dass der direkte Stromverbrauch im Gegensatz zum Gasverbrauch durch den vermehrten Einsatz von Elektromobilitätsanwendungen und elektrischen Wärmepumpen ansteigt.

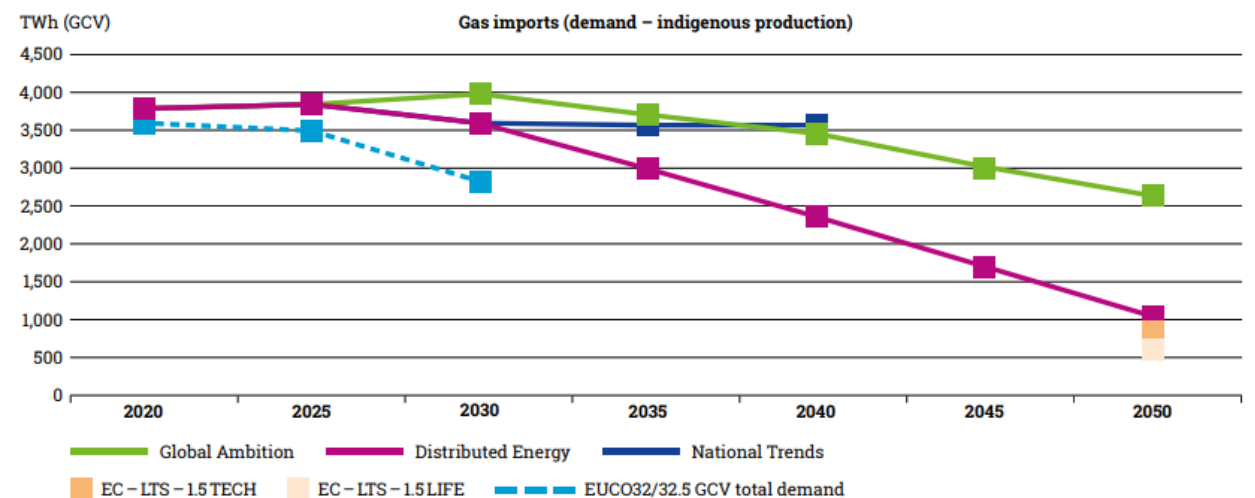
Abbildung 16 veranschaulicht die Trends der Gasaufbringung. Es wird ein starker Rückgang der Inlandsproduktion erwartet, welcher durch die Produktion von Biomethan und Power-to-Gas (siehe Abbildung 17) und durch Import aus Russland und Norwegen bzw. mittels LNG kompensiert werden sollen.

Abbildung 15: EU-Jahresverbrauch Strom (oben) und Gas (unten) nach Szenario



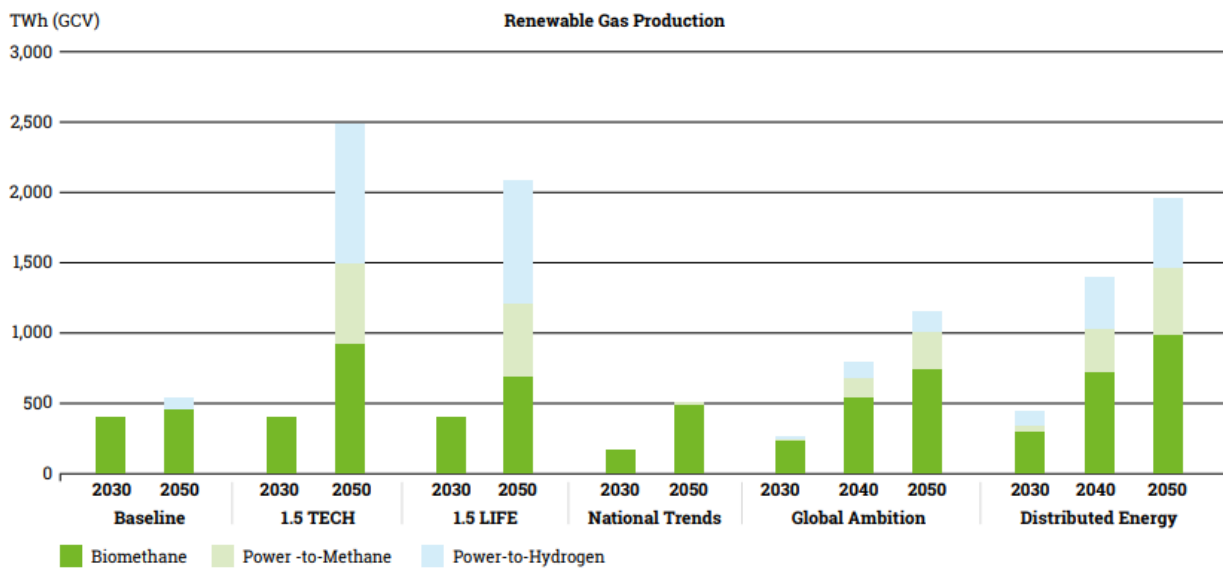
Quelle: ENTSOG & ENTSO-E, TYNDP 2020 Scenario Report

Abbildung 16: Gasimporte je Szenario und Jahr



Quelle: ENTSOG & ENTSO-E, TYNDP 2020 Scenario Report

Abbildung 17: Produktion von erneuerbaren Gasen nach Szenario und Jahr



Quelle: ENTSOG & ENTSO-E, TYNDP 2020 Scenario Report

### 3.1.2 Gas Regional Investment Plan

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
- ▶ GRIP Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP)
- ▶ **GRIP Southern Corridor SC** (mit österreichischer Beteiligung TAG GmbH & Gas Connect Austria) siehe [Link](#) für weitere Details
- ▶ 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.



### 3.1.3 PCI Projekte mit Fokus auf Österreich

PCI sind wichtige, hauptsächlich grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte (Gas, Strom, Erdöl, SmartGrid, CO<sub>2</sub>) 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 Liste<sup>5</sup> 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 Energiezielen der EU durch Integration von erneuerbaren Energien

Auf der 4. PCI Liste befinden sich folgende Projekte in Österreich.

Tabelle 4: PCI Projekte in Österreich

Projektnummer	Projektname	Projekte im KNEP 2020
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 (nicht mehr im KNEP 2020 enthalten) 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.

<sup>5</sup> Anhang der 4. PCI Liste: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/c\\_2019\\_7772\\_1\\_annex\\_de.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/c_2019_7772_1_annex_de.pdf)

### 3.1.4 Langfristige Planung 2020

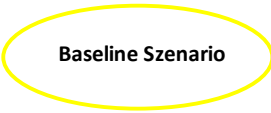


Parallel zu ihrer Marktgebietsmanager-Rolle im Koordinierten Netzentwicklungsplan erstellt AGGM als Verteilergebietsmanager die Langfristige Planung für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich.

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 18: Darstellung der Absatzszenarien im Verteilergebiet

		Entwicklung der Gaskraftwerksleistung	
		Stagnation auf Status Quo 6/2020	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 2020

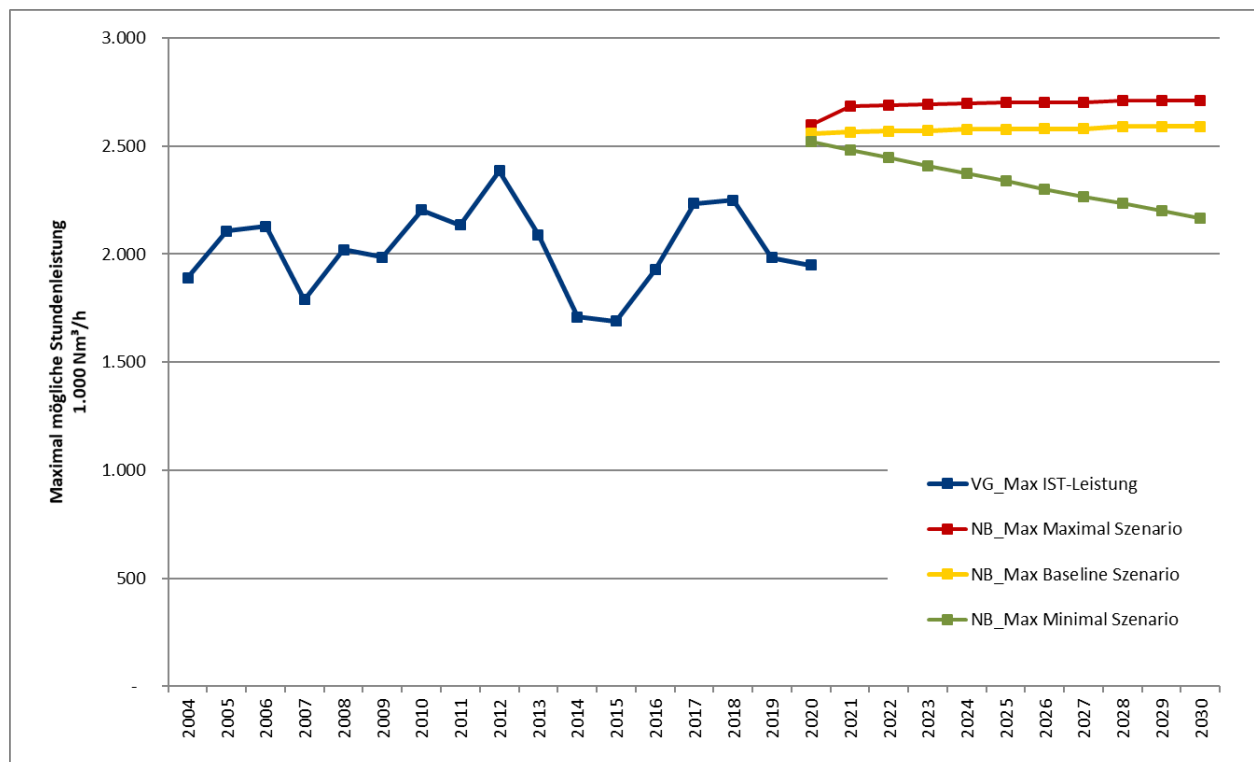
Im Februar 2012 wurde der absolute Spitzenabsatz im Verteilergebiet Ost in der Höhe von 2.386 kNm<sup>3</sup>/h gemessen. Der hohe Gasabsatz ist sowohl auf die langanhaltende Kälteperiode als auch auf die hohe Stromproduktion zurückzuführen. Ein annähernd so hoher Absatz wurde im Jänner 2017 (Clearingwerte: 2.233 kNm<sup>3</sup>/h) verzeichnet. Der im Februar 2012 gemessene historische Spitzenabsatz wird als Ausgangsbasis für die Absatzszenarien der LFP 2020 herangezogen.

In Abbildung 19 ist die IST Leistung und die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung im Verteilergbiet Ost in der Zeit von 2004 bis 2030 dargestellt. Wobei für die Zukunft die maximal mögliche Stundenleistung für die drei definierten Szenarien dargestellt ist.

Die in Abbildung 19 dargestellte IST Leistung und die zukünftige maximal mögliche Stundenleistung beruhen auf unterschiedlichen methodischen Betrachtungen. Die im Diagramm dargestellte IST Leistung ist der historische gemessene gleichzeitige Gasabsatz im Verteilergbiet Ost (VG\_MAX). Bei der zukünftigen maximal möglichen Stundenleistung wird der maximal erwartete gleichzeitige Leistungsbedarf dargestellt, welcher sich aus der Summe der maximal erwarteten Leistungen je Verteilernetzgebiet zusammensetzt (NB\_MAX).

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

Abbildung 19: Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, LFP 2020

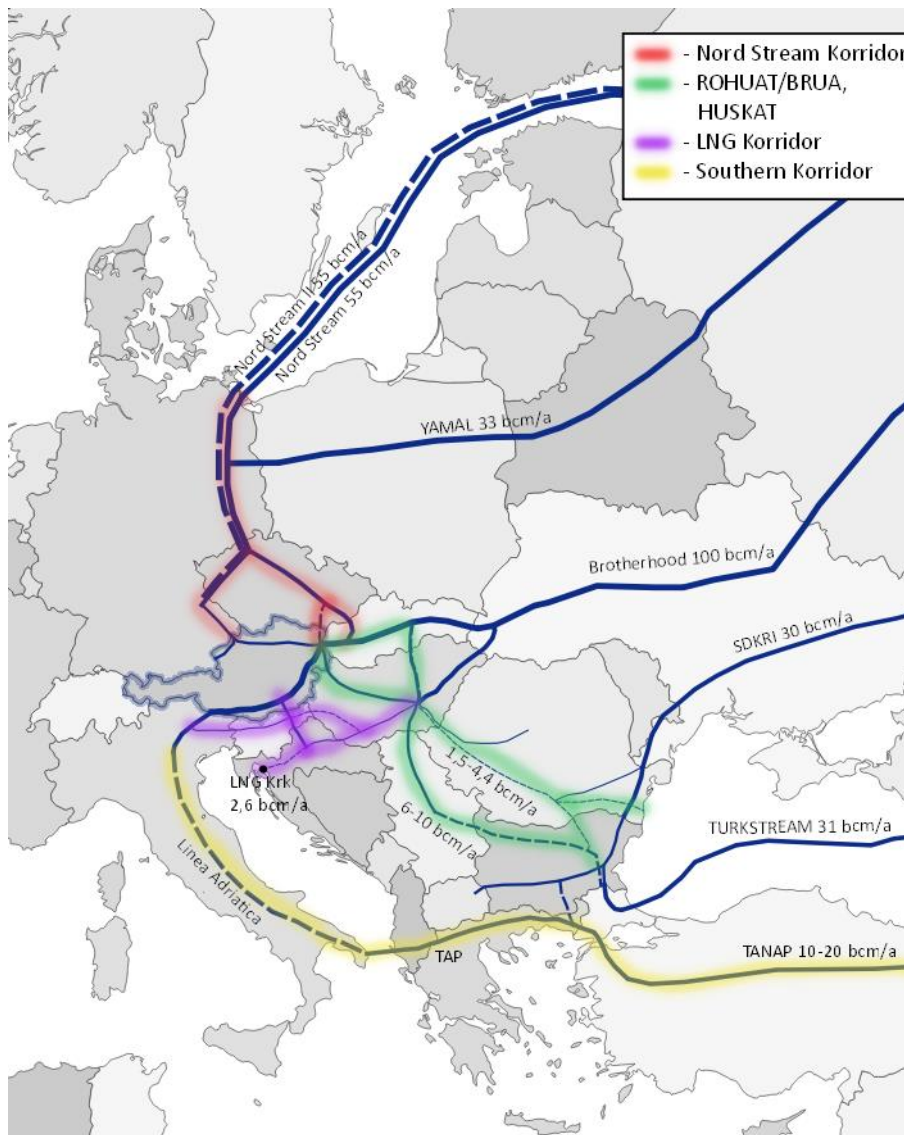
Als Ergebnis der LFP 2020 kann festgehalten werden, dass es gegenüber dem Fernleitungsnetz keine zusätzlichen Kapazitätsbedarfe erforderlich sind.

### 3.2 Regionale Netzentwicklung der europäischen Gasinfrastruktur und deren Auswirkungen auf die österreichische Gasinfrastruktur

In diesem Kapitel wird ein kompakter Einblick in die europäische Netzentwicklungsplanung, mit dem Schwerpunkt auf für die österreichische Gasinfrastruktur relevante Projekte, geboten. Neben den möglichen, zukünftigen Transport- und Versorgungsrouten nach und um Österreich wie beispielsweise Nord Stream II, ROHUAT/HUSKAT, LNG Korridor oder der Southern Corridor (siehe dazu Abbildung 20) wurden auch die in Englischer oder Deutscher Sprache veröffentlichten letztverfügbaren Netzentwicklungspläne der Nachbarländer Deutschland, Ungarn und Slowakei in diesem Kontext analysiert und berücksichtigt. Der letztverfügbare Netzentwicklungsplan des Nachbarlandes Italien wurde auf Key Facts reduziert und aus dem italienischen übersetzt

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

Abbildung 20: Versorgungsrouten im österreichischen Umfeld



Quelle: eigene Darstellung

### 3.2.1 Entwicklungen in Deutschland und Tschechien

Das Nord Stream II Projekt mit einer Kapazität von 55 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr, 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 sollte mit Oktober 2019 fertiggestellt werden. Das Projekt wurde aber zunächst durch fehlende Genehmigungen aus Dänemark blockiert. Im Oktober 2019 erfolgte schlussendlich die Zulassung zu dem Bau durch dänische Gewässer. Im Dezember desselben Jahres mussten alle Arbeiten an Nord Stream II auf Grund von Sanktionen der US-Regierung pausiert werden. Derzeit ist geplant, das Projekt noch im Jahre 2020 zu vollenden. Weitere Verzögerungen durch Anfang Juni angekündigte US-Sanktionen lassen sich aber nicht abschätzen.

Durch die kommerzielle Inbetriebnahme wird insgesamt eine Kapazität von 1.750 GWh/d zur Verfügung stehen. Ein Blick auf die ENTSOG Transparency Plattform zeigt, dass die Fertigstellung von Marktteilnehmern mit Jahresende erwartet wird, da für den neuen Interconnection Point Lubmin II ab 1. Jänner 2021 Buchungen von 1.029 GWh/d zu finden sind.

Um die verfügbare Menge an Gas innerhalb der EU verteilen zu können, sind weitere Maßnahmen zum Ausbau der Infrastruktur in Deutschland, Tschechien und der Slowakei im Rahmen des Projekts Capacity4Gas geplant. Dieses Maßnahmenbündel soll das zentraleuropäische Netz robuster und flexibler halten und die Versorgung für Deutschland, Tschechien und andere europäische Staaten sichern. Dafür 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. Die Inbetriebnahme des ersten Stranges erfolgte Ende 2019, womit eine Kapazität von 962 GWh/d transportiert werden kann. Ab Jänner 2021 soll durch die Inbetriebnahme des zweiten Stranges eine gesamte Kapazität von 1.741 GWh/d zur Verfügung stehen. Dafür 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.

Eine weitere Maßnahme in Tschechien ist das Projekt Capacity4Gas, wobei neben dem Loop der Gazelle Leitung auch der Interconnection Point Lanžhot zwischen Tschechien und der Slowakei ertüchtigt wurden.

Auf tschechischer Seite soll eine Kapazitätserhöhung von 333 GWh/d Richtung Slowakei zur Verfügung stehen. Auf slowakischer Seite ist durch den Bau einer neuen Kompressorstation ebenfalls die Entry Kapazität um 884 GWh/d erhöht worden. Ein Blick in die ENTSOG Transparency Plattform zeigt, dass, mit Jahresbeginn 2020, die zur verfügbaren Kapazitäten an dem Interconnection Point erhöht worden sind, das Projekt ist somit abgeschlossen.

Ein Großteil der Gasmenge aus Nord Stream II kann somit ab 2021 durch Tschechien nach Süddeutschland bzw. über die Slowakei nach Baumgarten transportiert werden.

### CZAT Route

Der neue „Czech-Austrian-Interconnector“ stellt eine direkte Verbindung zwischen dem Fernleitungsnetz der Gas Connect Austria 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. Gas Connect Austria plant, die inkrementelle Kapazität gemeinsam mit NET4Gas und gemäß Artikel 29 NC CAM im Juli 2021 zur Versteigerung anzubieten. Für den Fall einer positiven Wirtschaftlichkeit, ist die Fertigstellung für 2026 geplant. Siehe dazu ausführlich Kapitel 5.3.2.

Neben der damit verfolgten weiteren Marktintegration, den angedachten Konzepten zur Marktverbindung und den neu entstehenden Flexibilitäten für die Netzbenutzer wird mit dem Interkonnektor auch ein entscheidender Beitrag zur Implementierung des „Nord-Süd“ Korridors geleistet.

Durch die Umsetzung der Projekte Nord Stream II und EUGAL kann aus den künftigen zusammengelegten Marktgebieten in Deutschland Gas über Tschechien nach Österreich transportiert werden und nicht nur direkt zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen, sondern auch den tschechischen Markt durch eine direktere Anbindung an die österreichischen Speicher unterstützen.

### 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 5.3.3) 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 Marktgebietszusammenlegung in Deutschland auf die Preisdifferenz auswirken wird, ist derzeit nicht abschätzbar.

### 3.2.2 Entwicklungen von Bulgarien bis Ungarn und der Slowakei

Als wesentlicher Bestandteil des vorrangigen PCI Korridors „NSI East Gas“ soll der Cluster Bulgarien – Rumänien – Ungarn – (Österreich) primär die Ressourcen der Schwarzmeerregion und die 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. m<sup>3</sup>/Jahr bzw. 4,4 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr in der zweiten Ausbaustufe ermöglichen.

In Zusammenhang mit dem ROHAT/BRUA Korridor, steht auch die Diversifikation der Versorgungsrouten der osteuropäischen Versorgung durch die Anbindung an den zweiten Strang der Doppelleitung Turkstream.

Die Turkstream führt von Russland aus durch das Schwarze Meer bis in die Türkei. Der Bau der 930 km langen Leitung begann im Mai 2017 und die Verlegung durch das Schwarze Meer wurde mit November 2018 abgeschlossen. Ende 2019 erfolgte die Inbetriebnahme womit durch die zwei Röhren insgesamt bis zu 31,5 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr Gas transportiert werden können. Es liegt nahe das, mit Turkstream ein weiterer Transit über Bulgarien, Rumänien oder Serbien und Ungarn bis nach Österreich erfolgen wird.

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. Insgesamt sollen in Phase 1 ca. 480 km neue Pipelines und 4 neue Kompressorstationen mit vorraussichtlicher Inbetriebnahme Ende 2020 (Quelle: Transgaz) errichtet werden. In Phase 2, mit voraussichtlicher Inbetriebnahme 2024 (Quelle: Gas Connect Austria), soll dann die volle Kapazität erschlossen werden.

Folgende Teilprojekte des PCI Projekts *PCI 6.24.1 & 6.24.4 ROHUAT/BRUA* sollen in der ersten und zweiten Phase verwirklicht werden:

Laut dem Proposal zum ungarischen Netzentwicklungsplan 2019 wurde der Grenzübergabepunkt zu Rumänien als Teil des PCI Projekts *PCI 6.24.1 & 6.24.4 ROHUAT/BRUA* Ende 2019 in Betrieb genommen.

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

Tabelle 5: Enthaltene Projekte im Proposal zum ungarischen Netzentwicklungsplan 2019

Projekt	Kapazität [Mrd. m <sup>3</sup> pro Jahr]	Geplante Inbetriebnahme	Bedingung
RO-HU Phase 2	4,4 bidirektional	Q4 2022	Positiver Wirtschaftlichkeitstest
HUSKAT/HUSK	Bis zu 1,1 bidirektional	TBD	Positiver Wirtschaftlichkeitstest <i>Update: Wurde bei der Jahresauktion 2020 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	7 HU -> UK	TBD	Langfristige Kapazitätsallokation
HU-SI (Variante 1-4)	0,4 – 3,2 bidirectional	FID +2 - 5 Jahre	Langfristige Kapazitätsallokation
SK -> HU	7 SK -> HU	Fid +2 Jahre	Langfristige Kapazitätsallokation

Quelle: FGSZ

Ein weiteres Projekt, TRA-N-1197 im TYNDP 2018, sieht 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 im Oktober 2021 in Betrieb genommen werden. Somit kann ein Teil des russischen Gases aus Turkstream voraussichtlich in Ungarn landen, was dessen Stellung als Gas Drehscheibe verbessert.

Um auch den direkten Zugang zum österreichischen Gasmarkt zu ermöglichen, wurden von Gas Connect Austria die Projekte „GCA 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár“ und „GCA 2017/01 Entry Mosonmagyaróvár Plus“ initiiert und 2020 zur inkrementellen Auktion dem Markt angeboten, jedoch wurde keine verbindliche Kapazität (siehe dazu Kapitel 5.3.3) gebucht.

Auch das Projekt HU-SK, welches die bidirektionale Kapazität zwischen Ungarn und der Slowakei erhöhen sollte, wurde 2020 im Rahmen der inkrementellen Auktion dem Markt angeboten, jedoch auch ohne positivem Wirtschaftlichkeitstest. Der Ausbau dieser Kapazität ist bis zu einem positiven Marktsignal pausiert.



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

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

### 3.2.3 Entwicklungen in Slowenien und Kroatien

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 Grenzübergabepunkt Rogatec möglich machen, erhöht. Langfristig kann durch zukünftige Ausbaumaßnahmen am ungarisch-slowenischen Grenzübergabepunkt ab 2024 dieser Wert verbessert bzw. auf über 100% erhöht werden.

Im Zusammenhang mit der Erhöhung des Infrastrukturstands steht auch der aus Krk kommende 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. Auch in der vierten und letzten Fassung der PCI Liste wird der Cluster 6.5 weiter aufgeführt. Das Projekt wurde aber in vorherigen PCI Fassungen um Pipelines zur Weiterleitung nach Ungarn erweitert. Die Projekte nach Slowenien und Italien wurden nicht mehr aufgenommen. Auch die Anbindung an Serbien (Phase II) wurde von der Liste gestrichen.

Im August 2018 wurde das Projekt 6.5 seitens Plinacro gestartet. Die Kompressorstation 1 (in Velika Ludina) mit einer Leistung von 4,5 MW und einer Kapazität von 201.000 m<sup>3</sup>/h ist eine Voraussetzung um garantierte Kapazität am kroatisch/ungarischen Grenzübertrittspunkt Drávaszerdahely zu gewährleisten. Die Inbetriebnahme erfolgte im Dezember 2019.

Bereits Mitte April 2019 startete der Bau der Omisalj-Zlobin Leitung, die das LNG Krk Terminal mit dem kroatischen Fernleitungsnetz verbinden wird. Diese Verbindungsleitung soll Ende Herbst 2020 fertiggestellt werden (18km). Die Inbetriebnahme des LNG Terminals mit einer Kapazität von 2,6 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr ist mit Jänner 2021 geplant. Laut dem Betreiber LNG Croatia ist die

verfügbare freie Kapazität für die kommenden 3 Jahre bereits ausgebucht bzw. langfristige Buchungen von bis zu 2 Mrd m<sup>3</sup>/Jahr getätigt worden.

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 2015/08 „Entry/Exit Murfeld“. Dieses Projekt wird genauer in Kapitel 5.3.6 dargestellt.

Eine Alternativeroute stellt das PCI Projekt 6.23 „Verbindungsleitung Ungarn – Slowenien – Italien“ gemäß 4. PCI Liste dar und verbindet den ungarischen Gasmarkt über den slowenischen Gasmarkt mit Italien. Das Projekt ist im ungarischen Netzentwicklungsplan in vier Auslegungsstufen geplant. Die voraussichtliche Inbetriebnahme ist mit 2023 (Variante 1: 0,4 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr), 2025 (Variante 2: 1,66 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr) und 2027 (Variante 3: 2 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr bzw. Variante 4: 3,2 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr) angegeben.

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.

### 3.2.4 Entwicklungen in Italien

Der Southern Gas Corridor mit der neuen „Trans Adriatic Pipeline (TAP)“ ermöglicht die Transporte ab 2020 von min. 10 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr und erweiterbar bis zu 20 Mrd. m<sup>3</sup>/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“). Dieses Vorhaben befindet sich auf der vierten 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. Die 878 km lange Fernleitung durch Griechenland, Albanien bis nach Italien ist derzeit im Bau und bereits zu ca. 98% fertiggestellt.

Der italienische Markt ist stark mit der österreichischen Fernleitungsinfrastruktur verbunden. Es werden 40% (im Jahr 2019) der gesamten italienischen Gasimporte über Österreich, speziell über den Grenzübergabepunkt Tarvisio/Arnoldstein abgewickelt. Derzeit verfügt Italien über limitierte Verbindungskapazitäten zwischen dem Süden und dem Norden des Landes um diese zusätzlichen Gasmengen vollumfänglich nach Norditalien transportieren zu können. Deshalb ist im italienischem Netzentwicklungsplan eine weitere Süd-Nord Fernleitung, die sogenannte „Linea Adriatica“ (Minerbio – Sulmona, DN 1200, ca. 430km) und eine neue Kompressorstation (ca. 33 MW in Sulmona) mit Inbetriebnahme 2027 enthalten<sup>6</sup>.

---

<sup>6</sup> Italian Ten-year development plan of the natural gas transmission network 2020 – 2029

### 3.2.5 Erkenntnisse und Schlussfolgerungen

Die Analyse der zur Verfügung stehenden Netzentwicklungspläne zeigt, dass in der mitteleuropäischen Planung (Deutschland, Italien und Österreich) die Dekarbonisierung des Netzes mehr in den Fokus gerückt wird. Speziell Wasserstoff wird in Deutschland und Österreich verstärkt behandelt, wobei die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber bereits erste Pilotprojekte im diesjährigen Netzentwicklungsplan eingereicht haben. Die Einspeisung von Biomethan fließt ebenso vermehrt in die Prognosen ein, so plant Italien den Anteil von Biomethan im Netz in den nächsten 10 Jahren auf 24% zu steigern.

Nord Stream II und die Trans-Adriatic-Pipeline bilden für Zentraleuropa derzeit die wichtigsten Gasinfrastrukturprojekte, über die in Zukunft auch Gas bis zum Grenzkopplungspunkt Baumgarten geliefert werden kann.

Im Gegensatz zu mitteleuropäischen Netzentwicklungsplänen beschäftigen sich die osteuropäischen kaum mit den Themen Wasserstoff, Biogas und der Dekarbonisierung des Netzes im Allgemeinen. Speziell das Umstand, dass einige Netzbetreiber eine Beimischung von Wasserstoff in den nächsten Jahren planen, kann daher die osteuropäischen Netze vor eine Herausforderung stellen.

Im Vergleich zu Zentraleuropa scheint der Netzausbaubedarf, zur Verbesserung der Versorgungssicherheit, in Osteuropa ebenfalls höher. Die durchgeführten NC-CAM Prozesse der letzten Jahre endeten aber auch im Osten größtenteils ohne ein entsprechendes Marktinteresse, was auf eine Verlangsamung des Netzausbaus schließen lässt.

### 3.3 Fertiggestellte Projekte aus dem KNEP 2019

Die in Tabelle 6 aufgelisteten Projekte wurden in früheren KNEPs genehmigt und innerhalb der letzten Planungsperiode umgesetzt. Diese Projekte werden im KNEP 2020 nicht mehr als Projekt geführt.

Tabelle 6: Umgesetzte Projekte aus dem KNEP19

Projektart*	Projektträger	Projektnr.	Projektname
E	TAG	2016/R09	Exchange Leaking Valves St. Paul/Ruden/Ludmannsdorf/Arnoldstein
E	TAG	2017/R01	MS2 Refurbishment
E	TAG	2017/R03-B	Major Overhaul Valve Station Sulmeck-Greith
E	TAG	2017/R03-C	Major Overhaul Valve Station St.Paul
E	TAG	2017/R03-D	Major Overhaul Pigging Station Ruden
E	TAG	2017/R03-E	Major Overhaul Pigging Station Arnoldstein
E	TAG	2017/R08	Gas Generator RC600 in CS-Ruden
E	TAG	2018/R09	Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair
E	TAG	2018/R12	Shut Off Valve MS2, CS Baumgarten
E	TAG	2019/R04	Replacement ball valves GOV 502 & 504 CS Baumgarten

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

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH, AGGM; 2020

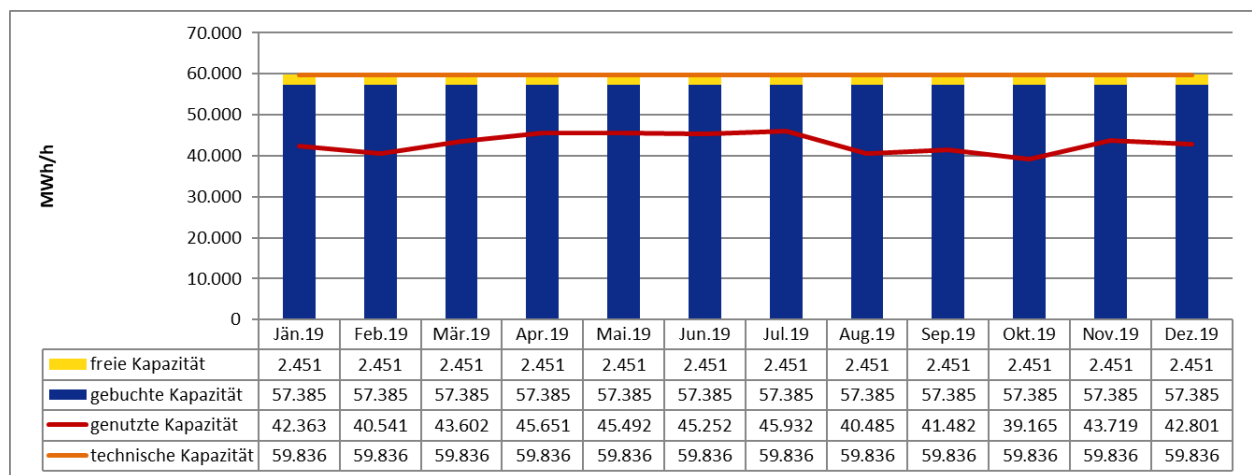
## 4 Kapazitätsbedarf

### 4.1 Kapazitätsbuchung und Kapazitätsnutzung – Statusbericht für 2019

In den Abbildung 21 bis Abbildung 32 sind pro Punkt und Richtung die technischen, die freien, die gebuchten und die genutzten Kapazitäten von 01.01.2019 – 31.12.2019 zur Übersicht dargestellt.

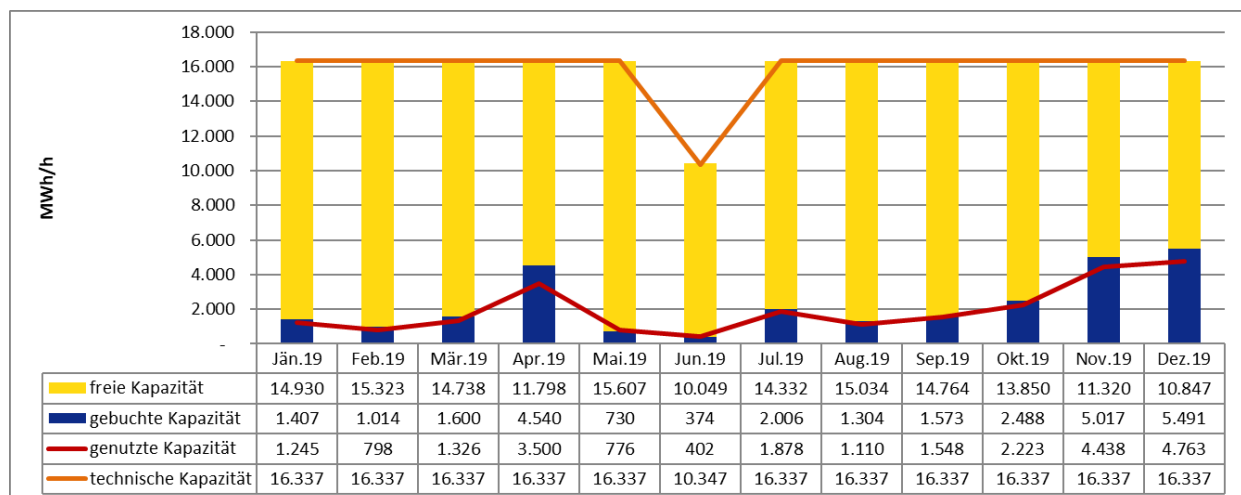
Etwasige Schwankungen der technischen Kapazität sind auf kapazitätseinschränkende Wartungsarbeiten zurückzuführen. Die aktuellen Wartungsarbeitspläne der Fernleitungsnetzbetreiber finden Sie auf der Gas Connect Austria Website unter folgendem [Link](#) und auf der Website der TAG GmbH unter diesem [Link](#).

Abbildung 21: TAG GmbH - Einspeisepunkt Baumgarten TAG



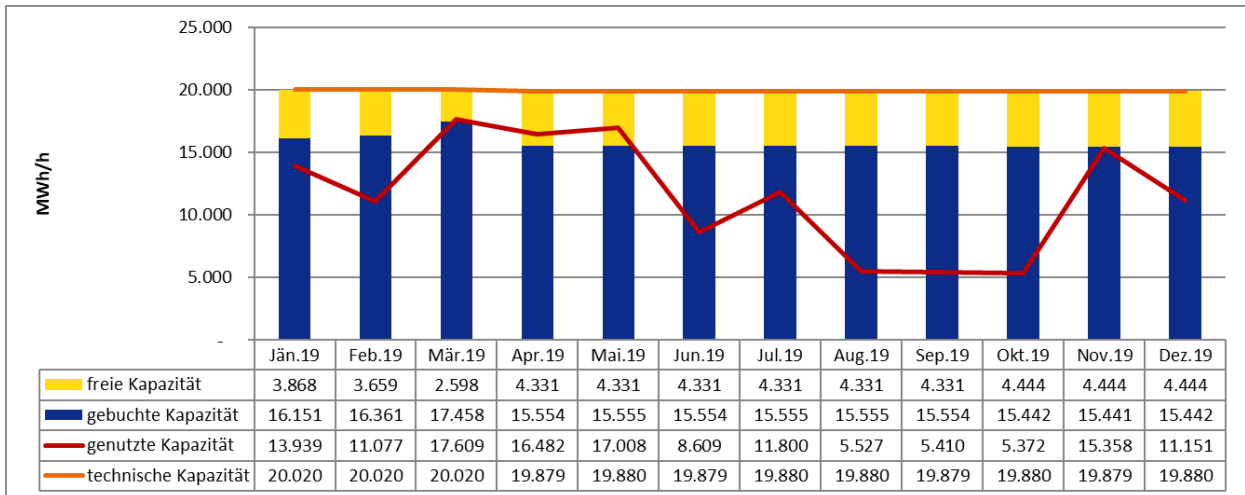
Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten)

Abbildung 22: Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten GCA



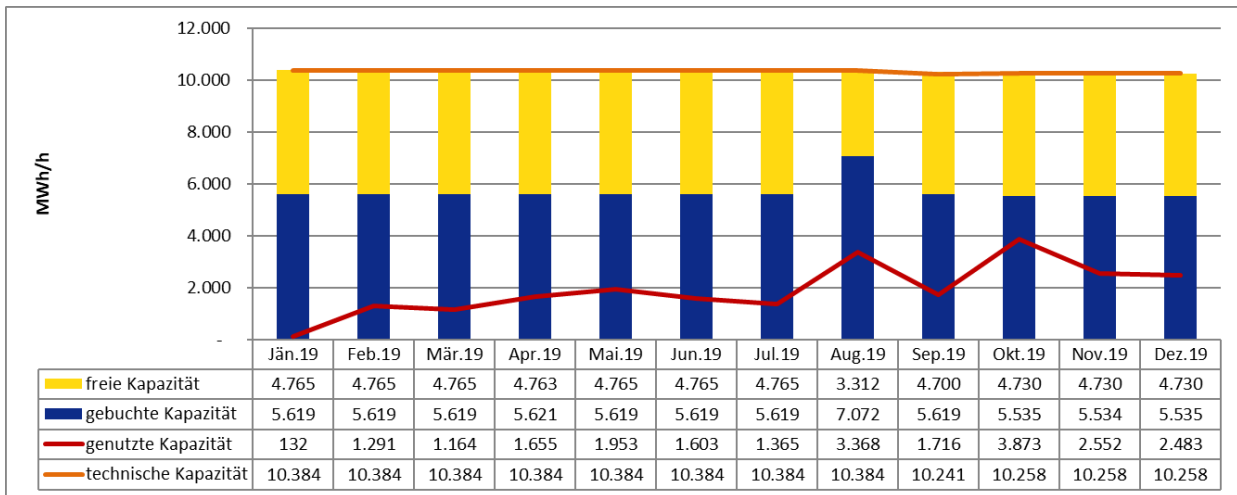
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 23: Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten WAG



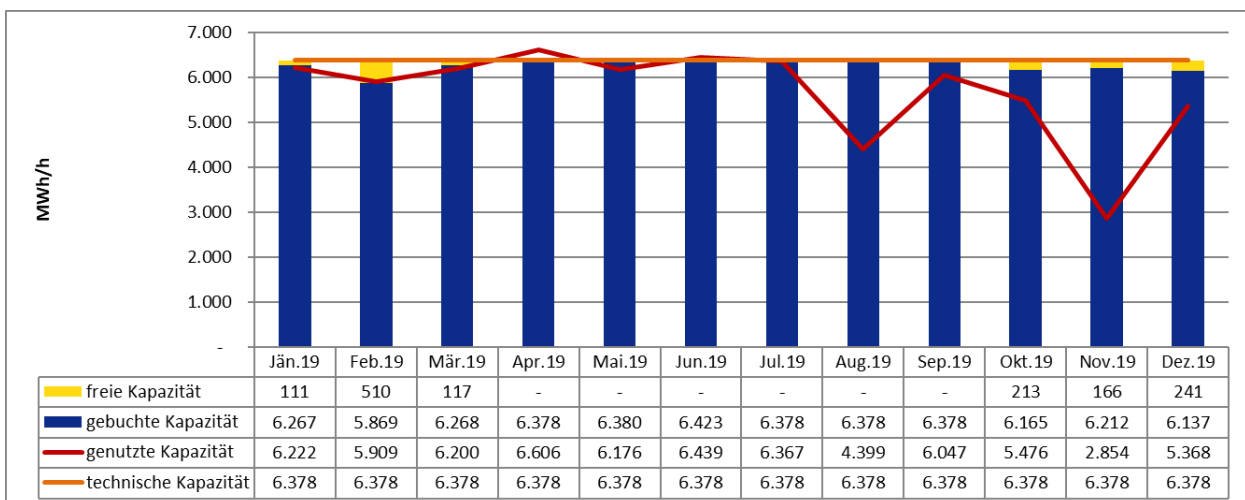
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 24: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Baumgarten WAG



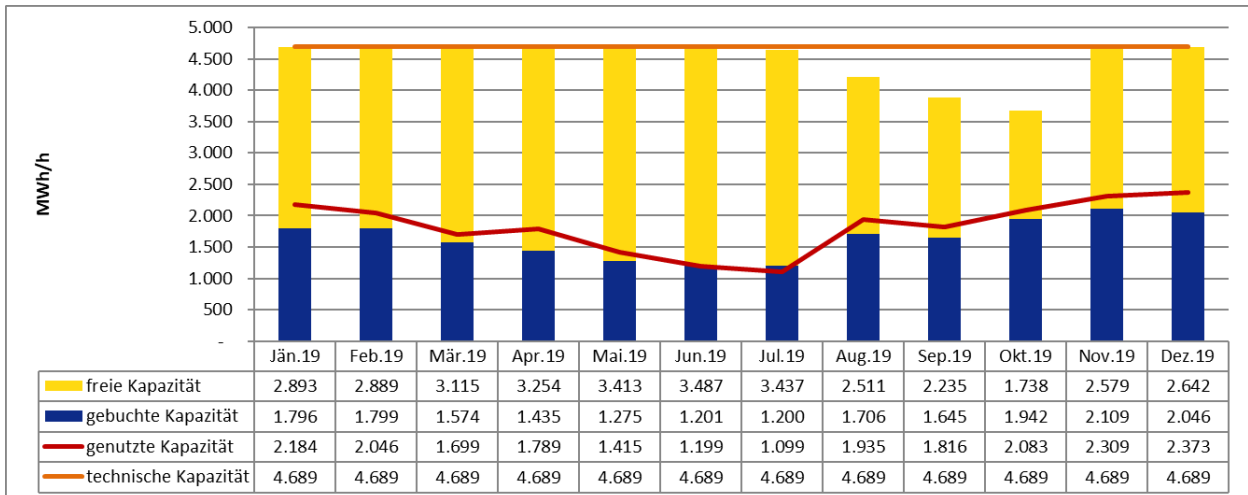
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 25: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár



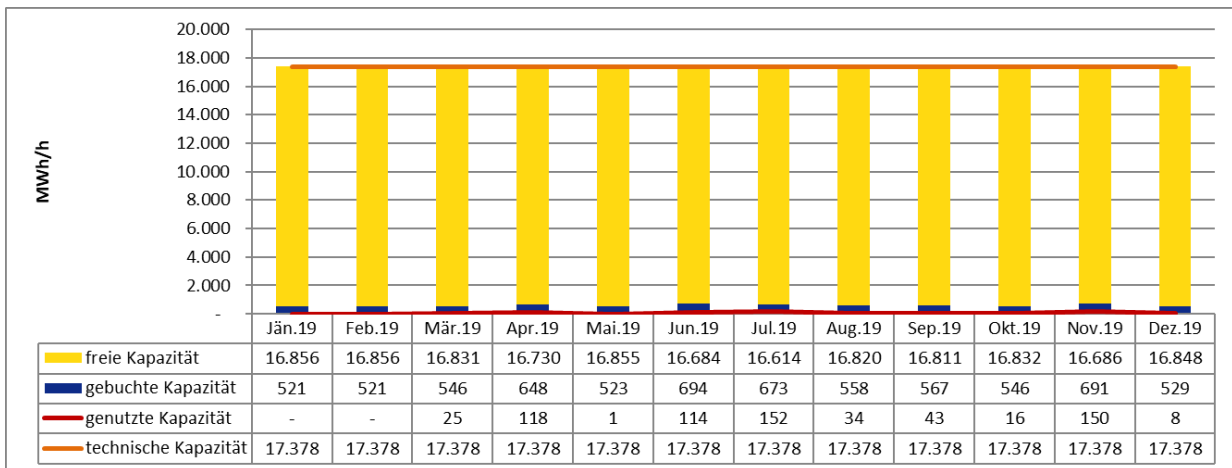
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 26: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Murfeld



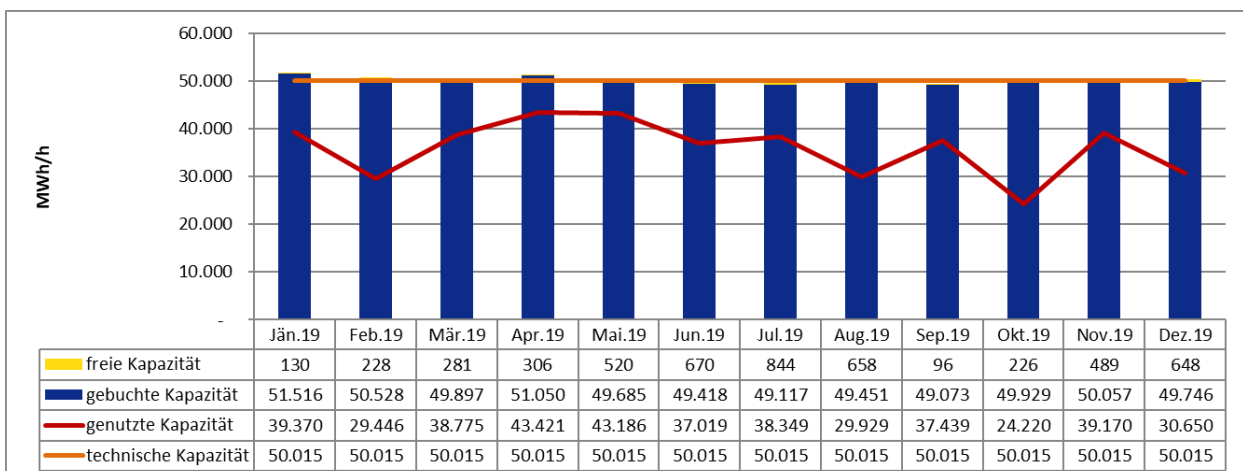
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 27: TAG GmbH – Einspeisepunkt Arnoldstein



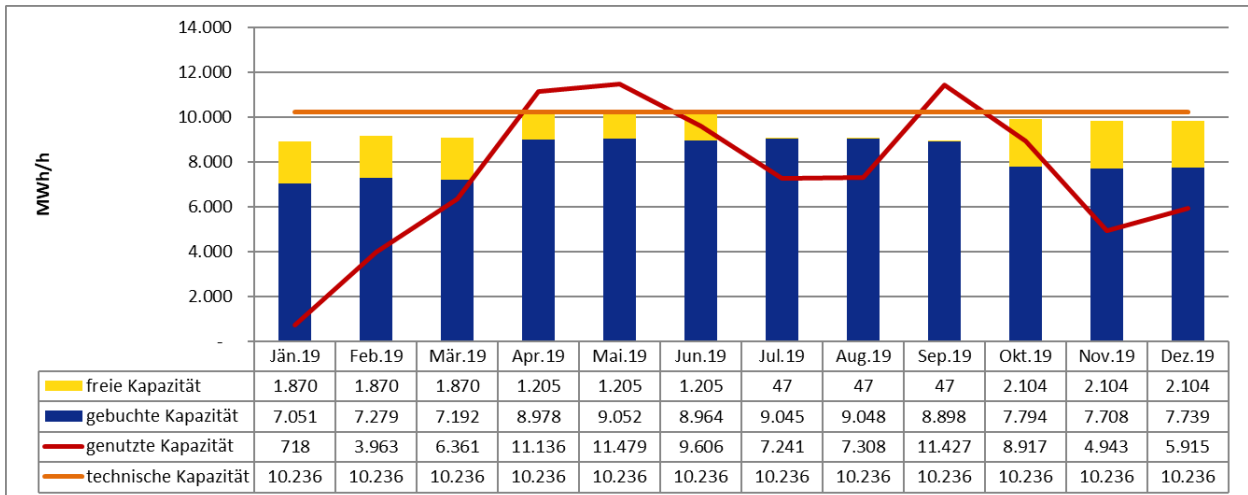
Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten)

Abbildung 28: TAG GmbH – Ausspeisepunkt Arnoldstein



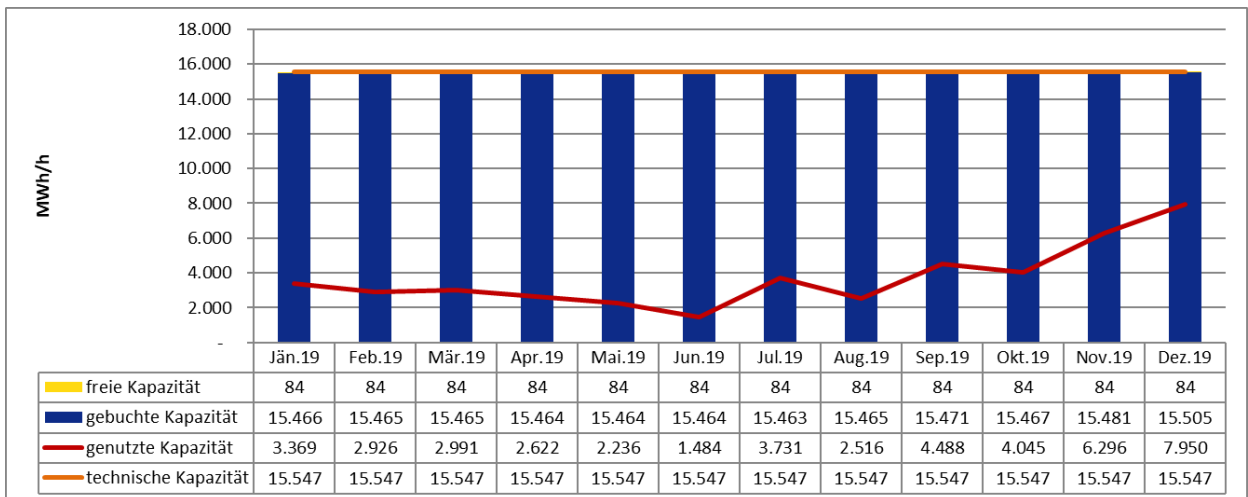
Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten)

Abbildung 29: Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Oberkappel



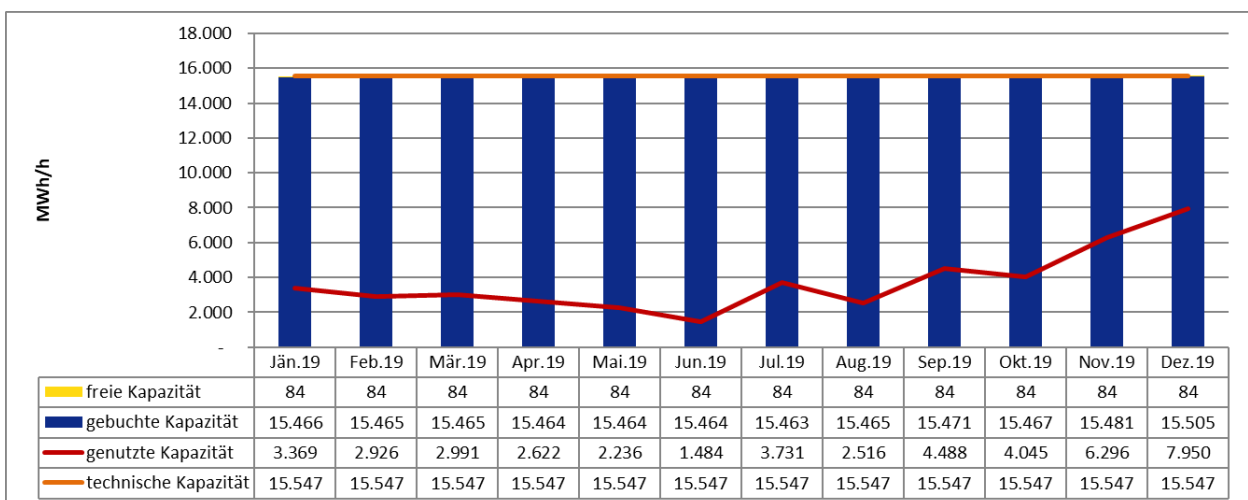
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 30: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Oberkappel



Quelle: AGGM Plattform

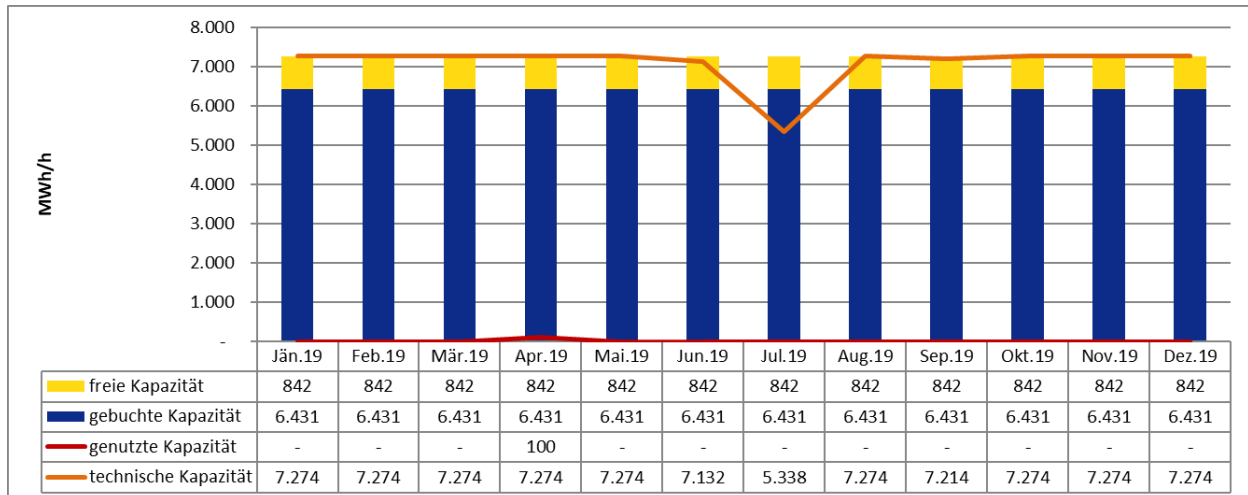
Abbildung 31: Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Überacker ABG/SUDAL



Quelle: AGGM Plattform



Abbildung 32: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL



Quelle: AGGM Plattform

## 4.2 Kapazitätsszenario für den KNEP 2020

### 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 Verteilerggebietes, 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 2020 zusammengestellt.

Das Kapazitätsszenario ist in Abbildung 33 dargestellt.

Es werden 4 Kategorien an Kapazitätsbedarfen unterschieden:

- ▶ Kapazitätsbedarfe aus der Marktnachfrageanalyse 2019 gemäß NC CAM: Diese Kapazitätsbedarfe wurden von den Netzbenutzern eingebracht und sind in Abbildung 33 gelb dargestellt.
- ▶ Kapazitätsbedarfe aus der Projektdatenerhebung inkl. PCI. Diese Kapazitätsbedarfe sind in Abbildung 33 grün dargestellt.
- ▶ Kapazitätsbedarfe, die bereits früher eingemeldet wurden, und die derzeit realisiert werden. Diese Kapazitätsbedarfe sind in Abbildung 33 blau dargestellt.
- ▶ Kapazitätsbedarfe die von den Fernleitungsnetzbetreibern selbst geplant werden. Diese Kapazitätsbedarfe sind in Abbildung 33 grau dargestellt (Im KNEP 2020 nicht vorhanden).

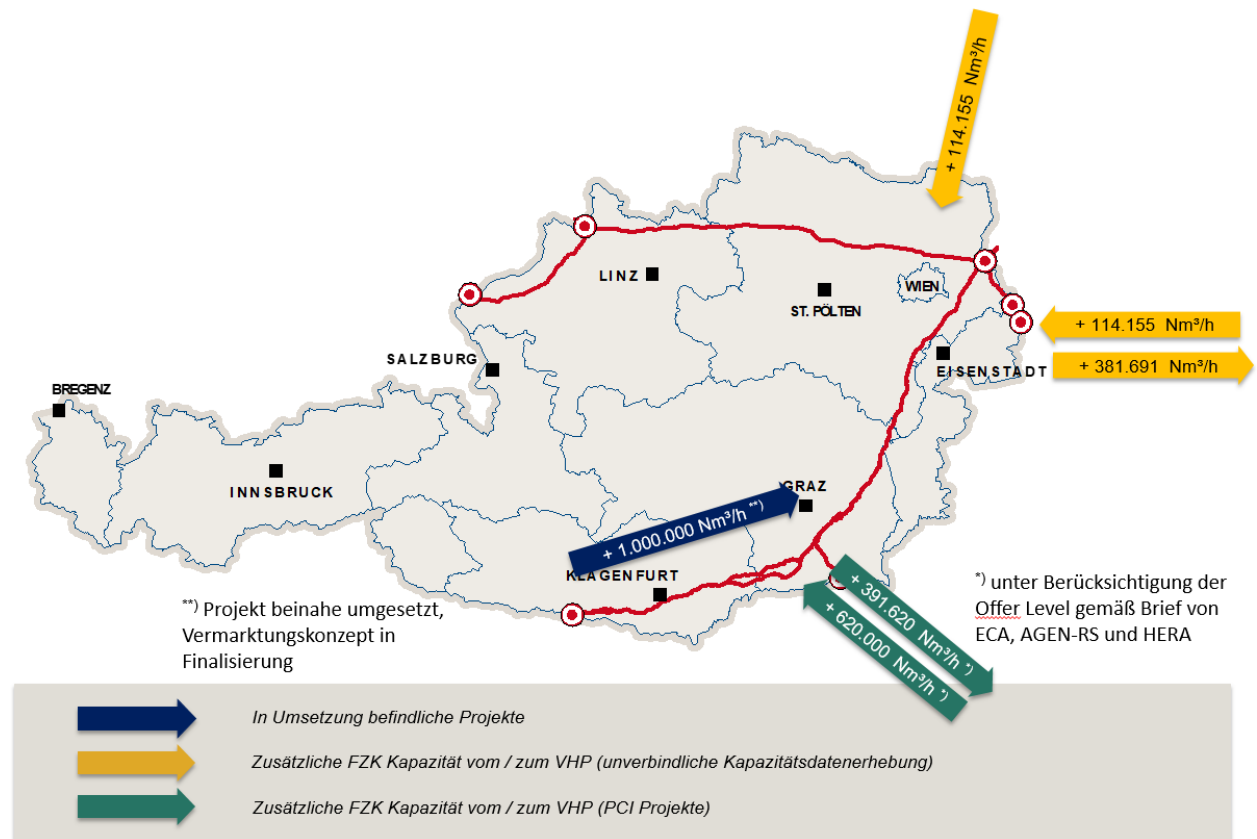
Das Kapazitätsszenario wurde E-Control Austria am 26.05.2020 vorgelegt und von E-Control Austria angenommen.

Tabelle 7: Kapazitätsbedarfe des Kapazitätsszenarios 2020

Erfüllungsort	Richtung	Kapazität [Nm <sup>3</sup> /h]	Herkunft des Bedarfes	Aufnahme [Jahr]
Reintal	Entry	114.155	GCA MDAR 2019	2020
Mosonmagyaróvár	Entry	114.155	GCA MDAR 2019	2020
	Exit	381.691		
Murfeld	Entry	620.000	PCI 6.26.1 (4. PCI Liste)	2017
	Exit	391.620		
Arnoldstein	Entry	1.000.000	Behördenauflage	2015

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH, AGGM; 2020

Abbildung 33: Kapazitätsszenario

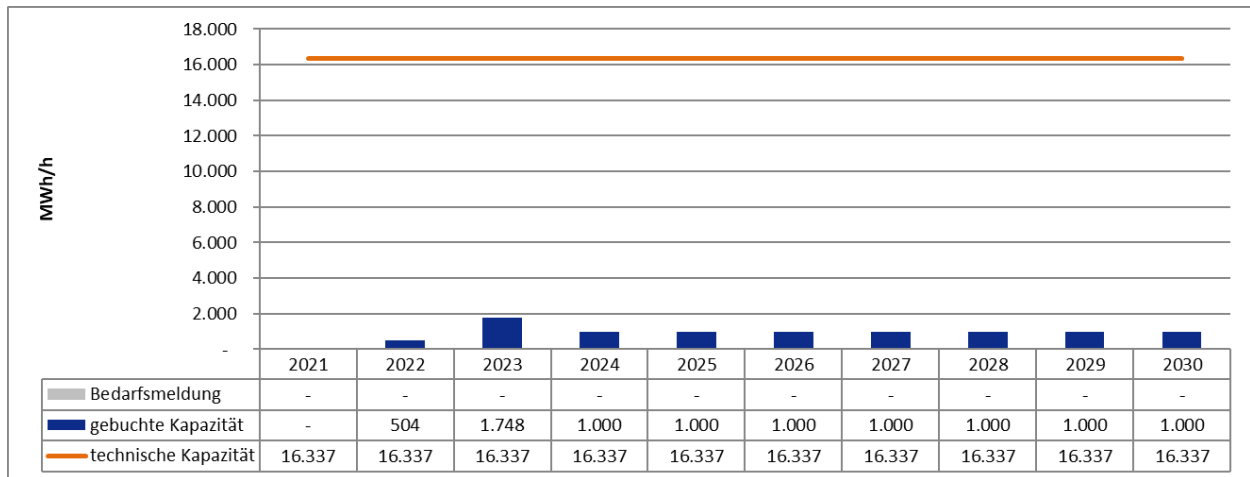


Quelle: AGGM, Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2020

### 4.2.2 Gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe je Ein- Ausseispunkt in den Jahren 2021 bis 2030

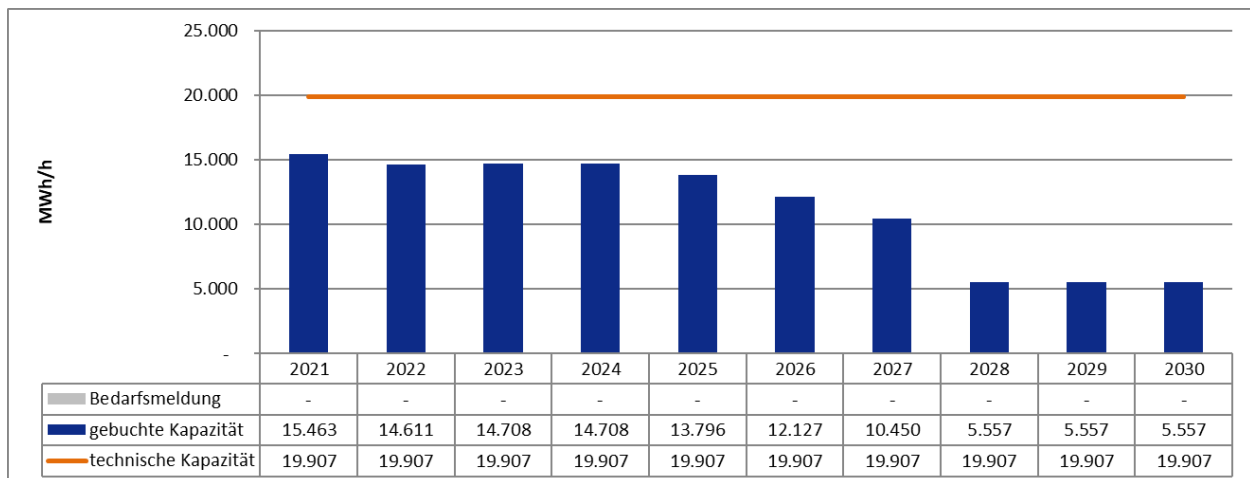
In den folgenden Abbildungen sind für jeden Ein- Ausseispunkt die gebuchten Kapazitäten und die Kapazitätsbedarfe aus dem Kapazitätsszenario des KNEP 2020 für die Jahre 2021 bis 2030 dargestellt.

Abbildung 34: Entry Baumgarten GCA, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030



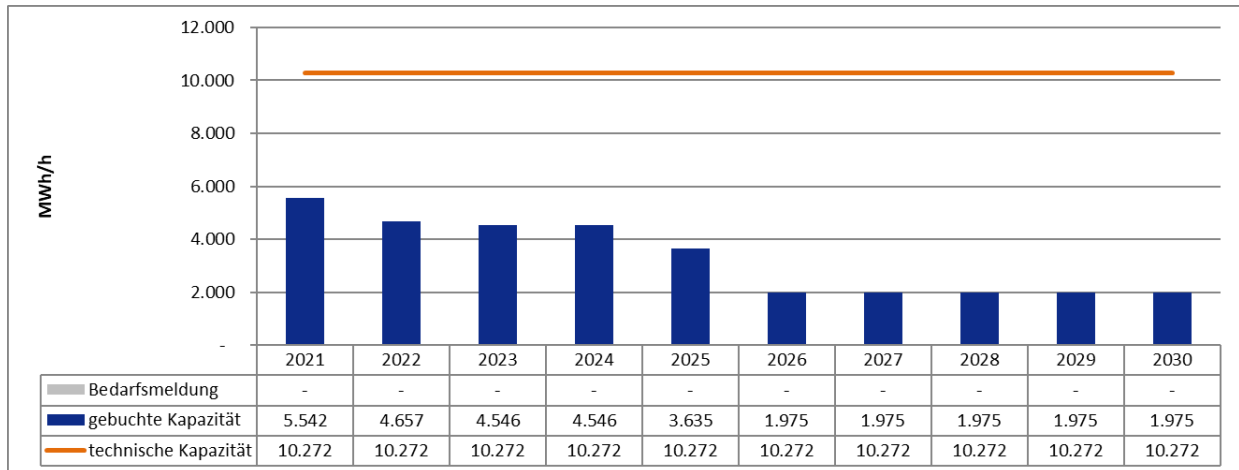
Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2020

Abbildung 35: Entry Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2020

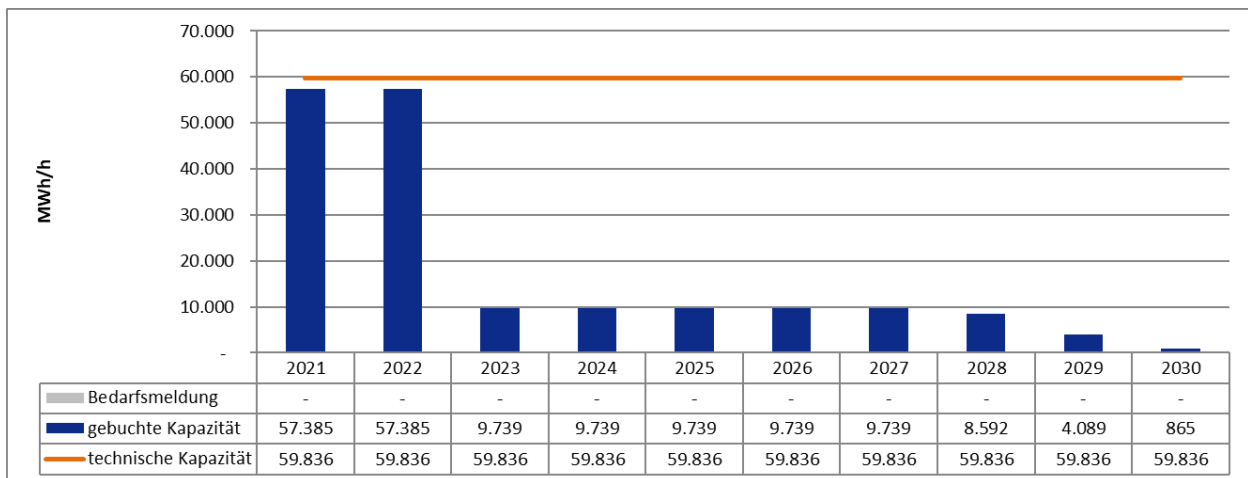
Abbildung 36: Exit Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2020

Wie aus Abbildung 37 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.

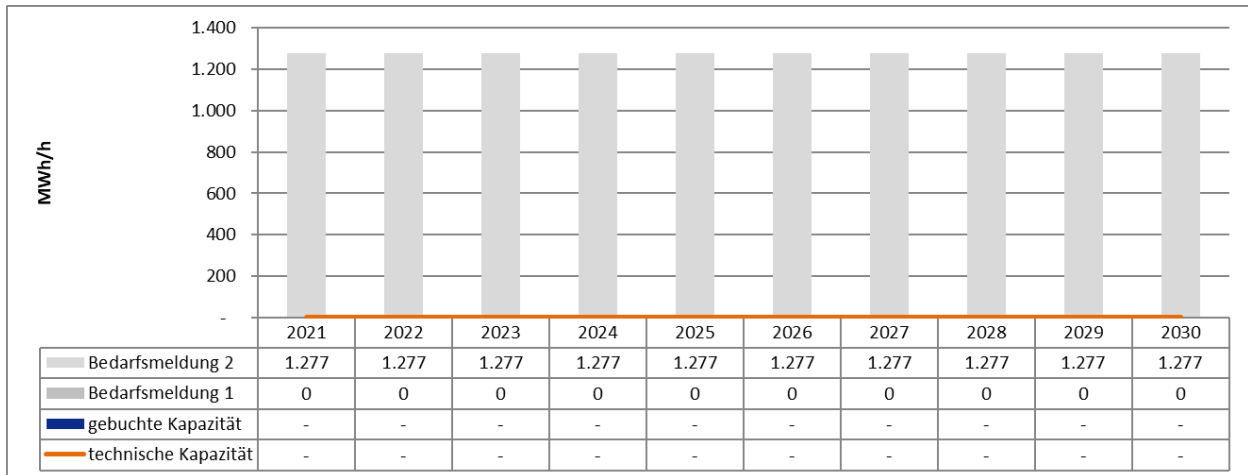
Abbildung 37: Entry Baumgarten TAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030



Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten), Kapazitätsbedarfe; 2020

Derzeit ist kein physikalischer Fluss am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár möglich. Der Bedarf in der Höhe von 1.277 MWh/h wurde von Marktteilnehmern im Verfahren gemäß Artikel 5 NC CAM im Sommer 2019 bekanntgegeben. Seitens Gas Connect Austria wird ein Projekt entwickelt um die nachgefragte Kapazität anbieten zu können.

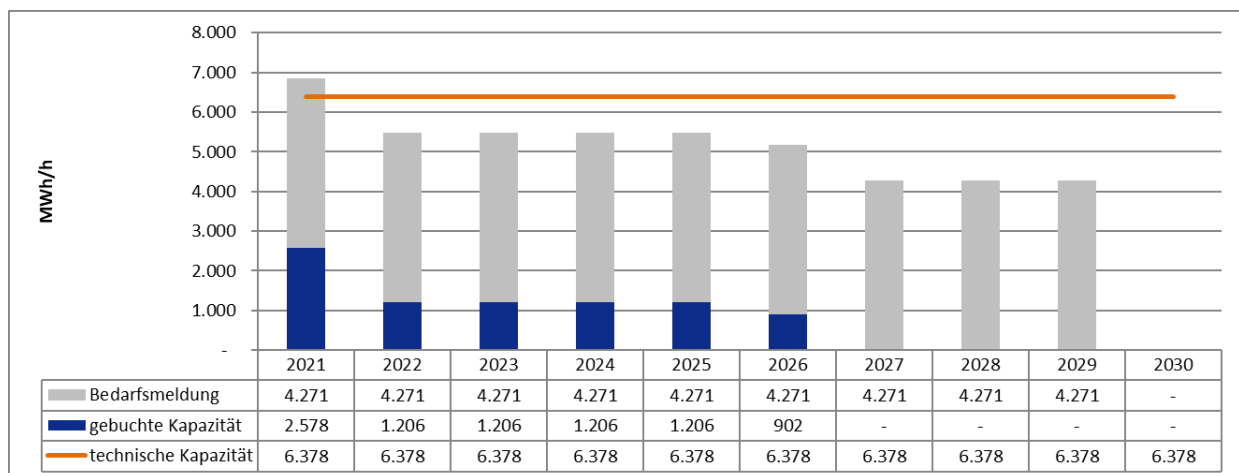
Abbildung 38: Entry Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2020

Im Verfahren gemäß Artikel 5 NC CAM wurde im Sommer 2019 ein Bedarf an zusätzlicher Kapazität von 4,271 MWh/h bekanntgegeben. Die nachgefragte Kapazität kann durch bestehende Kapazitäten weitgehend abgedeckt werden, wodurch kein Projekt für zusätzliche Kapazitäten initiiert wird.

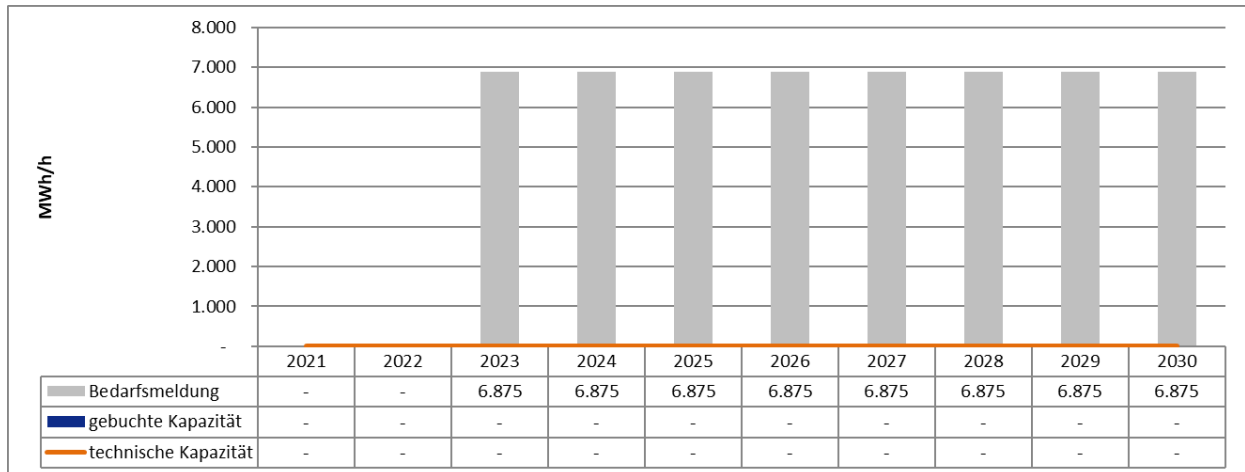
Abbildung 39: Exit Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2020

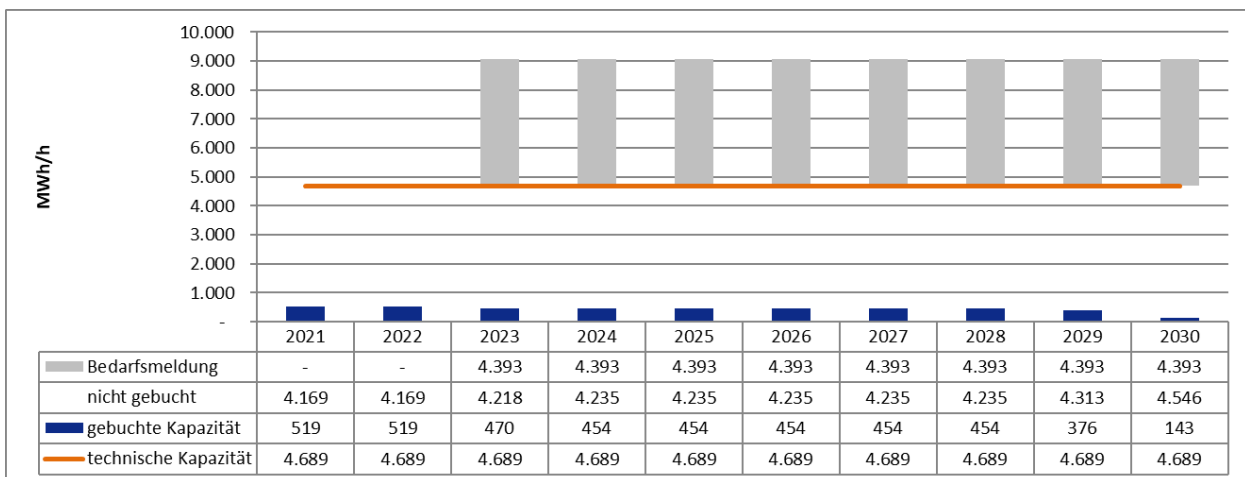
Die Bedarfsmeldungen am Ein- und Ausspeisepunkt Murfeld wurden in der Marktnachfrageanalyse nach dem Verfahren nach NC CAM von den Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria und Plinovodi festgehalten. Ziel ist es, eine Entry Kapazität von 6.875 MWh/h und eine Gesamt Exit Kapazität von 9.081 MWh/h bereit zu stellen. Siehe dazu Abbildung 40 und Abbildung 41.

Abbildung 40: Entry Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2020

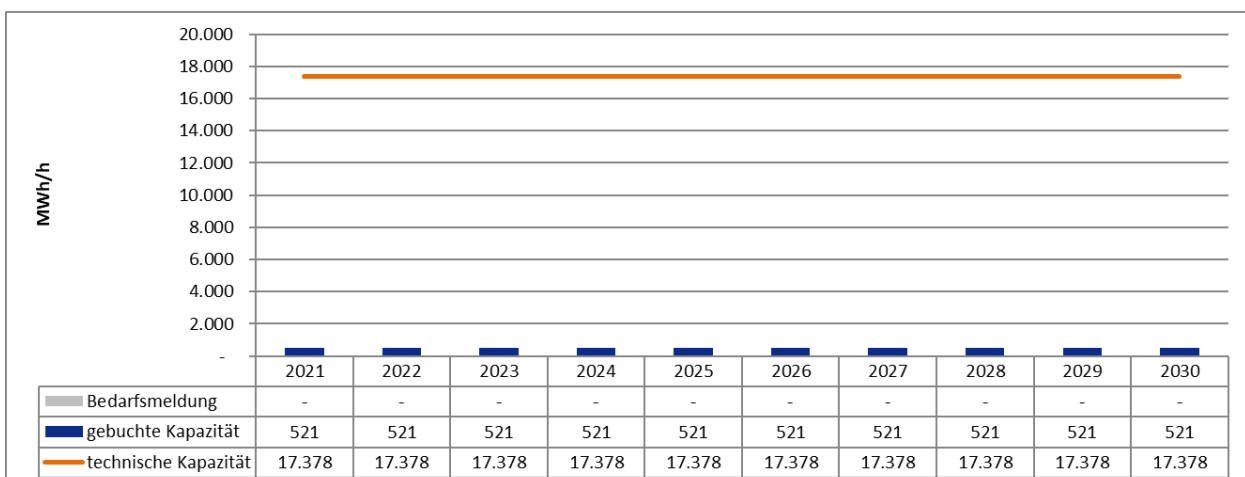
Abbildung 41: Exit Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2020

Die Abbildung 42 zeigt, dass sowohl die technische als auch die gebuchte Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein im Prognosezeitraum 2020 bis 2029 aktuell konstant bleiben.

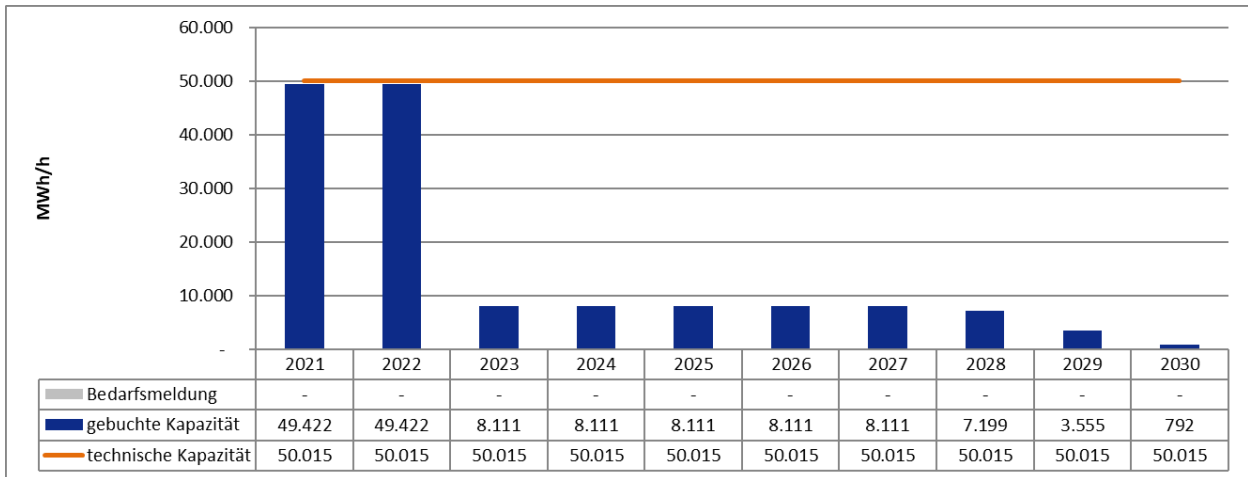
Abbildung 42: Entry Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030



Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten), Kapazitätsbedarfe; 2020

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 43: Exit Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030

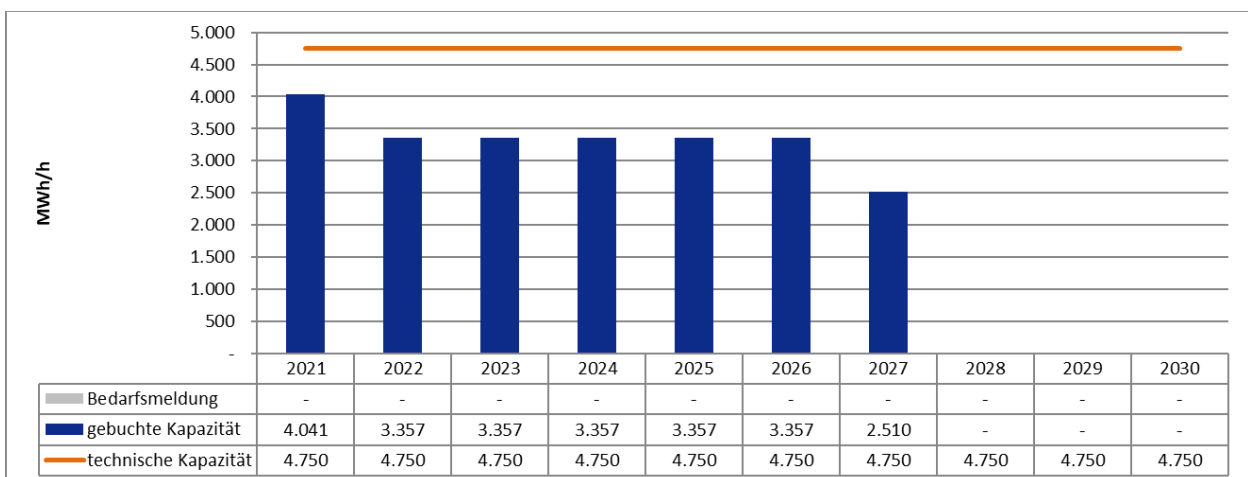


Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten), Kapazitätsbedarfe; 2020

An dem Ein- und Ausspeisepunkt Überacker wurden im KNEP 2020 keine zusätzlichen Bedarfe gemeldet. Siehe dazu Abbildung 44 und Abbildung 45.

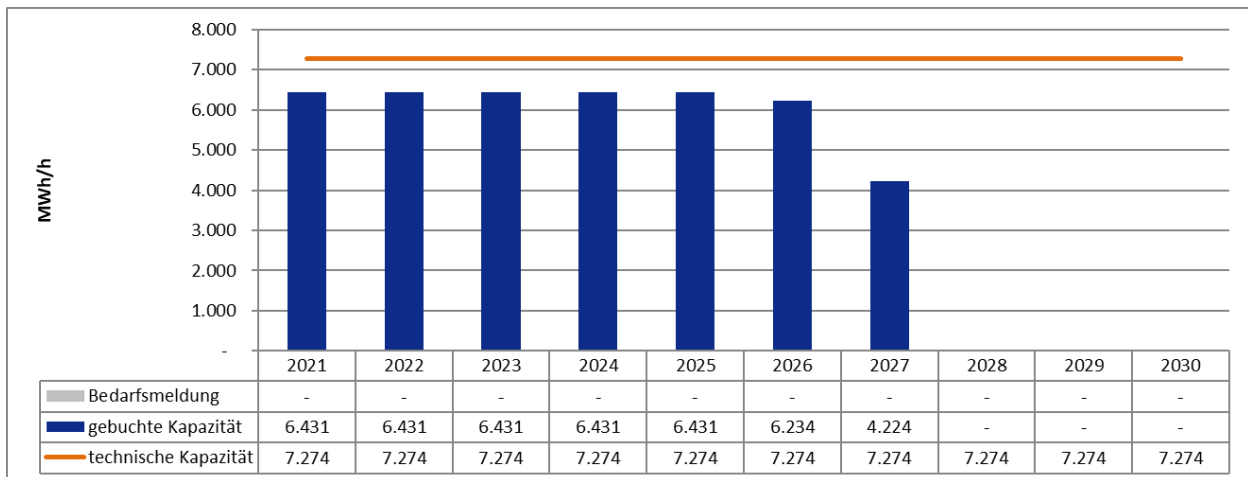
Dennoch wurde von Gas Connect Austria ein Projekt entwickelt um die Entry Kapazität in Überacker zu erhöhen und ein Wheeling zwischen Entry Überacker und Exit Oberkappel anbieten zu können.

Abbildung 44: Entry Überacker ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2020

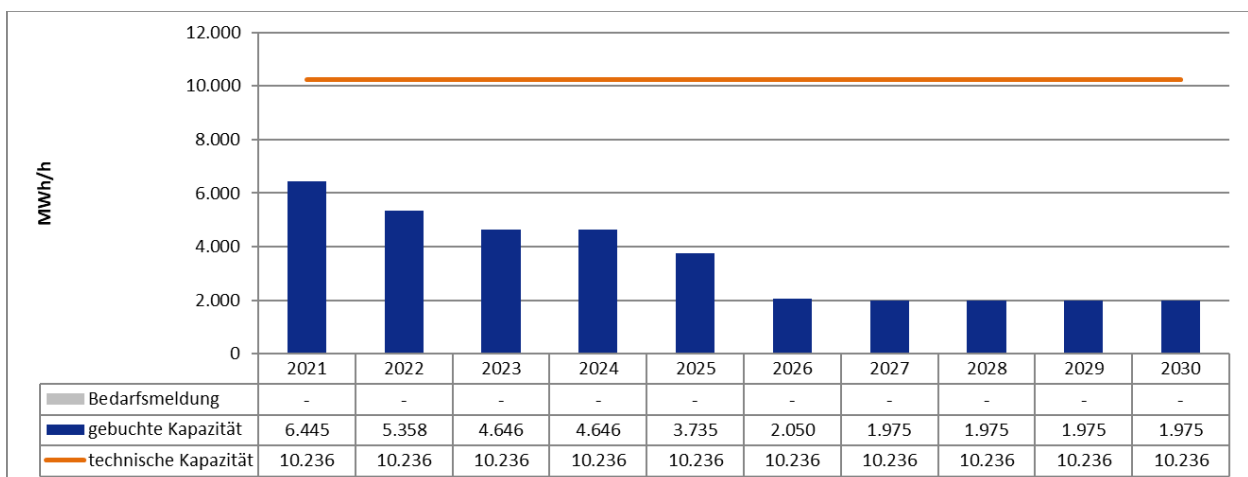
Abbildung 45: Exit Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2020

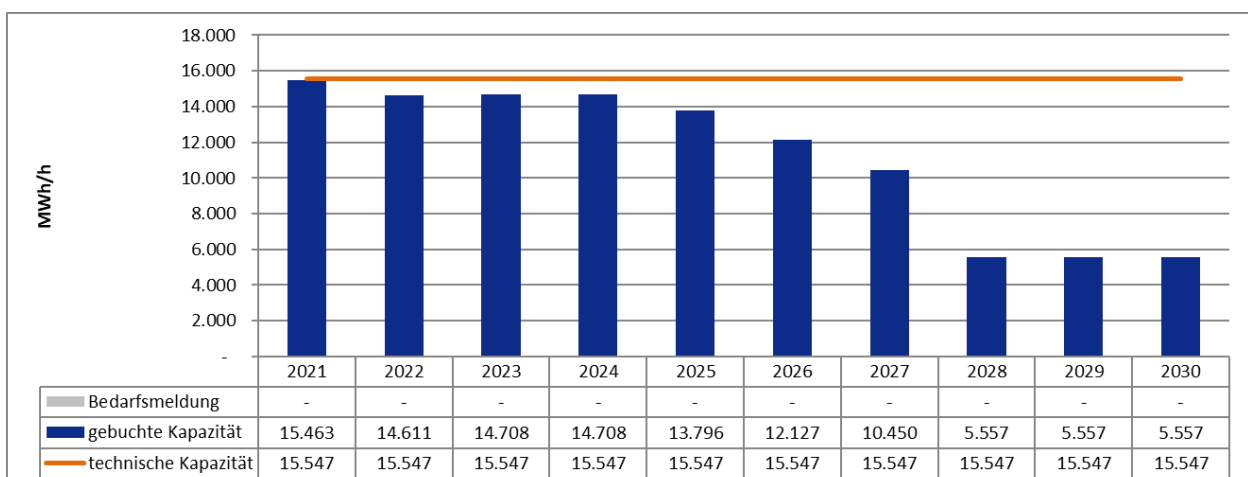
An dem Ein- und Ausspeisepunkt Oberkappel wurden im KNEP 2020 keine zusätzlichen Bedarfe gemeldet. Siehe dazu Abbildung 46 und Abbildung 47.

Abbildung 46: Entry Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2019

Abbildung 47: Exit Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2019



### 4.2.3 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 8 dargestellt.

Tabelle 8: Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und Projekte zur Bereitstellung der Kapazitäten

Bedarf	Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
<b>Entry Reintal + 114.155 Nm<sup>3</sup>/h</b>					
	GCA	2020/01	Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) -210	4,5	
	TAG	2016/05	TAG Baumgarten interconnector capacity (BACI)	4,5	
<b>Entry Mosonmagyaróvár + 114.155 Nm<sup>3</sup>/h</b>					
	GCA	2015/04	Entry Mosonmagyaróvár - Minimum	1,5	
			alternativ		
	GCA	2020/05	Entry Mosonmagyaróvár – Minimum CS	4,5	
<b>Exit Mosonmagyaróvár + 381.691 Nm<sup>3</sup>/h</b>					
Für die inkrementelle Kapazitätsanfrage wurde kein inkrementelles Projekt gestartet (siehe dazu Kapitel 5.3.3)					
<b>Entry Murfeld + 620.000 Nm<sup>3</sup>/h</b>					
	GCA	2015/08	Entry/Exit Murfeld	4,5	
			Alternative je nach Offer Level		
	GCA	2020/02	Entry Murfeld - 160	4,5	
	GCA	2020/03	Entry Murfeld - 284	4,5	
	GCA	2020/04	Entry Murfeld - 119	4,5	
			zusätzlich		
	TAG	2016/01	TAG Reverse Flow Weitendorf / Eggendorf	4,5	
<b>Exit Murfeld + 391.620 Nm<sup>3</sup>/h</b>					
	GCA	2015/08	Entry/Exit Murfeld	4,5	

Quelle: AGGM, Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2020

## 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 48) eingeteilt, wobei die Projektkategorien den Genehmigungszyklus widerspiegeln.

Abbildung 48: Projektkategorien

<b>Projekte im letzten KNEP</b>	Neue Projekte	<b>Projekte im aktuellen KNEP</b>
	Weitergeführte genehmigte Projekte <b>ohne</b> Abänderung	
	Weitergeführte genehmigte Projekte <b>mit</b> Abänderung	
	Zurückgezogene Projekte	
	Fertiggestellte Projekte	

Quelle: AGGM

#### Neue Projekte

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

#### Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung

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

#### Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung

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

#### Zurückgezogene Projekte

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

## Fertiggestellte Projekte

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

### 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, werden in den KNEP mit aufgenommen.

## 5.2 Projekte im KNEP 2020

Der KNEP 2020 umfasst die in Tabelle 9, Tabelle 10, Tabelle 11, Tabelle 12, Tabelle 13 und Tabelle 14 aufgelisteten Projekte.

In Tabelle 9 und Tabelle 12 sind jene Projekte aufgelistet, die unverändert aus den KNEP 2019 weitergeführt werden. Diese Projekte sind bereits von E-Control Austria genehmigt und werden von den Projektträgern entsprechend dem Umsetzungsplan weitergeführt.

In Tabelle 10 Tabelle 13 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 11 und Tabelle 14 sind die im KNEP 2020 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.taggbh.at/fuer-netzbenutzer/wartungsarbeiten/>

### 5.2.1 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.

Nach der durch den MGM durchgeführten Konsultation zwischen dem 27.10.2020 und 16.11.2020 wurden von den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern dem letzten Stand der unternehmensspezifischen Projektplanung entsprechend folgende Änderungen in der finalen Ausgabe 2 eingebracht:

- ▶ GCA 2015/05 Nicht mehr Bestandteil des KNEP20
- ▶ GCA 2015/01-A Ergänzung der Ökonomischen Daten
- ▶ GCA 2015/04 Ergänzung der Ökonomischen Daten; Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC erfolgt
- ▶ GCA 2020/01 Ergänzung der Ökonomischen Daten
- ▶ GCA 2020/05 Neues Projekt zur Einreichung
- ▶ TAG 2016/04 Nicht mehr Bestandteil des KNEP20

Tabelle 9: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	<a href="#">2015/01a</a>	Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) - 750	4,5	
GCA	<a href="#">2015/04</a>	Entry Mosonmagyaróvár - Minimum	1,5	
GCA	<a href="#">2015/08</a>	Entry/Exit Murfeld	4,5	
GCA	<a href="#">2017/02</a>	Penta West – Exit Verteilgebiet	1,5	
GCA	<a href="#">2018/01</a>	Überackern - Oberkappel	4,5	
GCA	<a href="#">2019/01</a>	Exit Mosonmagyaróvár	4,5	
TAG	<a href="#">2016/05</a>	TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)	4,5	

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2020

Tabelle 10: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
TAG	<a href="#">2016/01</a>	TAG Reverse Flow Weitendorf / Eggendorf	4,5	

Quelle: TAG GmbH; 2020

Tabelle 11: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Neue Projekte

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	<a href="#">2020/01</a>	Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) - 210	4,5	
GCA	<a href="#">2020/02</a>	Entry Murfeld - 160	4,5	
GCA	<a href="#">2020/03</a>	Entry Murfeld - 284	4,5	
GCA	<a href="#">2020/04</a>	Entry Murfeld - 119	4,5	
GCA	<a href="#">2020/05</a>	Entry Mosonmagyaróvár - Minimum CS	4,5	

Quelle: Gas Connect Austria, 2020

## 5.2.2 Ersatzinvestitionsprojekte

Eine Übersicht der einzelnen Ersatzinvestitionsprojekte ist in Tabelle 12, Tabelle 13 und Tabelle 14 dargestellt. Eine Detaillierung der Projekte inklusive der technischen Maßnahmen in der Form von Projektdatenblättern befindet sich im Anhang 1.

Nach der durch den MGM durchgeführten Konsultation zwischen dem 27.10.2020 und 16.11.2020 wurden von den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern dem letzten Stand der unternehmensspezifischen Projektplanung entsprechend folgende Änderungen in der finalen Ausgabe 2 eingebracht:

- ▶ GCA 2016/E1 Weiterführung aus dem KNEP 2019 mit Abänderung des Projektes
- ▶ GCA 2018/E01 Erweiterung des Projektumfangs

Tabelle 12: Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	<a href="#">2016/E2</a>	MS3 Reverse Flow		Q4 2020
GCA	<a href="#">2016/E5</a>	Revamp Oberkappel		Q3 2021
GCA	<a href="#">2017/E5</a>	VS Rainbach Tausch Prozessleitsystem		Q4 2020
GCA	<a href="#">2019/E2</a>	VS Rainbach Erneuerung Maschinensteuerung		Q3 2021
GCA	<a href="#">2019/E4</a>	VS WAG Erneuerung Notstromgenerator		Q4 2021
GCA	<a href="#">2019/E5</a>	MS Neustift Compilation		Q4 2021
GCA	<a href="#">2019/E6</a>	UW Baumgarten Netzqualität		Q3 2021
TAG	<a href="#">2016/R11</a>	Replacement of Gas-Hydraulic Actuators CS BGT, GFD, RUD		Q4 2023
TAG	<a href="#">2017/R03-A</a>	Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen		Q4 2020
TAG	<a href="#">2017/R04</a>	Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden		Q4 2023
TAG	<a href="#">2017/R05</a>	Replacement E-Actuators Filter Separators & Metering Station MS2 CS-Baumgarten		Q4 2022
TAG	<a href="#">2018/R04</a>	Major Overhaul Valve Station SS09 Weitendorf		Q4 2021
TAG	<a href="#">2018/R10</a>	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC700 in CS-Baumgarten		Q4 2020
TAG	<a href="#">2019/R07</a>	Exchange Leaking Valves Gas Coolers CS-R		Q4 2021
TAG	<a href="#">2019/R09</a>	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC500 in CS Baumgarten		Q4 2021
TAG	<a href="#">2019/R11</a>	Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair 2019-20		Q4 2020

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2020

Folgende Tätigkeiten waren noch im Jahr 2019 rechtlich prozess-technisch Teil des KNEP dennoch von niedriger Relevanz für den nationalen Netzentwicklungsplan gesehen. Diese Projekte umfassten:

- ▶ TAG 2018/R05 Major Overhaul Pigging Station Weitendorf
- ▶ TAG 2018/R13 Major Overhaul of Valve Stations AZ3-AZ3L Eggendorf
- ▶ TAG 2019/R01 Major Overhaul Valve Stations CS Weitendorf
- ▶ TAG 2019/R06 Exchange of Leaking Valve CS Eggendorf

Tabelle 13: Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	<a href="#">2016/E1</a>	110 kV Freileitung, UW Oberweiden, UW BMG redundante Anspeisung		Q4 2022
GCA	<a href="#">2018/E01</a>	Vorfall Baumgarten		Q3 2022
TAG	<a href="#">2016/R12</a>	SCS Replacement, CS Baumgarten-Grafendorf-Ruden		Q4 2023
TAG	<a href="#">2018/R07</a>	Major Overhaul Valve Station Zöbern		Q4 2023

Quelle: TAG GmbH; 2020

Tabelle 14: Ersatzinvestitionsprojekte – Neue Projekte

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	<a href="#">2020/E1</a>	VS, MS Neustift, MS Oberkappel Umsetzung Wasserrecht		Q3 2021
GCA	<a href="#">2020/E2</a>	Baumgarten Löschwasserversorgung		Q2 2021
GCA	<a href="#">2020/E3</a>	VS Neustift Erneuerung Stationssteuerung		Q2 2022
GCA	<a href="#">2020/E4</a>	HAG MS Umschaltbar WAG/PVS		Q4 2021
GCA	<a href="#">2020/E5</a>	BMG MS3 Filter Revamp		Q4 2021
TAG	<a href="#">2020/R01</a>	DLE 1.5 hole PT module BC600 in CS-Baumgarten		Q4 2022
TAG	<a href="#">2020/R02</a>	Exchange of Electricity Switching System N11 CS-B		Q4 2022
TAG	<a href="#">2020/R03</a>	Exchange of Valves (new Project)		Q4 2023
TAG	<a href="#">2020/R04</a>	New Flanges – Measurement Optimization MS2 CS-B		Q4 2021
TAG	<a href="#">2020/R05</a>	New Flanges – Measurement Optimization MS Arnoldstein		Q4 2022
TAG	<a href="#">2020/R06</a>	Optimization TUCOs CS-R		Q4 2021

Quelle: Gas Connect Austria; TAG GmbH; 2020

### 5.3 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

*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 der Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen (*Network Code Capacity Allocation Mechanisms, NC CAM*).

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

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

#### 5.3.1 Gas Connect Austria – Innovation durch Forschung & Entwicklung

*Nahtstelle*. Die ambitionierten nationalen und europäischen Klimaziele erfordern ein rasches und koordiniertes Handeln auf allen Ebenen des Energiesektors. Gas Connect Austria ist sich seiner Verantwortung und potenziellen Rolle als Nahtstelle (Sektorkoppler und Sektorintegrator) zwischen den Energieträgern bewusst und beschäftigt sich daher geschäftssichernd und vorrausschauend bereits seit 2014 intensiv mit Wasserstoff und dessen Möglichkeiten.

*Deblending: Im Bewusstsein*, dass eine Gasinfrastruktur per se nicht klimaschädlich ist, investierte Gas Connect Austria frühzeitig in Projekte wie z.B. „HylyPure“. Dabei wurde in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität Wien ein Verfahren entwickelt, welches auf Basis von Membrangaspermeation und Adsorption Wasserstoff hochrein und energieeffizient aus einer Erdgas-Wasserstoff-Mischung zurückgewinnt. Diese Abtrennung des Wasserstoffs erfolgt über ein ökologisch und ökonomisch effizientes dreistufiges Konzept: In Stufe eins sorgt eine Membran-Gaspermeation für eine höchst energieeffiziente Vorab-Aufkonzentrierung. In Stufe zwei wird Wasserstoff in einer nachfolgenden Druckwechseladsorption (*Pressure Swing Adsorption, PSA*) weiter angereichert. In Schritt drei können je nach Reinheitsanforderungen weitere adsorptive Feinreinigungen zugeschaltet werden. So wird die gewünschte Produktqualität gewährleistet. Das restliche Stoffgemisch wird auf den Ausgangsdruck gebracht und in die Erdgasleitung rückgespeist. Sofern die benötigte elektrische Energie aus alternativen Energiequellen stammt, handelt es sich um ein klimaneutrales Abtrennungsverfahren.



*Die Kopplung: Power-to-Gas.* Parallel dazu forschte Gas Connect Austria in einem Konsortium aus OMV, EVN, FRONIUS, HyCentA und der Johannes-Kepler-Universität auch an der dezentralen Wasserstoffproduktion aus Windenergie. Die Power-to-Gas-Entwicklung zielt auf eine Verschränkung der Energienetze von Strom und Gas ab. Schlüsseltechnologie in diesem Projekt ist ein flexibler, effizienter und wirtschaftlicher Hochdruck-PEM-Elektrolyseur, welcher eine Druckanhebung des gewonnenen Gases auf bis zu 163 bar ermöglicht. Das spart Kosten für eine nachgeschaltete Komprimierung auf den jeweiligen Netzdruck. Eine eigene Mischleitung, die es ermöglichte, Wasserstoffanteile zwischen 1 und 10 Prozent einzustellen, diente auch der Entnahme des Gasgemisches für die oben beschriebene HylyPure-Anlage. Es wurden zudem rechtliche, wirtschaftliche und ökologische Bewertungen durchgeführt und verschiedene Geschäftsmodelle als Vorbereitung für einen zukünftigen möglichen Rollout konzipiert.

*Der Stoff, aus dem die Träume sind.* Diese zwei ineinander abstimmt Projekte bildeten den Grundstein für die weitere Vorgehensweise von Gas Connect Austria dem Postulat der österreichischen Politik, „Österreich zur Wasserstoffnation Nr. 1 zu machen und die Klimaneutralität schon vor der restlichen EU zu erreichen“ Folge zu leisten. Aus diesem Grund engagierte sich Gas Connect Austria auch in der österreichischen Wasserstoffstrategie und ist Mitglied in zahlreichen nationalen und internationalen Gremien, die sich mit diesem Thema beschäftigen (z.B.: Hydrogen Europe, Clean Hydrogen Alliance etc.).

*In the long run.* Ein langfristiges Ziel von Gas Connect Austria ist es einerseits, zukünftig freiwerden Kapazitäten, die nicht mehr für Erdgas benötigt würden, für Wasserstoff zu reservieren. Dazu sind neben den Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten auch Studien beauftragt worden, wie das Transportnetz von Gas Connect Austria auf Komponentenebene wasserstofffit und damit fit für die Zukunft gemacht werden kann. Andererseits besteht ein langfristiges Ziel darin, die Verdichterstation in Baumgarten als Wasserstoffdrehscheibe bzw. europäisches Verteilzentrum für Wasserstoff zu etablieren. Hierfür wurde Wasserstoff (Produktion, Distribution und Vermarktung) auch in der Unternehmensstrategie verankert und die besagten Studien zur Wasserstoffkompatibilität des Netzes strukturiert und begonnen:

- ▶ Phase 1, die bereits im Dezember 2019 abgeschlossen wurde, beinhaltete eine Leitungs- und Komponentenbewertung für 10, 25 bzw. 100 Prozent Beimengung von Wasserstoff in das Netz.
- ▶ Phase 2, die Ende 2020 abgeschlossen sein wird, soll über die genauere Analyse zweier Leitungs-Stränge einen Umsetzungsplan für höhere Wasserstoffanteile (10 Prozent bis 2024 und 25 Prozent bis ca. 2030) erarbeiten.

*We are all fit.* Damit einhergehend werden laufend die Zulieferer zur Wasserstoffverträglichkeit der Komponenten befragt und die Wasserstofftauglichkeit bei neuen Netzinvestitionen mitberücksichtigt. Projekte für neu zu schaffende Kapazität (siehe dazu die folgenden Kapitel) werden ebenfalls bereits „wasserstofffit“ projektiert.

*For Future.* Als wichtiger Teil einer zukünftigen Energieversorgung entwickelt und unterstützt Gas Connect Austria innovative, nachhaltige Infrastrukturprojekte im Hinblick auf neue

marktkonforme Geschäftsmodelle und die Absicherung seines Kerngeschäfts. Gas Connect Austria ist offen für alle Pipelineverbindungsrouen nach Österreich und bringt sich aktiv in internationale Projekte ein. Gas Connect Austria konzentriert sich auf ihr langfristiges Kerngeschäft: Gastransit, Gasverteilung und Servicetätigkeiten. Die Absicherung und Weiterentwicklung Österreichs als zentrale Transport-, Speicher- und Handelsdrehscheibe in Mitteleuropa ist Gas Connect Austria dabei wichtig und für die zukünftig an Bedeutung zunehmende erneuerbare Energieerzeugung unumgänglich.

### **5.3.2 Netzentwicklung zur direkten Verbindung der Gasmärkte Österreichs und Tschechiens**

*Am 31. Oktober 2019* nahm die Europäische Kommission die vierte Liste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse (*Projects of Common Interest, PCI*) an und das Projekt „Bidirectional Austrian-Czech Interconnector“ (BACI) war nicht mehr Bestandteil der Liste.

*Der Markt* äußert hingegen unverändert Interesse an einer direkten Verbindung der tschechischen und österreichischen Einspeise- und Ausspeisesysteme: Am 1. Juli 2019 startete das zweite verpflichtende Verfahren für neu zu schaffende Kapazität gemäß Kapitel 5 der Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen (*Network Code Capacity Allocation Mechanisms, NC CAM*). Potenzielle Transportkunden meldeten im Rahmen der Marktnachfrageanalyse einen unverbindlichen Transportbedarf in Höhe von rund 1.277 MWh/h vom tschechischen Einspeise-Ausspeisesystem in das österreichische Einspeise-Ausspeisesystem Marktgebiet Ost für die Gasjahre 2020 bis 2034 an. Gas Connect Austria und der tschechische Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) NET4GAS leiteten daher per gemeinsamem Bericht zur Marktnachfrageanalyse gemäß Artikel 26 des NC CAM ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität ein.<sup>7</sup>

*Der neue „Czech-Austrian-Interconnector“ (CZATi)* trägt dabei den angemeldeten Transportbedarfen der Marktteilnehmer Rechnung: die Vorhabenträger Gas Connect Austria und NET4GAS erstellten technische Studien zur Darstellung einer Angebotsschwelle in Höhe von 2.115,00 MWh/h pro Jahr. Eine zweite Angebotsschwelle in Höhe von 7.533,25 MWh/h pro Jahr basiert auf dem bewährten technischen Design des Vorgänger-Projektes. In dem gemeinsam und gemäß Artikel 27 des NC CAM ausgearbeiteten Entwurf des Projektvorschlags wurden die Angebotsschwellen technisch und kaufmännisch konkretisiert<sup>8</sup>. In einer gemeinsamen

---

<sup>7</sup> Vgl. Bericht zur Marktnachfrageanalyse zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem tschechischen Einspeise-Ausspeisesystem, veröffentlicht in englischer Sprache auf den Internetseiten von Gas Connect Austria unter <https://www.gasconnect.at/fileadmin/Fachabteilungen/ST/NEP/2019-10-21-MDAR-AT-CZ.pdf>.

<sup>8</sup> Vgl. Entwurf des Projektvorschlags zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem tschechischen Einspeise-Ausspeisesystem, veröffentlicht in englischer Sprache auf den Internetseiten von Gas Connect Austria unter <https://www.gasconnect.at/fileadmin/Fachabteilungen/ST/PUBLISH-ART-27-CZAT-DRAFT-PROJECT-PROPOSAL.pdf>.

öffentlichen Konsultation des Entwurfes des Projektvorschlags im Jänner und Februar 2020 ging eine Stellungnahme ein, welche auch die oben angeführten höhere Angebotsschwelle begrüßte<sup>9</sup>. Für das vierte Quartal 2020 planen Gas Connect Austria und NET4GAS, einen gemäß Artikel 28 des NC CAM ausgearbeiteten Projektvorschlag für beide Angebotsschwellen der österreichischen sowie der tschechischen Regulierungsbehörde zwecks abgestimmter Genehmigung vorzulegen. Im Juli 2021 soll dann die Versteigerung der neu zu schaffenden Kapazität erfolgen.

*Am 1. Oktober 2019* schlossen Gas Connect Austria und NET4GAS das Pilotprojekt „Trading Region Upgrade Service“ (TRU) erfolgreich ab: mittels der innovativen Dienstleistung TRU boten die beiden FNB ihren Kunden die Möglichkeit, Transporte vom tschechischen zum österreichischen virtuellen Handelsplatz und *vice versa* zu buchen und zu nominieren. Und die Kunden nutzten diese Möglichkeit: in der Flussrichtung von Tschechien nach Österreich wurden 885.024 MWh, das sind über 90 Prozent des gesamten Projektvolumens von 981.120 MWh, verkauft. In der Versteigerung von TRU auf Jahresbasis wurde die Angebotsmenge initial zweieinhalb mal überzeichnet und schließlich mit einem rund zehn-prozentigen Auktionsaufschlag vergeben.<sup>10</sup> Gas Connect Austria sieht diese dokumentierte und verbindliche Nachfrage als einen weiteren Beleg für die Realisierungs-Chance einer direkten Gasleitungs-Verbindung von Österreich und Tschechien.

*So und anders.* Bei den technischen Studien für CZATi werden in Absprache mit potenziellen Lieferanten außerdem nur solche Leitungs- und Anlagenkomponenten verplant, welche eine Wasserstoffverträglichkeit garantieren. Damit positioniert Gas Connect Austria CZATi als eine konkrete mittelfristige Maßnahme zur Unterstützung der Erreichung der ambitionierten österreichischen und europäischen Dekarbonisierungs-Ziele.

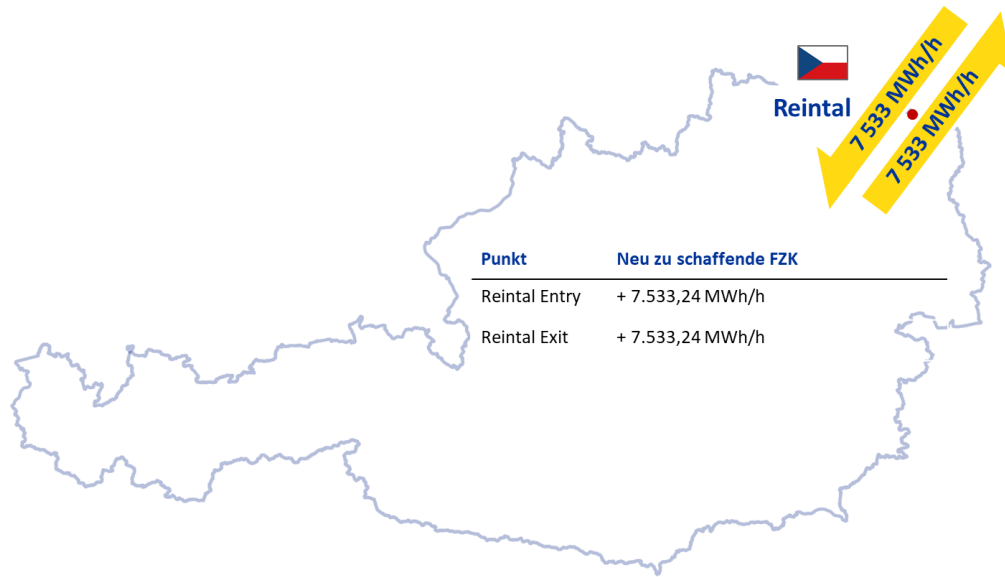
*Das Projekt [GCA-2015/01a](#),* welches der oben angeführten Angebotsschwelle in Höhe von 7.533,25 MWh/h pro Jahr zugrunde liegt, ist bereits im Genehmigungsbestand der Netzentwicklungsplanung von Gas Connect Austria. Der sprechende Projektname wurde von BACI auf CZATi geändert, die technische Maßnahmenplanung für den Planungshorizont des vorliegenden Netzentwicklungsplans aktualisiert und im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst.

---

<sup>9</sup> Vgl. Stellungnahme in der Konsultation des Entwurfes des Projektvorschlags zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem tschechischen Einspeise-Ausspeisesystem, veröffentlicht in englischer Sprache auf den Internetseiten von Gas Connect Austria unter <https://www.gasconnect.at/fileadmin/Fachabteilungen/ST/Konsultation/2020-02-13-consultation-response.pdf>.

<sup>10</sup> Der ausführliche Projektabschlussbericht zu TRU ist in englischer Sprache auf den Internetseiten von Gas Connect Austria unter <https://www.gasconnect.at/en/network-access/transmission-network/services/trading-region-upgrade/> zugänglich.

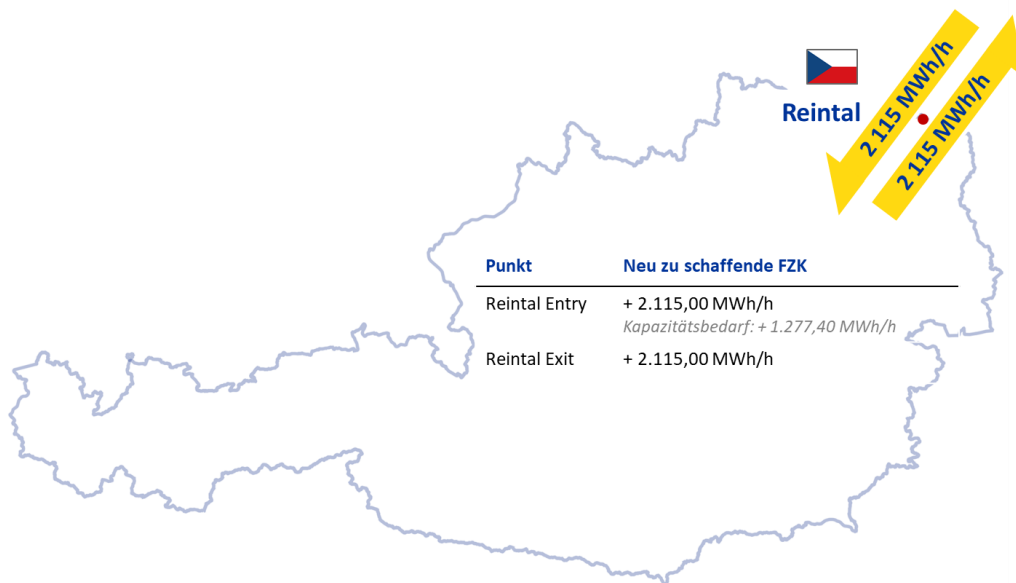
Abbildung 49: GCA2015/01a Bidirectional Austrian-Czech Interconnector



Quelle: Gas Connect Austria

Das Projekt [GCA-2020/01](#), welches die oben angeführte neue Angebotsschwelle von 2.115,00 MWh/h pro Jahr widerspiegelt, wird der österreichischen Regulierungsbehörde mit dem gegenständlichen Netzentwicklungsplan zwecks Genehmigung vorgelegt. Seine technische Maßnahmenplanung ist im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst.

Abbildung 50: GCA 2020/01 Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) -210



Quelle: Gas Connect Austria

### 5.3.3 Netzentwicklung des österreichisch-ungarischen Kopplungspunkts

*Um 12:00 mittags am 6. Juli 2020* schlossen die Jahresauktionen für neu zu schaffende Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár. Gas Connect Austria und der ungarische FNB FGSZ hatten zwei Angebotsschwellen zum Verkauf gestellt, eine in Höhe von 10.007,10 MWh/h pro Jahr und eine in Höhe von 5.740,47 MWh/h pro Jahr. Keine Kapazität wurde verbindlich angefragt. Das hierfür bereits 2017 gestartete Verfahren für neu zu schaffende Kapazität ist somit beendet.

*Der nächste Schritt zur Netzentwicklung* des österreichisch-ungarischen Kopplungspunkts ist die Vergabe zweier weiterer Angebotsschwellen am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár, eine in Höhe von 954,67 MWh/h pro Jahr und eine in Höhe von 1.145,61 MWh/h pro Jahr. Die Angebotsschwellen sind das Ergebnis der Analyse der Marktnachfrage, welche Gas Connect Austria und FGSZ gemeinsam und gemäß Artikel 26 des NC CAM im September und Oktober 2019 durchführten.<sup>11</sup> In dem gemeinsam und gemäß Artikel 27 des NC CAM ausgearbeiteten Entwurf des Projektvorschlags wurden die Angebotsschwellen technisch und kaufmännisch konkretisiert.<sup>12</sup> In einer gemeinsamen öffentlichen Konsultation des Entwurfes des Projektvorschlags im Jänner und Februar 2020 gingen keine Stellungnahmen ein. Für das vierte Quartal 2020 planen Gas Connect Austria und FGSZ, einen gemäß Artikel 28 des NC CAM ausgearbeiteten Projektvorschlag für beide Angebotsschwellen der österreichischen sowie der ungarischen Regulierungsbehörde zwecks abgestimmter Genehmigung vorzulegen. Im Juli 2021 soll dann die Versteigerung der neu zu schaffenden Kapazität erfolgen.

*Das Projekt GCA-2015/04*, welches diesen Angebotsschwellen zugrunde liegt, ist bereits im Genehmigungsbestand der Netzentwicklungsplanung von Gas Connect Austria. Die technischen Maßnahmenplanungen wurden für den Planungshorizont des vorliegenden Netzentwicklungsplans aktualisiert und im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst. Zusätzlich legt Gas Connect Austria im gegenständlichen Netzentwicklungsplan der österreichischen Regulierungsbehörde mit dem Projekt GCA-2020/05 eine alternative Ausführungsvariante, welche die Errichtung einer Verdichter-Station im Gasknoten Baumgarten

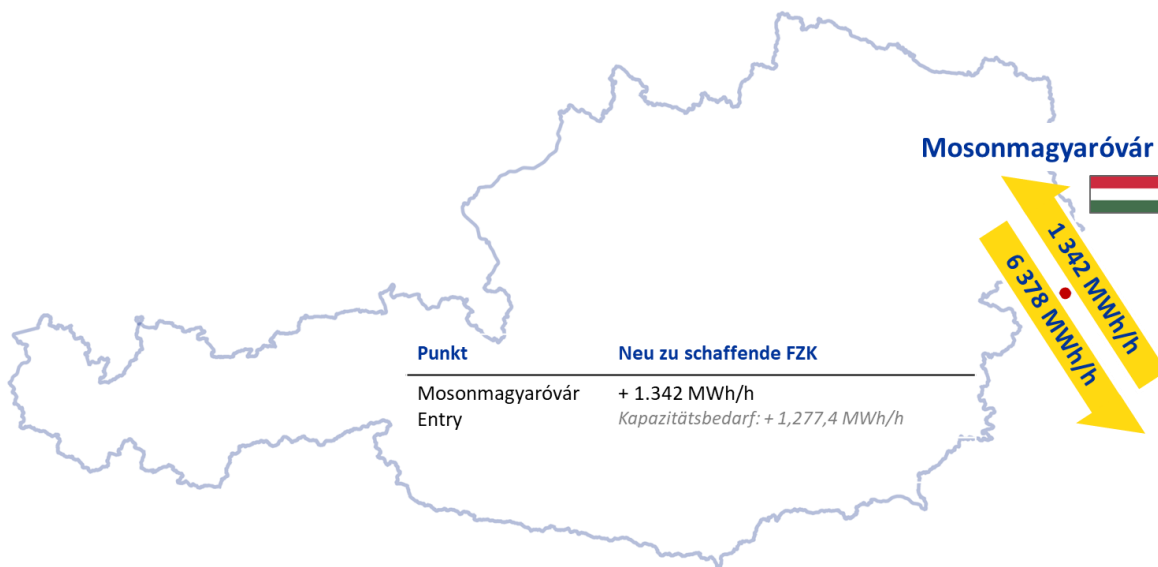
---

<sup>11</sup> Vgl. Bericht zur Marktnachfrageanalyse zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem ungarischen Einspeise-Ausspeisesystem, veröffentlicht in englischer Sprache auf den Internetseiten von Gas Connect Austria unter <https://www.gasconnect.at/fileadmin/Fachabteilungen/ST/NEP/2019-10-21-MDAR-HU-AT.pdf>. Im Rahmen der Analyse der Marktnachfrage fragten Netznutzer auch zusätzliche Ausspeisekapazität in Höhe von rund 4.271,12 MWh/h pro Jahr für die Gasjahre 2020 bis 2029 indikativ nach. Eine von Gas Connect Austria durchgeführte technische Analyse ergab, dass eine solche Ausbauschwelle frühestens für das Gasjahr 2025 kommerziell in Betrieb genommen werden kann. Da per Enddatum der Marktnachfrageanalyse am 21. Oktober 2019 ab dem Gasjahr 2024 jedoch genügend freie Bestandskapazität zur Deckung der indikativen Nachfrage ausgewiesen war, entschieden Gas Connect Austria und FGSZ, kein Projekt für neu zu schaffende Kapazität in Flussrichtung von Österreich nach Ungarn einzuleiten.

<sup>12</sup> Vgl. Entwurf des Projektvorschlags zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem ungarischen Einspeise-Ausspeisesystem, veröffentlicht in englischer Sprache auf den Internetseiten von Gas Connect Austria unter <https://www.gasconnect.at/fileadmin/Fachabteilungen/ST/PUBLISH-ART-27-HUAT-DRAFT-PROJECT-PROPOSAL.pdf>.

vorsieht, zwecks Genehmigung vor. Ihre technische Maßnahmenplanung ist im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst.

Abbildung 51: GCA 2015/04 Entry Mosonmagyaróvár Minimum



Quelle: Gas Connect Austria

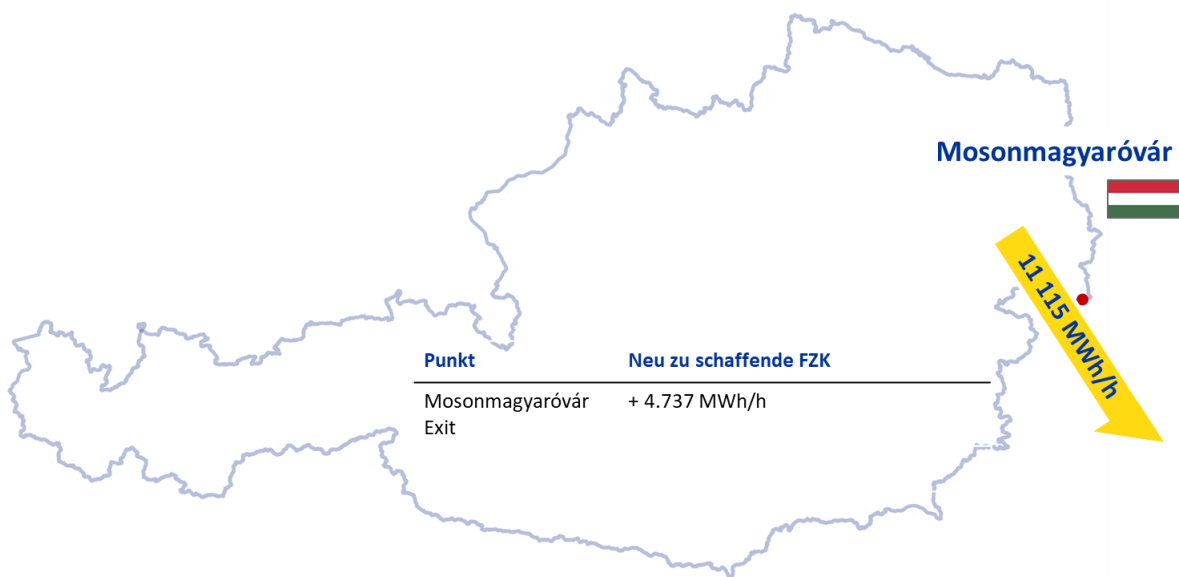
Um 12 Uhr mittags am 9. Juli 2020 schloss die jährliche Auktion für das Gasjahr 2021 für feste, frei zuordenbare Kapazität am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár. Gas Connect Austria und FGSZ hatten gemeinsam freie, feste Bestandskapazität in Höhe von 67,37 MWh/h angeboten. In den ersten 15 Gebotsrunden überstieg die aggregierte Nachfrage aller Netznutzer die angebotene Kapazität und erst in der 16. Gebotsrunde erzielten ausreichend hohe Auktionsaufschläge den Markträumungspreis und sohin die Zuweisung der angebotenen Kapazität. Auch die Kapazitätsangebote in den Auktionen für die Gasjahre 2022 und 2023 wurden überzeichnet. Bereits in den jährlichen Auktionen des Vorjahres zeigte sich ein Nachfrageüberhang für einzelne Jahresscheiben.

**Nachfragedeckung.** Gas Connect Austria und FGSZ arbeiten daher gemeinsam an einer Erhöhung der vermarktbareren, festen Kapazität der Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG) in der Normalflussrichtung von Österreich nach Ungarn. Mittels kurzfristiger technischer Optimierungsmaßnahmen, vor allem in der Gasstation Baumgarten, wird Gas Connect Austria in der Lage sein, die feste, frei zuordenbare Kapazität am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár um rund 335,70 MWh/h, das heißt von derzeit 6.378,30 MWh/h auf rund 6.714,00 MWh/h, zu erhöhen. Um mehr gebündelte Kapazität anbieten zu können, analysiert auch FGSZ Maßnahmen zur technischen Optimierung des ungarischen Teils der HAG. Die Dispatching-Zentralen von Gas Connect Austria und FGSZ planen und wickeln in enger Zusammenarbeit koordinierte Transportprogramme für die Testung von höheren Lastfällen ab. Erste Analyse-Ergebnisse sind für das vierte Quartal 2020 zu erwarten. Zeigen die Ergebnisse der technischen Analyse ein Erfordernis von technischen Maßnahmen für die Erhöhung der Kapazität am Ausspeisepunkt

Mosonmagyaróvár, ist Gas Connect Austria kommitiert, gemeinsam mit FGSZ ein Verfahren für neu zu schaffende Kapazität gemäß Kapitel 5 des NC CAM durchzuführen.

Das Projekt [GCA-2019/01](#), welches ursprünglich aufgrund der oben beschriebenen Angebotsschwelle in Höhe von 1.145,61 MWh/h (Projekt GCA-2017/01) und in Absprache mit der österreichischen Regulierungsbehörde dieselbe Kapazität im Normalfluss abbildet, kann dabei als Basis für die technischen Studien herangezogen werden. Das Projekt GCA-2019/01 wird daher in der Netzentwicklungsplanung von Gas Connect Austria belassen. Seine technische Maßnahmenplanung wurde für den Planungshorizont des vorliegenden Netzentwicklungsplans aktualisiert und im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst.

Abbildung 52: GCA 2019/01 Exit Mosonmagyaróvár



Quelle: Gas Connect Austria

### 5.3.4 Netzenwicklung des österreichisch-slowenischen Kopplungspunkts

In den späten Abendstunden des 31. Dezember 2019 erreichte Gas Connect Austria ein Brief, unterzeichnet von Vertretern der österreichischen, slowenischen und kroatischen Regulierungsbehörden. Der Brief fordert Gas Connect Austria, den slowenischen FNB Plinovodi und den kroatischen FNB Plinacro zur Projektierung zweier neuer Ausbauschnellen, eine in Höhe von rund 1.790,4 MWh/h und eine in Höhe von rund 3.177,96 MWh/h am Kopplungspunkt Rogatec and der slowenisch-kroatischen Grenze und am Kopplungspunkt Murfeld/Cersak an der österreichische-slowenischen Grenze auf. Eine Projektierung weiterer Ausbauschnellen stünde im Ermessen der drei FNB. Die drei Regulierungsbehörden begründen ihre Kapazitäts-Anfragen mit der anstehenden zweiten Ausbauphase des LNG-Terminals auf der Insel Krk sowie dem Projekt „Ionian Adriatic Pipeline“. Gas Connect Austria erachtet jedenfalls das LNG-Terminal

als potenzielle Quelle<sup>13</sup> für Transporte zur Senke Baumgarten und initiierte daher eine Arbeitsgruppe mit Plinovodi und Plinacro zur Entwicklung der angefragten Ausbauschwellen.

*Die Projekte [GCA-2020/02](#) und [GCA-2020/03](#)* zur Herstellung von fester, frei zuordenbarer Kapazität am Einspeisepunkt Murfeld/Cersak gemäß den angefragten Ausbauschwellen werden der österreichischen Regulierungsbehörde mit dem gegenständlichen Netzentwicklungsplan zwecks Genehmigung vorgelegt. Ihre technischen Maßnahmenplanungen sind im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst.

*Das Projekt [GCA-2020/04](#)* zur Herstellung von fester, frei zuordenbarer Kapazität am Einspeisepunkt Murfeld/Cersak in Höhe von rund 1.363,61 MWh/h wurde auf Betreiben von Plinacro zusätzlich in das neue Projektportfolio am Kopplungspunkt Murfeld/Cersak aufgenommen und wird der österreichischen Regulierungsbehörde mit dem gegenständlichen Netzentwicklungsplan zwecks Genehmigung vorgelegt. Seine technische Maßnahmenplanung ist im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst.

*Das Projekt [GCA-2015/08](#)* zur Herstellung von fester, frei zuordenbarer Kapazität in Höhe von 6.937,80 MWh/h am Einspeisepunkt Murfeld/Cersak und zusätzlicher fester, frei zuordenbarer Kapazität in Höhe von rund 4.282,23 MWh/h am Ausspeisepunkt Murfeld/Cersak ist bereits im Genehmigungsbestand der Netzentwicklungsplanung von Gas Connect Austria. Die technische Maßnahmenplanung wurde für den Planungshorizont des vorliegenden Netzentwicklungsplans aktualisiert und im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst.

*Meeresblau.* Gas Connect Austria stellte mit der erfolgreichen Entwicklung und Umsetzung der Dienstleistung „Trading Region Upgrade Service“ (TRU) unter Beweis, dass Innovation auch in einem regulierten Geschäftsfeld möglich ist. Gas Connect Austria ist überzeugt, dass die praxiserprobte Mechanik von TRU auch für einen direkten Transport vom kroatischen zum österreichischen virtuellen Handelsplatz und *vice versa* geeignet ist. Daher hat Gas Connect Austria das Projekt „TRU BLUE“ in Leben gerufen, wobei das ursprüngliche Konzept für den gegenständlichen Transportfall angepasst wurde.

*Die drei Regulierungsbehörden* forderten die betroffenen FNB außerdem auf, die Möglichkeit zu untersuchen, feste Kapazität am Einspeisepunkt Murfeld/Cersak in den jährlichen Auktionen für Jahreskapazität am 6. Juli 2020 anzubieten. Gas Connect Austria hält dazu fest, dass die jetzig verbauten Anlagenkomponenten der Süd-Ost-Leitung (SOL) Transporte auf fester Basis in Normalflussrichtung, also von Österreich nach Slowenien ermöglichen, nicht jedoch in Gegenflussrichtung.

---

<sup>13</sup> Die technische Regasifizierungs-Kapazität am LNG-Terminal Krk in Höhe von rund 3.321,23 MWh/h pro Jahr ist für die Gasjahre 2022 und 2023 ausgebucht. Die Buchungsrate der technischen Regasifizierungs-Kapazität für die Gasjahre 2024 bis 2027 beträgt rund 80%. Die Buchungsrate der technischen Regasifizierungs-Kapazität für die Gasjahre 2028 bis 2030 beträgt rund 40%. [Quelle: <https://lng.hr/en/all-free-terminal-capacity-has-been-booked>, Zugriff am 26. August 2020]



*Can the NC CAM?* In ihrem Brief fordern die drei Regulierungsbehörden die drei FNB zudem auf, die angefragten Ausbau- bzw. resultierenden Angebotsschwellen fortlaufend bei jeder jährlichen Auktion für Jahreskapazität so lange zu versteigern, bis eine positive Wirtschaftlichkeit erreicht wird. Gas Connect Austria vertritt die Rechtsansicht, dass eine solche Vorgehensweise die einschlägigen Regelungen des Artikel 5 des NC CAM über das Verfahren für neu zu schaffende Kapazität verletzt, also nicht europarechtskonform wäre. Gas Connect Austria begrüßt jedoch die Einfälle der drei Regulierungsbehörden: um die berechtigten Erwartungen seiner Transport-Kunden rascher, flexibler und nachfragekonformer erfüllen zu können, braucht es eine Reformierung des genannten Kapitel 5. Gas Connect Austria hat daher in einem Konsultationsverfahren gegenüber der Europäischen Kommission Stellung bezogen. In seiner Stellungnahme fordert Gas Connect Austria unter anderem eine Verkürzung der zweijährigen Verfahrensdauer, den Wegfall der verpflichtenden Beendigung eines Verfahrens für neu zu schaffende Kapazität bei negativer Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Artikel 22 des NC CAM sowie die Entflechtung des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazität von den Bündelungsvorschriften des Artikel 19 des NC CAM.

*Ach, Europa!* Dem Projekt [GCA-2015/08](#) wurde im Rahmen des Projekte-Clusters „6.26 Croatia–Slovenia–Austria“ übrigens erneut der Status als PCI zuerkannt.

### 5.3.5 Netzentwicklung der österreichisch-deutschen Kopplungspunkte

*Am 3. Juli 2018* führten Gas Connect Austria und der deutsche FNB bayernets als Erste in Europa eine Versteigerung von neu zu schaffender Kapazität am Kopplungspunkt Überackern nach den Vorgaben des NC CAM durch. Sie zeigte keine Nachfrage nach einem Zugang zum österreichischen virtuellen Handlungspunkt. Jedoch indizierten Rückmeldungen von Marktteilnehmern ein Interesse an neu zu schaffender, fester Kapazität zwischen den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern und Oberkappel, das heißt an Transporten im österreichischen Penta West Leitungssystem. Dadurch würde die Verbindung zwischen dem süddeutschen virtuellen Handlungspunkt Net Connect Germany und der in Deutschland an das Netz von bayernets angeschlossenen Speicheranlage Haidach sowie der an das Penta West Leitungssystem angeschlossenen Speicheranlage 7Fields gestärkt. Gas Connect Austria projektierte daher eine Ertüchtigung dieser Transportspanne zwischen Speicher und deutschem virtuellen Handlungspunkt in Höhe von rund 2.798,00 MWh/h an neu zu schaffender, fester Kapazität.

*Das Projekt [GCA-2018/01](#)*, welches der oben angeführten Angebotsschwelle zugrunde liegt, verbleibt in der Netzentwicklungsplanung von Gas Connect Austria. Dies auch deshalb, weil der Markt marktbasierende Instrumente wie z.B. Drittnetznutzung zur Sicherstellung der freien Verbindbarkeit im bis spätestens 1. April 2022 zusammengelegten deutschen Marktgebiet

offenbar unterstützt.<sup>14</sup> Die technische Maßnahmenplanung des Projektes GCA-2018/01 wurde für den Planungshorizont des vorliegenden Netzentwicklungsplans aktualisiert und im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst.

*TRUD!Y?* Gas Connect Austria denkt noch einen Schritt weiter: Das „Trading Region Upgrade Do It Yourself“ (TRUD!Y) - Service wird Transportkunden in Deutschland und der Schweiz ermöglichen, sich direkt über den Central European Gas Hub (CEGH), dem virtuellen Handelspunkt im Marktgebiet Ost, zu versorgen. Eine weitere Verbindungsmöglichkeit in Richtung Marktgebiet Tirol wird derzeit ebenfalls untersucht. Entwickelt wird das neue, innovative Service von den europäischen Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria und bayernets.

Im Lichte der aktuellen Diskussionen und Bestrebungen in Richtung Klimaneutralität stellt TRUD!Y eine intelligente und zeitgemäße Lösung dar, da die Leistungsabwicklung auf bestehende Infrastruktur zurückgreift und folglich keine zusätzlichen Investitionen in einen Netzausbau erfordert. Damit entspricht TRUD!Y auch den Interessen der Europäischen Union, Märkte einfach und kosteneffizient miteinander zu verbinden. Gleichzeitig erfüllt es die grenzüberschreitenden Transportwünsche der Kunden. Weitere Informationen zu TRUD!Y sind auf den Internetseiten von Gas Connect Austria zugänglich.

### **5.3.6 Netzentwicklung des österreichisch-slowakischen Kopplungspunkts**

*No show.* Das langfristige Buchungsverhalten der Netznutzer sowie die Absenz indikativer Nachfragen nach neu zu schaffender Kapazität am Einspeise- und Ausspeisepunkt Baumgarten belegen, dass Gas Connect Austria Bestandskapazität in ausreichender Höhe im Markt anbietet.

### **5.3.7 Netzentwicklung des Kopplungspunkts mit dem österreichischen Verteilerg Gebiet**

*Über allen Gipfeln ist Ruh`.* Am Einspeise- und Ausspeisepunkt des Fernleitungsnetzes (FN) von Gas Connect Austria zum österreichischen Verteilerg Gebiet (VG) wurden im Erhebungszeitraum des gegenständlichen Netzentwicklungsplans keine Kapazitätsbedarfe angemeldet.

*Das Projekt GCA-2015/07b,* welches zusätzliche feste, frei zuordenbare Kapazität in Höhe von rund 6.714,00 MWh/h am Einspeisepunkt vom VG in das FN schafft, wurde im ersten Quartal 2019 fertiggestellt.<sup>15</sup>

---

<sup>14</sup> Vgl. (deutscher) Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 in der Entwurfsversion vom 1. Juli 2020 S. 53, veröffentlicht unter <https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2020/>, Zugriff am 13. August 2020.

<sup>15</sup> Vgl. Koordinierter Netzentwicklungsplan 2019 für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2020-2029, veröffentlicht auf den Internetseiten von Gas Connect Austria unter <https://www.gasconnect.at/fileadmin/Fachabteilungen/ST/NEP/01-KNEP2019-DE.pdf>.

Das Projekt [GCA-2017/02](#), welches zusätzliche, frei zuordenbare Kapazität in Höhe von rund 56,00 MWh/h am Ausspeisepunkt vom FN in das VG schaffen soll, hängt von einer Konkretisierung der Bedarfsmeldung durch AGGM als Netzbenutzer ab. Dies auch insbesondere deshalb, weil AGGM als Verteilergiebtsmanager bis dato kein korrespondierendes Projekt in der Langfristigen Planung für das österreichische Verteilergbiet eingereicht hat. Gas Connect Austria belässt das Planungsprojekt im gegenständlichen Netzentwicklungsplan und im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst.

### 5.3.8 Komplementäre Netzentwicklung im Marktgebiet Ost

*One but not the same.* Projekte für neu zu schaffende, feste und frei zuordenbare Kapazität eines FNB im österreichischen Marktgebiet Ost machen meist eine „komplementäre“ Projektierung des anderen FNB erforderlich. Dies folgt aus dem behördlichen genehmigten „Kapazitätsberechnungsmodell Marktgebiet Ost“<sup>16</sup>, welches die freie Verbindbarkeit von Einspeise- und Ausspeisepunkten im Marktgebiet Ost durch abgestimmte technische Verbindungskapazitäten zwischen den Kapazitätsberechnungseinheiten der FNB festlegt.

Das Projekt [GCA-2015/10](#), welches in der Gasstation Baumgarten technische Verbindungskapazität in Höhe von 11.190,00 MWh/h vom System der Trans Austria Gasleitung (TAG) in die nachgelagerten Leitungssysteme von Gas Connect Austria schafft, wurde im vierten Quartal 2018 fertiggestellt.

---

<sup>16</sup> Veröffentlicht auf den Internetseiten von E-Control Austria unter [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811363/Beilage+1\\_Kapazit%C3%A4tsberechnungsmodell\\_Marktgebiet\\_Ost.pdf/53d2d82f-1ee8-4ecd-b11c-511314970db1?t=1413908870591](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811363/Beilage+1_Kapazit%C3%A4tsberechnungsmodell_Marktgebiet_Ost.pdf/53d2d82f-1ee8-4ecd-b11c-511314970db1?t=1413908870591).

## 5.4 Projekte und Aktivitäten der Trans Austria Gasleitung GmbH

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

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

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

- einerseits die bestehenden Fernleitungsanlagen des TAG 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 Koordinierten 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-Systems ab. TAG GmbH stellt ebenfalls den Konnex der FNB-Aktivität im breiteren Kontext der Weiterentwicklung des europäischen Gasmarktes 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), GCA und den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern aufgebaut. Die etwaigen Interaktionen mit dem österreichischen Verteilungssystem wurden ebenfalls in einer nationalen holistischen Betrachtungsweise unter Einbeziehung der AGGM als VGM und MGM berücksichtigt.

### 5.4.1 TAG GmbH, Mission und Vision

Das Jahr 2020 stellt für die TAG GmbH einen wichtigen Übergang in das neue kommende Jahrzehnt dar. Sie projiziert ihre geschäftliche und industrielle Rolle in die dekarbonisierte Zukunft und unterstützt nachdrücklich die Energiewende und Dekarbonisierung, das europäische Green Deal, auch im turbulenten Kontext des COVID19 und dessen menschlicher Auswirkungen und wirtschaftlicher Unsicherheit.

Die Unternehmensmission wurde Ende 2019 neu ausgearbeitet und hat sich an die Entwicklung des Geschäftes der TAG GmbH im Rahmen der europäischen Ziele der Energiewende und Dekarbonisierung angepasst.

*Energie verbindet Menschen. Wir liefern die Energie für Ihre Ideen und den fortschrittlichen Gastransport von morgen.*

TAG GmbH erneuerte auch 2019 sein Motto und positionierte seine Vision und seinen Ansatz für die mittel- und langfristigen Herausforderungen des Energiesektors, im weiteren Sinne betrachtet, und initiierte seine neue Positionierung als Übertragungsnetzbetreiber entlang der Energie-Wertschöpfungskette im nächsten Jahrzehnt.

*Unsere Vision ist es, Märkte zu verbinden, indem wir nachhaltige Energie für eine leichtere Zukunft bereitstellen.*

Die Energiewende begann zu Beginn des 21. Jahrhunderts und wird, ausgelöst durch die politische Ausrichtung der EU, vom angenommenen Klimawandel angetrieben, der die auf fossilen Brennstoffen basierenden Sektoren (Industrie, Mobilität) unter Druck setzt. Auf der Ebene der Mitgliedstaaten wird die europäische Politik reflektiert, z.B. durch die nationale Kommunikation zum Kohleausstieg, durch die Interventionen am CO<sub>2</sub>-Zertifikatsmarkt oder eine günstige Politik für die massive Durchdringung von erneuerbaren Energien, die hauptsächlich auf der bisherigen Entwicklung der Wind- und Solarenergieerzeugung beruht.

Als direkte Konsequenz basieren die verschiedenen Energiebedarfsszenarien der nächsten 30 Jahren stark auf der schrittweisen Ersetzung der CO<sub>2</sub>-unfreundlichsten Energieträger Erdöl und Kohle. Die Zukunft kann anhand eines Energie-Trilemma-Rahmens analysiert werden:

- **Die Energieversorgungssicherheit beruht auf Gas:** Im Jahr 2018 macht Erdgas etwa 30% des Primärenergiebedarfs Europas aus. Gas ermöglicht die saisonale Flexibilität der EU mit einem Verbrauchsfaktor Winter / Sommer von rund 1,75. Gase, unabhängig von ihrer Form, müssen Teil der Energiewende sein, da die derzeit realisierbaren technologischen Fortschritte anderer Energievektoren heute keine konkrete Antwort auf diese Energievolumenskala liefern.
- **Die Bezahlbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit von Gas:** Die Beseitigung von Gasen, in jeglicher Form, würde für die Gesellschaft Kosten in Milliardenhöhe für gestrandete Gasanlagen und die symmetrische Neuinvestition für neue Stromnetze und Stromspeicher in einem noch nicht technologisch reifen Größenverhältnis verursachen.

- *Die nachhaltigen Gase:* Regierungspolitische Maßnahmen sind bereits von entscheidender Bedeutung um die Rolle von Gas bei den doppelten Herausforderungen der Reduzierung der Treibhausgasemissionen und der Verbesserung der städtischen Luftqualität zu bestimmen und um die Einführung kohlenstoffarmer Gasttechnologien zu unterstützen. Die Zukunft des Gases und sein Platz in der EU-Gesellschaft wird derzeit als umweltfreundlich und nachhaltig kohlenstofffrei projiziert.

*TAG GmbH positioniert seine Strategie zu Beginn des Jahrzehnts 2020-2030 angesichts der großen energischen Herausforderungen neu. Der Fernleitungsnetzbetreiber, auch mit dem Ende der langfristigen Kapazitätsverträge, verankert seine langfristige Nachhaltigkeit in die Energiewende, die von differenzierten Geschäftsmodellen und vom Einsatz der Gesellschaft für grünes Gas und grünem Strom angetrieben wird.*

#### **5.4.2 Erneuerung und Zukunft des Verkehrssystems, Innovation und Technologie, Dekarbonisierung, Energieeffizienz, Wasserstoff**

Die Erneuerung des TAG-Systems und die Instandhaltungstätigkeit stehen im Mittelpunkt der Hauptverantwortung der TAG GmbH, um die technische, betriebliche und wirtschaftliche Integrität des Betriebs des TAG-Systems im Einklang mit den übergeordneten Zielen der Versorgungssicherheit und der Vermeidung von Transportbeschränkungen zu gewährleisten.

Im Zuge der Entwicklung großer Ersatzinvestitionsprojekte und -programme legt die TAG GmbH einen erheblichen Schwerpunkt auf Innovation und Technologie mit dem Ziel, sozioökonomische Vorteile für die Gesellschaft zu generieren, die sich beispielsweise auf die Emissionsminderung, auf die Optimierung der OPEX, auf die Verringerung von Transportunterbrechungen, auf die Erhöhung der Betriebssicherheit oder noch auf die Optimierung des Energieverbrauchs für die Verdichtung beziehen.

##### **5.4.2.1 Dekarbonisierung und Energieeffizienz im Gastransport**

*NOxER II:* Die funktionale Inbetriebnahme der elektrischen Kompressoren als Abschluss des NOxER II-Projektes erfolgte Ende 2018 und machte das TAG-System zu einem immer moderneren und dekarbonisierten Netz. Mitte 2020 wurden rund 65.000 MWh Strom verbraucht, wodurch nicht weniger als 20% der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zur früheren Situation vermieden wurden.

*Future NOxERs:* TAG GmbH, auch im Einklang mit der Betriebsdauer seiner verbleibenden gasgetriebenen Verdichterflotte, sieht die Möglichkeit vor, die technologische Umstellung für die nächste Zukunft fortzusetzen und das maximale Potenzial elektrogetriebener Kompressoren in Bezug auf Emissionsreduzierung, Betriebsflexibilität und wirtschaftliche Optimierung auszuschöpfen.

**Effizienz:** TAG GmbH sieht vor, ein Optimierungstool weiter zu entwickeln, welches in Abhängigkeit von den Brennstoffmengen, den variablen Kosten und den CO<sub>2</sub>-Auswirkungen den Einsatz seiner Verdichter unterstützen könnte.

**Grüne Energiebeschaffung:** TAG GmbH strebt eine Erhöhung des zertifizierten Anteils an erneuerbaren Energien bei der Strombeschaffung von Jahr zu Jahr innerhalb der nächsten 5 Jahre an, vorbehaltlich der Unterstützung der zuständigen Behörden.

**Sonstige dezentralisierte Beiträge:** Langfristig bewertet die TAG GmbH weitere dezentrale Möglichkeiten zur Reduzierung des Energieverbrauchs, zur Verbesserung der Umweltauswirkungen und der Energieeffizienz. Eine erste Idee würde sich auf die Ausstattung des Daches der Gebäude in den Verdichterstationen mit Photovoltaikanlagen stützen, um die eigenen TAG-Anlagen (teils) zu versorgen.

Ein weiteres Verbesserungsfeld ist die Anlagenbeleuchtung. Die derzeit vorhandene muss in absehbarer Zeit ersetzt werden. Die Demontage von Deckenstrahlern und die Installation von LED-Wandleuchten könnten ebenfalls in den Verdichterhallen berücksichtigt werden. Es wird ein Beleuchtungskonzept erstellt (wo Beleuchtung erforderlich ist oder wo Systemkomponenten verwendet werden können: Feldverteilung, Kabelwege usw.). Angeregt durch Energiesparmaßnahmen können Teile der Beleuchtung über Bewegungsmelder gesteuert werden, um den Energieverbrauch zu senken.

#### 5.4.2.2 Innovation und Technologie

**Vertiefte Digitalisierung:** TAG GmbH unterstützt die Kosteneffizienz- und Produktivitätsverbesserungsaktivitäten des Unternehmens und identifiziert die besten Werkzeuge zur Unterstützung der Modellierung, Simulation und Berichterstellung von Betriebs- und Prozessdaten. Diese Philosophie wird derzeit in allen Abteilungen der TAG GmbH angewendet, insbesondere in Bezug auf die kommerziellen, finanziellen, operativen und für das Dispatching relevanten Aktivitäten des FNB.

**Ersatz von Antrieben und Armaturen:** TAG GmbH erarbeitete 2019 seinen technischen Standard für Armaturenantriebe und seine Ersatzinvestitionsstrategie auch für dieses Material zusammen mit dem nachfolgenden Ventilsystem neu, basierend auf einem proaktiven Ansatz mit einem hohen Grad an Automatisierung, Digitalisierung und Integration in die Stationssteuerung.

#### 5.4.2.3 Auf dem Weg zur Wasserstoffgesellschaft

**Allgemeines Umfeld:** Ergänzend zum allgemeinen Beitrag zur Wasserstoffstrategie beteiligt sich die TAG GmbH direkt oder indirekt als Fernleitungsnetzbetreiber und als Förderer des erneuerbaren Gasnetzes an verschiedenen Initiativen und Arbeitsgruppen (ENTSOG, ÖVGW, ONE100 usw.), auch in enger Zusammenarbeit mit den benachbarten ÜNB. Die für Ende 2020 vorgesehene Überarbeitung der TEN-E-Richtlinie durch die EU-Kommission wird den Weg für die Erfüllung des „europäischen Bedarfs an moderner, sauberer, sicherer, zukunftssicherer und intelligenter Energieinfrastruktur für die Umsetzung des Green Deal“ ebnen. Die Verankerung auf nationaler Ebene wird in absehbarer Zeit erfolgen.

**Umwandlung der Infrastruktur:** TAG GmbH leitet mittelfristig technische Folgenabschätzungen zur Kompatibilität ihres Netzes mit unterschiedlicher H<sub>2</sub>-Toleranz ein. Ein H<sub>2</sub>-Schwellenwert von 4% sollte auf FNB-Ebene mit nur geringen Investitionen erreichbar sein. Weitere Analysen müssen die für eine erweiterte H<sub>2</sub>-Tauglichkeit erforderliche Umwandlung der Ausrüstung sowie die anschließende Kostenschätzung im Einklang mit der Einführung von Richtlinien und rechtlichen Rahmenbedingungen für die Wasserstoffkompatibilität und -Einsatz aufzeigen.

**Marktentwicklung:** Parallel zu den technischen Bewertungen werden Markteinschätzungen vom Angebotspotenzial zur Nachfrage in einer grenzüberschreitenden europäischen Dimension vorgenommen, um die potenzielle Rolle des TAG-Systems auch anhand verschiedener technologischer Optionen aufzuzeigen.

**Wasserstoff einführen:** Die Gas-Fernleitungsnetzbetreiber betrachten sich als natürliche potenzielle Investoren und Marktteilnehmer bei der Bereitstellung von Umwandlungslösungen für die Einspeisung von Wasserstoff in die Netze in großem Maßstab, wobei ihre inhärente Verbindungsrolle zwischen der Produktion, der Beschaffung, der Speicherung und der Verteilung nachhaltiger Gase aufrechterhalten wird. Es bleibt noch viel zu tun, angefangen mit der Definition eines geeigneten rechtlichen und regulatorischen Rahmens auf europäischer und österreichischer Ebene bis hin zur Förderung des notwendigen FuE- und innovativen Investitionsklimas, das erforderlich ist, um die Marktentwicklung, den technologischen Einsatz und die Definition der Marktzugangsregeln auszulösen.

Aus technischer Sicht wird derzeit an der Kompatibilität des österreichischen Hochdrucknetzes, seiner Komponenten (Ventile, Stahlrohre, Kompressoreinheit) und der damit verbundenen Vorgänge (Erkennung, Definition von Explosionszonen) mit verschiedenen Wasserstoffkonzentrationen geforscht, um eine Karte der Wasserstoffverträglichkeit zu erstellen und um die Hauptinvestitionen zu ermitteln, die erforderlich sind, um das Netzwerk in Zukunft sicher und zuverlässig zu betreiben.

Jenseits der Beimischungsmöglichkeiten stößt das Konzept, einen Teil des Systems dem Transport von reinem Wasserstoff zu widmen und damit ein hybrides getrenntes CH<sub>4</sub> / H<sub>2</sub>-Netzwerks zu schaffen. Diese Philosophie, welche auch stark von den Fernleitungsnetzbetreibern vorangetrieben wird, geht ebenfalls eng im Einklang mit den österreichischen Interessen und stellt die Initiative zur Schaffung von einem europäischen Wasserstoff-Rückgrat (EHB) am Horizont 2040 dar.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind überzeugt, dass die Anpassung der bestehenden Hochdrucknetze eine effizientere Energiewende in Richtung einer dekarbonisierten Ära ermöglichen wird.



### 5.4.3 Potenzielle nachhaltige neue Geschäfte

#### 5.4.3.1 LNG Umwandlung

*LNG im Schwerlastmobilität Sektor:* LNG<sup>17</sup>-Mobilität ist eine Wachstumstechnologie für Transportfahrzeuge, die vor allem für die LKW-Marktsegmentierung (LNG-Tankstelle für schwere Lastkraftwagen) und für See- oder Flussschiffen (so genannte LNG-Bunker) eingesetzt wird. Zu diesem Zweck kann Erdgas durch eine sogenannte kleine Gasverflüssigungsanlage (Small-Scale LNG plant) verflüssigt werden, um regional flüssiges Erdgas bereitzustellen, wo bedeutende LNG-Terminals zu weit weg sind, um eine wirtschaftliche Liefersoption abbilden zu können.

Der Mobilitätssektor ist einer der vielversprechendsten Sektoren für die Dekarbonisierung. LNG führt zu einer substantiellen Emissionsreduzierung in Bezug auf CO<sub>2</sub> (bis zu 15-25% weniger), SO<sub>x</sub> (bis zu 100% weniger), NO<sub>x</sub> (bis zu 80% weniger) und Emissionsteilchen (bis zu 99 % weniger). Weitere sozioökonomische Vorteile liegen in den wirtschaftlichen Vorteilen von LNG gegenüber Diesel oder in der Reduzierung der Lärmbelastung.

Als potenzielles neues Geschäft prüft aktuell TAG GmbH die Machbarkeit einer kleinen LNG-Verflüssigungsanlage, welche direkt in Anbindung zum TAG-Fernleitungssystem aufgebaut werden könnte. Die Machbarkeitsstudie konzentriert sich neben technologischen und technischen Fragen insbesondere auf potenzielle Standorte, den LNG-Markt mit seinen Mechanismen, Teilnehmern und seinem Marktvolumen, die allerersten Kostenschätzungen und schließlich den damit verbundenen Geschäftsmodellen. Die Anlagenkapazitäten werden von 9.000 bis 50.000 t / Jahr bewertet. Um ein umfassendes Bild zu gewährleisten, werden die Geschäftsszenarien, die geltenden Gesetze und Vorschriften sowie die damit verbundene Geschäftspositionierung inklusive den erforderlichen Kompetenzen und Ressourcen untersucht.

#### 5.4.3.2 Abwärmennutzung

*Diversifizierung von Abwärmennutzung:* Seit 2012 betreibt TAG GmbH eine Abwärmerückgewinnungsanlage zur Stromerzeugung, welche die Abwärme des Gastransportprozesses nutzt. Eine Anpassung oder diversifizierte Nutzung, um erzeugte Wärme direkt in den regionalen Wärmenetzen zu bringen, könnte der nächste Schritt sein, um die Effizienz zu steigern und das Lieferportfolio für die Nutzung und das Recycling von Abwärme zu diversifizieren.

### 5.4.4 Einreichung von neuen oder aktualisierten Projekten und Fortführung bestehender

#### 5.4.4.1 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf [TAG 2016/01]

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

---

<sup>17</sup> LNG: Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Gas

zuordenbare Kapazität an den Einspeisepunkten Arnoldstein und Murfeld schaffen. Das Project ist auch komplementär mit dem [GCA 2020/02](#), [GCA 2020/03](#), [GCA 2020/04](#) Projekt.

*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 Nm<sup>3</sup>/h, 0°C). Die Menge setzt sich aus mindestens 11.190.000 kWh/h (1.000.000 Nm<sup>3</sup>/h, 0°C) am Einspeisepunkt Arnoldstein und 6.714.000 kWh/h (600.000 Nm<sup>3</sup>/h, 0°C) am Einspeisepunkt Murfeld zusammen. Durch das Projekt wird auch die aus heutiger Sicht unwahrscheinliche physikalische Fahrweise vom Einspeisepunkt Murfeld in Richtung Italien über die SOL- und TAG-Systeme ermöglicht.

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

*Konzepte zur Kapazitätsallokation:* Das Projekt in Kombination mit den Projekten GCA 2015/10 (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 kommerziellen Reverse Flow des TAG Systems sein. Die relevante Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein werden in aufgewerteter frei zuordenbare Qualität voraussichtlich in 1. Semester 2020 vermarktet, nach Fertigabstimmung und Umsetzung der dafür erarbeiteten Vermarktungskonzepte.

*Europäische Einbindung erfolgt:* Dieses Projekt ist seit 28.04.2017 offiziell Teil des TYNDP 2017 (TRA-N-954), wurde in TY-NDP 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, und [GCA 2020/02](#), [GCA 2020/03](#), [GCA 2020/04](#) 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 erste Vorhaben des Projekts betreffend der Ermöglichung der Vermarktung von mindestens 11.190.000 kWh/h (1.000.000 Nm<sup>3</sup>/h, 0°C) am Einspeisepunkt Arnoldstein ist beinahe umgesetzt. Das zweite Vorhaben betrifft die

Ermöglichung von bis zu 6.714.000 kWh/h (600.000 Nm<sup>3</sup>/h, 0°C) frei zuordenbaren Kapazitäten am Einspeisepunkt Murfeld, in Komplementarität der Projekte [GCA 2015/08](#), [GCA 2020/02](#), [GCA 2020/03](#) und [GCA 2020/04](#) vorbehaltlich positiver Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Artikel 22 des NC CAM. Aus diesem Grund wird das Projekt 2016/01 als Planungsprojekt mit einem relativen Umsetzungszeitraum von 4,5 Jahren ab positiver Wirtschaftlichkeitsprüfung neu eingereicht.

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

*Unverbindlicher Bedarf bei GCA und innerösterreichische Verschaltungskapazität als Ausgangsbasis:* Das Projekt [TAG 2016/05](#), als Komplementärprojekt des Projekts [GCA 2015/01a](#), [GCA 2020/01](#) wird basierend auf zusätzlicher FZK Kapazität am geplanten Ein-/Auspeisepunkt Reintal zwischen dem österreichischen GCA-System und dem tschechischen N4G-System (siehe Kapitel 5.3.2) zusätzliche Verschaltungskapazität in Baumgarten schaffen. Das Projekt gewährleistet die Modifikation der TAG Baumgarten Station, um einen erhöhten Gasfluss in das TAG-System zu ermöglichen und den Zugang zum VHP zu gewährleisten. Das Projekt ist erforderlich, um die technische Verschaltungskapazität zwischen den Transitsystemen von TAG GmbH und GCA innerhalb der Station Baumgarten zu erhöhen und um weiters die Versorgungssicherheit des österreichischen und tschechischen Marktes zu verbessern. Die Erhöhung von Verbindungskapazitäten führt zu verbesserter Liquidität der europäischen Märkte sowie einer Erhöhung der österreichischen und europäischen Versorgungssicherheit durch die Ertüchtigung alternativer Transportstrecken für alternative Gasversorgungsquellen.

*Zusätzliche Kapazitäten am Aus-/Einspeisepunkt Reintal:* Das [TAG 2016/05](#) Projekt selbst gewährleistet nicht die Schaffung von neuen Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten, aber es schafft die Bedingungen für einen garantierten Zugang zum VHP, was zusätzliche FZK Kapazität an den Ein- und Auspeisepunkten des österreichischen Marktgebiet Ost ermöglicht. Im Rahmen des NEP der GCA wurden unverbindliche zusätzliche bidirektionale Kapazitätsbedarfe in der Höhe von maximal 8.392.500 kWh/h bzw. 750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) am Ein-/Auspeisepunkt Reintal gemeldet.

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

*Koordination mit benachbarten FNB:* Der Koordinierungsprozess für die detaillierte Projektplanung wurde von TAG GmbH und GCA fortgeführt. Basierend auf der Koordination zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern TAG GmbH und GCA und der Abhängigkeit des Projekts [TAG 2016/05](#) mit dem Komplementärprojekt [GCA 2015/01a](#) und [GCA 2020/01](#), 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 NEP 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 erteilt und überführt dann in die darauffolgenden KNEP. Das Projekt befindet sich aktuell in der Planungsphase.

## 6 Zukunft

### *Wasserstofflandkarte – Vision für ein Wasserstoffleitungsnetz*

Erneuerbare, dekarbonisierte und grüne Gase, insbesondere Wasserstoff und Biomethan sowie nachhaltig erzeugter Strom werden das Rückgrat für die Erreichung der europäischen und nationalen Klimaziele sein. Wasserstoff kommt in der Industrie eine zentrale Rolle zu, vor allem in energieintensiven Branchen. Dabei geht es im ersten Schritt um das CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzial durch Substitution von bereits bestehenden Wasserstoffanwendungen auf fossiler Basis, sowie zukünftige neue Wasserstoffanwendungen bzw. Prozessumstellungen bis hin zur Raumwärme, verbunden mit entsprechendem Upscaling und geänderter Energie- und Rohstoffbewirtschaftung.

Mit dem internationalen und nationalen Transport von Wasserstoff über Gasleitungen kann eine kosteneffiziente Verbindung zwischen Wasserstoffproduktion mit Wasserstoffabnehmern hergestellt werden. Der Transport von Wasserstoff über Gasleitungen kann entweder:

- im Wege der Beimischung von Wasserstoff in ein Methanetz oder
- in einer dedizierten Wasserstoffinfrastruktur

erfolgen. Schon heute könnten im österreichischen Bestandsnetz bei einer vollständigen Ausnutzung des aktuell in Österreich zulässigen Wasserstoffanteils in Gasleitungen von 4 % ca. 6,3 TWh/a in Form von Wasserstoff transportiert werden

Im Projekt Wasserstofflandkarte wird in Kooperation zwischen GCA, TAG GmbH und AGGM basierend auf dem bestehenden Fernleitungsnetz eine Vision für ein mögliches dediziertes Wasserstofffernleitungsnetz entwickelt. Untersuchungsgegenstand des Projektes ist, das bestehende Gasnetz, für den Fall eines sich im Zeitablauf entsprechend ändernden Kapazitätsbedarfs in separate Netze für CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> aufzuteilen. Bei der Umrüstung von Gasleitungen zu reinen Wasserstoffleitungen werden Adaptionen erforderlich sein. Diese betreffen vor allem Mess- und Regeleinrichtungen sowie Absperreinrichtungen und Verdichterstationen. Dabei ist davon auszugehen, dass die eine Umrüstung lediglich 10-25 % der Kosten für die Errichtung neuer Wasserstoffleitungen verursacht.<sup>18</sup>

Grundgedanke bei der Entwicklung der Vision eines Wasserstoffleitungsnetzes ist, eine möglichst kostengünstige Wasserstoffleitungsinfrastruktur aufzubauen und parallel eine bestehende Methaninfrastruktur weiter zu betreiben. Dafür wird das bestehende Gasnetz auf die Wasserstoffverträglichkeit mit Hilfe von Vergleichsdaten untersucht und eruiert, welche Leitungen grundsätzlich für einen Transport von Wasserstoff geeignet sind. In einer ersten Abschätzung wurden 2 Kategorien gebildet.

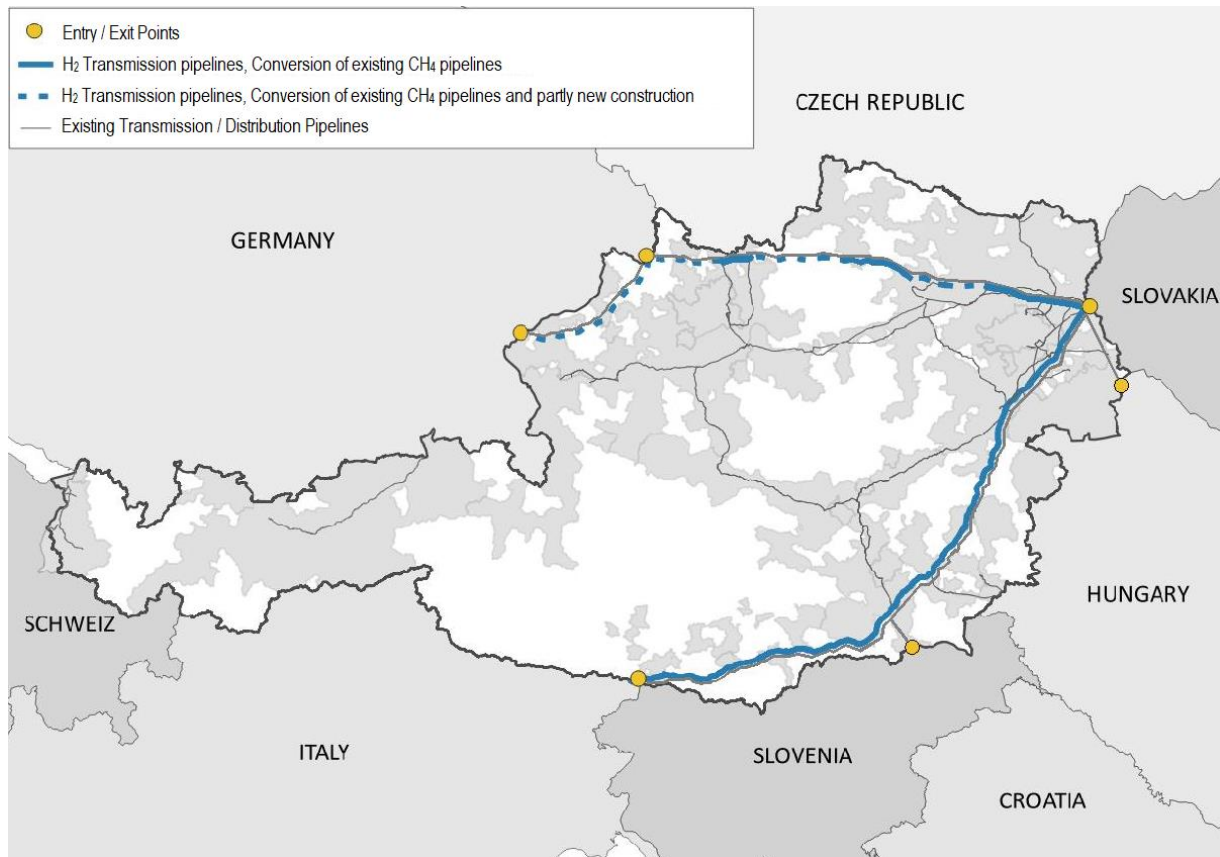
- a) Leitungen, die aus dem Methanetz herausgetrennt werden und mit einem relativ geringen Aufwand zu Wasserstoffleitungen umgerüstet werden können. Eine parallel verlaufende Methanleitung ist weiterhin gegeben. Diese Leitungen sind in Abbildung 53

---

<sup>18</sup> Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga; European Hydrogen Backbone; 2020; S. 15

- b) Erforderliche Lückenschlüsse für ein dediziertes Wasserstoffnetz. Diese Leitungen sind in der Abbildung 53 mit einer unterbrochenen blauen Linie eingezeichnet.

Abbildung 53: Vision eines Wasserstoffleitungsnetzes im Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, GCA, TAGG; 2020

Das in Abbildung 53 ersichtliche Wasserstoffleitungsnetz basiert zum überwiegenden Teil auf einer möglichen Umwidmung einzelner Leitungsstränge von Methanleitungen, wobei ca. 520 km des bestehenden Leitungsnetzes adaptiert werden. Lediglich für rund 190 km wären Investitionen in neue Leitungen erforderlich um den für die Ermöglichung grenzüberschreitender Transporte von Wasserstoff notwendigen Lückenschluss zu verwirklichen. Mit diesem dedizierten österreichischen Wasserstoffnetz kann einerseits Wasserstoff grenzüberschreitend transportiert werden, andererseits können österreichische Abnehmer mit Wasserstoff versorgt sowie österreichische Produzenten die Teilnahme am internationalen Handel von Wasserstoff ermöglicht werden.

Bereits heute befindet sich ca. 10 % des europäischen Methanspeichervolumens in Österreich. Mit der Umrüstung eines Teiles der Methanspeicher zu Wasserstoffspeichern kann in Verbindung mit einer potenten Wasserstoffleitungsinfrastruktur eine europaweit bedeutende Wasserstoff-Drehscheibe entstehen.

In einem weiteren Schritt werden die Überlegungen auf der Fernleitungsebene mit den Überlegungen aus dem Verteilergebiet zusammengeführt und die Untersuchung der Materialkomponenten verfeinert werden. Ziel ist es jedenfalls das österreichische Wasserstofffernleitungsnetz in ein zukünftiges europäisches Netz zu integrieren und zu einem harmonisierten europäischen Handel beizutragen.

## 7 Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Marktgebietsmanagers

Am 04.11.2020 wurde der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2020 den Marktteilnehmern im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Days (AGID) vorgestellt. Der Bericht wurde am 27.10.2020 auf der Website der AGGM veröffentlicht und alle Marktteilnehmer wurden per E-Mail auf die Konsultation hingewiesen. Diese fand im Zeitraum vom 27.10.2020 bis 16.11.2020 statt.

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

Es wurden zwei Stellungnahmen zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2020 abgegeben. Diese sind dem Anhang 2 beigelegt.

### 7.1 Stellungnahme der Eustream, a.s.

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

Im Allgemeinen teilt Gas Connect Austria die darin von Eustream angeführten Beurteilungen nicht und unterstreicht seinen Standpunkt, wonach die Maximierung von Kundenzufriedenheit durch bedarfsdeckende Planung von Transportmöglichkeiten die Hauptaufgabe der Netzentwicklungsplanung ist. Im Besonderen maß sich Gas Connect Austria nicht an, unverbindliche Kapazitätsnachfragen, welche zudem wie im vorliegenden Fall im Einklang mit Artikel 26 des NC CAM gestellt wurden, bezüglich ihrer Relevanz zu beurteilen. Gas Connect Austria hat vielmehr die Pflicht, eingelangte Nachfragen nach dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung und nach den einschlägigen Regeln des Kapitel V des NC CAM zu behandeln und kommt dieser nach. Gas Connect Austria bekennt sich zu Wettbewerb als einem Grundelement des Binnenmarkts und kann daher die Position von Eustream, wonach das Projekt Czech-Austrian Interconnector „an unnecessary investment“ sei, nicht nachvollziehen: denn gerade der Wettbewerb, im vorliegenden Fall zwischen Transport-Routen, stellt ja einen kosteneffizienten Betrieb und auch Ausbau der Fernleitungsnetze erst sicher. Wie Gas Connect Austria im gegenständlichen Netzentwicklungsplan ausführt, wird seine neue Infrastruktur bereits auf Tauglichkeit für erneuerbare / dekarbonisierte Gase projektiert. Eine konkurrenzbedingte Verlagerung von Energie-Strömen von bestehender zu neuer Infrastruktur führte somit zu einer Erhöhung des Dekarbonisierungs-Potenzials, und nicht, wie Eustream fälschlicherweise schlussfolgert, zu seiner Senkung. Abschließend sei angemerkt, dass die beiden Ausbauswellen des Projektes Czech-Austrian Interconnector von den Vorhabenträgern, Gas Connect Austria und NET4GAS, s.r.o. vom 14. Jänner 2020 bis zum 14. Februar 2020 öffentlich und gemäß den Vorgaben des Artikel 27 Absatz 3 des NC CAM im Markt konsultiert wurden. Im Rahmen dieser Konsultation erhielten die Vorhabenträger seitens der Marktteilnehmer keine Stellungnahmen, welche inhaltliche oder prozessuale Änderungen in der Projektumsetzung forderten.

## 7.2 Stellungnahme der bayernets GmbH

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

Gas Connect Austria bedankt sich bei bayernets GmbH für die Stellungnahme sowie insbesondere für die partnerschaftliche Zusammenarbeit mit dem gemeinsamen Ziel, kosteneffiziente und markt-basierte Dienstleistungen für Transportkunden am Grenzkopplungspunkt Überackern zu schaffen. Das in Entwicklung befindliche innovative Vermarktungskonzept „Trading Region Upgrade Do It Yourself“ (TRUD!Y) unterstreicht diese Zusammenarbeit in eindrucksvoller Weise. Darüber hinaus und wie in der Stellungnahme angeführt, arbeiten bayernets und Gas Connect Austria auch an einer Druckerhöhung am Einspeisepunkt Überackern, mit dem Ziel, höhere Kapazitäten im Penta-West Leitungssystem darzustellen. Das Projekt GCA 2018/01 sowie der Rechtsrahmen der österreichischen Netzentwicklungsplanung sieht jedoch feste Kapazität auf garantierter Basis vor, welche zum Betrachtungszeitpunkt des gegenständlichen Netzentwicklungsplans mit dem gegenwärtigen Vertragsdrücken am Kopplungspunkt Überackern nicht dargestellt werden kann. Gas Connect Austria weist zudem 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.



## 8 Zusammenfassung

Im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2020 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 2021 - 2030 errichtet werden müssen um die eingebrachten Kapazitätsbedarfe bereitstellen zu können (Tabelle 8). Es wurden die Projekte aufgelistet, die auf Basis von früheren Genehmigungen ohne Abänderungen weitergeführt werden (Tabelle 9 und Tabelle 12). Es wurden die Projekte aufgelistet, die auf Basis von früheren Genehmigungen mit Abänderungen weitergeführt werden (Tabelle 10 und Tabelle 13).

Die neu eingereichten Projekte im KNEP 2020 sind in Tabelle 11 und Tabelle 14 aufgelistet. Für jedes Projekt wurde ein Umsetzungszeitplan erstellt, der geplante Fertigstellungstermin bzw. die geplante Umsetzungsdauer ist im Projektblatt (Anhang 1) angegeben.

Der KNEP 2020 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 fünf neue Projekte für die Bereitstellung neuer Kapazitäten ein. Insgesamt werden 11 neue Ersatzinvestitionsprojekte eingereicht.

## 9 Haftungsausschluss

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2020 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 <sup>3</sup> /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:	Österreichischer Bruttoinlandsverbrauch und erneuerbarer Anteil 2019	5
Abbildung 2:	Gasbedarf in Österreich 2019 und Gasanteil an Strom- und Fernwärmeproduktion sowie in Haushalten 2018	6
Abbildung 3:	Tägliche Verbrauchsstruktur Gas und Strom 2019	6
Abbildung 4:	Gasverbrauch pro Kopf 2018 im europäischen Vergleich	7
Abbildung 5:	Aufbringung und Verwendung von Gas in Österreich	7
Abbildung 6:	Schematischer Gasfluss 2019, physikalisch Werte in [ ]: Veränderung zum Vorjahr Werte in gelb: Anteil am Bruttoinlandsverbrauch des jeweiligen Landes	8
Abbildung 7:	Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten im Marktgebiet Ost in MWh/h	11
Abbildung 8:	Vergleich Speicherkapazität – Inlandsverbrauch in Europa im Jahr 2018	12
Abbildung 9:	Erdgas- und Biogasproduktion 2018 in Österreich	13
Abbildung 10:	Zielpfad zur Reduktion der Treibhausgasemissionen	17
Abbildung 11:	Wertschöpfungskette für erneuerbaren Wasserstoff	22
Abbildung 12:	EU Wasserstoff Roadmap 2020 – 2030	23
Abbildung 13:	TYNDP 2020 Szenarios and Storylines	27
Abbildung 14:	TYNDP Szenariendaten für Österreich	28
Abbildung 15:	EU-Jahresverbrauch Strom (oben) und Gas (unten) nach Szenario	29
Abbildung 16:	Gasimporte je Szenario und Jahr	29
Abbildung 17:	Produktion von erneuerbaren Gasen nach Szenario und Jahr	30
Abbildung 18:	Darstellung der Absatzszenarien im Verteilergesamtgebiet	32
Abbildung 19:	Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost	33
Abbildung 20:	Versorgungsrouten im österreichischen Umfeld	34
Abbildung 21:	TAG GmbH - Einspeisepunkt Baumgarten TAG	43
Abbildung 22:	Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten GCA	43
Abbildung 23:	Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten WAG	44
Abbildung 24:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Baumgarten WAG	44
Abbildung 25:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár	44
Abbildung 26:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Murfeld	45
Abbildung 27:	TAG GmbH – Einspeisepunkt Arnoldstein	45
Abbildung 28:	TAG GmbH – Ausspeisepunkt Arnoldstein	45
Abbildung 29:	Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Oberkappel	46
Abbildung 30:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Oberkappel	46
Abbildung 31:	Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL	46
Abbildung 32:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL	47
Abbildung 33:	Kapazitätsszenario	48
Abbildung 34:	Entry Baumgarten GCA, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030	49
Abbildung 35:	Entry Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030	49
Abbildung 36:	Exit Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030	50
Abbildung 37:	Entry Baumgarten TAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030	50
Abbildung 38:	Entry Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030	51
Abbildung 39:	Exit Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030	51
Abbildung 40:	Entry Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030	52
Abbildung 41:	Exit Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030	52
Abbildung 42:	Entry Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030	52
Abbildung 43:	Exit Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030	53
Abbildung 44:	Entry Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030	53
Abbildung 45:	Exit Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030	54
Abbildung 46:	Entry Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030	54

Abbildung 47:	Exit Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2021 – 2030 _____	54
Abbildung 48:	Projektkategorien _____	56
Abbildung 49:	GCA2015/01a Bidirectional Austrian-Czech Interconnector _____	66
Abbildung 50:	GCA 2020/01 Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) -210 _____	66
Abbildung 51:	GCA 2015/04 Entry Mosonmagyaróvár Minimum _____	68
Abbildung 52:	GCA 2019/01 Exit Mosonmagyaróvár _____	69
Abbildung 53:	Vision eines Wasserstoffleitungsnetzes im Marktgebiet Ost _____	83

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Speicherdaten Österreich _____	12
Tabelle 2:	Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938 _____	14
Tabelle 3:	TYNDP 2020 Projekte Fokus Österreich _____	26
Tabelle 4:	PCI Projekte in Österreich _____	31
Tabelle 5:	Enthaltene Projekte im Proposal zum ungarischen Netzentwicklungsplan 2019 _____	38
Tabelle 6:	Umgesetzte Projekte aus dem KNEP19 _____	42
Tabelle 7:	Kapazitätsbedarfe des Kapazitätsszenarios 2020 _____	48
Tabelle 8:	Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und Projekte zur Bereitstellung der Kapazitäten _____	55
Tabelle 9:	Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen _____	59
Tabelle 10:	Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen _____	59
Tabelle 11:	Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Neue Projekte _____	59
Tabelle 12:	Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen _____	60
Tabelle 13:	Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen _____	61
Tabelle 14:	Ersatzinvestitionsprojekte – Neue Projekte _____	61



## **Anhang 1:**


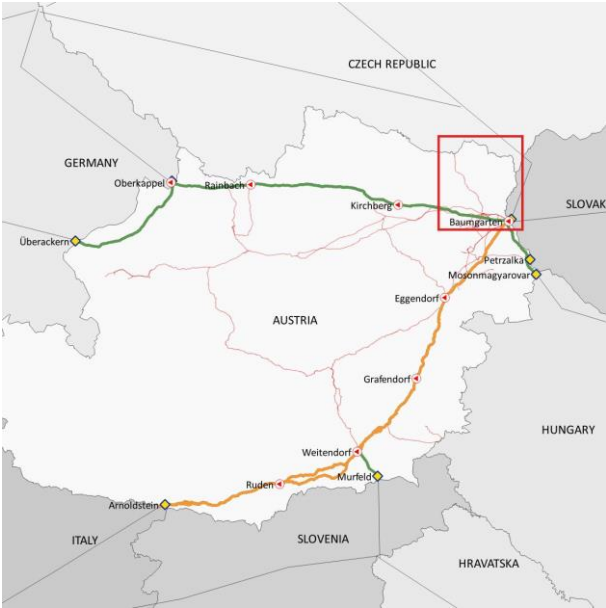




## Projekte für zusätzliche Kapazitäten

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]	Entwicklung im Vergleich zum KNEP 2019 *)
GCA	<a href="#">2015/01a</a>	Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) - 750	4,5		Fortführung
GCA	<a href="#">2015/04</a>	Entry Mosonmagyaróvár - Minimum	1,5		Fortführung
GCA	<a href="#">2015/08</a>	Entry/Exit Murfeld	4,5		Fortführung
GCA	<a href="#">2017/02</a>	Penta West – Exit Verteilgebiet	1,5		Fortführung
GCA	<a href="#">2018/01</a>	Überackern - Oberkappel	4,5		Fortführung
GCA	<a href="#">2019/01</a>	Exit Mosonmagyaróvár	4,5		Fortführung
GCA	<a href="#">2020/01</a>	Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) - 210	4,5		Neu
GCA	<a href="#">2020/02</a>	Entry Murfeld - 160	4,5		Neu
GCA	<a href="#">2020/03</a>	Entry Murfeld - 284	4,5		Neu
GCA	<a href="#">2020/04</a>	Entry Murfeld - 119	4,5		Neu
GCA	<a href="#">2020/05</a>	Entry Mosonmagyaróvár - Minimum CS	4,5		Neu
TAG	<a href="#">2016/01</a>	TAG Reverse Flow Weitendorf / Eggendorf	4,5		Abänderung
TAG	<a href="#">2016/05</a>	TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)	4,5		Fortführung
	*)	Fortführung Abänderung Neu	Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung Neue Projekte		


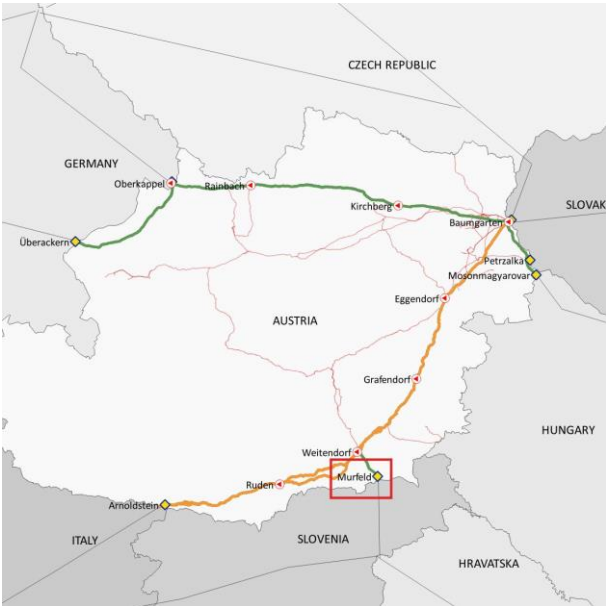


<b>Projektname:</b>	GCA 2015/01a Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) - 750		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2015/01a		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	5	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>			
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.			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Neue ÜMS – Baumgarten (3x)</li> <li>- Neue VS Baumgarten</li> <li>- Fernleitungsanbindung zwischen Baumgarten und Reintal</li> <li>- Neue ÜMS Reintal</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>			
Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den Nord-Süd Korridor zu unterstützen, die Marktisolation zu verringern, die Versorgungssicherheit Tschechiens und Österreichs zu erhöhen und Transportrouten für alternative Gasquellen zu ermöglichen.			
<b>Besonders zu beachten:</b>			
Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>			
Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2016/05 TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI).			

<p><b>Technische Daten:</b>                  Folgende neue frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen:                  Einspeisepunkt Reintal 750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0° C)                  Ausspeisepunkt Reintal 750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0° C)</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  Geplante Investitionskosten 186.221.743 € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Das Projekt wird realisiert, wenn die dem Punkt Reintal zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  Identify &amp; Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> TRA-N-021</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  KNEP 2018: Keine                  KNEP 2019: Keine                  KNEP 2020: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  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                  KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2015/04 Entry Mosonmagyaróvár - Minimum</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2015/04		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	1,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b> Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu generieren.			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Modifikation HAG MS: Filterseparator, Messstrecken, Regelung, Verrohrung</li> <li>- Erweiterung im Knoten Baumgarten</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b> 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.			
<b>Besonders zu beachten:</b> Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Nein			
<b>Technische Daten:</b> Auf Basis folgender Kapazitäten wurden die entsprechenden projektspezifischen Analysen durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár iHv 120.000 Nm <sup>3</sup> /h (0°C)			

<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  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. Das Projekt wird realisiert, wenn die dem Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2018: Identify &amp; Assess                  KNEP 2019: Identify &amp; Assess                  KNEP 2020: Identify &amp; Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  KNEP 2018: Keine                  KNEP 2019: Keine                  KNEP 2020: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  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                  KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung</p>		


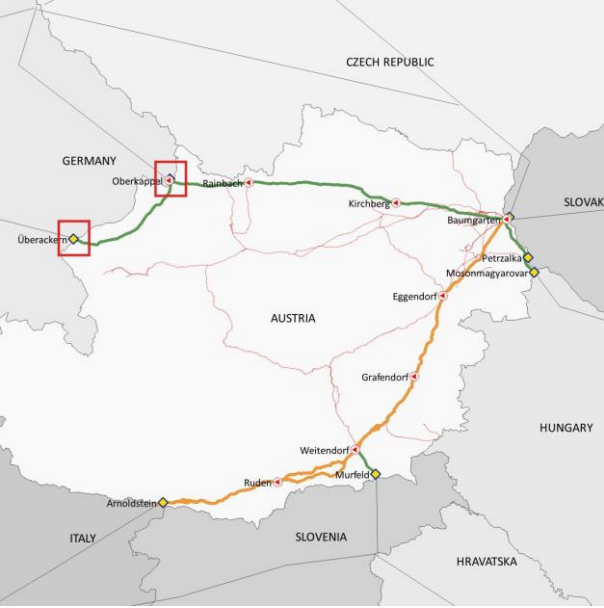
<b>Projektname:</b>	GCA 2015/08 Entry/Exit Murfeld		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2015/08		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b> 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.			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Erweiterung MS Weitendorf und Murfeld: Filterseparator, Messstrecken, Regelung, Verrohrung</li> <li>- Neue VS Murfeld</li> <li>- Loop der SOL auf gesamter Länge</li> <li>- Loop der grenzquerenden Leitung Murfeld – Cersak</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b> Das Projekt dient dazu, den zusätzlichen angemeldeten Bedarf am Ein- und Ausspisepunkt Murfeld zu decken.			
<b>Besonders zu beachten:</b> Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2016/01: TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf.			

<p><b>Technische Daten:</b>                  Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt:                  Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Murfeld: 620.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)                  Frei zurodenbare Kapazität (FZK) Ausspeisepunkt Murfeld: 810.620 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  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><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2018: Identify &amp; Assess                  KNEP 2019: Identify &amp; Assess                  KNEP 2020: Identify &amp; Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> TRA-N-361</p>	<p><b>PCI-Status:</b> 6.26.1</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  KNEP 2018: Keine                  KNEP 2019: Keine                  KNEP 2020: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  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                  KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung</p>		



<b>Projektname:</b>	GCA 2017/02 Penta West – Exit Verteilgebiet		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2017/02		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	3	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Planungsprojekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	1,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b> Ziel des Projektes ist es, technische Kapazität entlang der Penta West an der Schieberstation Andorf für einen Exit ins Verteilgebiet zur Verfügung zu stellen.			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Adaptierung und Erweiterung Schieberstation Andorf an der Penta West</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b> Projektierung aufgrund der entsprechenden Bedarfsmeldung von AGGM als Transportkunde			
<b>Besonders zu beachten:</b> Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Nein			
<b>Technische Daten:</b> Folgende neue frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Ausspisepunkt Andorf (Penta West --> Verteilgebiet): 5.000 Nm <sup>3</sup> /h (0°C)			


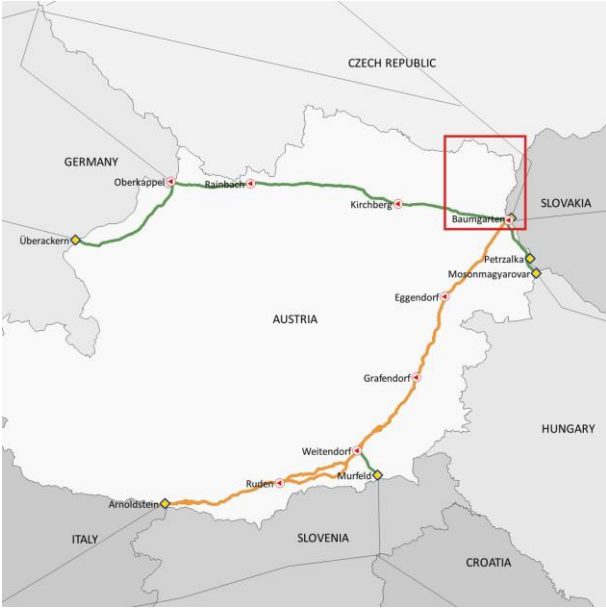
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  Geplante Investitionskosten 300.000 € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2018: Identify &amp; Assess                  KNEP 2019: Identify &amp; Assess                  KNEP 2020: Identify &amp; Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  KNEP 2018: Keine                  KNEP 2019: Keine                  KNEP 2020: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2017: Genehmigt als Planungsprojekt                  KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung                  KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung                  KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2018/01 Überackern - Oberkappel</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2018/01		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b> 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.			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Modifikation "ÜMS Überackern"</li> <li>- VS Überackern "Neu"</li> <li>- Modifikation der ÜMS Oberkappel</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b> Rückmeldungen von Marktteilnehmern indizieren, dass Interesse an neu zu schaffender Kapazität zwischen den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern und Oberkappel besteht.			
<b>Besonders zu beachten:</b> Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2018 von Gas Connect Austria aufrecht.			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Nein			

<p><b>Technische Daten:</b>                  Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt:                  Zusätzliche feste Kapazität an den Einspeise-/Auspeisepunkten Überackern SUDAL und Oberkappel von je 233.414 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  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><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2018: Identify &amp; Assess                  KNEP 2019: Identify &amp; Assess                  KNEP 2020: Identify &amp; Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  -</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2018: Genehmigt als Projekt                  KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung                  KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	GCA 2019/01 Exit Mosonmagyaróvár		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2019/01		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b> Ausgehend von einer Aufforderung der österreichischen Regulierungsbehörde ist Ziel des Projektes, die Herstellung zusätzlicher technischer Kapazität auf FZK Basis am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu untersuchen.			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Loop der HAG Leitung</li> <li>- Neubau HAG MS</li> <li>- Erweiterungen im Knoten Baumgarten (Überspeisekapazitäten WAG und TAG Systeme) inklusive Errichtung neuer Messstrecken</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b> Die Projektierung wird aufgrund einer Aufforderung der österreichischen Regulierungsbehörde durchgeführt.			
<b>Besonders zu beachten:</b> Die technische Betrachtung der Normalflussrichtung 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.			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2017/01: TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár) II			

<b>Technische Daten:</b> Folgende frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes und dessen Komplementärprojekt den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár: 1.000.000 Nm <sup>3</sup> /h (0°C)		
<b>Ökonomische Daten:</b> 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.		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2019: Bewertungsphase KNEP 2020: Bewertungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b> KNEP 2020: Keine		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung als Projekt KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung		

<b>Projektname:</b>	GCA 2020/01 Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) - 210		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/01		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>			
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.			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Neue ÜMS – Baumgarten (2x)</li> <li>- Neue VS Baumgarten</li> <li>- Fernleitungsanbindung zwischen Baumgarten und Reintal</li> <li>- Neue ÜMS Reintal</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>			
Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den Nord-Süd Korridor zu unterstützen, die Marktisolation zu verringern, die Versorgungssicherheit Tschechiens und Österreichs zu erhöhen und Transportrouten für alternative Gasquellen zu ermöglichen.			
<b>Besonders zu beachten:</b>			
-			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>			
Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2016/05 TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI).			

<p><b>Technische Daten:</b>                  Folgende neue frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen:                  Einspeisepunkt Reintal 210.000 Nm<sup>3</sup>/h (0° C)                  Ausspeisepunkt Reintal 210.000 Nm<sup>3</sup>/h (0° C)</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  Geplante Investitionskosten 114.750.030 € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Das Projekt wird realisiert, wenn die dem Ein- bzw. Ausspeisepunkt Reintal zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  Identify &amp; Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b></p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2020: Einreichung zwecks Genehmigung</p>		



<b>Projektname:</b>	GCA 2020/02 Entry Murfeld - 160		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/02		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>	Ziel des Projektes ist es, FZK am Einspeisepunkt Murfeld zu schaffen.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weitendorf</li> <li>- Neue Verdichterstation Murfeld</li> <li>- Auskreuzen der Übergabe-Messstation Murfeld</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Das Projekt dient dazu, das Projekt GCA 2015/08 Entry/Exit Murfeld aufgrund der Buchungslage des LNG Terminal in Krk sowie behördlicher Aufforderung zu redimensionieren.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	-		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2016/01: TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf.		
<b>Technische Daten:</b>	Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Murfeld: 160.000 Nm <sup>3</sup> /h (0°C)		

<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten 36.400.000 € (Kostenbasis 2020). 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.		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Identify & Assess		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Neues Projekt		

<b>Projektname:</b>	GCA 2020/03 Entry Murfeld - 284		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/03		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b> Ziel des Projektes ist es, FZK am Einspeisepunkt Murfeld zu schaffen.			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weitendorf</li> <li>- Neue Verdichterstation Murfeld</li> <li>- Loop des SOL-System auf der Sektion Weitendorf – Leibnitz (11km) mit DN 600</li> <li>- Auskreuzen der Übergabe-Messstation Murfeld</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b> Das Projekt dient dazu, das Projekt GCA 2015/08 Entry/Exit Murfeld aufgrund der Buchungslage des LNG Terminal in Krk sowie behördlicher Aufforderung zu redimensionieren.			
<b>Besonders zu beachten:</b> -			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2016/01: TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf.			
<b>Technische Daten:</b> Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Murfeld: 284.000 Nm <sup>3</sup> /h (0°C)			

<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten 51.900.000 € (Kostenbasis 2020). 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.		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Identify & Assess		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Neues Projekt		

<b>Projektname:</b>	GCA 2020/04 Entry Murfeld - 119		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/04		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b> Ziel des Projektes ist es, FZK am Einspeisepunkt Murfeld zu schaffen.			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weitendorf</li> <li>- Neue Verdichterstation Murfeld</li> <li>- Auskreuzung der Übergabe-Messstation Murfeld</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b> Das Projekt dient dazu, das Projekt GCA 2015/08 Entry/Exit Murfeld aufgrund der Buchungslage des LNG Terminal in Krk sowie behördlicher Aufforderung zu redimensionieren.			
<b>Besonders zu beachten:</b> -			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2016/01: TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf.			
<b>Technische Daten:</b> Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Murfeld: 119.000 Nm <sup>3</sup> /h (0°C)			

<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten 31.400.000 € (Kostenbasis 2020). 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.		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Identify & Assess		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Neues Projekt		

<b>Projektname:</b>	GCA 2020/05 Entry Mosonmagyaróvár - Minimum CS		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/05		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	03.12.2020
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>			
Ziel des Projektes ist es, für den Fall einer positiven Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC, FZK am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu schaffen.			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Auskreuzung und Modifikation der HAG-Messtation in Baumgarten</li> <li>- Neue Elektro-Verdichterstation HAG in Baumgarten</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>			
Projektierung, um den zusätzlich 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.			
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>			
Das Projekt GCA 2016/E1 110 kV Freileitung, UW Oberweiden, UW BMG redundante Anspeisung ist ein für die Projektrealisierung erforderliches Komplementär-Projekt.			
<b>Technische Daten:</b>			
Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár: 114.155 Nm <sup>3</sup> /h (0°C)			

**Ökonomische Daten:**

Geplante Investitionskosten 29.369.300 € (Kostenbasis 2020). 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.

**Projektphase:**

KNEP 2020: Identify & Assess

**TYNDP:** Nein

**PCI-Status:** Nein


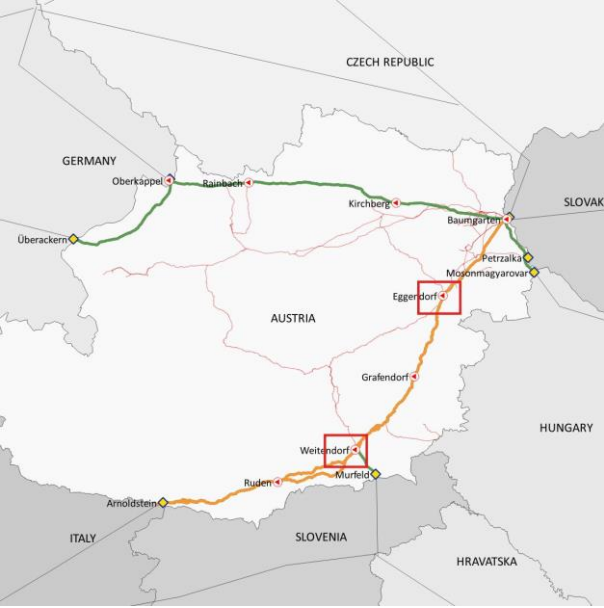
**CBCA-Entscheidung:** Nein

**Projektänderung:**

**Projektstatus:**

KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung



<b>Projektname:</b>	TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2016/01		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>			
<p>Die Implementierung des Projektes "TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf" wird, den Betrieb der CS Weitendorf und alle notwendigen Modifikationen des Stationskontrollsystems vorsehend, den Transport von mindestens 1,6 Mio. Nm<sup>3</sup>/h (mindestens 1.000.000 Nm<sup>3</sup>/h am Einspeisepunkt Arnoldstein und 600.000 Nm<sup>3</sup>/h am Einspeisepunkt Murfeld) nach Baumgarten gewährleisten. Modifikationen am Betrieb der CS Weitendorf und am Stationskontrollsystem beider Kompressorstationen sind notwendig.</p>			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<p>Die folgenden Aktivitäten sind vorgesehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Schaffung einer Verbindung vom SOL System zu der Saugseite der Kompressorstation (ca. 20 Meter mit DN 24") mit entsprechender Armatur und Bypass</li> <li>- 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.</li> <li>- Aktualisierung des bestehenden Stationskontrollsystems in der CS Weitendorf und CS Eggendorf.</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>			
<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 Nm<sup>3</sup>/h belaufen. Dieses Projekt schafft die Möglichkeit, die Kompressorstationen Weitendorf und Eggendorf im Reverse Flow zu betreiben und so die Kapazität auch für Entry Murfeld 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>			
<b>Besonders zu beachten:</b>			
Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA			

<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b>                  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)                  GCA 2020/02, GCA 2020/03, GCA 2020/04</p>		
<p><b>Technische Daten:</b>                  Das Projekt sieht die Möglichkeit vor, den Fluss in der CS Weitendorf umzukehren, um den Transport der bestehenden Einspeisekapazität in Arnoldstein und der geplanten neuen Kapazität in Murfeld Richtung Baumgarten, bei gleichzeitiger Erfüllung aller vertraglichen Verpflichtungen an den inländischen Ausspeisepunkten, zu erlauben. Das Projekt sieht auch einige geringere Implementierungen in den TAG CS vor, die ermöglichen, dass der Reverse Flow unter normalen Betriebskonditionen ohne die Notwendigkeit in Baumgarten zu intervenieren, durchgeführt wird.                  Erhöhung von technischer Reverse Flow Kapazität TAG System: &gt;1.6 Mio. Nm<sup>3</sup>/h (0° C) (+0,6 Mio.Nm<sup>3</sup>/h (0°C) für frei zuordenbare Kapazität in Entry Murfeld)</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b>                  Dieses Projekt ermöglicht gemeinsam mit dessen korrespondierenden Projekten folgende nicht in Konkurrenz stehende frei zuordenbare Kapazität (FZK):                  Einspeisepunkt Murfeld: +614.388 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2020: Planungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> TRA-N-954</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  KNEP 2020: Projektstatus als Planungsprojekt</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2016: Genehmigt als Projekt                  KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen                  KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderungen                  KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen                  KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen                  Das Projekt TAG 2016/01 wird als Planungsprojekt mit einem relativen Umsetzungszeitraum von 4,5 Jahren ab positiver Wirtschaftlichkeitsprüfung der komplementären Projekte der GCA (2015/08: 2020/02; 2020/03; 2020/04) neue eingereicht.</p>		

<b>Projektname:</b>	TAG 2016/05 TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2016/05		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>			
<p>Das Projektziel ist basierend auf zusätzlicher FZK Kapazität am neuen GCA Punkt Reintal, zusätzliche Verbindungskapazität auf FZK Basis vom/zum TAG-System in Richtung des/kommend vom tschechischen Markt (Ein-/Ausspisepunkt Reintal) mit garantierten Zugang zum VHP zu schaffen. Das Projekt sieht die Modifikation der TAG Baumgarten Station vor, um einen erhöhten Verbindungsgasfluss zu ermöglichen.</p>			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<p>Folgende Aktivitäten sind vorgesehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Erweiterung der Verbindungsinfrastruktur in Baumgarten</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>			
<p>Erhöhung von Verbindungskapazitäten und Marktliquidität, um den Nord-Südkorridor zu unterstützen, Marktisolation zu reduzieren, die österreichische und tschechische Versorgungssicherheit zu erhöhen und alternative Transportrouten für alternative Versorgungsquellen zu ermöglichen.</p> <p>Ferner soll der garantierte Zugang zum VHP sichergestellt werden.</p>			
<b>Besonders zu beachten:</b>			
Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>			
Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem korrespondierenden Projekt GCA 2015/01a, GCA 2020/01			

<p><b>Technische Daten:</b>                  Folgende zusätzliche frei zuordenbare Verbindungskapazität (FZK) soll in Baumgarten bereitgestellt werden:                  Zusätzliche Einspeisekapazität: +750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)                  Zusätzliche Ausspeisekapazität: +750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  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.                  KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). 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><b>Kapazitätsauswirkung:</b>                  Dieses Projekt ermöglicht folgende vorgesehene frei zuordenbare Kapazität (FZK), die durch dessen korrespondierendem Projekt geschaffen werden sollte:                  Einspeisepunkt Reintal: +750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)                  Ausspeisepunkt Reintal: +750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2016: Planungsphase                  KNEP 2017: Planungsphase                  KNEP 2018: Planungsphase                  KNEP 2019: Planungsphase                  KNEP 2020: Planungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  KNEP 2017: Geplante Fertigstellung, Projektart                  KNEP 2018: Keine                  KNEP 2019: Keine                  KNEP 2020: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2016: Genehmigt als Planungsprojekt                  KNEP 2017: Genehmigt als Projekt im Umfang der Abänderung                  KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung                  KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung                  KNEP 2020: 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, GCA 2020/01 ab. Das Projekt ist aus aktueller Sicht im Budget und im Zeitplan.</p>		

## Ersatzinvestitionsprojekte

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]	Entwicklung im Vergleich zum KNEP 2019
GCA	<a href="#">2016/E1</a>	110 kV Freileitung, UW Oberweiden, UW BMG redundante Anspeisung		Q4 2022	Abänderung
GCA	<a href="#">2016/E2</a>	MS3 Reverse Flow		Q4 2020	Fortführung
GCA	<a href="#">2016/E5</a>	Revamp Oberkappel		Q3 2021	Fortführung
GCA	<a href="#">2017/E5</a>	VS Rainbach Tausch Prozessleitsystem		Q4 2020	Fortführung
GCA	<a href="#">2018/E01</a>	Vorfall Baumgarten		Q3 2022	Änderung
GCA	<a href="#">2019/E2</a>	VS Rainbach Erneuerung Maschinensteuerung		Q3 2021	Fortführung
GCA	<a href="#">2019/E4</a>	VS WAG Erneuerung Notstromgenerator		Q4 2021	Fortführung
GCA	<a href="#">2019/E5</a>	MS Neustift Compilation		Q4 2021	Fortführung
GCA	<a href="#">2019/E6</a>	UW Baumgarten Netzqualität		Q3 2021	Fortführung
GCA	<a href="#">2020/E1</a>	VS, MS Neustift, MS Oberkappel Umsetzung Wasserrecht		Q3 2021	Neu
GCA	<a href="#">2020/E2</a>	Baumgarten Löschwasserversorgung		Q2 2021	Neu
GCA	<a href="#">2020/E3</a>	VS Neustift Erneuerung Stationssteuerung		Q2 2022	Neu
GCA	<a href="#">2020/E4</a>	HAG MS Umschaltbar WAG/PVS		Q4 2021	Neu
GCA	<a href="#">2020/E5</a>	BMG MS3 Filter Revamp		Q4 2021	Neu
TAG	<a href="#">2016/R11</a>	Replacement of Gashydraulic Actuators, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden		Q4 2023	Fortführung
TAG	<a href="#">2016/R12</a>	SCS Replacement, CS Baumgarten-Grafendorf-Ruden		Q4 2023	Abänderung
TAG	<a href="#">2017/R03-A</a>	Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen		Q4 2020	Fortführung
TAG	<a href="#">2017/R04</a>	Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden		Q4 2023	Fortführung
TAG	<a href="#">2017/R05</a>	Replacement E-Actuators Filter Separators & Metering Station MS2 CS-Baumgarten		Q4 2022	Fortführung
TAG	<a href="#">2018/R04</a>	Major Overhaul Valve Station Weitendorf		Q4 2021	Fortführung
TAG	<a href="#">2018/R07</a>	Major Overhaul Valve Station Zöbern		Q4 2023	Abänderung
TAG	<a href="#">2018/R10</a>	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC700 in CS-Baumgarten		Q4 2020	Fortführung
TAG	<a href="#">2019/R07</a>	Exchange Leaking Valves Gas Coolers CS-R		Q4 2021	Fortführung
TAG	<a href="#">2019/R09</a>	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC500 in CS Baumgarten		Q4 2021	Fortführung
TAG	<a href="#">2019/R11</a>	Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair 2019-20		Q4 2020	Fortführung
TAG	<a href="#">2020/R01</a>	DLE 1.5 hole PT module BC600 in CS-Baumgarten		Q4 2022	Neu
TAG	<a href="#">2020/R02</a>	Exchange of Electricity Switching System N11 CS-B		Q4 2022	Neu

## Koordinierter Netzentwicklungsplan 2020

---

TAG	<a href="#">2020/R03</a>	Valves Replacement, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden	Q4 2023	Neu
TAG	<a href="#">2020/R04</a>	New Flanges – Measurement Optimization MS2 CS-B	Q4 2021	Neu
TAG	<a href="#">2020/R05</a>	New Flanges – Measurement Optimization MS Arnoldstein	Q4 2022	Neu
TAG	<a href="#">2020/R06</a>	Optimization TUCOs, CS-Ruden	Q4 2021	Neu

---

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2016/E1 110 kV Freileitung, UW Oberweiden, UW BMG redundante Anspeisung</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2016/E1		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Datum:</b>	03.12.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2022		
<b>Projektziel:</b>	Erhöhung der Versorgungssicherheit und Sicherstellung der Deckung der Marktnachfrage		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Errichtung eines Umspannwerks im Bereich Oberweiden</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Redundante Versorgung des UW BMG ausgehend vom neuen UW Oberweiden</li> <li>- Errichtung einer 110kV-Freileitung von Unter-siebenbrunn nach Oberweiden</li> <li>- Einschleifung der bestehenden Erdkabel in das neue UW Oberweiden</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	<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> <p>Redundante Versorgung des UW BMG zur Erhöhung der Versorgungssicherheit.</p> <p>Herstellung der Stromversorgung für die Elektro-Verdichterstation des Projektes GCA 2020/05 Entry Mosonmagyaróvár - Minimum CS..</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>	-		

<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Das Projekt ist für die Realisierung des Projektes GCA 2020/05 Entry Mosonmagyaróvár - Mini-mum CS erforderlich.</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Mittelbarer Einfluss auf eine Erhöhung der vermarktbaren Kapazität (siehe unten Feld „Kapazitätsauswirkung“)</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten X € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Siehe technische Daten Das Projekt ist für die Realisierung des Projektes GCA 2020/05 Entry Mosonmagyaróvár - Minimum CS, welches im Falle seiner Umsetzung FZK am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár in Höhe von 114.155 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) schafft, erforderlich.</p>		
<p><b>Projektphase:</b> Identify &amp; Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> KNEP20: Erweiterung Projektumfang „Redundante Versorgung des UW BMG ausgehend vom neuen UW Oberweiden“; Geplante Fertigstellung</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderungen KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderungen KNEP 2020: Fortführung mit Abänderungen</p>		



<b>Projektname:</b>	GCA 2016/E2 MS3 Reverse Flow	
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2016/E2	
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Datum:</b> 21.10.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b> Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2020	
<b>Projektziel:</b>	Operative Richtigstellung des MS3 RF in die Slowakei (SK)	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Der WAG Reverseflow soll unter Berücksichtigung der folgenden Kriterien richtiggestellt werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Umschaltung zwischen Normalflow und Reverseflow soll automatisiert möglich sein</li> <li>• Volle Bidirektionalität der Messstrecken</li> <li>• Möglichkeit zur Gasmengenregelung im Normalflow und Reverseflow</li> <li>• Austausch der Blendenmessung in der Messstation MS3 in Baumgarten und Messstation Oberkappel zu Ultraschallzähler</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>	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.	
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2019 von Gas Connect Austria aufrecht.	
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	GCA 2020/E5	
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.	

<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b>                  Siehe technische Daten</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2018: Durchführungsphase                  KNEP 2019: Durchführungsphase                  KNEP 2020: Durchführungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  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><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2016: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt                  KNEP 2017: Fortgeführt ohne Abänderung                  KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung                  KNEP 2019: Fortführung mit den beschriebenen Abänderungen                  KNEP 2020: Fortgeführt ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	GCA 2016/E5 Revamp Oberkappel		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2016/E5		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	5	<b>Datum:</b>	21.10.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q3/2021		
<b>Projektziel:</b>	Die Kapazität von 1.400.000Nm <sup>3</sup> /h wird bidirektional geregelt, gemessen und gefiltert.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <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"> <li>- Auslegungsdruck für die Regelung 49 bar bis Designdruck, gesamter Mengenbereich</li> <li>- Die Umbauten betreffen das gesamte Gashochdrucksystem inkl. deren Nebenanlagen wie Prozessleitsystem, Gasanalyse, LKS, Brandschutz- und Gaswarnanlagen sowie das Ausblasesystem.</li> <li>- Austausch der Blendenmessung in Oberkappel zu Ultraschallzähler</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da die derzeitigen gastechnischen Einrichtungen nicht mehr dem Stand der Technik sowie den sicherheitstechnischen Anforderungen entsprechen.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b>                  Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2018: Durchführungsphase                  KNEP 2019: Durchführungsphase                  KNEP 2020: Durchführungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  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><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2016: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt                  KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen                  KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung                  KNEP 2019: Fortführung mit den beschriebenen Abänderungen                  KNEP 2020: Fortgeführt ohne Abänderung</p>		

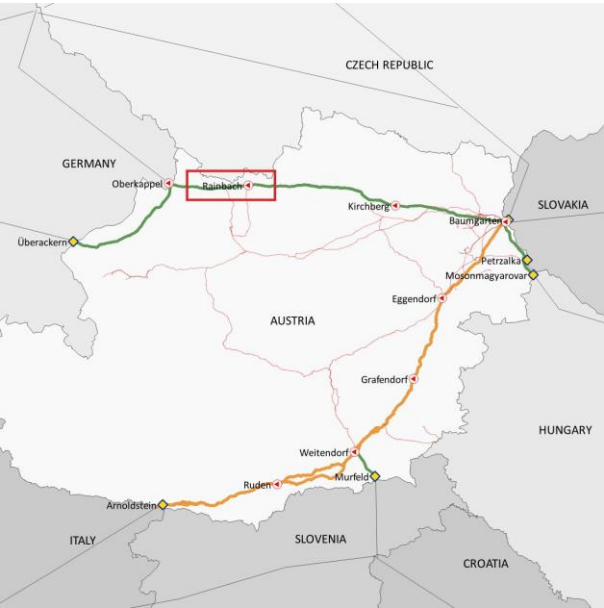
<b>Projektname:</b>	GCA 2017/E5 VS Rainbach Tausch Prozessleitsystem		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2017/E5		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	3	<b>Datum:</b>	21.10.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2020		
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung des Prozessleitsystems der VS Rainbach.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Das bestehende Stationsleitsystem (PLS) ist am Ende seines Lebenszyklus angekommen. 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>		
<b>Projektbegründung:</b>	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.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b>                  Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2018: Vorbereitungsphase                  KNEP 2019: Durchführungsphase                  KNEP 2020: Durchführungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b></p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2017: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt                  KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung                  KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung                  KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2018/E01 Vorfall Baumgarten</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2018/E01		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	3	<b>Datum:</b>	20.10.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q3/2022		
<b>Projektziel:</b>	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.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Ersatzinvestitionen sind für das Projekt geplant:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- TAG AZ Wiederaufbau (abgeschlossen)</li> <li>- Instandsetzung Leitungssystem G00-018 (in Planung wird mit PVS Knoten Neubau realisiert)</li> <li>- Instandsetzung Umspannwerk (abgeschlossen)</li> <li>- Instandsetzungen Fahrwege MS5 – VSOGG – G00-040 (abgeschlossen)</li> <li>- Instandsetzung Fahrweg BOP13 Mitteldruck (abgeschlossen)</li> <li>- Betriebsmitteltausch VSOGG (Q4/19 abgeschlossen)</li> <li>- Neubau MS1 (Nicht mehr im Leistungsumfang des Programmes!)</li> <li>- Neubau Betriebsgebäude (Q1/20 abgeschlossen)</li> <li>- Neubau Heizhaus (abgeschlossen)</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Wiederherstellung der vollen Überspeisekapazität von PVS2 nach PVS1 und alle nachgelagerten FL-Systeme</li> <li>- Wiederherstellung der vollautomatisierten Prozess-Steuerung</li> <li>- Wiederherstellung der Flexibilität und Möglichkeit zur Fahrweisen-Optimierung im Knoten Baumgarten</li> <li>- Optimierung der Flexibilisierung des Knoten Baumgarten</li> <li>- Minderung des Risikos von Einschränkungen im Wartungsfall</li> </ul>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		

<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2018: Durchführungsphase KNEP 2019: Durchführungsphase KNEP 2020: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b> KNEP20: Projektumfang "Neubau Heizhaus"		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2018: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2020: Fortführung mit Abänderung		


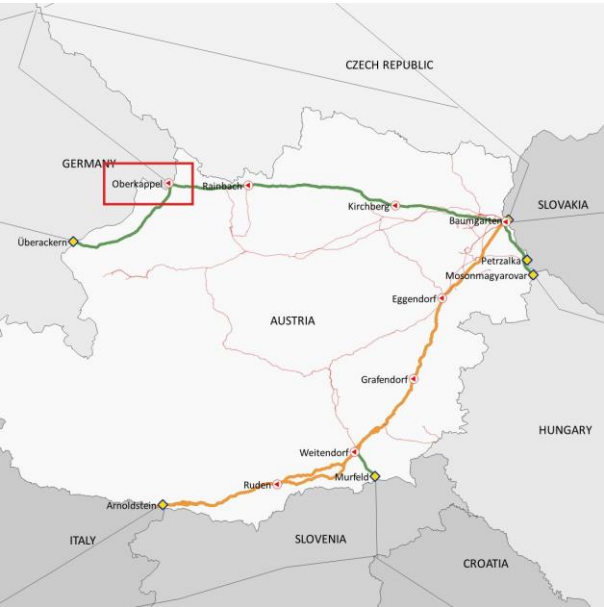


<b>Projektname:</b>	GCA 2019/E2 VS Rainbach Erneuerung Maschinensteuerung		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2019/E2		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	3	<b>Datum:</b>	21.10.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q3/2021		
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung der Maschinensteuerung der VS Rainbach.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <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>		
<b>Projektbegründung:</b>	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da die bestehende Maschinensteuerung am Ende ihres Lebenszyklus angekommen ist.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2019 von Gas Connect Austria aufrecht.		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XXX€ (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2019: Vorbereitungsphase KNEP 2020: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2019: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung		

<b>Projektname:</b>	GCA 2019/E4 VS WAG Erneuerung Notstromgenerator		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2019/E4		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	21.10.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021		
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung des Notstromgenerators der VS WAG in Baumgarten		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <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. Gasmotor Netzersatzanlage mit einer kinetischen USV (mit Schwungrad) wurde als Umsetzungsoption ausgeschieden.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da der bestehende Notsromgenerator der VS WAG am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2019 von Gas Connect Austria aufrecht.		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2019: Vorbereitungsphase KNEP 2020: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2019: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung		


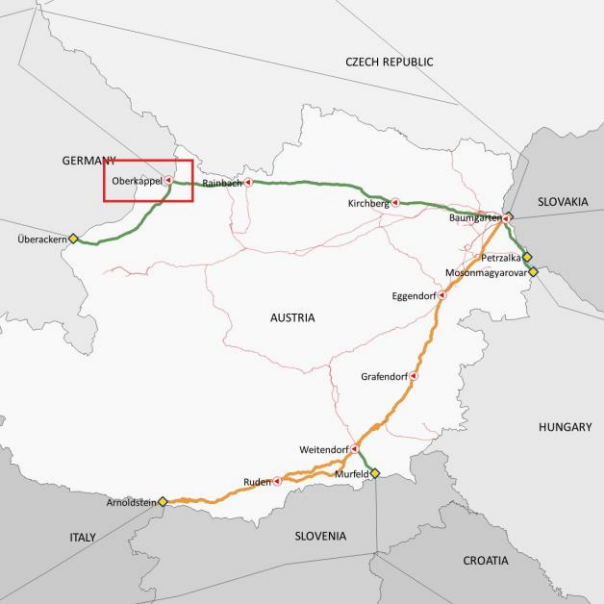
<b>Projektname:</b>	GCA 2019/E5 MS Neustift Compilation		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2019/E5	 <b>GAS CONNECT AUSTRIA</b>	
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	21.10.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021		
<b>Projektziel:</b>	Realisierung notwendiger Adaptionen in der Messstation Neustift zum Stand der Technik.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>* am neuen Ausbläserurm in der MS Oberkappel werden Ausblasesektionen hochgeführt</li> <li>* bestehenden EOVs sind mit dem notwendigen sicherheitstechnischem Equipment auszurüsten (2"-Armaturen)</li> <li>* Kondensatleitung (Ausführung in Doppelmantel) wird in das Kondensatsystem der MS Oberkappel eingebunden</li> <li>* Die USV-Anlage der MS Neustift wird mit der USV der VS Neustift vereint werden</li> <li>* Die Stationssteuerung der MS Neustift (Bj 1999) wird getauscht werden</li> <li>* Eine Zusammenlegung der jeweils 3 einzelnen GWA- und BMA-Anlagen zu jeweils einer gemeinsamen wird untersucht</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Notwendige Adaptierungen in der Messstation Neustift auf den Stand der Technik.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2019 von Gas Connect Austria aufrecht.		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b>	KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%		

<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2019: Vorbereitungsphase KNEP 2020: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2019: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung		


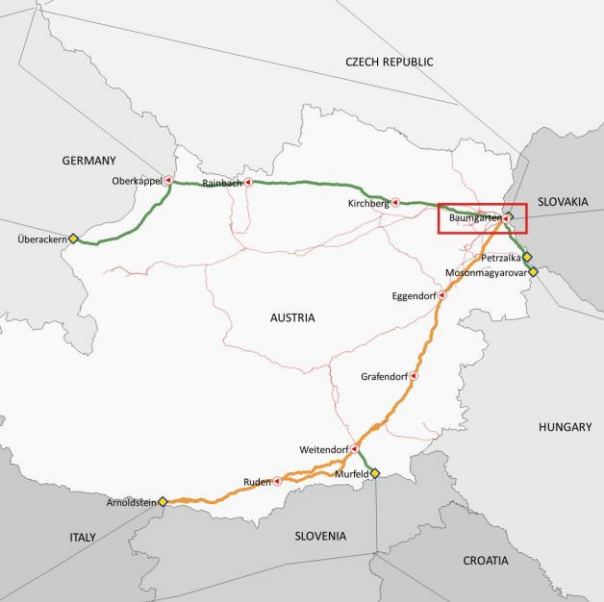
<b>Projektname:</b>	GCA 2019/E6 UW Baumgarten Netzqualität		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2019/E6		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	21.10.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q3/2021		
<b>Projektziel:</b>	Ziel des Projektes ist die Adaptierung der Kompensationsanlage auf die derzeitigen Notwendigkeiten		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <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 Netzes 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>		
<b>Projektbegründung:</b>	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da die bestehende Kompensationsanlage aufgrund der letzten Ausbauten in Baumgarten aufgerüstet werden muss.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2019 von Gas Connect Austria aufrecht.		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2019: Durchführungsphase KNEP 2020: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2019: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung		


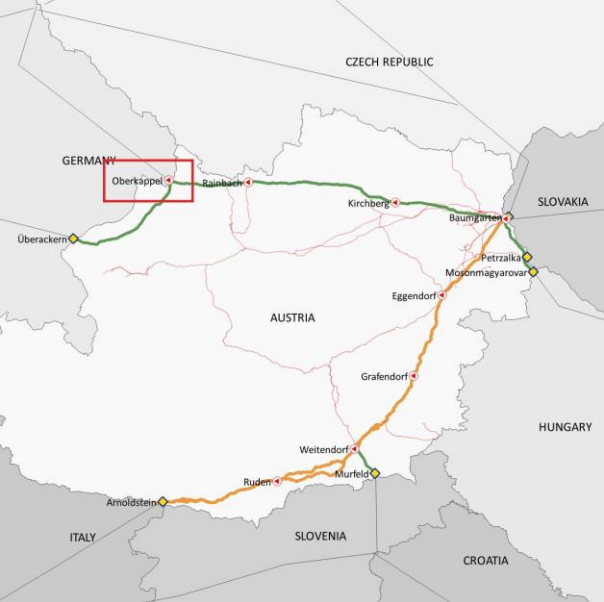


<b>Projektname:</b>	GCA 2020/E1 VS, MS Neustift, MS Oberkappel Umsetzung Wasserrecht		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/E1		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	21.10.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q3/2021		
<b>Projektziel:</b>	Umsetzung von Behördenauflagen iZm Wasserrecht in VS, MS Neustift, MS Oberkappel.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Im Bereich der VS Neustift eine Versickerungsmulde für die Parklätze vor der Station errichtet. Für die Anlagenbereiche der MS Neustift und ÜMS Oberkappel werden die Dach- und Straßenwässer gesammelt und im Bereich der ÜMS Oberkappel über ein Rezessionsbecken zur Versickerung gebracht, der Rest wird über den bestehenden Konsens in den Grenzbach ausgeleitet.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	Umsetzung von Behördenauflagen (Wasserrecht) in den Bereichen der Stationen VS Neustift, MS Neustift und ÜMS Oberkappel.		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b>	Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%.		


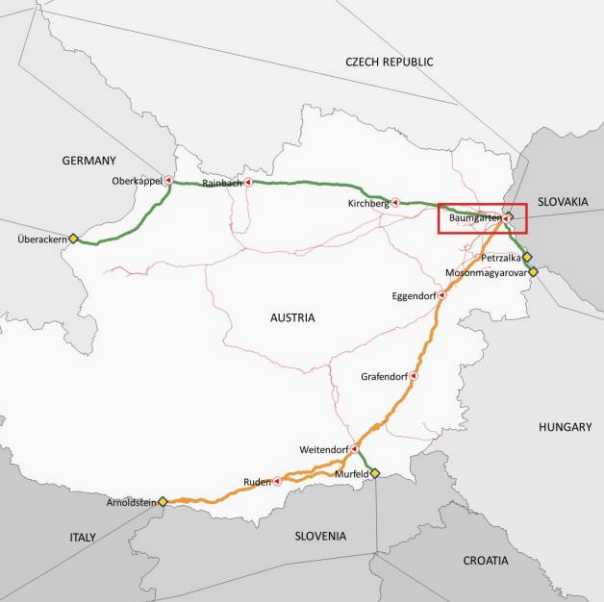
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2020/E2 Baumgarten Löschwasserversorgung</b>	
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/E2	
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 21.10.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q2/2021	
<b>Projektziel:</b>	Errichtung eines neuen Löschwasserbeckens für die Station Baumgarten.	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Eine Teichanlage mit Betonbecken außerhalb des Stationsbereiches gelangt zur Umsetzung, die mit 2 unabhängigen Pumpen das bestehende Hydrantennetz der Verdichterstation Baumgarten versorgen sollen. Dazu kommt eine elektrisch betriebene Feuerlöschpumpe, sowie eine Diesel betriebene Feuerlöschpumpe zum Einsatz.</p>	
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Im Anschluss an den Baumgarten Zwischenfall im Dezember 2017, wurde die Löschwasserversorgung und Vorhaltung einer genaueren Untersuchung unterzogen. Daraus ergab sich, das Löschwasser-Speichervolumen zu vergrößern sowie die Pumpleistung in das bestehende Hydrantennetz zu erhöhen.</p>	
<b>Besonders zu beachten:</b>		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein	
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.	
<b>Ökonomische Daten:</b>	Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%.	

<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		


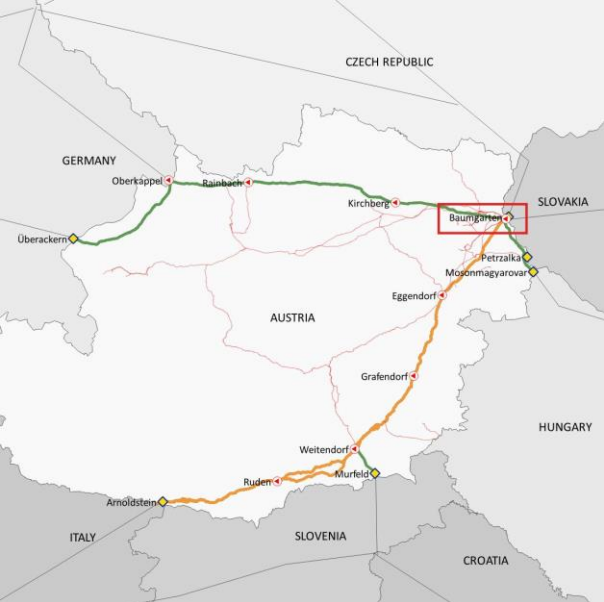
<b>Projektname:</b>	GCA 2020/E3 VS Neustift Erneuerung Stationssteuerung	
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/E3	
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 21.10.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q2/2022	
<b>Projektziel:</b>	Tausch des Prozessleitsystems in der Station Neustift	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) der Verdichterstation Neustift am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist, soll bei diesem Projekt der Tausch aller Komponenten durchgeführt werden. Das installierte Siemens PCS7 System wurde im Zuge der Stationserrichtung erstinstalliert. Der Lebenszyklus eines PLS beträgt im Industriestandard 10 Jahre. Durch vorbeugende Instandhaltung können bei GCA bis zu 15 Jahre erreicht werden.</p>	
<b>Projektbegründung:</b>	Da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) der Verdichterstation Neustift am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist, soll bei diesem Projekt der Tausch aller Komponenten durchgeführt werden.	
<b>Besonders zu beachten:</b>		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein	
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.	
<b>Ökonomische Daten:</b>	Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.	

<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Vorbereitungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		


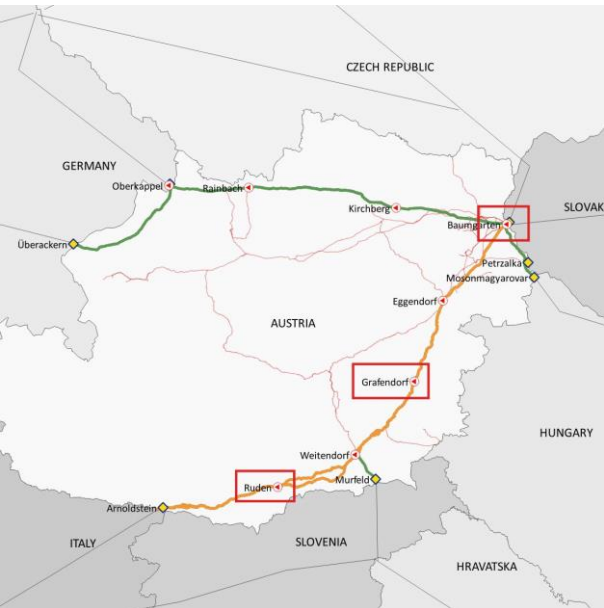
<b>Projektname:</b>	GCA 2020/E4 HAG MS Umschaltbar WAG/PVS	
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/E4	
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 21.10.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021	
<b>Projektziel:</b>	Optimierung der HAG MS (Variabilität)	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Die HAG Pipeline (via HAG Messstation) wird derzeit aus dem PVS System mit Gas versorgt. Wird das Gas jedoch über die MS3 (WAG) importiert, muss dieses zuerst in das PVS System (Übergabemessstationen BOP11 und BOP12) übergeben werden. Um den Druckverlust in der Hauptfahrweise MS 3 -&gt; BOP11 -&gt; HAG-MS zu minimieren (führt teilweise dazu, dass HAG Mengen verdichtet werden müssen), soll die HAG-MS in Zukunft umschaltbar entweder aus dem PVS oder aus der WAG direkt versorgt werden. Die Anbindung erfolgt dabei sowohl an die WAG-Mitteldruck als auch WAG-Hochdruck Seite.</p>	
<b>Projektbegründung:</b>	Minimierung von Druckverlusten in der Station Baumgarten	
<b>Besonders zu beachten:</b>		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein	
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.	
<b>Ökonomische Daten:</b>	Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.	
<b>Kapazitätsauswirkung:</b>	Keine	

<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Vorbereitungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		




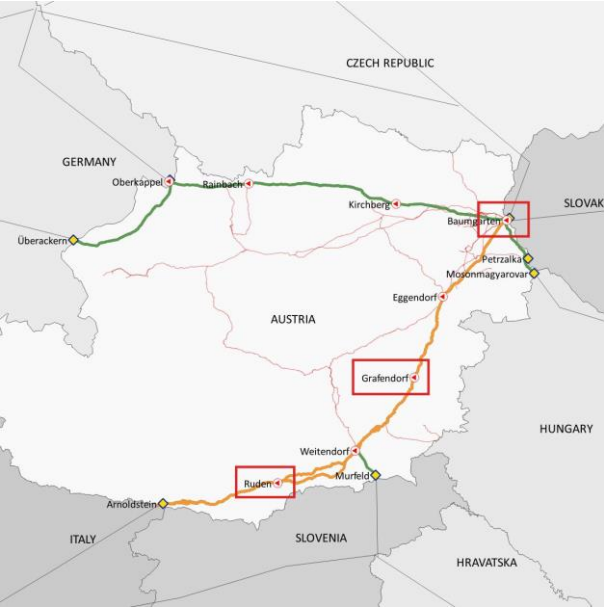
<b>Projektname:</b>	GCA 2020/E5 BMG MS3 Filter Revamp	
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/E5	
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 21.10.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021	
<b>Projektziel:</b>	Ersatz Filterseparatoren der MS3	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Ursprünglich war im Projekt "MS3 Reverse Flow" (GCA 2016/E2) eine geringfügige Revitalisierung der fünf MS3 Filter FS01-FS05 geplant. Im Zuge der Planung der Aktivitäten ergaben sich noch weitere notwendige Adaptierungen aufgrund des Alters der fünf Filter.</p> <p>Das gegenständliche Projekt dient daher dem Ersatz der bestehenden fünf Filterseparatoren FS01-FS05 durch neue Filter.</p> <p>Zudem wird ein Bypass über die neue Filterbatterie ausgeführt.</p>	
<b>Projektbegründung:</b>	Technische Ergänzung / Optimierung GCA 2016/E2	
<b>Besonders zu beachten:</b>		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	GCA 2016/E2	
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu einer Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.	
<b>Ökonomische Daten:</b>	Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.	
<b>Kapazitätsauswirkung:</b>	Schaffung neuer FZK am Auspeisepunkt Baumgarten WAG.	

<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Vorbereitungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

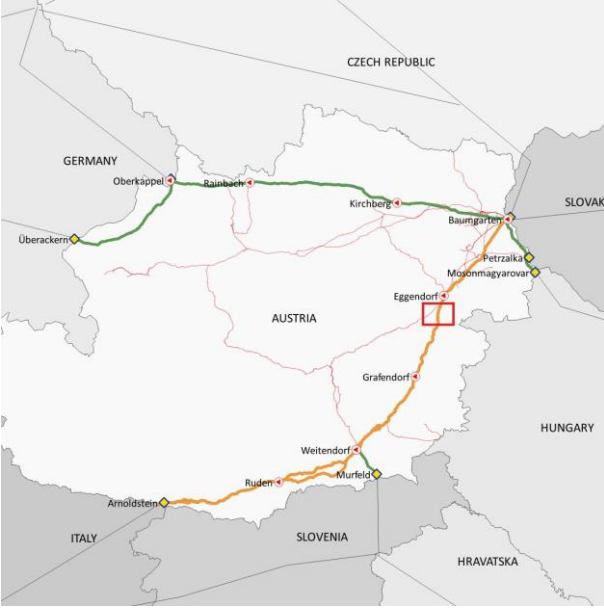
<b>Projektname:</b>	TAG 2016/R11 Replacement of Gas-Hydraulic Actuators CS-BGT, GFD, RUD*		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2016/R11		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2023		
<b>Projektziel:</b>	<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>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch der Gashydraulischen Armaturentriebe (GOV) auf Elektro-Hydraulische (EHOV)</li> <li>- E/MSR Anspeisung der (EHOV) Antriebe aus den E-Schaltanlagen</li> <li>- Einbindung in das SCS (Stationskontrollsystem)</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	<p>TAG 2016/R12 SCS Replacement</p> <p>TAG 2017/R04 Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO</p> <p>TAG 2020/R03 Valves Replacement, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden</p>		

<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                      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%.                      KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> Seit KNEP 2016: Planungsphase Seit KNEP 2020: Engineering Phase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                      KNEP 2017: Geplante Fertigstellung                      KNEP 2018: Keine                      KNEP 2019: Geplante Fertigstellung, Ökonomische Daten, Projektumfang                      KNEP 2020: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                      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                      KNEP 2020: Fortgeführt ohne Abänderung                      Die Machbarkeitsphase wurde abgeschlossen und das Projekt ist in die FEED Phase übergegangen.</p>		

\* Redaktionelle Ausbesserung; Änderung zu KNEP20 A1

<b>Projektname:</b>	TAG 2016/R12 SCS Replacement, CS Baumgarten-Grafendorf-Ruden		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2016/R12		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2023		
<b>Projektziel:</b>	<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>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- EPCM</li> <li>- Engineering &amp; Baustellenaufsicht</li> <li>- System Integration getrennt für jede Kompressor-Station</li> <li>- Inbetriebnahme getrennt für jede Kompressor-Station</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	<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>		
<b>Besonders zu beachten:</b>	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA</p>		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	<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>		


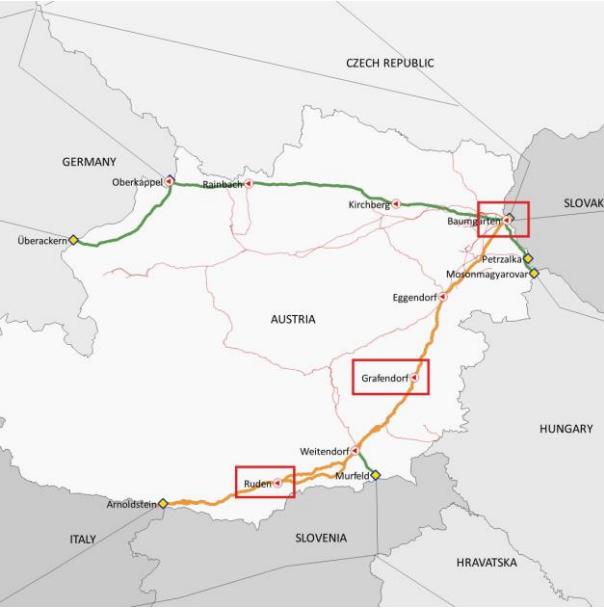
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                      KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung 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%.                      KNEP 2020: Geplante Investkosten: XX € (Basis 2020). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                      KNEP 2016: Planungphase                      KNEP 2017: Engineeringphase                      KNEP 2018: Engineeringphase                      KNEP 2019: Engineeringphase                      KNEP 2020: Beschaffungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                      KNEP 2017: Geplante Fertigstellung, ökonomische Daten                      KNEP 2018: Keine                      KNEP 2019: Ökonomische Daten, Zeitplan, Projektumfang                      KNEP 2020: Zeitplan, ökonomische Daten</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                      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                      KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen. Das Projekt befindet sich in der Beschaffungsphase. Engineering auf Seiten des SCS-ESD Lieferanten läuft. Ausschreibungsunterlagen für E&amp;I Paket wird voraussichtlich bis Q4/2020 fertiggestellt sein.</p>		

<b>Projektname:</b>	TAG 2017/R03-A Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen*		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2017/R03-A		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	5	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2020		
<b>Projektziel:</b>	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.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch)</li> <li>- Kathodischen Korrosionsschutz erneuern</li> <li>- GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EOY/EHOV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen</li> <li>- Erdungs- u. Blitzschutz erneuern</li> <li>- Wege u. Oberflächen</li> <li>- Zaun- u. Torreparaturen</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Das Projekt hängt mit dem Projekt „TAG 2016/R09: Exchange leaking valves St. Paul / Ruden / Arnoldstein / Ludmannsdorf“ zusammen.		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		


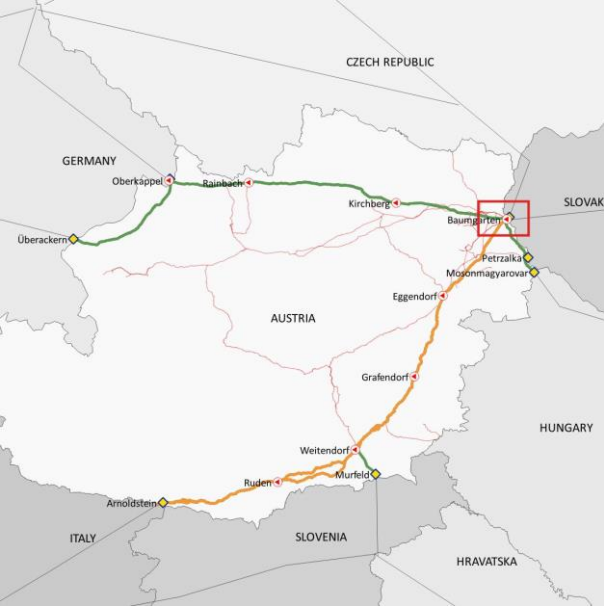
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                  KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                  KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b>                  Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2017: Planungsphase                  KNEP 2018: Planungsphase                  KNEP 2019: Planungsphase                  KNEP 2020: Ausführungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Projektname, geplante Fertigstellung                  KNEP 2019: Ökonomische Daten                  KNEP 2020: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  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                  KNEP 2020: Fortgeführt ohne Abänderung                  Die FEED Phase wurde im März 2020 abgeschlossen. Die Projektumsetzung ist für 2020 geplant. Der Start der Beschaffung wurde für März bis Juni vorgesehen.</p>		

\* Redaktionelle Ausbesserung; Änderung zu KNEP20 A1

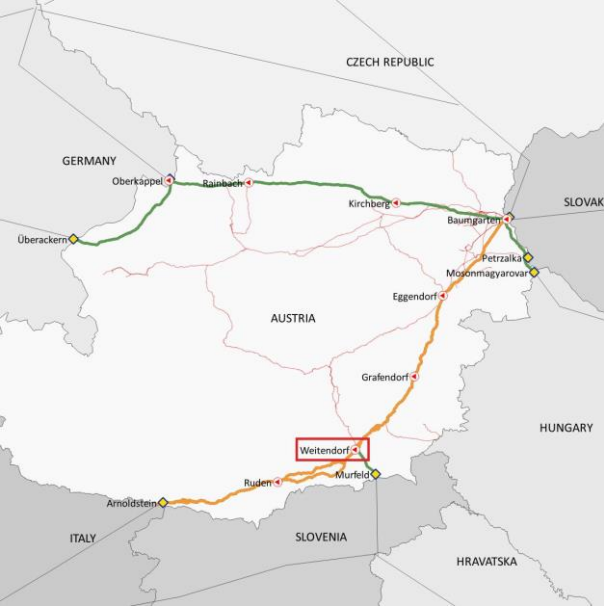


<b>Projektname:</b>	TAG 2017/R04 Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden	
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2017/R04	
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	5	<b>Datum:</b> 14.11.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b> Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2023	
<b>Projektziel:</b>	<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>	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch der Gas-hydraulischen Armaturentriebe (GOV) auf Elektro-Hydraulische (EHOV)</li> <li>- E/MSR Anspeisung der (EHOV) Antriebe aus den E-Schaltanlagen</li> <li>- Einbindung in das SCS (Stationskontrollsystem)</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>	Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.	
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine	
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	<p>TAG 2016/R12 SCS Replacement</p> <p>TAG 2016/R11 Replacement of Gashydraulic Actuators,</p> <p>TAG2020/R03 Valves Replacement, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden</p>	


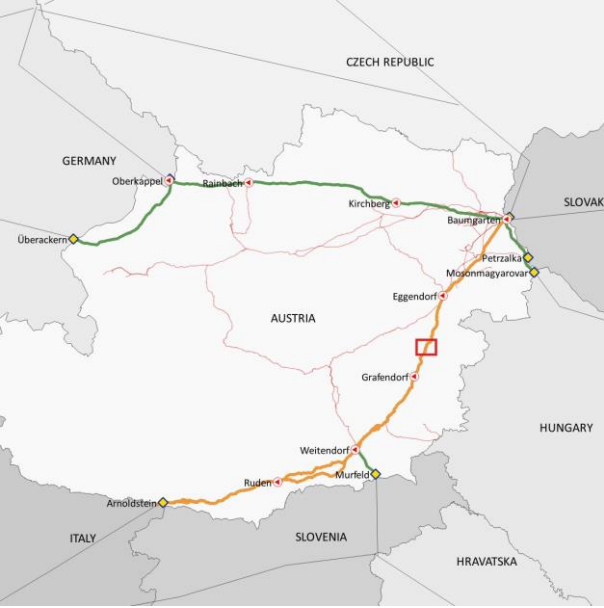
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                      KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. 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%.                      KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                      KNEP 2017: Planungsphase                      KNEP 2018: Planungsphase                      KNEP 2019: Planungsphase                      KNEP 2020: Engineering Phase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                      KNEP 2018: Geplante Fertigstellung                      KNEP 2019: Geplante Fertigstellung, Ökonomische Daten, Projektumfang                      KNEP 2020: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                      KNEP 2017: Genehmigt als Projekt                      KNEP 2018: Genehmigt im Umfang der Abänderungen                      KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen                      KNEP 2020: Fortgeführt ohne Abänderung                      Die Machbarkeitsphase wurde abgeschlossen und das Projekt ist in die FEED Phase übergegangen.</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2017/R05 Replacement E-Actuators Filter Separators &amp; Metering Station MS2 CS-Baumgarten</b>	
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2017/R05	
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	6	<b>Datum:</b> 31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b> Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2022	
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung der bestehenden elektrischen Antriebe auf neue elektrische Antriebe in der Verdichterstation Baumgarten (in den Filterseparatoren und Messstrecke 2)	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch der elektrischen Antriebe durch neue elektrische Antriebe</li> <li>- Einbindung in das SCS (Stationskontrollsystem)</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>	Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.	
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine	
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein	
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.	

<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  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%.                  KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b>                  Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2017: Planungsphase                  KNEP 2018: Planungsphase                  KNEP 2019: Planungsphase                  KNEP 2020: Planungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  KNEP 2018: Ökonomische Daten, geplante Fertigstellung                  KNEP 2019: Ökonomische Daten, geplante Fertigstellung, Projektumfang                  KNEP 2020: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2017: Genehmigt als Projekt                  KNEP 2018: Genehmigt im Umfang der Abänderungen                  KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen                  KNEP 2020: Fortgeführt ohne Abänderung                  Das Basic Engineering ist abgeschlossen. Derzeit läuft die Beschaffung der elektrischen Antriebe.</p>		


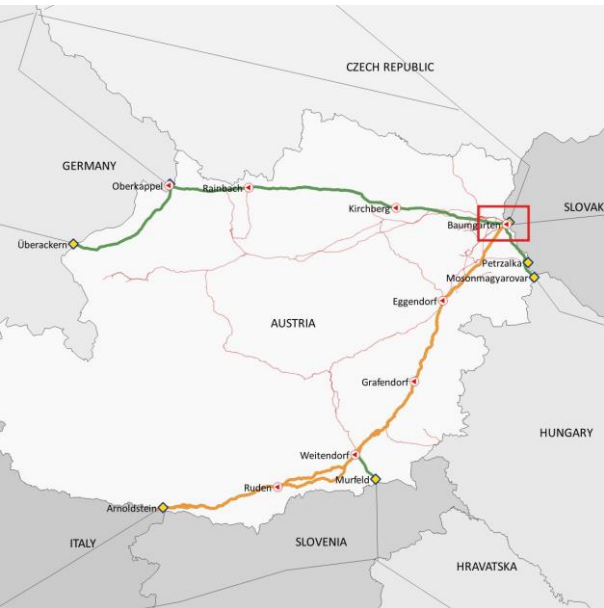
<b>Projektname:</b>	TAG 2018/R04 Major Overhaul Valve Station SS09 Weitendorf		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2018/R04		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	3	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021		
<b>Projektziel:</b>	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.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch)</li> <li>- Kathodischen Korrosionsschutz erneuern</li> <li>- GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen</li> <li>- Erdungs u. Blitzschutz erneuern</li> <li>- Wege u. Oberflächen</li> <li>- Zaun u. Torreparaturen</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		
<b>Technische Daten:</b>	Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.		

<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  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%.                  KNEP 2020: XX€ aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b>                  Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2018: Planungsphase                  KNEP 2019: Planungsphase                  KNEP 2020: Planungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  KNEP 2019: Ökonomische Daten                  KNEP 2020: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2018: Genehmigt als Projekt                  KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen                  KNEP 2020: Fortgeführt ohne Abänderung</p>		


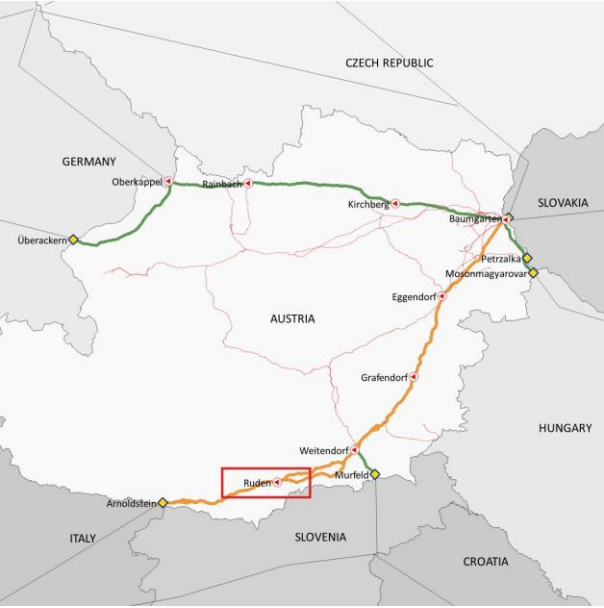
<b>Projektname:</b>	TAG 2018/R07 Major Overhaul Valve Station Zöbern		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2018/R07		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	3	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2023		
<b>Projektziel:</b>	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.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch)</li> <li>- Kathodischen Korrosionsschutz erneuern</li> <li>- GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen</li> <li>- Erdungs- u. Blitzschutz erneuern</li> <li>- Wege u. Oberflächen</li> <li>- Zaun- u. Torreparatur</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		
<b>Technische Daten:</b>	Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.		

<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  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%.                  KNEP 2020: XX€ aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b>                  Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2018: Planungsphase                  KNEP 2019: Planungsphase                  KNEP 2020: Planungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  KNEP 2019: Ökonomische Daten                  KNEP 2020: Zeitplan</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2018: Genehmigt als Projekt                  KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen                  KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen</p>		


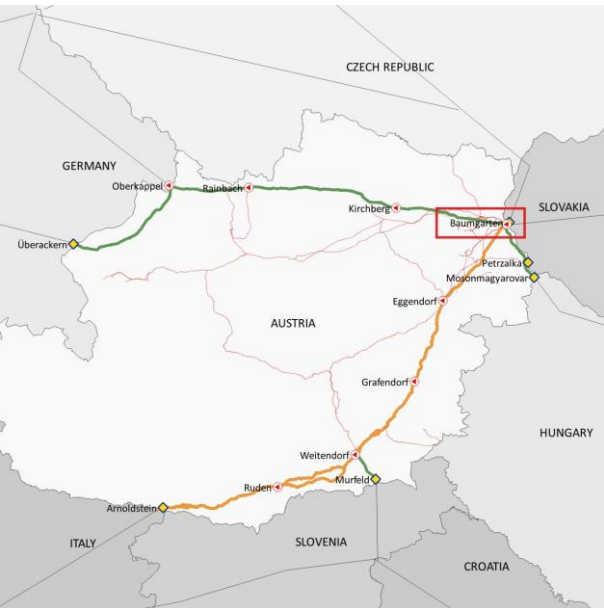


<b>Projektname:</b>	TAG 2018/R10 DLE 1.5 + 72 hole PT module BC700 in CS-Baumgarten		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2018/R10		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2020		
<b>Projektziel:</b>	<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 upgegraded werden.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Investitionen sind für die Projektumsetzung notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch des Gasgenerators</li> <li>- Austausch der Nutzturbine</li> <li>- Austausch / Anpassen der Hilfssysteme.</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Es ist geplant anstelle des eigentlich fälligen Major Overhalls (50.000 hours), ein Upgrade auf die neue DLE 1.5 XTend Technologie durchzuführen.</p> <p>Das Upgrade des Gasgenerators auf DLE1.5 wird die Reduktion der NOx und CO-Emissionen gemäß dem neuesten Technologiestandard gewährleisten. Der Einsatz von XTend-Teilen beim Gasgenerator ermöglicht das Überspringen des 25.000 Betriebsstundenservices und resultiert in einer Reduktion der Wartungskosten.</p> <p>Die 46 Loch-Gehäuseflansche für-PGT25 Gasturbinen sind obsolet und die Produktion wurde eingestellt. Um einen zuverlässigen Betrieb der Kompressor-Einheiten zu gewährleisten, soll die PGT 25 Gasturbine mit dem 46 Loch-Gehäuseflansch auf einen neuen 72 Loch-Gehäuseflansche upgegraded werden.</p>		


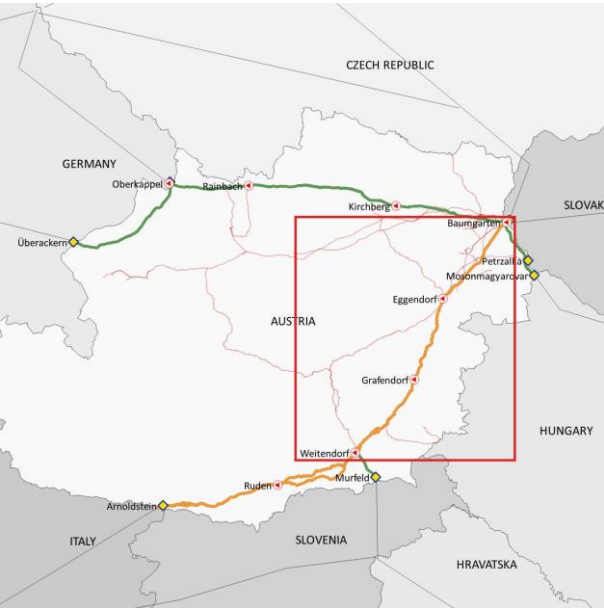
<p><b>Besonders zu beachten:</b> Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Nein</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                      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%.                      KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX €. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                      KNEP 2018: Planungsphase                      KNEP 2019: Engineeringphase                      KNEP 2020: Umsetzungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                      KNEP 2019: Keine                      KNEP 2020: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                      KNEP 2018: Genehmigt als Projekt                      KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung                      KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	TAG 2019/R07 Exchange of Leaking Valve CS Ruden		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2019/R07		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021		
<b>Projektziel:</b>	Vier Gaskühlerarmaturen in der Verdichterstation Ruden sind undicht und müssen ausgetauscht werden.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aushub und Grabarbeiten, Freilegen der Rohrleitungsbereiche und Armaturen</li> <li>- Austausch der Armatur</li> <li>- Beschichtungen an Armaturen</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Die Investition dient der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Betriebs am TAG Verdichterstation.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Keine		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu einer Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 40% zu verstehen. KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2019: Planungsphase KNEP 2020: Beschaffungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung		


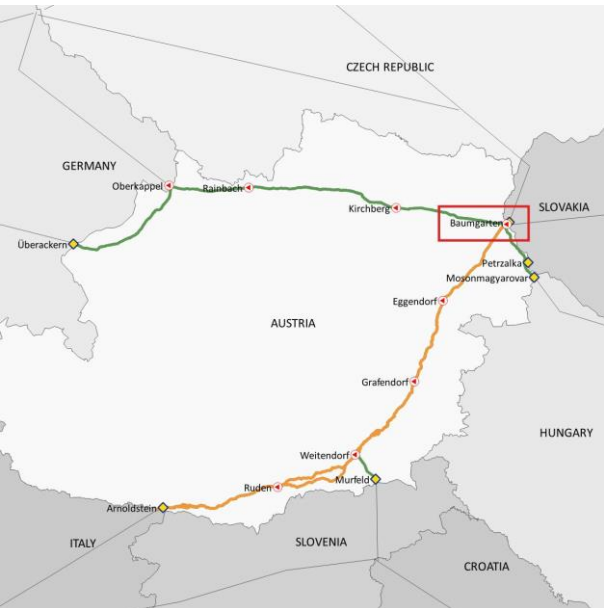
<b>Projektname:</b>	TAG 2019/R09 DLE 1.5 + 72 hole PT module BC500 in CS Baumgarten		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2019/R09		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021		
<b>Projektziel:</b>	<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 upgegraded werden.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Investitionen sind für die Projektumsetzung notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch des Gasgenerators</li> <li>- Austausch der Nutzturbine</li> <li>- Austausch / Anpassen der Hilfssysteme.</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Es ist geplant anstelle des eigentlich fälligen Major Overhalls (50.000 hours), ein Upgrade auf die neue DLE 1.5 XTend Technologie durchzuführen.</p> <p>Das Upgrade des Gasgenerators auf DLE1.5 wird die Reduktion der NOx und CO-Emissionen gemäß dem neuesten Technologiestandard gewährleisten. Der Einsatz von XTend-Teilen beim Gasgenerator ermöglicht das Überspringen des 25.000 Betriebsstundenservices und resultiert in einer Reduktion der Wartungskosten.</p> <p>Die 46 Loch-Gehäuseflansche für PGT25 Gasturbinen sind obsolet und die Produktion wurde eingestellt. Um einen zuverlässigen Betrieb der Kompressor-Einheiten zu gewährleisten, soll die PGT 25 Gasturbine mit dem 46 Loch-Gehäuseflansch auf einen neuen 72 Loch-Gehäuseflansche upgegraded werden.</p>		

<p><b>Besonders zu beachten:</b> Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> TAG 2020/R02 Exchange of Electricity Switching System N11 will be realized in coordination with this project.</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> KNEP 2019: Planungsphase KNEP 2020: Engineering</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Keine</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> KNEP 2020: keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung</p>		


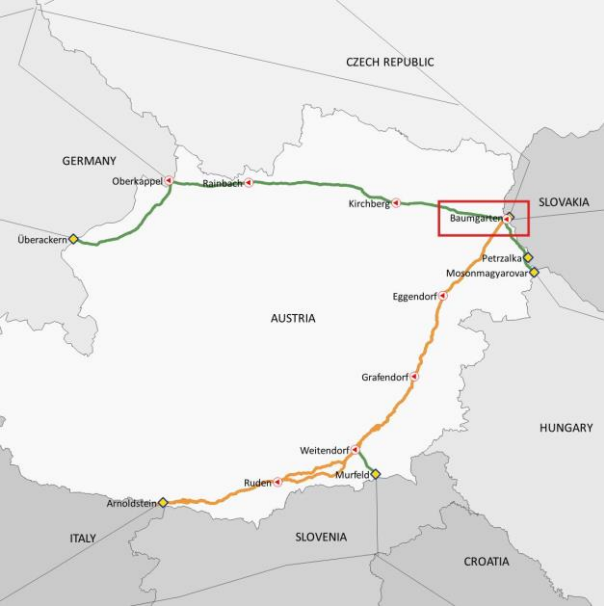
<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2019/R11 Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair 2019-20</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2019/R11		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	02.09.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2020		
<b>Projektziel:</b>	<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, 2019 und 2020</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 ist der Einsatz von Composite-Bandagen an den Korrosionsstellen.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Schritte sind durchzuführen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Vorort-Untersuchung</li> <li>- Evaluierung der Untersuchung</li> <li>- entsprechende Maßnahmen setzen</li> <li>- Erneuerung der Leitungsisolierung</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Die letzte Molchkampagne (durchgeführt im Sommer 2016) weist auf das Vorhandensein von einigen Korrosionen auf der TAG1, TAG2 und TAG Loop2 hin.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		

<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%. KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> KNEP 2019: Umsetzungsphase KNEP 2020: Umsetzungsphase (Completion Q4 2020)</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> KNEP 2020: keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2020: Fortführung ohne Genehmigung</p>		


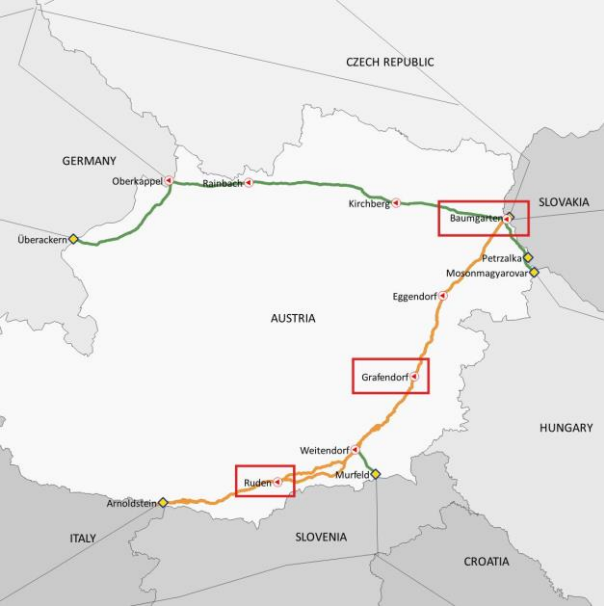


<b>Projektname:</b>	TAG 2020/R01 DLE 1.5 hole PT module BC600 in CS-Baumgarten	
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2020/R01	
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2022	
<b>Projektziel:</b>	<p>Das Projektziel ist das Upgrade des bestehenden Gasgenerators des C600 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 erfolgt ein Upgrade der 72-Loch Turbine.</p>	
<b>Projektbeschreibung:</b>		<p>Folgende Investitionen sind für die Projektumsetzung notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch des Gasgenerators</li> <li>- Upgrade der Nutzturbine</li> <li>- Austausch / Anpassen der Hilfssysteme.</li> </ul>
<b>Projektbegründung:</b>	<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 zu einem 50.000 Betriebsstundenservice und resultiert in einer Reduktion der Wartungskosten.</p>	
<b>Besonders zu beachten:</b>		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein	


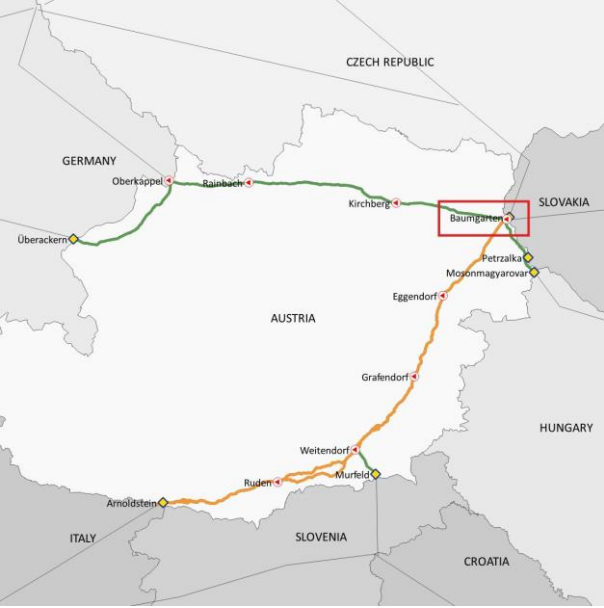
<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität		
<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Planungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung		

<b>Projektname:</b>	TAG 2020/R02 Exchange of Electricity Switching System N11 CS-B	
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2020/R02	
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2022	
<b>Projektziel:</b>	<p>Das Projektziel ist der Austausch der Schaltanlage „N11“, um die Verfügbarkeit von Ersatzteilen zu gewährleisten, da aufgrund des Alters der Schaltanlage derzeit keine Ersatzteile vorhanden sind. Außerdem soll eine Redundanz der Niederspannungs-Energieversorgung zwischen Maschinensteuerungsgebäude und Niederspannungsraum erzeugt werden.</p>	
<b>Projektbeschreibung:</b>	<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;">  </div> <div style="flex: 2; padding-left: 10px;"> <p>Es ist geplant die Niederspannungsschaltanlage „N11“ im Maschinensteuerungsgebäude zu ersetzen, über welche momentan die MCCs (C600, C700, C800), sowie weitere Verbraucher angeschlossen sind.</p> <p>Die geplanten Arbeiten sollen in Koordination mit dem DLE 1.5 Projekt erfolgen.</p> <p>Im Jahr 2021 werden die Hauptarbeiten stattfinden, wie die Installation der neuen Schaltanlage, die Kabelverlegung zwischen Maschinensteuerungsgebäude und Versorgungsraum (redundante Ausführung) sowie der Anschluss der Einheiten betreffend BC500. Zusätzlich sind die bestehenden Leistungsschalter in der Niederspannungshauptverteilung NSHV04/05 auszutauschen und Modifikationen im Abgangsfeld durchzuführen, welche eine Stillstandszeit der Kompressorstation Baumgarten von ca. 4 Tagen zur Folge hat.</p> <p>Im Jahr 2022 erfolgt der Anschluss der Einheiten betreffend BC600 sowie der Umschluss der restlichen Einheiten inklusive Nebenaggregate auf die „neue N11 Schaltanlage“.</p> </div> </div>	
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Um die Verfügbarkeit von Ersatzteilen für die Leistungsschalter der Niederspannungsschaltanlage „N11“ zu gewährleisten, welche derzeit aufgrund des Alters der Schaltanlage nicht vorhanden sind und um eine Redundanz der Niederspannungs-Energieversorgung zwischen Maschinensteuerungsgebäude und Niederspannungsraum zu ermöglichen, wird dieses Projekt umgesetzt.</p>	

<p><b>Besonders zu beachten:</b>                  Auswirkungen während der Arbeiten auf die Transportkapazität: Stillstandszeit der Kompressorstation Baumgarten von ca. 4 Tagen (während des Austauschs der Leistungsschalter im Versorgungsraum und Modifikationen an der Sammelschiene)</p>		
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b>                  Das Projekt wird in Koordination mit den DLE 1.5 Projekten realisiert werden, um Kosteneffizienz zu ermöglichen.</p>		
<p><b>Technische Daten:</b>                  Es kommt zu keiner Veränderung der bestehenden technischen Transportkapazität nach der Realisierung des Projekts.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b>                  Auswirkungen während der Arbeiten auf die Transportkapazität: Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2020: Engineering</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b></p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung</p>		


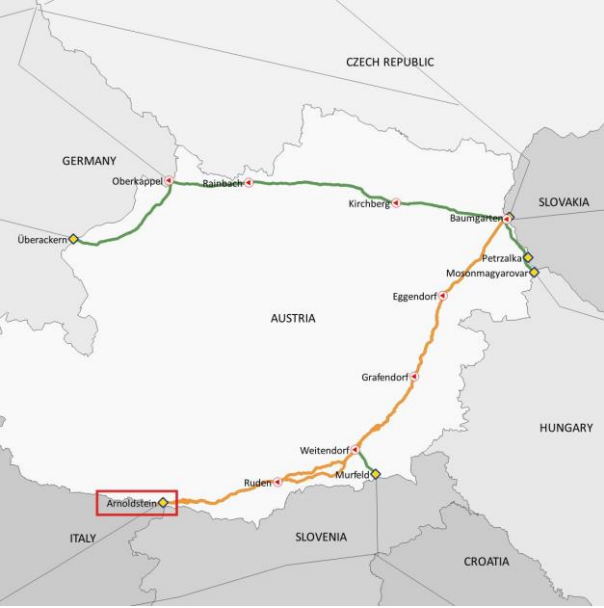
<b>Projektname:</b>	TAG 2020/R03 Valves Replacement, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden	
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2020/R03	
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2023	
<b>Projektziel:</b>	Austausch der bestehenden Armaturen in den Kompressorstationen Baumgarten, Grafendorf und Ruden. Die Armaturen werden aufgrund des Alters und/oder des Dichtheitsverlusts ausgetauscht.	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch der Armaturen</li> <li>- Armaturen mit Antrieb werden in Synergie mit dem Austausch der Antriebe (eigenes Projekt) durchgeführt</li> <li>- SIL Level ist zu garantieren (falls notwendig)</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>	Die Investition dient der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Betriebs am TAG Verdichterstation.	
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Ja	
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	TAG 2016/R11 Replacement of Gashydraulic Actuators, TAG 2017/R04 Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, TAG 2017/R05 Replacement E-Actuators Filter Separators & Metering Station MS2 CS-Baumgarten	
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.	

<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Planungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung		

<b>Projektname:</b>	TAG 2020/R04 New Flanges – Measurement Optimization MS2 CS-B	
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2020/R04	
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021	
<b>Projektziel:</b>	<p>Anpassung der vorhandenen Messstation, um die nicht benötigten Ein- und Ausgangssektionen nach der Kalibrierung zu demontieren. Installation von Strömungsgleichrichter um die Verwirbelungen zu beeinflussen. Die Installation ist notwendig zur Datenerfassung und Signaldiagnostik der Ultrasonic Flow Meters (USM) inklusive eines Software Updates.</p>	
<b>Projektbeschreibung:</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Unabhängiges Messsystem A und Messsystem B</li> <li>- Installation von Strömungsgleichrichter</li> <li>- Installation von zusätzlichen Kabel für Datenerfassung und Signaldiagnose</li> <li>- Software-Aktualisierung von USM</li> <li>- Rekalibrierung von Zählerläufen</li> </ul>
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Die Investition ist notwendig um Ein und Ausgangsmessstrecken die nicht benötigt werden zu demontieren, um die Ergebnisse des Kalibrierlabors sicherzustellen und zur Installation von Strömungsgleichrichter. Die Rekalibrierung muss alle 5 Jahre durchgeführt werden, um die Richtlinien zu erfüllen.</p> <p>Das Software Update ist notwendig für die Datenerfassung und Signaldiagnose.</p>	
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Nein	
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	TAG 2020/R05/ New Flanges – Measurement Optimization MS Arnoldstein	
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.	

<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 30% zu verstehen.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Planungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung		



<b>Projektname:</b>	TAG 2020/R05 New Flanges – Measurement Optimization MS Arnoldstein	
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2020/R05	
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2022	
<b>Projektziel:</b>	<p>Anpassung der vorhandenen Messstation, um die nicht benötigten Ein- und Ausgangssektionen nach der Kalibrierung zu demontieren. Installation von Strömungsgleichrichter um die Verwirbelungen zu beeinflussen. Die Installation ist notwendig zur Datenerfassung und Signaldiagnostik der Ultrasonic Flow Meters (USM) inklusive eines Software Updates.</p>	
<b>Projektbeschreibung:</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Unabhängiges Messsystem A und Messsystem B</li> <li>- Installation von Strömungsgleichrichter</li> <li>- Installation von zusätzlichen Kabel für Datenerfassung und Signaldiagnose</li> <li>- Software-Aktualisierung von USM</li> <li>- Rekalibrierung von Zählerläufen</li> </ul>
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Die Investition ist notwendig um Ein und Ausgangsmessstrecken die nicht benötigt werden zu demontieren, um die Ergebnisse des Kalibrierlabors sicherzustellen und zur Installation von Strömungsgleichrichter. Die Rekalibrierung muss alle 5 Jahre durchgeführt werden, um die Richtlinien zu erfüllen.</p> <p>Das Software Update ist notwendig für die Datenerfassung und Signaldiagnose.</p>	
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Nein	
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	TAG 2020/R04 New Flanges – Measurement Optimization MS2 CS-B	
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.	

<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 30% zu verstehen.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Planungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung		

<b>Projektname:</b>	TAG 2020/R06 Optimization TUCOs, CS-Ruden	
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2020/R06	
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 31.08.2020
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitions projekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021	
<b>Projektziel:</b>	<p>Nach dem Restaging das während dem NOxER2 Projekt durchgeführt wurde, haben sich die Schwingungsprobleme des TUCOs vergrößert. Modifikationen sind erforderlich, um die Vibrationspegel zu senken.</p>	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch der Turbokompressorbündel</li> <li>- Ersetzen der Ein- und Auslassrohrspule</li> <li>- Ersetzen der TUCO-Instrumente an den Prozessleitungen</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>	Die Investition dient der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Betriebs am TAG Verdichterstation.	
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Nein	
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Keine	
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.	
<b>Ökonomische Daten:</b>	KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen.	

<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung		

## Anhang 2:





**Comments of the company eustream,a.s. on the draft document „ Koordinierter Netzentwicklungsplan 2020 für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2021 – 2030“ being a subject of the public consultation from 27th October 2020 to 16th November 2020 launched by the Austrian Gas Grid Management AG**

The company eustream, a.s. (hereinafter as „**Eustream**“) welcomes the opportunity to raise comments on the draft document „Koordinierter Netzentwicklungsplan 2020 für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2021 – 2030“ (hereinafter as “**KNEP20**”) being a subject of the public consultation from 27th October 2020 to 16th November 2020 launched by the Austrian Gas Grid Management AG at its website.

The KNEP20 plan includes a newly included project CZAT route or the Czech - Austrian Interconnection; GCA 2020/01 (hereinafter referred to as “**CZATi** ” or the “**Project**”), which presents the vision of the Czech and Austrian transmission system operators, NET4GAS and GAS CONNECT AUSTRIA on the direct interconnection of the transmission gas systems of the Czech Republic and Austria (other such direct connections currently do not exist, but the markets of the Czech Republic and Austria are already connected indirectly, through the Slovak transmission system).

The newly included Project, firstly under the name LBL (Lanzhot-Baumgarten Line), later the Bidirectional Austrian – Czech Interconnector known as “BACI”, has been presented in various its forms for more than 10 years. The main stated idea of the Project originally LBL, BACI and now “Czech - Austrian interconnection” is the effort to integrate the gas markets of the Czech Republic and Austria, which, according to the presented KNEP20, should contribute to:

- meeting market demand,
- support the North-South Corridor,
- reduce market isolation,
- increase the security of supply of the Czech Republic and Austria and
- enable transport routes for alternative gas sources.

However, Eustream would like to present its comments expressing its belief that the project “CZATI” is not able to bring the declared benefits for the following reasons:

**1. “CZATI” is not based on a relevant market demand**

In 10/2019, NET4GAS and GCA published a report on the assessment of incremental capacity demand between the Czech Republic and the Market Area East in Austria, resulting in an aggregated non-binding indicative demand for a firm capacity of 1 277 397,26 kWh/h/year in gas years 2020/2021 - 2034/2035.

At the beginning of 2020, a public consultation of incremental capacity took place at the CZ-AT border, where only one company, OMV Refining & Marketing GmbH (hereinafter as “**OMV R&M**”), expressed its belief in:

- (a) a sufficient demand for this route (not based on any specific supporting arguments for such a claim);



(b) increase the security of gas supply for both markets (not based on any specific supporting arguments for such a claim), and

(c) expressed its support for initiating an incremental capacity process.

Eustream would like to argue that the OMV R&M's declared non-binding market interest in incremental capacity and the OMV R&M's general non-binding claims without any supporting arguments cannot be considered relevant and sufficient ones to give impetus to the beginning of the incremental process for an expected demand level of up to 750 000 Nm<sup>3</sup>/h, since such capacity does not have a real basis in market demand and at the same time the market demand of 1 277 397,26 kWh/h/year can be fully satisfied through the current Slovak transmission system without the need to spend stranded investments and without having to socialize the project costs into the final prices of natural gas for Czech and Austrian consumers. Moreover, OMV R&M is a member of OMV, which also owns a majority in Gas Connect Austria, which raises considerable doubts in terms of the purposefulness of non-binding demand.

Doubts about the acute and real interest of the market in the Project and its capacity are underlined by the fact that although it is the LBL project and later under the name BACI or any other name the project in question has, it is still the same project, which has been under the preparation for more than 10 years and it is not considered to be operational until 2026.

Especially at a time when the European Union is advocating solutions that will help to achieve the objectives leading to the carbon neutrality in 2050 (in spite of a presented partial H2 readiness), and in particular when the present Project represents a parallel infrastructure to the existing solution through the Slovak transmission system, thus the Project can be considered as an unnecessary investment and in a contrary to the decarbonization efforts of the European Community.

## **2. "CZATi" will not support the North-South Corridor**

The declared ambition to create a gas corridor with a view to support the North – South Corridor seems ineffective, as the Project is duplicated and parallel to the existing bidirectional gas infrastructure connecting the Czech Republic, Slovakia and Austria, as well as to the project "Poland - Slovak Gas Infrastructure Interconnection", which is currently in the construction phase and will contribute to the North-South interconnection effectively.

## **3. "CZATi" will not reduce market isolation**

There are no supporting relevant arguments in the KNEP20 providing any evidence whatsoever about Austria being an isolated market. Directive 2009/73/EC, Article 49 mentions Emergent and isolated markets and states that "Member States not directly connected to the interconnected system of any other Member State and having only one main external supplier may derogate from Article ...". In this context, it seems highly questionable whether Austria, a country with highly developed gas transmission infrastructure and with one of the highest N-1 parameters in Europe, can be considered an isolated market.

As mentioned above, the CZATi project is a new name for the BACI project, which is intended to give rise to a misleading illusion of a new project in the gas market, the benefits of which were also in doubt by the European Commission. The project was included on the 3rd PCI list





only conditionally, and on the 4th PCI list it was not included at all, since the potential benefits of the project do not outweigh the costs incurred for the Project, as it is clear from the evaluation of the regional group in the context of the creation of the 4th PCI list. ENTSG also did not identify any infrastructure gaps between the Czech Republic and Austria during the preparation of TYNDP, which would be the impetus for the implementation of the "Czech - Austrian Interconnection" project and nothing fundamental has changed since then.

#### **4. "CZATI" will not increase security of gas supply to the Czech Republic and Austria**

The meaningfulness of the implementation of the Project from the point of view of increasing the security of natural gas supply to the Czech Republic and Austria loses importance when looking at the state of the existing transmission system. The current transmission infrastructure is oversized several times in order to ensure the diversification of transport routes and for the needs of Austria.

#### **5. "CZATI" will not enable transport routes for alternative gas sources**

As with the diversification of transport routes, the implementation of the project "CZATI" makes no sense even from the point of view of diversification of natural gas resources in Austria. The purpose of the Project is to connect it to the Austrian gas hub in Baumgarten, where only natural gas is traded, transported through Slovakia or Germany. Direct connection to Austria will therefore not bring any new sources of natural gas to Austria.

After considering all these facts, Eustream takes the view that, like the BACI project in the past, its current successor, the "Czech - Austrian Interconnector" project, brings absolutely no benefits for the European gas market. Moreover, it should be taken into account that the implementation of the project "Czech - Austrian interconnector" means the spending of investments, which will in the end have to be reflected in the final prices of natural gas for Austrian consumers and thus increase their gas bills. **Eustream also assumes that all these facts will persuade the project promoters themselves to abandon the Project, which is meaningless because it is based on a lack of a real market interest, does not bring the expected benefits and is to be prepared at a time of the EC's decarbonisation efforts to achieve a carbon neutrality in 2050, and at the same time in a situation where existing parallel gas infrastructure is available to gas market participants.**





bayernets GmbH - Poccistraße 7 - 80336 München

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

Email: [netzplanung@aggm.at](mailto:netzplanung@aggm.at)

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

München, 16.11.2020

### Stellungnahme zur Konsultation des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2020

Sehr geehrte Damen und Herren,

*bayernets* begrüßt die Möglichkeit zur vorliegenden Konsultationsversion des Koordinierten Netzentwicklungsplanes (KNEP) 2020 Stellung nehmen zu können.

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

Nach der bereits im Juli 2018 von Gas Connect Austria und bayernets durchgeführten Versteigerung von neu zu schaffenden Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Überackern wurden in 2020 intelligente Lösungen zum kosteneffizienten und marktorientierten Gasaustausch zwischen Österreich und Deutschland entwickelt. Der „Trading Region Upgrade Do It Yourself“ (TRUDIY) - Service wird Transportkunden in Deutschland sowie gegebenenfalls in der Schweiz und im Marktgebiet Tirol eine zusätzliche Möglichkeit geben, sich neben dem virtuellen Handelspunkt NCG (NetConnect Germany bzw. künftig THE) auch direkt über den CEGH, zu versorgen. Der geplante Start für die ersten Verbindungen ist für Oktober 2021 vorgesehen (<https://www.bayernets.de/transparenz/marktinformationen/aktuelles>).

Ein weiteres Projekt zur Kapazitätsbedarfsdeckung ist „GCA 2018/01“. Dieses Projekt ist unter dem Projektstatus „Fortführung ohne Abänderung“ fortgeführt. In diesem Projekt ist wie in den Vorjahren 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 die Verdichtung von Gasmengen zum Gasaustausch aus und nach Österreich (Grenzübergangspunkt Überackern SUDAL) durch *bayernets* bereits geschaffen. Nach Gesprächen zu technischen



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](http://www.bayernets.de)

Geschäftsführung:  
 Dr. Matthias Jenn

Vorsitzender  
 des Aufsichtsrates:  
 Günter Bauer

Amtsgericht München  
 Registergericht IHRB 165761

16.11.2020

- 2 -



Fragen zwischen den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern werden voraussichtlich bis Oktober 2021 weitere systemoptimierende Maßnahmen zur automatisierten Steuerung zusätzlicher Fahrwege auf der Verdichterstation Haiming in Richtung Grenzübergangspunkte Überackern ABG und Überackern SUDAL umgesetzt. Dadurch kann bayernets eine sichere und flexible Druckbereitstellung gewährleisten.

Der Neubau einer Verdichteranlage in unmittelbarer Nähe zum Netzknoten Burghausen ist daher zur effektiven Nutzung der bestehenden Netzanlagen (u.a. Verdichterstation Haiming), u.a. aus Gründen negativer Auswirkung auf die Netzentgelte beim Gasaustausch zwischen Österreich und Deutschland sowie aus steuerungstechnischen Gründen unserer Einschätzung nach 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

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'R. Unterseer'.

ppa. Richard Unterseer

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'F. Schmitt'.

i.A. Fabian Schmitt

