Koordinierter Netzentwicklungsplan 2022

für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich

für den Zeitraum 2023 – 2032

Foto Titelseite: Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem
Abdruck mit freundlicher Genehmigung von Gas Connect Austria

Dokument-Historie

Ausgabe	Datum	Änderungen
2	20.03.2023	Abänderung gemäß Aufforderung der E-Control vom 02.3.2023
2	20.02.2023	Ausgabe für die Einreichung zur Genehmigung bei E-Control Austria
1	09.01.2023	Ausgabe für die Konsultation des Marktgebietsmanagers

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 4

1.1 Ziel des Koordinierten Netzentwicklungsplanes 4

1.2 Vorgehen 5

2 Gaswirtschaftliches Umfeld 6

2.1 Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet Ost 6

2.2 Bedeutung von Gas in Österreich 8

2.2.1 Aktuelle Fernleitungsgasinfrastruktur und Technische Kapazitäten 8

2.2.2 Speicherinfrastruktur und Produktion in Österreich 8

2.2.3 Ukraine Krise: Geänderte Rahmenbedingungen und Auswirkung. 11

2.3 Mögliche Importrouten 20

2.3.1 Route: Deutschland - Österreich 20

2.3.2 Route: Italien - Österreich 21

2.3.3 Route: LNG Terminal Krk Kroatien – Slowenien - Österreich 21

2.4 Infrastrukturstandard 22

3 Wasserstoff in Österreich 24

3.1 Wasserstoff Bedarfe und Aufbringung 24

3.1.1 Klimaneutralität ab 2040 24

3.1.2 Projekt: H2-Readiness 24

3.1.3 Woher kommt der Wasserstoff? 27

3.2 Wasserstoff Planung der Fernleitungsnetzbetreiber 28

3.2.1 Der WAG Loop als Bindeglied 28

3.2.2 SOL H2 Projekt 29

3.2.3 TAG – Der Süd-Nord Korridor 29

3.3 Kapazitätsszenario H2 29

3.4 Was braucht es - Schlussfolgerung 31

3.4.1 Regulatorische Rahmenbedingungen schaffen 31

3.4.2 Projektliste 31

4 Planungsrahmen für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 32

4.1 Berücksichtigte Netzentwicklungspläne 32

4.1.1 Ten Year Network Development Plan 2022 32

4.1.2 Gas Regional Investment Plan 40

4.1.3 PCI Projekte mit Fokus auf Österreich 41

4.1.4 Langfristige integrierte Planung 2022 ... 42

4.1.5 Netzentwicklungsplan 2021 für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG) ... 44

4.1.6 Hydrogen Backbone ... 47

4.2 Regionale Netzentwicklung der europäischen Gasinfrastruktur und deren Auswirkungen auf die österreichische Gasinfrastruktur ... 50

4.2.1 Erkenntnisse und Schlussfolgerungen ... 63

5 Kapazitätsbedarf ... 65

5.1 Kapazitätsbuchung und Kapazitätsnutzung – Statusbericht für 2022 ... 65

5.2 Kapazitätsszenario für den KNEP 2022 ... 70

5.2.1 Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und resultierendes Kapazitätsszenario ... 70

5.2.2 Gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe je Ein- Ausspeisepunkt in den Jahren 2022 bis 2031 ... 72

5.2.3 Kapazitätsausbauten und dafür erforderliche Projekte ... 78

6 Projekte und Aktivitäten der Fernleitungsnetzbetreiber (Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber) ... 79

6.1 Gliederung der Projekte ... 79

6.1.1 Projektkategorie ... 79

6.1.2 Projektarten ... 80

6.2 Projekte im KNEP 2022 ... 81

6.2.1 Projekte für zusätzliche Kapazitäten ... 82

6.2.2 Ersatzinvestitionsprojekte ... 83

6.3 Projekte und Aktivitäten von Gas Connect Austria ... 85

6.3.1 Gas Connect Austria – Innovation durch Veränderung ... 85

6.3.2 Netzentwicklung zur direkten Verbindung der Gasmärkte Österreichs und Tschechiens ... 86

6.3.3 Netzentwicklung des österreichisch-ungarischen Kopplungspunkts ... 87

6.3.4 Netzentwicklung des österreichisch-slowenischen Kopplungspunkts ... 87

6.3.5 Netzentwicklung der österreichisch-deutschen Kopplungspunkte ... 88

6.3.6 Netzentwicklung des österreichisch-slowakischen Kopplungspunkts ... 89

6.3.7 Netzentwicklung des Kopplungspunkts mit dem österreichischen Verteilergebiet ... 89

6.4 Projekte und Aktivitäten von Trans Austria Gasleitung GmbH ... 89

6.4.1 TAG GmbH, Mission und Vision ... 90

6.4.2 Versorgungssicherheit ... 92

6.4.3 Erneuerung und Zukunft des Transportsystems: Innovation und Technologie, Dekarbonisierung, Energieeffizienz, Wasserstoff ... 94

6.4.4 Weitere potenzielle nachhaltige neue Geschäftsfelder 96

6.4.5 Einreichung von neuen oder aktualisierten Entwicklungsprojekten und Monitoring (NEP und KNEP 2021–2030) 97

7 Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Marktgebietsmanagers 99

7.1 Stellungnahme Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, Borlealis Arolinz Melamine, Central European Gas Hub, Flughafen Wien, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, RHI Magnesita, Verbund sowie Wien Energie..... 99

7.2 Stellungnahme der Bayernets GmbH 100

7.3 Stellungnahme der OMV Exploration & Production 100

8 Zusammenfassung 102

9 Haftungsausschluss 103

- Anhang 1: Projekte des Koordinierten Netzentwicklungsplanes 2022
- Anhang 2: Stellungnahmen der Marktteilnehmer

1 Einleitung

Gemäß der am 29.06.2022 geltend gewordenen Rechtslage hat der Marktgebietsmanager nach § 14 Abs. 1 Z 7 i.V.m. § 63 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens alle zwei Jahre einen Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) entsprechend den Zielen des § 63 Abs. 4 GWG 2011 zu erstellen.

Nach Übernahme der Funktion des Marktgebietsmanagers (MGM) per 01.06.2017 aufgrund der Nominierung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas Connect Austria GmbH (GCA) 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 KNEPs. 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 Fernleitungsnetze in Österreich, 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,
- zur Verwirklichung der Ziele des Pariser Klimaschutzübereinkommens 2015 beizutragen und Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralität Österreichs bis 2040 zu setzen, die sich insbesondere auf die Planung von Erdgasleitungsanlagen beziehen,
- 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
- der Integration des Energiesektors unter Bedachtnahme auf die Hochwertigkeit gasförmiger Energieträger und durch die Verknüpfung verschiedener Energieträger und Sektoren

nachzukommen.

Bei der Erstellung des koordinierten Netzentwicklungsplanes sind die technische und wirtschaftliche Zweckmäßigkeit, 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 2021 zuletzt übermittelten zusätzlichen Kapazitätsbedarfe sind die Basis für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 (siehe auch Kapitel 5.2). Darauf aufbauend haben der MVGM und die FNBs das Kapazitätsszenario erstellt und mit E-Control Austria am 14.10.2022 abgestimmt.

In Folge des russischen Angriffs auf die Hoheitsgebiete der Ukraine am 24.02.2022 und der damit einhergehenden Unsicherheiten der österreichischen Gasversorgung haben sich MVGM und FNBs darüber hinaus dazu entschlossen ein Kapazitätsszenario mit diversifizierten Versorgungsrouten zu entwickeln. (siehe auch Kapitel 5.2).

Auf Basis dieses Kapazitätsszenarios haben die FNB Projekte entwickelt, die für eine Erfüllung der Kapazitätsbedarfe geeignet sind. Die von den FNB erstellten Projekte für das eigene Netz wurden am 28.09.2022 dem MVGM übermittelt. Im Zeitraum vom 04.04.2022 bis 29.11.2022 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 sind formal vereinheitlicht und im Anhang dargestellt.

In Abstimmung mit den FNB wurde die Ausgabe 1 des Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 vom MVGM erstellt. Die Konsultation des KNEPs durch den MVGM (KNEP 2022 Ausgabe 1) fand zwischen dem 09.01.2023 und dem 30.01.2023 statt, die Konsultationsunterlagen wurden auf der Website der AGGM veröffentlicht.

Im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Days (AGID) am 19.01.2023 wird die Ausgabe 1 des Koordinierten Netzentwicklungsplanes 2022 den Marktteilnehmern präsentiert.

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2022 Ausgabe 2 wird am 20.02.2023 bei der Regulierungsbehörde E-Control Austria zur Genehmigung eingereicht.

2 Gaswirtschaftliches Umfeld

Dieses Kapitel gibt einen Einblick in die derzeitigen österreichischen und europäischen politischen Entwicklungen und Zielsetzungen für die Zukunft der Energieinfrastruktur und des gaswirtschaftlichen Umfelds. Besonders die im Rahmen der Dekarbonisierung und Klimawende im Vordergrund stehenden volkswirtschaftlichen Wichtigkeiten der Gaswirtschaft und damit einhergehenden Infrastrukturen sollen hier aufgezeigt werden. Es wird dem Leser ein breiter Überblick über die aktuelle Gasversorgung und die Gasinfrastruktur in Österreich vermittelt.

2.1 Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet Ost

Website: 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)
- Verteilergebiet

Nicht-Physische Ausspeisepunkte:

- Baumgarten (Slowakei)

(Stand 02.07.2022)

TAG GmbH ist eine Gesellschaft unter österreichischem Recht, die als Fernleitungsnetzbetreiber sowohl für den Transit als auch für die Versorgung des österreichischen Marktes und Netzentwicklung verantwortlich ist. Die Eigentümer der TAG GmbH sind Snam S.p.A. (84,47%), und Gas Connect Austria GmbH (15,53%).
Das TAG GmbH Pipelinesystem erstreckt sich von der österreichisch-slowakischen Grenze bis zur österreichisch-italienischen Grenze mit einer Gesamtlänge von ca. 1140 km.

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

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

Website: www.gasconnect.at

Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerks:

- 561,6 km

Gesamte Kompressorleistung:

- 145 MW

Gesamte Transportierte Energie

- Siehe ENTSOG Transparancy Platform

Physische Einspeisepunkte:

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

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
- Verteilergebiet

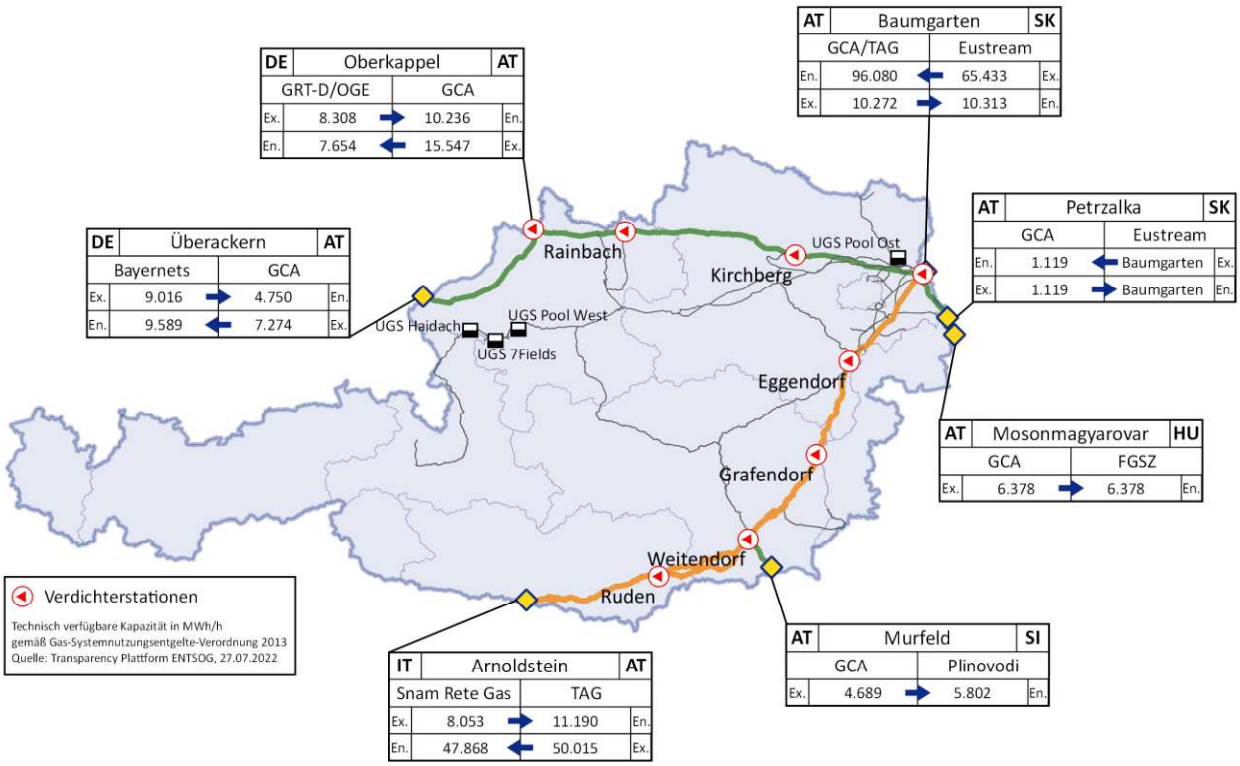
Gas Connect Austria ist ein Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber mit Hauptsitz in Wien. Das Unternehmen beschäftigt rund 280 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und ist an 6 Standorten in Wien, Niederösterreich und Oberösterreich verankert. Vom Erdgasknoten Baumgarten ausgehend betreibt Gas Connect Austria ein modernes und leistungsstarkes Erdgashochdrucknetz mit Verbindungen nach Deutschland, der Slowakei, Slowenien und Ungarn sowie zu Speicher- und Produktionsanlagen. Auf einer Länge von 900 Kilometer sind 5 Verdichterstationen, über 40 Mess- und Übergabestationen und über 100 Übergabemesspunkte im Leitungssystem verankert.

2.2 Bedeutung von Gas in Österreich

2.2.1 Aktuelle Fernleitungsgasinfrastruktur und Technische Kapazitäten

Fernleitungsnetzbetreiber:	2
Gesamtlänge der Fernleitungsnetze:	ca. 1.700 km
Gesamte Kompressorleistung:	566 MW
virtueller Handelspunkt:	CEGH (www.cegh.at)

Abbildung 1: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten im Marktgebiet Ost in MWh/h



Quelle: ENTSOG Transparency Plattform, abgerufen am 02.10.2022

2.2.2 Speicherinfrastruktur und Produktion in Österreich

Eine besondere Rolle nimmt Österreich außerdem auch durch die ausgezeichnete Anbindung der großen inländischen Speicherkapazitäten an das Verteilergebiet mit Zugang zum Virtuellen Handelspunkt (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. Nm³ bzw. ca. 95 TWh auf dem sechsten Rang (Abbildung 2). Dies entspricht rund dem 1,5-fachen österreichischem Strombedarf (ca. 63 TWh) von 2019 und in etwa dem österreichischen Bruttoinlandsverbrauch von Gas (ca. 99 TWh) von 2019.

Tabelle 1: Speicherdaten Österreich

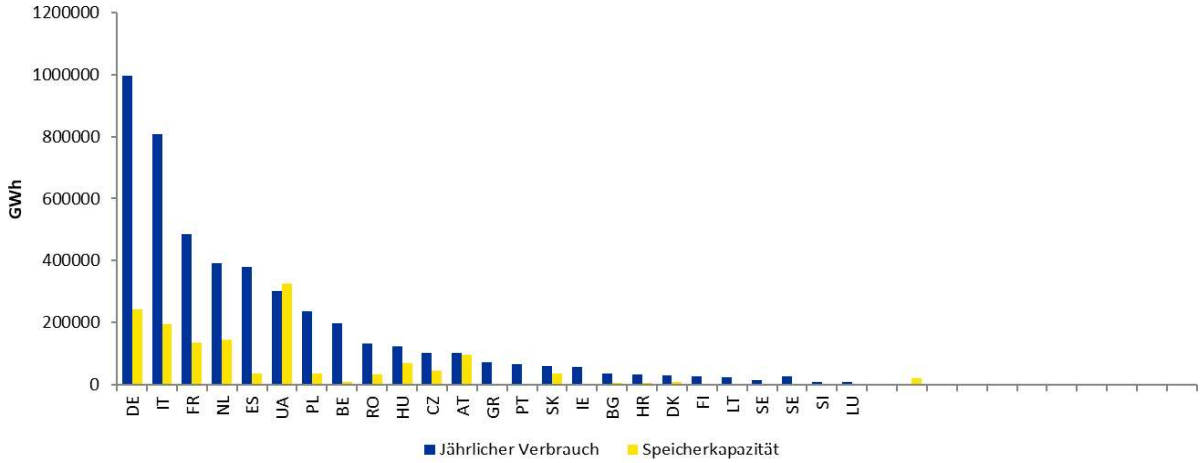
Speicher	Arbeitsgasvolumen [GWh]	Einpressleistung [GW]	Auspressleistung [GW]	Anbindung
Astora (UGS Haidach)	18.610	8	9	Fernleitung DE*
GSA LLC (UGS Haidach)	0	0	0	Fernleitung DE*
OMV Gas Storage (UGS Pool Ost)	25.280	9	13	Verteilergebiet
RAG ES (UGS Pool West)	34.180	12	13	Verteilergebiet Fernleitung AT** & DE*
Uniper (UGS 7Fields)	17.500	6	9	Verteilergebiet Fernleitung AT** & DE*
Summe	95.570	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 15.11.2022

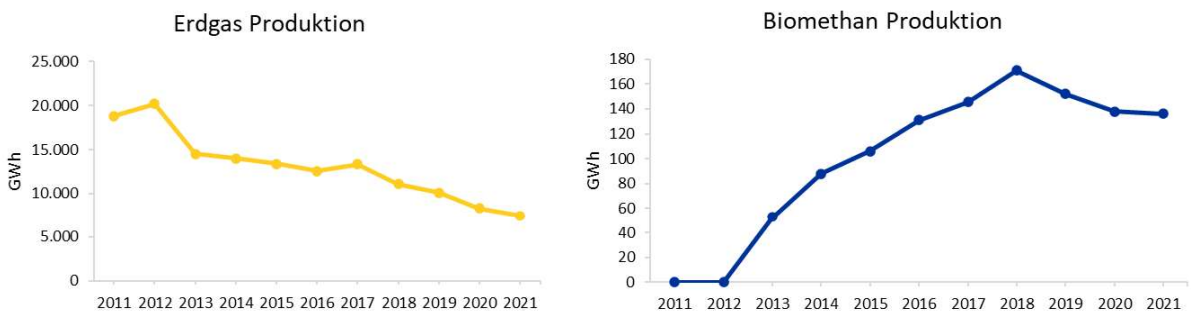
Abbildung 2: Vergleich Speicherkapazität – Inlandsverbrauch in Europa im Jahr 2020



Quelle: Eurostat, (abgerufen am 12.07.2022)

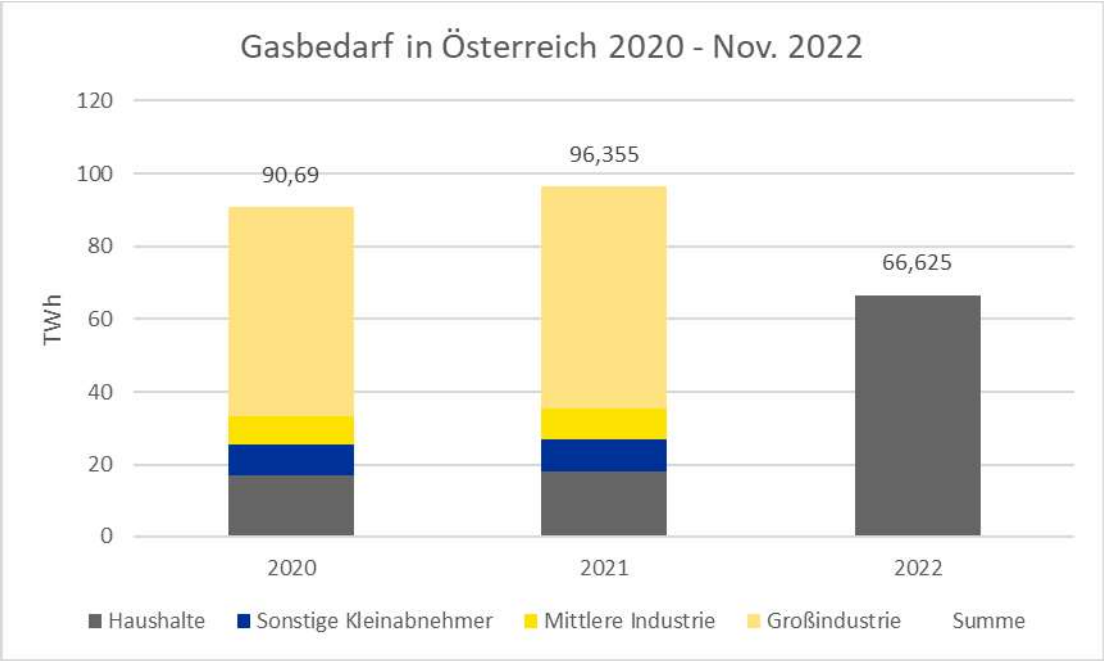
Österreich verfügt außerdem über Gasfelder in Niederösterreich, Oberösterreich und Salzburg, welche 2021 ca. 7 500 GWh bzw. ca. 8% des Inlandsverbrauches produzierten. Die Produktion von Biogas aus 14 an das Gasnetz angeschlossenen Biogasanlagen in Österreich betrug 2021 ca. 140 GWh bzw. ca. 0,15% des Inlandsverbrauches (siehe dazu Abbildung 3).

Abbildung 3: Erdgas- und Biogasproduktion (Netzeinspeisung) 2021 in Österreich



Quelle: E-Control Austria, Betriebsstatistik (abgerufen am 19.08.2022)

Abbildung 4: Gasbedarf in Österreich 2020-2022



Quelle: AGGM (abgerufen am 10.11.2022) Aufteilung für 2022 noch nicht vorhanden, Werte für 2022 bis inkl. 01.11.2022

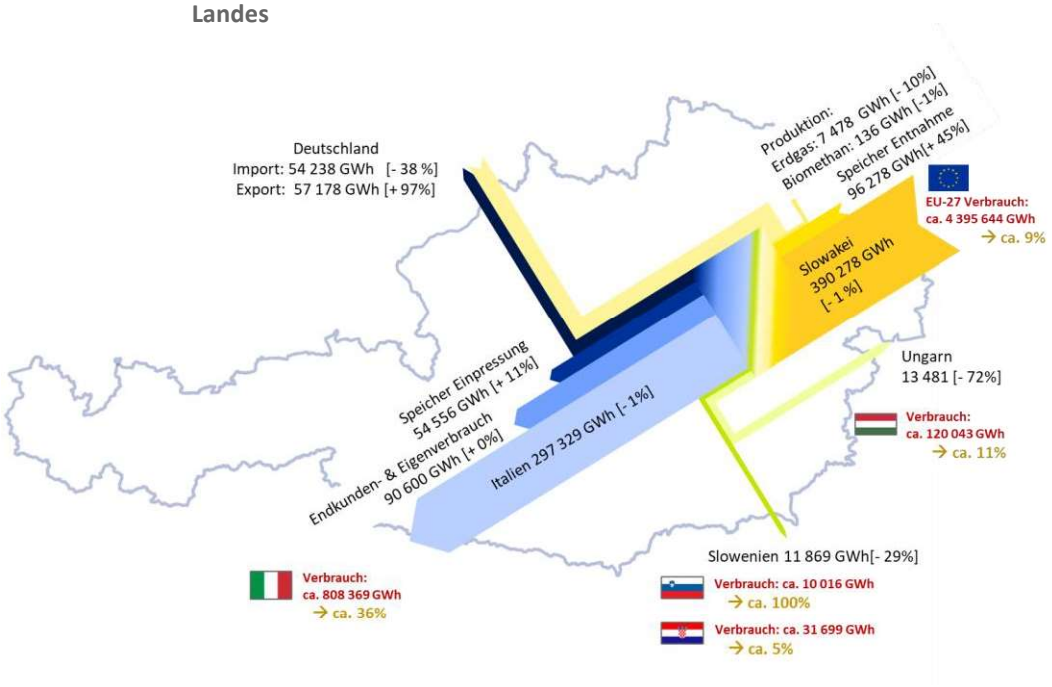
Gastransport in Österreich

Österreich ist aufgrund seiner geographischen Lage ein Transitland für Gas. Abbildung 5 veranschaulicht, dass rund dreiviertel der Gesamtaufbringung für den Export bestimmt ist. Aufgrund der geringen Inlandsproduktion (ca. 2% der Gesamtaufbringung bzw. ca. 11% des Inlandsverbrauchs) ist Österreich außerdem stark von Importen aus dem Ausland abhängig.

In Abbildung 5 wird der schematische physikalische Gasfluss des Jahres 2021 gezeigt. Es ist zu erkennen, dass ca. 90% der Importe aus Richtung der Slowakei kommen. Die restlichen 10% werden aus Deutschland importiert. Der mit Abstand größte Anteil der Exporte geht nach Italien. Außerdem werden Exporte nach Ungarn, Deutschland und Slowenien durchgeführt. 2021 sind die Importe aus der Slowakei um 1 % gesunken, Exporte nach Deutschland verdoppelten sich beinahe im Vergleich zu 2020. Darüber hinaus haben sich die Exporte 2021 nach Slowenien und Ungarn im Vergleich zum Jahr 2020 stark reduziert. Die Entnahme aus den Gasspeichern hat sich genauso wie die Einpressung im Vergleich zum Vorjahr gesteigert.

Abbildung 5: Schematischer Gasfluss 2021, physikalisch

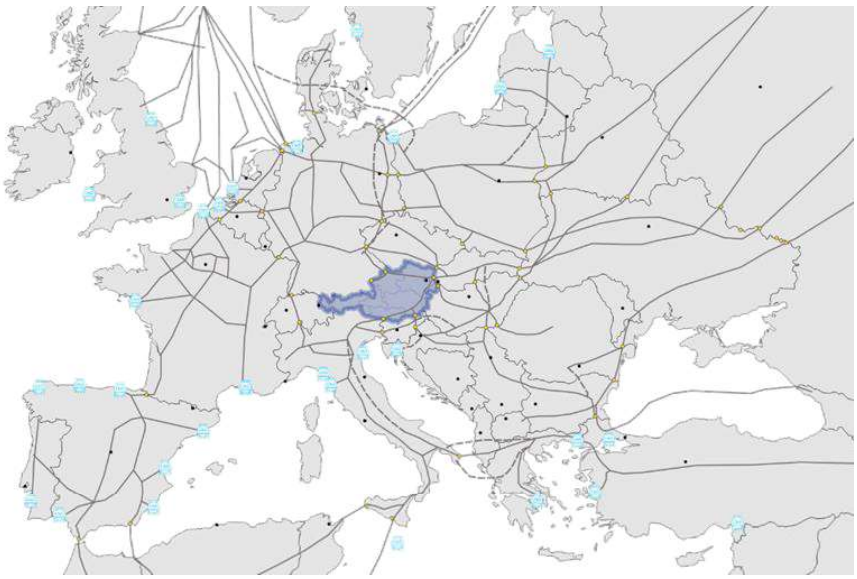
Werte in []: Veränderung zum Vorjahr
Werte in Gelb: Anteil am Bruttoinlandsverbrauch des jeweiligen Landes



Quelle: E-Control Austria, Eurostat

2.2.3 Ukraine Krise: Geänderte Rahmenbedingungen und Auswirkung.

Abbildung 6 Leitungsnetz im österreichischen Umfeld



Quelle: AGGM 2022

Aufgrund der Kriegshandlungen in der Ukraine änderten sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Europa maßgeblich. Am 8. März 2022 veröffentlichte die Europäische Kommission „Grundrisse eines Plans, um Europa vor 2030 unabhängig von russischen fossilen Brennstoffen zu machen, beginnend mit Gas“. Festgehalten wird darin, dass die EU-Gasimporte aus Russland im Jahr 2021 (Pipelines und LNG zusammen) insgesamt 155 Milliarden Kubikmeter

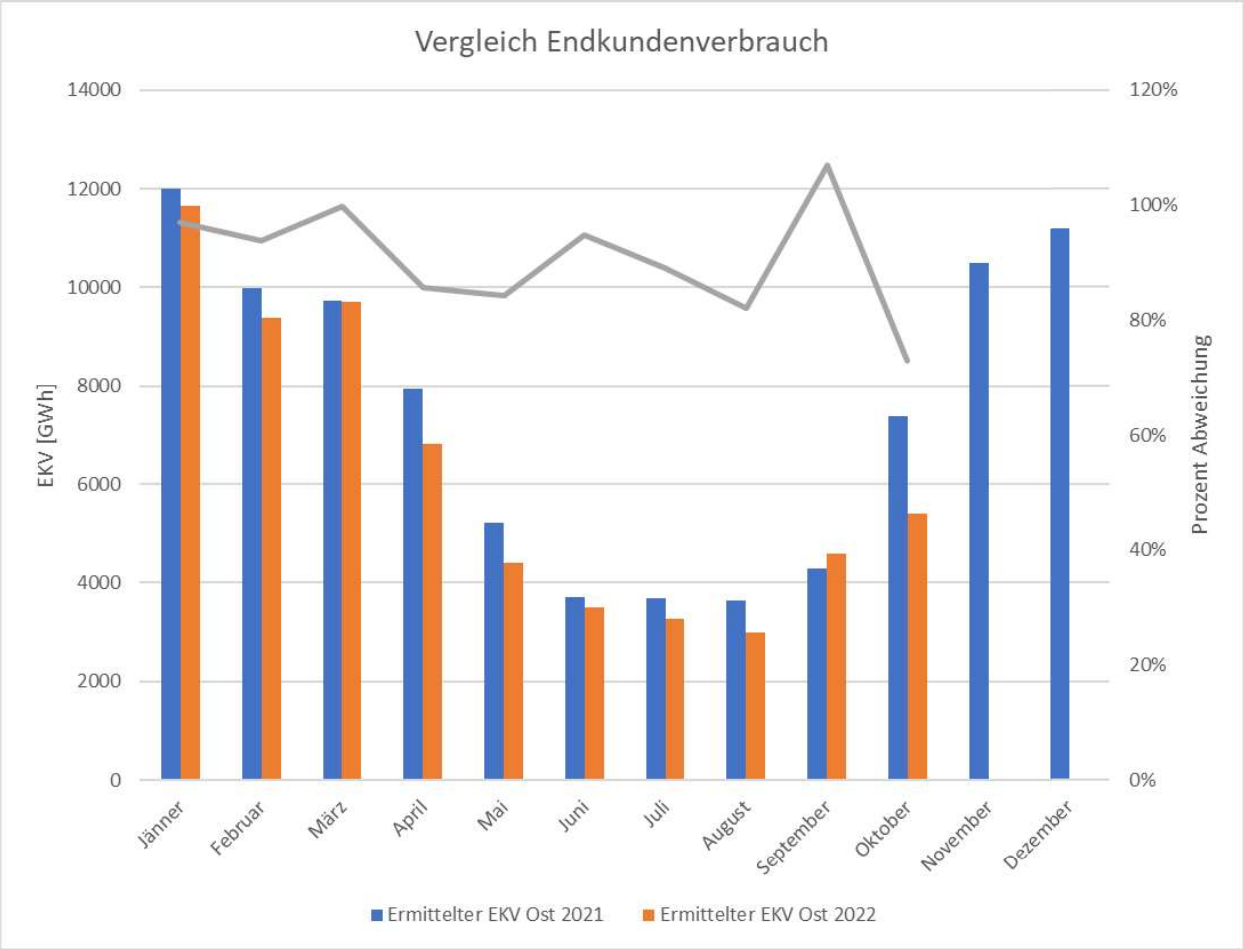
(bcm) betrugen und stellt in Aussicht bis Ende 2022, diese um zwei Drittel (101,5 bcm) zu reduzieren. Um das Ziel zu erreichen, schlägt die Kommission folgende Maßnahmen vor:

1. Steigerung der Importe von verflüssigtem Erdgas (LNG) um 50 Mrd. m³
2. Erhöhung der Pipeline-Gasimporte um 10 Mrd. m³
3. Steigerung der Biomethanproduktion um 3,5 Mrd. m³
4. EU-weite Energieeinsparung zur Senkung des Gasbedarfs um 14 Mrd. m³
5. Solarenergie auf dem Dach zur Reduzierung des Gasbedarfs um 2,5 Mrd. m³
6. Wärmepumpen zur Senkung des Gasbedarfs um 1,5 Mrd. m³
7. Reduzierung des Gasbedarfs im Stromsektor um 20 Mrd. m³ durch den Einsatz von Wind und Sonne

Ein Vergleich zwischen dem Jahr 2021 und 2022 (bei Redaktionsschluss bis 1.November enthalten) zeigt, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen zumindest zum Teil bereits umgesetzt werden.

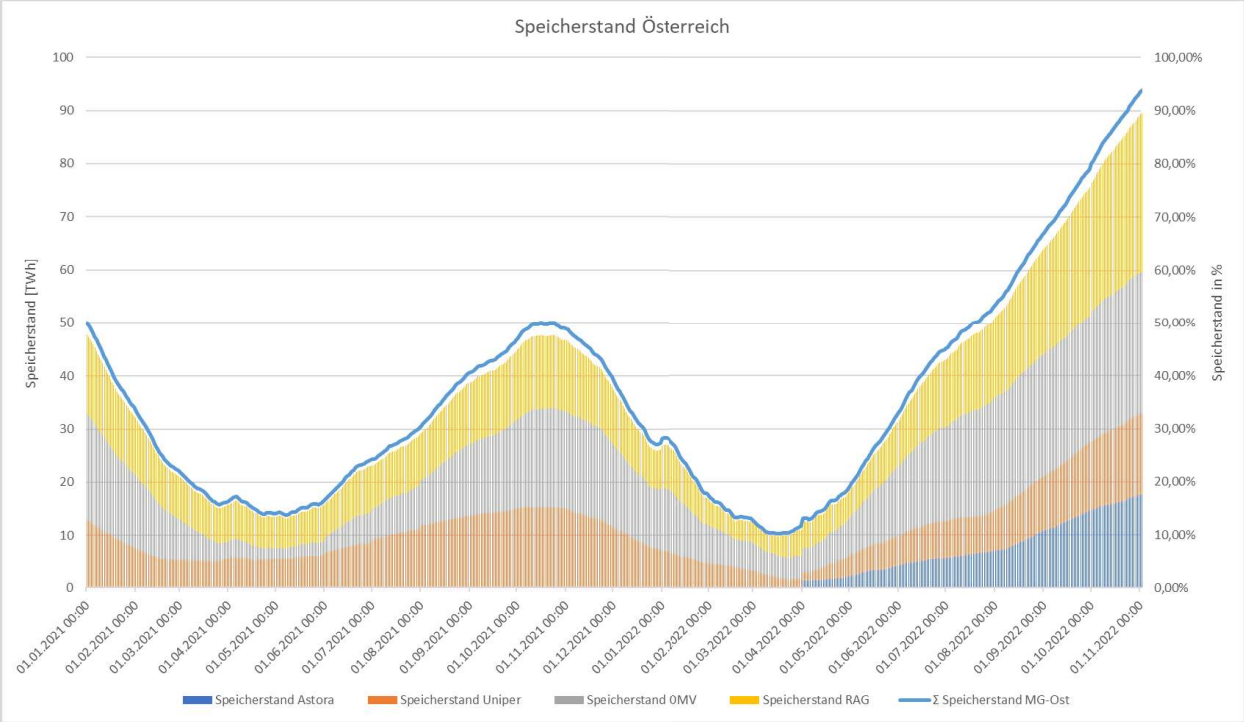
Wie Abbildung 7 zeigt ist der Endkundenverbrauch (EKV) im Vergleich zum Vorjahr um zweitweise bis 20% gesunken. Einzige Ausnahme ist hier ein, verglichen, kalter September.

Abbildung 7 **Vergleich Endkundenverbrauch AT izwischen 2021 und 2022. Balkendiagramme zeigen den absoluten Verbrauch, Linie in grau die relative Abweichung**



Quelle: AGGM Plattform. Abgerufen am 10.11.2022

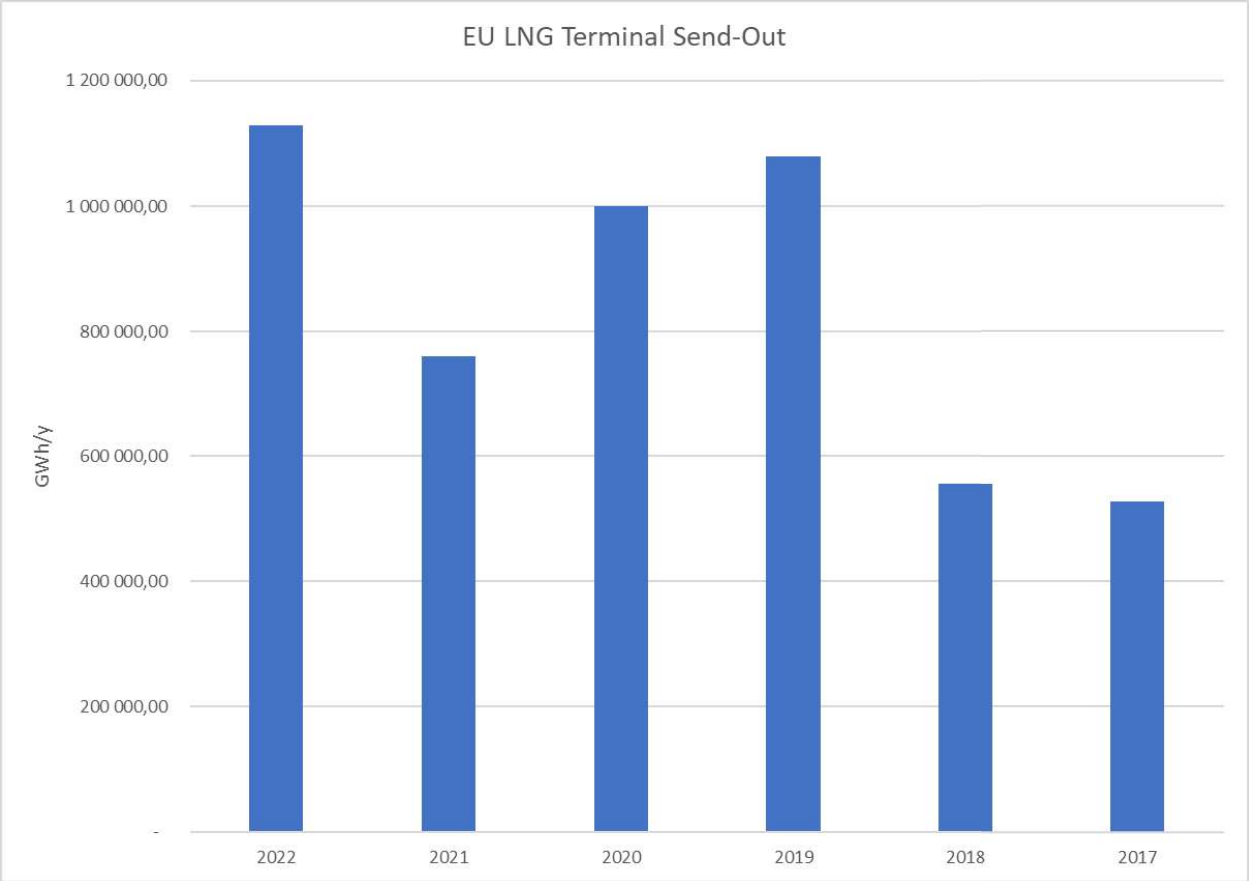
Abbildung 8 Speicherstand AT im Zeitraffer 2021-2022, Absolut (Balken) und relativ (Linie).



Quelle: AGGM. Abgerufen am 10.11.2022

Auch in der, für den Winter, eingespeicherten Menge zeigt sich eine starke Veränderung am Gasmarkt. Sowohl in Österreich, als auch auf der EU-Ebene, wird Mitte November ein Speicherstand von 95% erreicht.

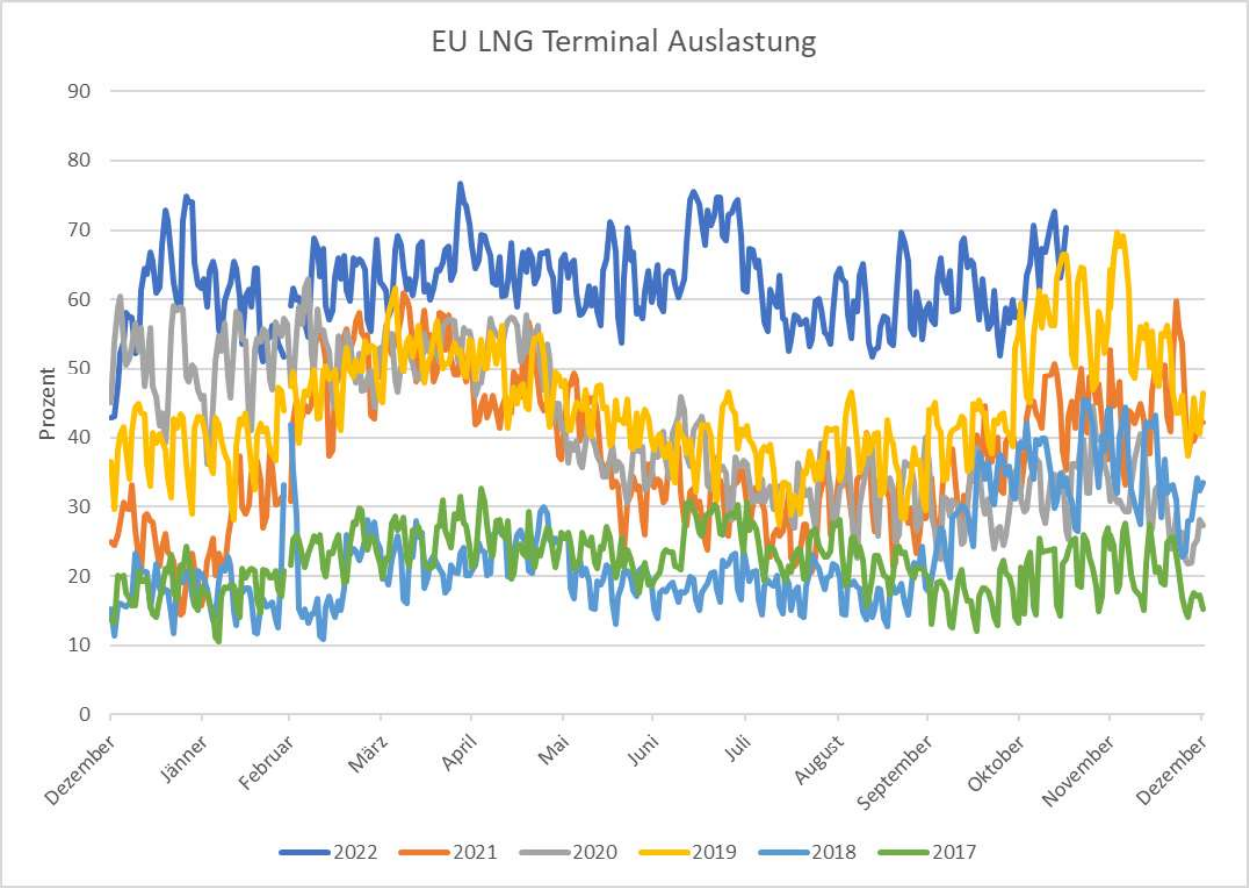
Abbildung 9 Jährliche EU LNG Send-out Rate in GWh/y.



Quelle: AlSI, abgerufen am 15.11.2022

Eine weitere Maßnahme sieht vor, den EU LNG Import auf 50 Mrd. m^3 zu steigern. Ob diese Maßnahme komplett erreicht wird, ist schwer absehbar jedoch eher unwahrscheinlich. Abbildung 9 und Abbildung 10 zeigen beide, dass deutliche Steigerungen erreicht werden. Speziell Abbildung 10 zeigt, dass die Utilization im Jahre 2022 kein Sommerloch hatte, welches in den anderen Jahren deutlich zu sehen ist.

Abbildung 10 EU LNG Terminal Auslastung.

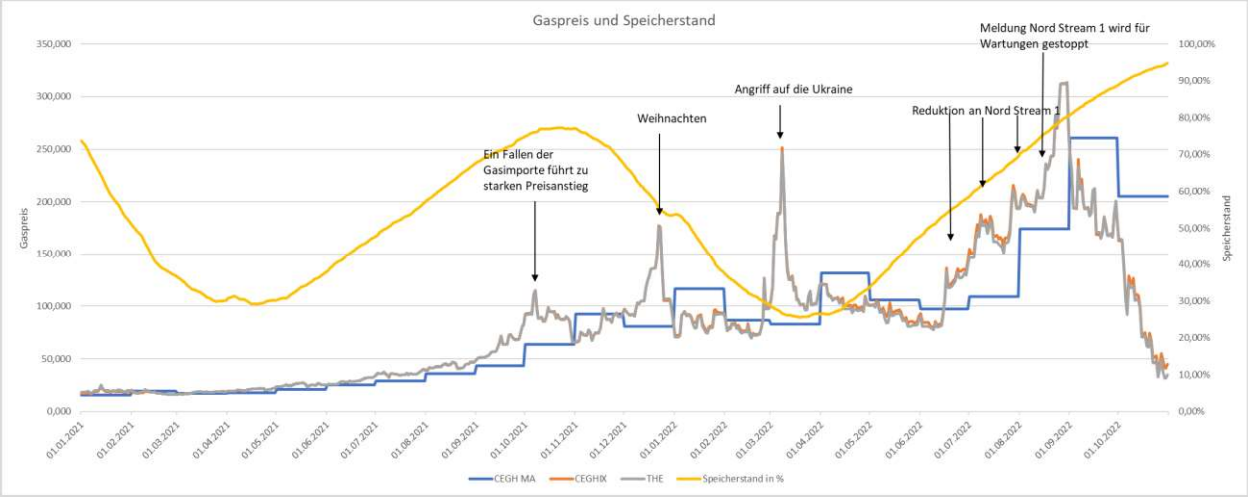


Quelle: AISI, abgerufen am 15.11.2022

Gasimporte aus Russland überwiegen

Österreich importiert den größten Teil seines Gasbedarfs, historisch und geographisch bedingt, aus Russland. Bisher war Russland ein verlässlicher Vertragspartner. Den nun geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wird mittelfristig durch eine stärkere Diversifizierung der Gasbezugsquellen und einem Ersatz russischen Erdgases Rechnung zu tragen sein. Abbildung 11 zeigt die Effekte, die ausgewählte Ereignisse auf den Gasmarkt hatten.

Abbildung 11 EU Speicherstand und Gaspreisentwicklung 2021 - 2022.



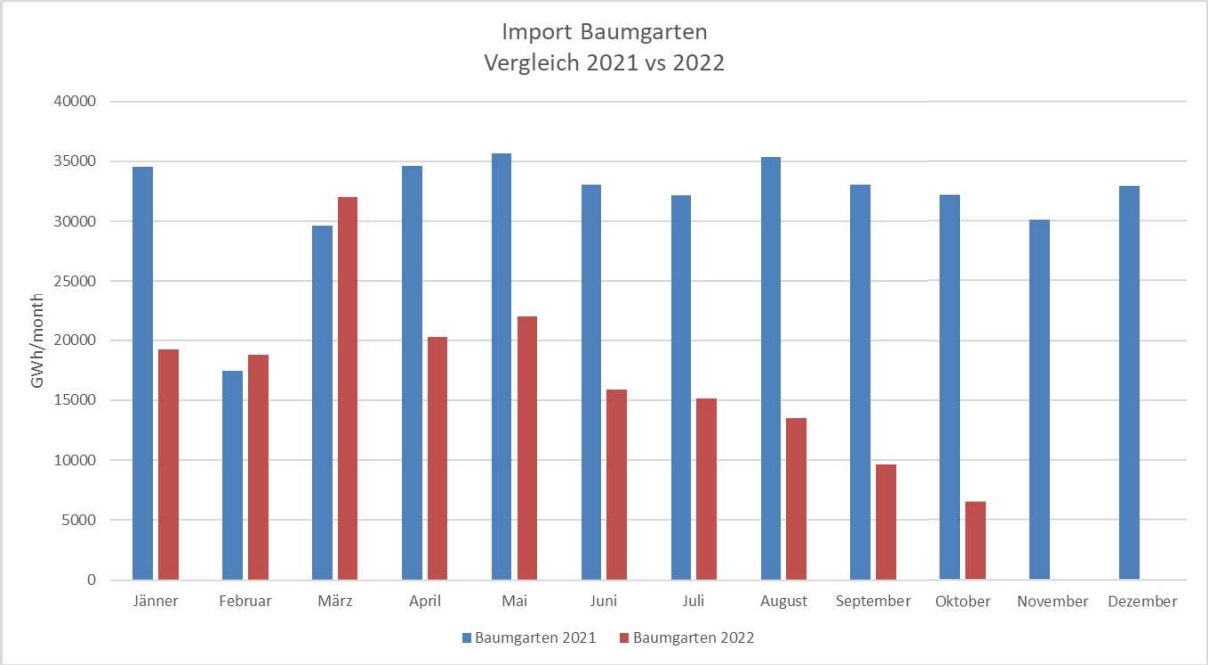
Quelle: AGGM

Wenig überraschend, zeigt Abbildung 11, dass eine verstärkte Beschaffung von Speichermengen zeitgleich mit einer Reduktion von Gasmengen aus Russland zu einem starken Anstieg des Gaspreises geführt haben.

Eine, mit Hinblick auf die Versorgungssicherheit, stärkere Differenzierung der Importrouten nach Österreich muss vor diesem Hintergrund so rasch wie möglich umgesetzt werden.

Die Ableitung konkreter Maßnahmen benötigt aber mehr Daten und eine tiefer angelegte Interpretation des sich ändernden Umfeldes. Es folgt eine Betrachtung des unterschiedlichen Verhaltens an Österreichs wichtigsten Entry/Exit Punkten.

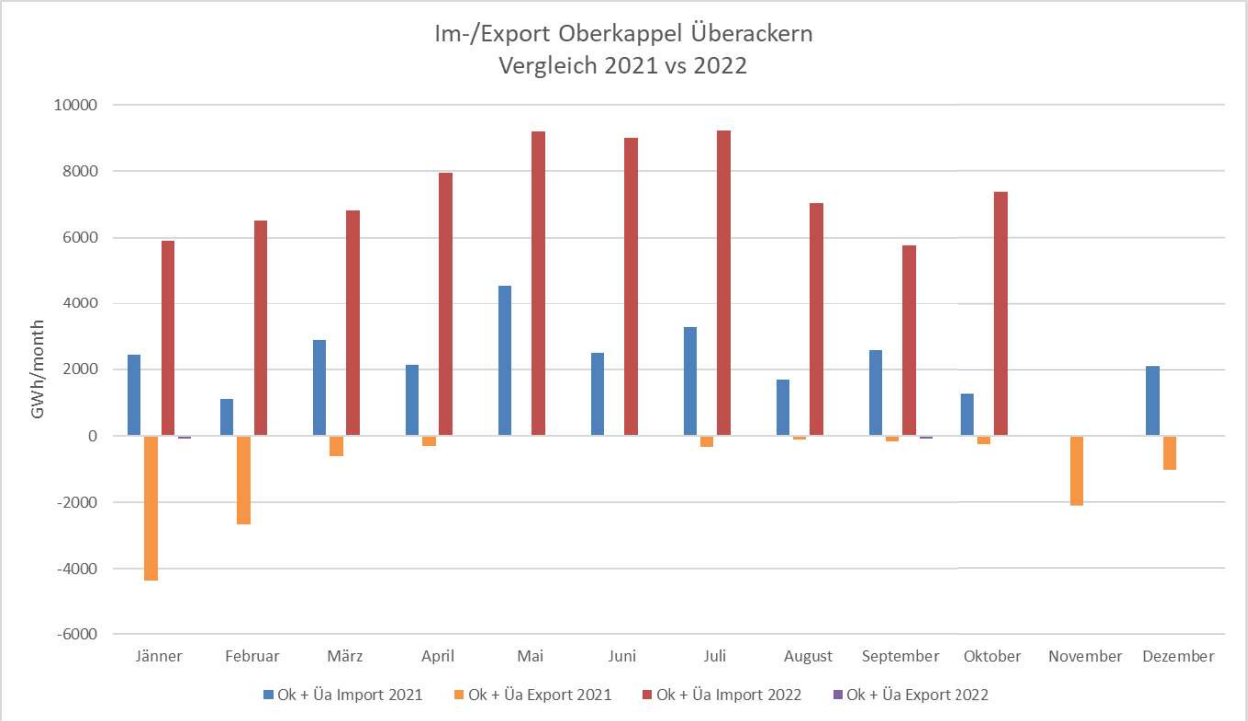
Abbildung 12 physikalischer Fluss Baumgarten 2021 bis November 2022.



Quelle AGGM Plattform, Abgerufen am 10.11.22

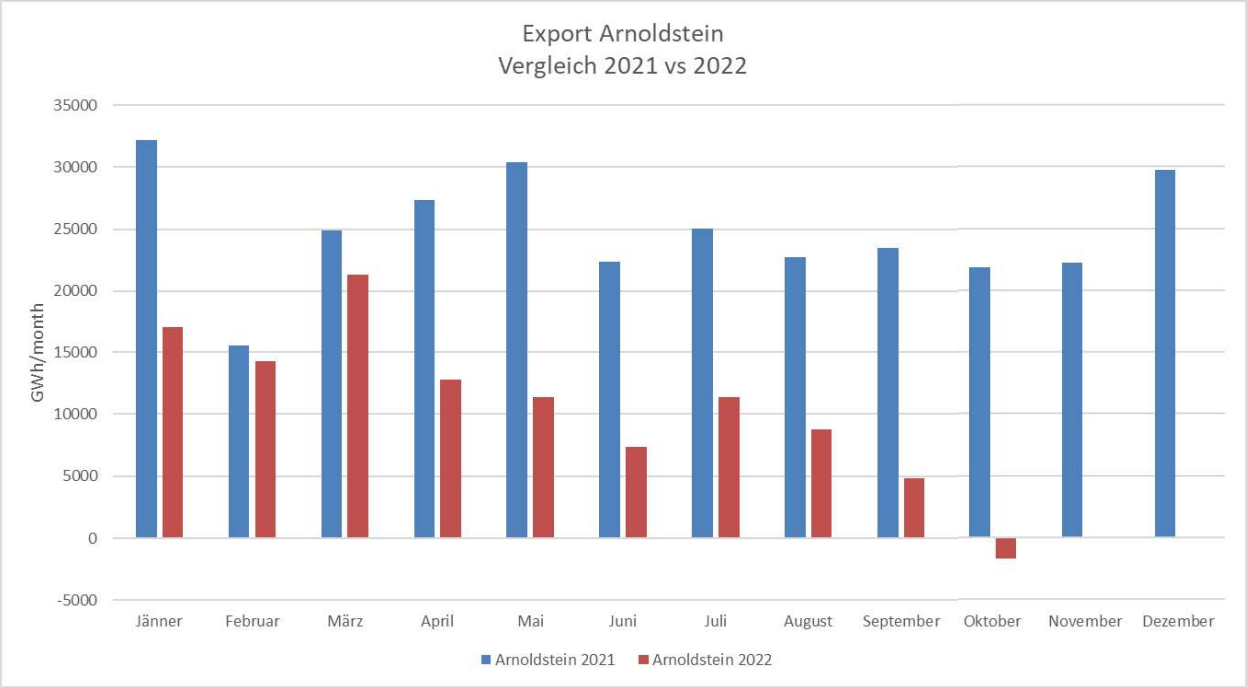
Abbildung 12 zeigt eine deutliche Reduktion der physikalischen Importmengen durch den Grenzübergabepunkt Baumgarten, speziell nach März 2022. Ein Vergleich mit Abbildung 13 zeigt, dass zwischen 2021 und 2022 eine Veränderung der Verhältnisse eingetreten ist. Importflüsse von Deutschland nach Österreich wurden deutlich erhöht, während der Export 2022 beinahe zum Erliegen kam.

Abbildung 13 physikalischer Fluss der Import und Export Mengen Oberkappel und Überackern 2021 bis November 2022



. Quelle AGGM Plattform, Abgerufen am 10.11.22

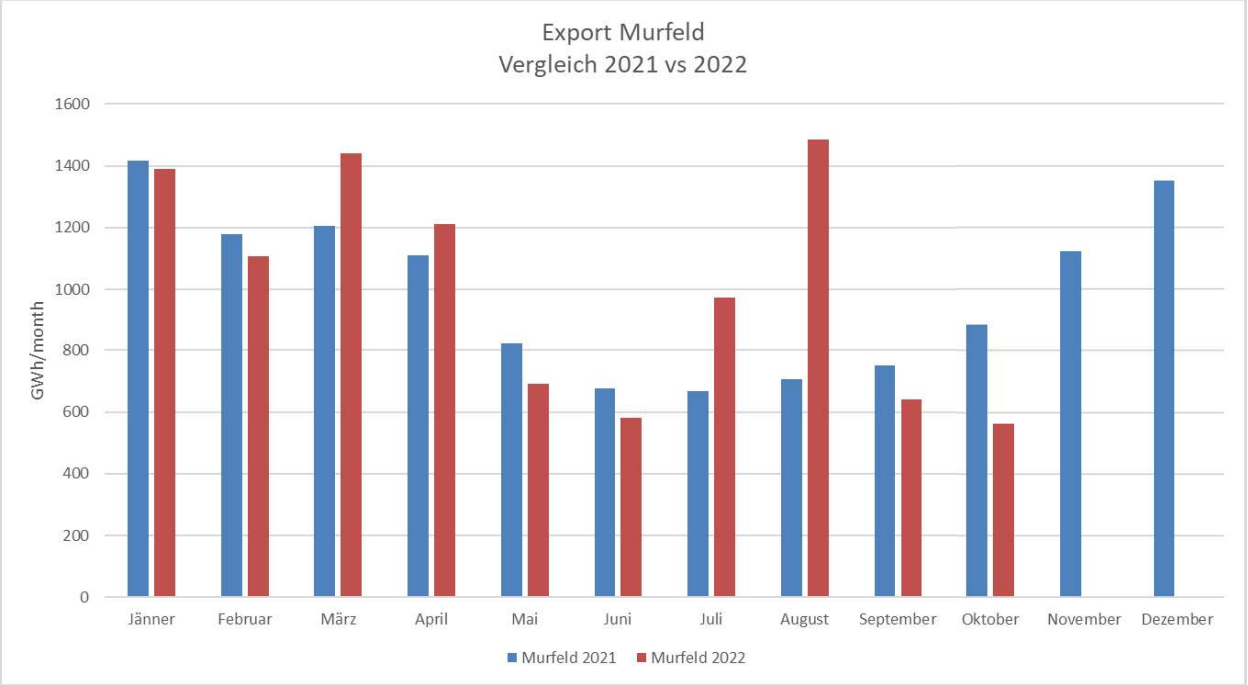
Abbildung 14 physikalischer Fluss Arnoldstein 2021 bis November 2022.



Quelle: AGGM Plattform, Abgerufen am 10.11.22

Auch am GÜP Arnoldstein sieht man den Einfluss der veränderten Versorgungssituation für Europa. Es ist anzunehmen, dass Italien seinen Bedarf verstärkt durch LNG und die TAP deckt. Im Oktober kam es erstmals zu einem physikalischen Importfluss von Italien nach Österreich.

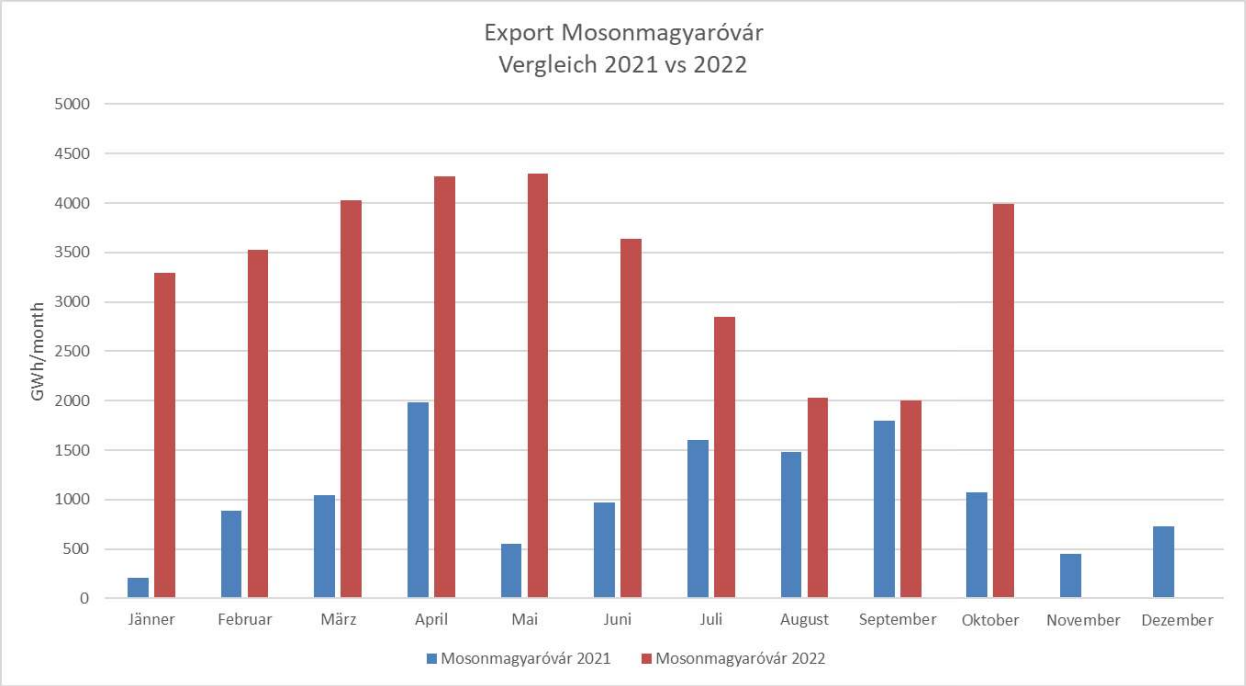
Abbildung 15 physikalischer Fluss Murfeld 2021 bis November 2022.



Quelle AGGM Plattform, Abgerufen am 10.11.22

Murfeld ist der einzige GÜP im MG-Ost bei dem sich die Flüsse nicht stark verändert haben.

Abbildung 16 physikalischer Fluss Mosonmagyaróvár 2021 bis November 2022.



Quelle AGGM Plattform, Abgerufen am 10.11.22

Der Export nach Ungarn über den GÜP Mosonmagyaróvár verstärkte sich deutlich.

Neue Lieferquellen für Österreich

Aktuell ist die österreichische Gasinfrastruktur vorrangig für einen Transport von Ost nach West ausgerichtet. Um neue Lieferquellen insbesondere aus Mittel- und Osteuropa erschließen zu können, müssen entsprechend Transportkapazitäten nach und innerhalb Österreichs geschaffen werden. Dies bedingt nicht nur die Anpassung bestehender Leitungen, sondern vor allem auch den Neubau von Gasinfrastruktur in Österreich und im benachbarten Ausland.

Finanzierung des notwendigen Leitungsbaus

Das bisherige Instrument zum marktgetriebenen Infrastrukturausbau (gemäß EU-Verordnung 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen - Networkcode CAM) wird in der aktuellen politischen Situation keine Lösungen bringen: Händler führen keine langfristigen Buchungen mehr durch und verharren in Take-or-Pay Verträgen. Hier muss die öffentliche Hand ansetzen und strategische Infrastrukturprojekte, die durch den Markt nicht getragen werden, finanzieren und die Umsetzung beauftragen.

Die erforderlichen Kapazitätsbereitstellungen an LNG-Terminals und den ausländischen Fernleitungsnetzen (von den Importpunkten/Produktionsstätten nach Österreich) müssen auf politischer Ebene verbindlich verhandelt werden. Bei der Kapazitätsbereitstellung ist auch auf den Bedarf der angrenzenden Länder Bedacht zu nehmen. Die Importmöglichkeit über Oberkappel und Überackern (Oberösterreich) beispielsweise, trägt auch zur Deckung des Gasbedarfs von Ungarn, Slowakei, Slowenien und Italien bei.

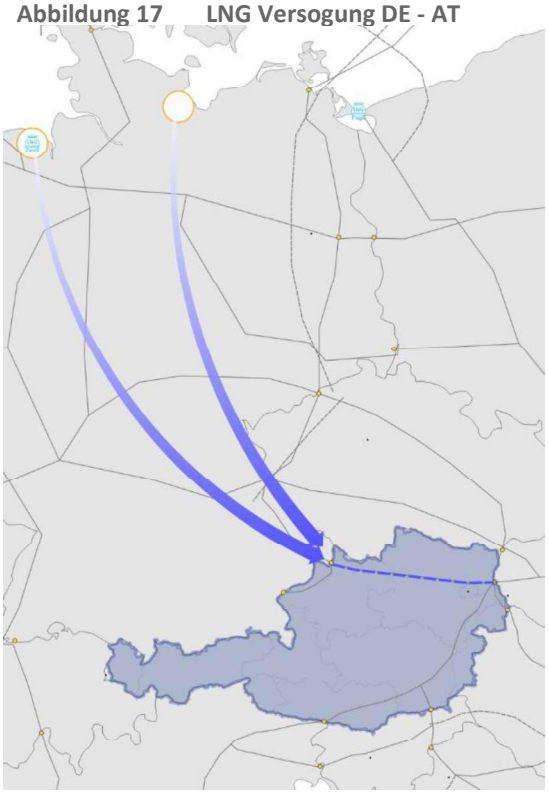
Langfristige Nutzung von bestehender und neuer Gas-Infrastruktur

Ein wichtiger Entscheidungsfaktor im Infrastrukturausbau ist jedenfalls die Nachnutzung der Infrastruktur für dekarbonisierte und klimaneutrale Gase. Neue Gas-Transportleitungen sind jedenfalls "H2-ready", also geeignet für den Transport von reinem Wasserstoff, zu errichten.

2.3 Mögliche Importrouten

2.3.1 Route: Deutschland - Österreich

Abbildung 17 LNG Versogung DE - AT



Erdgas aus Norwegen oder LNG von den norddeutschen und niederländischen Häfen stellt eine wichtige Importquelle für Österreich und Europa dar. Um dieses Gas nach Österreich liefern zu können, müssen sowohl die Transportkapazitäten durch Deutschland als auch die Innerösterreichischen von Oberkappel/Überackern nach Baumgarten erhöht werden. Dies würde einen Ausbau der West-Austria-Gasleitung (WAG) bedingen.

Innerhalb Deutschlands besteht ein Kapazitätsengpass in Nord-Süd-Richtung, insbesondere dann, wenn sich die gewohnte Versorgung von Deutschland (aktuell vor allem via Waidhaus und Greifswald) ändert. Wenn die Gaslieferungen aus Russland stark eingekürzt werden oder ganz wegfallen, sind Ausbaumaßnahmen im innerdeutschen Netz dringend erforderlich. Dabei dürfen sich die deutschen Infrastrukturausbauten aber nicht nur auf den deutschen Bedarf beschränken, sondern müssen auch die grenzquerenden Kapazitäten gesichert werden.

Innerhalb Österreichs ist eine Fertigstellung des WAG-Loops inkl. Modifikation der Verdichterstationen entlang der WAG inkl. Baumgarten erforderlich.

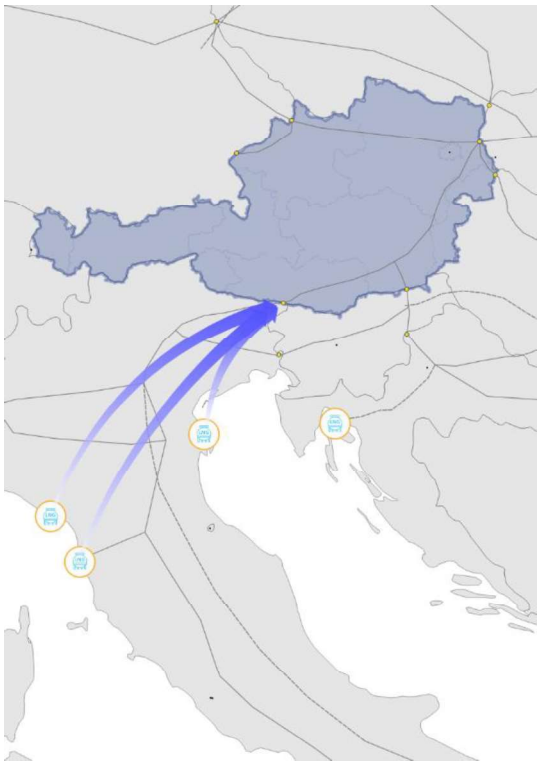
Die Umsetzung der österreichischen Maßnahmen startet im Projekt GCA 2022/01 WAG Teil-Loop und wird dort näher erläutert.

Ein großer Vorteil dieser Option ist, dass die West Austria Gasleitung (WAG) zukünftig in zwei getrennte Leitungen aufgeteilt werden könnte und eine Leitung mit Erdgas und eine Leitung mit Wasserstoff betrieben werden könnte. Die Wasserstoffleitung kann sowohl für einen Transport von der Ukraine über Österreich nach Deutschland eingesetzt werden als auch Wasserstoff aus dem Norden von Deutschland nach Österreich und weiter Richtung Osten transportieren. Sieh auch Kapitel 6.3.5.

2.3.2 Route: Italien - Österreich

Italien hat ebenfalls angekündigt seine Importabhängigkeit von russischer Erdgasproduktion reduzieren zu wollen. Zukünftig könnte Italien die Quellen aus Nord Afrika und Aserbaidschan sowie den Import von LNG stärker nutzen. Auch eine Leitungsverbindung mit Spanien durch das Mittelmehr ist im Gespräch.

Abbildung 18 LNG Versorgung IT - AT



Für Österreich besteht schon jetzt die Möglichkeit über die drei (noch weiter ausgebauten) LNG Terminals in Italien Gas zu beschaffen und über das italienische Fernleitungsnetz nach Arnoldstein zu transportieren.

In Italien wird eine Kapazität von 720.000 Nm³/h in Konkurrenz zwischen Passo Gries (IT->CH) und Arnoldstein vermarktet. Von Arnoldstein Richtung Baumgarten steht eine Kapazität von 1.000.000 Nm³/h FZK zur Verfügung.

2.3.3 Route: LNG Terminal Krk Kroatien – Slowenien - Österreich

Das LNG Terminal in Krk hat eine Kapazität von ca. 2,5 Mrd. Nm³/a und ist gemäß des Kapazitätsbuchung-Plattform von LNG Croatia LLC bis 2027 ausgebucht. Dennoch bietet dieses LNG Terminal eine Importoption für Österreich, insbesondere wenn die Kapazität des Terminals ausgebaut wird.

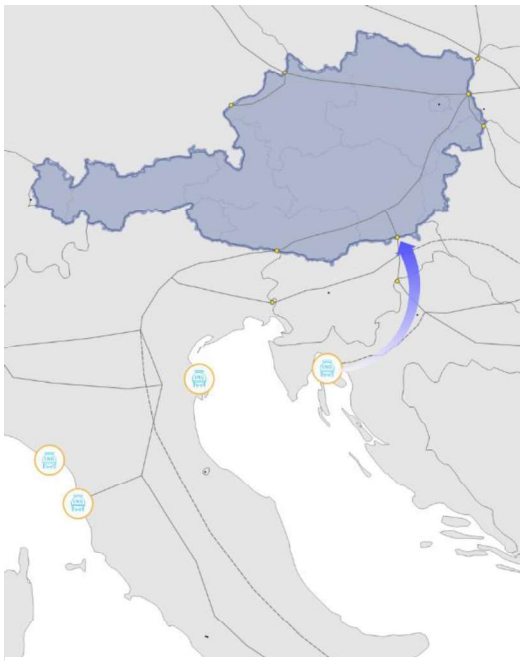


Abbildung 19 LNG Versorgung KR - SL - AT

2020 haben die Netzbetreiber von Kroatien, Slowenien und Österreich drei Optionen zur Erhöhung der Kapazität von Kroatien Richtung Murfeld (Österreich) ausgearbeitet. Die Option von 250.000 Nm³/h bietet eine Importmöglichkeit von ca. 17 TWh/a.

In Österreich muss von Gas Connect Austria, abhängig von der Ausbaustufe, die SOL auf gesamter Länge geloopt werden und im Raum Murfeld eine Verdichterstation errichtet werden. Die Trans Austria Gasleitung muss Adaptionen in der Verdichterstation Weitendorf und Eggendorf vornehmen. Für nähere Informationen siehe GCA-2020/02, GCA-2020/03 GCA-2020/04, GCA-2015/08 und TAG 2016/01.

Eine Umrüstung auf Wasserstoff wäre längerfristig zu sehen, da kein durchgehendes paralleles Leitungsnetz vorhanden ist.

2.4 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.

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

Für das Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der (N-1) Formel 172 %. Dieses Ergebnis spiegelt die Versorgungssicherheit lediglich in Bezug auf die Infrastruktur wider.

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

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [Mio. Nm³/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	17,29	Exit Italien
Freilassing & Laa/ Thaya	0,87	ausgewiesene Standardkapazität
EPm	**180,45**	**Techn. Kapazität von Einspeisepunkten**
Produktion OMV	1,99	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	0,36	gebuchte Standardkapazität
Biomethan Produktion	0,06	gebuchte Standardkapazität
Pm	**2,41**	**Max. techn. Produktionskapazität**
Speicherpool OMV	23,39	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
Sm	**44,07**	**Max. techn. Ausspeisekapazität**
LNGm	**0**	**Max. techn. Kapazität der LNG-Anlagen**
lm	**140,34**	**Techn. Kapazität der größten einzelnen Infrastruktur**
Dmax	**50,31**	**Max. tägliche Gasnachfrage** Baseline Szenario Max. der nächsten 10 Jahre
N - 1	**172%**	

Quelle: AGGM; 2022

Es ist anzumerken, dass der berechnete Infrastrukturstandard keine aussagekräftige Messgröße für die Versorgungssicherheit eines Landes ist, da

- ausschließlich die Infrastruktur betrachtet wird. Es erfolgt keine Betrachtung, ob an den möglichen Importpunkten auch tatsächlich Gasbezugsquellen vorhanden sind und diese auch genutzt werden.
- Importinfrastruktur wird im MG Ost auch für den Transit durch das MG Ost genutzt, diese Kapazitäten stehen nicht für die Versorgung des MG Ost zur Verfügung. Siehe dazu Abbildung 12 bis Abbildung 16
- Der Infrastrukturstandard ist eine statische Größe. Eine Bewertung der Versorgungssicherheit muss auch betrachtet werden, ob die als Einspeisepunkte genannten Speicher auch wieder gefüllt werden können

Das heißt, dass selbst bei einem hohen Infrastrukturstandard die Schaffung von zusätzlichen Kapazitäten erforderlich sein kann. Konkret für das MG Ost bedeutet das, dass insbesondere zusätzliche Kapazitäten von Deutschland und Slowenien erforderlich sind.

3 Wasserstoff in Österreich

3.1 Wasserstoff Bedarfe und Aufbringung

3.1.1 Klimaneutralität ab 2040

Für das erklärte Ziel der Bundesregierung, Klimaneutralität für Österreich bereits mit 2040 zu erreichen, bietet die österreichische Gasinfrastruktur die optimale Basis den Import von kosteneffizienten klimaneutralen Gasen zu ermöglichen und die nationale Produktion voranzutreiben. Die Wasserstoffstrategie für Österreich spricht davon, für den leitungsgebundenen Transport von Wasserstoff die bereits vorhandene Gasinfrastruktur durch Umwandlung zu Wasserstoffleitungen zu nutzen. Aktuell sind die Leitungssysteme in Österreich schon für den Transport von beigemengtem Wasserstoff geeignet. In der ÖVGW Richtlinie GB 210 ist bereits ein Anteil von 10% Wasserstoff im österreichischen Gasverteilnetz grundsätzlich zugelassen.

Für den Hochlauf des Wasserstoffmarkts kommt dem Verteilernetz eine gesonderte Bedeutung zu. Erste Cluster, die eine Verbindung von Produktion und Abnahme herstellen, z.B. der H2 Kollektor Ost, werden eine Schlüsselrolle im Hochlauf des nationalen Wasserstoffmarkts einnehmen. Denn in Österreich sind die Industrieunternehmen, welche die Hauptabnehmer von Wasserstoff sein werden, am Verteilnetz angeschlossen. Durch ein frühes Bekenntnis der Regierung zu Wasserstoff und einer raschen Dimensionierung der Infrastruktur ergibt sich für die Industrie des produktionslastigen und CO2-emittierenden Standortes Österreich Planungs- und Investitionssicherheit.

3.1.2 Projekt: H2-Readiness

Vor dem Hintergrund der Klimaneutralität bis 2040 wurde das Projekt H2-Readiness von AGGM, den Verteilernetz- und Fernleitungsnetzbetreibern Österreichs im Herbst 2020 ins Leben gerufen. Im Rahmen dieses Projekts wird eine Roadmap für ein dediziertes Wasserstoffnetz erstellt, um die Transformation für einen Wasserstofftransport im bestehenden Gasnetz vorzubereiten. Dabei soll sukzessive ein Wasserstoffnetz parallel zu einem Methannetz aufgebaut werden und eine optimale Nutzung des bestehenden Methannetzes durch die Umwidmung in ein Wasserstoffnetz gewährleistet werden. Als Grundlage für die Planung und die Erstellung eines Absatzmodells, dient unter anderem die Im Frühjahr 2022 durchgeführte Wasserstoffbedarfserhebung der Industrie in Österreich.

Für die Erhebung wurde ein Fragebogen mit drei Kategorien des Gasbedarfs an die Industriekunden ausgesandt:

- Methan (Erdgas, Biomethan, synthetisches Methan),
- Wasserstoff (tatsächlicher Bedarf) bzw.
- Wasserstoff oder Methan (optionaler Bedarf).

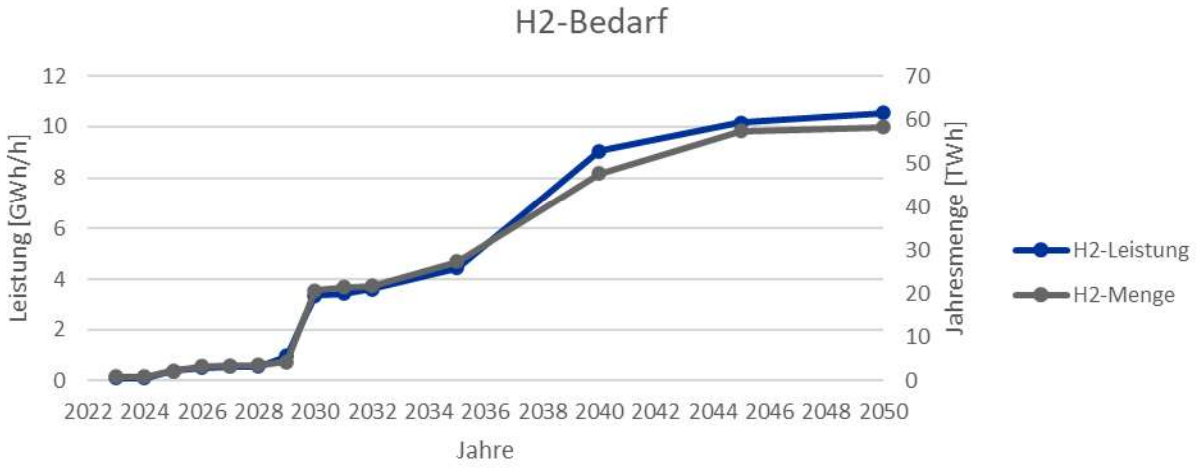
Die Abfrage erfolgte dabei für die Jahre 2023 bis 2050.

Das Ergebnis der Abfrage zeigt deutliches Interesse der Unternehmen an Wasserstoff und den dabei einhergehenden Rückgang an Methanbedarf.

In den Jahren von 2023 bis 2040 reduziert sich der Methanbedarf der befragten Unternehmen um etwa 55%. Unter Berücksichtigung der zu verwirklichenden Klimaneutralität 2040, ist hier zu beachten, dass Biomethan bzw. synthetisches Methan weiterhin eine wesentliche Rolle zur Bedarfsdeckung in der Industrie spielen wird.

Erste größere Wasserstoffbedarfe in Österreich wurden bereits für das Jahr 2025 mit einer Jahresmenge von 2,3 TWh angegeben. Deutliche Steigerungen gibt es im Jahr 2030 mit einem gemeldeten Bedarf von ca. 21 TWh. Eine Erzeugung dieser Wasserstoffmengen würde einer Elektrolyseleistung von ca. 3,5 GW_{el}, bei einer Auslastung von 7500 Volllaststunden und einem Wirkungsgrad von 80%, entsprechen. Bis zum Jahr 2040 mehr als verdoppelt sich der Wasserstoffbedarf im Vergleich 2030 auf etwa 47 TWh und einer benötigten Gasnetzanschlussleistung von etwa 9 GW. Bis 2050 leitet sich aus der Bedarfserhebung ein weiterer Zuwachs auf 58 TWh Wasserstoff ab, wobei sich die Differenz zwischen 2040 und 2050 nicht auf neue Abnehmer bezieht, sondern auf den Bedarfsanstieg der schon beziehenden Unternehmen.

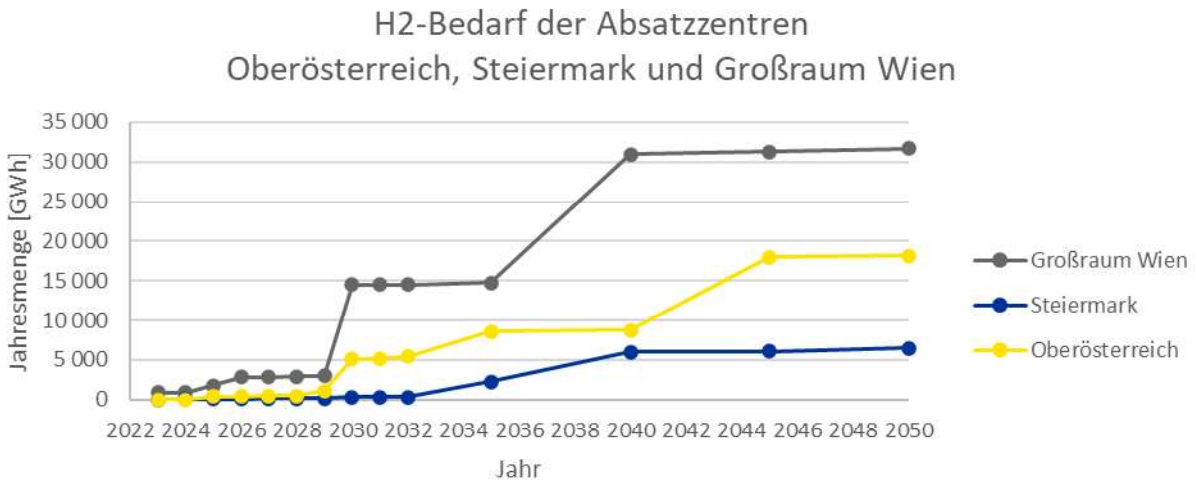
Abbildung 20 Eingesendete Jahresmengen und Leistungen an tatsächlichen Wasserstoffbedarfen (ohne Berücksichtigung optionaler Angaben) befragter Unternehmen.



Quelle: AGGM

Ergebnisse auf Bundeslandebene bestätigten industrielle Schwerpunkte wie die Steiermark, Oberösterreich und den Großraum Wien. Der erhobene Wasserstoffbedarf in der Steiermark beträgt 2030 zwar nur rund 280 GWh, doch steigert sich dieser Bedarf stark bis zum Jahr 2040 auf 6 TWh. Für Oberösterreich wurden deutlich höhere Bedarfe gemeldet, ab 2030 bereits rund 5 TWh und ab 2040 8,8 TWh. Im Großraum Wien als dritten industriellen Schwerpunkt, wurden für 2030 etwa 14,5 TWh und für 2040 etwa 31 TWh erhoben.

Abbildung 21 Eingesendete Jahresmengen an tatsächlichen Wasserstoffbedarfen (ohne Berücksichtigung optionaler Angaben) der Absatzzentren Oberösterreich, Steiermark und Großraum Wien.



Quelle: AGGM

Aus den erhobenen Daten wurden 3 Wasserstoff-Absatzszenarien gebildet:

Absatzszenarien:

- Minimaler Wasserstoff-Absatz (Tatsächliche rückgemeldet Wasserstoffbedarfe werden beachtet)
- Mittlerer Wasserstoff-Absatz (Optionale rückgemeldete Wasserstoffbedarfe werden beachtet)
- Maximaler Wasserstoff-Absatz (Großabnehmer, welche keine Rückmeldungen erbracht haben, werden als 100% Wasserstoffabnehmer ab dem Jahr 2040 angenommen)

In weiterer Folge soll durch hydraulische Berechnungen gezeigt werden, wie in Zukunft die Deckung der Absätze erfolgen kann bzw. möglich ist. Dazu sind die jeweiligen Absatzszenarien mit 3 unterschiedlichen Bezugsszenarien kombiniert worden.

Bezugsszenarien:

- Import (Versorgung über Baumgarten, Arnoldstein, Oberkappel/Überackern und Murfeld)
- Speicher (Versorgung über zukünftig umgewidmete Gasspeicher) bzw.
- Dezentrale Wasserstofferzeugung (Versorgung über Wasserstofferzeugungsanlagen in Österreich)

Die Ergebnisse der Wasserstoff Roadmap werden in der LFiP 2022 im Detail beschrieben. Für die Planung der Fernleitung ist jedoch relevant, dass insbesondere im Bezugsszenario, das einen überwiegenden Import von Wasserstoff zugrunde legt, eine Einspeiseleistung von der Fernleitung in das Verteilernetz von 3300 MW bis 2030 und 9000 MW bis 2040 erforderlich ist.

Eine Bestandsanalyse vom österreichischen Gasnetz hat darüber hinaus gezeigt, dass Bestandsleitungen grundsätzlich dafür geeignet sind Wasserstoff zu transportieren. Dennoch

wird es gegebenenfalls nötig sein, vereinzelt Adaptierungen vorzunehmen, um Umwidmungen von Erdgasleitungen zu Wasserstoffleitungen zu gewährleisten.

3.1.3 Woher kommt der Wasserstoff?

In der nationalen Wasserstoffstrategie als auch in anderen europäischen Staaten wird grüner Wasserstoff als wichtiger Baustein für das Ziel der Klimaneutralität gesehen. Österreich hat aufgrund der geographischen Lage und der bereits vorhandenen Infrastruktur das Potenzial im Wasserstofftransport wie schon bei Erdgastransport, eine Drehscheibenfunktion einzunehmen und seine Rolle als Transitland aufrecht zu erhalten. Weiters hat Österreich durch sein sehr gut ausgebautes Fernleitungsnetz und durch die Grenzübergabepunkte Arnoldstein, Baumgarten, Murfeld sowie Oberkappel und Überackern, beste Möglichkeiten Wasserstoff zu beziehen oder diesen über dessen Transitrouten zu verteilen. Aktuell sind verschiedene Quellen[1] für den Wasserstoffimport nach Österreich in Diskussion. In der Nord-/Ostsee wird die Produktion von offshore Windstrom und Wasserstoff vorangetrieben, die eine Versorgung über Deutschland darstellen könnte. Im Osten wird die Produktion von Onshore-Windstrom und Wasserstoff in der Ukraine bzw. in Rumänien untersucht, die eine mögliche Versorgungsroute über die Slowakei nach Baumgarten darstellt. Aus dem Süden könnte Wasserstoff aus der Produktion von Solarstrom bzw. Onshore-Windstrom aus Tunesien über Italien an das österreichische Marktgebiet herangeführt werden.

Durch eingeschränkte Flächen als auch Potentiale an Wind-, Sonne- und Wasserenergie wird die EU jedoch von Importen an Wasserstoff abhängig sein, um die Bedarfe decken zu können. Daher wird es auch folglich für Österreich notwendig sein, Wasserstoff vom globalen Markt zu beziehen. Derzeit gibt es für die Produktion von Wasserstoff außerhalb der EU einige Projekte (z.B. in Australien „HySupply“ oder in Afrika „Potentialatlas Grüner Wasserstoff“), jedoch befinden sich diese noch in der Konzept- bzw. Planungsphase.

3.1.3.1 H2EU+ Store

Ein durch die RAG AG geplantes und initiiertes Projekt für die Erzeugung, Speicherung und Transport von grünem Wasserstoff ist das H2EU+Store. Ukrainische Partner sollen hierbei mittels Solar- und Windenergie in der Ukraine grünen Wasserstoff erzeugen, welcher via Fernleitungen über die Slowakei und der Übernahmestation Baumgarten nach Österreich gelangen soll. Durch den Ausbau von Speichervolumina in Österreich kann dieser dann gespeichert oder auch weiter nach Deutschland bzw. Zentraleuropa transportiert werden.[2]

[1] Vgl. EHB: Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, Juni 2021

[2] www.h2euplusstore.com

Abbildung 22 H2EU+Store Projektkarte

Quelle: www.h2euplusstore.com

3.2 Wasserstoff Planung der Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.1 Der WAG Loop als Bindeglied

Die jüngsten Ergebnisse aus der European Hydrogen Backbone (EHB) Initiative sowie der Importstudie des World Energy Councils (WEC) zeigen, dass GCA in der Lage sein wird bis 2030 die erforderliche Infrastruktur für den Transport signifikanter Mengen Wasserstoff an den Grenzkopplungspunkten Überackern und Oberkappel bereitzustellen. Ein Projekt (HYD-N-757) zum potenziellen Wasserstofftransport in der Zukunft wurde bereits in den europäischen Netzentwicklungsplan TYNDP 2022 eingebracht.

Der Ausbau der WAG und Penta West bis hin zu zwei vollständig geschlossen Leitungssträngen bietet volle Flexibilität für den Transport von reinem Wasserstoff und Methan. Vorausgesetzt der Nachfrage und der überregionalen Produktion von Wasserstoff kann die Menge an transportiertem Wasserstoff verdreifacht werden. Durch den bidirektionalen WAG-Loop erhält man eine Wasserstoffleitung, die grüne Energie zu Industriestandorten in Österreich aber auch nach Deutschland liefern kann. Darüber hinaus hat der WAG Loop das Potenzial den Industriestandort Österreich zu sichern und die bereits etablierte Drehscheibenfunktion aufrecht zu erhalten bzw. mit Wasserstoff auszuweiten. Durch die rasche Etablierung eines Wasserstoffnetzes kann Österreich zu einem zentraleuropäischen Transport- und Handelsknoten werden und seine geographische Rolle ökonomisch sinnvoll ausnutzen. Gas Connect Austria arbeitet gemeinsam mit den benachbarten Netzbetreibern daran, für das Projekt WAG LOOP Vollausbau den Status eines (Wasserstoff) PCI-Projektes zu erlangen.

3.2.2 SOL H2 Projekt

Eine weitere potenzielle zukünftige Quelle von Wasserstoff stellt der LNG Import Terminal dar.

Abgestimmt mit dem slowenischen Fernleitungsnetzbetreiber Plinovodi, dem kroatischen Fernleitungsnetzbetreiber Plinacro und GCA gab es fristgerecht die Einreichung als PCI Kandidat, welches auf österreichischer Seite den Namen SOL H2 (ENTSOG Code HYD-N-1354) trägt.

Hervorzuheben ist, dass diese abgestimmte Einreichung auf europäischer Ebene, in der perspektivischen Förderwürdigkeit der Projekte gemäß der geänderten TEN-E Verordnung liegen. Die Bereitschaft der Fernleitungsnetzbetreiber entlang der Route nach Österreich ist jedenfalls gegeben, um die Vision Wasserstoff gemeinsam zu verfolgen und Infrastrukturpotenziale zeitnah abzustimmen, um eine weitere Importmöglichkeit für das österreichische Marktgebiet zu schaffen.

3.2.3 TAG – Der Süd-Nord Korridor

Die TAG ermöglicht den Import von Wasserstoff ab 2030. Aufgrund seiner zentralen Lage am Schnittpunkt der aktuellen europäischen Gas- und zukünftigen Wasserstoff-Transitkorridore Süd-Nord und West-Ost gelegen, wird das Fernleitungsnetz der TAG GmbH eine wesentliche Rolle für die zukünftige Versorgung von Österreich und Europa mit klimaneutralen Gasen einnehmen.

Das entsprechende Projekt „H2 Readiness of the TAG Pipeline System“ (HYD-N-986), welches die kosteneffiziente Umrüstung bestehender Gasinfrastruktur für den potenziellen Transport von Wasserstoff ab dem Jahr 2030 vorsieht, ist im europäischen Netzentwicklungsplan TYNDP 2022 enthalten sowie in Abstimmung mit den angrenzenden FNBs als PCI Kandidat eingereicht, und zeigt die Bereitschaft der TAG GmbH für eine Zukunft auf Basis von nachhaltiger Energie. Das Projekt umfasst, in einer ersten Phase, eine vollständige Umrüstung von einer der drei Pipelines des TAG-Pipelinesystems inklusive aller relevanten Anlagen, welche für einen bidirektionalen Transport von bis zu 100% Wasserstoff zwischen den entsprechenden Übergabepunkten an der italienisch-österreichischen sowie der österreichisch-slowakischen Grenze erforderlich sind.

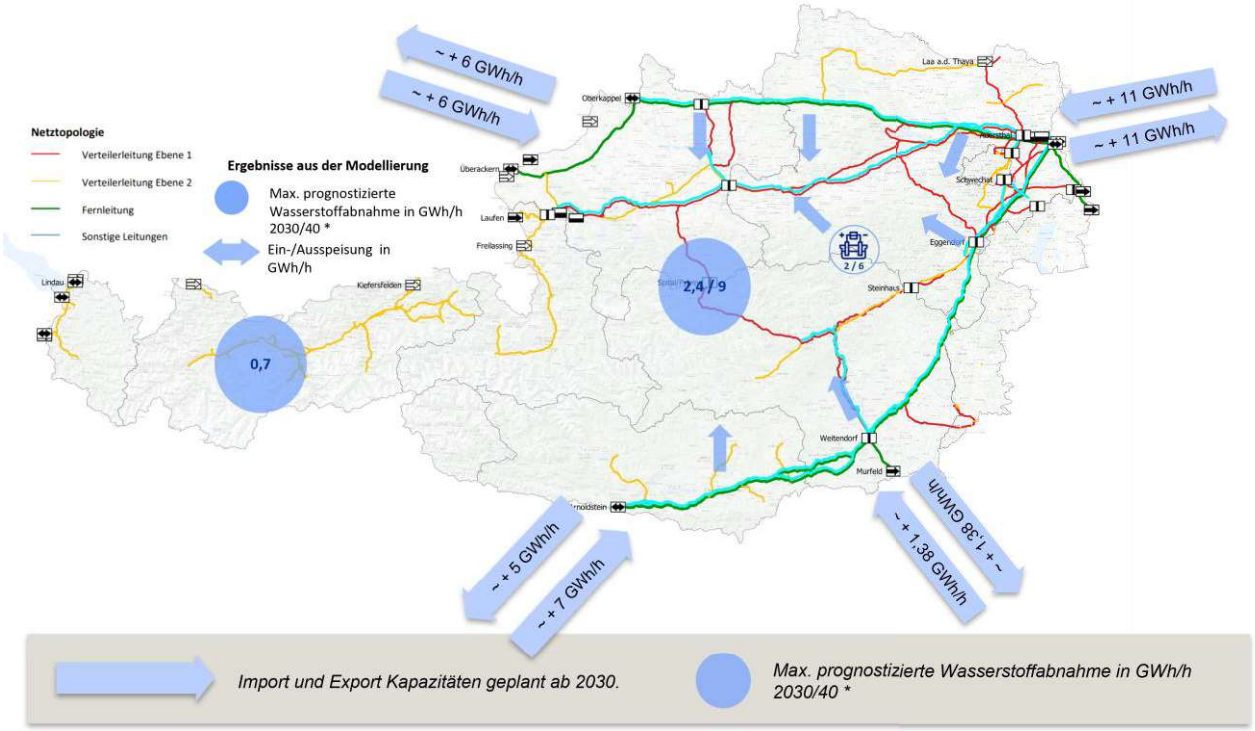
Der bidirektionale Fluss von Wasserstoff über das TAG Pipelinesystem hat das Potenzial die zukünftigen Wasserstoffmärkte von Italien, Österreich, Deutschland sowie Zentral-/Ost-Europa zu verbinden, weshalb das entsprechende TAG Projekt ebenfalls Teil der European Hydrogen Backbone und European Clean Hydrogen Alliance Initiativen ist.

3.3 Kapazitätsszenario H2

Werden die in Kapitel 3.2 dargestellten Projekte umgesetzt, so können die in Abbildung 23 dargestellten indikativen Wasserstoff Kapazitäten ausgewiesen werden. Auf der WAG kann eine indikative Kapazität von 6 GW Wasserstoff transportiert werden. Auf der TAG kann eine Entry-Kapazität von ca. 7 GW und eine Exit-Kapazität von 5 GW transportiert werden. Auf der SOL ist

mindestens eine Entry/Exit-Kapazität von 1,38 GW möglich. Daraus ergibt sich, dass in Oberkappel/Überackern eine Entry/Exit Kapazität von 6 GW, in Arnoldstein eine Entry/Exit Kapazität von 5 GW bzw. 7 GW und in Baumgarten eine Entry/Exit Kapazität von 11 GW ausgewiesen werden kann.

Abbildung 23 Wasserstoff Kapazitätsszenario



* Wenn kein Zweiter Wert dann gibt es keine Veränderung zwischen 2030 und 2040

Quelle: AGGM, GCA, TAG

In Abbildung 23 sind auch die erforderlichen Wasserstoffleistungen für die österreichischen Endverbraucher in Summe dargestellt. Die erforderlichen Wasserstoffleistungen sind das Ergebnis der Wasserstoff Roadmap (siehe Kapitel 3.1.2).

Aus der Wasserstofferhebung und für die Deckung der Bedarfe in Österreich wurden hier extra hydraulische Berechnungen angeführt. Tabelle 3 zeigt hier die notwendigen Kapazitäten der AZP von TAG und WAG für die Jahre 2030 und 2040.

Tabelle 3: Benötigte Kapazitäten für die Versorgung Österreichs.

GWh/h / AZP	2030	2040	2050
AZP-TAG	2,5	6 bis 8	6 bis 9
AZP-WAG	1	2 bis 5	3 bis 6

3.4 Was braucht es - Schlussfolgerung

3.4.1 Regulatorische Rahmenbedingungen schaffen

Aktuell wird der europäische Rechtsrahmen für den Gasbinnenmarkt überarbeitet und für die Regelungen zu einem Wasserstoffmarkt angepasst. Betreffend die Regelungsinhalte zur Entflechtung von Wasserstoffnetzen ist es wesentlich, Lösungen zu finden, die die Möglichkeit bieten H2- und Erdgasnetze gemeinsam zu betreiben und somit kostensenkende Synergieeffekte zu nutzen. Es besteht die Notwendigkeit rasch die Verordnungen betreffend die Förderung von Investitionen im Zusammenhang mit Wasserstoff zu schaffen und Regelungen für die Umwidmung von Erdgas- zu Wasserstoffnetzen zu erlassen. Um Risiken im Zusammenhang mit Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur zu minimieren, gilt es verbindliche Regelungen im Zusammenhang mit der Tarifierung und Kostenanerkennung zu erstellen. Um den Import von Wasserstoff zu ermöglichen und den Markthochlauf von Wasserstoff zu gewährleisten, sind rasch entsprechende Rahmenbedingungen zu schaffen.

3.4.2 Projektliste

Die folgende Tabelle 4 zeigt geplante Projekte der österreichischen Fernnetzbetreiber für die Realisierung eines European Hydrogen Backbones als auch für die Versorgung Österreichs. Dabei soll es zu einer Kapazitätserweiterung für den Wasserstofftransport von Süd-Nord als auch für Ost-West kommen.

Tabelle 4: Planungsprojekte für zusätzliche Wasserstoff Kapazitäten.

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	2022/02	Wasserstoffprojekt WAG	4,5	
GCA	2022/03	Wasserstoffprojekt Penta	4,5	
GCA	2022/04	Wasserstoffprojekt SOL	3,5	
TAG	2022/01	H2 Readiness of the TAG Pipeline System	4,5	

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2022

4 Planungsrahmen für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022

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

4.1 Berücksichtigte Netzentwicklungspläne

Im nachfolgenden Abschnitt wird die Kohärenz zum gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. B der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Ten Year Network Development Plan - TYNDP), den Investitionsplänen für regionale Netze gemäß Art. 12 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Gas Regional Investment Plans - GRIP), dem European Hydrogen Backbone (EHB) sowie der Langfristigen Planung (LFP) hergestellt. Für die übergreifende Untersuchung der Rahmenbedingungen, Planmaßnahmen und strategischen Ziele wird neben den Plänen im Gasbereich zusätzlich auch ein kurzer Einblick in den Netzentwicklungsplan 2022 für das Übertragungsnetz der APG aufbereitet. Durch Sektorkopplungsmaßnahmen und -pläne zwischen Gas- und Strominfrastruktur, wie zum Beispiel Elektrolyseure zur Wasserstoffproduktion, wird eine integrierte Betrachtung der beiden Sektoren zukünftig immer bedeutender.

4.1.1 Ten Year Network Development Plan 2022

European Network of Transmission System Operators Gas (ENTSOG) erstellt alle zwei Jahre einen nicht bindenden, gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans (TYNDP), der einen Planungshorizont von zumindest zehn Jahre umfasst. Er liefert neben einer Darstellung der gesamteuropäischen Infrastruktur insbesondere auch eine Betrachtung des Lieferpotenzials, der Marktintegration und der Versorgungssicherheit. 2018 wurde der TYNDP erstmals in Zusammenarbeit mit dem European Network of Transmission System Operators Electricity (ENTSO-E) erstellt.

Ein Ziel des TYNDP ist die Modellierung eines integrierten Netzes, um rechtzeitig zukünftige potenzielle Investitionslücken insbesondere in Bezug auf grenzüberschreitende Kapazitäten aufzuzeigen. Entsprechend der Vorschriften in der Verordnung (EG) 715/2009 überprüft ACER die nationalen zehnjährigen Netzentwicklungspläne hinsichtlich ihrer Kohärenz mit dem TYNDP und empfiehlt bei Widersprüchen je nach Sachlage die Änderung eines der betroffenen Pläne.

Im TYNDP 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 finale Investitionsentscheidung
  - mit fortgeschrittenem Status („Advanced“)
  - mit weniger fortgeschrittenem Status („Less-Advanced“)

Der TYNDP 2022 baut auf den Erkenntnissen und lessons-learned des TYNDP 2020 auf und adressiert künftige Herausforderungen durch neue Modellierungsfähigkeiten im Hinblick auf die Bewertung eines hybriden Gassystems, in dem Methan und Wasserstoff nebeneinander als Energieträger existieren kann.

Den veröffentlichten Wasserstoff- und Energiesystemintegrationsstrategien der Europäischen Union wird durch die Mitberücksichtigung dieser hybriden Infrastruktur samt den künftigen Projekten Tribut gezollt. Der Wasserstoffmarkt samt allen möglichen Clustern, die grenzüberschreitende und miteinander verbundene Wasserstoffinfrastruktur oder auch eine Mischung mit Erdgas wird im Rahmen des TYNDP des Jahres 2022 zum ersten Mal in diesem Detailgrad zusammenhängend betrachten.

In Tabelle 5 werden die österreichischen Projekte dargestellt, welche Teil des TYNDP 2022 sind. Für weitere Details siehe auch die Projekttabelle des TYNDP 2022 oder für eine gesamtheitliche Auflistung der TYNDP 2022 Projekte die „TYNDP2022 List of Projects“.

Tabelle 5: TYNDP 2022 Projekte Fokus Österreich

TYNDP Projektnr.	Projektname	Status im TYNDP 2022	Geeignet für steigende H2-Anteile	Projekte im KNEP 2022	5. PCI Liste
TRA-N-954	TAG Reverse Flow	Less-Advanced	Ja	TAG 2016/01	Nein
TRA-N-766	Entry Murfeld	Less-Advanced	Ja	GCA 2015/08	Nein
TRA-N-389	Upgrade of Murfeld/Ceršak interconnection	Less-Advanced	Ja		Nein
TRA-N-600	Czech-Austrian Interconnection (AT)	Less-Advanced	Ja	GCA 2015/01a	Nein
TRA-N-1059	Czech-Austrian Interconnection (CZ)	Less-Advanced	Ja	GCA 2015/01a	Nein
OTH-N-604	P2G4A.	Less-Advanced			Nein
HYD-N-757	H2 Backbone WAG + Penta West	Less Advanced		GCA 2022/02 GCA 2022/03	Nein
HYD-N-986	H2 Readiness of the TAG pipeline system	Less Advanced		TAG 2022/01	Nein

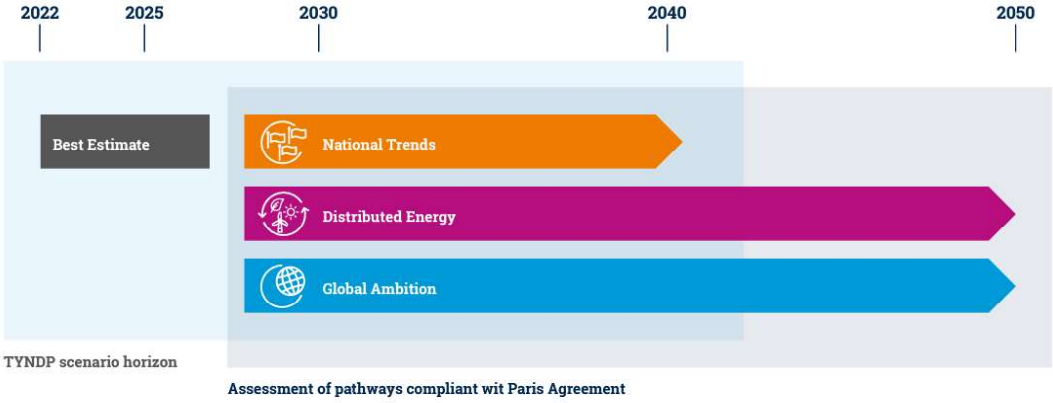
Quelle: ENTSOG, TYNDP 2022 – Annex A & TYNDP 2022 List of Projects

4.1.1.1 Absatzszenarien für den Ten Year Network Development Plan 2022

Im TYNDP 2018 hat ENTSO-G 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 zeigen mögliche zukünftige europäische Energieentwicklungen, sogenannte „Storylines“ für die europäischen Gas- und Stromsysteme bis 2050 auf. Das Best Estimate Szenarios für 2022 basiert auf dem Input der Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber und spiegelt alle derzeitigen nationalen und

europäischen Regulierungen wider. Folgende drei Storylines, welche die ENTSOs gemeinsam mit den Stakeholdern nach verschiedenen methodologischen Ansätzen erarbeitet haben und welche auf unterschiedliche volkswirtschaftliche und gesellschaftliche Rahmenbedingungen aufgebaut sind, werden für 2030 und 2040/2050 angenommen.

Abbildung 24 Szenario Framework für den TYNDP 2022



Quelle: TYNDP 2022

- **National Trends (NT)**
  - Bottom-Up Ansatz basierend auf den Eingangsdaten der Fern- und Übertragungsnetzbetreiber im Einklang mit den nationalen Klima- & Energieplänen der Mitgliedsstaaten für 2030
  - 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 langfristigen Ziel für 2050 der EU
  - Reduktion von 80% – 95% der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990

- **Global Ambition (GA)**
  - Top-Down Ansatz von ENTSO-E und ENTSO-G mit der politischen Vision der Europäischen Kommission
  - Konform mit dem 1,5 °C Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens
  - Reduktion der Treibhausgasemissionen von min. 55% bis 2030 und Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050
  - 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

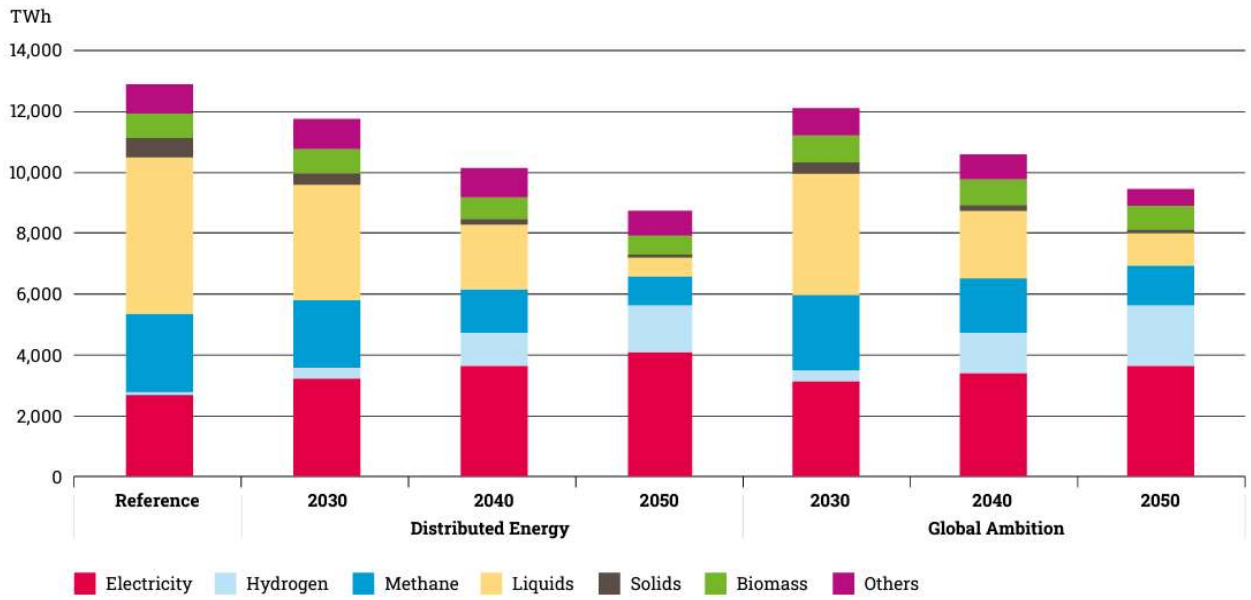
- **Distributed Energy (DE)**
  - Top-Down Ansatz von ENTSO-E und ENTSO-G gemäß der politischen Vision der Europäischen Kommission
  - Konform mit dem 1,5 °C Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens
  - Reduktion der Treibhausgasemissionen von min. 55% bis 2030 und Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050
  - Konform mit dem europäischen klima- und energiepolitischen Rahmen 2030
  - Fokus liegt auf der Bereitschaft der Gesellschaft, Energieautonomie auf der Grundlage verfügbarer einheimischer erneuerbarer Energiequellen zu setzen und sowohl eine Veränderung der Lebensweise als auch zu einem starken dezentralen Antrieb zur Dekarbonisierung
  - Der Endverbraucher als „Prosumer“, welcher aktiv am Energiemarkt teilnimmt, steht im Vordergrund
  - „Small-scale“ Anwendungen und Kreislaufwirtschaft

4.1.1.2 Energiebedarf gemäß der TYNDP 2022 Szenarien

Grundlage für die Bewertung des Energiebedarfs ist die Annahme, dass die Energieeffizienz in der EU erheblich verbessert werden kann und eine Senkung des Energiebedarfs bis 2050 möglich ist. Weiter ist wichtig:

- Die direkte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und die Anpassung der Nachfrage
- Variable erneuerbare Energien sind produktiver, da sie immer dann erneuerbaren Wasserstoff produzieren können, wenn die Stromnachfrage geringer ist als die verfügbare erneuerbare Kapazität
- Der Bedarf an zusätzlichen erneuerbaren Energien und Dekarbonisierungskapazitäten ist durch die Integration von Wasserstoff im Gasnetz und kurzfristigen Batterielösungen geringer
- Die Speicherkapazitäten des Gasnetzes bietet dem Stromnetz Flexibilität

Abbildung 25 Energiebedarf je Energieträger für EU27



Quelle: TYNDP 2022

Im „Distributed Energy“ Szenario entfällt im Jahr 2050 52 % des Endenergiebedarfs auf Strom und 17 % auf gasförmigen Wasserstoff (einschließlich nichtenergetischer Nutzung). Im Szenario „Global Ambition“ erreichen diese Anteile 43 % bzw. 21 % im Jahr 2050. Der Endenergieverbrauch (einschließlich Stromverluste und ohne nichtenergetische Nutzung) von Distributed Energy und Global Ambition beträgt im Jahr 2050 7.812 TWh bzw. 8.412 TWh in den europäischen Mitgliedsstaaten.

4.1.1.3 Die Rolle von gasförmigen Energieträgern im TYNDP 2022

Die Grundprämisse im TYNDP 2022 für die Rolle von gasförmigen Energieträgern ist, dass ein gut integriertes System effiziente Lösungen zur Dekarbonisierung liefern kann und die europäische Gas- und Stromerzeugung bis 2050 kohlenstoffneutral sein wird.

- Die Integration von Strom-, Methan- und Wasserstoffinfrastrukturen bietet eine breite Palette von Möglichkeiten, um den kurzfristigen und saisonalen Flexibilitätsbedarf in einem Netto-Null-Energiesystem zu decken.
- Die Entwicklung von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen durch Elektrolyse wird den weiteren Ausbau von Wind- und Solarenergie fördern. Das macht Wasserstoff zu einem zentralen Spieler im gesamtheitlichen System.
    - Wasserstoff kann das gesamte Potenzial der erneuerbaren Elektrizitätsressourcen erschließen. Er wird zu einer größeren europäischen Energieautonomie beitragen.
    - Der europäische Wasserstoffmarkt ist eine Chance für die EU, an einem globalen Markt für saubere Energie teilzunehmen und kohlenstofffreie Energie zu importieren.

Als Potenzial wird im TYNDP 2022 auch die Rolle Europas für die Erzeugung von erneuerbarem Methan (z. B. Biomethan) und Wasserstoff angesehen.

Die Analyse der Versorgungspotenziale für Methan und Wasserstoff zeigt, dass die EU für eine effiziente Dekarbonisierung und zur Begrenzung ihrer Abhängigkeit von Importen alle ihre erneuerbaren Energiequellen in allen Szenarien nutzen muss. Aus Kosten- und Energieeffizienzgründen wird daher sowohl Methan als auch Wasserstoff, in unterschiedlichem Ausmaß und mit unterschiedlichen Entwicklungen, nebeneinander Verwendung finden.

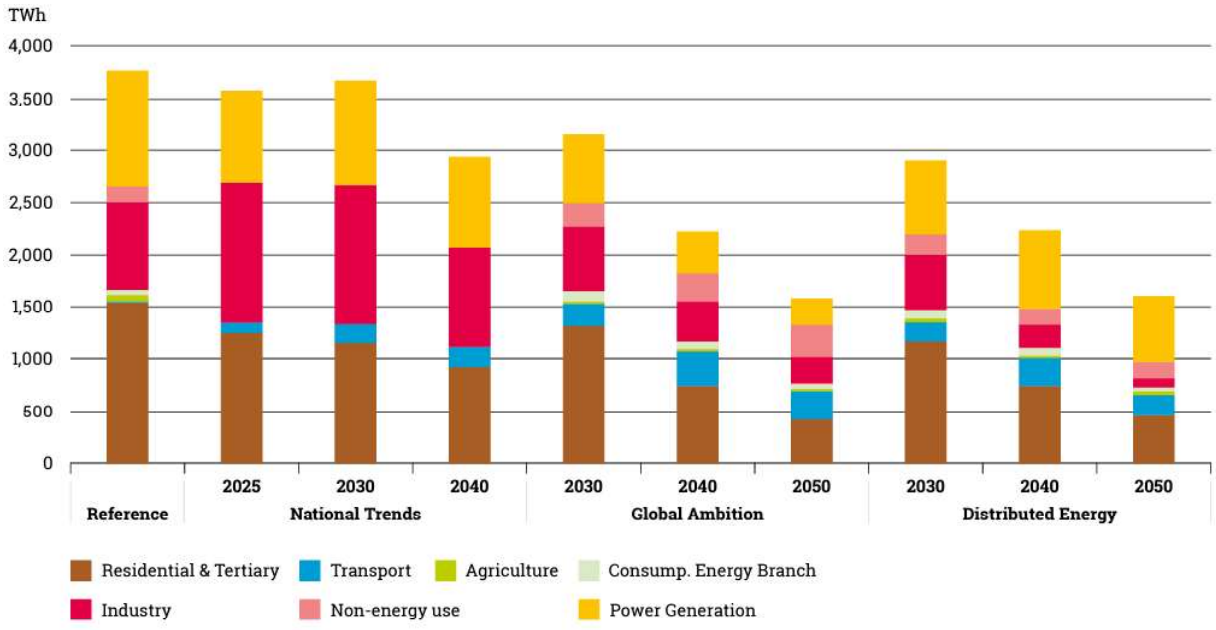
In den Top-Down-Ansätzen (DE und GA) ist der Rahmen für gasförmige Energieträger gesetzt. Setzt man den Fokus auf den Bottom-Up-Ansatz des National Trends Szenario, so sind die Annahmen für Methan und Wasserstoff noch nicht so eindeutig. Die derzeitigen nationalen Politiken in vielen Ländern haben nicht immer eine langfristige Vision für die Zeit nach 2030 und ziehen weder eine Verlagerung des Gasbedarfs von Methan auf Wasserstoff noch erhebliche CCU/S-Kapazitäten in Betracht.

Mit zunehmender Elektrifizierung bleibt die Saisonabhängigkeit der Gasnachfrage signifikant, da die Verschiebung der Heizungsnachfrage in Richtung Elektrifizierung durch die zunehmende Volatilität der Stromnachfrage kompensiert wird.

Methan

Zieht man die Ergebnisse des TYNDP Szenario Reports vom April 2022 heran, sind die nationalen Entwicklungspläne in Zusammenhang mit Methan als Energieträger in der Gasnachfrage sichtbar. Methan als gasförmiger Energieträger spielt weiterhin eine große Rolle, wobei die Entwicklung der Nachfrage bis 2030 sehr begrenzt ist. Nach 2030 sinkt die Methannachfrage jedoch mit der Umsetzung nationaler Strategien einiger Mitgliedstaaten, die ihre Wasserstoffnachfrage decken wollen.

Abbildung 26 Methannachfrage je Sektor für EU27



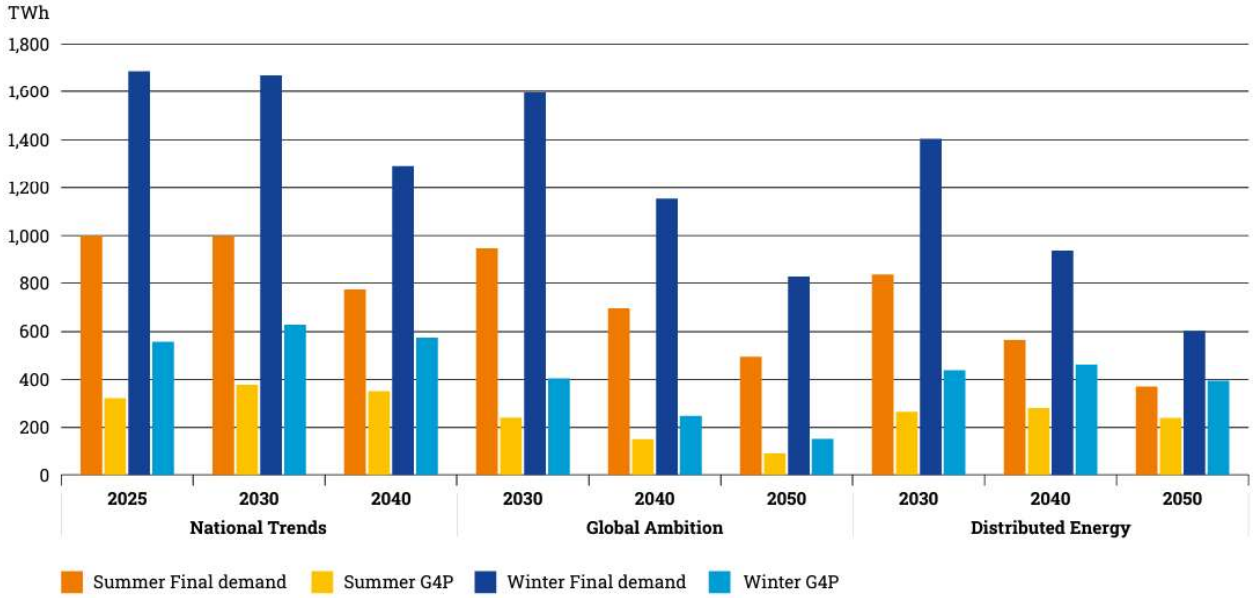
Quelle: TYNDP 2022

Die Entwicklung des endgültigen Methanbedarfs ist von Region zu Region unterschiedlich. Aufgrund der hohen Abhängigkeit von Kohle und der Umstellung von Kohle auf Methan steigt

die Methannachfrage für Heizzwecke eher in Mittel- und Osteuropa, während andere Regionen eine stärkere Elektrifizierung anstreben.

Wie in der Abbildung 26 zu sehen ist, sinkt der Methanbedarf mit der Entwicklung des Wasserstoffs nach 2030. In den Szenarien wird jedoch weiterhin Methan benötigt, um den Energiebedarf der EU bis 2050 zu decken. Die Nachfrage nach Methan fällt durch die Endnachfrage, einschließlich der nichtenergetischen Nutzung sowie für die Wasserstoffproduktion an (974 TWh in Distributed Energy 2050 und 1.328 TWh in Global Ambition 2050).

Abbildung 27 Methannachfrage nach Saisonalität für EU27 [



Quelle: TYNDP 2022

Wasserstoff

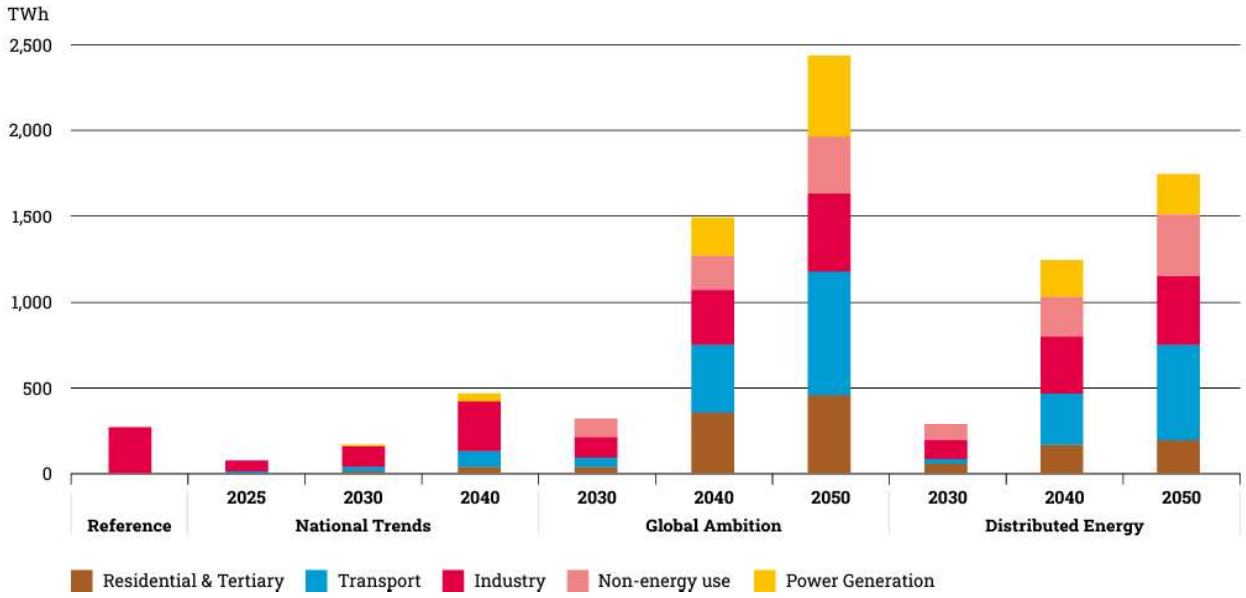
In allen Szenarien entwickelt sich die Nachfrage nach Wasserstoff ab 2030 und Wasserstoff wird im Jahr 2050 zum wichtigsten gasförmigen Energieträger. Heute wird Wasserstoff hauptsächlich als Rohstoff für die Industrie verwendet. Da jedoch der Bedarf an sauberer, gasförmiger Energie im Rahmen der CO21- und EU-Klima- und Energieziele am stärksten zunimmt, wird Wasserstoff bis zum Jahr 2040 hauptsächlich wegen seines Energiegehalts verwendet - quantifiziert in TWh - und seine Verwendung als Rohstoff wird mit der Zeit immer unbedeutender.

Auf EU-Ebene beginnt die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage aufgrund der unterschiedlichen nationalen Zielsetzungen langsam und nimmt ab 2030 stetig zu.

Im Szenario GA und DE werden erhebliche Mengen an Wasserstoff erforderlich, um die Ziele des COP 21 und der EU-Klima- und Energiepolitik zu erreichen und die CO2-Neutralität bis 2050 zu verwirklichen. Sowohl im Rahmen des Distributed Energy Szenarios als auch im Globalen Ambition Szenario sind die einheimische Produktion als auch der Import von erneuerbarem Wasserstoff erforderlich, jedoch gibt es unterschiedliche Transitionspfade:

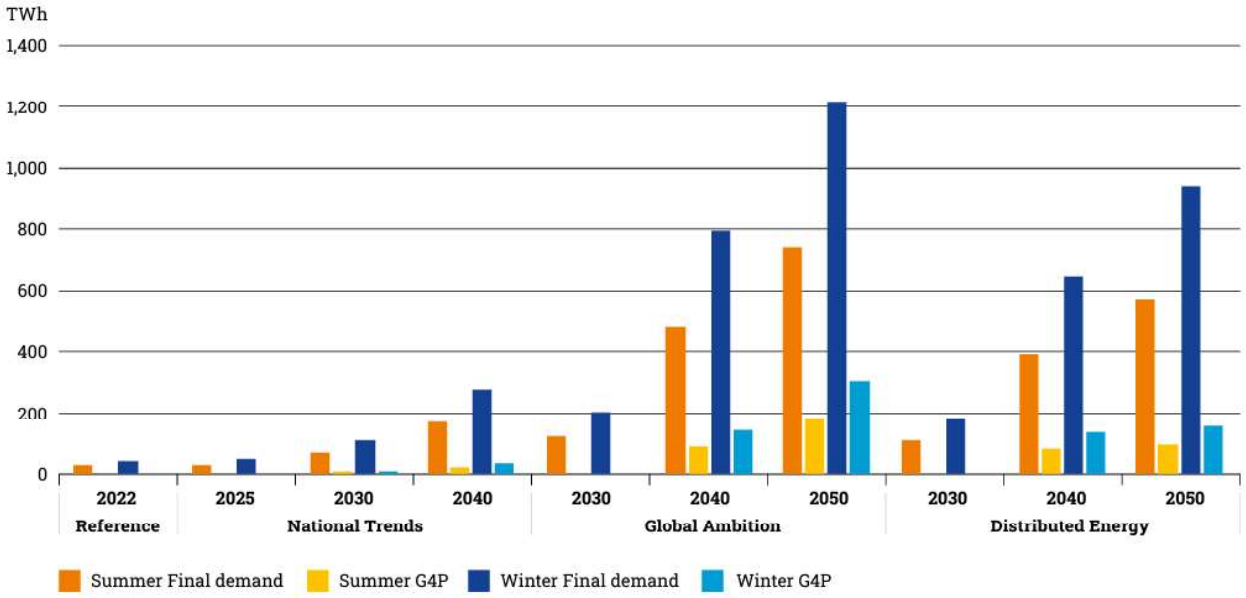
- Distributed Energy: Es wird eine Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in Zusammenhang mit der Entwicklung der Produktionskapazitäten in der EU vorgesehen (1.744 TWh 2050)
- Global Ambition: Durch den Zugang zu einem internationalen Markt für sauberen Wasserstoff im Rahmen des Übergangs zur globalen Energieversorgung wird eine schnellere Entwicklung des Wasserstoffbedarfs unterstützt (749 TW an Importen von erneuerbarem Wasserstoff in 2050).

Abbildung 28 Wasserstoffnachfrage pro Sektor für EU27



Quelle: TYNDP 2022

Abbildung 29 Wasserstoffnachfrage nach Saisonalität für EU27



Quelle: TYNDP 2022

4.1.2 Gas Regional Investment Plan

Die regionalen Gasinvestitionspläne (GRIP - Gas Ressource and Infrastructure Plan) 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.

Der aktuelle CEE (Central Eastern Europe) GRIP wurde im Jahr 2021 veröffentlicht und beruht noch auf den TYNDP 2020 Projekten und Rahmen. Wie auch in den vergangenen Plänen wurden sechs regionale (teilweise überschneidende) Investitionspläne erstellt und mittlerweile in der fünften Version veröffentlicht:

- GRIP North-West
- **GRIP Central Eastern Europe CEE** (mit österreichischer Beteiligung TAG GmbH & Gas Connect Austria)
- GRIP Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP)
- **GRIP Southern Corridor SC** (mit österreichischer Beteiligung TAG GmbH & Gas Connect Austria)
- GRIP South-North Corridor
- GRIP South

Da die Datenbasis der GRIPs auf jener des TYNDP aufbaut, sind die österreichischen Projekte aus Tabelle 5 auch Bestandteil der GRIPs CCE und SC. Insgesamt sind 109 Gas-Infrastrukturprojekte im GRIP 2021 und 12 davon mit österreichischem Bezug. Darunter fällt der grenzüberschreitende Transport zwischen:

1. Österreich –> Ungarn
2. Österreich <–> Slowenien
3. Österreich <–> Deutschland
4. Österreich <–> Tschechien
5. Österreich <–> Italien

Abbildung 30: Projekte in Österreich (Grundlage TYNDP 2020)

Quelle: ENTSOG, CEE GRIP 2021 Main Report

Im CCE GRIP 2021 wird ebenfalls Bezug auf Wasserstoff und die Wasserstoffstrategien Österreichs genommen. Sowohl die nationale Wasserstoffstrategie als auch Visionen der GCA und TAG und die Bedeutung des European Hydrogen Backbone (EHB) wurden kurz angeschnitten.

4.1.3 PCI Projekte mit Fokus auf Österreich

PCI sind bedeutende und hauptsächlich grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte (Gas, Strom, Erdöl, SmartGrid, CO_2) in der Europäischen Union mit dem Ziel, allen Bürgern leistbare, sichere und nachhaltige Energie im Einklang mit den Pariser Klimaschutzzielen zugänglich zu machen. Gemäß der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 (sog. „TEN-E“ Verordnung) wird die Liste alle zwei Jahre als delegierte Verordnung von der Europäischen Kommission erstellt und veröffentlicht. Die aktuelle (fünfte) PCI-Liste wurde am 19.11.2021 veröffentlicht und umfasst 98 Projekte: 67 Projekte zur Stromübertragung und -speicherung, 20 Gasprojekte (die bereits in der vierten PCI-Liste aufgeführt waren), sechs CO2-Netzprojekte und fünf Projekte für smart grids.

Eine Änderung zwischen der vierten und fünften PCI-Liste (neben der reduzierten Projektanzahl von 149 auf 67) spiegelt sich in den entwickelnden politischen Prioritäten im Zusammenhang mit der Erreichung der EU-Klimaneutralitätsziele und dem Übergang zu sauberer Energie wider. Sie enthält keine neuen Gasinfrastrukturprojekte und auch keine neuen Ölprojekte. Damit wird der Schwerpunkt der Infrastrukturen in den EU-Mitgliedsstaaten eindeutig verlagert, und zwar in Richtung der Dekarbonisierungsziele der EU.

Gasprojekte wurde jedoch nicht zur Gänze aus der 5. PCI-Liste gestrichen. Die Anzahl der PCI-Projekte im Gasbereich wurde von 32 Projekten in der vierten Liste auf 20 reduziert. Diese Projekte sind notwendig, um die Versorgungssicherheit für alle Mitgliedstaaten zu gewährleisten. Keine neuen Gas-Infrastrukturprojekte werden durch den heutigen Vorschlag der Europäische Kommission unterstützt. Dies unterstreicht zum einen die Robustheit des bestehenden EU-Gasnetzes aber auch die Entschlossenheit der EU, die Förderung von Infrastrukturen für fossile Brennstoffe Infrastruktur auslaufen zu lassen.

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

Diese Projekte wurden anhand der 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

Bei den Clusterbestimmungen in der 5. PCI-Liste wird Österreich dem dritten Prioritätenkorridor Elektrizität „Priority Corridor North-South Electricity Interconnections in Central Eastern and South Europe ("NSI East Electricity")" unter dem Unterpunkt 3.1 und 3.28 zugewiesen:

Tabelle 6: Korridor Österreich – Deutschland in der 5. PCI-Liste

Nummer.	Definition
3.1	Cluster Austria — Germany, including the following PCIs:
	3.1.1 Interconnection between St. Peter (AT) and Isar (DE)
	3.1.2 Internal line between St. Peter and Tauern (AT)
	3.1.4 Internal line between Westtirol and Zell-Ziller (AT)
3.28	Internal line within Austria between Lienz and Obersielach

Quelle: Europäische Kommission, Anhang zur Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse, November 2021

Bezug zwischen Österreich und einem Prioritätenkorridor Gas gibt es im Gegensatz zur 4. PCI Liste nicht mehr. Sowohl in der Projektnummer 6.24 als auch in der Projektnummer 6.26 (darunter fällt das Projekt „GCA 2015/08: Entry/Exit Murfeld (AT)" und „Upgrade of Murfeld/Ceršak interconnection (AT-SI)") ist Österreich nicht mehr aufgelistet.

4.1.4 Langfristige integrierte Planung 2022

Parallel zu ihrer Rolle als Marktgebietsmanager und der damit verbundenen Aufgabe zur Erstellung des Koordinierten Netzentwicklungsplans erstellt die AGGM als Verteilergebietsmanager die Langfristige und integrierte Planung für die Gas-Verteilernetzinfrastruktur in Österreich.

Generelles Ziel der Langfristigen und integrierten Planung ist es, im Verteilergebiet entsprechende Transportkapazitäten sicherzustellen. Damit sollen sowohl die Endkunden versorgt als auch die Transportanforderungen der Speicher und Produzenten konventioneller und erneuerbarer Gase sichergestellt werden können.

Erstmalig wurde nicht nur der Methanbedarf der Endkunden, sondern auch der zukünftige Wasserstoffbedarf ermittelt und in den Absatzszenarien bis 2050 dargestellt.

Der Bedarf der Endkunden wird anhand von 3 Absatzszenarien analysiert, wobei drei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten bei der Umstellung von Methan auf Wasserstoff angenommen wurde.

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. Das heißt, die Infrastruktur muss so ausgelegt sein, dass die maximal mögliche Stundenleistung jederzeit sicher transportiert werden kann.

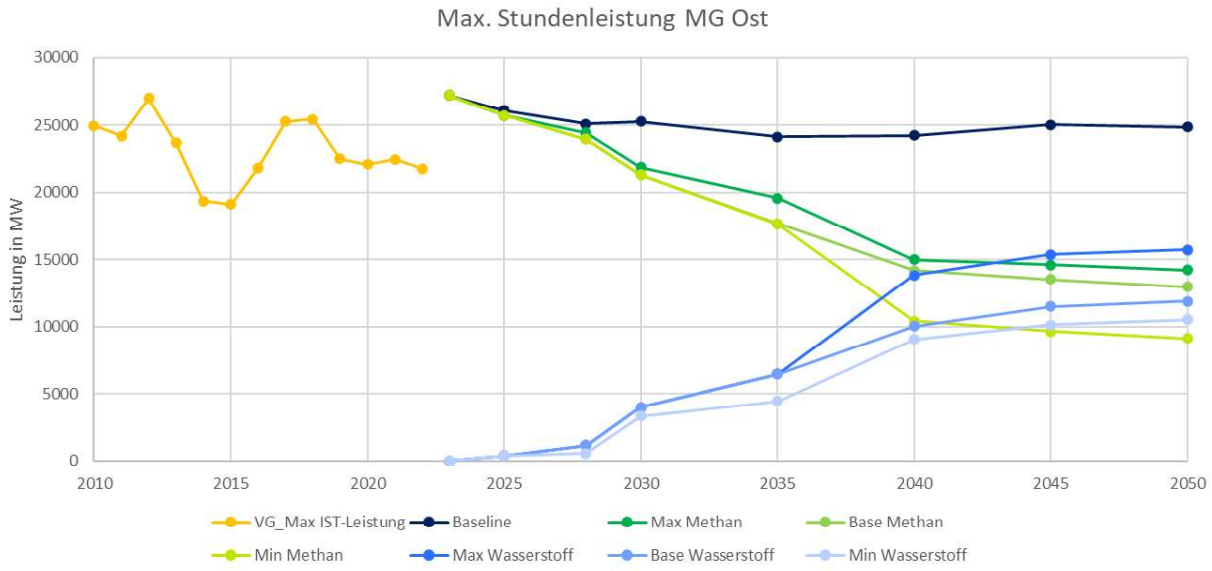
Im Februar 2012 wurde der absolute Spitzenabsatz im Verteilergebiet Ost in der Höhe von 27 GW gemessen. Der hohe Gasabsatz ist sowohl auf die langanhaltende Kälteperiode als auch auf die hohe Stromproduktion zurückzuführen. Ein annähernd so hoher Absatz wurde im Jänner 2017 und im Februar 2018 verzeichnet. Der im Februar 2012 gemessene historische Spitzenabsatz wird als Ausgangsbasis für die Absatzszenarien der LFiP 2022 herangezogen.

In Abbildung 31 ist die historische IST-Leistung von 2010 bis 2022 und die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung im Verteilergebiet Ost in der Zeit von 2023 bis 2050 dargestellt. Wobei für die Zukunft die maximal mögliche Stundenleistung für die drei unterschiedlichen Szenarien aufgeteilt nach Methan und Wasserstoff dargestellt ist.

Die in Abbildung 31 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 Verteilergebiet Ost (VG_MAX). Bei der zukünftigen maximal möglichen Stundenleistung Methan wird der maximal erwartete gleichzeitige Leistungsbedarf dargestellt, welcher sich aus der Summe der maximal erwarteten Leistungen je Verteilernetzgebiet zusammensetzt (NB_MAX). Dabei wurde bei den SLP-Kunden eine Reduktion um 90% bis 2040 und bei den LPZ-Kunden kleiner 50 MW Anschlussleistung eine Reduktion um 30% bis 2040 unterstellt. Gleichzeitig wurden die Rückmeldungen aus der Wasserstoffbedarfserhebung zur Umstellung der Großabnehmer (Kunden größer 50 MW Anschlussleistung) und Gaskraftwerke von Erdgas, Erdöl oder Kohle auf Wasserstoff dementsprechend berücksichtigt.

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

Abbildung 31 Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, LFiP 2022

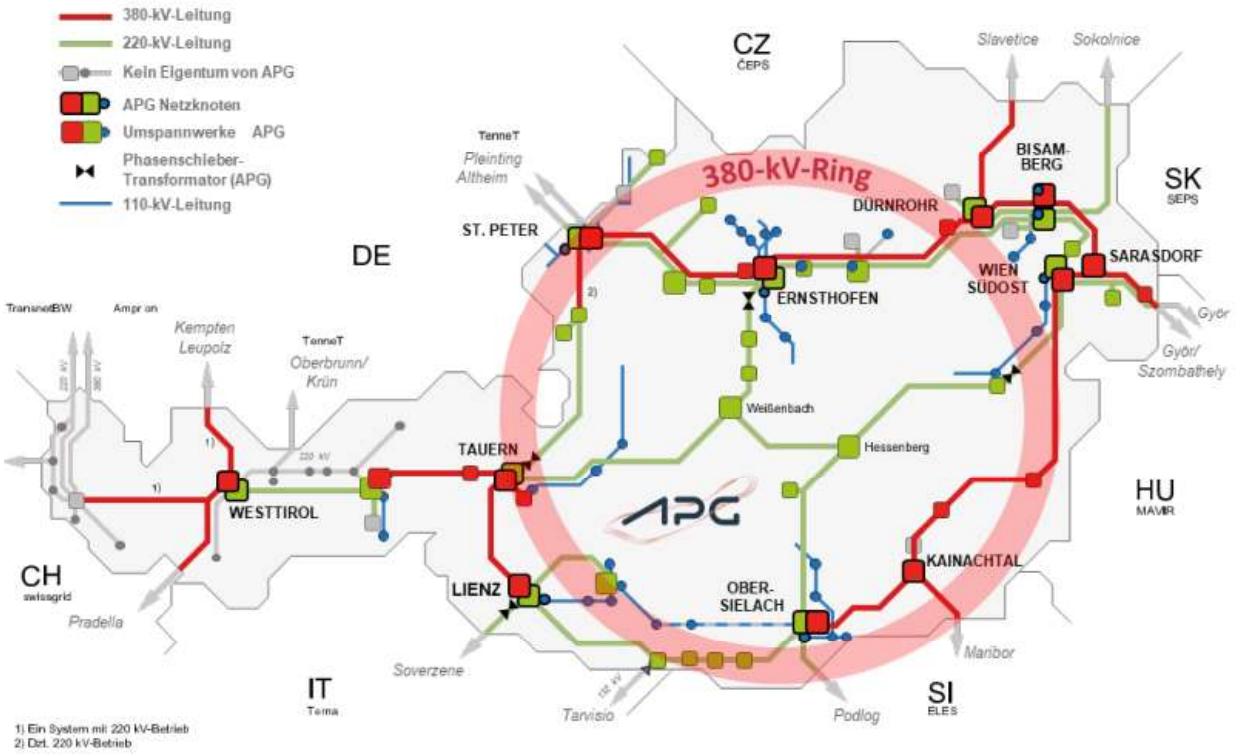
Um den steigenden Wasserstoffbedarf im Verteilergebiet decken zu können, ergeben sich neue Wasserstoff-Kapazitätsbedarfe des Verteilergebietes an der Fernleitung, welche in Tabelle 3 dargestellt sind.

4.1.5 Netzentwicklungsplan 2021 für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG)

Ähnlich zum Koordinierten Netzentwicklungsplan für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich sieht das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (§37 ElWOG 2010) die Erstellung eines Netzentwicklungsplans (NEP) für das Übertragungsnetz vor. Seit der ElWOG Novelle von 2021 hat der Übertragungsnetzbetreiber der Regulierungsbehörde alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan mit einem Planungsrahmen von zehn Jahren vorzulegen. In diesem Plan sind basierend auf der aktuellen Lage die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage darzustellen.

Durch die Veröffentlichung des NEPs werden alle Marktteilnehmer über die geplanten Netzausbauten (Erweiterungsinvestitionen) informiert. Für die zielgerechte Entwicklung des Übertragungsnetzes ist die Realisierung der Projekte im NEP sowie die allgemeine Erhöhung der Netzkapazitäten eine wichtige Stütze zur Erreichung der österreichischen Klima- und Energieziele. Eines der zentralen Themen im NEP 2021 waren hierbei die Netzintegration der erneuerbaren Energieträger (EE) sowie deren Auswirkungen und mögliche Handlungsrahmen für das bestehende Netz. Grundlage für eine leistungsfähige Übertragungsnetzinfrastruktur und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit sind die im NEP definierten Projekte und Ziele.

Abbildung 32: Das österreichische Übertragungsnetz



Quelle: APG 2021

Der Status quo des österreichischen Stromnetzes dient als Basis zur Stärkung Österreichs als attraktiven Wirtschaftsstandort. APG investiert dazu in den nächsten 10 Jahren 2,9 Milliarden Euro in den Aus- und Umbau sowie die Modernisierung der Netzinfrastruktur.

Im Zuge des NEPs werden nicht nur nationale Interessen aufgearbeitet und fokussiert, sondern auch der europäische und internationale Rahmen betrachtet. Der EU Green Deal (keine Netto-Treibhausgasemissionen mit Fokus 2050) sowie das Clean Energy Package (Gesetzespaket der Europäischen Union zur Bereitstellung von sauberer Energie für alle EuropäerInnen) waren bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2021 nur ein Teil der rechtlich- und strategischen Grundlagen zur Definierung der Maßnahmen und Milestones:

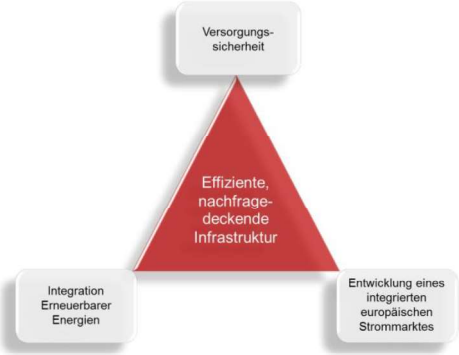


Abbildung 33: EU-Zielsetzungen für Übertragungsnetze [Quelle: APG 2021]

- Klimagerechter Umbau aller Sektoren, insbesondere des Energiesystems und der Infrastruktur
- Umfassender neuer Rechtsrahmen mittels Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG)
- Zielsetzung 100% (national bilanziell) Versorgung mit Ökostrom
- Erstellung eines integrierten Netzinfrastrukturplans
- Integration der Energiesysteme durch Sektorkopplungen

Der Ausbau von erneuerbaren Energieträgern zeigt sich aufgrund der nicht ständigen Verfügbarkeit (z. B. Windkraft bei unterschiedlichen Wetterlagen) als einer der zentralen Punkte

des NEPs. Sowohl der Ausbau zur Förderung des Anteils am Endverbrauchermix als auch die damit verbundene Sicherung der Funktionalität des Netzes stehen dabei im Mittelpunkt. Historisch lässt sich feststellen, dass die Dynamik des EE-Ausbaus sehr progressiv ist (Ausbau der Windkraft in der EU von 41 GW im Jahr 2005 auf 205 GW in 2019). Durch die Umstellung des zurzeit aus fossilen Quellen erzeugten Stroms auf Erneuerbare und der Fokuswechsel in der Industrie auf strombasierte Prozesse sowie vermehrter E-Mobilität wird im NEP 2021 angenommen, dass die Dynamik beim Ausbau weiter steigt und noch progressiver wird.

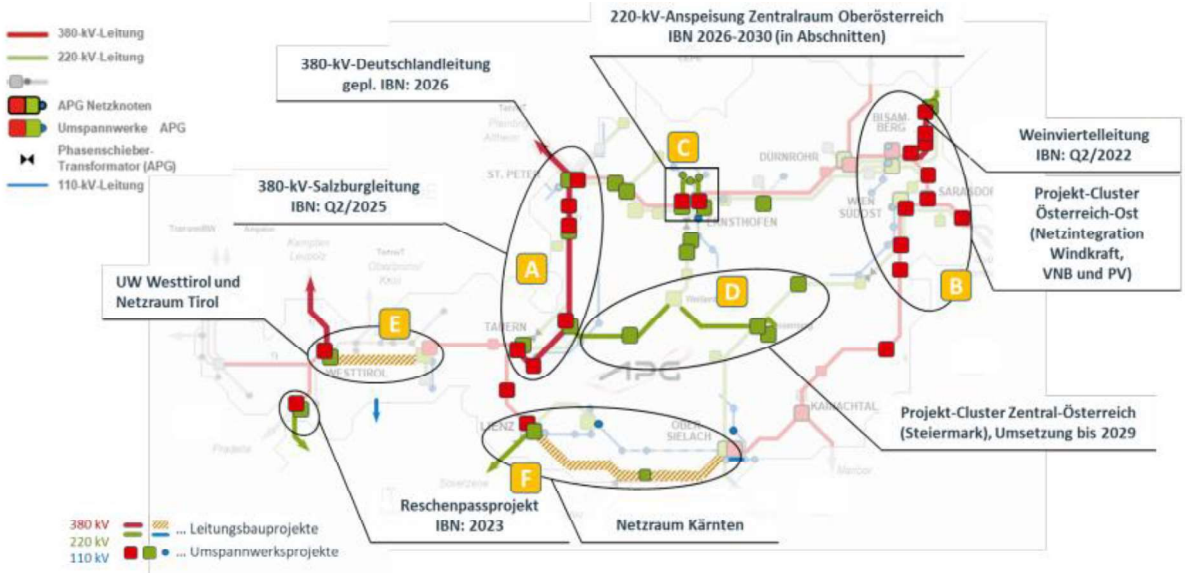
Im NEP 2021 für die Regelzone der APG wird auch erneut festgehalten, dass es für die Erreichung der Klimaschutzziele notwendig ist, den Ausbau der erneuerbaren Energieträger massiv zu forcieren. Dies wird im österreichischen Regierungsprogramm vorgegeben und im Erneuerbaren Ausbau Gesetze (EAG) geregelt. Dabei soll es zu einem massiven weiteren Ausbau von zusätzlich 19 GW an EE-Erzeugungsleistung in Österreich bis 2030 kommen.

Die „TOP-Netzausbauprojekte im NEP 2021 von APG“ werden vom TYNDP 2021 abgeleitet und umfassen Ausbauvorhaben im Übertragungsnetz. Vor allem die Schließung des 380-kV-Ringes mit der Salzburgleitung und dem Ausbau im Süden Österreichs sowie leistungsfähige Ost -> West-Transportachsen als auch der Ausbau im Westen Österreichs werden im NEP 2021 vorgesehen.

<u>Zusammengefasst ergeben sich aus dem NEP 2021 der APG folgende Schwerpunkte:</u>

- neue Leitungen im Übertragungsnetz von mindestens rd. 240 Trassen-km
- Umstellungen von rd. 110 km bestehende Leitungen auf höhere Spannungsebenen
- Generalerneuerungen von Leitungen im Ausmaß von rund 290 km
- 20 neue Umspannwerke („green field“ UWs) bis 2030 zur Verstärkung der Anbindungen der Verteilernetze sowie Ausbauten bestehender Umspannwerke
- Umsetzung von rund 50 Transformatoren mit einer Gesamtleistung von rd. 18.000 MVA, die für die Kupplung der Netzebenen notwendig werden
- umfangreiche Maßnahmen sowie altersbedingte Generalerneuerungen und Ertüchtigungen von Schaltanlagen als Betriebsinvestitionen

Abbildung 34: Top-Netzausbauprojekte im NEP 2021



Quelle: APG 2021

Sollten die genannten Ausbaumaßnahmen nicht oder nicht rechtzeitig in den erforderlichen Maßen umgesetzt werden können, so sieht die APG langfristige negative Folgen voraus:

- weitere Steigerung und Einsatz von kostenintensivem Engpassmanagement inkl. daraus resultierenden Kosten für Netzkunden
- Einspeisereduktionen von EE und Kraftwerken bei mangelnden Netzkapazitäten und Engpässen sowie Leistungseinschränkungen an Übergabestellen zu den Verteilernetzen (bzw. zukünftig Ablehnung von neuen Netzanschlüssen)
- Auswirkungen auf überregionale Stromtransporte
- Gefährdung der Netz- und Systemsicherheit sowie der Versorgungssicherheit
- Weitreichend negative Effekte für den Wirtschaftsstandort Österreich

4.1.6 Hydrogen Backbone

Seit ihrer Gründung im Jahr 2020 hat die European Hydrogen Backbone (EHB)-Initiative durch die Veröffentlichung der European Hydrogen Backbone Karte und der damit verbundenen Zielvorstellung eines europaweiten Wasserstoffnetzes und Marktes Grundlagen gesetzt. Zentraler Pfeiler des EHB ist die Karte mit der Vision des Netzes, welches sowohl technisch als auch wirtschaftlich realistisch geplant wird. Die Bedeutung von Wasserstoff für die Klimaneutralität ist weithin anerkannt, ebenso wie die Notwendigkeit des Wasserstofftransports in Pipelines im künftigen europäischen Energiesystem.

Mit der Veröffentlichung des Gaspakets der Europäischen Kommission im Dezember 2021 wurde erneut die Notwendigkeit eines H2-Netzes gestärkt und bestätigt. Sowohl die Förderung des Marktwettbewerbs, die Versorgungssicherheit und die Nachfragesicherheit erfordern ein dazugehöriges Netz.

Der Umstieg auf saubere Energie wurde auch durch die Ukrainekrise erneut nach vorne katapultiert. Dieser Standpunkt wurde im Projekt REPowerEU der Europäischen Kommission fest verankert. Die Beendigung der Abhängigkeit Europas von fossilen Brennstoffen aus Russland wurde dort bis spätestens 2030 festgelegt. Die Maßnahmen im RePowerEU Projekt sind vielfältig aber umfassen auch die Schaffung des Rahmens für die Maßnahmen im ‚Fit for 55' mitsamt den dort vorgesehenen 5,6 Mio. t erneuerbaren Wasserstoffs und weiteren 15 Mio. t erzeugten Wasserstoff, was über die Ziele der EU-Wasserstoffstrategie hinausgeht.

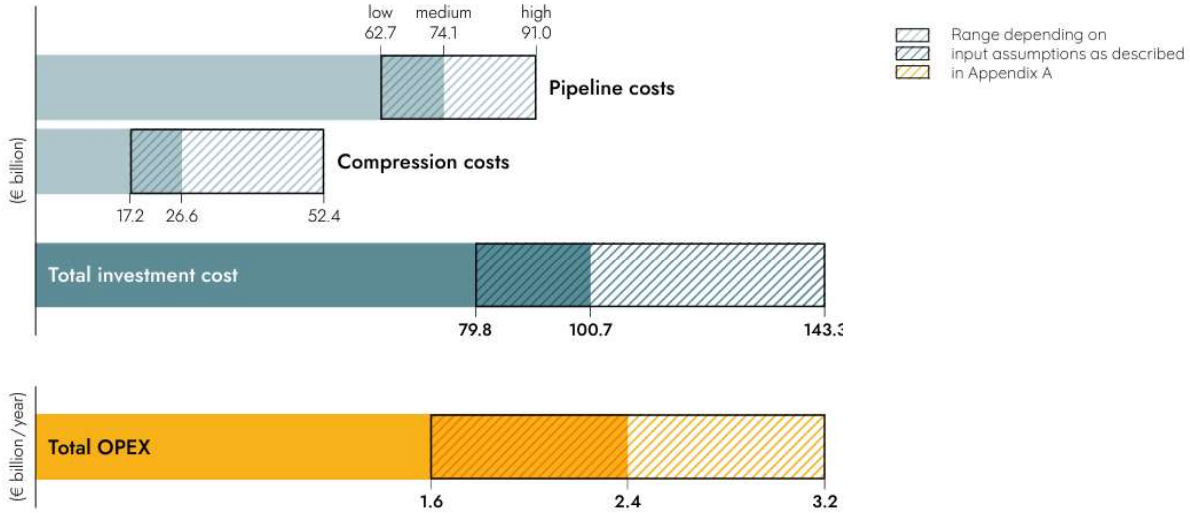
Die aktuelle Version des EHB zeigt die mögliche Integration von fünf paneuropäische Wasserstoffversorgungs- und -importkorridore bis 2030 (~28.000 km Leitungsnetz) auf. Die Wasserstoffinfrastruktur kann dann bis zum Jahr 2040 zu einem europaweiten Netz mit einer Länge von fast 53.000 km (+47 % zu 2030) ausgebaut werden, das größtenteils auf einer wiederverwendeten Erdgasinfrastruktur basiert. Bis 2040 sind Gesamtinvestitionen für das gesamte Maßnahmenpaket von 80-143 Mrd. Euro geschätzt. Die in der Karte aufgezeigten Korridore sind:

1. Südeuropa-Korridor: Versorgung und Verbindung von Tunesien und Algerien über Italien nach Mitteleuropa

2. Portugal-Spanien-Frankreich (bis nach Deutschland): Transport und Export von erzeugtem grünem Wasserstoff auf der iberischen Halbinsel in die Länder; Längerfristig ist der Wasserstoffimport aus Marokko möglich
3. Nordsee-Korridor: Verbundkorridor der auf geplanten Offshore-Windkraftanlagen, großen integrierten Wasserstoffprojekten und Schiffsimporten von Wasserstoffderivaten setzt (Niederlande, Belgien, Deutschland und Frankreich)
4. Versorgungskorridor nordischen und baltischen Länder – Europa: Potenzial für die Versorgung mit grünem Wasserstoff auf der Grundlage von Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen (baltischen Staaten und Polen)
5. Ost- und Südosteuropa-Korridor: großes Potenzial für die Wasserstofferzeugung und für die Versorgung der Wasserstoffabnehmer in Mitteleuropa mit Ungewissheit über die Entwicklung der künftigen Erdgasströme (u.a. Rumänien, Griechenland und der Ukraine)

Der Transport von Wasserstoff über 1.000 km entlang der vorgeschlagenen Onshore-Korridore würde im Durchschnitt 0,11-0,21 € pro kg Wasserstoff kosten, was den EHB zur kosteneffizientesten Option für den Wasserstofftransport über große Entfernungen macht.

Abbildung 35 Geschätzte Investitions- und Betriebskosten des EHB (2040)



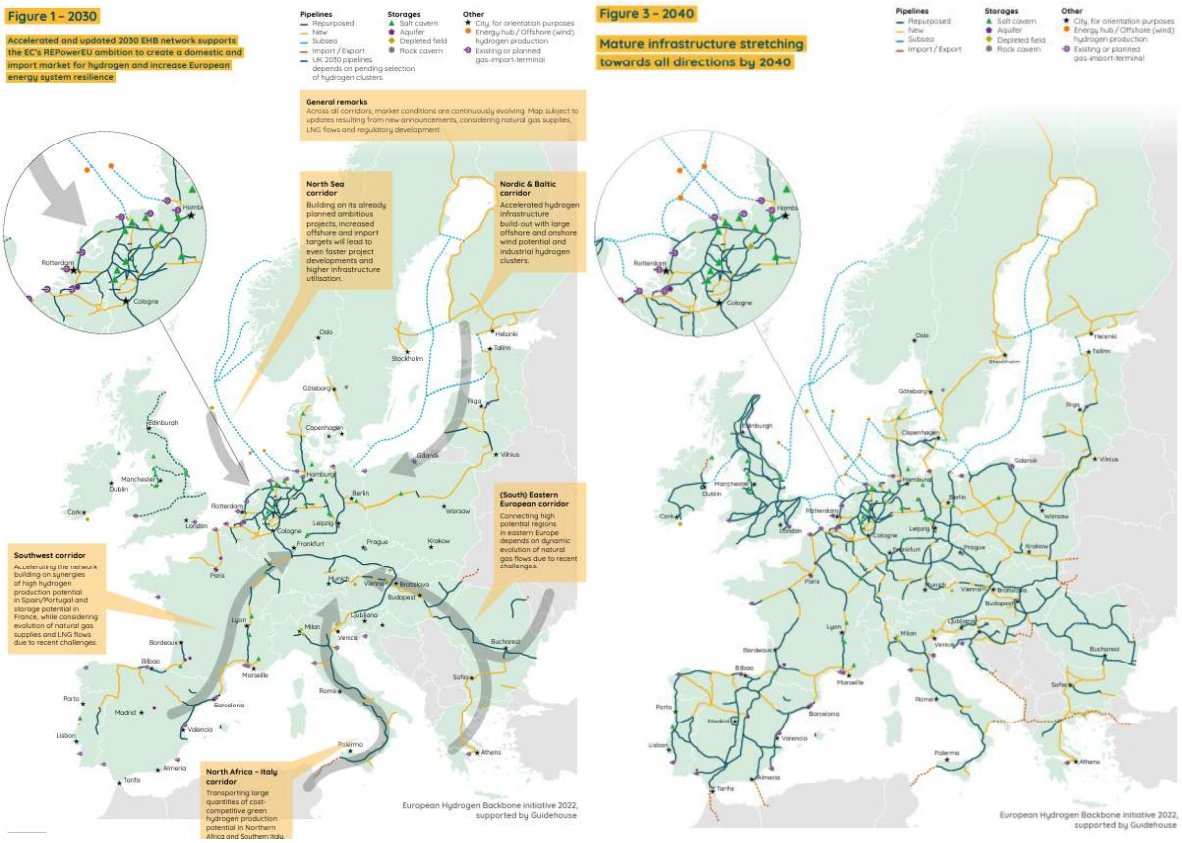
Quelle: European Hydrogen Backbone

Der Europäische Hydrogen Backbone bietet die Möglichkeit, die Dekarbonisierung des Energiesektors zu beschleunigen, indem er erhebliche Mengen zusätzlicher erneuerbarer und kohlenstoffarmer Energie effizient integriert und Regionen mit hohem Versorgungspotenzial mit den Zentren der Nachfrage verbindet.

Der EHB sieht folgende Infrastrukturanforderungen und politische Ziele als empfehlenswert für die Umsetzung:

1. Eine stärker integrierte Planung der Wasserstoff-, Erdgas- und Elektrizitätsinfrastruktur auf EU-Ebene und der Mitgliedstaaten zu etablieren.
2. Förderung effizienter Maßnahmen zur Erleichterung des raschen Aufbaus einer dedizierten Wasserstoffinfrastruktur durch Förderung der Umwidmung bestehender Erdgasinfrastrukturen.
3. Vereinfachung und Verkürzung der Planungs- und Genehmigungsverfahren für Projekte in den Bereichen erneuerbare Energien und Wasserstoff.
4. Erschließung von Finanzmitteln, um die Einführung der Wasserstoffinfrastruktur zu beschleunigen, indem Finanzierungsmechanismen wie die Fazilität "Connecting Europe" (CEF), wichtige Projekte von gemeinsamem europäischem Interesse (IPCEI) und "Horizont Europa"-Fonds genutzt werden.
5. Förderung der internationalen Zusammenarbeit und Schaffung von inner- und außereuropäischen Energie- und Wasserstoffpartnerschaften.

Abbildung 36: Entwicklung des European Hydrogen Backbone 2030 – 2040



Quelle: European Hydrogen Backbone

Die beiden Fernleitungsnetzbetreiber in Österreich, Gas Connect Austria und TAG, gehen davon aus, dass Wasserstoff künftig auch durch/nach Österreich fließen wird. Durch den politischen Rahmen, bis 2030 100 % des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen und bis 2040 klimaneutral zu sein, rückt Wasserstoff vermehrt in den Fokus.

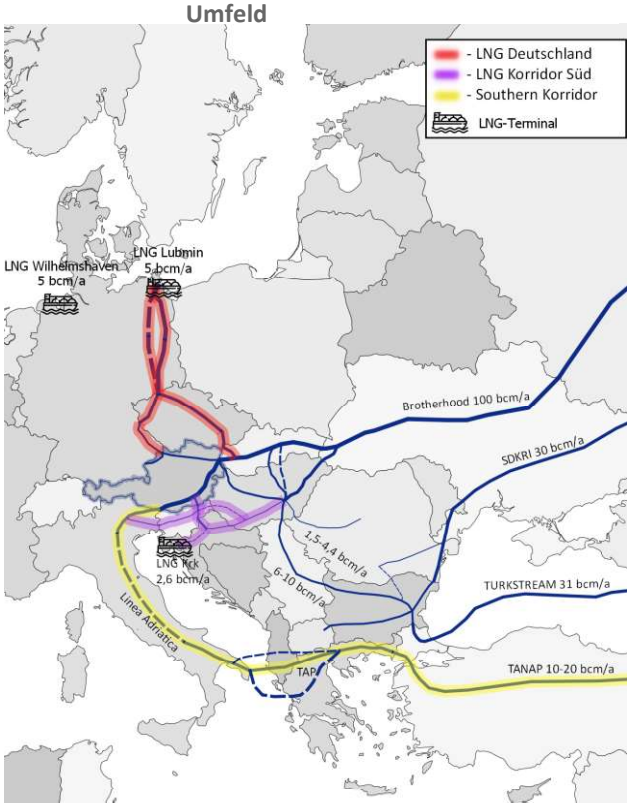
Der wichtigste Motor für eine mögliche Wasserstoffinfrastruktur wäre jedoch, neben der Versorgung von Inlandskunden, die Transitfunktion für den Ost-West-Korridor (Ukraine - Slowakei - Österreich - Deutschland) und für den Nord-Süd-Korridor (Nordafrika - Italien - Österreich - Deutschland). Ein WAG-Loop und die Umstellung einer der drei TAG-Pipelines auf Wasserstoff wären für die Transitfunktion die ersten Schritte. Damit könnte das österreichische Netz zwei Korridore für den Transport von grünem Wasserstoff bedienen: ukrainischen grünen Wasserstoff aus der Slowakei über Österreich und nordafrikanischen grünen Wasserstoff aus Italien über Österreich.

Abbildung 37: Österreich im EHB

4.2 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 relevanten Projekten geboten. Mögliche und zukünftige Transport- und Versorgungsrouten nach und durch Österreich wurden in den vorherigen Kapiteln bereits beschreiben. Daher wird hier eine Zusammenfassung der letztverfügbaren Netzentwicklungspläne der Nachbarländer Deutschland, Ungarn und Slowenien in diesem Kontext geboten. Die letztverfügbaren Netzentwicklungspläne der Nachbarländer Deutschland, Italien, Bulgarien, Kroatien, Tschechien und Slowakei wurden auf Key Facts reduziert und gegebenenfalls aus der jeweiligen veröffentlichten Sprache übersetzt. Um eine gesamtheitliche Betrachtung der Entwicklungen am europäischen Gasnetz zu ermöglichen, flossen in diesem Abschnitt möglichst viele grenzübergreifende Projekte aus den Ten Year Network Development Plans ein. Ebenfalls werden hier die nationalen und europaweiten rechtlichen Rahmen angeschnitten.

Abbildung 38 Versorgungsrouten im österreichischen Umfeld



Quelle: AGGM

Da der Neubau und die Erweiterung des Versorgungsnetzes auch europäische Relevanz haben, finden sich die meisten „großen“ Projekte auch im ENTSOG TYNDP 2022 wieder. Ein vereinfachtes Gas-Infrastrukturnetz ist in Abbildung 38 dargestellt.

Bulgarien TYNDP 2022-2031

Die vorrangigen Aktivitäten im TYNDP der Bulgartransgaz für den Zeitraum 2022 - 2031 sind auf die Sanierung, Modernisierung und Erweiterung der bestehenden Infrastruktur für den Gastransport, der überregionalen Anbindung und Ausbau der Speicherkapazität gesetzt. Wasserstoffprojekte sind für den Bau einer neuen Wasserstoffinfrastruktur und die Bewertung der Nachrüstung der bestehenden Infrastruktur in Planung. Projekte im bulgarischen TYNDP 2022 haben das Ziel, das Land als regionalen Gasverteilungszentrum weiterzuentwickeln und schrittweise zur Dekarbonisierung des Energie- und Wirtschaftssektors des Landes beitragen.

Bulgartransgaz EAD verfolgt eine konsequente und gezielte Politik zur Verbesserung der Konnektivität mit den Nachbarländern durch die Einrichtung neuer Interconnection-Punkte und die Maximierung der Kapazität an bestehenden Punkten. Die derzeitige und geplante Gasinfrastruktur bietet die Möglichkeit zur Diversifizierung der Erdgaslieferungen sowohl nach Bulgarien als auch in die Nachbarländer und Südosteuropa.

Der Erdgasverbrauch in Bulgarien lag 2021 bei 35.430 GWh, was einem Anstieg von 13,06 % im Vergleich zum Verbrauch im Jahr 2020 (31.337 GWh) ausmacht. Der Anteil der Erdgasimporte in Bulgarien betrug 2021 99,4 %. Die restlichen 0,6 % des Verbrauchs wurden durch die lokale Produktion gedeckt. Die Importen kommen überwiegen aus Russland, wobei hier ein Anstieg des Prozentsatzes des russischen Erdgases am Gesamtimport von 2020 zu 2021 festzustellen ist (2020 76,1 % der Gesamtimporte aus Russland; 2021 88,5 % russisches Importgas).

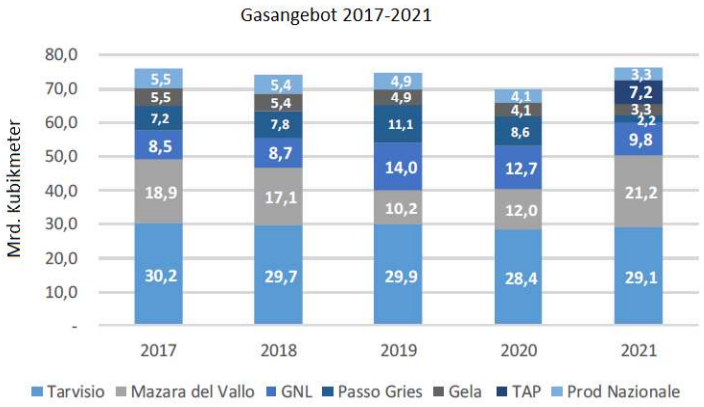
Im TYNDP 2022 der Bulgartransgaz lag der Fokus noch auf den Zeitraum 2021 und der Angriffskrieg von Russland auf die Ukraine bzw. die damit verbundene Energiekrise ist noch nicht Teil des bulgarischen Plans.

Italien TYNDP 2022 - 2031

Die italienische Erdgasnachfrage im Jahr 2021 belief sich auf 76,6 Milliarden m³ (789 TWh bei 10.58 kWh/m3), was einem Anstieg von 5,2 Milliarden m³ (+7,2 %) gegenüber dem Vorjahr ausmacht. Der zivile Sektor stieg um 2,6 Milliarden m³ (+9,3 %) von 27,6 auf 30,2 Milliarden m³, aufgeteilt in die beiden Komponenten Wohnen und Tertiär. Im Bereich der Thermoelektrik und der Kraft-Wärme-Kopplung mit Erdgas war ein Verbrauchsanstieg von etwa 1,7 Milliarden m³ (+5,8 %) zu verzeichnen, der auf die Erholung der Stromnachfrage zurückzuführen ist. Die Nachfrage nach Gas für den direkten industriellen Gebrauch hat sich erholt, mit einem Verbrauch von 10,8 Mrd. m3 im Jahr 2021, was einem Anstieg von etwa 1 Mrd. m³ (+9,7 %) entspricht.

Im Jahr 2021 wurden 4 % des Gasbedarfs durch die heimische Produktion und die restlichen 96 % durch Importe gedeckt. Die Importe über Pipelines in Höhe von 62,9 Milliarden m³, die 86,5 % der Gesamtimporte ausmachen, sind im Vergleich zu 2020 um 9,4 Milliarden m³ gestiegen. Vor allem die Einspeisungen aus Nordeuropa (Holland und Norwegen) gingen auf 2,2 Milliarden m³ (-75 %) und aus Libyen (3,2 Mrd. m³, -28 %) zurück, während die Einfuhren aus Algerien zunahmen (21,2 Milliarden m³, +76 %). Der Zustrom aus Russland war 2021 etwas höher als im Vorjahr (+29,1 Mrd. m³, +2 %).

Abbildung 39: Gasimport 2017 bis 2021



Quelle: IT Szenariobeschreibung 2022, SNAM & Terna

Ein konstantes Element ist der bedeutende Beitrag zur Diversifizierung des Angebots durch die Importrouten aus dem Süden (Mazara) und die Maximierung der TAP-Route. LNG spielt auch eine wichtige Rolle bei der Deckung der Nachfrage und der Flexibilität: Die Ströme, die das italienische Netz über Regasifizierungsanlagen erreichen, schwanken je nach dem betrachteten Versorgungsszenario zwischen 5 Mrd. m³ und 25 Mrd. m³.

Tabelle 7 : Gasnachfrage 2030 und 2040

Mrd. m³ /Jahr	2030	2040
nationale Produktion	3	1
Biomethan	1-5	7-10
Import aus dem Norden (Einschließlich Tarvisio und Griespass)	Bis zu 20	Bis zu 12
Import aus dem Süden (Einschließlich Mazara del Vallo, Gela und TAP)	37-44	28-39
LNG	5-25	Bis zu 20

Quelle: IT Szenariobeschreibung 2022, SNAM & Terna

In den letzten Jahren gab es eine Fluktuation der Einfuhrströme aus dem Norden, die sowohl von den Preisen als auch von den Marktbedingungen abhingen. Die unterschiedlichen italienischen Szenarien bestätigen Passo Gries und Tarvisio in Anbetracht der derzeitigen Ungewissheit über die Versorgungslage in Europa, insbesondere in Bezug auf den historischen Hauptlieferanten und der zunehmenden Verfügbarkeit alternativer Versorgungsquellen ihre Rolle als Verbindungsleitungen zwischen den europäischen Märkten.

Der Anstieg der Wasserstoffnachfrage in Italien muss mit einer Entwicklung der Wasserstoffproduktion und -versorgung einhergehen. Die Entwicklung eines Importstranges stellt auch eine Möglichkeit für den potenziellen Export von Wasserstoff zur Deckung des Bedarfs in anderen europäischen Ländern dar. Dies ist die Rolle, die im European Hydrogen Backbone für den Versorgungskorridor von Nordafrika über das Mittelmeer und durch Italien vorgesehen ist.

Die Infrastrukturen entlang dieser Strecke besteht bereits für Erdgas und kann für Wasserstoff umgewandelt werden. (siehe Abbildung 36)

Kroatien TYNDP 2021 - 2030

Das Gasnetz in Kroatien soll durch zwei große Projekte maßgeblich ausgebaut werden. Eines dieser zwei ist die Ionian-Adriatic Pipeline, welche die maximalen Transportkapazitäten des Netzes bis 2030 erhöhen soll. Dadurch wird eine Verbindung zwischen Kroatien, Montenegro, Albanien, Bosnien und Herzegowina und ein Anschluss an die Trans Adriatic Pipeline geschaffen. Das IAP-Projekt weist eine Länge von 511 km auf und soll eine Kapazität von 5 Mrd. m^3/Jahr in den genannten Ländern gemeinsam bewältigen.

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 diesem Projekt als Cluster zusammengefasst und als solches in die erste PCI Liste der Europäischen Kommission unter der Nummer 6.5. aufgenommen. In der letzten Fassung der PCI-Liste (= Fünfte PCI-Liste vom 19.11.2021) wurden jedoch die Gas-Projekte maßgeblich reduziert und darunter fällt auch die Streichung der Nummer 6.5 samt der zusammengehörigen Unterprojekte von der Liste.

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.

Im kroatischen TYNDP 2021 sind noch folgende PCI-Projekte und Cluster mit Bezug zu Österreich aufgelistet:

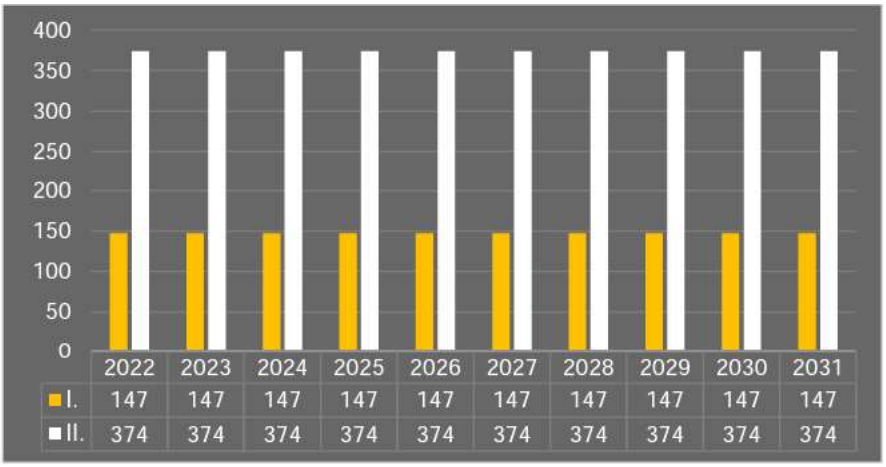
- Projektgruppe Kroatien - Slowenien - Österreich - PCI-Nr. 6.26.
    - Verbindungsleitung Kroatien - Slowenien (Lučko - Zabok – Rogatec; PCI-Nr. 6.26.1)
- Verdichterstationen 2 und 3 des kroatischen Gastransportsystems – PCI-Nr. 6.26.3

Im TYNDP 2021-2030 der Plinacro wurde noch der Zeitraum bis 2021 betrachtet. Die Auseinandersetzungen Ukraine-Russland und die damit einhergegangene Energiekrise ist noch nicht Teil des kroatischen Plans.

Slowakei TYNDP 2022 – 2031

Der prognostizierte Erdgasverbrauch in der Slowakei ist leicht ansteigend bzw. gleichbleibend, je nachdem, in welchem Umfang Erdgas als Ersatz für Kohle eingesetzt wird.

Abbildung 40 Verbrauchsprognosen der Slowakei für die nächsten 10 Jahre (I: Durchschnittlicher Tagesverbrauch | II: maximaler Tagesverbrauch in GWh/d)



Quelle: eustream 2022

Bezug zum österreichischen Gasmarkt findet man im slowakischen TYNDP 2022 beim Projekt HUSKAT, für welches 2019 das Marktinteresse geprüft worden ist. Die HUSKAT Verbindung wurde aufgrund des negativen Ergebnisses der Wirtschaftlichkeitsprüfung in der Ausschreibungsrunde IV beendet, in der aufgrund der wirtschaftlichen und rechtlichen Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem Schwarzmeergasprojekt keine Übertragungskapazität zugewiesen werden konnte. Die Gasmarktteilnehmer haben bei einer unverbindlichen Marktanalyse trotzdem ein Interesse bezeugt. Ende Januar/Februar 2020 starteten eustream und FGSZ eine öffentliche Konsultation zum abgeänderten Projektdesign mit dem Ziel, dem Markt feste Kapazitäten in beiden Richtungen in Höhe von 5.724.340 KWh/h (15°C) anzubieten. Im Jahr 2021 kam es zu keinen Angaben nach zusätzlicher Kapazität.

Es wird jedoch davon ausgegangen, dass der künftige zusätzliche Kapazitätsbedarf des HUSK-Projekts als Teil des Nord-Süd-Korridors durch den Beginn der Gasproduktion im Schwarzmeerraum, die Gasverbindungsleitung zwischen Serbien und Ungarn, das LNG-Terminal auf Krk und seine Verbindung über das HUSK-Projekt mit dem LNG-Terminal in Świnoujście (Polen) positiv beeinflusst wird. Daher befindet sich das Projekt im aktuellen Zustand in der Vorbereitungsphase, um mehrere damit verbundene und geplante Prozesse in Einklang zu bringen. Darunter unter anderem eine Erhöhung der festen Übertragungskapazität am Kopplungspunkt Veľké Zlievce oder ein zunehmender Rückfluss von Erdgas in die Ukraine.

Im TYNDP 2022-2031 der eustream wurde noch kein Bezug auf den Auseinandersetzungen Ukraine-Russland und die damit einhergegangene Energiekrise genommen.

Slowenien TYNDP 2022-2031

Sloweniens Lage in Bezug auf die Erdgasströme in Europa ist günstig, da es sich in unmittelbarer Nähe zu den Transportrouten aus Nordosteuropa (von Russland über die Slowakei und Österreich nach Italien und Kroatien) und an der Grenze zu Italien befindet, wo die Transportrouten aus dem Mittelmeerraum und Nordeuropa zusammenlaufen. Das slowenische Netz befindet sich in der Nähe der bestehenden und neu geplanten LNG-Terminals in der Adria und der Erdgasspeicher in den benachbarten Netzen.

Die Versorgung des slowenischen Marktes mit Erdgas ist vollständig vom Import aus Russland und über einzelne Knotenpunkte des europäischen Gasmarktes abhängig.

Tabelle 8: Kapazität des Gasfernleitungsnetzes an relevanten Punkten in Slowenien

Relevanter Punkt	Technische Kapazität GWh/d	Vertraglich gebuchte Gesamtkapazität GWh/d	Maximale tägliche Auslastung der technischen Kapazität % (08.2020)	Durchschnittliche monatliche Auslastung der technischen Kapazität % (08.2020)	Maximale monatliche Auslastung der technischen Kapazität % (08.2020)
Ceršak - Entry	139,216	44,717	55	32,9	50,3
Rogatec - Entry	7,731	1,049			
Rogatec - Exit	68,289	5,956	78,7	28,4	77,8
Šempeter - Entry	28,534	1,693			
Šempeter - Exit	25,940	0,000	39,6	0,3	1,3
Exit aus Slowenien	81,252	53,818	60,5	32,5	49,1

Quelle: Plinovodi 2022

Laut der Energiebilanz von Slowenien für das Jahr 2020 beträgt der Endenergieverbrauch im Jahr 2020 58 TWh, das sind 3,6 % mehr als in den vorherigen Jahren. Dieser Wert wird auch gleichbleibend bis 2031 weiter prognostiziert.

Grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten und Buchungen des slowenische Gasfernleitungsnetzes sind in das europäische und globale internationale Umfeld eingebettet und werden auch weiter eine Verbindung mit Österreich am Grenzübergangspunkt Ceršak ermöglichen.

Tabelle 9: Bestehender und potenzieller grenzüberschreitender Handel und Übertragung mit Österreich

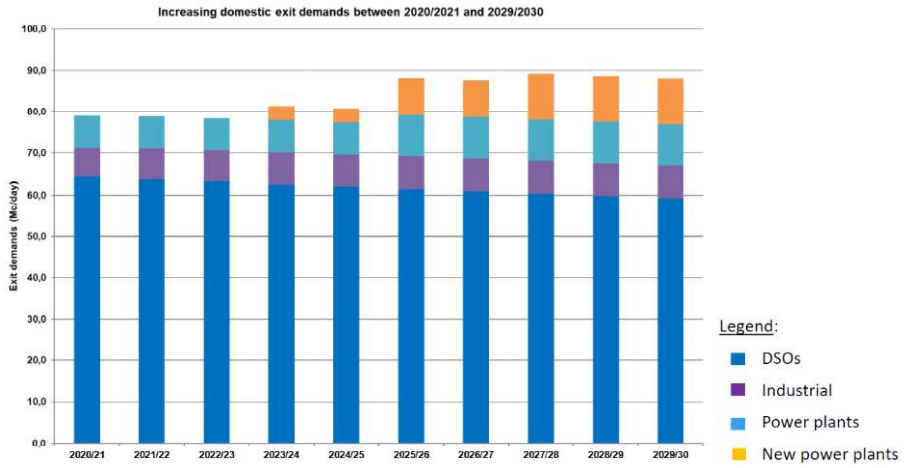
Richtung	Vorhandene Versorgung	Geplante Versorgung
Österreich -> Kroatien	Ja	Ja
Kroatien -> Österreich	Ja, unterbrechbare vorgelagerte Übertragungskapazität	Ja + Ausweitung, wenn Pipeline-Verbindungen mit Projekten in Kroatien realisiert werden
Österreich -> Italien	Ja	Ja + Ausweitung
Italien -> Österreich	Ja, unterbrechbare vorgelagerte Übertragungskapazität	Ja, unterbrechbare vorgelagerte Übertragungskapazität
Österreich -> Ungarn	Nein	Ja wenn die Verbindungsleitung zwischen Slowenien und Ungarn realisiert wird
Ungarn -> Österreich	Nein	Ja, unterbrechbare vorgelagerte Übertragungskapazität + Ja - wenn die Verbindungsleitung zwischen Slowenien und Ungarn realisiert wird

Quelle: Plinovodi 2022

Ungarn TYNDP 2021

Im ungarischen TYNDP 2021 wird davon ausgegangen, dass der inländische Gasbedarf bis 2025 gleichbleibend bei ca. 80 Mio. m³/Tag liegen wird. Ab 2025 wird durch die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke der Gasbedarf steigen.

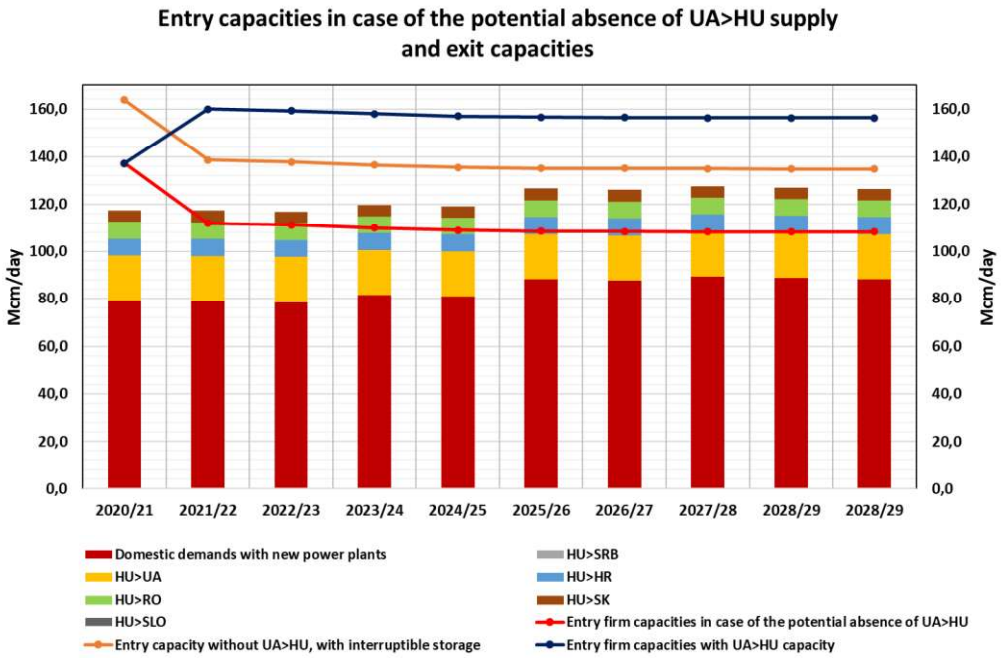
Abbildung 41 Nachfrage der inländischen Ausspeisepunkte



Quelle: FGSZ 2021

Im Szenario mit der größten Gasnachfrage kann durch unterbrechbare Einspeisekapazitäten die inländische Nachfrage auch bei potenziellem Ausfall der Ukraine-Ungarn-Verbindung die Versorgung sichergestellt werden.

Abbildung 42 ungarische Ein- und Ausspeisekapazitäten



Quelle: FGSZ 2021]

Im Bezug zu Österreich gibt es im ungarischen TYNDP 2021 ein Projekt: die Verbindung HU > AT, welches jedoch noch nicht genehmigt ist und weitere Analysen erfordert. Das Projekt gewährleistet die Übertragung von Ungarn nach Österreich mit 2 leicht abgeänderten Varianten (0,9 bcm/y bzw. 100.000 m³/h oder 1,1 bcm/y bzw. 120.000 m³/h). FGSZ Ltd und Gas Connect Austria begannen eine neue Untersuchung, ob Marktteilnehmer unverbindliche Kapazitätsnachfragen anmelden und ob das Projekt eine neue technische Lösung erfordert.

Im TYNDP 2021-2030 der FGSZ Ltd wurde noch kein Bezug auf den Auseinandersetzungen Ukraine-Russland und die damit einhergegangene Energiekrise genommen, da der aktuell veröffentliche Netzentwicklungsplan im Dezember 2021 publiziert wurde.

Deutschland NEP 2022-2032

Die wandelten politischen und geopolitischen Rahmen haben auch einen großen Einfluss auf den Netzentwicklungsplan 2022-2032 von FNB für das Gasleitungsnetz in Deutschland. Teilweise oder vollständige Umkehr von Lastflüssen, die verstärkte Einbindung neuer Bezugsquellen für Liquified Natural Gas (LNG) und die damit einhergehenden erforderlichen Infrastrukturen oder die durch Klimaziele vorangetriebene perspektivische Zunahme von grünen Gasen und die damit verbundene Reduktion von Erdas sowie die Beschleunigung der Entwicklung eines Wasserstoffmarkts sind nur Teile der Festlegungen im NEP 2022-2032 in Deutschland. Daher ist der diesjährige NEP Gas kein normaler Netzentwicklungsplan, da er auch aus zwei Teilen besteht:

1. Ein Zwischenstand mit Basisvarianten, die noch nicht die finalen und neuen Rahmenbedingungen auf dem Gasmarkt abbilden
    a. aber zusätzliche LNG-Versorgungssicherheitsvarianten beinhalten
    b. und eine Wasserstoffvariante inkludieren (aufgrund der Absichtserklärungen mit 250 Projektträgern fällt ein Transportbedarf von 165 TWh an)
2. Eine LNG-Versorgungssicherheitsvariante (LNGplus) mit mehreren Ansätzen

Wie und in welchen Ausmaß LNG und LNG-Anlagen in der Basisvariante und in der LNG-Varianten berücksichtigt werden, hängt vom Szenariorahmen ab. In der Basisvariante wird das benötigte Austauschpotenzial über die Beschäftigungen in den vorhandenen nordwesteuropäischen LNG-Anlagen in Niederlanden und Belgien abgeleitet. Um ein möglichst übergreifendes Szenario zu entwickeln, ist es notwendig, dass eine Austauschkapazität von 66 % der Gesamtleistung angesetzt wird. Dies resultiert auf Basis der Gesamtleistung der geplanten LNG-Anlagen in Deutschland von 35,5 GW in einer Austauschleistung von 23,4 GW.

In der LNG-Variante wird dieser Faktor noch detaillierter betrachtet. Zielsetzung ist hier die Ermittlung des Ausmaßes an substituierbaren russischen Erdgasimport durch deutsche LNG-Anlagen und die damit einhergehenden Netzausbaumaßnahmen. Der Szenariorahmen des NEP Gas 2022-2032 hat hier folgende Varianten vorgegeben:

1. LNG-Variante 1: LNG-Einspeiseleistung: 61,5 GWh/h -> Stade: 21,7 GWh/h; Brunsbüttel: 13,8 GWh/h; Wilhelmshaven: 26 GWh/h
2. LNG-Variante 2: LNG-Einspeiseleistung 49,8 GWh/h -> Rostock: 10,0 GWh/h; Brunsbüttel: 13,8 GWh/h; Wilhelmshaven: 26 GWh/h
3. LNG-Variante 2.1: LNG-Einspeiseleistung 61,5 GWh/h -> Rostock: 21,7 GWh/h; Brunsbüttel: 13,8 GWh/h; Wilhelmshaven: 26 GWh/h

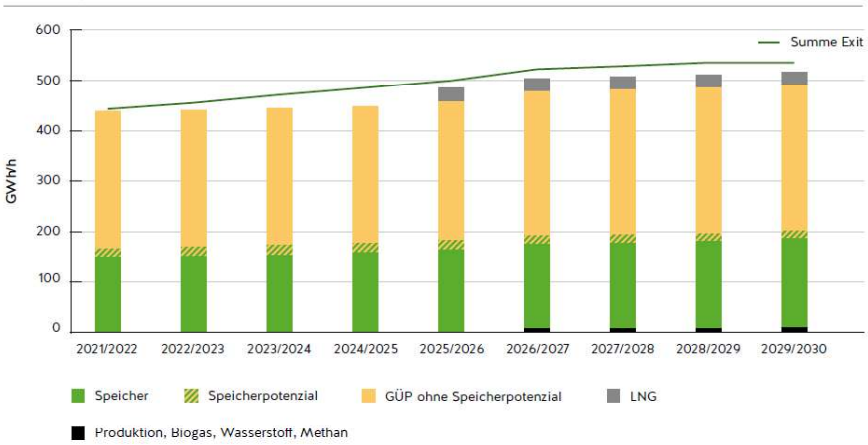
Um die Möglichkeit für Marktteilnehmer zu schaffen, russisches Gas durch LNG zu ersetzen, wird in den LNG-Varianten von einer Kapazität der LNG-Anlagen bis zu einer Höhe von 48 GWh/h ausgegangen. Dadurch soll die planerisch konkurrierenden Einspeisekapazität ident zu den russischen Gasmengen sein. Eine weitere Annahme ist, dass LNG-Anlagen nicht in unmittelbarer Nähe zu Transportleitungen geplant werden. Daher ist ein Anschluss von der Anlage zur nächstliegenden Transportinfrastruktur immer notwendig. GASCADE plant, die Important Projects of Common European Interest (IPCEI)-Förderung für den Neubau einer Wasserstoffleitung vom Hafen Rostock bis Glasewitz zu beantragen. Andere Anbindungsleitungen zu den LNG Anlagen sind auch schon in Planung oder Umsetzung.

Eine der ersten Maßnahmen, die durch kurzfristige Entscheidungen zur Umsetzung und einem beschleunigten Genehmigungsprozesse umgesetzt werden kann, ist das Projekt „Tie-In LNG Rostock“ (Umsetzung bis 4. Quartal 2023). Damit wäre es bereits möglich, dass ab dem 4. Quartal 2023 ca. 7 GWh/h, ab dem 1. Quartal 2024 ca. 19 GWh/h und ab dem 4. Quartal bis zu 21,7 GWh/h in das deutsche Ferngasleitungsnetz aufgenommen werden können.

Sowohl für L-Gas (Low calorific gas) als auch für H-Gas (High calorific gas) ändern sich die Rahmenbedingungen in den nächsten Jahren und es werden dementsprechend Maßnahmen im deutschem NEP gesetzt. Durch das zunehmende Risiko aus der Erdgasförderung in den Niederlanden wird die Förderung von L-Gas im Raum Groningen bereits mit Start des Gaswirtschaftsjahres 2022/23 eingestellt. Ein Teil des Groningen-Feldes wird im Anschluss als Kapazitätsreserve mit einer minimalen Produktion aktiv bleiben. Im Gasjahr 2021/2022 wurde noch eine Menge von 4,6 Mrd. m³ in Groningen gefördert.

Durch die Reduktion der Erdgasimporte aus Russland hat sich der Fokus in Deutschland kurzfristige auf LNG-Anlagen verschoben. Aufgrund politischer Zielsetzungen wird der Bau von LNG-Anlagen dementsprechend vorangetrieben. Der Leistungsbedarf im H-Gas steigt im Betrachtungszeitraum von 2021/2022 bis 2032/2033 von 443 GWh/h auf 535 GWh/h. Wesentlichen hierfür sind die L-H-Gas-Umstellung, neue Kraftwerke und der aus Gründen der Versorgungssicherheit angenommene erhöhte Bedarf in den Niederlanden. Das H-Gas-Aufkommen steigt im Betrachtungszeitraum von 2021/2022 bis 2032/2033 von 439 GWh/h auf 517 GWh/h. Die hauptsächlichen Gründe hierfür liegen in einer erhöhten Leistungsbereitstellung der Speicher, einer erhöhten Einspeisung an den Grenzübergangspunkten Greifswald und Lubmin II zur Versorgung der Niederlande, neue LNG-Anlagen sowie der Einspeisung von synthetischem Methan.

Abbildung 43 Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz der Basisvariante



Quelle: FNB Gas 2022

Insgesamt steigt die Leistungsbereitstellung der Grenzübergangspunkte im Betrachtungszeitraum von 286 GWh/h auf 327 GWh/h. Diese Leistungen beinhalten auch die LNG-Anlagen und das Speicherpotenzial. Im Betrachtungszeitraum steigt der H-Gas-Bedarf um rund 92 GWh/h von 443 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 auf 535 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033. Davon entfallen im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 rund 59 GWh/h

auf den zusätzlichen H-Gas-Bedarf durch die Umstellung. Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ist der Methanbedarf weiter gestiegen.

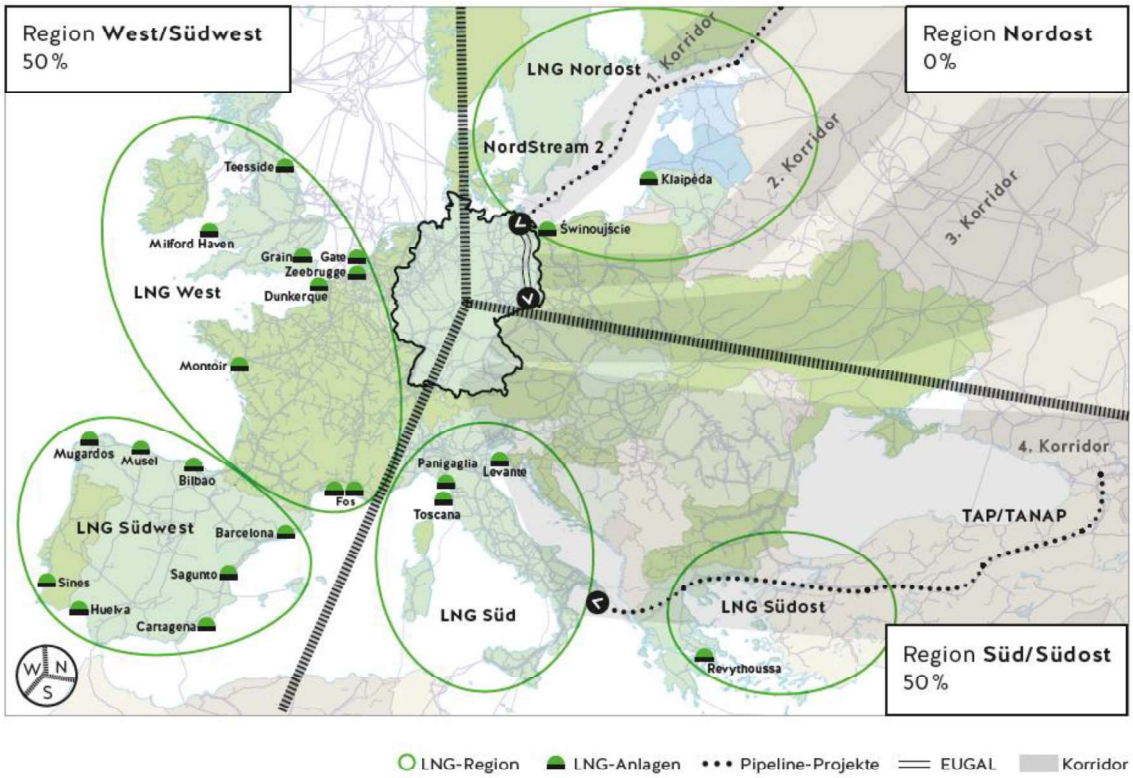
Abbildung 44 H-Gas Bedarf im Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 von Verteilernetzbetreibern, Industrie

Gaswirtschaftsjahr 2029/2030	NEP Gas 2022-2032	NEP Gas 2020-2030	Differenz
	GWh/h		
Verteilernetzbetreiber*	292	287	5
Industrie	23	17	6
Kraftwerke	52	39	13
Summe	**367**	**343**	**24**

* Summe aus dem H-Gas-Bedarf der Verteilernetzbetreiber und der L-H-Gas-Umstellung

Quelle: FNB Gas 2022

Abbildung 45 Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2032



Quelle: FNB Gas 2022

Im NEP 2022-2032 wurden die Kapazitäten aus der Region Nordost aufgrund der Reduktion der Nord Stream auf 0 % gesetzt. Dementsprechend wird für die Region West/Südwest und Region Süd/Südost jeweils 50 % der Kapazitäten gemäß des Szenariorahmen angesetzt.

Die Tabelle in Abbildung 46 zeigt die Grenzübergangspunkte zwischen dem deutschen und österreichischen Erdgasnetz mit den jeweiligen Regionen, Kriterien und einer Erläuterung. Generell ist zu sagen, dass eine Erhöhung der Einspeiseleistung bei den drei GÜP möglich ist. Die Kriterien in der Tabelle sind folgenden:

a. Informationen aus Netzentwicklungsplänen
b. Informationen des TYNDP 2020
c. Kapazitätsbedarf am Grenzübergangspunkt

Abbildung 46 Berücksichtigte Grenzübergangspunkte in der H-Gas-Quellenverteilung der Basisvariante; Fokus Österreich

Grenzübergangspunkt	Land	Region	Kriterium	Erläuterung
Überackern	Österreich	Süd-/ Südost-europa	a, b, c	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistung auf Basis der im Koordinierten Netzentwicklungsplan Gas (KNEP 2021) zugewiesenen Kapazitäten. Daher wird der Grenzübergangspunkt in der Quellenverteilung angesetzt.
Überackern 2	Österreich	Süd-/ Südost-europa	a, b, c	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistung auf Basis der im Koordinierten Netzentwicklungsplan Gas (KNEP 2021) zugewiesenen Kapazitäten. Daher wird der Grenzübergangspunkt in der Quellenverteilung angesetzt.
Oberkappel	Österreich	Süd-/ Südost-europa	a, d	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistungen durch zusätzliche Leitungsbauprojekte des TYNDP. Daher wird der Grenzübergangspunkt in der Quellenverteilung angesetzt.

Quelle FNB Gas 2022

Abbildung 47 Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung; Fokus Österreich [

Grenzübergangspunkt	Fernleitungs-netzbetreiber	Einspeisung/ Ausspeisung	Kapazitätsart	Zusätzliche Leistung 2027/2028 [GWh/h]	Zusätzliche Leistung 2032/2033 [GWh/h]
Oberkappel	OGE, GRTD	Einspeisung	unterbrechbar	3,1	2,1
Überackern	bayernets	Einspeisung	fDZK	1,9	1,9

Quelle FNB Gas 2022

Die oben beschriebenen Annahmen und Entwicklungen basieren meist auf dem Basisszenario. Jedoch wurden im deutschen NEP LNG-Versorgungssicherheitsvarianten mitentwickelt. Die FNB haben in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten 1 und 2.1 die Einspeiseleistungen der Grenzübergangspunkte um 48 GWh/h reduziert. Dies entspricht ungefähr der Hälfte der gesamtrussischen Einspeisungen für den deutschen Markt. In der Versorgungssicherheitsvariante 2 reduziert sich die Einspeiseleistung um 36,3 GWh/h.

Mit Vernachlässigung der Nord Stream 2 und unter Entwicklung der LNG-Anlagen in Deutschland wird in den LNG- Versorgungssicherheitsvarianten eine Einspeiseleistung in Höhe von 429 GWh/h und eine Ausspeiseleistung von 470 GWh/h prognostiziert. Dementsprechend ist in der H-Gas-Quellenverteilung ein Mehrbedarf in Höhe von rund 41 GWh/h zu berücksichtigen, welcher durch zusätzliche Einspeiseleistungen an den Grenzübergangspunkten gedeckt werden muss. Generell

gilt auch, dass sich aus den Ergebnissen der Modellierung ergebende zusätzliche Kapazitätsbedarfe in Netzausbau-Maßnahmen widerspiegeln werden müssen.

Ergebnisse sind in Tabelle 10 zu sehen. Im LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 werden die LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven angeschlossen und eine Vielzahl an Maßnahmen entsprechen jenen der Basisvariante. In der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 werden die LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Rostock und Wilhelmshaven angeschlossen und es fallen geringere Investitionskosten an. LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 beinhaltet die LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Rostock und Wilhelmshaven und erhöht im Vergleich zur Variante 2 die LNG-Anlagenleistung am Standort Rostock von 10,0 GW auf 21,7 GW.

Tabelle 10: Ergebnisse LNG-Versorgungssicherheitsvarianten

LNG-Versorgungssicherheitsvarianten	Variante 1 bis Ende 2032	Variante 2 bis Ende 2032	Variante 2.1 bis Ende 2032
Leitung [km]	961	961	961
Verdichterstationen [MW]	251	221	221
Investitionen [Mrd. Euro]	4,6	4,4	4,4
- Netzausbaumaßnahmen aus dem NEP GAS 2020 (ohne LNG)	1,9	1,9	1,9
- LNG-Maßnahmen	2,4	2,1	2,1
- Weitere neue Netzausbaumaßnahmen aus dem NEP Gas 2022	0,4	0,4	0,4

Quelle: FNB Gas 2022

Zusätzlich gibt es im Netzentwicklungsplan Gas für 2022-2032 von den FNB auch eine Wasserstoffvariante. Hier liegen die fehlenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingen für den Netzentwicklungsplan Wasserstoff zugrunde. Darüber hinaus fehlt auch die gesetzliche Verankerung, die Wasserstoffnetzplanung mit der Gasnetzentwicklungsplanung in einem integrierten Prozess zur Optimierung des Gesamtsystems zu behandeln. Dies führt dazu, dass für ein Wassersstoffnetz keine verbindlichen Festlegungen getroffen werden können. Nichtsdestotrotz haben die FNB im NEP versucht, einen Rahmen zu schaffen, um eine verbindliche integrierte Netzplanung für Gas und Wasserstoff zu entwickeln.

Das ermittelte Wasserstoffnetz der Wasserstoffmodellierung beruht auf den zugrunde liegenden Bedarfen in den Absichtserklärungen, orientiert sich zudem an den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 und den Leitungsmeldungen der Fernleitungsnetzbetreiber und (potenzieller) Wasserstoffnetzbetreibern sowie an vorhandenen parallelen Leitungssystemen im Fernleitungsnetz.

Allgemein ist für Deutschland zu sagen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber aktiv daran arbeiten, die Gasversorgung zu diversifizieren, um die Abhängigkeit von russischem Gas abzulegen. Die Optionen sehen neben Um- und Ausbauten zuallererst eine an die neuen Rahmenbedingungen angepasste, veränderte Nutzung des vorhandenen Gasnetzes vor. Bis zur Entscheidung über die Umsetzung der Optionen ist eine belastbare Aussage zur kostensenkenden Umstellung

bestehender Leitungen und Anlagen von Methantransport auf Wasserstofftransport kaum möglich.

4.2.1 Erkenntnisse und Schlussfolgerungen

Die Analyse der zur Verfügung stehenden Netzentwicklungspläne zeigt, dass in der mitteleuropäischen Planung (Deutschland, Italien und Österreich) die Dekarbonisierung des Netzes, grüne Gase, Diversifizierungsmaßnahmen und die Unabhängigkeit von russischem Gas noch mehr in den Fokus gerückt ist als im Jahr 2021. Biomethan und Wasserstoff als Energieträger, die allgemeine Energieeffizienz, Steigerung der europäischen Versorgungssicherheit und Anhebung der Infrastrukturstandards sowie die Entwicklung nachhaltiger Projekte finden in alle den betrachteten Netzentwicklungsplänen Einzug.

Speziell Wasserstoff wird in Deutschland und Österreich verstärkt behandelt. Deutschland hat zusätzlich auch einen starken Fokus auf LNG gelegt und erste Pilotprojekte im diesjährigen Netzentwicklungsplan aufgezeigt. Die Einspeisung von Biomethan fließt ebenso vermehrt in die Prognosen ein.

Im Gegensatz zu den mitteleuropäischen Ländern werden Wasserstoff- oder Dekarbonisierungsprojekte gemäß der osteuropäischen Netzentwicklungspläne zurzeit noch nicht umgesetzt, jedoch zukunftsorientiert geplant. So nimmt sich beispielsweise Ungarn vor, dass zwischen 2025 und 2030 das ungarische Erdgasnetz an das „European Hydrogen Backbone“ angeschlossen werden soll. Auch Slowenien orientiert sich durch die Adaptierung des Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplans an diesem Vorgehen.

Generell gilt, dass sich das gesamtheitliche europäische Erdgasnetz an diesen Entwicklungen beteiligen muss. Um den Gasfluss auch künftig zu garantieren, wird es nötig sein, dass sich Netzbetreiber bezüglich des Einsatzes von Wasserstoff bzw. anderen grün Gasen in den nächsten Jahren aneinander orientieren und Diversifizierungsmaßnahmen im Einklang miteinander entstehen müssen.

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.

Das Wegfallen des Nord Stream Korridors und die Auseinandersetzungen zwischen der Ukraine und Russland haben gezeigt, dass große Abhängigkeit von einem Energieträger und Lieferanten langfristig auch mit Risiken behaftet sind. Seit der zweiten Hälfte des Jahres 2021 sind die Energiepreise in der EU und weltweit stark angestiegen. Die Preise für Brennstoffe sind infolge der international angespannten Lage weiter gestiegen, was auch zu Bedenken hinsichtlich der Sicherheit der Energieversorgung in der EU geführt hat.

Daher ist die Diversifizierung der Energieträger, die allgemeine Energieeffizienz, Kooperationen in der EU bzw. international und Anstrengungen zur Dekarbonisierung weiter in den Fokus gerückt. In den betrachteten Netzentwicklungsplänen der benachbarten Länder ist dieses

aktuelle Thema noch nicht immer miteinbezogen worden, da die Netzentwicklungspläne meist vor dem Beginn der Auseinandersetzungen Russlands und der Ukraine und der damit einhergehenden Energiekrise veröffentlicht worden sind. Im deutschen und österreichischen (K)NEP ist die Unabhängigkeit von russischem Gas als wesentlicher Faktor in den Gestaltungsprozess eingeflossen. Bei den nächsten Veröffentlichungen der NEPs der anderen Länder werden diese zentralen Faktoren bestimmt auch mitaufgenommen.

Auch für Österreich lassen sich aus den gesammelten Erkanntnissen eindeutige Rückschlüsse für die nationale und grenzübergreifende Energieversorgung schließen. Sowohl die Diversifizierung der Energieträger als auch die Erweiterung von potenziellen Quellen sind wesentlich für Österreich. Der Abschluss neuer Biogasanlagen und Wasserstoffproduktionen innerhalb der nationalen Grenzen ist zielführend. Wie in diesem Koordinierten Netzentwicklungsplan für die Planungsperiode 2023 bis 2032 schon an mehreren Stellen beschrieben (unter anderem in den Projekten von GCA und TAG) ist der Ausbau bzw. die Umstellung der wichtigen Fernleitungen, die nach und durch Österreich führen, international von großer Bedeutung.

Sowohl der stufenweise Ausbau und Umwidmung der West-Austrian-Gasleitung als auch der Trans-Austrian-Gas-Leitung sind wesentliche Schritte, die benötigt werden, um Abhängigkeiten in der Energieversorgung weiter abbauen zu können. Dadurch kann sowohl das Zukunftsbild einer Wasserstoffinfrastruktur vorangetrieben werden und auch ein bedeutender Schritt zur Diversifikation gesetzt werden. Eine rasche Ankurbelung eines Wasserstoffmarkts ist ebenfalls für die EU-weite Energieversorgung von Relevanz.

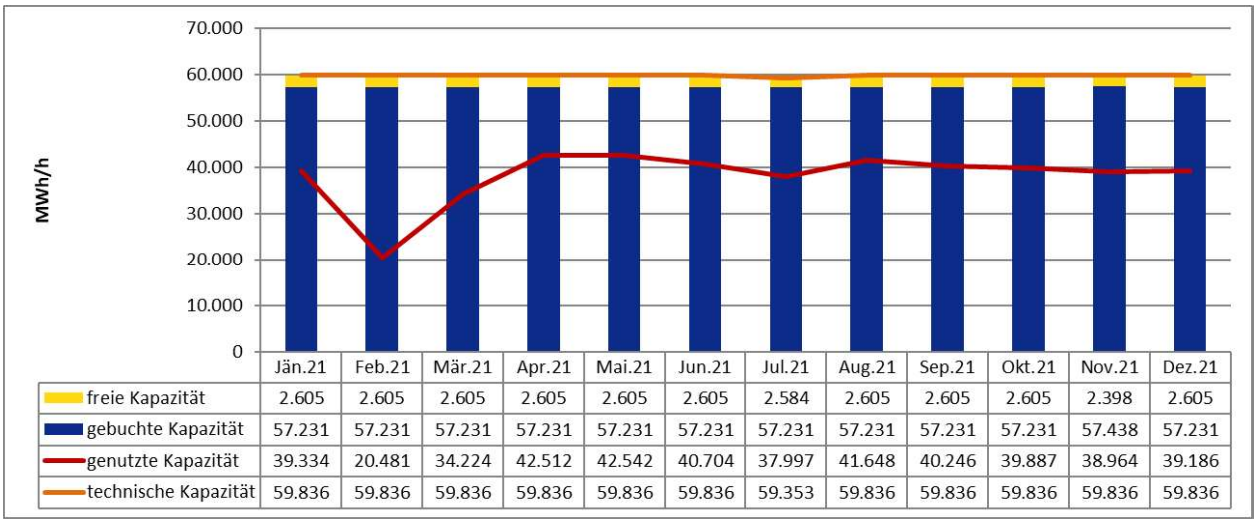
5 Kapazitätsbedarf

5.1 Kapazitätsbuchung und Kapazitätsnutzung – Statusbericht für 2022

In den Abbildung 48 bis Abbildung 59 sind pro Punkt und Richtung die technischen, die freien, die gebuchten und die genutzten Kapazitäten von 01.01.2021 – 31.12.2021 zur Übersicht dargestellt.

Etwaige Schwankungen der technischen Kapazität sind auf kapazitätseinschränkende Wartungsarbeiten zurückzuführen. Die aktuellen Wartungsarbeitspläne der Fernleitungsnetzbetreiber finden Sie auf der Gas Connect Austria Website[3] und auf der Website der TAG GmbH[4].

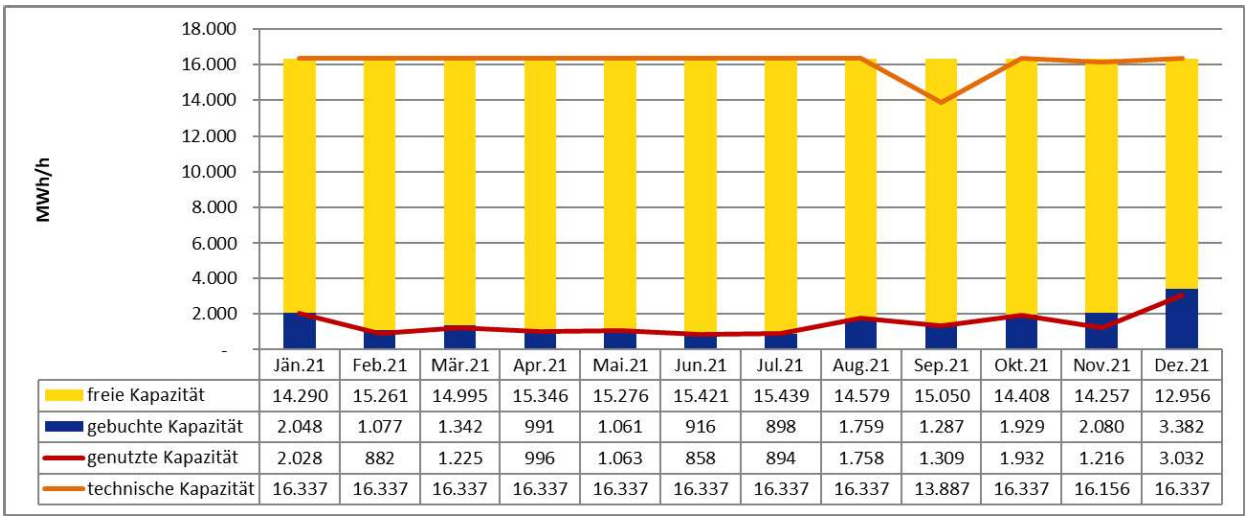
Abbildung 48: TAG GmbH - Einspeisepunkt Baumgarten TAG



	Jän.21	Feb.21	Mär.21	Apr.21	Mai.21	Jun.21	Jul.21	Aug.21	Sep.21	Okt.21	Nov.21	Dez.21
freie Kapazität	2.605	2.605	2.605	2.605	2.605	2.605	2.584	2.605	2.605	2.605	2.398	2.605
gebuchte Kapazität	57.231	57.231	57.231	57.231	57.231	57.231	57.231	57.231	57.231	57.231	57.438	57.231
genutzte Kapazität	39.334	20.481	34.224	42.512	42.542	40.704	37.997	41.648	40.246	39.887	38.964	39.186
technische Kapazität	59.836	59.836	59.836	59.836	59.836	59.836	59.353	59.836	59.836	59.836	59.836	59.836

Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 49: Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten GCA



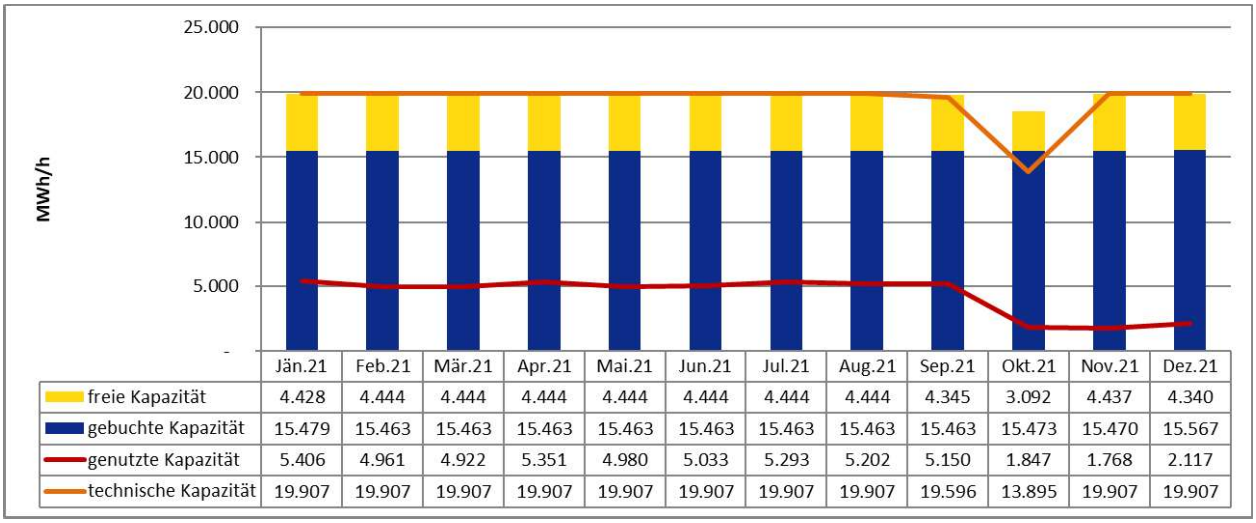
	Jän.21	Feb.21	Mär.21	Apr.21	Mai.21	Jun.21	Jul.21	Aug.21	Sep.21	Okt.21	Nov.21	Dez.21
freie Kapazität	14.290	15.261	14.995	15.346	15.276	15.421	15.439	14.579	15.050	14.408	14.257	12.956
gebuchte Kapazität	2.048	1.077	1.342	991	1.061	916	898	1.759	1.287	1.929	2.080	3.382
genutzte Kapazität	2.028	882	1.225	996	1.063	858	894	1.758	1.309	1.932	1.216	3.032
technische Kapazität	16.337	16.337	16.337	16.337	16.337	16.337	16.337	16.337	13.887	16.337	16.156	16.337

Quelle: AGGM Plattform

[3] https://www.gasconnect.at/netzinformationen/netzentwicklung/wartungsarbeiten/ (aufgerufen am 24.08.2021)

[4] https://www.taggmbh.at/fuer-netzbenutzer/wartungsarbeiten/ (aufgerufen am 24.08.2021)

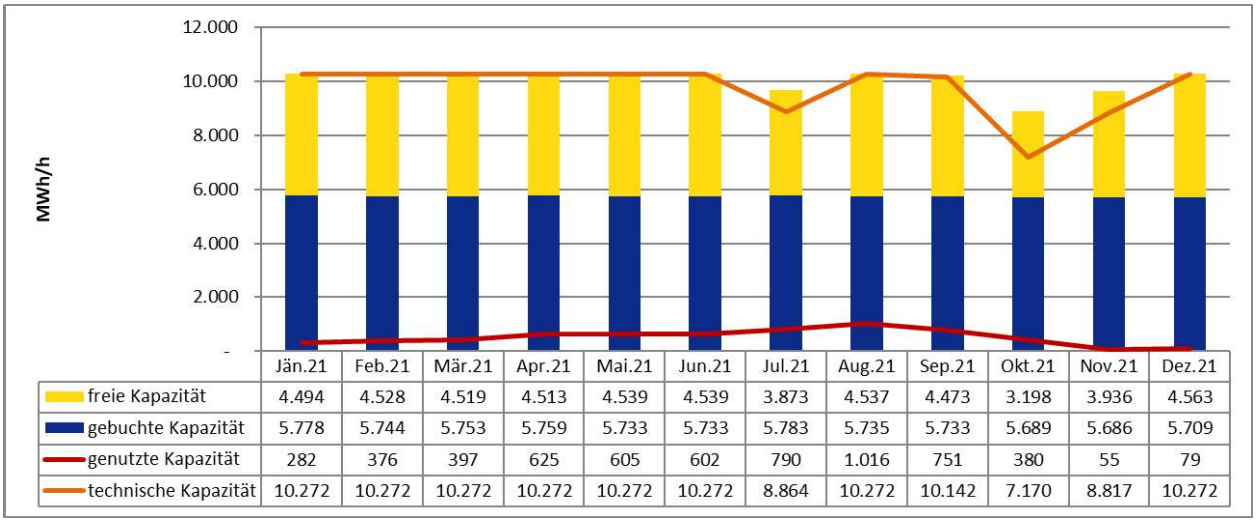
Abbildung 50: Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten WAG



	Jän.21	Feb.21	Mär.21	Apr.21	Mai.21	Jun.21	Jul.21	Aug.21	Sep.21	Okt.21	Nov.21	Dez.21
freie Kapazität	4.428	4.444	4.444	4.444	4.444	4.444	4.444	4.444	4.345	3.092	4.437	4.340
gebuchte Kapazität	15.479	15.463	15.463	15.463	15.463	15.463	15.463	15.463	15.463	15.473	15.470	15.567
genutzte Kapazität	5.406	4.961	4.922	5.351	4.980	5.033	5.293	5.202	5.150	1.847	1.768	2.117
technische Kapazität	19.907	19.907	19.907	19.907	19.907	19.907	19.907	19.907	19.596	13.895	19.907	19.907

Quelle: AGGM Plattform

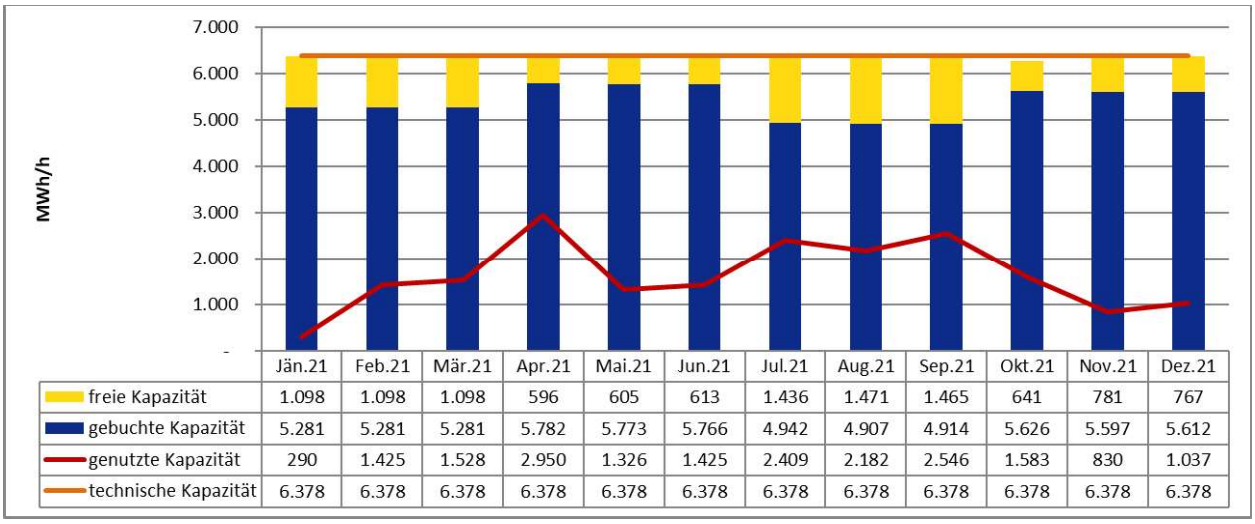
Abbildung 51: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Baumgarten WAG



	Jän.21	Feb.21	Mär.21	Apr.21	Mai.21	Jun.21	Jul.21	Aug.21	Sep.21	Okt.21	Nov.21	Dez.21
freie Kapazität	4.494	4.528	4.519	4.513	4.539	4.539	3.873	4.537	4.473	3.198	3.936	4.563
gebuchte Kapazität	5.778	5.744	5.753	5.759	5.733	5.733	5.783	5.735	5.733	5.689	5.686	5.709
genutzte Kapazität	282	376	397	625	605	602	790	1.016	751	380	55	79
technische Kapazität	10.272	10.272	10.272	10.272	10.272	10.272	8.864	10.272	10.142	7.170	8.817	10.272

Quelle: AGGM Plattform

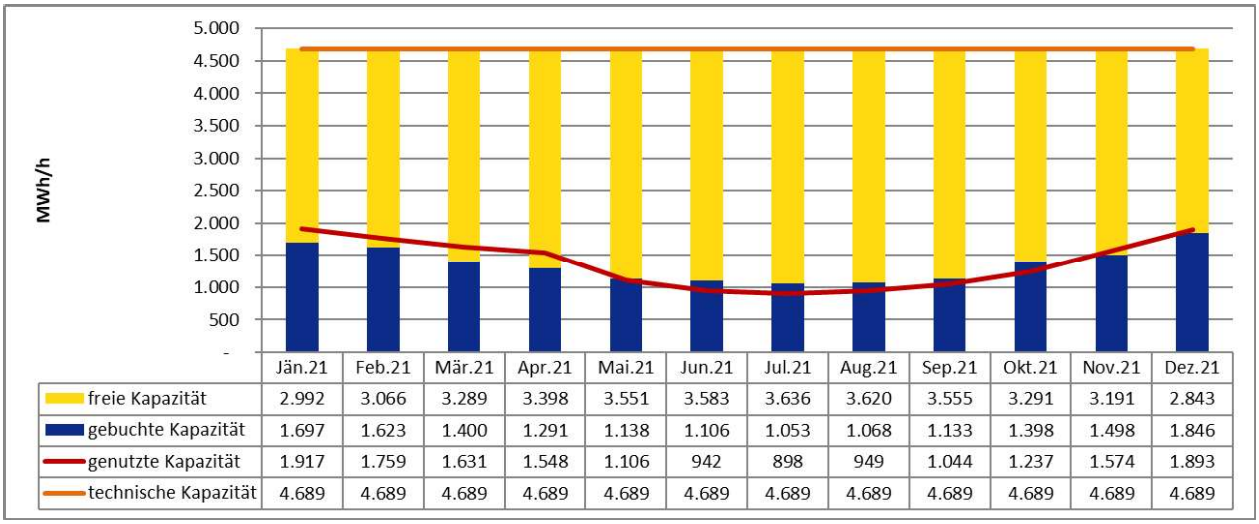
Abbildung 52: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár



	Jän.21	Feb.21	Mär.21	Apr.21	Mai.21	Jun.21	Jul.21	Aug.21	Sep.21	Okt.21	Nov.21	Dez.21
freie Kapazität	1.098	1.098	1.098	596	605	613	1.436	1.471	1.465	641	781	767
gebuchte Kapazität	5.281	5.281	5.281	5.782	5.773	5.766	4.942	4.907	4.914	5.626	5.597	5.612
genutzte Kapazität	290	1.425	1.528	2.950	1.326	1.425	2.409	2.182	2.546	1.583	830	1.037
technische Kapazität	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378

Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 53: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Murfeld

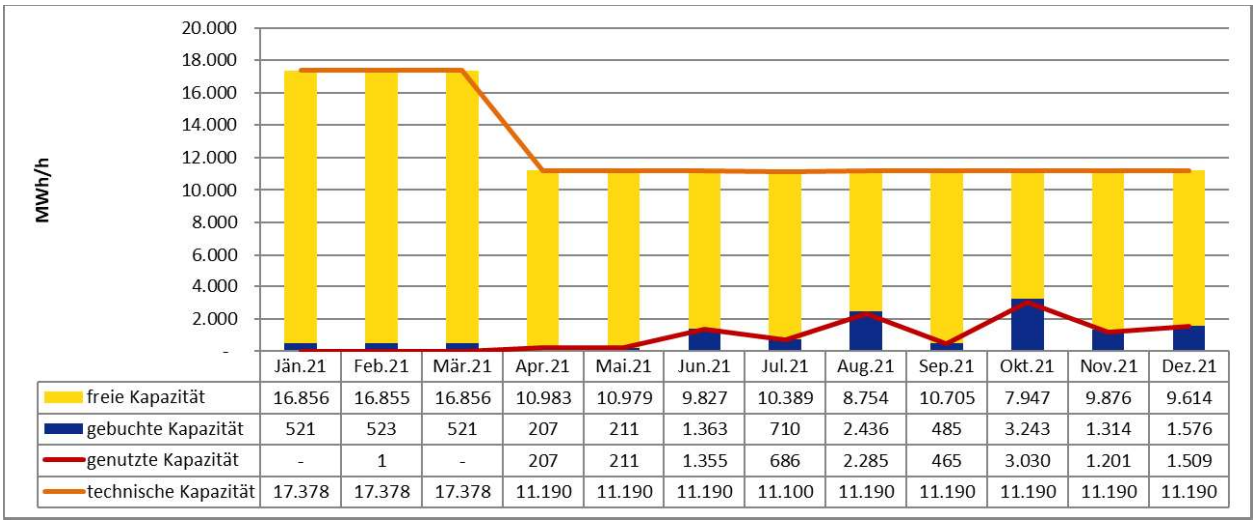


	Jän.21	Feb.21	Mär.21	Apr.21	Mai.21	Jun.21	Jul.21	Aug.21	Sep.21	Okt.21	Nov.21	Dez.21
freie Kapazität	2.992	3.066	3.289	3.398	3.551	3.583	3.636	3.620	3.555	3.291	3.191	2.843
gebuchte Kapazität	1.697	1.623	1.400	1.291	1.138	1.106	1.053	1.068	1.133	1.398	1.498	1.846
genutzte Kapazität	1.917	1.759	1.631	1.548	1.106	942	898	949	1.044	1.237	1.574	1.893
technische Kapazität	4.689	4.689	4.689	4.689	4.689	4.689	4.689	4.689	4.689	4.689	4.689	4.689

Quelle: AGGM Plattform

Ab April 2021 wird von TAG GmbH am Entry Punkt Arnoldstein die Qualität FZK anstatt DZK vermarktet.

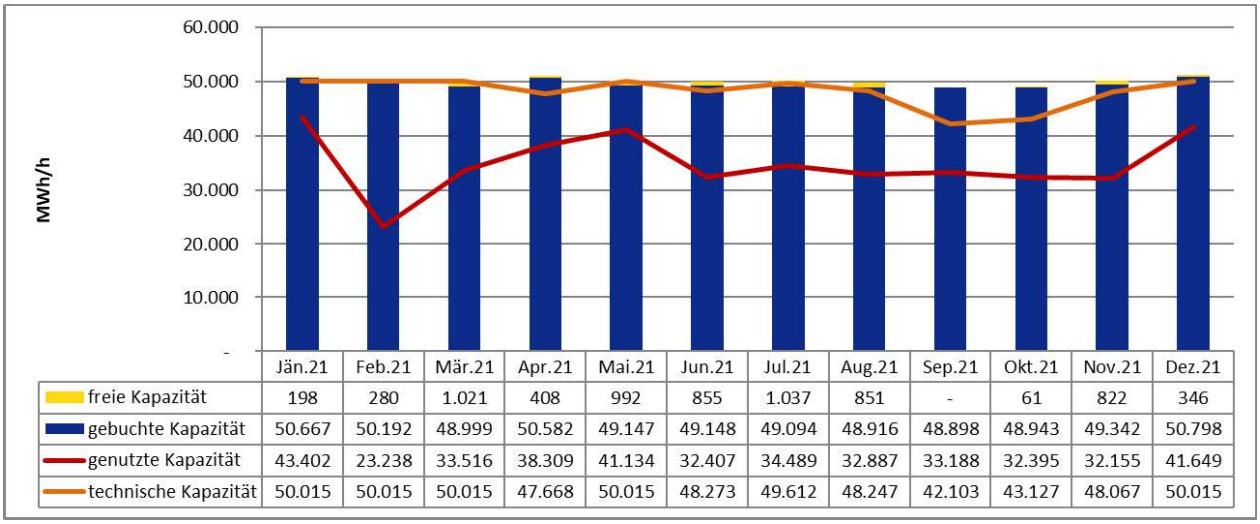
Abbildung 54: TAG GmbH – Einspeisepunkt Arnoldstein



	Jän.21	Feb.21	Mär.21	Apr.21	Mai.21	Jun.21	Jul.21	Aug.21	Sep.21	Okt.21	Nov.21	Dez.21
freie Kapazität	16.856	16.855	16.856	10.983	10.979	9.827	10.389	8.754	10.705	7.947	9.876	9.614
gebuchte Kapazität	521	523	521	207	211	1.363	710	2.436	485	3.243	1.314	1.576
genutzte Kapazität	-	1	-	207	211	1.355	686	2.285	465	3.030	1.201	1.509
technische Kapazität	17.378	17.378	17.378	11.190	11.190	11.190	11.100	11.190	11.190	11.190	11.190	11.190

Quelle: AGGM Plattform

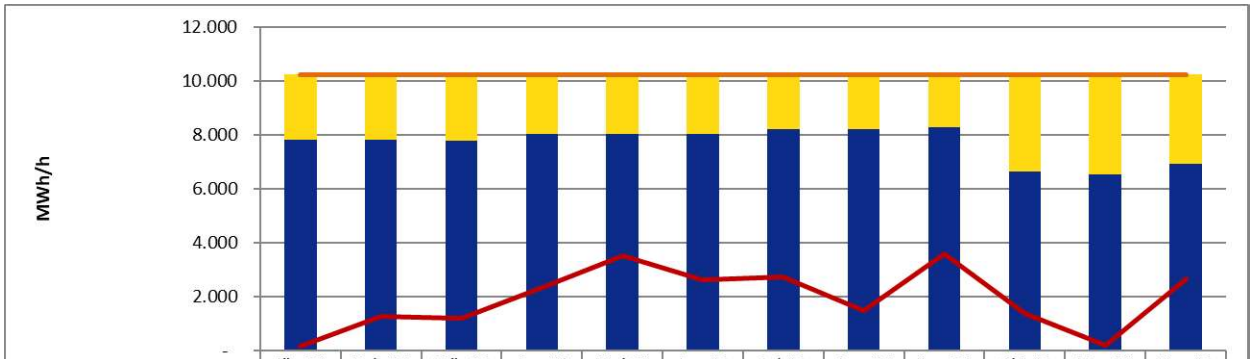
Abbildung 55: TAG GmbH – Ausspeisepunkt Arnoldstein



	Jän.21	Feb.21	Mär.21	Apr.21	Mai.21	Jun.21	Jul.21	Aug.21	Sep.21	Okt.21	Nov.21	Dez.21
freie Kapazität	198	280	1.021	408	992	855	1.037	851	-	61	822	346
gebuchte Kapazität	50.667	50.192	48.999	50.582	49.147	49.148	49.094	48.916	48.898	48.943	49.342	50.798
genutzte Kapazität	43.402	23.238	33.516	38.309	41.134	32.407	34.489	32.887	33.188	32.395	32.155	41.649
technische Kapazität	50.015	50.015	50.015	47.668	50.015	48.273	49.612	48.247	42.103	43.127	48.067	50.015

Quelle: AGGM Plattform

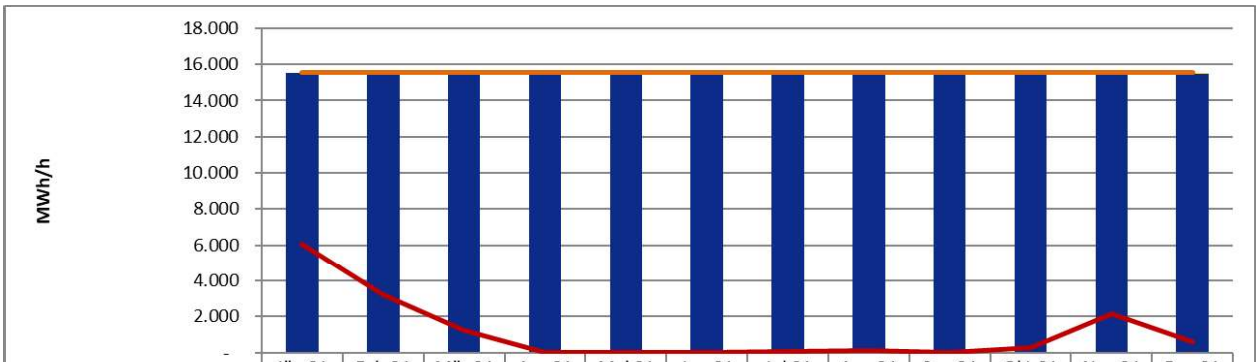
Abbildung 56: Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Oberkappel



	Jän.21	Feb.21	Mär.21	Apr.21	Mai.21	Jun.21	Jul.21	Aug.21	Sep.21	Okt.21	Nov.21	Dez.21
freie Kapazität	2.395	2.396	2.447	2.185	2.188	2.189	2.009	2.009	1.934	3.585	3.715	3.292
gebuchte Kapazität	7.840	7.840	7.789	8.051	8.047	8.047	8.227	8.227	8.302	6.651	6.521	6.944
genutzte Kapazität	153	1.248	1.178	2.326	3.516	2.629	2.719	1.474	3.591	1.383	209	2.664
technische Kapazität	10.236	10.236	10.236	10.236	10.236	10.236	10.236	10.236	10.236	10.236	10.236	10.236

Quelle: AGGM Plattform

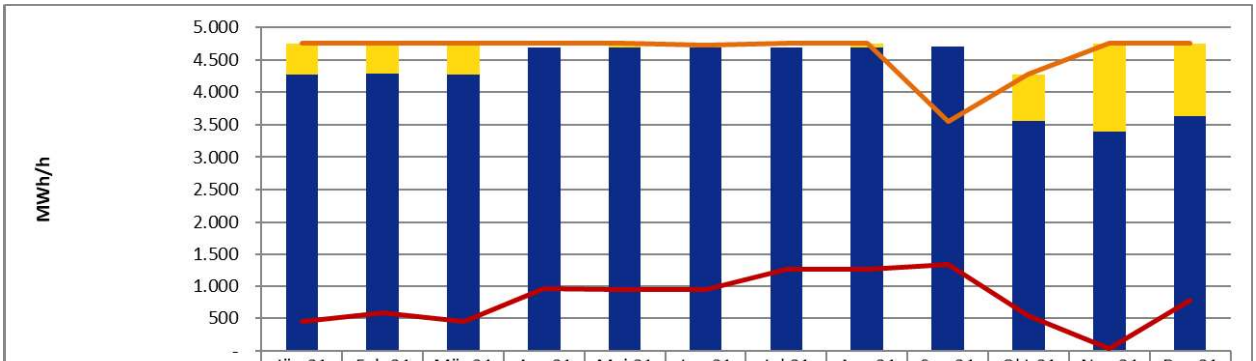
Abbildung 57: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Oberkappel



	Jän.21	Feb.21	Mär.21	Apr.21	Mai.21	Jun.21	Jul.21	Aug.21	Sep.21	Okt.21	Nov.21	Dez.21
freie Kapazität	-	-	-	82	83	83	81	82	80	77	76	81
gebuchte Kapazität	15.547	15.547	15.547	15.465	15.464	15.464	15.466	15.465	15.466	15.470	15.471	15.466
genutzte Kapazität	6.049	3.205	1.246	12	1	1	36	82	13	291	2.161	611
technische Kapazität	15.547	15.547	15.547	15.547	15.547	15.547	15.547	15.547	15.547	15.547	15.547	15.547

Quelle: AGGM Plattform

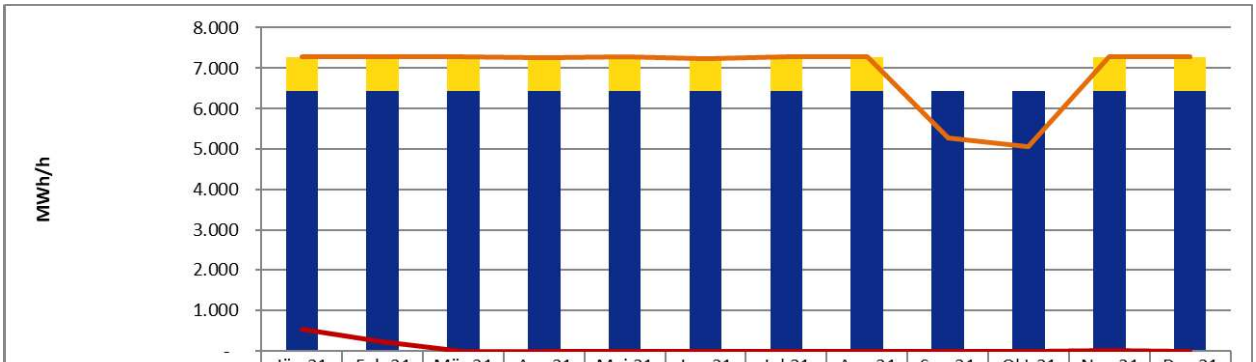
Abbildung 58: Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL



	Jän.21	Feb.21	Mär.21	Apr.21	Mai.21	Jun.21	Jul.21	Aug.21	Sep.21	Okt.21	Nov.21	Dez.21
freie Kapazität	475	458	475	-	60	34	-	60	-	713	1.362	1.126
gebuchte Kapazität	4.275	4.292	4.275	4.690	4.690	4.690	4.690	4.690	4.697	3.561	3.388	3.624
genutzte Kapazität	460	585	450	954	950	950	1.250	1.250	1.331	535	36	783
technische Kapazität	4.750	4.750	4.750	4.750	4.750	4.724	4.750	4.750	3.555	4.275	4.750	4.750

Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 59: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL



	Jän.21	Feb.21	Mär.21	Apr.21	Mai.21	Jun.21	Jul.21	Aug.21	Sep.21	Okt.21	Nov.21	Dez.21
freie Kapazität	842	842	842	825	842	802	842	842	0	0	842	840
gebuchte Kapazität	6.431	6.431	6.431	6.431	6.431	6.431	6.431	6.431	6.431	6.434	6.432	6.433
genutzte Kapazität	536	242	0	0	0	0	0	1	0	2	14	3
technische Kapazität	7.274	7.274	7.274	7.256	7.274	7.233	7.274	7.274	5.279	5.077	7.274	7.274

Quelle: AGGM Plattform

5.2 Kapazitätsszenario für den KNEP 2022

5.2.1 Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und resultierendes Kapazitätsszenario

Im Zuge der Abstimmung der Prozesse zur Erstellung des KNEP und des Prozesses „Verfahren für neu zu schaffenden Kapazitäten“ gemäß CAM NC wurde 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 Verteilergebietes, strategische Projekte der Fernleitungsunternehmen oder Behördenvorgaben zusätzlich mit aufgenommen. Darüber hinaus 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 2022 zusammengestellt. Das Kapazitätsszenario ist in Abbildung 60 dargestellt.

Durch den Krieg in der Ukraine und den daraus resultierenden Plänen der europäischen Kommission, die EU-Gasimporte kurzfristig stark zu reduzieren und mittelfristig zu stoppen, haben sich die gaswirtschaftlichen Rahmenbedingungen grundlegend geändert. Der Markgebietsmanager, AGGM, und die Fernleitungsnetzbetreiber, GCA und TAG, haben sich daher entschlossen, den diesjährigen Planungsprozess zu adaptieren und ein verstärktes Augenmerk auf, für die zukünftige Versorgungssicherheit, notwendige Projekte zu legen.

Des Weiteren muss klar sein, dass nicht nur Leitungen von Nöten sein werden, sondern auch die Quellen erschlossen werden müssen.

Es werden 2 Kategorien an Kapazitätsbedarfe definiert:

- Kapazitätsbedarfe für die Versorgungssicherheit im In- und Ausland, errichtet in H2 Ready sind in Abbildung 60 grün dargestellt.
- Am Punkt gebündelte Kapazitätsbedarfe bereitgestellt durch den vorgelagerten Netzbetreiber sind in Abbildung 60 grau dargestellt.

Außerdem werden im Kapazitätssenario 2022:

- Quellen, dargestellt, die für eine Unabhängigkeit von russischem Gas erschlossen werden müssen. Es wird dabei bedacht, dass sowohl Methan und auch Wasserstoff aus diesen Quellen fließen kann.

Der MGM und die FNBs weisen darauf hin, dass reines Schaffen von zusätzlicher Kapazität an den Grenzübergabe Punkten nicht ausreicht, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sowohl Kapazitäten als auch Mengen müssen von Marktteilnehmern an den jeweiligen Quellen gebucht werden.

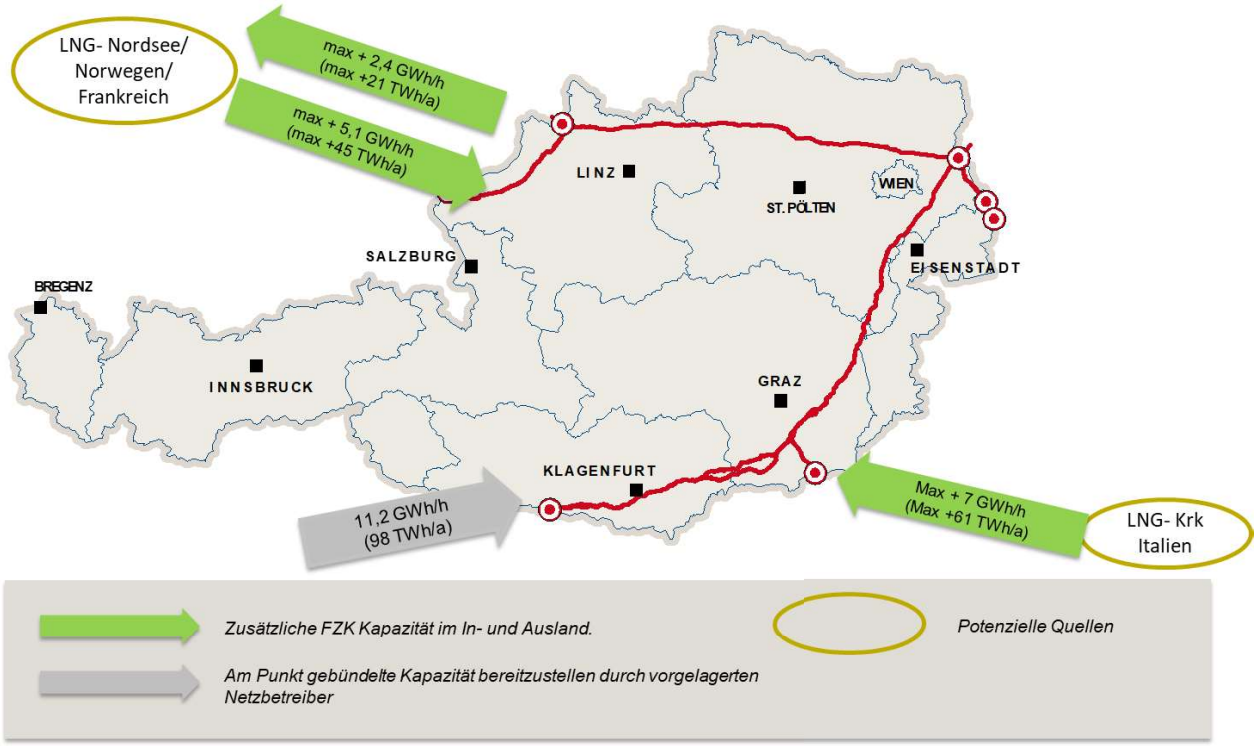
Das Kapazitätsszenario wurde E-Control Austria am 13.10.2022 vorgelegt und von E-Control Austria angenommen.

Tabelle 11: Kapazitäsbedarfe des Kapazitätsszenarios 2022

Erfüllungsort	Richtung	Kapazität [GWh/h]	Herkunft des Bedarfes	Aufnahme [Jahr]
Oberkappel/Überackern	Entry Exit	5,1 2,4	Versorgungssicherheit (TYNDP: HYD-N-757)	2022
Murfeld	Entry	6,94	Versorgungssicherheit	2017

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH, AGGM; 2022

Abbildung 60: Kapazitätsszenario[5]



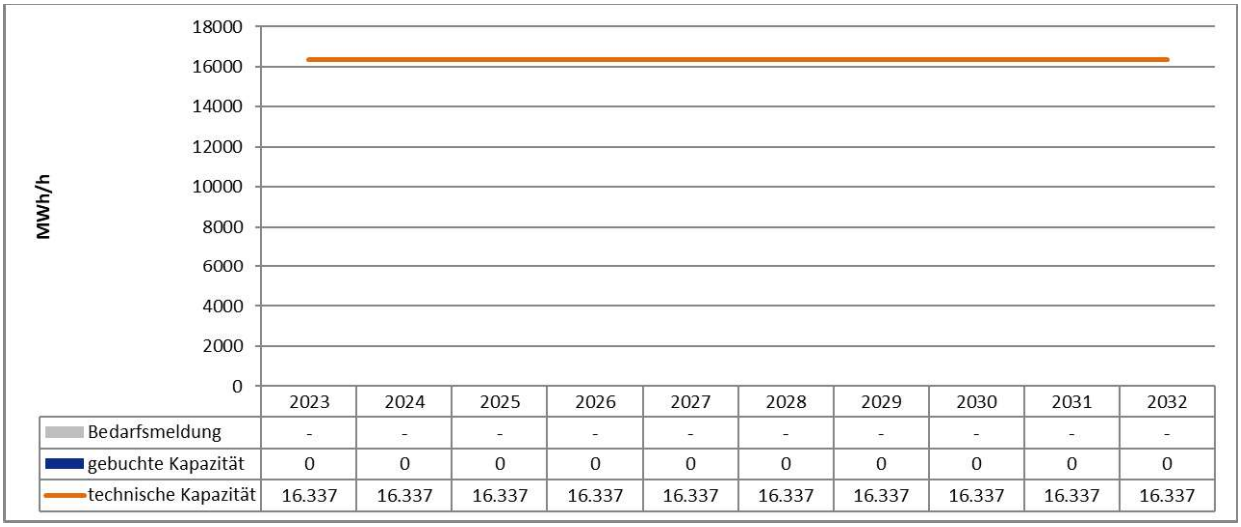
Quelle: AGGM, Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2022

[5] Für das Kapazitätsszenario werden die Teilprojekte GCA 2022/01 und GCA 2022/05gemeinsam betrachtet

5.2.2 Gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe je Ein- Ausspeisepunkt in den Jahren 2022 bis 2031

In den folgenden Abbildungen sind für jeden Ein- Ausspeisepunkt die gebuchten Kapazitäten und die Kapazitätsbedarfe aus dem Kapazitätsszenario des KNEP 2022 für die Jahre 2023 bis 2032 dargestellt.

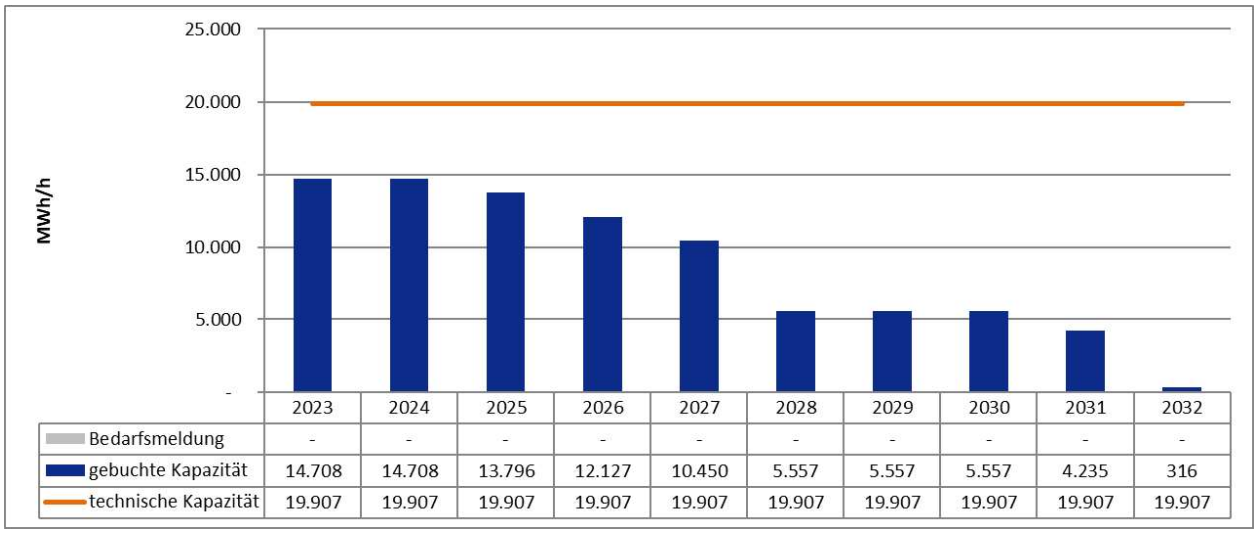
Abbildung 61: Entry Baumgarten GCA, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023– 2032



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bedarfsmeldung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
gebuchte Kapazität	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
technische Kapazität	16.337	16.337	16.337	16.337	16.337	16.337	16.337	16.337	16.337	16.337

Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2022

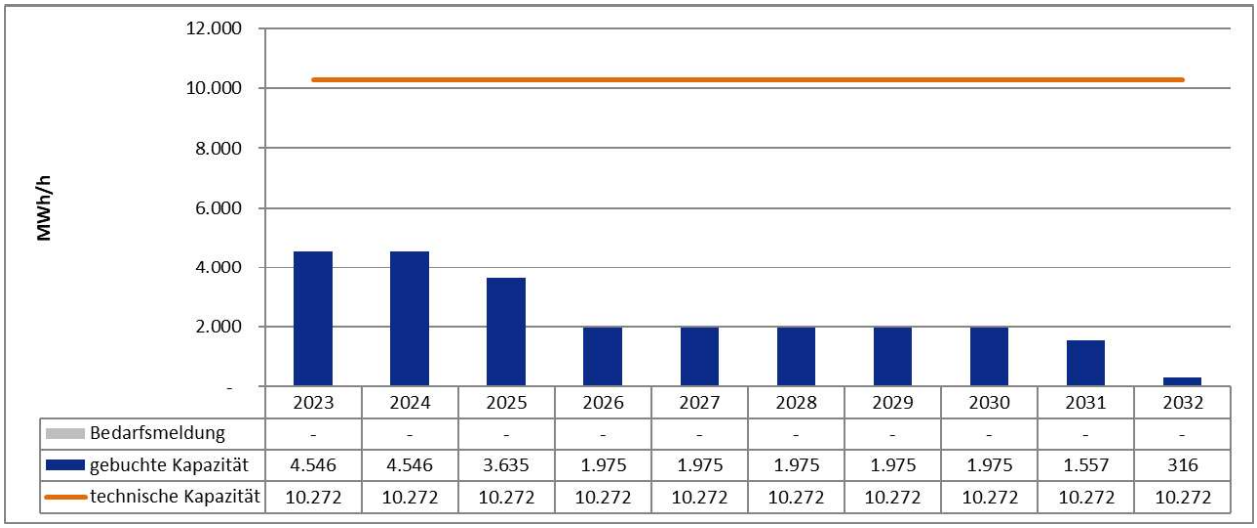
Abbildung 62: Entry Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bedarfsmeldung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
gebuchte Kapazität	14.708	14.708	13.796	12.127	10.450	5.557	5.557	5.557	4.235	316
technische Kapazität	19.907	19.907	19.907	19.907	19.907	19.907	19.907	19.907	19.907	19.907

Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2022

Abbildung 63: Exit Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bedarfsmeldung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
gebuchte Kapazität	4.546	4.546	3.635	1.975	1.975	1.975	1.975	1.975	1.557	316
technische Kapazität	10.272	10.272	10.272	10.272	10.272	10.272	10.272	10.272	10.272	10.272

Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2022

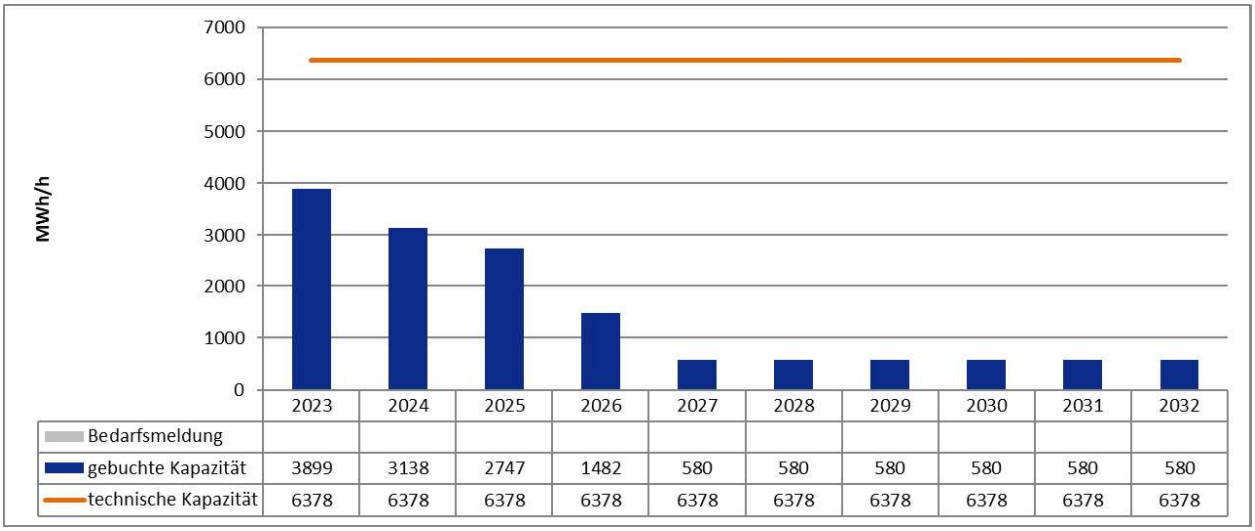
Durch das Auslaufen mehrerer langfristiger Verträge ab 2023 erhöht sich die verfügbare freie Kapazität signifikant, wie Abbildung 64 zeigt.

Abbildung 64: Entry Baumgarten TAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bedarfsmeldung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
gebuchte Kapazität	9.105	9.105	9.105	9.105	9.105	8.039	3.859	865	865	865
technische Kapazität	59.836	59.836	59.836	59.836	59.836	59.836	59.836	59.836	59.836	59.836

Quelle: AGGM Plattform , Kapazitätsbedarfe; 2022

Abbildung 65: Exit Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032

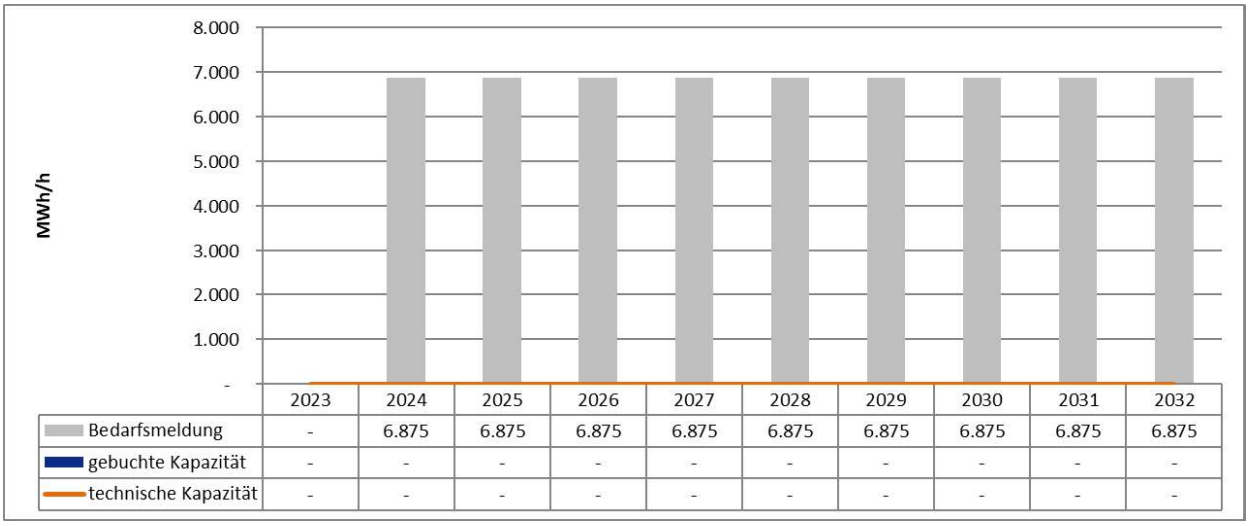


	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bedarfsmeldung										
gebuchte Kapazität	3899	3138	2747	1482	580	580	580	580	580	580
technische Kapazität	6378	6378	6378	6378	6378	6378	6378	6378	6378	6378

Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2022

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. Siehe dazu Abbildung 66 und Abbildung 67.

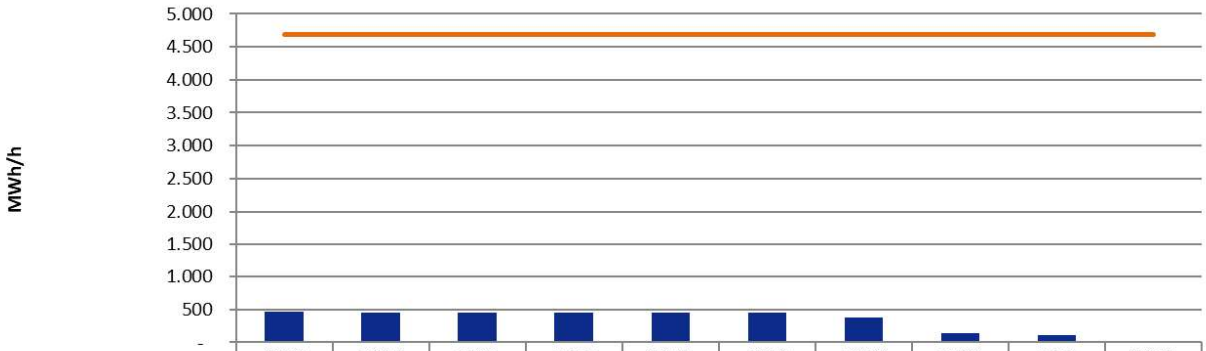
Abbildung 66: Entry Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bedarfsmeldung	-	6.875	6.875	6.875	6.875	6.875	6.875	6.875	6.875	6.875
gebuchte Kapazität	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
technische Kapazität	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2022

Abbildung 67: Exit Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032

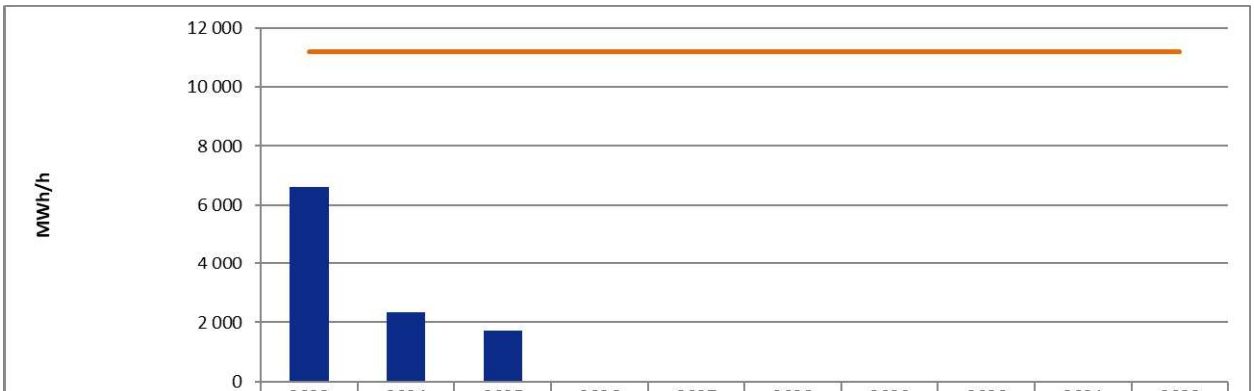


	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bedarfsmeldung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nicht gebucht	4.219	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.313	4.546	4.582	4.689
gebuchte Kapazität	470	454	454	454	454	454	376	143	107	-
technische Kapazität	4.689	4.689	4.689	4.689	4.689	4.689	4.689	4.689	4.689	4.689

Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2022

Die Abbildung 68 zeigt, dass sowohl die technische als auch die gebuchte Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein im Prognosezeitraum 2023 bis 2032 aktuell konstant bleiben.

Abbildung 68: Entry Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032

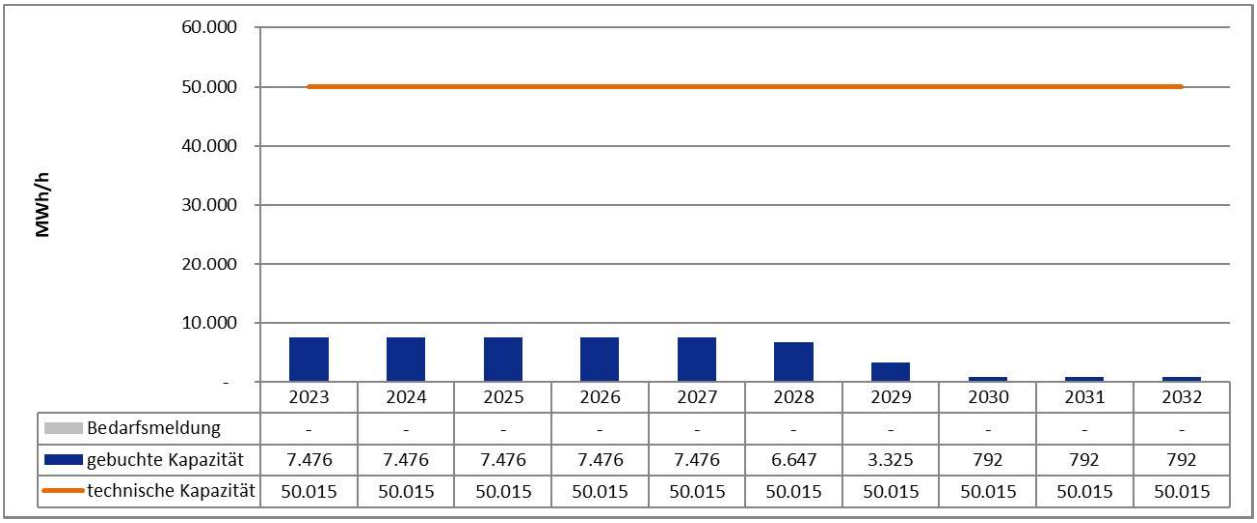


	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bedarfsmeldung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
gebuchte Kapazität	6 619	2 338	1 714	0	0	0	0	0	0	0
technische Kapazität	11 190	11 190	11 190	11 190	11 190	11 190	11 190	11 190	11 190	11 190

Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2022

Analog zum Einspeisepunkt Baumgarten erhöht sich die freie Kapazität ab 2023 durch das Auslaufen von mehrjährigen langfristigen Verträgen stark.

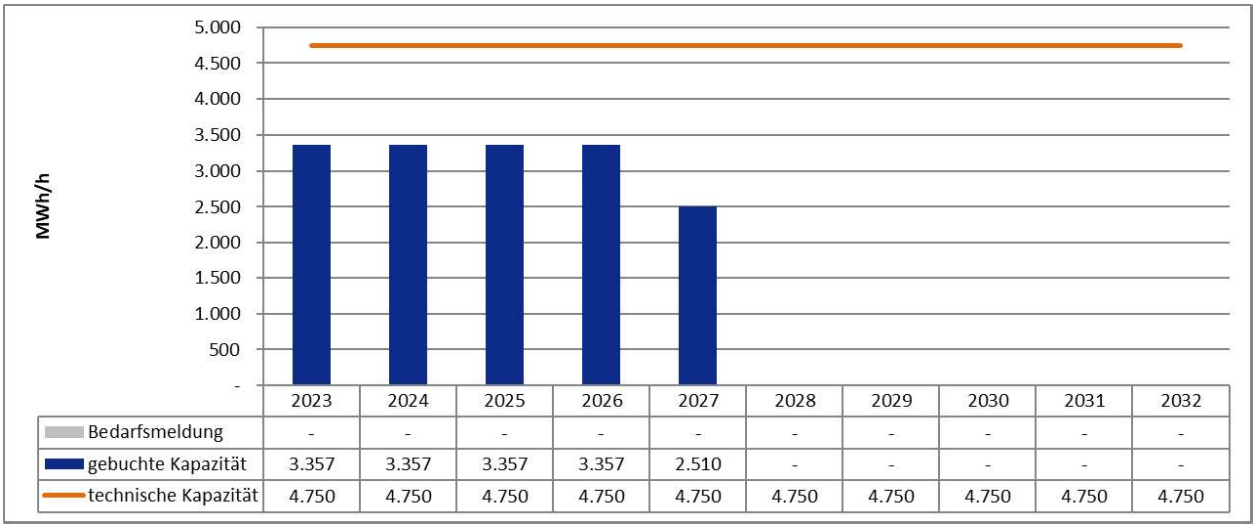
Abbildung 69: Exit Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bedarfsmeldung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
gebuchte Kapazität	7.476	7.476	7.476	7.476	7.476	6.647	3.325	792	792	792
technische Kapazität	50.015	50.015	50.015	50.015	50.015	50.015	50.015	50.015	50.015	50.015

Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2022

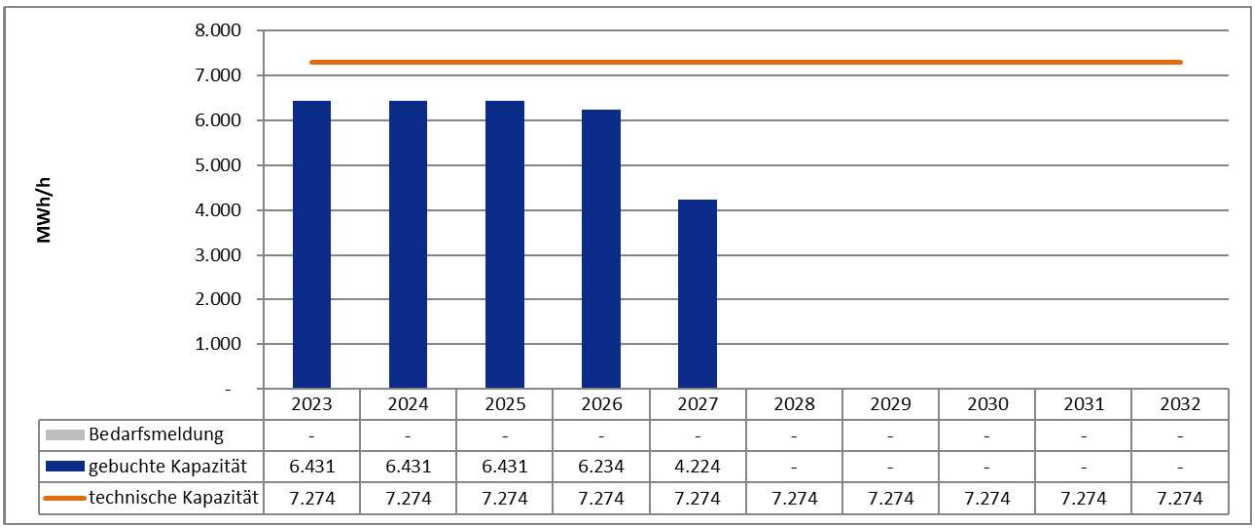
Abbildung 70: Entry Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bedarfsmeldung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
gebuchte Kapazität	3.357	3.357	3.357	3.357	2.510	-	-	-	-	-
technische Kapazität	4.750	4.750	4.750	4.750	4.750	4.750	4.750	4.750	4.750	4.750

Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2022

Abbildung 71: Exit Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032

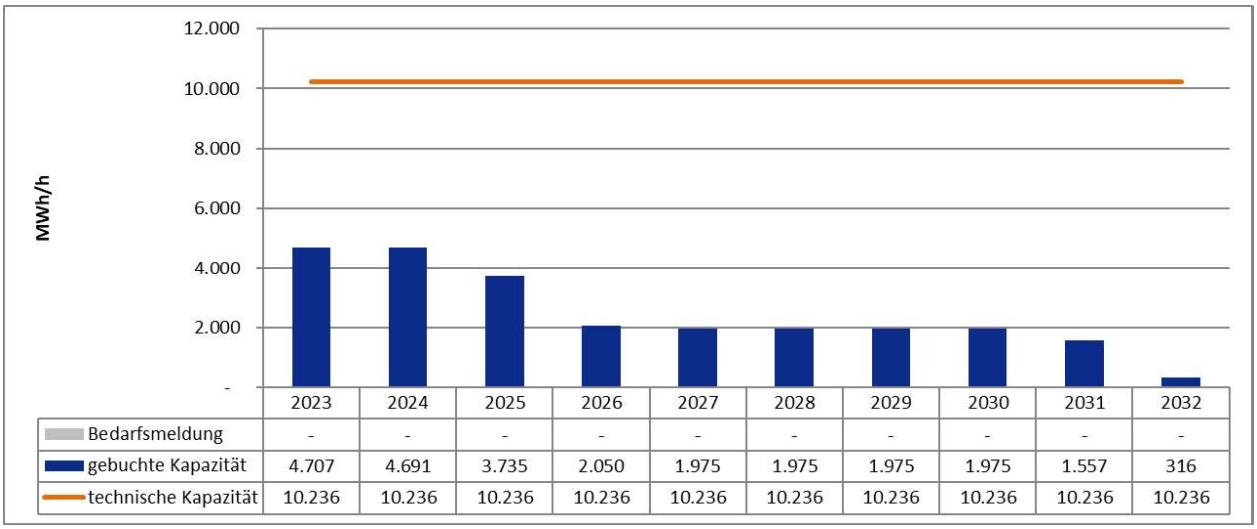


	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bedarfsmeldung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
gebuchte Kapazität	6.431	6.431	6.431	6.234	4.224	-	-	-	-	-
technische Kapazität	7.274	7.274	7.274	7.274	7.274	7.274	7.274	7.274	7.274	7.274

Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2022

An dem Ein- und Ausspeisepunkt Oberkappel wurden im KNEP 2022 keine zusätzlichen Bedarfe gemeldet. Siehe dazu Abbildung 72 und Abbildung 73.

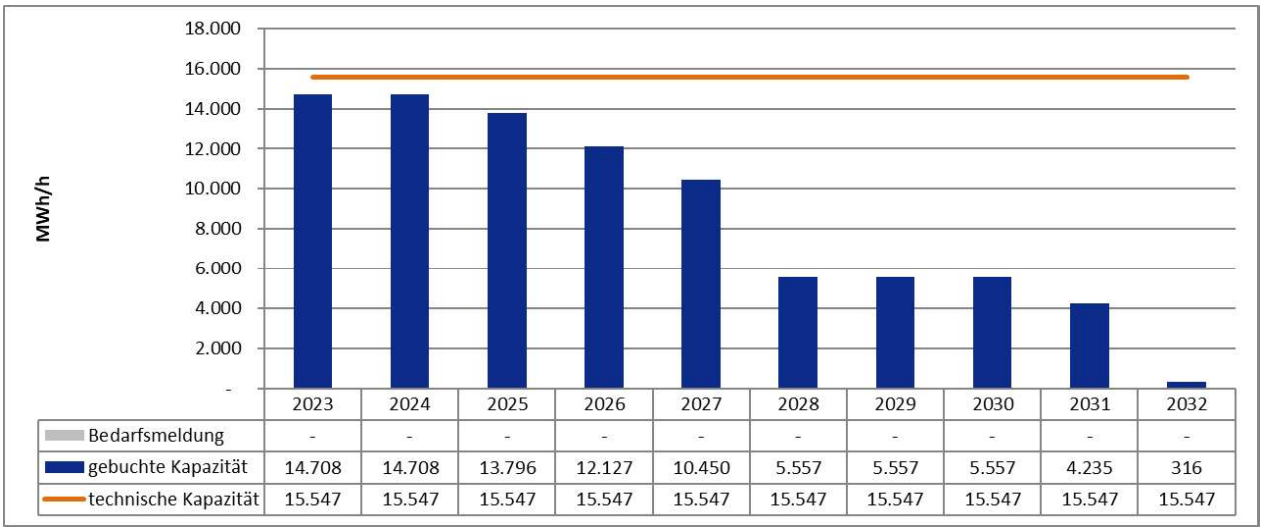
Abbildung 72: Entry Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bedarfsmeldung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
gebuchte Kapazität	4.707	4.691	3.735	2.050	1.975	1.975	1.975	1.975	1.557	316
technische Kapazität	10.236	10.236	10.236	10.236	10.236	10.236	10.236	10.236	10.236	10.236

Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2022

Abbildung 73: Exit Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bedarfsmeldung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
gebuchte Kapazität	14.708	14.708	13.796	12.127	10.450	5.557	5.557	5.557	4.235	316
technische Kapazität	15.547	15.547	15.547	15.547	15.547	15.547	15.547	15.547	15.547	15.547

Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2022

5.2.3 Kapazitätsausbauten und dafür erforderliche Projekte

Im Rahmen der Planungsphase wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern Projekte entwickelt, die geeignet sind, um die im Kapazitätsszenario dargestellten Kapazitätsbedarfe zu decken. Eine Zuordnung von Kapazitätsbedarf zu Projekten ist in Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 12: Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und Projekte zur Bereitstellung der Kapazitäten

Bedarf	Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
Entry Oberkappel/Überackern + 5,1 GWh/h					
	GCA	2022/01	WAG Teil-Loop	4,5	
	GCA	2022/05	WAG Voll-Loop	4,5	
Exit Oberkappel/Überackern + 2,4 GWh/h					
	GCA	2022/01	WAG Teil-Loop	4,5	
	GCA	2022/05	WAG Voll-Loop		
Entry Murfeld + 6,94 GWh/h					
	GCA	2015/08	Entry 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	

Quelle: AGGM, Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2022

6 Projekte und Aktivitäten der Fernleitungsnetzbetreiber (Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber)

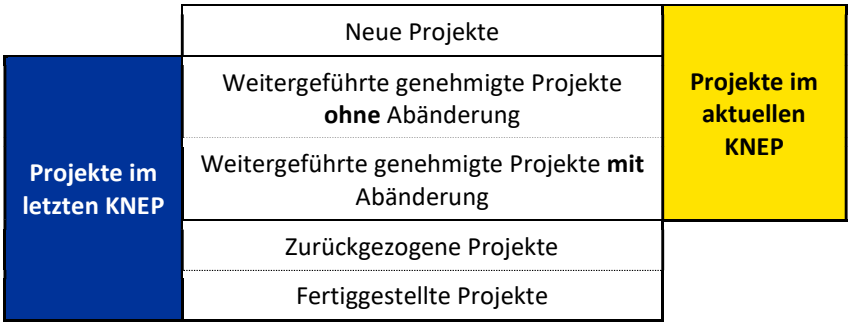
6.1 Gliederung der Projekte

Die Projekte im KNEP werden nach Projektkategorien und Projektarten gegliedert.

6.1.1 Projektkategorie

Die Projekte im KNEP werden in 5 Projektkategorien (siehe Abbildung 74) eingeteilt, wobei die Projektkategorien den Genehmigungszyklus widerspiegeln.

Abbildung 74: Projektkategorien [Quelle: AGGM]



Neue Projekte

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

Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung

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

Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung

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

Zurückgezogene Projekte

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

Fertiggestellte Projekte

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

6.1.2 Projektarten

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

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 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, Genehmigungsverfahren eingeleitet oder eine Machbarkeitsstudie durchgeführt). 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 Funktionen eines unter Punkt a. gelisteten Projektes erforderlich sind. Diese Projekte können 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 kapazitätsrelevant sind (z. B. Flexibilisierung des Zugangs zum Virtuellen Handelspunkt, Verstärkung des freizuordenbaren Charakters im Hinblick auf Versorgungs- und Transitsicherheit (Erhöhung der FZK-Redundanz), etc.) aber keine Ersatzinvestitionsprojekte sind.

Projekte für zusätzliche Wasserstoff Kapazitäten

Unter Projekte für zusätzliche H_2-Kapazitäten sind Projekte zu verstehen, bei denen ein fortgeschrittener Projektstatus erreicht ist (z.B. die Detailplanung abgeschlossen, Genehmigungsverfahren eingeleitet oder eine Machbarkeitsstudie durchgeführt). Diese gliedern sich in:

a. **Projekte zur Verlegung neuer Wasserstoffpipelines**
   Dies sind Projekte, die aus Sicht der angestrebten Funktion und des Vorhabens kapazitätsrelevant sind und bei denen die Verlegung neuer Pipelinestränge geplant sind.
b. **Umwandlung in eine H2 Pipeline:**
   Dies sind Projekte, die aus Sicht der angestrebten Funktion und des Vorhabens kapazitätsrelevant sind und bei denen die Umwandlung von Pipelinestränge geplant sind.

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.

6.2 Projekte im KNEP 2022

Der KNEP 2022 umfasst die in Tabelle 13 bis Tabelle 19 aufgelisteten Projekte.

In Tabelle 13 und Tabelle 17 sind jene Projekte aufgelistet, die unverändert aus den KNEP 2021 weitergeführt werden. Diese Projekte sind bereits von E-Control Austria genehmigt und werden von den Projektträgern entsprechend dem Umsetzungsplan weitergeführt.

In Tabelle 14 und Tabelle 18 sind jene Projekte aufgelistet, die in einem früheren KNEP von E-Control Austria genehmigt, jedoch auf Basis neuer Erkenntnisse bzw. geänderter Bedarfe abgeändert wurden.

In Tabelle 15 und Tabelle 19 sind die im KNEP 2022 neu erstellten Projekte oder Planungsprojekte aufgelistet. Diese Projekte werden bei E-Control Austria zur Genehmigung eingereicht.

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

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

- AGGM: https://www.aggm.at/netzinformation/instandhaltungskoordination
- Gas Connect Austria: https://www.gasconnect.at/netzinformationen/netzentwicklung/wartungsarbeiten/
- TAG GmbH: https://www.taggmbh.at/fuer-netzbenutzer/wartungsarbeiten/

6.2.1 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 genauere Übersicht über die Projekte inklusive der technischen Maßnahmen in der Form von Projektdatenblättern befindet sich am Ende dieses Berichts.

Tabelle 13: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	2015/08	Entry Murfeld	4,5	
GCA	2020/02	Entry Murfeld - 160	4,5	
GCA	2020/03	Entry Murfeld - 284	4,5	
GCA	2020/04	Entry Murfeld - 119	4,5	
TAG	2016/01	TAG Reverse Flow Weitendorf / Eggendorf	4,5	

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2022

Tabelle 14: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2022

Tabelle 15: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Neue Projekte

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	2022/01	WAG Loop	4,5	
GCA	2022/05	WAG-Voll-Loop (Planungsprojekt)	k.A	

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2022

Tabelle 16 Planungsprojekte für zusätzliche Wasserstoffkapazitäten

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	2022/02	Planungsprojekt: Wasserstoffprojekt WAG	4,5	
GCA	2022/03	Planungsprojekt: Wasserstoffprojekt Penta	4,5	
GCA	2022/04	Planungsprojekt: Wasserstoffprojekt SOL	3,5.	
TAG	2022/01	Planungsprojekt: H2 Readiness of the TAG Pipeline System	4,5.	

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2022

6.2.2 Ersatzinvestitionsprojekte

Eine Übersicht über die einzelnen Ersatzinvestitionsprojekte ist in Tabelle 17, Tabelle 18 und Tabelle 19 zu sehen. Mehr Informationen über die Projekte inklusive der technischen Maßnahmen sind wieder in den Projektdatenblättern am Ende dieses Dokuments zu finden.

Tabelle 17: Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	2016/E1	110 kV Freileitung, UW Oberweiden, UW BMG redundante Anspeisung		Q4 2026
GCA	2019/E6	UW Baumgarten Netzqualität		Q3 2021/Q4 2026
GCA	2021/E2	VS Neustift Erneuerung Maschienensteuerung		Q1 2023
GCA	2021/E3	Erneuerung RMA Armaturen Abschnitt 3 (Bad Leonfelden)		Q4 2025
GCA	2021/E4	Erneuerung Stationsteuerung VS Kirchberg		Q4 2026
GCA	2021/E5	MS Überackern/SS Mauerkirchen Erneuerung Isolierkupplung (IK)		Q1 2023
GCA	2021/E6	Erneuerung Stationsteuerung MS Überackern		Q4 2024
GCA	2021/E10	VS Kirchberg Erneuerung Maschienensteuerung		Q4 2026
TAG	2016/R12	SCS Replacement CS Baumgarten-Grafendorf-Ruden		Q4 2026
TAG	2019/R09	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC500 in CS Baumgarten		Q4 2022
TAG	2020/R05	New Flanges – Measurement Optimization MS Arnoldstein		Q2 2023
TAG	2021/R01	Exchange of Insulation Joints Ludmannsdorf & Arnoldstein		Q4/2023
TAG	2021/R03	Substitution MKVI CS Eggendorf		Q4/2024
TAG	2021/R04	Substitution MKVI CS Weitendorf		Q4/2023

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2022

Tabelle 18: Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
TAG	2020/R01	DLE 1.5 hole PT module BC600 in CS-Baumgarten		Q4 2023
TAG	2020/R06	Optimization TUCOs CS-Ruden		Q4 2025
TAG	2021/R06-A	Upgrade of safety and control loops CS Baumgarten		Q4 2024

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2022

Tabelle 19: Ersatzinvestitionsprojekte - Neue Projekte

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	2022/E1	VS WAG Baumgarten Erneuerung Stationssteuerung		Q2 2025
GCA	2022/E2	HAG+BOP11/12/13 Feldgerätetausch		Q4 2025
GCA	2022/E3	VS Kichberg Erneuerung Stationssteuerung/NISG		Q4 2023
GCA	2022/E4	WAG Baumgarten Erneuerung Maschienensteuerung		Q4 2025
GCA	2022/E5	Baumgarten HAG/WAG Umbau Analysenhäuser		Q4 2025
GCA	2022/E6	VS OGG Baumgarten Erneuerung Maschienensteuerung		Q2 2026
GCA	2022/E7	VS OGG + MS 5 Baumgarten Erneuerung Stations-steuerung		Q4 2025
TAG	2022/R01	Exchange of Combustor WC100		Q4 2023
TAG	2022/R02	Exchange of Fuel Metering Valves GC500		Q4 2024
TAG	2022/R03	Pipeline Integrity Section 1/2/3 Phase 1		Q4 2023
TAG	2022/R04	Pigging 2024		Q4 2024
TAG	2022/R05	Automation Reverse Flow MS-A		Q4 2023
TAG	2022/R06	Installation of RC Snubbers at ELCO Transformers CS-B/E/G		Q4 2024
TAG	2023/R00	Pipeline Integrity Section 1/2/3 Phase 2		Q4 2027

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2022

6.3 Projekte und Aktivitäten von Gas Connect Austria

Gas Connect Austria vermarktet Transportkapazitäten und Dienstleistungen transparent und bietet allen Kunden einheitliche Konditionen. Mit einer jährlich verkauften Transportkapazität von 143 Milliarden Kubikmeter trägt das Unternehmen wesentlich zur sicheren Versorgung mit Erdgas in Österreich und Europa bei. Transportiert wird das Erdgas in die österreichischen Bundesländer aber auch nach Deutschland, Frankreich, Slowenien, Kroatien und Ungarn.

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. Die Projekte von Gas Connect Austria sind integraler Bestandteil des koordinierten Netzentwicklungsplans. Konzepte zur kurz- und mittelfristigen Erschließung neuer Quellen für die Erhöhung der Versorgungssicherheit und die damit verbundenen Projekte wurden in enger Abstimmung mit dem österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) und den benachbarten Fernleitungsnetzbetreibern entwickelt.

Energie-& Klimaziele. Im Einklang mit der Klima- und Energiepolitik der Europäischen Union verfolgt Österreich das Ziel einer Senkung der Treibhausgasemissionen. Gas Connect Austria entwickelt zukunftsweisende Projekte im Zusammenhang mit dem Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur im Hinblick auf die Verbindung möglicher H2-Quellen und -Senken.

6.3.1 Gas Connect Austria – Innovation durch Veränderung

Von Marktbasierter Planung zur Versorgungssicherheit. Seit 2012 plant Gas Connect Austria ihre Infrastruktur unter Berücksichtigung der Auslastung der Infrastruktur und eingemeldeter unverbindliche Bedarfe. Unter diesen Rahmenbedingungen wurden Projekte eingereicht und die zusätzlichen Kapazitäten aus den genehmigten Projekten wurden in verbindlichen Auktionen dem Markt zugeführt. Die daraus resultierenden verbindlichen Buchungen waren die Grundlage für die ökonomische Bewertung und der wirtschaftlichen Darstellbarkeit zusätzlich zu schaffenden Kapazitäten.

Geänderte Gasflüsse – neue Rahmenbedingungen. Aufgrund der geopolitisch angespannten Lage haben im März 2022 die Staats- und Regierungschefs der EU im Europäischen Rat beschlossen, die Abhängigkeit Europas von russischen Energieeinfuhren so bald wie möglich zu beenden. Daraus haben sich die Anforderungen an die nationale und europäische Netzentwicklungsplanung der Fernleitungsnetzbetreiber geändert. Damit ist die Erhöhung der nationalen Versorgungssicherheit kurz bis mittelfristig stärker in den Fokus der Projektplanung gerückt. Kurzfristig eröffnete Gas Connect Austria die Möglichkeit mittels Erweiterung von

TRUD!Y [6] die Versorgungssicherheit von Tirol zu stärken. Gleichzeitig gilt es die bereits vorhandene Infrastruktur gemeinsam mit neuen Kapazitäten für den Transport von grünem Wasserstoff langfristig umzurüsten und zu planen.

Darüber hinaus haben sich seit einigen Monaten anhaltend geänderte Gasflüsse, von West nach Ost bzw. vom Süden her eingestellt. Die geänderten Anforderungen an das Gasnetz manifestieren sich nachhaltig in entsprechenden Kapazitätsbuchungen, die einen signifikanten Anstieg an den deutschen Importpunkten Oberkappel und Überackern zeigen.

Wer WAGt gewinnt. Das Buchungsverhalten der Kunden zeigt, dass der Gasmarkt auch unter den geänderten Rahmenbedingungen funktioniert, jedoch die offenen Fragen einer zukunftsfähigen Ausrichtung nicht beantworten kann. Gas Connect Austria sieht sich in der Verantwortung Projekt zu entwickeln, die einerseits das Potenzial haben die nationale Versorgungssicherheit zu erhöhen und langfristig die Vision einer Wasserstoffinfrastruktur voranzutreiben. Um Diversifikation rasch zu ermöglichen und den Hochlauf eines Wasserstoffmarkts zu unterstützen, ist es wichtig praktikable regulatorische Rahmenbedingungen zu schaffen. Es müssen Formen für die Finanzierung der notwendigen Projekte gefunden werden, die die anfänglich ausbleibende Marktnachfrage ersetzen und somit das Risiko für die Fernleitungsnetzbetreiber reduzieren. Ein entschlossenes Vorgehen gemeinsam mit Mut zur Umsetzung bieten die Chance den Industriestandort Österreich und die wichtige Drehscheibenfunktion des österreichischen Gasmarkts auch unter den geänderten Rahmenbedingungen zu erhalten und weiter auszubauen.

6.3.2 Netzentwicklung zur direkten Verbindung der Gasmärkte Österreichs und Tschechiens

Auf Grundlage der Genehmigung des Projektvorschlages [7] für neu zu schaffende Kapazitäten betreffend des Kopplungspunktes zwischen Österreich und Tschechiens sind am 04. Juli 2022 die Versteigerungen für die beiden Angebotsschwellen (2.115,00 MWh/h pro Jahr und in Höhe von 7.533,25 MWh/h pro) erfolgt.

Die Auktionen für zusätzliche Kapazität am des Kopplungspunkt zwischen Österreich und Tschechiens haben ergebnislos geendet.

Das Projekt GCA-2015/01a, welches der oben angeführten Angebotsschwelle in Höhe von 7.533,25 MWh/h pro Jahr zugrunde liegt, wird aufgrund des negativen Wirtschaftlichkeitstests gemäß CAM NC Artikel 22(3) zurückgezogen.

Das Projekt GCA-2020/01, welches die oben angeführte neue Angebotsschwelle von 2.115,00 MWh/h pro Jahr widerspiegelt, wird aufgrund des negativen Wirtschaftlichkeitstests gemäß CAM NC Artikel 22(3) zurückgezogen.

[6] Siehe hierzu TRUD!Y: Gas Connect

[7] Vgl. Antrag auf Genehmigung des Projektvorschlags zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem tschechischen Einspeise-Ausspeisesystem, veröffentlicht in deutscher Sprache auf den Internetseiten von Gas Connect Austria unter https://www.gasconnect.at/fileadmin/Fachabteilungen/ST/NEP/PUBLISH-2021-05-28-GCA-ART-28-CZATi-PROJECT-PROPOSAL-II.pdf

6.3.3 Netzentwicklung des österreichisch-ungarischen Kopplungspunkts

Basierend auf dem 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 [8] wurden am 04. Juli 2022 die Angebotsschwellen am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár, von 954,67 MWh/h pro Jahr und von 1.145,61 MWh/h pro Jahr zur Auktion gebracht.

Die Auktionen für zusätzliche Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár haben ergebnislos geendet.

Das Projekt GCA 2021/01, welches diesen Angebotsschwellen zugrunde liegt, wird aufgrund des negativen Wirtschaftlichkeitstests gemäß CAM NC Artikel 22(3) zurückgezogen. Das „Planungsprojekt“ **GCA-2015/04** wird, da es ein Alternativprojekt zu GCA 2021/01 war dementsprechend auch zurückgezogen.

6.3.4 Netzentwicklung des österreichisch-slowenischen Kopplungspunkts

Mit der RepowerEU Initiative der Europäischen Kommission kommt dem österreich-slowenischen Grenzpunkt Murfeld eine besondere Bedeutung zu.

Das aktuelle Buchungsverhalten zeigt bereits signifikantes Interesse an einem physischen Reverseflow am Einspeisepunkt Murfeld, dass sich durch Buchungen am virtuellen Einspeisepunkt von bis zu 2.750 MWh/h auf unterbrechbarer Basis manifestiert. Kurz bis mittelfristig hat diese Route das Potenzial zusätzliches Methan aus Italien an das österreichische Marktgebiet heranzuführen. Eine rasche Diversifizierung der Quellen und Erschließung neuer Routen würde einen entscheidenden Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit für Österreich leisten.

Zusätzlich bietet der Ausbau des LNG Termin KrK auf 6bcma eine mögliche zusätzliche Quelle von LNG Gas, die mittel- bis langfristig den Umstieg auf grünen Wasserstoff und alternative Energien begleiten kann.

Der Ausbau des LNG Terminal KRK, sowie der Ausbau des kroatischen Fernleitungsnetzes Richtung Slowenien ist von der Europäischen Kommission auf die Liste der RepowerEU Projekte gesetzt worden. Diese Projekte sind als notwendig zur Erreichung der genannten Ziele der europäischen Versorgungssicherheit, der Diversifizierung der Routen und Quellen zur Erreichung einer Unabhängigkeit von russischen Gaslieferungen bis 2027 eingestuft.

[8] 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.

Infrastrukturprojekte der GCA, die mittelfristig Kapazitäten für zusätzliches Methan schaffen werden 100% wasserstofftauglich errichtet. Damit stehen sie nicht nur im Einklang mit den RepowerEU Zielen, sondern unterstützen auch die Erreichung der Klimaziele und die Errichtung eines European Hydrogen Backbone (EHB).

GCA befindet sich bereits in Abstimmung mit dem slowenischen Fernleitungsnetzbetreiber, um die bereits ausgearbeiteten Projekte voranzutreiben und an effizienten Möglichkeiten zu arbeiten, um dem europäischen Auftrag aus der RepowerEU Initiative gerecht zu werden.

Die Projekte GCA-2020/02, GCA-2020/03 GCA-2020/04 und GCA-2015/08 zur Herstellung von fester, frei zuordenbarer Kapazität in Höhe von max. 6.937,80 MWh/h am Einspeisepunkt 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 zusammengefasst.

Gas Connect Austria arbeitet gemeinsam mit den betroffenen Netzbetreibern (Slowenien und Kroatien) daran, für das Projekt Entry Murfeld den Status eines (Wasserstoff) PCI-Projektes zu erlangen. Die koordinierte Einreichung des Projektes (ENTSOG Code HYD-N-1354 für den österreichischen Teil) wurde fristgerecht an ENTSOG übermittelt und wird als Planungsprojekt GCA-2022/04 geführt.

6.3.5 Netzentwicklung der österreichisch-deutschen Kopplungspunkte

Die aktuelle Buchungslage an den österreichisch-deutschen Kopplungspunkten Oberkappel und Überackern zeigt eine Umkehr des Gasflusses aus dem Westen in den Osten. Seit April 2022 steigt die Nachfrage an Einspeisekapazitäten an den Punkten Oberkappel und Überackern stark an. Die gebuchte Kapazität an diesen Punkten liegt aktuell - vor allem durch das zusätzliche Angebot unterbrechbarer Kapazitäten - bei rund 13 GWh/h und sohin rund 3 GWh/h über der technischen Kapazitätsgrenze der West-Austria-Gasleitung (WAG). Diese Kapazitäten werden unter Ausnutzung aller technischen Redundanzen und einem erhöhten Vordruck im vorgelagerten deutschen Leitungssystem überwiegend auch im vollen Ausmaß genutzt.

Die Änderungen der Gasflüsse und der Bedarf des österreichischen Markgebiets an zusätzlichen Kapazitäten aus LNG-Quellen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und den Weg Richtung Unabhängigkeit von russischen Gaslieferungen zu bereiten macht einen Kapazitätsausbau an den genannten Punkten notwendig. Kurzfristig eröffnete Gas Connect Austria die Möglichkeit mittels Erweiterung von TRUD!Y[9] die Versorgungssicherheit von Tirol zu stärken.

Der Ausbau der WAG trägt nicht nur mittelfristig zur Quellen- und Routendiversifizierung bei. Der „WAG Loop“ ist bereits Bestandteil des European Hydrogen Backbone und mit 150 GWh/d ab

[9] Siehe hierzu TRUD!Y: Gas Connect

2030 in der Lage signifikante Menge an Wasserstoff für Österreich und die angrenzenden Märkte bereit zu stellen.

Das Projekt GCA-2022/01, beschreibt die erste Ausbaustufe, welche zusätzliche Importkapazitäten, auf Grundlage hydraulischer Berechnungen, in Höhe von max. 3,2 GWh/h an den Grenzpunkten zwischen dem österreichischen und dem deutschen Marktgebiet schafft. Die technische Maßnahmenplanung wurde für den Planungshorizont des vorliegenden Netzentwicklungsplans dargestellt und im Projektdatenblatt im Anhang zusammengefasst.

Mit der zweiten Ausbaustufe (Planungsprojekt GCA-2022/05 wird die WAG wird komplett geloopt und schafft zusätzliche Importkapazitäten auf Grundlage hydraulischer Berechnungen in Höhe von max. rund 5,1 GWh/h am an den beschriebenen Grenzpunkten. Des Weiteren gibt es bei einem Vollausbau auch eine Erweiterung der Exportkapazitäten in der Höhe von max. 2,4 GWh/h Der Vollausbau ist auch Voraussetzung für die Wasserstoffplanungsprojekte GCA-2022/02 und GCA-2022/03.

Gas Connect Austria arbeitet gemeinsam mit den benachbarten Netzbetreibern daran, für das Projekt WAG LOOP Vollausbau den Status eines (Wasserstoff) PCI-Projektes zu erlangen.

6.3.6 Netzentwicklung des österreichisch-slowakischen Kopplungspunkts

Das langfristige Buchungsverhalten der Netznutzer sowie die fehlende indikative Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität am Einspeise- und Ausspeisepunkt Baumgarten belegen, dass Gas Connect Austria Bestandskapazität in ausreichender Höhe im Markt anbietet.

6.3.7 Netzentwicklung des Kopplungspunkts mit dem österreichischen Verteilergebiet

Am Einspeise- und Ausspeisepunkt des Fernleitungsnetzes (FN) von Gas Connect Austria zum österreichischen Verteilergebiet (VG) wurden im Erhebungszeitraum des gegenständlichen Netzentwicklungsplans keine Kapazitätsbedarfe angemeldet.

Bezüglich eines zukünftigen Wasserstoff Bedarfs im Inland verweisen wir auf die Potentiale des EHB[10].

6.4 Projekte und Aktivitäten von Trans Austria Gasleitung GmbH

Zentral in der Mitte Kontinentaleuropas am Schnittpunkt der aktuellen Gas- und zukünftigen Wasserstoff-Transitkorridore Süd-Nord und West-Ost gelegen, spielen Österreich und sein virtueller Handelspunkt aufgrund ihrer geografischen Lage eine entscheidende Rolle bei der Erdgasversorgung der Europäischen Union und insbesondere der mittelosteuropäischen Region (CEE).

Die Trans Austria Gasleitung GmbH ("TAG GmbH") stellt aufgrund ihrer zentralen Lage eine wichtige Verkehrsader zwischen der CEE-Region und den deutschen und italienischen Märkten

[10] Europäischer Wasserstoff-Backbone (EHB) wächst: Gas Connect

dar. Im ständigen Austausch mit dem weiteren national angrenzenden Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria GmbH ("GCA") und dem Markt- und Verteilergebietsmanager (MVGM) AGGM Austrian Gas Grid Management AG (AGGM), leistet die TAG GmbH einen wesentlichen Beitrag zur österreichischen Versorgungssicherheit (historisch 5-10% des Gasbedarfs, ca. 1 Mrd. m³/Jahr) und zur internationalen Versorgungssicherheit (historisch 40% des italienischen Gasbedarfs, ca. 28-30 Mrd. m³/Jahr und 55% des slowenischen und kroatischen Gasbedarfs, ca. 1,0-2,0 Mrd. m³/Jahr).

Mit der Planung und Durchführung von Investitionsprojekten wird grundsätzlich ein dreifaches Ziel erreicht, das in der Kernverantwortung der TAG GmbH als FNB liegt:

- durch Ersatzinvestitionen die bestehende Verkehrsinfrastruktur des TAG-Systems zuverlässig, leistungsfähig und optimiert zu halten, um den bisherigen Transportbedarf zu gewährleisten
- angemessen auf die angesprochene Marktnachfrage nach zusätzlicher Transportkapazität zu reagieren, mittels der festgelegten NEP-Methodologie "Kapazitätsdatenerhebung / Ermittlung des Kapazitätsbedarfs / Definition und Analyse des Kapazitätsszenarios / Projektplanung" und
- Gewährleistung der vollen Flexibilität des Gastransports zwischen Fernleitungs-, Speicher- und Verteilungssystemen

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 potenziellen Vermarktungsaktivität.

Der NEP der TAG GmbH ist integraler Bestandteil des Koordinierten Netzentwicklungsplans ("KNEP") und wurde integrativ in enger Zusammenarbeit mit AGGM als Marktgebietsmanager (MGM), GCA, und den benachbarten Fernleitungsnetzbetreibern erstellt. Auch andere mögliche Interaktionen mit dem österreichischen Verteilnetzsystem wurden unter Einbeziehung der AGGM als Verteilergebietsmanager (VGM) in einer ganzheitlichen Betrachtung berücksichtigt.

6.4.1 TAG GmbH, Mission und Vision

TAG GmbH hat die letzten Jahre dazu genutzt, um sich für die zukünftigen Herausforderungen des laufenden Jahrzehnts vorzubereiten. Das Unternehmen projiziert die geschäftliche und industrielle Rolle in die dekarbonisierte Zukunft und unterstützt nachdrücklich die Energiewende, die Dekarbonisierung und den europäischen Green Deal, auch im turbulenten Kontext von COVID19 und dessen menschlicher Auswirkungen und wirtschaftlicher Unsicherheit. Die

Unternehmensmission wurde Ende 2019 neu ausgearbeitet, und hat sich an die Entwicklung des Geschäfts 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.

Im Jahr 2019 hat TAG GmbH auch das Motto erneuert und positionierte die Vision und den Ansatz für die mittel- und langfristigen Herausforderungen des Energiesektors, im weiteren Sinne betrachtet, und initiierte ihre 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.

Angetrieben durch den stark voranschreitenden Klimawandel begann mit Anfang des 21. Jahrhunderts die Energiewende, durch die, auf fossilen Energieträgern basierende Sektoren wie Industrie und Mobilität, verstärkt dekarbonisieren müssen. Sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene der Mitgliedstaaten finden sich entsprechende Maßnahmen, wie z.B. die nationale Kommunikation zum Kohleausstieg, Anpassungen am CO2-Zertifikatsmarkt oder die Förderung von erneuerbaren Energien, welche hauptsächlich auf der bisherigen Entwicklung der Wind- und Solarenergienutzung beruht. Dieser Trend wurde mit Beginn des Krieges in der Ukraine Anfang des Jahres 2022 beschleunigt, und macht Folgendes deutlich:

- Die starke energetische Abhängigkeit der EU von Erdgas als Energieträger
- Die Vision der EU, die Energiewende 2020-50 zu beschleunigen, um sich aus der starken Erdgasabhängigkeit zu lösen und eine kohlenstoffneutrale Gesellschaft zu schaffen

Als direkte Konsequenz gehen die verschiedenen Energiebedarfsszenarien stark von einem schrittweisen bis beschleunigten Ersatz der fossilen Energieträger innerhalb der nächsten 30 Jahre aus. Die Zukunft kann entlang eines Energie-Trilemma-Rahmens analysiert werden:

- **Gas, als speicherbarer Energieträger, ist das Rückgrat der Versorgungssicherheit:** Erdgas macht einen wesentlichen Anteil des Primärenergiebedarfs Europas aus. Gas, durch seine hohe Speicherbarkeit, 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 für Speicherbarkeit liefern können.
- **Die Bezahlbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit von Gas:** Insbesondere seit der zweiten Jahreshälfte 2021 und dem Beginn des Krieges in der Ukraine Anfang 2022 ist die Energiewende unter Druck gesetzt, die möglicherweise ein staatliches Eingreifen, eine Anpassung der Marktmechanismen und eine Vorwegnahme der Transformation der Energiesysteme, einschließlich der Transportsysteme, erfordert.
- **Die nachhaltigen Gase:** Politische Maßnahmen der Regierung sind bereits von entscheidender Bedeutung, um die Rolle von Gas bei den doppelten Herausforderungen der

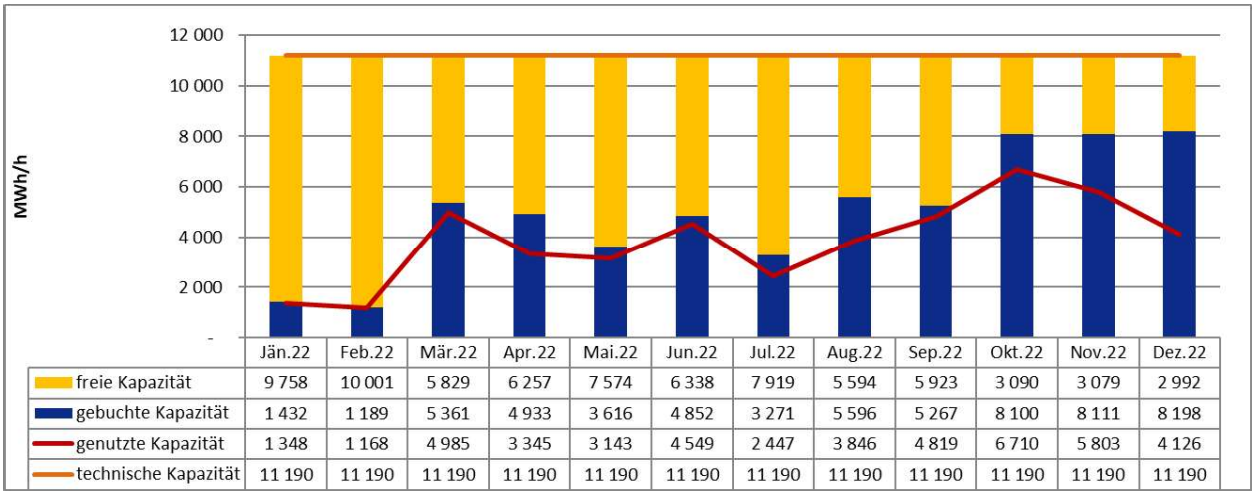
Verringerung der Treibhausgasemissionen und der Verbesserung der städtischen Luftqualität zu bestimmen und die Einführung kohlenstoffarmer Gastechnologien zu unterstützen. Die Zukunft des Gases und sein Platz in der EU-Gesellschaft wird derzeit als eine grüne, nachhaltige, kohlenstofffreie Zukunft projiziert, die auf Biogas, synthetischem Gas und Wasserstoff basiert.

TAG GmbH positioniert seine Strategie im Hinblick auf die großen energetischen Herausforderungen für den nächsten 30-Jahres-Zeitraum bis 2050 neu, und ebnet den Weg für die Anpassung und Transformation des Fernleitungsnetzes durch die Energiewende, auch in Anbetracht der endenden langfristigen Kapazitätsverträge in Richtung langfristiger Nachhaltigkeit, angetrieben von differenzierten Geschäftsmodellen und dem Einsatz von grünem Gasen.

6.4.2 Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit mit Erdgas steht im Mittelpunkt der Verantwortung der Europäischen Union und der Mitgliedstaaten, die bestrebt sind, diese auf höchstmöglichem Niveau zu halten, auch bei einer möglichen Reduzierung bis hin zur vollständigen Unterbrechung der russischen Gasimporte. Verschiedene Maßnahmen wurden bereits ergriffen, wie die Sicherstellung eines hohen Speicherstandes der Gasspeicher vor der Wintersaison (89,61% in der EU, 80,95% in Österreich; 05.10.2022); andere Maßnahmen, z. B. durch den Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Ratsverordnung über koordinierte Maßnahmen zur Reduzierung des Gasverbrauchs (20.07.2022), mit dem Ziel, den Gasverbrauch im Winter im Vergleich zu den letzten 5 Jahren um 15% zu senken. Die Versorgungssicherheit und der damit verbundene Kapazitätszugang zum System war, neben der Stabilität und Integrität des Systembetriebs, seit jeher eine der Kernaufgaben der TAG GmbH. Das Jahr 2022 ist gekennzeichnet durch einen regelmäßigen Anstieg der Kapazitätsbuchungen und der Kapazitätsnutzung am Einspeisepunkt Arnoldstein von Italien in Richtung Österreich, aufgrund der Flussreduktion der Gaslieferung des nordöstlichen Einspeisepunkts Baumgarten.

Abbildung 75: Kapazitäten Arnoldstein Entry



	Jän.22	Feb.22	Mär.22	Apr.22	Mai.22	Jun.22	Jul.22	Aug.22	Sep.22	Okt.22	Nov.22	Dez.22
freie Kapazität	9 758	10 001	5 829	6 257	7 574	6 338	7 919	5 594	5 923	3 090	3 079	2 992
gebuchte Kapazität	1 432	1 189	5 361	4 933	3 616	4 852	3 271	5 596	5 267	8 100	8 111	8 198
genutzte Kapazität	1 348	1 168	4 985	3 345	3 143	4 549	2 447	3 846	4 819	6 710	5 803	4 126
technische Kapazität	11 190	11 190	11 190	11 190	11 190	11 190	11 190	11 190	11 190	11 190	11 190	11 190

Quelle: TAG GmbH 2022

Die TAG GmbH hat die Möglichkeit des physischen und kommerziellen Reverse-Flow bereits in den letzten 10 Jahren entwickelt und beginnend mit April 2021 11.190 MWh/h volle FZK-Kapazität in Entry Arnoldstein (8,76 Mrd. m³/Jahr Kapazität [11]) angeboten. Eine weitere Bewertung der Möglichkeit des Reverse-Flow im Jahr 2022 bestätigte erneut, die bereits identifizierte und größtenteils bereits in dem vergangenen KNEP enthaltene Planung von zwei Projekten, die mit potenziellen weiteren Verbesserungen der Reverse-Flow-Situation in Süd-Nord Richtung verbunden sind:

- Das Projekt „TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf", komplementär zum Projekt „Entry Murfeld" von Gas Connect Austria, zielt darauf ab, den physikalischen Fluss und die vermarktete Kapazität am Entry Point Arnoldstein auf bis zu 17.904 MWh/h (14,01 Mrd. m³/Jahr Kapazität[11]) zu erhöhen und gleichzeitig die Betriebsweise in den CS Stationen CS Weitendorf (Steiermark) und CS Eggendorf (Niederösterreich) zu automatisieren.
- Das neue Projekt „TAG 2022/R05 Automation Reverse Flow MS-Arnoldstein" zielt darauf ab, den Stationsprozess für ein automatisches Ein- und Ausschalten des Reverse-Flows an der grenzüberschreitenden Messstation Arnoldstein in Entry Austria von Süden zu automatisieren und damit die Verfügbarkeit und Funktionsfähigkeit des physischen Reverse-Flow-Modus zu verbessern.

Mögliche weitere Erhöhungen des Reverse-Flows von Süden nach Norden werden in Abstimmung mit den benachbarten Fernleitungsnetzbetreibern und Ländern stetig geprüft, um den Netznutzern jetzt und in Zukunft die maximal mögliche Gastransportkapazität in angemessener Übereinstimmung mit dem Markt und den SoS-Erfordernissen zur Verfügung zu stellen.

[11] Möglicher Wartungsreduktionsfaktor, der hier nicht berücksichtigt wird.

6.4.3 Erneuerung und Zukunft des Transportsystems: Innovation und Technologie, Dekarbonisierung, Energieeffizienz, Wasserstoff

Die Erneuerung des TAG-Systems und die Instandhaltungstätigkeit stehen im Mittelpunkt der Verantwortung der TAG GmbH, um die technische, betriebliche und wirtschaftliche Integrität des Betriebs des TAG-Systems, im Einklang mit dem 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 folgende Punkte beziehen:

- Emissionsreduktionen
- Optimierung der OPEX
- Verringerung ungeplanter Transportunterbrechungen
- Erhöhung der Betriebssicherheit

Auf Basis initialer Schritte, welche die neuesten Richtlinien der Europäischen Kommission und die nationale Wasserstoffstrategie der Österreichischen Bundesregierung publiziert im Juni 2022 umfassen, sowie umfangreicher Zusammenarbeit mit Gas- und Wasserstofforganisationen und benachbarten FNBs, setzt die TAG GmbH wesentliche Schritte, um für den Übergang in die Ära der nachhaltigen Gase bzw. Wasserstoff optimal positioniert zu sein. Initiativen, welche technische Folgenabschätzungen zur Netzkompatibilität für unterschiedlichen H2-Toleranzen sowie Studien für einen potenziellen Umbau bzw. Umwidmung des Pipelinesystems für den Transport von beigemischtem und/oder reinem Wasserstoff mit einem Zeithorizont von 20-30 Jahren, werden berücksichtigt.

Dekarbonisierung und Energieeffizienz im Gastransport

- Effizienz – TAG GmbH entwickelt Optimierungstools weiter, welche in Abhängigkeit von den Brennstoffmengen, den variablen Kosten und den CO_2-Auswirkungen, den Einsatz seiner Verdichter unterstützen könnten.

- Grüne Energiebeschaffung – TAG GmbH strebt eine Erhöhung des zertifizierten erneuerbaren Anteils bei der Strombeschaffung von Jahr zu Jahr innerhalb der nächsten 5 Jahre an, vorbehaltlich der Unterstützung der zuständigen Behörden. Eine spiegelbildliche Initiative zu den gasbetriebenen Kompressoren durch die Beschaffung von grünem Gas - Guarantee of Origins - für das Kompressionsbrenngas ist in Entwicklung, allerdings vorbehaltlich der Entwicklung eines liquiden nationalen oder internationalen Marktes für grünes Gas.

- Sonstiger dezentraler Beitrag – Langfristig prüft die TAG GmbH weitere dezentrale Möglichkeiten zur Reduzierung des Energieverbrauchs und zur Verbesserung der Umweltverträglichkeit und Energieeffizienz. Die Ausstattung der Gebäudedächer in den Verdichterstationen mit Photovoltaikanlagen zur Versorgung der eigenen TAG GmbH-Anlagen zeigt eine vielversprechende Effizienzsteigerung.

Ein weiteres Verbesserungsfeld ist die Anlagenbeleuchtung; die derzeitige wird in nächster Zeit ersetzt. Auch die Demontage von Deckenstrahlern und der Einbau von LED-Wandleuchten müssen in den Verdichterhallen berücksichtigt werden. Es wird ein Beleuchtungskonzept erstellt (wo Beleuchtung erforderlich ist oder wo Systemkomponenten verwendet werden können, Feldverteilung, Kabelwege usw.). Für weitere Energiesparmaßnahmen können Teile der Beleuchtung über Bewegungsmelder gesteuert werden, um den Energieverbrauch für die Beleuchtung zu senken.

Innovation und Technologie

- Vertiefte Digitalisierung – TAG GmbH unterstützt die Kosteneffizienz- und Produktivitätsverbesserungsaktivitäten des Unternehmens durch Identifizierung der besten Tools zur Unterstützung von Modellierung, Simulationen und Berichten zu Betriebs- und Prozessdaten. Diese Philosophie wird derzeit in allen Abteilungen der TAG GmbH angewendet, insbesondere in Bezug auf kommerzielle, finanzielle, operative und für das Dispatching relevanten Aktivitäten des FNB.

- Ersatz von Antrieben und Armaturen – Die TAG GmbH hat im April 2019 seinen technischen Standard für Armaturenantriebe überarbeitet und seine Ersatzinvestitionsstrategie auch für dieses Material, zusammen mit dem nachfolgenden Ventilsystem neu definiert, basierend auf einem proaktiven Ansatz mit einem hohen Grad an Automatisierung, Digitalisierung und Integration in die Stationssteuerung auf der Grundlage der neuesten Innovations- und technologischen Standards.

Auf dem Weg zur Wasserstoffgesellschaft

- Allgemeines Umfeld / Rahmenbedingungen - Ergänzend zu dem in Kapitel 3 genannten allgemeinen Beitrag beteiligt sich die TAG GmbH direkt oder indirekt, als Teil der FNB-Gemeinschaft und als Förderer des erneuerbaren Gasnetzes, an der gemeinsamen Zusammenarbeit mit den Gasverbänden (GIE, ENTSOG, FGW, ÖVGW) sowie an der engen Zusammenarbeit mit den benachbarten FNBs.

Die Überarbeitung der TEN-E-Richtlinie[12] durch die EU-Kommission hat den Weg geebnet, um den "europäischen Bedarf an einer modernen, sauberen, sicheren, zukunftssicheren und intelligenten Energieinfrastruktur für die Umsetzung des Green Deal" zu erfüllen. Der Vorschlag für eine Neufassung des Gaspakets wurde von der Europäischen Kommission Ende 2021 vorgelegt und verankert die europäische Strategie für Wasserstoff und nachhaltige Gase. Die österreichische Regierung hat ihre nationale Wasserstoffstrategie im Juni 2022 veröffentlicht.

- Umwandlung der Infrastruktur / Infrastrukturtransformation - Die TAG GmbH leitet mittelfristige technische Folgenabschätzungen zur Kompatibilität ihres Netzes mit unterschiedlichen H2-Toleranzen ein. Ein H2-Anteil von 10% sollte auf FNB-Ebene mit nur

[12] Verordnung (EU) 2022/869 vom 30. Mai 2022 über Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur

geringen Investitionen erreichbar sein, wie auch normativ bei der ÖVGW durch die G B210-Norm verankert.

Darüber hinaus positioniert sich die TAG GmbH im Rahmen ihres Beitrags in der European Hydrogen Backbone (EHB) Association und der European Clean Hydrogen Alliance stärker für die Zukunft, indem sie die Nutzung ihrer Pipelines für den Wasserstofftransport, in enger Zusammenarbeit mit allen europäischen Gas-FNBs entlang des vordefinierten Korridors für Mitteleuropa, den Wasserstoffknotenpunkten in Mittelost- und Südosteuropa (HI East), vorsieht.

- Marktentwicklung - Parallel zu den technischen Bewertungen sind Marktanalysen vom Angebots- bis zum Nachfragepotenzial in einer europäischen grenzüberschreitenden und langfristigen Dimension das Tagesgeschäft der TAG GmbH, in enger Zusammenarbeit mit allen anderen europäischen FNBs und ENTSOs und deren Beiträge zur Gas Coordination Group, dem Europäischen 10-Jahres Netzentwicklungsplan, den regionalen CEE- und SC-Gruppen sowie zu den Winter/Summer Supply Outlooks. Die langfristige Integration von Wasserstoff und anderen nachhaltigen Gasen (Biogas, synthetisches Methan) als Energieträger, die die Energiewende unterstützen, ist ein zunehmender und integrierter Bestandteil der sich weiterentwickelnden FNB-Rolle.

- Wasserstoffeinspeisung - Die Gasfernleitungsnetzbetreiber sehen sich als natürliche potenzielle Investoren und Marktteilnehmer bei der Einführung von Umwandlungslösungen für die Einspeisung von Wasserstoff in die Netze in großem Maße, wobei sie ihre Rolle als Bindeglied zwischen der Beschaffung, der Speicherung und der Verteilung von nachhaltigen Gasen beibehalten. Es bleibt noch viel zu tun, beginnend mit der Definition eines geeigneten rechtlichen und regulatorischen Rahmens auf europäischer und nationaler Ebene, der Förderung des notwendigen F&E- und innovativen Investitionsklimas, um die technologische Entwicklung, die Definition der Marktzugangsregeln, etc. anzustoßen. Die TAG GmbH erstellt derzeit Studien zu einem potenziellen Umbau bzw. Umwidmung ihres Systems für den Transport von beigemischtem und/oder reinem Wasserstoff mit einem Zeithorizont von 20-30 Jahren durch.

6.4.4 Weitere potenzielle nachhaltige neue Geschäftsfelder

Nachhaltige Gase für die Mobilität

- Künftige nachhaltige Gase im HDV-Mobilitätssektor – Mobilität, die auf allen nachhaltigen Gasen als Treibstoff basiert - Wasserstoff, Bio- und synthetische Gase oder verflüssigte Gase - birgt eine vielversprechende Entwicklung in den nächsten Jahrzehnten für Transportfahrzeuge, vor allem für schwere Nutzfahrzeuge.

Als potenzielles neues Geschäftsfeld könnte der Betrieb von Treibstofftanks mit einer Vielzahl von gasförmigen Treibstoffmöglichkeiten weiter erforscht werden.

Fernwärme

- Diversifizierte Wärmenutzung - Seit 2012 betreibt die TAG GmbH eine Abwärme-Rückgewinnungsanlage zur Stromerzeugung aus Abwärme, die von den für den Gastransport eingesetzten Gaskompressoren erzeugt wird. Eine Anpassung oder diversifizierte Nutzung für die

direkte Lieferung der erzeugten Wärme an regionale Gemeinden könnte der nächste Schritt sein, der in den zu identifizierenden Verdichterstationen unternommen werden könnte, um das soziale Wohlergehen und die Effizienz zu erhöhen sowie das Lieferportfolio für die Wärmenutzung und Wärmeverwertung zu diversifizieren.

6.4.5 Einreichung von neuen oder aktualisierten Entwicklungsprojekten und Monitoring (NEP und KNEP 2021–2030)

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 2015/10 und TAG 2016/02 wird das Projekt neue und nicht in Konkurrenz stehende frei zuordenbare Kapazität an den Einspeisepunkten Arnoldstein und Murfeld schaffen. Das Projekt ist auch komplementär mit dem GCA 2015/08, GCA 2020/02, GCA 2020/03 and 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 Nm³/h, 0°C). Die Menge setzt sich aus mindestens 11.190.000 kWh/h (1.000.000 Nm³/h, 0°C) am Einspeisepunkt Arnoldstein und 6.714.000 kWh/h (600.000 Nm³/h, 0°C) am Einspeisepunkt Murfeld zusammen. Durch das Projekt wird auch die aus heutiger Sicht unwahrscheinliche physikalische Fahrweise vom Einspeisepunkt Murfeld in Richtung Italien über die SOL- und TAG-Systeme ermöglicht.

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

Konzepte zur Kapazitätsallokation: 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.

Europäische Einbindung erfolgt: Dieses Projekt ist seit 28.04.2017 offiziell Teil des TYNDP 2017 (TRA-N-954), wurde in TYNDP 2018 und TYNDP 2020 weitergeführt und ist für den TYNDP 2022 vorgesehen. 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 NEP 2017–2026, Monitoring und Änderungen: Im KNEP 2017 – 2026 wurde das Projekt TAG 2016/01 bereits genehmigt. Aus Umplanungs- und Beschaffungsgründen wurde TAG 2016/01 als Planungsprojekt im KNEP 2020 wieder genehmigt und in den darauffolgenden KNEP weitergeführt. Das Projekt befindet sich aktuell in der Planungsphase; seine etwaige Umsetzung hängt von einem positiven Markttest der komplementären Projekte der Gas Connect Austria GCA 2020/02, GCA 2020/03, GCA 2020/04 in Entry Murfeld ab.

Information für den KNEP23 – KNEP24: Das Projekt TAG2022/R03 wird im KNEP22 eingereicht. Komplementär dazu wird über die dazugehörige Folgephase „TAG 2023/R00 Pipeline Integrity Section 1/2/3 Phase 2“ informiert. Die von TAG regelmäßig durchgeführten Molch- und Intensivmesskampagnen, die den Wartungsanforderungen entsprechen, liefern wichtige Informationen über den Zustand der TAG Leitungen. Auf der Basis dieser Informationen und nach einer internen Analyse werden Investitionsprojekte definiert, um die Integrität der TAG Leitungen durch die Durchführung notwendiger Reparaturen (zum Beispiel Verformungen, Korrosionsstellen, Isolierungsdefekte, etc.) zu gewährleisten. Die zweite Phase beginnt ab 2024 und baut auf Phase 1 auf. Das Ersatzinvestitionsprojekt wird im KNEP23-24 eingereicht.

7 Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Marktgebietsmanagers

Am 19.01.2023 wurde der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2022 den Marktteilnehmern im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Days (AGID) vorgestellt. Der Bericht wurde am 09.01.2023 auf der Website der AGGM veröffentlicht und alle Marktteilnehmer wurden per E-Mail auf die Konsultation hingewiesen. Diese fand im Zeitraum vom 09.01.2023 bis 30.01.2023 statt.

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

Es wurden zehn Stellungnahmen zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 abgegeben. Diese sind dem Anhang 2 beigefügt.

7.1 Stellungnahme Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, Borlealis Arolinz Melamine, Central European Gas Hub, Flughafen Wien, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, RHI Magnesita, Verbund sowie Wien Energie

Die Fernleitungsnetzbetreiber und AGGM bedanken sich bei dem Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, Borlealis Arolinz Melamine, Central European Gas Hub, Flughafen Wien, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, RHI Magnesita, Verbund sowie Wien Energie für die Stellungnahme.

Grundsätzlich sehen wir uns durch die Stellungnahmen in unseren Angebot für die kurz- und mittelfristige Versorgungssicherheit sowie die langfristige Perspektive der Anbindung an ein zukünftiges europäisches Wasserstoffnetz bestärkt und werden diesen Weg fortsetzen.

Gleichzeitig werden in den Stellungnahmen jedoch auch einige identifizierte Hürden klar angesprochen.

Wir unterstützen den Ruf zu der Etablierung des grenzüberschreitenden Wasserstofftransport und begrüßen den Wünsch eines stetigen Dialogs über die Entwicklung dessen.

Daher ist es essenziell eine koordinierte, europäisch abgestimmte Vorgehensweise und entsprechende (insbesondere finanzielle und regulatorische) Rahmenbedingungen zu schaffen, um die Umsetzung der Projekte zu realisieren.

7.2 Stellungnahme der Bayernets GmbH

GAS CONNECT AUSTRIA GmbH (GCA) als Fernleitungsnetzbetreiber bedankt sich für die Stellungnahme zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022.

Wir möchten eine Richtigstellung bezüglich der Neuerrichtung einer Verdichterstation in Überackern vornehmen. Hier wird aufgrund eines redaktionellen Fehlers auf Seite 21 die Errichtung einer Verdichterstation in Überackern skizziert. Tatsächlich ist weder in den Projektdatenblätter noch in den vertraulichen Beilage für die Regulierungsbehörde die Errichtung einer Verdichterstation in Überackern geplant. Einzig an den bereits bestehenden Verdichterstationen entlag der WAG sind abhängig von den Projekten (Versorgungssicherheitprojekten und/ oder Wasserstoffprojekten) Modifikationen notwendig.

GCA unterstützt die Idee wie in der Stellungnahme angeführt, bestehende und entstehende Druckquellen, d.h. höhere Einspeisedrücke aus vorgelagerten Netzen sowie Neu-/ Ausbauten von Kompressor-Stationen, auf die (süd)östlichen Grenzübergangspunkte (und damit auf nachgelagerte Märkte) wirken zu lassen. Damit könnte im Sinne der Versorgungssicherheit bereits kurzfristig mehr Kapazität an diesen Punkten dargestellt werden.

7.3 Stellungnahme der OMV Exploration & Production

GAS CONNECT AUSTRIA GmbH (GCA) als Fernleitungsnetzbetreiber, sowie Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) als Verteiler – und Marktgebietsmanager, bedanken sich für die umfassende Stellungnahme von OMV Exploration&Production zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022. Wir begrüßen die unterstützenden Passagen der Stellungnahme, insbesondere im Allgemeinen Teil sowie im Abschnitt *Wasserstoffbedarfe und Projekte*. Darüber hinaus erlauben wir uns, die nachstehenden Abschnitte im Detail zu würdigen:

Zu ***Kapazitätsbedarfserhebung Fernleitung***

GCA und AGGM teilen grundsätzliche die Meinung von OMV Energy zum Verfahren für neu zu schaffende Kapazität nach Kapitel V der Verordnung (EU) 2017/459 (NC CAM) und hat dies in der Vergangenheit ihm Rahmen von Stellungnahmen gegenüber u.a. dem Europäischen Gesetzgeber zum Ausdruck gebracht.

Wir weisen jedoch darauf hin, dass wir, gerade auch aufgrund der geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, den diesjährigen Planungsprozess adaptiert haben, und dem Kapazitätsszenario eben nicht ausschließlich die Standard-Kapazitätsbedarfserhebung nach NC CAM zugrunde gelegt haben. Zusätzlich haben wir bei Erstellung des Kapazitätsszenarios eben auch Augenmerk auf eine Erhöhung der Versorgungssicherheit gelegt.

Zu ***Wichtige Importrouten – neue Kapazitätsbedarfe***

GCA hat die die Schaffung von Ausspeisekapazitäten nach Österreich in seiner Stellungnahme zur Ergänzung des Szenariorahmen des Deutschen Netzentwicklungsplans gefordert. Daher ist es nicht nur aufgrund der aktuellen (von Ihnen korrekt beschriebenen) Marktsituation, und der Versorgungssicherheit, sondern auch aus Gründen der Kohärenz und der Logik erforderlich, entsprechende Einspeisekapazitäten mittels Projektierungen auf österreichischer Seite vorzusehen.

Wie OMV Energy, sehen wir aber auch das Potenzial, bestehende und entstehende Druckquellen, d.h. höhere Einspeisedrücke aus vorgelagerten Netzen sowie Neu-/ Ausbauten von Kompressor-Stationen, auf die (süd)östlichen Grenzübergangspunkte (und damit auf nachgelagerte Märkte) wirken zu lassen. Damit könnte im Sinne der Versorgungssicherheit bereits kurzfristig mehr Kapazität an diesen Punkten dargestellt werden.

Mit der von Ihnen in Abrede gestellten zweiten Ausbaustufe (Planungsprojekt GCA-2022/05) würde die WAG komplett geloopt und schaffte zusätzliche von max. rund 5,1 GWh/h am an den westlichen Grenzpunkten. Der Vollausbau ist auch Voraussetzung für die Wasserstoffplanungsprojekte GCA-2022/02 und GCA-2022/03. Deren Umsetzung wird in der Stellungnahme von OMV Energy ja außer dem ausdrücklich gefordert (letzter Inhalts-Absatz der Stellungnahme).

Die von OMV Energy ins Treffen geführte Effizienz ist jedenfalls dadurch sichergestellt, dass beide sowohl das Teil-Loop-Projekt als auch das Voll-Loop-Projekt ja ohnehin nur bei vorheriger Deckung der regulatorischen Kosten (über welchen Mechanismus auch immer) realisiert werden würden.

Neben der Netzentwicklungsplanung mittels Kapazitätserweiterungsprojekten untersucht GCA regelmäßig auch Möglichkeiten zur Kapazitätsmaximierung zum Beispiel mittels Zuordnungsauflagen.

8 Zusammenfassung

Im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 wurden die bekannt gegebenen neuen Kapazitätsbedarfe aufgenommen und von den Fernleitungsnetzbetreibern entsprechende Projekte entwickelt, die geeignet sind, um zusätzliche Kapazitätsbedarfe abzudecken. Die Entwicklung der Projekte erfolgte in Kohärenz zu den europäischen Planungsinstrumenten und unter Abstimmung zwischen den in- und ausländischen Fernleitungsnetzbetreibern. Die Bedarfe des Verteilergebietes wurden ebenfalls berücksichtigt.

Informationen über die Errichtung relevanter Projekte zur Deckung der eingemeldeten Kapazitätsbedarfe und der angemessenen Versorgungssicherheit im Planungszeitraum 2023 - 2032 (Tabelle 12) wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern gestellt. Es wurden die Projekte aufgelistet, welche auf Basis von früheren Genehmigungen ohne Abänderungen weitergeführt werden (Tabelle 13 und Tabelle 17). Zusätzlich wurden die Projekte aufgelistet, die auf Basis von früheren Genehmigungen mit Abänderungen weitergeführt werden (Tabelle 14 und Tabelle 18).

Im Rahmen des KNEP 2022 neu eingereichte Projekte sind in Tabelle 15 und Tabelle 19 aufgelistet. Für jedes Projekt wurde ein Umsetzungszeitplan erstellt, der geplante Fertigstellungstermin bzw. die geplante Umsetzungsdauer ist im Projektblatt (Anhang 1) angegeben.

Der KNEP 2022 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 und insgesamt 7 neue Ersatzinvestitionsprojekte ein. Von Trans Austria Gasleitung GmbH werden ein neues Projekt für die Bereitstellung neuer Kapazitäten und insgesamt 6 neue Ersatzinvestitionsprojekte eingereicht.

9 Haftungsausschluss

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2022 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.

Quellenverzeichnis

2022. AGGM Plattform. [Online] 2022. https://platform.aggm.at/.

2022. Aggregated Gas Storage Inventory. [Online] 2022. https://agsi.gie.eu.

2022. Delegierte Verordnung (EU) 2022/1214 der Kommission zur Änderung der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2139 in Bezug auf Wirtschaftstätigkeiten in bestimmten Energiesektoren und der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2178 in Bezug auf besondere Offenlegungsp. *C/2022/631.* 9. 03 2022.

2022. e-control Betriebsstatistik. [Online] 2022. https://www.e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/betriebsstatistik.

ENTSOG Transparency Plattform. [Online] https://transparency.entsog.eu/.

Gas Connect Austria. [Online] www.gasconnect.at.

GAS REGIONAL INVESTMENT PLANS. *ENTSOG.* [Online] https://www.entsog.eu/gas-regional-investment-plans-grips.

Green Hydrogen Blue Danube. *Verbund.* [Online] https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/news-presse/presse/2020/11/17/greenhydrogenbluedanube.

GWG 2011.

H2 ATLAS-AFRICA Projekt. [Online] https://www.h2atlas.de/de/.

H2EU+Store. [Online] https://www.h2euplusstore.com/.

HyDeal Ambition. [Online] https://www.hydeal.com/hydeal-ambition.

HySupply. *Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.* [Online] https://bdi.eu/themenfelder/energie-und-klima/wasserstoff/hysupply/.

2022. MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN EUROPÄISCHEN RAT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN REPowerEU-Plan. *COM/2022/230.* 18. 5 2022.

Netzentwicklungsplan 2021 für das Übertragungsnetz der Austrian Power . *APG.* [Online] https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/netzentwicklungsplan-2021/.

Projects of Common Interest . *EC.* [Online] https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest_en.

Scenario Report. *TYNDP 2022.* [Online] https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/.

TAG GmbH. [Online] www.taggmbh.at.

The European Hydrogen Backbone (EHB). [Online] https://ehb.eu/.

TYNDP 2021. *ENTSOG.* [Online] https://www.entsog.eu/tyndp.

TYNDP 2021 Ungarn. s.l. : FGSZ.

TYNDP 2021-2030 Kroatien. s.l. : Plinacro .

TYNDP 2022 List of Projects. *TYNDP 2022 Projects Tables.*

TYNDP 2022 Scenario Report ENTSOG ENTSO-E. [Online] https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/.

TYNDP 2022-2031 Bulgarien. s.l. : Bulgartransgaz.

TYNDP 2022-2031 Italien. s.l. : SNAM & Terna .

TYNDP 2022–2031 Slowakei. s.l. : eustream.

TYNDP 2022-2031 Slowenien. s.l. : Plinovodi.

TYNDP 2022-2032 Deutschland NEP. s.l. : FNB.

2009. Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Gas Regional Investment Plans - GRIP). 13. 07 2009.

2009. Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Ten Year Network Development Plan - TYNDP). 13. 7 2009.

Verordnung (EU) 2017/1938.

Verordnung (EU) 2017/459 .

Verordnung (EU) Nr. 994/2010 .

Versorgung, Umwandlung und Verbrauch von Gas. *eurostat Data Browser.* [Online] https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_gas/default/table?lang=de.

2021. Vorschlag für eine RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff. *COM/2021/803.* 15. 12 2021.

2021. Vorschlag für eine VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff. *COM/2021/804 final.* 15. 12 2021.

Wegbereiter für Wasserstoff - Snam kauft Anteil an Gaspipelines in Nordafrika. *frontier economics.* [Online] https://www.frontier-economics.com/de/de/news-und-veroeffentlichungen/news/news-article-i8916-paving-the-way-for-hydrogen-snam-buys-stake-in-north-african-gas-pipelines/.

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
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators Gas
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
GWh	Gigawattstunden
GRIP	Gas Regional Investment Plan
HR	Kroatien
HU	Ungarn
IP	Interconnection Point
IT	Italien
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFP	Langfristige Planung
MAB	March Baumgarten Gasleitung
MGM	Marktgebietsmanager
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NC CAM	Network Code Capacity Allocation Mechanism
NCG	Net Connect Germany
Nm^3/h	Normkubikmeter pro Stunde (Temperatur 0°C)
PCI	Project of Common Interest
RO	Rumänien
SI	Slowenien
SK	Slowakei
SOL	Süd Ost Leitung
SoS	Security of Supply
TAG GmbH	Trans Austria Gasleitung
TR	Türkei
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UK	Unterbrechbare Kapazität
VGM	Verteilergebietsmanager
VHP	Virtueller Handelspunkt
VS(CS)	Verdichterstation
WAG	West Austria Gasleitung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten im Marktgebiet Ost in MWh/h 8
Abbildung 2: Vergleich Speicherkapazität – Inlandsverbrauch in Europa im Jahr 2020 9
Abbildung 3: Erdgas- und Biogasproduktion (Netzeinspeisung) 2021 in Österreich 10
Abbildung 4: Gasbedarf in Österreich 2020-2022 10
Abbildung 5: Schematischer Gasfluss 2021, physikalisch 11
Abbildung 6 Leitungsnetz im österreichischen Umfeld 11
Abbildung 7 Vergleich Endkundenverbrauch AT izwischen 2021 und 2022. Balkendiagramme zeigen den absoluten Verbrauch, Linie in grau die relative Abweichung 12
Abbildung 8 Speicherstand AT im Zeitraffer 2021-2022, Absolut (Blaken) und relativ (Linie). 13
Abbildung 9 Jährliche EU LNG Send-out Rate in GWh/y. 14
Abbildung 10 EU LNG Terminal Auslastung. 15
Abbildung 11 EU Speicherstand und Gaspreisentwicklung 2021 - 2022. 16
Abbildung 12 physikalischer Fluss Baumgarten 2021 bis November 2022. 17
Abbildung 13 physikalischer Fluss der Import und Export Mengen Oberkappel und Überackern 2021 bis November 2022 17
Abbildung 14 physikalischer Fluss Arnoldstein 2021 bis November 2022. 18
Abbildung 15 physikalischer Fluss Murfeld 2021 bis November 2022. 18
Abbildung 16 physikalischer Fluss Mosonmagyaróvár 2021 bis November 2022. 19
Abbildung 17 LNG Versogung DE - AT 20
Abbildung 18 LNG Versorgung IT - AT 21
Abbildung 19 LNG Versorgung KR - SL - AT 21
Abbildung 20 Eingesendete Jahresmengen und Leistungen an tatsächlichen Wasserstoffbedarfen (ohne Berücksichtigung optionaler Angaben) befragter Unternehmen. 25
Abbildung 21 Eingesendete Jahresmengen an tatsächlichen Wasserstoffbedarfen (ohne Berücksichtigung optionaler Angaben) der Absatzzentren Oberösterreich, Steiermark und Großraum Wien. 26
Abbildung 22 H2EU+Store Projektkarte 28
Abbildung 23 Wasserstoff Kapazitätsszenario 30
Abbildung 24 Szenario Framework für den TYNDP 2022 34
Abbildung 25 Energiebedarf je Energieträger für EU27 36
Abbildung 26 Methannachfrage je Sektor für EU27 37
Abbildung 27 Methannachfrage nach Saisonalität für EU27 [38
Abbildung 28 Wasserstoffnachfrage pro Sektor für EU27 39
Abbildung 29 Wasserstoffnachfrage nach Saisonalität für EU27 40
Abbildung 30: Projekte in Österreich (Grundlage TYNDP 2020) 41
Abbildung 31 Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost 44
Abbildung 32: Das österreichische Übertragungsnetz 45
Abbildung 33: EU-Zielsetzungen für Übertragungsnetze [Quelle: APG 2021] 45
Abbildung 34: Top-Netzausbauprojekte im NEP 2021 46
Abbildung 35 Geschätzte Investitions- und Betriebskosten des EHB (2040) 48
Abbildung 36: Entwicklung des European Hydrogen Backbone 2030 – 2040 49
Abbildung 37: Österreich im EHB 50
Abbildung 38 Versorgungsrouten im österreichischen Umfeld 50
Abbildung 39: Gasimport 2017 bis 2021 52
Abbildung 40 Verbrauchsprognosen der Slowakei für die nächsten 10 Jahre (I: Durchschnittlicher Tagesverbrauch | II: maximaler Tagesverbrauch in GWh/d) 54
Abbildung 41 Nachfrage der inländischen Ausspeisepunkte 56
Abbildung 42 ungarische Ein- und Ausspeisekapazitäten 57
Abbildung 43 Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz der Basisvariante 59

Abbildung 44 H-Gas Bedarf im Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 von Verteilernetzbetreibern, Industrie 60
Abbildung 45 Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2032 60
Abbildung 46 Berücksichtigte Grenzübergangspunkte in der H-Gas-Quellenverteilung der Basisvariante; Fokus Österreich 61
Abbildung 47 Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung; Fokus Österreich [61
Abbildung 48: TAG GmbH - Einspeisepunkt Baumgarten TAG 65
Abbildung 49: Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten GCA 65
Abbildung 50: Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten WAG 66
Abbildung 51: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Baumgarten WAG 66
Abbildung 52: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár 66
Abbildung 53: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Murfeld 67
Abbildung 54: TAG GmbH – Einspeisepunkt Arnoldstein 67
Abbildung 55: TAG GmbH – Ausspeisepunkt Arnoldstein 68
Abbildung 56: Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Oberkappel 68
Abbildung 57: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Oberkappel 68
Abbildung 58: Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL 69
Abbildung 59: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL 69
Abbildung 60: Kapazitätsszenario 71
Abbildung 61: Entry Baumgarten GCA, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023– 2032 72
Abbildung 62: Entry Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032 72
Abbildung 63: Exit Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032 73
Abbildung 64: Entry Baumgarten TAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032 73
Abbildung 65: Exit Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032 74
Abbildung 66: Entry Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032 74
Abbildung 67: Exit Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032 75
Abbildung 68: Entry Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032 75
Abbildung 69: Exit Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032 76
Abbildung 70: Entry Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032 76
Abbildung 71: Exit Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032 76
Abbildung 72: Entry Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032 77
Abbildung 73: Exit Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2023 – 2032 77
Abbildung 74: Projektkategorien [Quelle: AGGM] 79
Abbildung 75: Kapazitäten Arnoldstein Entry, 93

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Speicherdaten Österreich 9
Tabelle 2: Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938 22
Tabelle 3: Benötigte Kapazitäten für die Versorgung Österreichs. 30
Tabelle 4: Planungsprojekte für zusätzliche Wasserstoff Kapazitäten. 31
Tabelle 5: TYNDP 2022 Projekte Fokus Österreich 33
Tabelle 6: Korridor Österreich – Deutschland in der 5. PCI-Liste 42
Tabelle 7 : Gasnachfrage 2030 und 2040 52
Tabelle 8: Kapazität des Gasfernleitungsnetzes an relevanten Punkten in Slowenien 55
Tabelle 9: Bestehender und potenzieller grenzüberschreitender Handel und Übertragung mit Österreich 56
Tabelle 10: Ergebnisse LNG-Versorgungssicherheitsvarianten 62
Tabelle 11: Kapazitäsbedarfe des Kapazitätsszenarios 2022 71
Tabelle 12: Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und Projekte zur Bereitstellung der Kapazitäten 78
Tabelle 13: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen 82
Tabelle 14: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen 82
Tabelle 15: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Neue Projekte 82
Tabelle 16 Planungsprojekte für zusätzliche Wasserstoffkapazitäten 82
Tabelle 17: Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen 83
Tabelle 18: Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen 84
Tabelle 19: Ersatzinvestitionsprojekte - Neue Projekte 84

Anhang 1:

Projekte für zusätzliche Kapazitäten

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]	Entwicklung im Vergleich zum KNEP 2021 *)
GCA	2015/08	Entry Murfeld	4,5		Fortführung
GCA	2020/02	Entry Murfeld - 160	4,5		Fortführung
GCA	2020/03	Entry Murfeld - 284	4,5		Fortführung
GCA	2020/04	Entry Murfeld - 119	4,5		Fortführung
GCA	2022/01	WAG Teil-Loop	4,5		Neu
GCA	2022/05	WAG Voll-Loop	k.A		Neu
TAG	2016/01	TAG Reverse Flow Weitendorf / Eggendorf	4,5		Fortführung
*)	Fortführung	Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung			
	Abänderung	Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung			
	Neu	Neue Projekte / Planungsprojekte			

Planungsprojekte für zusätzliche Wasserstoffkapazitäten

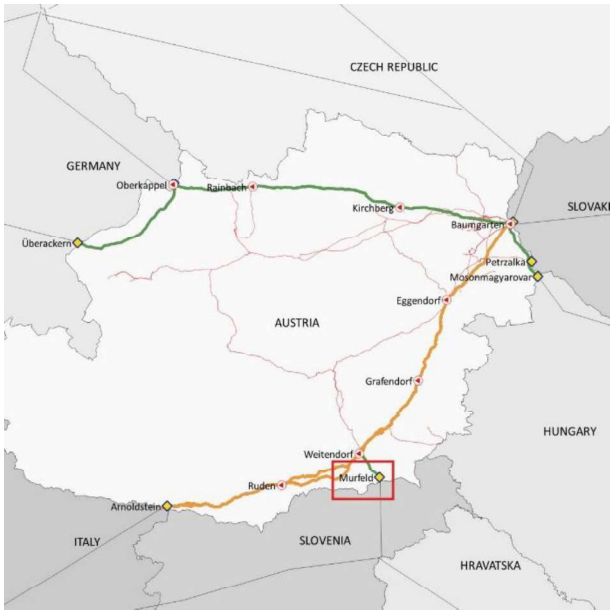
Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]	Entwicklung im Vergleich zum KNEP 2021 *)
GCA	2022/02	Planungsprojekt: Wasserstoffprojekt WAG	4,5		Neu
GCA	2022/03	Planungsprojekt: Wasserstoffprojekt Penta	4,5		Neu
GCA	2022/04	Planungsprojekt: Wasserstoffprojekt SOL	3,5		Neu
TAG	2022/01	Planungsprojekt: H2 Readiness of the TAG pipeline system	4,5		Neu
*)	Fortführung	Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung			
	Abänderung	Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung			
	Neu	Neue Projekte / Planungsprojekte			

Projektname:	**GCA 2015/08 Entry Murfeld**		
Projektnummer:	GCA 2015/08		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	6	**Datum:**	18.10.2022
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Ja
Geplante Fertigstellung:			

Projektziel:

Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität auf FZK-Basis am Einspeisepunkt Murfeld zu erhöhen und erstmals FZK am Einspeisepunkt Murfeld zu schaffen.

Projektbeschreibung:



Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:

- Erweiterung MS Weitendorf und Murfeld: Filterseparator, Messstrecken, Regelung, Verrohrung
- Neue VS Murfeld
- Loop der SOL auf gesamter Länge
- Loop der grenzquerenden Leitung Murfeld – Cersak

Projektbegründung:

Das Projekt dient dazu, den zusätzlichen angemeldeten Bedarf am Einspeisepunkt Murfeld zu decken. Der Ausbau trägt zur Quellen- und Routendiversifizierung bei, welcher auch dezidiert im Zusammenhang mit REPowerEU verstärkt in den Fokus geraten ist.

Besonders zu beachten:

Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.

Konnex zu anderen Projekten:

Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2016/01: TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf.

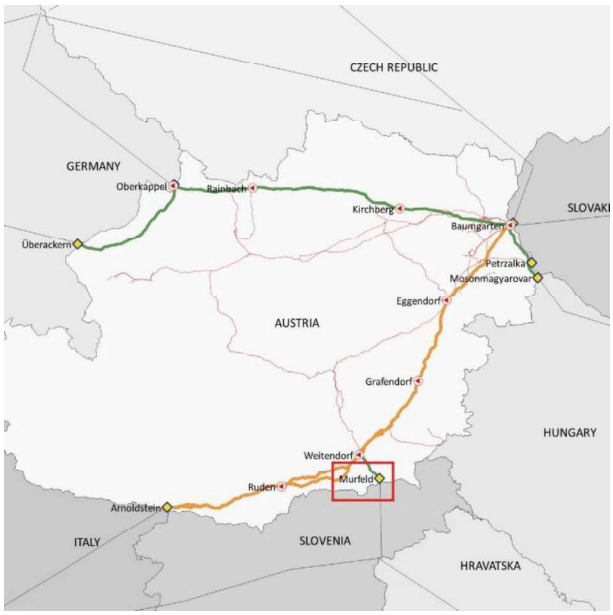
Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Murfeld: 620.000 Nm³/h (0°C)		
Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 150.381.800 € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht 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.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: Identify & Assess		
TYNDP: TRA-N-766	**PCI-Status:** -	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine KNEP 2020: Keine KNEP 2021: Keine KNEP 2022: Keine		
Projektstatus: KNEP 2015: Genehmigt als Projekt KNEP 2016: Zurückgezogen und ersetzt durch Projekt GCA 2016/03 KNEP 2017: Genehmigt als Projekt im Umfang der Änderungen KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung		

Projektname:	**GCA 2020/02 Entry Murfeld - 160**		
Projektnummer:	GCA 2020/02		
Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	3	**Datum:**	18.10.2022
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Ja
Geplante Fertigstellung:			

Projektziel:

Ziel des Projektes ist es, FZK am Einspeisepunkt Murfeld zu schaffen.

Projektbeschreibung:



Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:

- Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weitendorf

Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weitendorf

- Neue Verdichterstation Murfeld

Projektbegründung:

Das Projekt dient dazu, das Projekt GCA 2015/08 Entry Murfeld aufgrund der Buchungslage des LNG Terminal in Krk sowie behördlicher Aufforderung zu redimensionieren. Der Ausbau trägt zur Quellen- und Routendiversifizierung bei, welcher auch dezidiert im Zusammenhang mit REPowerEU verstärkt in den Fokus geraten ist.

Besonders zu beachten:

Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2020 von Gas Connect Austria aufrecht.

Konnex zu anderen Projekten:

Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2016/01: TAG

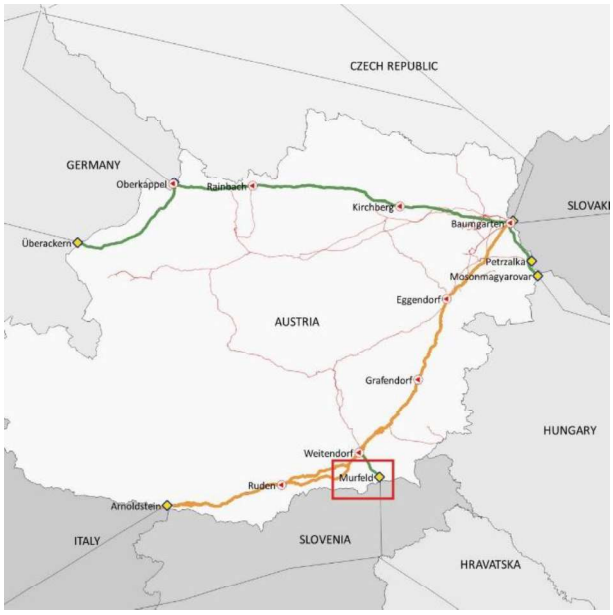
Reverseflow Weitendorf/Eggendorf.		
Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Murfeld: 160.000 Nm³/h (0°C)		
Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 29.624.800 € (Kostenbasis 2022). 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.		
Projektphase: Identify & Assess		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: KNEP 2021: Keine KNEP 2022: Keine		
Projektstatus: KNEP 2020: Neues Projekt KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderung		

Projektname:	**GCA 2020/03 Entry Murfeld - 284**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2020/03 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	3	**Datum:**	18.10.2022
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Ja
Geplante Fertigstellung:			

Projektziel:

Ziel des Projektes ist es, FZK am Einspeisepunkt Murfeld zu schaffen.

Projektbeschreibung:



Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:

- Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weitendorf

Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weitendorf

- Neue Verdichterstation Murfeld

Projektbegründung:

Das Projekt dient dazu, das Projekt GCA 2015/08 Entry Murfeld aufgrund der Buchungslage des LNG Terminal in Krk sowie behördlicher Aufforderung zu redimensionieren. Der Ausbau trägt zur Quellen- und Routendiversifizierung bei, welcher auch dezidiert im Zusammenhang mit REPowerEU verstärkt in den Fokus geraten ist.

Besonders zu beachten:

Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2020 von Gas Connect Austria aufrecht.

Konnex zu anderen Projekten:

Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2016/01: TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf.

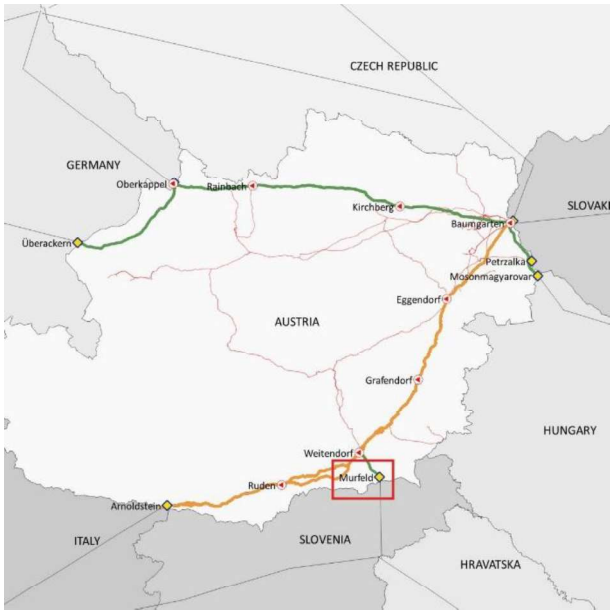
Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Murfeld: 284.000 Nm³/h (0°C)		
Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 54.868.400 € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht 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.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: Identify & Assess		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: KNEP 2021: Keine KNEP 2022: Keine		
Projektstatus: KNEP 2020: Neues Projekt KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderung		

Projektname:	**GCA 2020/04 Entry Murfeld - 119**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2020/04 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	3	**Datum:**	18.10.2022
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Ja
Geplante Fertigstellung:			

Projektziel:

Ziel des Projektes ist es, FZK am Einspeisepunkt Murfeld zu schaffen.

Projektbeschreibung:



Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:

- Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weitendorf

Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weitendorf

- Neue Verdichterstation Murfeld

Projektbegründung:

Das Projekt dient dazu, das Projekt GCA 2015/08 Entry Murfeld aufgrund der Buchungslage des LNG-Terminal in Krk sowie behördlicher Aufforderung zu redimensionieren. Der Ausbau trägt zur Quellen- und Routendiversifizierung bei, welcher auch dezidiert im Zusammenhang mit REPowerEU verstärkt in den Fokus geraten ist.

Besonders zu beachten:

Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2020 von Gas Connect Austria aufrecht.

Konnex zu anderen Projekten:

Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt TAG 2016/01: TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf.

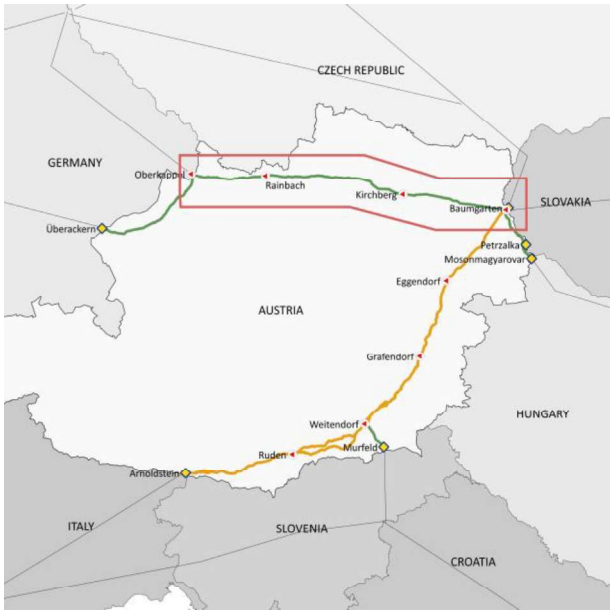
Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Murfeld: 126.000 Nm³/h (0°C)		
Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 26.381.200 € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht 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.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: Identify & Assess		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: KNEP 2021: Keine KNEP 2022: Keine		
Projektstatus: KNEP 2020: Neues Projekt KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderung		

Projektname:	**GCA 2022/01 WAG Teil-Loop**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2022/01 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	18.10.2022
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:	Bis zu 4,5 Jahre	**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:			

Projektziel:
Die Änderungen der Gasflüsse und der Bedarf des österreichischen Markgebiets an zusätzlichen Kapazitäten aus LNG-Quellen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und den Weg Richtung Unabhängigkeit von russischen Gaslieferungen zu bereiten macht einen Kapazitätsausbau an den Einspeisepunkten Oberkappel/Überackern notwendig.

Der Ausbau der WAG trägt nicht nur mittelfristig zur Quellen- und Routendiversifizierung bei. Der „WAG Loop“ ermöglicht es ab 2030 signifikante Menge an Wasserstoff für Österreich und die angrenzenden Märkte bereit zu stellen.

Projektbeschreibung:



Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:

- Teil-Ausbau des WAG Loop (Oberkappel bis Bad Leonfelden)
- E-Verdichtereinheit in Rainbach
- Modifikation in Rainbach und Baumgarten

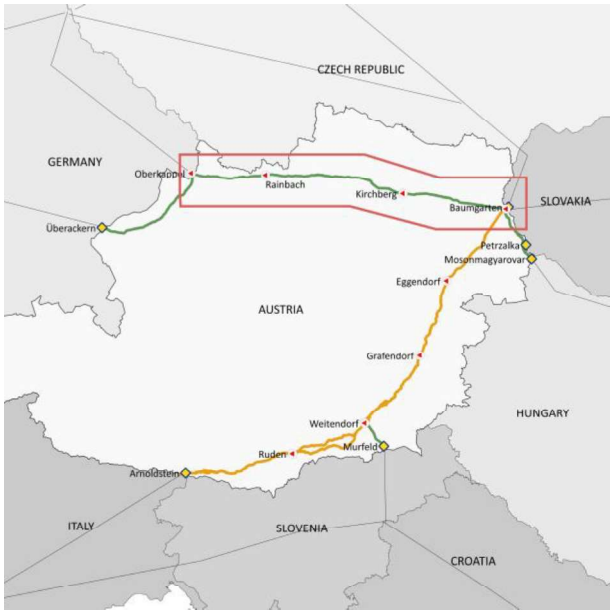
Projektbegründung:
Der Ausbau der WAG trägt nicht nur mittelfristig zur Quellen- und Routendiversifizierung bei. Der „WAG Loop“ ist bereits Bestandteil des European Hydrogen Backbone und ist in der Lage ab 2030 in

der Lage signifikante Menge an Wasserstoff für Österreich und die angrenzenden Märkte bereit zu stellen.		
Besonders zu beachten:		
Konnex zu anderen Projekten: Nein		
Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Ausbau der Frei zuordenbare Kapazität (FZK) an den Einspeisepunkten Oberkappel/Überacken auf Entry 783.000 Nm³/h (0°C) / 440.000 Nm³/h (0°C).		
Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 180.000.000 € (Kostenbasis 2022). 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 Punkten Oberkappel/Überackern zugeordneten Kosten wirtschaftlich gedeckt werden.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: Identify & Assess		
TYNDP: -	**PCI-Status:** -	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	**GCA 2022/02 Planungsprojekt: Wasserstoffprojekt WAG**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2022/02 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	18.10.2022
Projektart:	Plannungs-projekt für zusätzliche Wasserstoff-kapazitäten	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer: **Geplante Fertigstellung:**	Bis zu 4,5 Jahre	**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein

Projektziel:
Das Planungsprojekt untersucht die Herausforderungen für ein entsprechendes Investitionsprojekt bei der Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur welche es ermöglichen soll, dass ab 2030 signifikante Menge an Wasserstoff für Österreich und die angrenzenden Märkte bereitstehen.

Projektbeschreibung:



Das Planungsprojekt dient als Basis für ein Investitionsprojekt.
Die Untersuchungsgegenstände sind unter anderen:

- Umrüstungsbedarf WAG
- Umrüstungsbedarf Verdichterstation Kirchberg

Projektbegründung:
Durch Ausbau der WAG („WAG Loop“) und der Umwandlung einer Pipeline in eine H2 Pipeline ist Österreich in der Lage ab 2030 eine signifikante Menge an Wasserstoff für Österreich und die angrenzenden Märkte bereit zu stellen.

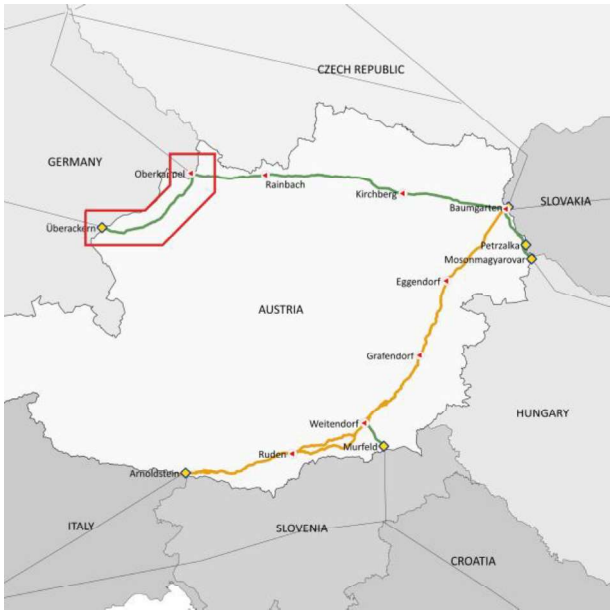
Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten: Nein		
Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Bereitstellung von bis zu 150 GWh/d ab 2030.		
Ökonomische Daten: Ergebnisse aus den Planungsprojekt zeigen in einer ersten Kostenschätzung bei Umsetzung des entsprechendes Investitionsprojektes Kosten in der Höhe von 155.000.000 € (Kostenbasis 2022). 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 Punkten Oberkappel/Überackern zugeordneten Kosten wirtschaftlich gedeckt werden.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: Identify & Assess		
TYNDP: HYD-N-757	**PCI-Status:** -	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung als Planungsprojekt		

Projektname:	**GCA 2022/03 Planungsprojekt: Wasserstoffprojekt Penta**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2022/02 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	18.10.2022
Projektart:	Plannungs-projekt für zusätzliche Wasserstoff-kapazitäten	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer: **Geplante Fertigstellung:**	Bis zu 4,5 Jahre	**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein

Projektziel:
Das Planungsprojekt untersucht die Herausforderungen für ein entsprechendes Investitionsprojekt für die Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur auf der Penta West um Wasserstoff über die Ein-Ausspeisepunkte Überackern transportieren zu können.

Projektbeschreibung:



Das Planungsprojekt dient als Basis für ein Investitionsprojekt.

Die Untersuchungsgegenstände sind:

- Bau des Penta West H2 Loop
- Wasserstoffprojekt WAG (Projekt 2022/02)

Projektbegründung:
Durch Ausbau der WAG („WAG Loop“) und der Umwandlung einer Pipeline in eine H2 Pipeline ist Österreich in der Lage ab 2030 eine signifikante Menge an Wasserstoff für Österreich und die angrenzenden Märkte bereit zu stellen.

Besonders zu beachten:

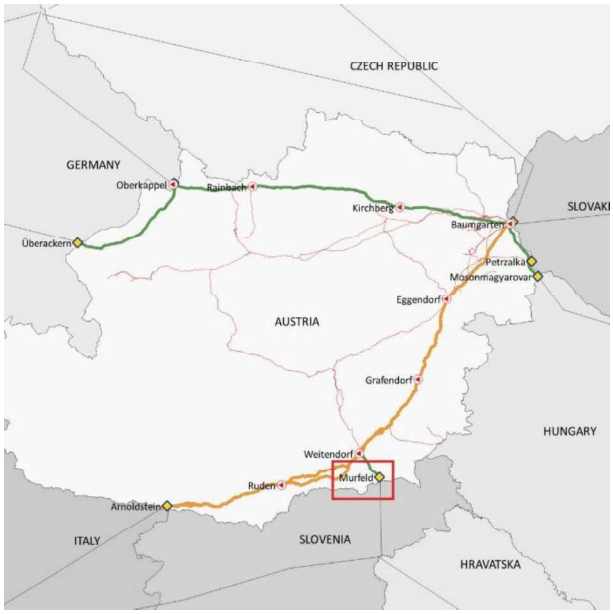
Konnex zu anderen Projekten: Nein		
Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Bereitstellung von bis zu 150 GWh/d ab 2030.		
Ökonomische Daten: Ergebnisse aus den Planungsprojekt zeigen in einer ersten Kostenschätzung bei Umsetzung des entsprechendes Investitionsprojektes Kosten in der Höhe von 310.000.000 € (Kostenbasis 2022). 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 Punkten Oberkappel/Überackern zugeordneten Kosten wirtschaftlich gedeckt werden.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: Identify & Assess		
TYNDP: HYD-N-757	**PCI-Status:** -	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung als Planungsprojekt		

Projektname:	**GCA 2022/04 Planungsprojekt: Wasserstoffprojekt Murfeld**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2022/04 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	18.10.2022
Projektart:	Planungsprojekt für zusätzliche Wasserstoff-kapazitäten	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:	3,5 Jahre	**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:			

Projektziel:

Das Planungsprojekt untersucht die Herausforderungen für ein entsprechendes Investitionsprojekts für die Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur welche es ermöglichen soll, eine signifikante Menge an Wasserstoff für Österreich und die angrenzenden Märkte bereit zu stellen.

Projektbeschreibung:



Das Planungsprojekt dient als Basis für ein Investitionsprojekt.

Die Untersuchungsgegenstände sind:

- Neue Messstation inkl. Infrastruktur und Anschluss ans TAG H2 System (Weitendorf)
- Neue Messstation inkl. Infrastruktur in Murfeld
- H2 Leitung mit Länge von 23,85 km in DN500 (inkl. Schiebergruppen und Molchschleusen)
- H2 Leitung mit Länge von 2,25 km in DN500 (inkl. Molchschleuse)

Projektbegründung:

Durch Ausbau der SOL und der Umwandlung einer Pipeline in eine H2 Pipeline ist Österreich in der Lage ab 2035 eine signifikante Menge an Wasserstoff für Österreich und die angrenzenden Märkte bereit zu stellen.

Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten:

Nein

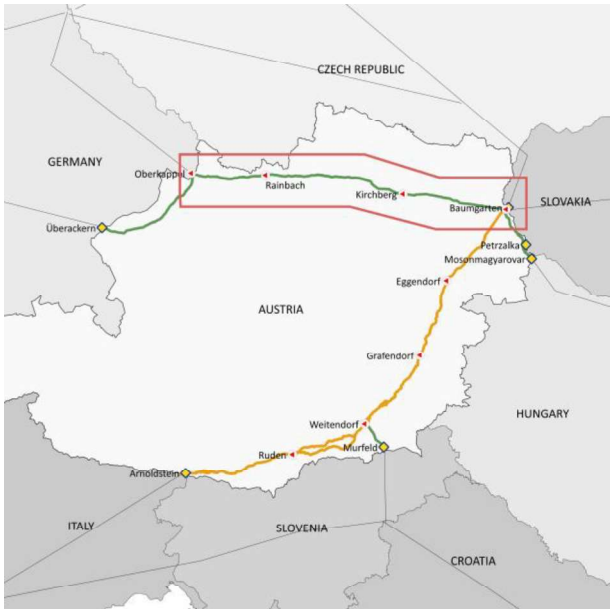
Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Ausbau der Frei zuordenbare Kapazität (FZK) an den Einspeisepunkt Murfeld auf Entry 460.000 Nm³/h (0°C) und an den Ausspeisepunkt auf Exit 460.000 Nm³/h (0°C).		
Ökonomische Daten: Ergebnisse aus den Planungsprojekt zeigen in einer ersten Kostenschätzung bei Umsetzung des entsprechendes Investitionsprojektes Kosten in der Höhe von 85.760.000 € (Kostenbasis 2022). 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 wirtschaftlich gedeckt werden.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: Identify & Assess		
TYNDP: HYD-N-1354	**PCI-Status:** -	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung als Planungsprojekt		

Projektname:	**GCA 2022/05 WAG Voll-Loop**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2022/05 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	18.10.2022
Projektart:	Planungsprojekt für zusätzliche Kapazitäten	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:	Bis zu 4,5 Jahre	**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:			

Projektziel:
Die Änderungen der Gasflüsse und der Bedarf des österreichischen Markgebiets an zusätzlichen Kapazitäten aus LNG-Quellen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und den Weg Richtung Unabhängigkeit von russischen Gaslieferungen zu bereiten macht einen Kapazitätsausbau an den Einspeisepunkten Oberkappel/Überackern notwendig.

Der Ausbau der WAG trägt nicht nur mittelfristig zur Quellen- und Routendiversifizierung bei. Der „WAG Loop“ ermöglicht es ab 2030 signifikante Menge an Wasserstoff für Österreich und die angrenzenden Märkte bereit zu stellen.

Projektbeschreibung:



Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:
- Lückenschluss von Rainbach bis Rapottenstein
- Lückenschluss von Kirchberg bis Sierndorf
- Modifikation in Rainbach und Baumgarten

Projektbegründung:
Der Ausbau der WAG trägt nicht nur mittelfristig zur Quellen- und Routendiversifizierung bei. Der „WAG Loop“ ist bereits Bestandteil des European Hydrogen Backbone und ist in der Lage ab 2030 in

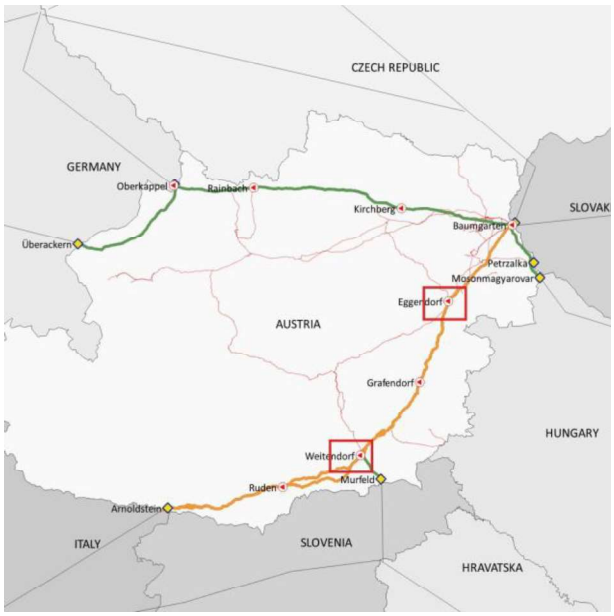
der Lage signifikante Menge an Wasserstoff für Österreich und die angrenzenden Märkte bereit zu stellen.		
Besonders zu beachten:		
Konnex zu anderen Projekten: Nein		
Technische Daten: Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Ausbau der Frei zuordenbare Kapazität (FZK) an den Einspeisepunkten Oberkappel/Überacken auf Entry 806.000 Nm³/h (0°C) / 582.000 Nm³/h (0°C). Für den Ausspeisepunkten ergibt sich aus den hydraulischen Berechnungen in Summe eine Erhöhung der Frei zuordenbare Kapazität (FZK) auf 1.600.000Nm³/h (0°C), welche nicht dezidiert einen Ausspeisepunkt zugewiesen sind, da der Fokus auf die Einspeisekapazitäten gelegt wird		
Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten 276.000.000 € (Kostenbasis 2022). 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 Punkten Oberkappel/Überackern zugeordneten Kosten wirtschaftlich gedeckt werden.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: Identify & Assess		
TYNDP: -	**PCI-Status:** -	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung als Planungsprojekt		

Projektname:	**TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf**		
Projektnummer:	TAG 2016/01		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	4	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:	4,5 Jahre	**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:			

Projektziel:

Die Implementierung des Projektes "TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf" wird, den Betrieb der CS Weitendorf und alle notwendigen Modifikationen des Stationskontrollsystems vorsehend, den Transport von mindestens 1,6 Mio. Nm³/h (mindestens 1.000.000 Nm³/h am Einspeisepunkt Arnoldstein und 600.000 Nm³/h am Einspeisepunkt Murfeld) nach Baumgarten gewährleisten. Modifikationen am Betrieb der CS Weitendorf und am Stationskontrollsystem beider Kompressorstationen sind notwendig.

Projektbeschreibung:



Die folgenden Aktivitäten sind vorgesehen:

- Schaffung einer Verbindung vom SOL System zu der Saugseite der Kompressorstation (ca. 20 Meter mit DN 240") mit entsprechender Armatur und Bypass
- Schaffung einer Verbindung von der Hochdruckseite zur TAG 2 (ca. 20 Meter mit DN 240") mit entsprechender Armatur und Bypass in Eggendorf, um die Möglichkeit eines Reverse Flow mit zwei Leitungen zu schaffen.
- Aktualisierung des bestehenden Stationskontrollsystems in der CS Weitendorf und CS Eggendorf.

Projektbegründung:

Ohne den Betrieb einer Kompressorstation im Reverse Flow würde sich der maximale physikalische Reverse Flow in Baumgarten – unter Einhaltung der vertraglichen Verpflichtungen an den österreichischen inländischen Ausspeisepunkten – auf ungefähr 1.000.000 Nm³/h belaufen. Dieses Projekt schafft die Möglichkeit, die Kompressorstationen Weitendorf und Eggendorf im Reverse Flow zu betreiben und so die Kapazität entsprechend zu erhöhen.

Das Projekt erfüllt die Verpflichtung aus dem Bescheid PA 16870/15, von ECA für den KNEP 2016-2025 erlassen.

Besonders zu beachten:

Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Ja

https://www.taggmbh.at/en/for-system-users/maintenance-works/

https://www.aggm.at/en/network-information/maintenance-coordination

Konnex zu anderen Projekten:

Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit folgenden korrespondierenden Projekten:

TAG 2016/02 AZ1 additional entry and connection with BOP 13 (bereits umgesetzt)

GCA 2015/08 Entry/Exit Murfeld

GCA 2015/10 Entry Arnoldstein (bereits umgesetzt)

GCA 2020/03

GCA 2020/04

Technische Daten:

Das Projekt sieht die Möglichkeit vor, den Fluss in der CS Weitendorf umzukehren, um den Transport der bestehenden Einspeisekapazität in Arnoldstein und der geplanten neuen Kapazität in Murfeld Richtung Baumgarten, bei gleichzeitiger Erfüllung aller vertraglichen Verpflichtungen an den inländischen Ausspeisepunkten, zu erlauben. Das Projekt sieht auch einige geringere Implementierungen in den TAG CS vor, die ermöglichen, dass der Reverse Flow unter normalen Betriebskonditionen ohne die Notwendigkeit in Baumgarten zu intervenieren, durchgeführt wird.

Erhöhung von technischer Reverse Flow Kapazität TAG System: >1.6 Mio. Nm³/h (0° C) (+0,6 Mio.Nm³/h (0°C) für frei zuordenbare Kapazität in Entry Murfeld)

Ökonomische Daten:

KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). Die Kostenschätzung wurde vom Engineering Partner evaluiert. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

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

KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

KNEP 2022: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

Kapazitätsauswirkung:

Dieses Projekt ermöglicht gemeinsam mit dessen korrespondierenden Projekten folgende nicht in Konkurrenz stehende frei zuordenbare Kapazität (FZK):

Einspeisepunkt Arnoldstein: mindestens +1.000.000 Nm³/h (0°C)

Einspeisepunkt Murfeld: +614.388 Nm³/h (0°C)

Projektphase:

KNEP 2016: Planungsphase

KNEP 2017: Planungsphase

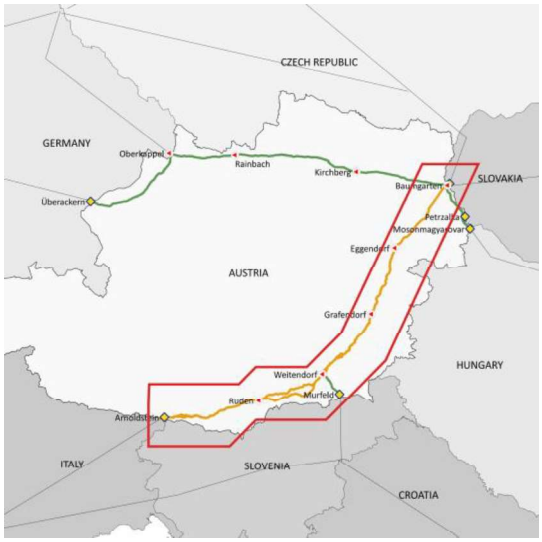
KNEP 2018: Planungsphase

KNEP 2019: Planungsphase KNEP 2020: Planungsphase KNEP 2021: Planungsphase KNEP 2022: Planungsphase		
TYNDP: TRA-N-954	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: KNEP 2022: Keine		
Projektstatus: 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 KNEP 2021: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2022: Fortgeführt ohne Abänderung		

Projektname:	**TAG 2022/01 Planungsprojekt: H2 Readiness of the TAG Pipeline System**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2022/01 Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	16.11.2022
Projektart:	Planungsprojekt für zusätzliche Wasserstoff-kapazitäten	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:	Bis zu 4,5 Jahre	**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:			

Projektziel:
Das Planungsprojekt bildet die Basis für das entsprechende Investitionsprojekt zur Verbindung der IT/AT-Grenze mit der AT/SK-Grenze, für den Transport von kostengünstigem Wasserstoff von Nordafrika nach Europa und stellt einen grünen und alternativen Energieträger aus einer weiteren Versorgungsregion bereit. Das Projekt wird Teil eines geplanten Netzes in Abstimmung mit benachbarten FNBs sein und wird hauptsächlich vorhandene Infrastruktur nutzen.

Projektbeschreibung:



Das Planungsprojekt dient als Basis für das Investitionsprojekt, welches die Umrüstung von einer der drei bestehenden Pipelines des TAG-Systems für 100 % Wasserstoff, mit allen dazugehörigen Einrichtungen und Entnahmestellen zwischen der italienisch-österreichischen Grenze und der österreichisch-slowakischen Grenze vorsieht.
Das System soll 2030 in Betrieb gehen und sieht vor, Wasserstoff aus kostengünstigen Produktionsgebieten in Nordafrika zu den größten Clustern der Wasserstoffnachfrage zu transportieren, indem hauptsächlich die vorhandene Infrastruktur genutzt wird. Die Umsetzung des Investitionsprojekts dient als wesentlicher Bestandteil des europäischen Wasserstoffnetzwerks, das den „Adriatischen H2-Korridor“, den „Südöstlichen H2-Korridor“ und den „Östlichen H2-Korridor“ gemäß dem REPowerEU-Plan, sowie die Korridore A (Nordafrika und Südeuropa) und E (Ost- und Südosteuropa) nach dem European Hydrogen Backbone, umfasst. Weiters ist das Projekt Teil der European Clean Hydrogen Alliance.

Projektbegründung: Das Planungsprojekt soll eine schnelle Umsetzung des Investitionsprojekts gewährleisten, welches im Gegensatz zur Errichtung von neuen Infrastrukturen oder anderen Transportmöglichkeiten, eine geringere Umweltbelastung darstellt. Die Umrüstung des TAG-Systems wird zur Versorgung Europas mit erschwinglichem Wasserstoff beitragen, indem kostengünstiger grüner Wasserstoff mit einem enormen Potenzial erschlossen werden kann (angesichts der Tatsache, dass die Kosten der Produktionsanlagen global betrachtet werden, die Hauptkostenvorteile aber lokal sind: hohe Sonneneinstrahlung, Wind und Raum – wie in Nordafrika gegeben). Das Netzwerk bedient die größten Wasserstoffnachfragecluster in Mitteleuropa und unterstützt die Dekarbonisierung der Industrien auf dem Weg nach Deutschland: Es hat das Potenzial, das zukünftige Rückgrat der H2-Versorgung zu werden und die Gesellschaften in Europa sowie auch in Nordafrika zu unterstützen.		
Besonders zu beachten: - Mögliche Auswirkungen auf die Verfügbarkeit von Transportkapazität während der Umsetzung: ja		
Konnex zu anderen Projekten: -		
Technische Daten: Kapazitäten: IT → AT: 168 GWh/d AT → SK: 142 GWh/d SK → AT: 126 GWh/d AT → IT: 126 GWh/d		
Ökonomische Daten: KNEP 2022: Auf Basis des gegenwärtigen Planungsprojekts, ergeben sich für eine Umsetzung des entsprechenden Investitionsprojekts geplante Investitionskosten von XX ml € (Kostenbasis 2022). Eine präzisere Kostenschätzung wird im Zuge der Feasibility Study durchgeführt und in der Folge dargelegt.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: Identify & Assess		
TYNDP: HYD-N-986	**PCI-Status:** -Eingereicht	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: -		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung als Planungsprojekt		

Ersatzinvestitionsprojekte

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]	Entwicklung im Vergleich zum KNEP 2021
GCA	2016/E1	110 kV Freileitung, UW Oberweiden, UW BMG redundante Anspeisung		Q4 2026	Fortführung
GCA	2019/E6	UW Baumgarten Netzqualität		Q3 2021/Q3 2026	Fortführung
GCA	2021/E2	VS Neustift Erneuerung Maschienensteuerung		Q1 2023	Fortführung
GCA	2021/E3	Erneuerung RMA Armaturen Abschnitt 3 (Bad Leonfelden)		Q4 2025	Fortführung
GCA	2021/E4	Erneuerung Stationsteuerung VS Kirchberg		Q4 2026	Fortführung
GCA	2021/E5	MS Überackern/SS Mauerkirchen Erneuerung Isolierkupplung (IK)		Q1 2023	Fortführung
GCA	2021/E6	Erneuerung Stationsteuerung MS Überackern		Q4 2024	Fortführung
GCA	2021/E10	VS Kirchberg Erneuerung Maschienensteuerung		Q4 2026	Fortführung
GCA	2022/E1	VS WAG Baumgarten Erneuerung Stationssteuerung		Q2 2025	Neu
GCA	2022/E2	HAG+BOP11/12/13 Feldgerätetausch		Q4 2025	Neu
GCA	2022/E3	VS Kichberg Erneuerung Stationssteuerung/NISG		Q4 2023	Neu
GCA	2022/E4	VS WAG Baumgarten Erneuerung Maschienensteuerung		Q4 2025	Neu
GCA	2022/E5	Baumgarten HAG/WAG Umbau Analysenhäuser		Q4 2025	Neu
GCA	2022/E6	VS OGG Baumgarten Erneuerung Maschienensteuerung		Q2 2026	Neu
GCA	2022/E7	VS OGG + MS 5 Baumgarten Erneuerung Stationssteuerung		Q4/2025	Neu
TAG	2016/R12	SCS Replacement, CS Baumgarten-Grafendorf-Ruden		Q4 2026	Fortführung
TAG	2019/R09	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC500 in CS Baumgarten		Q4 2022	Fortführung
TAG	2020/R01	DLE 1.5 hole PT module BC600 in CS-Baumgarten		Q4 2023	Abänderung
TAG	2020/R05	New Flanges – Measurement Optimization MS Arnoldstein		Q2 2023	Fortführung
TAG	2020/R06	Optimization TUCOs CS-Ruden		Q4 2025	Abänderung
TAG	2021/R01	Exchange of Insulation Joints Ludmannsdorf & Arnoldstein		Q4 2023	Fortführung
TAG	2021/R03	Substitution MKVI CS Eggendorf		Q4 2024	Fortführung
TAG	2021/R04	Substitution MKVI CS Weitendorf		Q4 2023	Fortführung
TAG	2021/R06-A	Upgrade of safety and control loops CS Baumgarten		Q4 2024	Abänderung
TAG	2022/R01	Exchange of Combustor WC100		Q4 2023	Neu
TAG	2022/R02	Exchange of Fuel Metering Valves GC500		Q4 2024	Neu
TAG	2022/R03	Pipeline Integrity Section 1/2/3 Phase 1		Q4 2023	Neu
TAG	2022/R04	Pigging 2024		Q4 2024	Neu
TAG	2022/R05	Automation Reverse Flow MS-A		Q4 2023	Neu
TAG	2022/R06	Installation of RC Snubbers at ELCO Transformers CS-B/E/G		Q4 2024	Neu

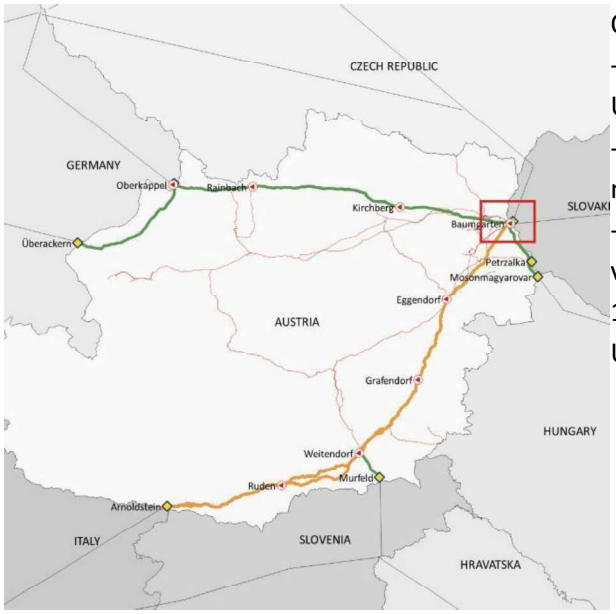
TAG	2023/R00	Pipeline Integrity Section 1/2/3 Phase 2	Q4 2027	Information
	)	*Fortführung*	*Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung*	
		Abänderung	*Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung*	
		Neu	*Neue Projekte*	
		Information	*Einreichung erfolgt im KNEP 2023*	

Projektname:	**GCA 2016/E1 110 kV Freileitung, UW Oberweiden, UW BMG redundante Anspeisung**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2016/E1 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	6	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2026		

Projektziel:

Aufrechterhaltung und Stärkung der Versorgungs- und Vertragssicherheit durch eine vollständig redundante Stromversorgung der Station Baumgarten und ihrer E-Verdichter. Ausschöpfung von Potenzialen zur CO2 Einsparung sowie bei der Kopplung der Energiesektoren.

Projektbeschreibung:



- Errichtung eines Umspannwerks (UW) im Bereich Oberweiden (OW)
- Errichtung einer 110kV-Freileitung von Untersiebenbrunn nach Oberweiden
- Einschleifung der bestehenden Erdkabel in das neue UW OW
- Analyse und Bewertung der Entwicklung vollständiger Redundanz durch ein zusätzliches 110kV Erdkabel zwischen UW Oberweiden und UW Baumgarten

Projektbegründung:

Eine wesentliche Erhöhung der Versorgungssicherheit der Verdichterstation, da die Versorgung vom öffentlichen 110kV-Netz an zwei physisch getrennten Stellen erfolgt.

Reduktion der elektrischen Verluste auf den Erdkabeln bedingt durch die verkürzte Länge.

Vollständige Ausnutzung der technisch installierten Leistung im UW Baumgarten inkl. der vorgelagerten Kabelsysteme in Zukunft möglich.

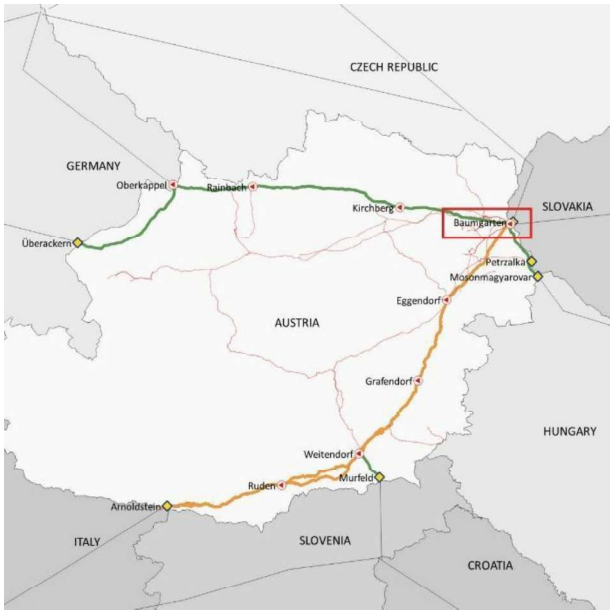
Redundante Versorgung des UW BMG mittels Verlegung eines 110kV Erdkabels zur Vervollständigung der Redundanz erforderlich.		
Besonders zu beachten: -		
Konnex zu anderen Projekten: -		
Technische Daten: -		
Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.		
Kapazitätsauswirkung: Erhöhung der FZK-Redundanz		
Projektphase: Identify & Assess		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: Die Kategorisierung (Projektart) des Projekts wird auf Grundlage der neuen Leitlinien geändert. Erweiterung des Projektumfangs um die redundante Versorgung des UW BMG ausgehend von neuen UW Oberweiden.		
Projektstatus: 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 ohne Abänderungen KNEP 2021: Fortführung mit Abänderungen KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderungen		

Projektname:	**GCA 2019/E6 UW Baumgarten Netzqualität**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2019/E6 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	4	**Datum:**	29.11.2022
Projektart:	Ersatzinvestitionsprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q3/2021 bzw. Q4 2026		

Projektziel:

Adaptiertungsarbeiten im Zusammenhang mit GCA 2016/E1).

Projektbeschreibung:



Die Anlage wurde wie geplant fertig gestellt.

Durch den Zusammenhang mit dem Projekt UW Oberweiden (2016/E1) sind bei der Einbindung Adaptierungsarbeiten notwendig. Durch die Verschiebung dieses Projekts ergeben sich für Kosten die Folgejahre bis zur Fertigstellung.

Projektbegründung:

Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da Adaptierungsarbeiten im Zusammenhang mit GCA 2016/E1 notwendig sind.

Besonders zu beachten:

Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2019 von Gas Connect Austria aufrecht.

Konnex zu anderen Projekten:

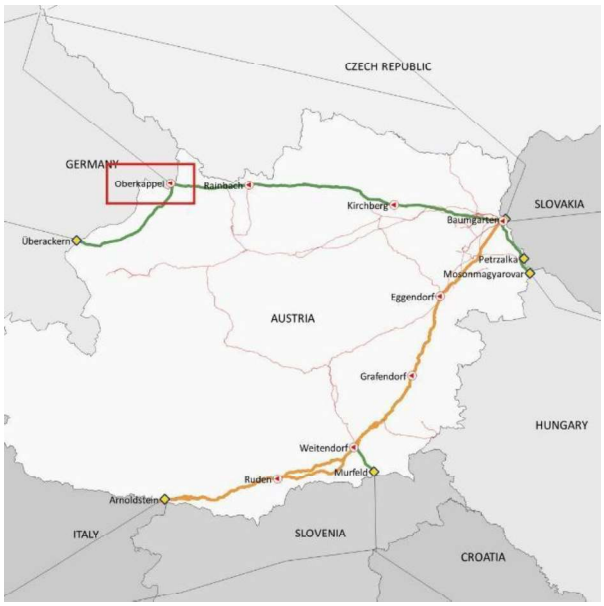
Nein

Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten: KNEP 2022: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2019: Durchführungsphase KNEP 2020: Durchführungsphase KNEP 2021: Durchführungsphase KNEP 2022: Durchführungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2019: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderung		

Projektname:	**GCA 2021/E2 VS Neustift Erneuerung Maschienensteuerung**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2021/E2 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q1/2023		

Projektziel:
Erneuerung der Maschienensteuerung der VS Neustift

Projektbeschreibung:



Die drei Verdichter Einheiten wurden bei der Errichtung als Paket der Firma Baker Huges (ehemals General Electric) mit Einheitensteuerung, Trafo, Frequenzumrichter und Verdichter angeschafft. Die Anlage ist mit einer Lifecycle Zeit von ca. 10 Jahren ausgelegt. Seitens der Hersteller wurden viele elektronische Systeme / Einzelteile und Equipments aufgekündigt.

Projektbegründung:
In diesem Projekt wird die Einheitensteuerung der Verdichter auf einen neuesten Systemstand gebracht, die Schaltschränke der Magnetlageransteuerung für Motor und Kompressor werden erneuert, sowie der Frequenzumrichter modernisiert.

Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten:
Keine

Technische Daten:
Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.

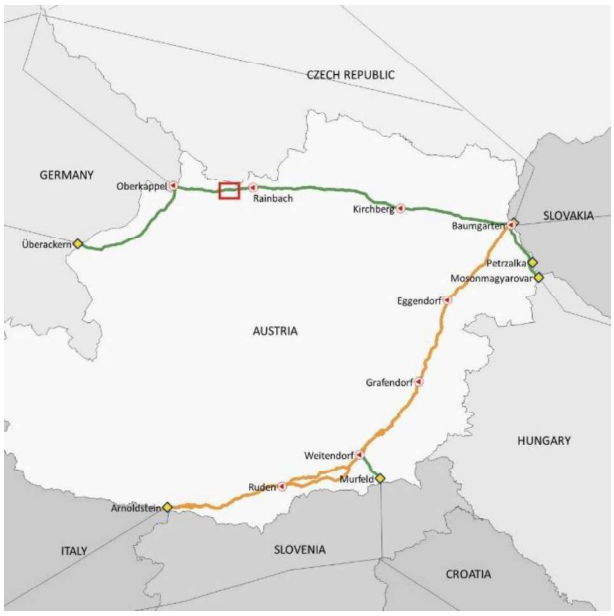
Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Nein		
Projektphase: KNEP 2021: Vorbereitungsphase KNEP 2022: Durchführungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderungen		

Projektname:	**GCA 2021/E3 Erneuerung RMA Armaturen Abschnitt 3 (Bad Leonfelden)**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2021/E3 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2025		

Projektziel:

Armaturentausch in der Schieber- und Molchstation Bad Leonfelden

Projektbeschreibung:



Auf dem Betriebsgelände der Station Bad Leonfelden befinden sich die Schieberstation für die WAG I Leitung (DN800) und die Molchstation der WAG II Leitung (DN1200).

In der Station Bad Leonfelden werden die Molchschleusen Armatur 1201 DN1200 getauscht ebenso die beiden Verbindungsarmaturen 1202 DN800 und 1203 DN800 zur WAG 1.

Projektbegründung:

Aufgrund von Armaturenüberprüfungen in der Schieber- und Molchstation Bad Leonfelden wurde festgestellt, dass einzelne Armaturen undicht sind. Diese Armaturen werden getauscht.

Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten:

Keine

Technische Daten:

Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.

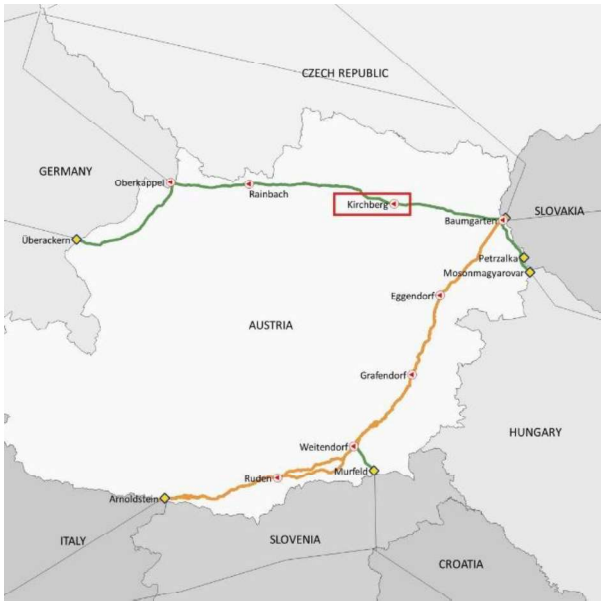
Ökonomische Daten:

Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2021: Durchführungsphase KNEP 2022: Durchführungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderungen		

Projektname:	**GCA 2021/E4 Erneuerung Stationsteuerung VS Kirchberg**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2021/E4 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2026		

Projektziel:
Erneuerung Stationssteuerung VS Kirchberg

Projektbeschreibung:



Da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) 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.

Projektbegründung:
Da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist eine Erneuerungsmaßnahmen unabdingbar.

Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten:
Kein

Technische Daten:
Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.

Ökonomische Daten:

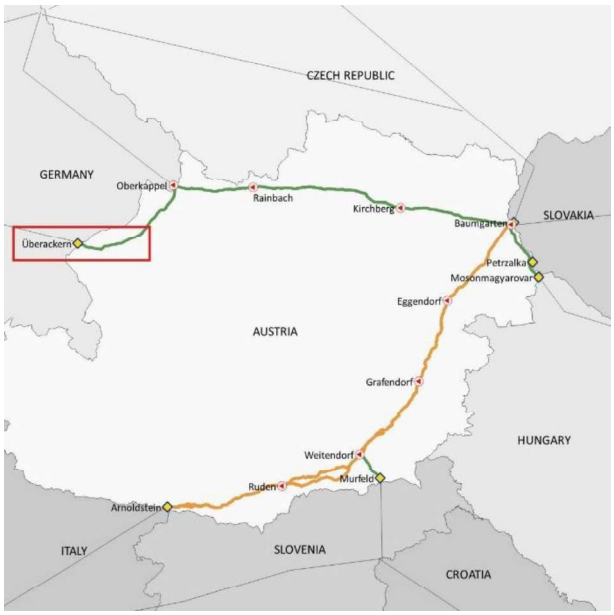
Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2021: Vorbereitungsphase KNEP 2022: Durchführungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderungen		

Projektname:	**GCA 2021/E5 MS Überackern/Schieberstation Mauerkirchen Erneuerung Isolierkupplung (IK)**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2021/E5 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q1/2023		

Projektziel:

Erneuerung Isolierkupplung bei MS Überackern und SS Mauerkirchen

Projektbeschreibung:



Tausch der IKs DN700 (elektrische Trennstelle des KKS) auf der Penta West für:

- Schieberstation Mauerkirchen, Seite Überackern
- ÜST Überackern, Seite Neustift

Projektbegründung:

Um den Schutz der Leitung wieder vollständig aufrecht erhalten zu können, ist ein Tausch der elektrischen DN700 Trennstelle (Isolierstück) im Schieberstation Mauerkirchen (Leitungsseite Überackern) unbedingt notwendig. Aus Effizienzgründen nun auch das technisch veraltete Isolierstück am Eingang der Üst. Überackern auf eine neue Isolierkupplung ausgetauscht. Dadurch wird eine weiteren Leitungsabstellung vermieden.

Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten:

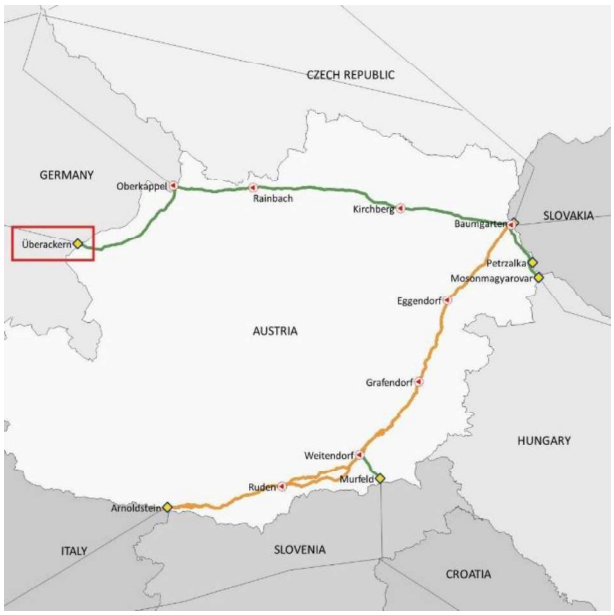
Keine

Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2021: Durchführungsphase KNEP 2022: Durchführungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderungen		

Projektname:	**GCA 2021/E6 Erneuerung Stationsteuerung MS Überackern**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2021/E6 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2024		

Projektziel:
Erneuerung Stationssteuerung MS Überackern

Projektbeschreibung:



Da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist, soll bei diesem Projekt der Tausch aller Komponenten durchgeführt werden. Der Lebenszyklus eines PLS beträgt im Industriestandard 10 Jahre. Durch vorbeugende Instandhaltung können bei GCA bis zu 15 Jahre erreicht werden.

Ausgewechselt werden soll die gesamte Hardware - im Wesentlichen Server, Clients, redundante und fehlersichere CPUs, Netzwerkkomponenten sowie die E/A Peripherie.

Projektbegründung:
Da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist, ist eine Erneuerungsmaßnahmen unabdingbar.

Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten:
Keine

Technische Daten:
Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.

Ökonomische Daten:

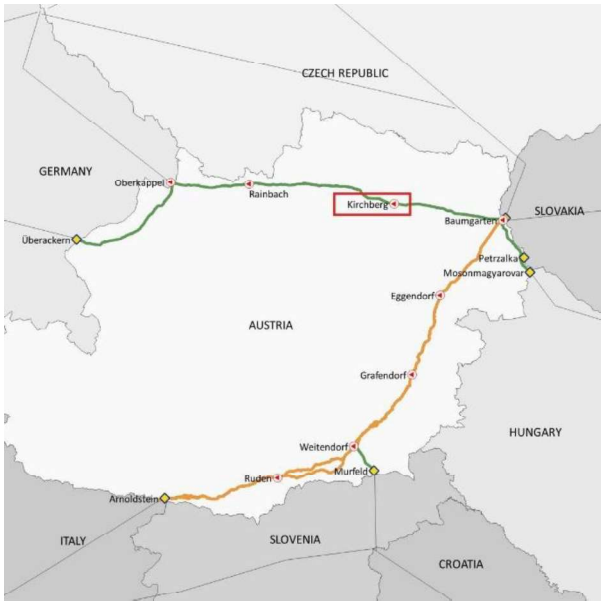
Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2021: Vorbereitungsphase KNEP 2022: Vorbereitungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderungen		

Projektname:	**GCA 2021/E10 VS Kirchberg Erneuerung Maschienensteuerung**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2021/E10 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	2	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2026		

Projektziel:

Erneuerung der Maschienensteuerung der VS Kirchberg

Projektbeschreibung:



Bei diesem Projekt handelt es sich um die Adaptierung der Maschinensteuerungen und aller zu adaptierenden Anlagenteile für die zwei Verdichtereinheiten in Kirchberg. Die Adaptierung ist notwendig, da Komponenten nicht mehr verfügbar sind und die Maschinensteuerungen das LifeCycle Ende erreicht haben.

Die Rangierverteiler bleiben größtenteils erhalten und sollen nur modifiziert werden. Die Anwendersoftware wird auf die neue Konfiguration adaptiert, die Grundfunktionalität bleibt unverändert

Projektbegründung:

Die Adaptierung ist notwendig, da Komponenten nicht mehr verfügbar sind und die Maschinensteuerungen das LifeCycle Ende erreicht haben.

Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten:

Keine

Technische Daten:

Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.

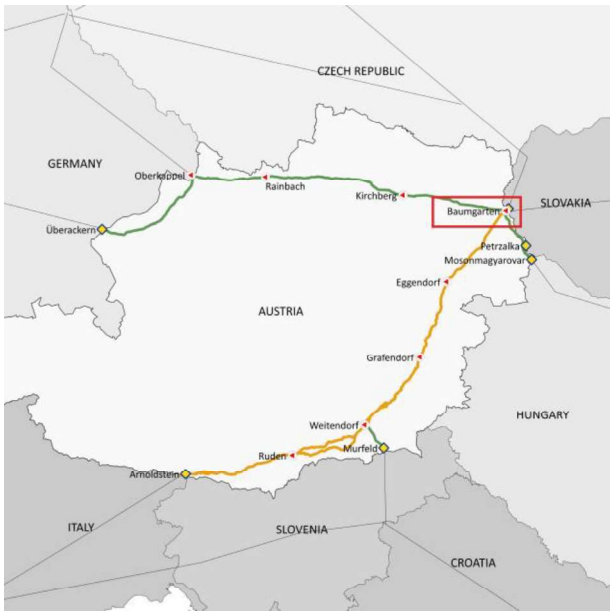
Ökonomische Daten:

Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2021: Vorbereitungsphase KNEP 2022: Vorbereitungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderungen		

Projektname:	**GCA 2022/E1 VS WAG Baumgarten Erneuerung Stationssteuerung**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2022/E1 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q2/2025		

Projektziel:
Erneuerung der Stationssteuerung der VS Baumgarten WAG

Projektbeschreibung:



Das bestehende Stationsleitsystem ist am Ende seines Lebenszyklus angekommen, daher soll bei diesem Projekt der Tausch aller Komponenten durchgeführt werden.
Das installierte Siemens PCS7 System wurde vor mehr als 20 Jahren errichtet und laufend erweitert.
Ein Großteil der Komponenten ist vom Hersteller aufgekündigt womit nur noch eingeschränkter Support und eine Ersatzteilverfügbarkeit für max. 10 Jahre gegeben ist.
Die Sicherheitssteuerung für Not Aus Funktionen ist noch im Stationsleitsystem integriert und nicht wie GCA-Standard als unabhängiges System (HIMA) aufgebaut.

Projektbegründung:
Da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist eine Erneuerungsmaßnahmen unabdingbar.

Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten:
Keine

Technische Daten:
Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.

Ökonomische Daten:

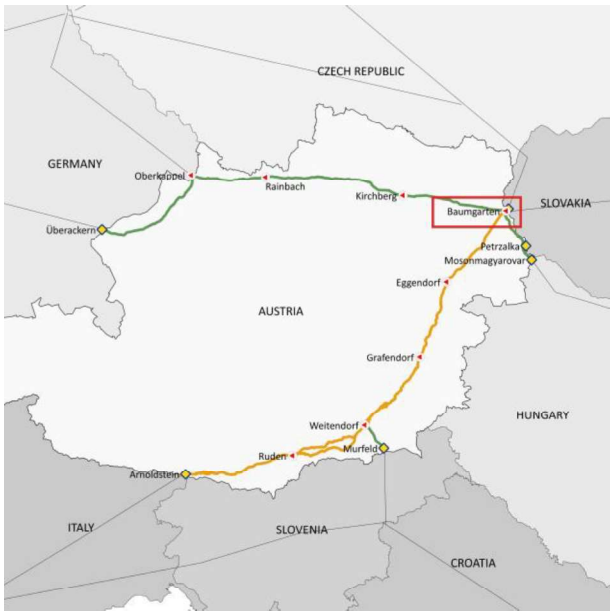
Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Nein		
Projektphase: KNEP 2022: Vorbereitungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

Projektname:	**GCA 2022/E2 HAG+BOP11/12/13 Feldgerätetausch**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2022/E2 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2025		

Projektziel:

Im Zuge des Projekts werden Feldgeräte samt Gehäuse und Montageequipment im Freien und in den Messgebäuden ausgetauscht.

Projektbeschreibung:



Die Anlage HAG Baumgarten wurde 1996 in Betrieb genommen. Ein großer Teil der Feldinstallation ist seit diesem Zeitpunkt in Betrieb und entspricht nicht mehr dem aktuellen Stand der Technik. Das zugehörige Prozessleitsystem wurde 2019 erneuert.
Im Zuge des Projekts werden Feldgeräte samt Gehäuse und Montageequipment im Freien und in den Messgebäuden ausgetauscht. Die bestehenden Glasfaserkästen, welche teils stark verwittert sind, sollen durch Metall-Instrumentenschutzkästen ausgetauscht werden. Die bestehenden Feldkabel werden weiterverwendet.

Projektbegründung:

Da das bestehende Feldequipment seit 1996 in Betrieb ist, entspricht es nicht mehr den aktuellen Stand der Technik. Aus diesem Grund ist es zu modernisieren.

Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten:

Keine

Technische Daten:

Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.

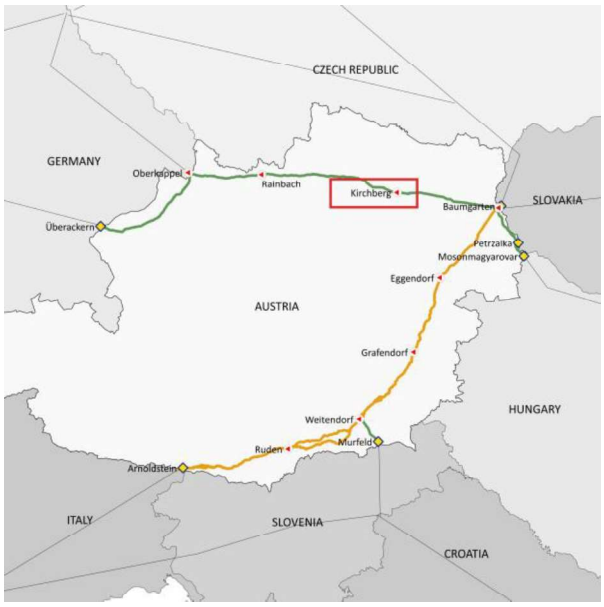
Ökonomische Daten:

Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Nein		
Projektphase: KNEP 2022: Vorbereitungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

Projektname:	**GCA 2022/E3 VS Kichberg Erneuerung Stationssteuerung/NISG**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2022/E3 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2023		

Projektziel:
Umsetzung der Re-HAZOP Aktionspunkte Maßnahmen, um NIS-Konformität zu erreichen.

Projektbeschreibung:



Die Erneuerung der Stationssteuerung ist im bereits genehmigten Projekt GCA 2021/E4 dargestellt (Umsetzung Q4 2026). Dieses Projekt beinhaltet:

- die notwendigen und erforderlichen Aktionspunkte aus der 2021/22 durchgeführten Re-HAZOP umgesetzt werden sowie
- sämtliche erforderlichen Maßnahmen ergriffen werden, damit eine Konformität zum NIS-Gesetz (Netzwerk und Informationssystemsicherheit) erreicht wird.

Sämtliche Maßnahmen sollen so geplant und ausgeführt werden, dass sie bereits als integrativer Bestandteil des späteren PLS-Tausch Projekts gelten können.

Projektbegründung:
Vorziehen der erforderlichen Aktionspunkte aus der Re-HAZOP und Umsetzung der Maßnahmen, um NIS-Konformität zu erreichen.

Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten:
Keine

Technische Daten:
Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.

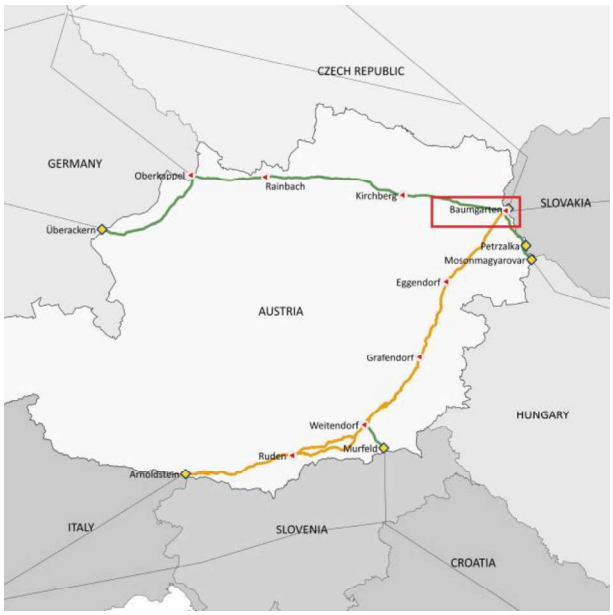
Ökonomische Daten:

Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Nein		
Projektphase: KNEP 2022: Vorbereitungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

Projektname:	**GCA 2022/E4 VS WAG Baumgarten Erneuerung Maschienensteuerung**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2022/E4 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2025		

Projektziel:
Erneuerung der Maschienensteuerung der VS WAG Baumgarten

Projektbeschreibung:



Die WAG Verdichterstation in Baumgarten verfügt über 3 Verdichtereinheiten. Um die hohe Verfügbarkeit der 3 Verdichtereinheiten weiterhin gewährleisten zu können werden nach Herstellervorgabe die Steuerungssysteme sowie erforderliche elektronische Komponenten, welche am Ende der Lebensdauer angekommen sind, ausgetauscht.

Die neuen Steuerungssysteme werden so ausgeführt, dass sie den neuen NISG-Anforderungen entsprechen.

Projektbegründung:
Die verwendeten Steuerungssysteme sind am Ende Ihrer Laufzeit angekommen. Einige der verbauten Komponenten wurden von den Herstellern bereits aufgekündigt, wodurch kein Support mehr gewährleistet werden kann und auch die Ersatzteilverfügbarkeit stark eingeschränkt ist.

Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten:
Keine

Technische Daten:
Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.

Ökonomische Daten:

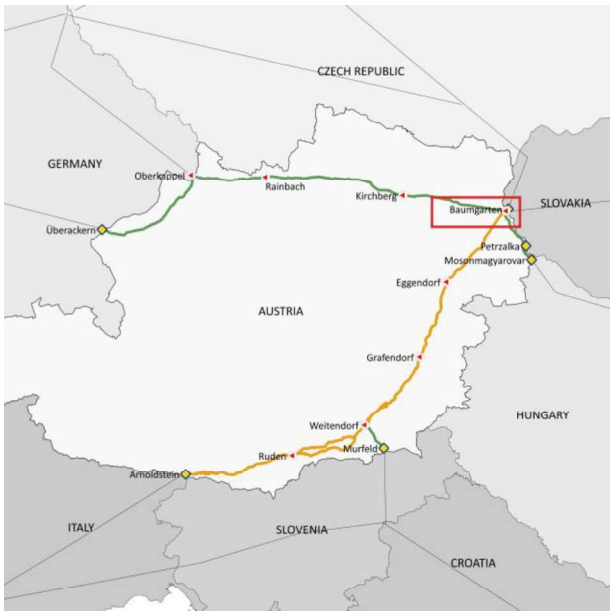
Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Nein		
Projektphase: KNEP 2022: Vorbereitungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

Projektname:	**GCA 2022/E5 Baumgarten HAG/WAG Umbau Analysenhäuser**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2022/E5 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2025		

Projektziel:

Austausch Gaschromatographen gegen H2 taugliche Geräte sowie Erneuerung der Prüf- und Kalibriergasversorgungen.

Projektbeschreibung:



Folgende Geräte werden in der Anlage getauscht:

- Gaschromatographen (gegen H2 taugliche Geräte welche bis zu 20% H2 messen können)
- Schwefel Gaschromatographen Bei MS3 und MS5

Dies erfordert ebenfalls eine Erneuerung der Prüf- und Kalibriergasversorgungen. Da die Druckreduzierungen, Probenaufbereitungen und Verrohrung der bestehenden PGC's schon am Ende Ihrer Lebensdauer angekommen sind werden auch diese erneuert.

Insgesamt sind dafür 11 neue PGC's, 2 neue Schwefel Gaschromatograph, sowie 2 H2O/KWH Taupunktmessungen erforderlich.

Projektbegründung:

Die derzeitigen Gasanalysegeräte können den Wasserstoffanteil im Gasgemisch nicht messen. Daher werden diese ausgetauscht.

Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten:

Keine

Technische Daten:

Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.

Ökonomische Daten:

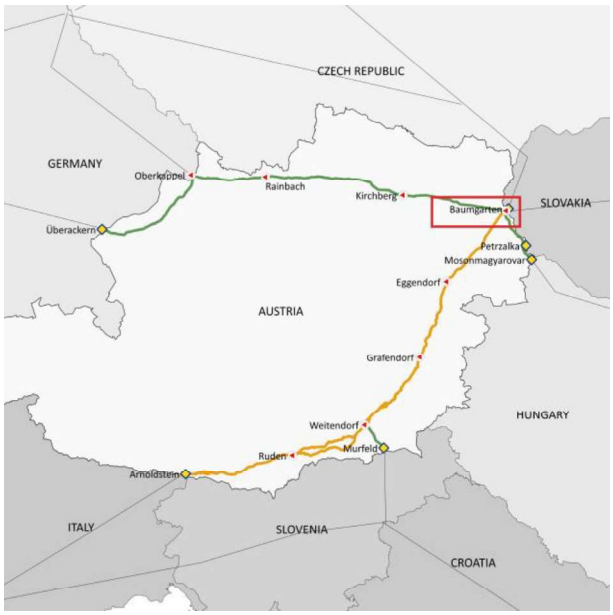
Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Nein		
Projektphase: KNEP 2022: Vorbereitungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

Projektname:	**GCA 2022/E6 VS OGG Baumgarten Erneuerung Maschienensteuerung**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2022/E6 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q2/2026		

Projektziel:

Erneuerung der Maschienensteuerung der VS OGG Baumgarten

Projektbeschreibung:



Die drei Verdichter Einheiten wurden bei der Errichtung als Paket mit Einheitensteuerung, Trafo, Frequenzumrichter und Verdichter angeschafft. Die Anlage ist mit einer LifeCycle Zeit von ca. 10 Jahren ausgelegt. Seitens der Hersteller wurden viele elektronische Systeme / Einzelteile und Equipments aufgekündigt.

Dies bedeutet, es werden keine Ersatzteile mehr produziert. Somit ist mittelfristig auf dem Markt keine Beschaffung von Ersatzteilen, und dadurch auch keine Updatemöglichkeit mehr gegeben.

In diesem Projekt wird die Einheitensteuerung der Verdichter auf einen neuesten Systemstand gebracht.

Projektbegründung:

Die verwendeten Steuerungssysteme sind am Ende Ihrer Laufzeit angekommen. Einige der verbauten Komponenten wurden von den Herstellern bereits aufgekündigt, wodurch kein Support mehr gewährleistet werden kann und auch die Ersatzteilverfügbarkeit stark eingeschränkt ist.

Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten:

Keine

Technische Daten:

Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.

Ökonomische Daten:

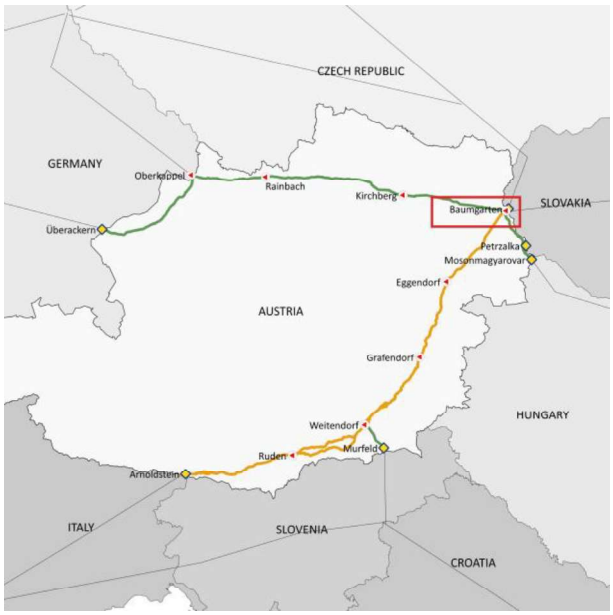
Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Nein		
Projektphase: KNEP 2022: Vorbereitungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

Projektname:	**GCA 2022/E7 VS OGG + MS 5 Baumgarten Erneuerung Stationssteuerung**		
Projektnummer: **Projektträger:**	GCA 2022/E7 GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestitionsprojekt	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2025		

Projektziel:

Vollständige Erneuerung der Leitsystemkomponenten (Visualisierung, Steuerung, Leitrechner).

Projektbeschreibung:



Das bestehende Automatisierungssystem der Verdichterstation VS OGG und der Messstation MS5 am Standort Baumgarten ist am Ende seines Lebenszyklus angekommen. Dies bedeutet, es werden keine Ersatzteile mehr produziert. Somit ist mittelfristig auf dem Markt keine Beschaffung von Ersatzteilen, und dadurch auch keine Updatemöglichkeit mehr gegeben.

Geplant ist daher, der vollständige Tausch der Leitsystemkomponenten (Visualisierung, Steuerung, Leitrechner).

Projektbegründung:

Das bestehende Automatisierungssystem der VS OGG und der Messstation MS5 sind am Ende Ihrer Laufzeit angekommen. Einige der verbauten Komponenten wurden von den Herstellern bereits aufgekündigt, wodurch kein Support mehr gewährleistet werden kann und auch die Ersatzteilverfügbarkeit stark eingeschränkt ist.

Besonders zu beachten:

Konnex zu anderen Projekten:

Keine

Technische Daten:

Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.

Ökonomische Daten: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Nein		
Projektphase: KNEP 2022: Vorbereitungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung:		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

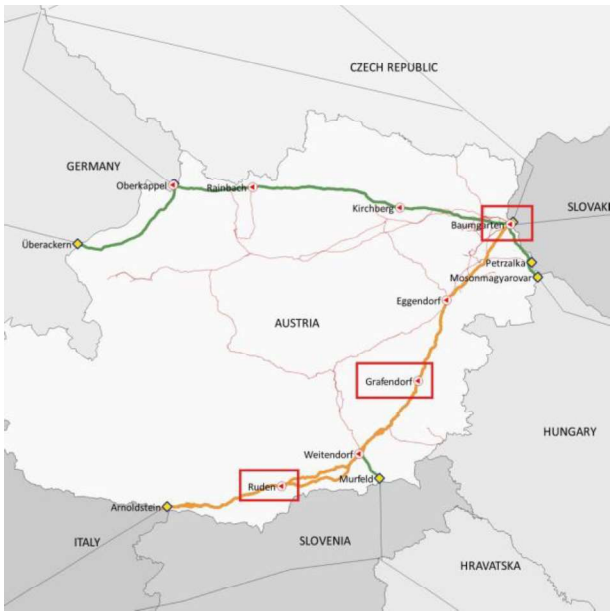
Projektname:	**TAG 2016/R12 SCS Replacement, CS Baumgarten-Grafendorf-Ruden**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2016/R12 Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	4	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2026		

Projektziel:

Austausch der SCS (Station Control System) und ESD (Emergency Shut Down) in Hardware und Software sowie Austausch der Rangierverteiler Schränke und der bedienbaren Arbeitsstationen und Server.

In der Messwarte soll auch das Funktions-Fließbild ersetzt werden, visualisiert mittels LED-Flachbildschirm

Projektbeschreibung:



- EPCM
- Engineering & Baustellenaufsicht
- System Integration getrennt für jede Kompressorstation
- Inbetriebnahme getrennt für jede Kompressorstation

Projektbegründung:

Aus altersbedingten Gründen des Systems und der geringen Verfügbarkeit von Ersatzteilen, muss TAG GmbH in den Kompressor Stationen Ruden, Grafendorf und Baumgarten, das bestehende SCS durch ein Neues ersetzen.

Besonders zu beachten:

Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA

Konnex zu anderen Projekten:

Mögliche Synergien mit den Projekten:

- TAG 2021/R02 A, B und C Cable ways concept, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden
- TAG 2021/R06 Upgrade of safety and control loops CS-Baumgarten

werden berücksichtigt, um die Auswirkung auf Stationsabschaltungen oder Transporteinschränkungen zu reduzieren.

Technische Daten:

Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.

Ökonomische Daten:

KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung basiert auf interner Kostenschätzung gemäß Erfahrung. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung basiert auf interner Kostenschätzung gemäß Erfahrung. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung basiert auf interner Kostenschätzung gemäß Erfahrung. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung basiert auf interner Kostenschätzung gemäß Erfahrung. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Basis 2020). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Basis 2021). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

KNEP 2022: Geplante Investitionskosten XX € (Basis 2022). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

Kapazitätsauswirkung:

Keine

Projektphase:

KNEP 2016: Planungphase

KNEP 2017: Engineeringphase

KNEP 2018: Engineeringphase

KNEP 2019: Engineeringphase

KNEP 2020: Beschaffungsphase

KNEP 2021: Umsetzung

KNEP 2022: Umsetzung

TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein

Projektänderung:

KNEP 2017: Geplante Fertigstellung, ökonomische Daten

KNEP 2018: Keine

KNEP 2019: Ökonomische Daten, Zeitplan, Projektumfang

KNEP 2020: Zeitplan, ökonomische Daten KNEP 2021: Zeitplan KNEP 2022: Keine
Projektstatus: KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen KNEP 2022: Fortgeführt ohne Abänderung

Projektname:	**TAG 2019/R09 DLE 1.5 + 72 hole PT module BC500 in CS Baumgarten**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2019/R09 Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2022		

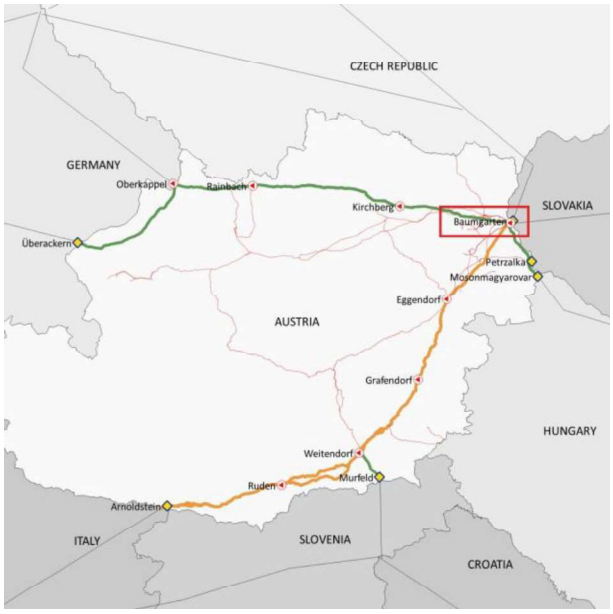
Projektziel:

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.

Zusätzlich werden die Hilfssysteme wie z. B. Brenngas-Skid, Ausblaseventile und Leitungen oder Absperrventile an den neuen Gas-Generator angepasst.

Außerdem ist der alte 46 Loch-Gehäuseflansch nicht mehr lieferbar. Daher soll die Nutzturbine auf den neuen 72 Loch-Gehäuseflansch upgegradet werden.

Projektbeschreibung:



Folgende Investitionen sind für die Projektumsetzung notwendig:

- Austausch des Gasgenerators
- Austausch der Nutzturbine
- Austausch / Anpassen der Hilfssysteme.

Projektbegründung:

Es ist geplant anstelle des fälligen Major Overhauls (50.000 hours), ein Upgrade auf die neue DLE 1.5 XTend Technologie durchzuführen.

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.

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 upgegradet werden.		
Besonders zu beachten: Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
Konnex zu anderen Projekten: -		
Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.		
Ökonomische Daten: KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2022: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2019: Planungsphase KNEP 2020: Engineering KNEP 2021: Umsetzungsphase KNEP 2022: Umsetzungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: KNEP 2020: Keine KNEP 2021: Keine KNEP 2022: Keine		
Projektstatus: KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderung		

Projektname:	**TAG 2020/R01 DLE 1.5 hole PT module BC600 in CS-Baumgarten**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2020/R01 Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	3	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2023		

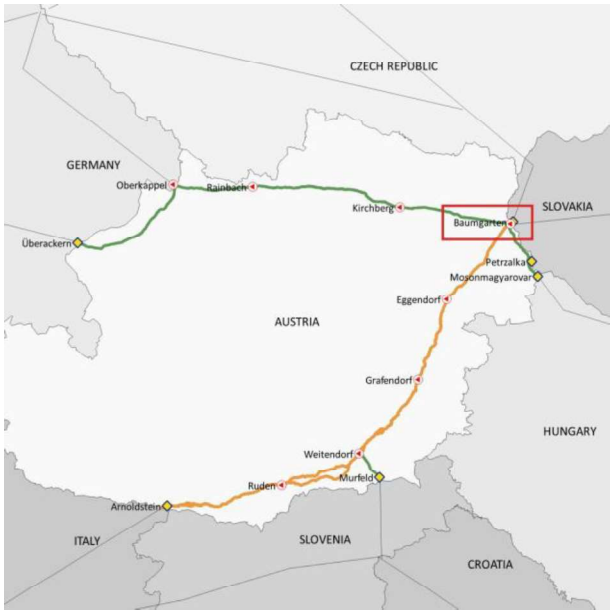
Projektziel:

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.

Zusätzlich werden die Hilfssysteme wie z. B. Brenngas-Skid, Ausblaseventile und Leitungen oder Absperrventile an den neuen Gas-Generator angepasst.

Außerdem erfolgt ein Upgrade der 72-Loch Turbine.

Projektbeschreibung:



Folgende Investitionen sind für die Projektumsetzung notwendig:

- Austausch des Gasgenerators
- Upgrade der Nutzturbine
- Austausch / Anpassen der Hilfssysteme.
- Zusätzliche Installation eines E-Starters
- Austausch des Exhaust-Plenums

Projektbegründung:

Es ist geplant anstelle des fälligen Major Overhauls (50.000 hours), ein Upgrade auf die neue DLE 1.5 XTend Technologie durchzuführen.

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.

Besonders zu beachten:

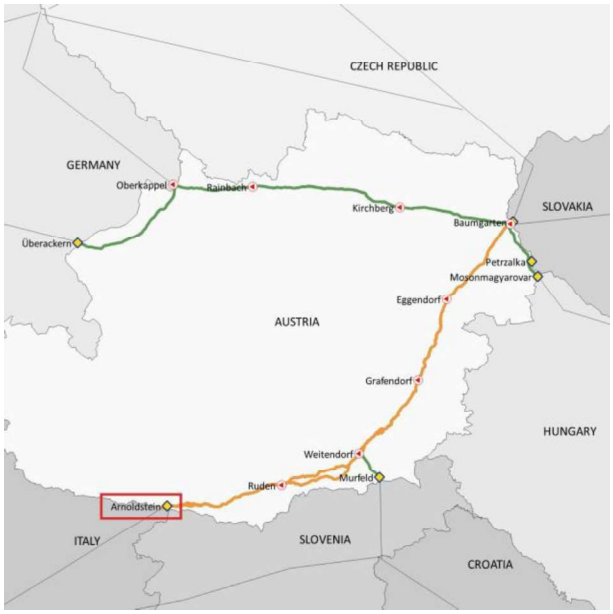
Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
Konnex zu anderen Projekten: Keine		
Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.		
Ökonomische Daten: KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2022: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2020: Planungsphase KNEP 2021: Planungsphase KNEP 2022: Planungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: KNEP 2021: Ökonomische Daten KNEP 2022: Geplante Fertigstellung		
Projektstatus: KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen		

Projektname:	**TAG 2020/R05 New Flanges – Measurement Optimization MS Arnoldstein**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2020/R05 Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	3	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q2/2023		

Projektziel:

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 Softwareupdates.

Projektbeschreibung:



- Unabhängiges Messsystem A und Messsystem
- Installation von Strömungsgleichrichter
- Installation von zusätzlichen Kabeln für Daten-erfassung und Signaldiagnose
- Software-Aktualisierung von USM
- Rekalibrierung von Zählerläufen

Projektbegründung:

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.

Das Softwareupdate ist notwendig für die Datenerfassung und Signaldiagnose.

Besonders zu beachten:

Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine

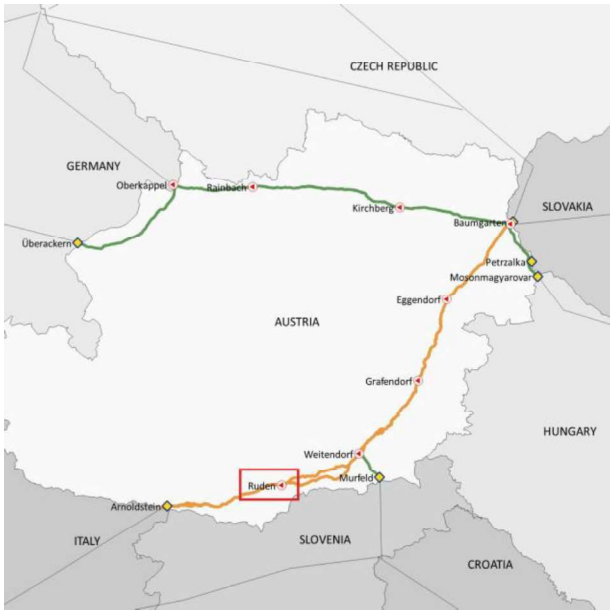
Konnex zu anderen Projekten: Keine		
Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten: KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 30% zu verstehen. KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 30% zu verstehen. KNEP 2022: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2020: Planungsphase KNEP 2021: Engineeringsphase KNEP 2022: Umsetzungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: KNEP 2021: Keine KNEP 2022: Keine		
Projektstatus: KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderung		

Projektname:	**TAG 2020/R06 Optimization TUCOs CS-Ruden**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2020/R06 Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	3	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2025		

Projektziel:

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.

Projektbeschreibung:



- Austausch der Turbokompressorbündel
- Ersetzen der Ein- und Auslassrohrspule
- Ersetzen der TUCO-Instrumente an den Prozessleitungen
- Korrektur der Leistung des Turbokompressors C600

Projektbegründung:

Die Investition dient der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Betriebs am TAG Verdichterstation.

Besonders zu beachten:

Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Ja

Konnex zu anderen Projekten:

Keine

Technische Daten:

Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.

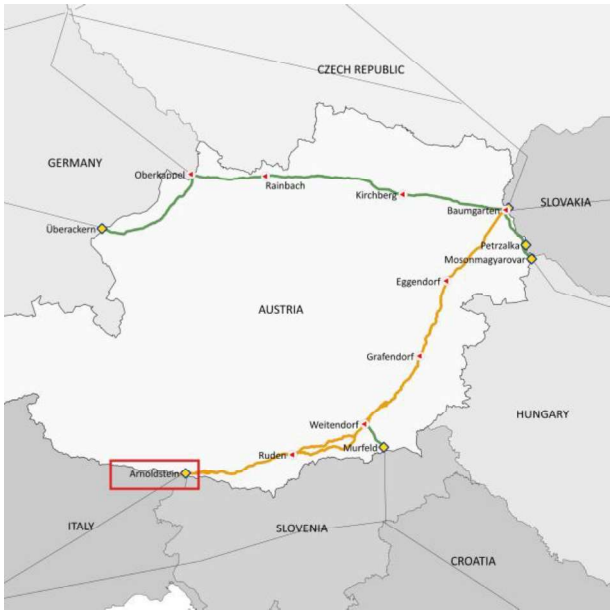
Ökonomische Daten: KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. KNEP 2022: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2020: Umsetzungsphase KNEP 2021: Umsetzungsphase KNEP 2022: Umsetzungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: KNEP 2021: Geplante Fertigstellung, ökonomischen Daten KNEP 2022: Geplante Fertigstellung, ökonomischen Daten		
Projektstatus: KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen		

Projektname:	**TAG 2021/R01 Exchange of Insulation Joints Ludmannsdorf & Arnoldstein**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2021/R01 Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2023		

Projektziel:

Die letzte Evaluierung der Isolierkupplungen hat ergeben, dass drei nicht mehr vollständig elektrisch isolieren und somit keinen ausreichenden Korrosionsschutz bieten. Daher wurde ein Austausch bzw. in einem Fall zusätzlich eine örtliche Versetzung empfohlen.

Projektbeschreibung:



- Aushub- und Erdarbeiten zur Freilegung der Rohrleitungen und Isolierkupplungen,
- Recompression zur Emissionsminderung,
- Austausch und Versetzen von Isolierkupplungen:
  - Ludmannsdorf TAG I Intake 36“ (Austausch)
  - Arnoldstein TAG II Intake 42“ (Austausch)
  - Arnoldstein TAG II Outtake 42“ (Austausch und Versetzen)

Projektbegründung:

Die Investition ist aus sicherheitstechnischen Gründen und aus Gründen der Anlagenzuverlässigkeit notwendig.

Besonders zu beachten:

Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA

Konnex zu anderen Projekten:

Keine

Technische Daten:

Keine Auswirkung auf Transportkapazitäten.

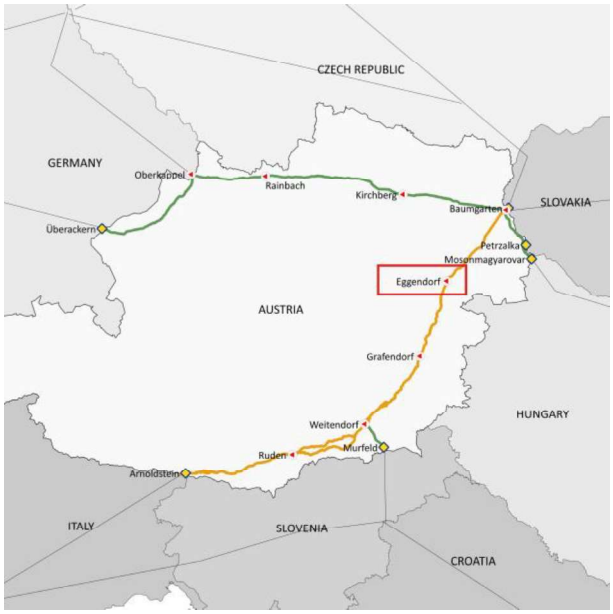
Ökonomische Daten: KNEP 2021: Geplante Investmentkosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/-15% zu verstehen. KNEP 2022: Geplante Investmentkosten XX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/-15% zu verstehen.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2021: Planungsphase KNEP 2022: Planungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: KNEP 2021: Keine KNEP 2022: Keine		
Projektstatus: KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderung		

Projektname:	**TAG 2021/R03 Substitution MKVI CS Eggendorf**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2021/R03 Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2024		

Projektziel:

Das Projektziel ist der Austausch des MKVI Maschinensteuerungssystems der Einheiten EC100, EC200 und EC300 in der VS Eggendorf, da das Ende des Lebenszyklus erreicht wurde, die Wartung nicht mehr unterstützt wird und keine Ersatzteile mehr verfügbar sind.

Projektbeschreibung:



Das Projekt wird in der Verdichterstation Eggendorf für die Verdichtereinheiten EC100, EC200 und EC300 abgewickelt.

Der Austausch des bestehenden Control Panels MKVI SIMPLEX durch ein neues Unit Control System (UCS) MKVIe, inklusive Mark*VIeS Safety System (SIL konform), ist für dieses Projekt vorgesehen.

Die Brandmelde- und Gaswarnanlage, Alarmsysteme und Discharge Einrichtungen werden mit der neuen Mark*VIeS Sicherheit verbunden und durch diese gesteuert.

Projektbegründung:

Um die Zuverlässigkeit des Gastransports der Verdichterstation Eggendorf zu gewährleisten, ist das Maschinensteuerungssystem aufgrund der Nichtverfügbarkeit von Ersatzteilen und aufgrund des Erreichens des Lebenszyklusendes zu erneuern.

Besonders zu beachten:

Der Austausch des Steuerungssystems der Einheiten wird stufenweise und nicht gleichzeitig erfolgen, damit keine Transporteinschränkungen während der Umsetzungsphase vorliegen.

Konnex zu anderen Projekten:

Dieses Projekt wird in Koordination mit dem Austausch des MKVI Systems der Einheiten WC100,

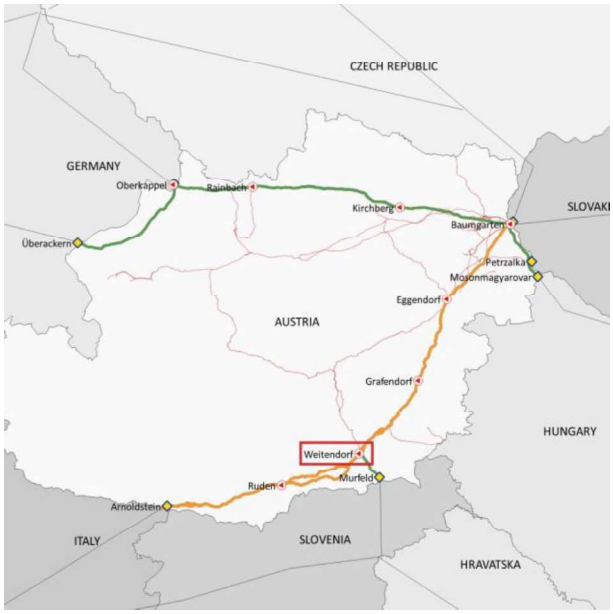
WC200 und WC300 in der Verdichterstation Weitendorf erfolgen um Synergien während der Engineering Phase zu ermöglichen.		
Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten: KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. KNEP 2022: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung ist mit ei-ner Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2021: Contracting KNEP 2022: Planungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: KNEP 2022: Keine		
Projektstatus: KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderung		

Projektname:	**TAG 2021/R04 Substitution MKVI CS Weitendorf**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2021/R04 Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2023		

Projektziel:

Das Projektziel ist der Austausch des MKVI Maschinensteuerungssystems der Einheiten EC100, EC200 und EC300 in der VS Eggendorf, da das Ende des Lebenszyklus erreicht wurde, die Wartung nicht mehr unterstützt wird und keine Ersatzteile mehr verfügbar sind.

Projektbeschreibung:



Das Projekt wird in der Verdichterstation Eggendorf für die Verdichtereinheiten WC100, WC200 und WC300 abgewickelt.

Der Austausch des bestehenden Control Panels MKVI SIMPLEX durch ein neues Unit Control System (UCS) MKVIe, inklusive Mark*VIeS Safety System (SIL konform), ist für dieses Projekt vorgesehen.

Die Brandmelde- und Gaswarnanlage, Alarmsysteme und Discharge Einrichtungen werden mit der neuen Mark*VIeS Sicherheit verbunden und durch diese gesteuert.

Projektbegründung:

Um die Zuverlässigkeit des Gastransports der Verdichterstation Eggendorf zu gewährleisten, ist das Maschinensteuerungssystem aufgrund der Nichtverfügbarkeit von Ersatzteilen und aufgrund des Erreichens des Lebenszyklusendes zu erneuern.

Besonders zu beachten:

Der Austausch des Steuerungssystems der Einheiten wird stufenweise und nicht gleichzeitig erfolgen, damit keine Transporteinschränkungen während der Umsetzungsphase vorliegen.

Konnex zu anderen Projekten:

Dieses Projekt wird in Koordination mit dem Austausch des MKVI Systems der Einheiten EC100,

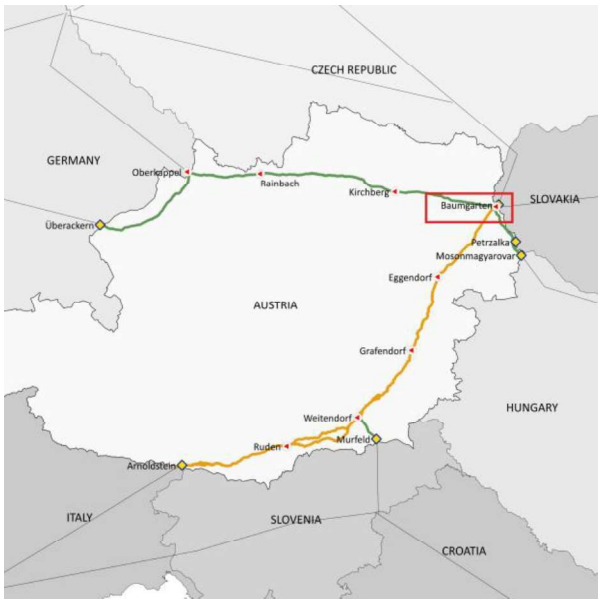
EC200 und EC300 in der Verdichterstation Weitendorf erfolgen um Synergien während der Engineering Phase zu ermöglichen.		
Technische Daten: Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten: KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. KNEP 2022: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung ist mit ei-ner Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2021: Contracting KNEP 2022: Planungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: KNEP 2022: Keine		
Projektstatus: KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2022: Fortführung ohne Abänderung		

Projektname:	**TAG 2021/R06-A Upgrade of safety and control loops CS Baumgarten**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2021/R06-A Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	2	**Datum:**	24.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2024		

Projektziel:

Die HAZOP- und SIL-Bewertung, die während des SCS-Projekts in Anwesenheit des TÜV durchgeführt wurde, und die vorläufigen Berechnungen der Ex-i-Schleifen haben mehrere Mängel in der Feldinstrumentierung gezeigt, die dazu führen, dass Feldinstrumente, Kabel und Taster ausgetauscht werden müssen. In einigen Fällen sind auch mechanische Arbeiten erforderlich, um zusätzliche Instrumente an Rohrleitungen zu installieren. Auch Geräte, die nicht direkt an Sicherheitsschleifen beteiligt sind, aber die Altersgrenze erreichen, müssen erneuert werden, um eine korrekte Schnittstelle mit der neuen Stationssteuerung, sowie die Verfügbarkeit von Ersatzteilen sicherzustellen.

Projektbeschreibung:



Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:

- Ersatz von Feldinstrumenten, Kabeln und Tastern
- Mechanische Arbeiten, um zusätzliche Instrumente an Rohrleitungen zu installieren
- Geräte, die nicht direkt an Sicherheitsschleifen beteiligt sind, aber die Altersgrenze erreichen, müssen erneuert werden, um eine korrekte Schnittstelle mit der neuen Stationssteuerung, sowie die Verfügbarkeit von Ersatzteilen sicherzustellen.
- Die Schaltschränke, die das neue Leitsystem versorgen, sind alt und haben eine begrenzte Kapazität, daher ist auch ein Austausch notwendig.
- Alle Hilfssysteme (CEMS, F&G, Niederspannung, Trocknung usw.) müssen aufgerüstet werden, um eine korrekte Kommunikation mit dem neuen Leitsystem zu gewährleisten. Eine allgemeine Restaurierung des Kontrollraums ist ebenfalls erforderlich.

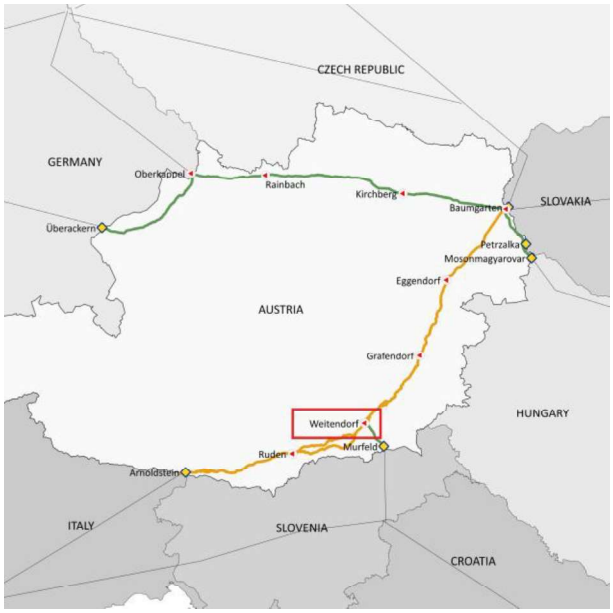
	- Die gesamte Dokumentation muss entsprechend der Ist-Situation aktualisiert werden.	
Projektbegründung: Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den Nord-Süd Korridor zu unterstützen, die Marktisolation zu verringern, die Versorgungssicherheit Tschechiens und Österreichs zu erhöhen und Transportrouten für alternative Gasquellen zu ermöglichen.		
Besonders zu beachten: Es kommt zu möglichen Auswirkungen auf die Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung.		
Konnex zu anderen Projekten: Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt: - TAG 2016/R12 SCS Replacement CS-B-G-R		
Technische Daten: Keine Änderung der Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten: KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostengenauigkeit +/-25%). KNEP 2022: Geplante Investitionskosten XX € (Kostengenauigkeit +/-25%).		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2021: Umsetzungsphase KNEP 2022: Engineeringphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: KNEP 2021: Keine KNEP 2022: Geplante Fertigstellung, ökonomische Daten		
Projektstatus: KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen		

Projektname:	**TAG 2022/R01 Exchange of Combustor WC100**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2022/R01 Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	31.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2023		

Projektziel:

Ziel des Projekts ist der Austausch der Brennkammer der Verdichtereinheit WC100 im Zuge der „Hot Section Inspection“ Arbeiten.

Projektbeschreibung:



Nach 25.000 Laufstunden ist die Brennkammer zu überarbeiten. Aufgrund der hohen zu erwartenden Reparaturkosten ist es wirtschaftlicher die Brennkammer auszutauschen. Dadurch kann zusätzlich die Durchlaufzeit für die „Hot Section Inspection“ reduziert werden und es wird eine schnellere Einsatzbereitschaft der Verdichtereinheit gewährleistet

Projektbegründung:

Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs des TAG Pipeline Systems.

Gemäß Herstellerangaben ist die „Hot Section Inspection“ alle 25.000 Betriebsstunden durchzuführen.

Besonders zu beachten:

Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Nein

Konnex zu anderen Projekten:

Keine

Technische Daten:

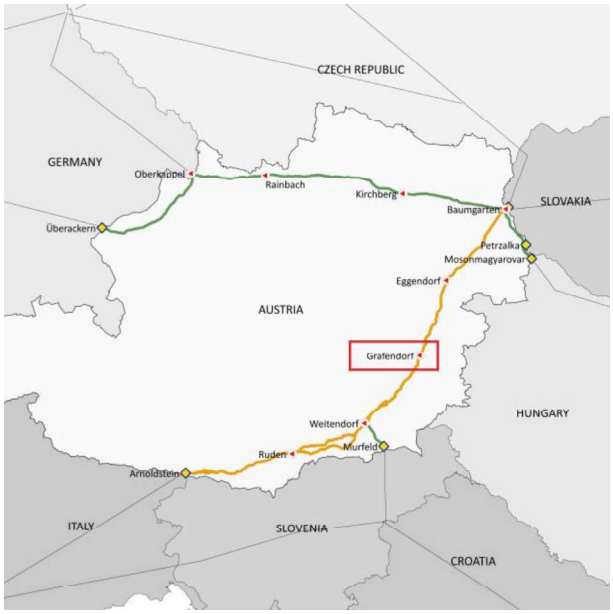
Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten: KNEP 2022: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2022: Planungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: -		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	**TAG 2022/R02 Exchange of Fuel Metering Valves GC500**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2022/R02 Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	31.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2024		

Projektziel:

Das Ziel des Projekts ist der Austausch der Brenngasventile der Verdichtereinheit GC500.

Projektbeschreibung:



Die Aktivitäten werden im „Gasturbinen Package“ durchgeführt. Die vorhandenen Brenngas- und Pilot-Ventile werden entfernt und durch neue Brenngasventile ersetzt. Die vorhandenen Absperrventile werden ebenfalls ausgetauscht und die Verrohrung wird nach Bedarf modifiziert, um eine Verbindung des Systems mit den Gasturbinen-Brennstoffverteilern zu ermöglichen.

Projektbegründung:

Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.

Dieses Projekt wird durchgeführt, um die Verfügbarkeit von Ersatzteilen zu gewährleisten (Für die zurzeit eingebauten Ventile sind keine Ersatzteile mehr verfügbar und auch nicht mehr in Produktion). Eine Nicht-Verfügbarkeit dieser Ersatzteile stellt ein Risiko für die Nichtverfügbarkeit der Kompressoreinheit dar, welche in weiterer Folge eine Reduktion der Transportkapazitäten zur Folge haben könnte. Eine nicht ordnungsgemäße Funktion kann außerdem erhöhte Emissionswerte zur Folge haben.

Besonders zu beachten:

Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Nein

Konnex zu anderen Projekten:

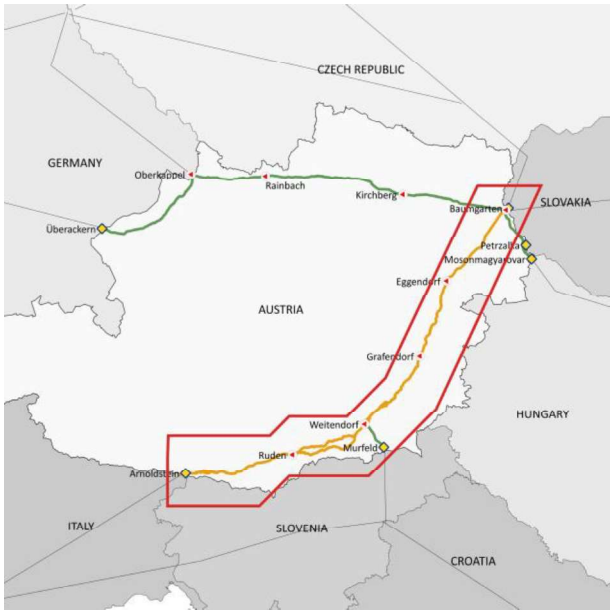
Keine		
Technische Daten: Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten: KNEP 2022: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2022: Planungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: -		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	**TAG 2022/R03 Pipeline Integrity Section 1/2/3 Phase 1**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2022/R03 Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	31.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestitionsprojekt	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2023		

Projektziel:

Das Pipeline Integrity Projekt gliedert sich in 2 Phasen. Die erste Phase des Projekts läuft bis Ende 2023. Im Zuge dieser sollen etwaige kritische Defekte identifiziert werden. Diese dienen als Basis zur Durchführung notwendiger Reparaturen und Sanierungen der TAG Leitungen, um die Lebensdauer der Anlage zu verlängern.

Projektbeschreibung:



Die von TAG regelmäßig durchgeführten Molch- und Intensivmesskampagnen, die den Wartungsanforderungen entsprechen, liefern wichtige Informationen über den Zustand der TAG Leitungen. Auf der Basis dieser Informationen und nach einer internen Analyse werden Investitionsprojekte definiert, um die Integrität der TAG Leitungen durch die Durchführung notwendiger Reparaturen (zum Beispiel Verformungen, Korrosionsstellen, Isolierungsdefekte, etc.) zu gewährleisten.

Projektbegründung:

Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.

Besonders zu beachten:

Während des Projektes kann es zu möglichen Auswirkungen auf die Transportkapazitäten kommen.

Konnex zu anderen Projekten:

TAG 2023/00 **TAG 2023/R00** Pipeline Integrity Section 1/2/3 Phase 2

Technische Daten:

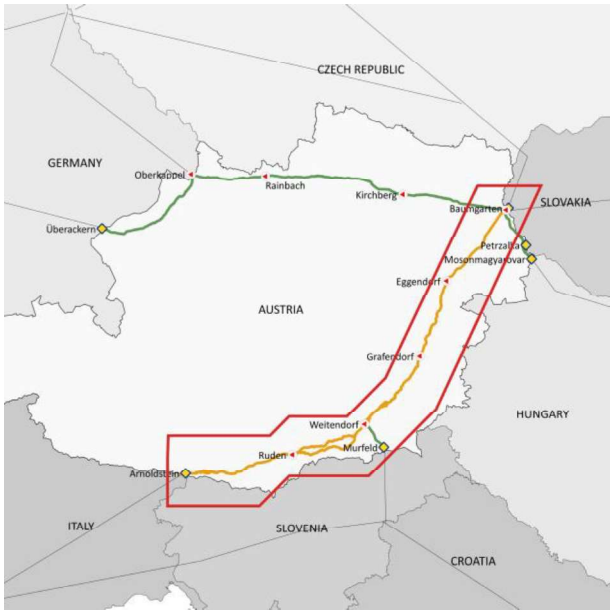
Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten: KNEP 2022: Geplante Investitionskosten von XX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 50%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2022: Planungsphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: -		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	**TAG 2022/R04 Pigging 2024**		
Projektnummer:	TAG 2022/R04		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	31.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2024		

Projektziel:

Das Ziel dieser Tätigkeit ist es das TAG Erdgasleitungssystem einer Reinigungs- und Inspektionsmolchung zu unterziehen um die Integrität (Rohrwandstärke, Position und Formstabilität) festzustellen, um ggf. weitere Maßnahmen zur Sicherung der Leistungs- und Betriebsfähigkeit einleiten zu können.

Projektbeschreibung:



Reinigung und Inspektion von 19 Erdgasleitungssektionen inkl. Berichtserstellung für weiterführende Maßnahmen.

Projektbegründung:

Die Durchführung dieser Inspektionsmolchung wird durch die ÖVGW GB 310 geregelt und gefordert.

Besonders zu beachten:

Kapazitätsminderung des TAG Systems während der Reinigungsmolchung liegt bei 50%.

Konnex zu anderen Projekten:

Keine

Technische Daten:

Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender

technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten: KNEP 2022: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2022) aus einer internen Kostenschätzung. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 50%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2022: Engineeringphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: -		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung		

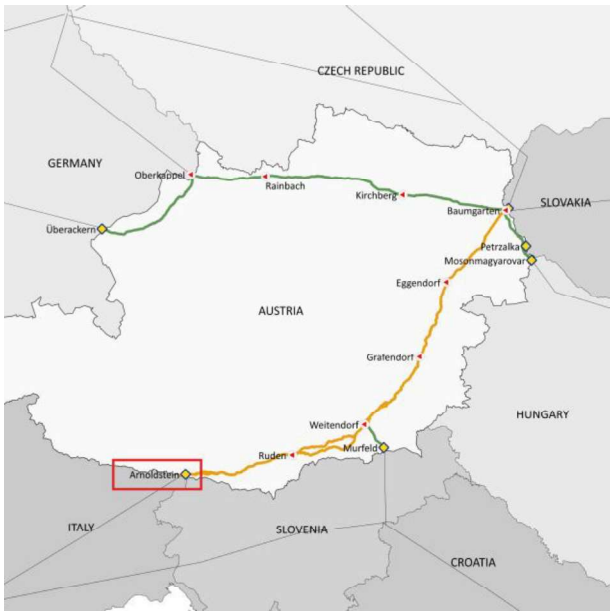
Projektname:	**TAG 2022/R05 Automation Reverse Flow MS-A**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2022/R05 Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	31.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2024		

Projektziel:

Die Messtation Arnoldstein wurde im Zuge des von der EU kofinanzierten Projekts Reverse Flow für die Messung von Gasflüssen von Italien nach Baumgarten umgebaut.

Das Ziel dieses Projekt ist es, den Umschaltprozess zu automatisieren, um die Verfügbarkeit und Bedienbarkeit zu erhöhen sowie bei zukünftig häufiger auftretendem Betrieb im „Reverse Flow“ rascher reagieren zu können.

Projektbeschreibung:



Installation von Armaturen und Instrumenten sowie Programmierung

Projektbegründung:

Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.

Besonders zu beachten:

Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Nein

Konnex zu anderen Projekten:

TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf / Eggendorf

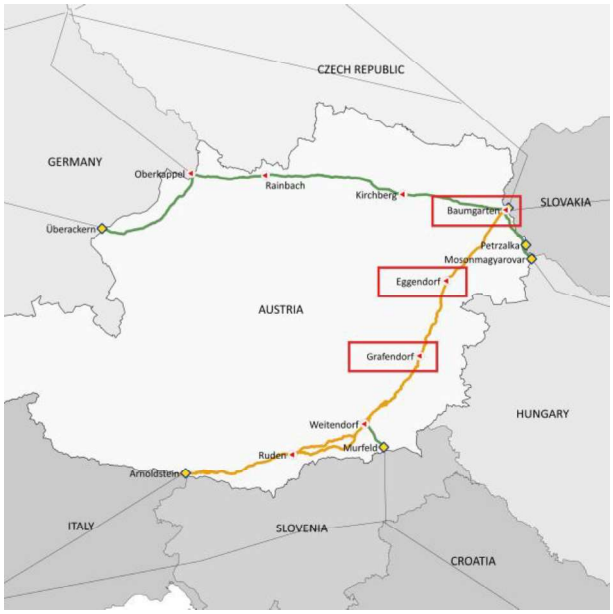
Technische Daten: Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten: KNEP 2022: Geplante XX € (Kostenbasis 2022) aus interner Kostenschätzung. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 50%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2022: Engineeringphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: -		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	**TAG 2022/R06 Installation of RC Snubbers at ELCO Transformers CS-B/E/G**		
Projektnummer: **Projektträger:**	TAG 2022/R06 Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	31.10.2022
Projektart:	Ersatzinvestitionsprojekt	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2024		

Projektziel:

Es wurde festgestellt, dass beim Öffnen von Leistungsschaltern transiente Überspannungen auftreten. Um die dielektrischen Spannungen an den Transformatoren von ELCOs (CS-B/E/G) zu beseitigen, ist es notwendig, den Hochspannungs-(HV)-Widerstandskondensator (RC)-Snubber (Filter) zu installieren, um das Risiko einer Transportreduktion durch Beschädigung des ELCOs-Transformators zu minimieren.

Projektbeschreibung:



Einbau von RC Snubbers an den einzelnen ELCOs-Transformatoren

Projektbegründung:

Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.

Besonders zu beachten:

Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Nein

Konnex zu anderen Projekten:

Keine

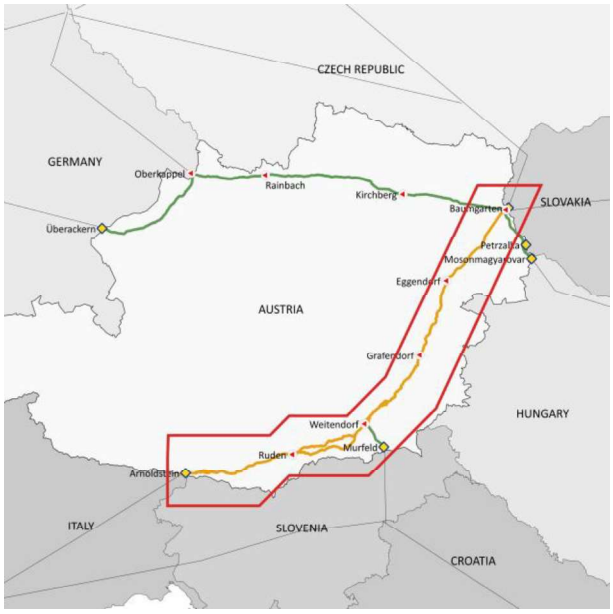
Technische Daten: Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.		
Ökonomische Daten: KNEP 2022: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2022) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 50%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: KNEP 2022: Engineeringphase		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: -		
Projektstatus: KNEP 2022: Einreichung zur Genehmigung		

Projektname:	**TAG 2023/R00 Pipeline Integrity Section 1/2/3 Phase 2**		
Projektnummer:	TAG 2023/R00		
Projektträger:	Trans Austria Gasleitung GmbH		
Ausgabe:	1	**Datum:**	21.11.2022
Projektart:	Ersatzinvestition sprojekt	**Projektkategorie:**	Neues Projekt
Umsetzungsdauer:		**Wirtschaftlichkeits-prüfung nach CAM NC:**	Nein
Geplante Fertigstellung:	Q4/2027		

Projektziel:

Das Pipeline Integrity Projekt gliedert sich in 2 Phasen. Die zweite Phase beginnt ab 2024, welche nach Phase 1 auch neu identifizierte Defekte betrifft, die bei den kommenden Messkampagnen entdeckt werden.

Projektbeschreibung:



Die von TAG regelmäßig durchgeführten Molch- und Intensivmesskampagnen, die den Wartungsanforderungen entsprechen, liefern wichtige Informationen über den Zustand der TAG Leitungen. Auf der Basis dieser Informationen und nach einer internen Analyse werden Investitionsprojekte definiert, um die Integrität der TAG Leitungen durch die Durchführung notwendiger Reparaturen (zum Beispiel Verformungen, Korrosionsstellen, Isolierungsdefekte, etc.) zu gewährleisten.

Projektbegründung:

Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.

Besonders zu beachten:

Während des Projektes kann es zu möglichen Auswirkungen auf die Transportkapazitäten kommen.

Konnex zu anderen Projekten:

TAG 2022/R03 Pipeline Integrity Section 1/2/3 Phase 1

Technische Daten:

Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.

Ökonomische Daten: KNEP 2023: Geplante Investitionskosten von XX € (Kostenbasis 2022). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 50%.		
Kapazitätsauswirkung: Keine		
Projektphase: -		
TYNDP: Nein	**PCI-Status:** Nein	**CBCA-Entscheidung:** Nein
Projektänderung: -		
Projektstatus: KNEP 2022: Informative Darstellung; Einreichung erfolgt im KNEP 2023		

Anhang 2:

bayernets
energie transport systeme

München, den 27.01.2023

Fristgerechte Einreichung einer Stellungnahme seitens *bayernets* zum „Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022" sowie zur „Langfristigen und integrierten Planung 2022"

Stellungnahme zur Konsultation des Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir möchten uns für die Möglichkeit bedanken, an der Konsultation zum KNEP 2022 sowie der Langfristigen und integrierten Planung 2022 teilzunehmen.

Zur Sicherstellung der Gasversorgung benachbarter Länder ist insbesondere durch die veränderte geopolitische Lage die enge Zusammenarbeit beim grenzüberschreitenden Gasaustausch sinnvoll und notwendig.

Wir sind der Meinung, dass zur Gestaltung der zukünftigen Energiewirtschaft, grüner Wasserstoff ein unerlässlicher Energieträger ist und zur Gewährleistung einer klimaneutralen Energieversorgung unabdingbar sein wird. Zum Aufbau der dafür nötigen Infrastruktur ist die Schaffung eines Regulierungsrahmens auf nationaler, als auch europäischer Ebene dringend nötig. Nur so können Planungen und Investitionen in die Bereitstellung eines Wasserstoffnetzes realisiert werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Gastransportnetz sind hierfür die ersten Ansprechpartner. Neben dem Neubau von Leitungen und Regelanlagen können bereits vorhandene Assets zur Umstellung von derzeit Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen, die Schaffung eines überregionalen und grenzübergreifenden Wasserstoffnetzes sichern.

In Bayern werden bereits ab 2026 unter anderem im Chemiedreieck Burghausen Wasserstoffcluster entstehen. Die Bereitstellung von Wasserstoff hat für den Industriestandort Burghausen und dessen ambitionierten Ziele zur Dekarbonisierung einen entscheidenden Stellenwert. In den Datenabfragen zum TYNDP wurden grenzüberschreitende Wasserstoffkapazitäten für das Jahr 2030 in Höhe von bis zu 150 GWh/d am Grenzübergangspunkt Überackern gemeldet. Der Wasserstoffausspeisebedarf für Bayern liegt laut Wasserstoffbedarfsabfrage, welche im Rahmen des deutschen Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 durchgeführt wurde, im Jahr 2030 bei über 6 GWh/h.

Darüber hinaus hat die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (kurz FfE) mit der Studie Trans4In den zukünftigen Wasserstoffbedarf im Industriecluster Burghausen untersucht. Hierin

bayernets energie transport systeme

wurden im Wasserstoffpfad ein Ausspeisebedarf in Höhe von mindestens 1,1 GWh/h festgestellt. Da der Wasserstoff überwiegend durch bestehende Gastransportsysteme der *bayernets* bereitgestellt wird, führt dies zu geringeren Ausbaukosten für die Energieinfrastruktur.

Zur Versorgung des Industrieraumes Burghausen mit Wasserstoff sind grenzüberschreitende Transportkapazitäten in Überackern/Burghausen unerlässlich. Da die Anbindung der großen Gasspeicher in Oberösterreich/Salzburger Land an das österreichische Ferngasnetz und der Grenzübergangspunkt Überackern über das Transportsystem Penta-West aus Gründen der Versorgungssicherheit erhalten bleiben müssen, ist eine zeitnahe Realisierung eines H2-Leitungssystems parallel der Penta-West zwingend erforderlich.

Des Weiteren nehmen Sie auf Seite 21 im KNEP22 Bezug auf die Neuerrichtung einer Verdichterstation in Überackern.

Diese Maßnahme wurde bereits in früheren Koordinierten Netzentwicklungsplänen unter der Projektnummer „GCA 2018/01" (KNEP20) aufgeführt, nach unserer Ansicht im KNEP21 sachgerecht nicht weiter berücksichtigt. Trotz des erheblichen Einflusses der geopolitischen Ereignisse auf die europäische Energieversorgung bzw. die damit verbundene Gasflussumkehr, sehen wir weiterhin die Errichtung einer Verdichterstation im Raum Überackern aus strömungsmechanischer Sicht als nicht erforderlich an. Eine ggf. erforderlichen Verdichtung von Gasmengen ist über die bestehende Verdichterstation in Haiming möglich.

Für weitere Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung und wünschen Ihnen eine erfolgreiche Konsultation mit zahlreichen Rückmeldungen von allen Beteiligten.

Weitere Informationen unter anderem zur bayerischen Wasserstoffnetzplanung finden Sie unter https://www.bayernets.de/infrastruktur/wasserstoff/wasserstoff-fuer-bayern.

Mit freundlichen Grüßen

bayernets GmbH

ppa. Richard Unterseer

i. A. Daniel von Wachter

DocuSign Envelope ID: 03F6D499-6204-472A-888A-C3CA765C090F

OMV

AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Floridsdorfer Hauptstraße 1,
Peak Vienna
1210 Wien
per Email: netzplanung@aggm.at

27.01.2023

OMV Energy

Stellungnahme zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022

Erich Holzer
Senior Vice President
Value Center Gas

Tel. +43 1 40440-28597
Fax +43 1 40440-628597
erich.holzer@omv.com

OMV Exploration & Production GmbH
Trabrennstraße 6-8
1020 Wien, Österreich

Registriert beim
Handelsgericht Wien
unter FN 60963 b
Gesellschaftssitz Wien
UID ATU14194708
DVR-Nr. DVR 2110546

www.omv.com

Sowohl die langfristige Planung als auch der koordinierte Netzentwicklungsplan stehen in diesem Jahr unter dem besonderen Vorzeichen der sich durch den russischen Angriffskrieg ergebenden Gasmarktsituation. Der gemeinsamen Anstrengung der österreichischen Erdgasversorgungsunternehmen, der (Fern-) Leitungsnetzbetreiber, der Speicherbetreiber, der E-Control, der AGGM, des CEGH und der politischen Entscheidungsträger sowie dem konstruktiven Zusammenwirken dieser und vieler weiterer Stakeholder ist es zu verdanken, dass die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Erdgas bislang unterbrechungsfrei von den jeweiligen Endabnehmern bezogen werden konnten.

Der Bereitschaft und Zuverlässigkeit der (Fern-) Leitungsnetz- und Speicherbetreiber ist es besonders zu verdanken, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur ohne ungeplante Unterbrechungen betrieben werden konnte. Die teils gravierenden Änderungen der Importe und Gasflüsse in Österreich ließen sich vollumfänglich abbilden und die Versorgung als auch der Handel konnten zu jeder Zeit zuverlässig gewährleistet werden.

Die OMV hat und wird alles unternehmen, um weiterhin die Versorgung ihrer Kunden sicher und zuverlässig zu gewährleisten und wird dazu bestehende Infrastruktur im In- und Ausland nach den Prinzipien der Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit betreiben und nutzen. Die OMV, in ihrer Rolle als Speicherbetreiber, Lieferant, Netznutzer und Händler von Erdgas kümmert sich dabei um die Bevorratung, Beschaffung und Verteilung von OMV Equity Gas, LNG und aus weiteren diversen Beschaffungsquellen. Wie schon in der Vergangenheit möchten wir uns aktiv an den Diskussionen rund um den bedarfsgerechten und effizienten Netzaus- und Umbau beteiligen.

Neben dem akuten Bedarf der Diversifizierung von Gasquellen und Transportrouten sind wir davon überzeugt, dass ein rascher Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur notwendig ist, um die nationalen und internationalen Klimaziele zu erreichen.

DS AH DS TS

DocuSign Envelope ID: 03F6D499-6204-472A-888A-C3CA765C090F

Mehr denn je ist es daher unerlässlich die beiden (noch) getrennten Themenfelder Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung voranzutreiben. Der langfristigen Planung und dem koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 gelingt dies gleichermaßen, wenngleich die Planungsannahmen für die Zukunft noch sehr unsicher sind.

Angesichts des Umfangs und der Komplexität der mit dem Netzentwicklungsplan einhergehenden Themen hätten wir uns eine längere Konsultationsfrist gewünscht und behalten uns daher vor, etwaige noch nicht oder nicht vollumfänglich in dieser Stellungnahme behandelte Themen nachzureichen.

Kapazitätsbedarfserhebung Fernleitung

Die Standard-Kapazitätsbedarfserhebung für neu zu schaffende Kapazitäten gemäß der Verordnung (EU) 2017/459 (NC CAM) bietet unter den aktuellen Rahmenbedingungen wie der zeitlichen Dringlichkeit, der einzelstaatlichen Betroffenheit der eingeschränkten Gasversorgung, der geografischen und wirtschaftlichen Unterschiede der europäischen Mitgliedstaaten und vielen weiteren Gesichtspunkten, aus unserer Sicht kein geeignetes Instrument mehr. Die zeitliche Abfolge der Marktabfrageschritte sowie die Bedingungen, unter welchen ein Kapazitätsbedarf befriedigt wird, sind äußerst starr und tragen zudem den Zielsetzungen der Dekarbonisierung keinerlei Rechnung. Wie auch im koordinierten Netzentwicklungsplan korrekt angemerkt, wird es von Seiten der Händler keinerlei langfristige Buchungen mehr geben, sofern sich die Bedingungen, unter welchen neu zu schaffende Transportkapazität vergeben werden, nicht gravierend ändern.

Seit Jahren fordert die OMV eine Berücksichtigung der sich maßgeblich ändernden Transportbedingungen in ihren bestehenden langfristigen Transportverträgen mit Fernleitungsnetzbetreibern. Anstelle von einseitigen Vertragsanpassungen ohne entsprechende Entschädigungen oder Vertragskündigungsoptionen werden, wie auch im KNEP angemerkt, Händler dazu gezwungen in den Verträgen zu „verharren".

Ohne die dringend notwendige Anpassung der österreichischen Netzregulierung und (der damit verbundenen) Bereitschaft der Fernleitungsnetzbetreiber für eine Ausgewogenheit des wirtschaftlichen Risikos zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Transportkunde zu sorgen, wird sich die Bereitschaft von Transportkunden bzw. Händlern, längerfristige Kapazitäten zu erwerben, auch nicht wieder einstellen.

Kein Transportkunde bzw. Händler wird für 15-20 Jahre oder länger Transportverträge für neu zu schaffende Kapazitäten für den ausschließlichen Erdgastransport abschließen, wenn unser Energieverbrauch in absehbarer Zukunft keine Treibhausgasemissionen mehr verursachen soll und Österreich bis 2040 (also in weniger als 17 Jahren) klimaneutral werden muss.

Wir fordern daher rasch alternative Kapazitätsvergabeverfahren zu entwickeln und umzusetzen die eine flexiblere Ausgestaltung der Verträge inklusive cross-commodity Nutzung über die Zeit, Verlagerungsrechten zu alternativen En/Ex Punkten erlauben und Änderungen wesentlicher wirtschaftlicher Umstände Rechnung tragen.

Anderenfalls bleibt hier nur als Alternative, die Finanzierung durch die öffentliche Hand ohne dahinerliegende Beurteilung und Bestätigung durch den Markt.

Übererlöse aus den jüngsten Auktionsaufschlägen sollten in den bedarfsgerechten Ausbau sowie in ein nachhaltiges (Re-)Sizing von konventioneller Erdgasinfrastruktur und gleichzeitigem Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur fließen.

DocuSign Envelope ID: 03F6D499-6204-472A-888A-C3CA765C090F

Wichtige Importrouten – neue Kapazitätsbedarfe

Wir begrüßen grundsätzlich die Bestrebungen der Gas Connect Austria die WAG weiter auszubauen und als Wasserstoffleitung für die Zukunft mitzudenken. Allerdings sehen wir aufgrund des jüngst vorgestellten Netzentwicklungsplans Gas der deutschen FNBs, dass eine Erhöhung der Transitkapazitäten aus Deutschland in Richtung Österreich nicht angedacht ist. Der deutsche Netzentwicklungsplan befindet sich aktuell zwar noch in Konsultation, aber derzeit sieht dieser kein Szenario einer Anhebung der direkten und frei zuordenbaren Kapazitäten aus den neuen LNG Einspeisequellen im Norden Deutschlands zu den Grenzübergangspunkten nach Österreich vor. Damit ist weder für den Ausspeisepunkt Oberkappel noch für Überackern mit einer Anhebung der festen und frei zuordenbaren Kapazitäten aus Deutschland zu rechnen.

Realistischer scheint hier wohl, dass die zusätzlichen LNG Mengen aus Norddeutschland über die bestehenden Pipelines der EUGAL und OPAL nach Tschechien und der Slowakei nach Zentral- und Osteuropa fließen werden.

Vor diesem Hintergrund scheint es uns aktuell – unter Berufung der eingangs genannter Unsicherheiten – sinnvoll die zwischen Entry Oberkappel und Entry Überackern bestehende Konkurrenzsituation dauerhaft zu eliminieren und den Ausbauplan dahingehend auszurichten.

Wie in Kapitel 6.3.5 des KNEP beschrieben, konnte schon jetzt durch Maßnahmen der GCA mit den vorgelagerten Netzbetreibern die WAG in West->Ost Richtung regelmäßig über die technisch ausgewiesene Kapazität betrieben werden. Dieses im Kalenderjahr 2022 beobachtete Level von zeitweise bis zu 13-14 GWh/h ist aus unserer Sicht dem besonderen Umstand geschuldet, dass kurzzeitige Supply-Diversifizierungsanstrengungen der Erdgasversorgungsunternehmen in Verbindung mit Speicherfüllstandsvorgaben in Österreich und umliegenden Ländern erfolgreich umgesetzt wurden.

Auch wenn mittelfristig nicht mit einer Entspannung der Lage gerechnet werden darf, so liegt es unseres Erachtens auf der Hand, dass sich dieses Transportlevel für die österreichisch-deutschen Kopplungspunkte in besondere Stresssituationen einstellen kann, aber dauerhaft nicht vom Markt nachgefragt und damit nicht gehalten werden wird. Aus dem Buchungsverhalten der Netznutzer seit Beginn der Energiekrise lässt sich aus heutiger Sicht kein langfristiger, über dieses Level hinausgehender Bedarf ableiten.

Wir unterstützen daher die geplanten Maßnahmen seitens GCA mit dem Projekt GCA 2022/01 WAG Teil-Loop, sehen aber gleichzeitig ein über dieses Projekt hinausgehendes Kapazitätsangebot vor dem Hintergrund der Effizienz und Sparsamkeit als kritisch.

Neben den oben genannten Überlegungen zur zukünftigen Dimensionierung und deren Abhängigkeiten an den österreichisch-deutschen Kopplungspunkten, möchte wir weiters die (Über-) Prüfung der angebotenen Kapazitätsprodukte anregen, und dabei konkret die kurzfristige Schaffung eines DZK Produkts für den Entry Punkt Oberkappel vorschlagen. Mit einer entsprechenden Zuordnungsauflage für die Ausspeisung ins österreichische Verteilergebiet könnte die Kapazität in das Angebot und die Vermarktung fester Kapazitäten aufgenommen werden, was wiederum die Planungssicherheit für Netznutzer mit entsprechendem Bedarf deutlich erhöht. Im Vergleich zum Status Quo, nämlich der Bereitstellung unterbrechbarer FZK, ergäbe sich somit für die Inlandsversorgung eine echte und planbare Kapazitätserhöhungs-Maßnahme bei gleichzeitigem Erhalt der für den Transit wichtigen festen FZK Kapazitäten.

DocuSign Envelope ID: 03F6D499-6204-472A-888A-C3CA765C090F

Wasserstoffbedarfe und Projekte

Wir sind der Meinung, dass der vorliegende KNEP einen entscheidenden ersten Meilenstein auf dem Weg zur Etablierung eines Wasserstoffnetzes auf Fernleitungsebene in Österreich darstellt. Von größter Wichtigkeit ist für uns dabei eine ausreichende Planungssicherheit.

OMV hat sich zu den EU-Zielen zur Dekarbonisierung kommittiert, unterstützt diese und hat in diesem Zusammenhang folgende Ziele bis 2030 bekanntgeben:

- Reduktion der Scope-1- und Scope-2-Emissionen des OMV Konzerns um 30%
- Reduktion der Scope-3-Emissionen des OMV Konzerns um 20%
- Reduktion der CO2-Intensität der Energieversorgung des OMV Konzerns um 20%

Erneuerbarem Wasserstoff wird für die Erreichung der Dekarbonisierungsziele der EU und speziell der OMV eine entscheidende Rolle zukommen. Aus diesem Grund rechnen wir auf nationaler und insbesondere auf internationaler Ebene mit einem, dem stark steigenden Bedarf folgenden Angebot von nachhaltigem Wasserstoff.

In diesem Zusammenhang wird die erfolgreiche und vor allem rasche Realisierung von H2 Importmöglichkeiten entscheidend zur Attraktivität des Wirtschaftsstandorts Österreich beitragen. In erster Linie jedoch werden solche Möglichkeiten über die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Industrie entscheiden.

Zur Sicherstellung der H2 Importmöglichkeiten ist unter anderem eine Einbindung der Fernleitungsnetzbetreiber der angrenzenden Länder nicht nur zielführend, sondern entscheidend. Für die geplante Umstellung von Methan auf Wasserstoff und der Etablierung dieses zukünftigen Energieträgers bedarf es der Einbindung und der gemeinsamen Kraftanstrengung aller involvierten Parteien. Ein Hochlauf der österreichischen Wasserstoffwirtschaft von der Erzeugung über den Transport bis hin zum Verbrauch kann nur gelingen, wenn die einzelnen Wertschöpfungsstufen, für ihre Investitionsentscheidungen, Planungssicherheit über die gesamte Wertschöpfungskette haben.

Der äußerst knappe Zeithorizont zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele macht darüber hinaus ein rasches und entschlossenes Handeln erforderlich.

Daher begrüßen wir als OMV die Berücksichtigung von Projekten zur Entwicklung eines Wasserstoffnetzes auf Fernleitungsebene im Koordinierten Netzentwicklungsplans 2022 und unterstützen die zeitnahe Umsetzung der dafür notwendigen Netzausbauten.

Für Fragen und weiterführende Diskussion zu den oben genannten Punkten stehen Ihnen Herr Andreas Holler (andreas.holler@omv.com; +43 664 6121774) und Herr Jörg Weissgerber (joerg.weissgerber@omv.com; +43 6646103845) jederzeit gerne zu Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

DocuSigned by:
Erich Holzer
FD6632645404BF...

Erich Holzer

Senior Vice President - OMV Energy

DS AH DS TS

Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie
Amtschefin

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung
und Energie, 80525 München

per E-Mail

AGGM Austrian Gas Grid
Management AG
Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien

Telefon
089 2162-2164

Telefax
089 2162-3164

Ihr Zeichen
Ihre Nachricht vom

Bitte bei Antwort angeben
Unser Zeichen, Unsere Nachricht vom
StMWi-85-8220/323/1

München,
27.01.2023

Stellungnahme zur Konsultation des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2022

Sehr geehrte Damen und Herren,

gerne nutzen wir im Rahmen der Konsultation des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2022 die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Im Zuge der neuen geopolitischen Rahmenbedingungen stehen wir in Europa vor großen Herausforderungen und müssen tiefgreifende energiewirtschaftliche Anpassungen vornehmen. Diese betreffen wegen der notwendigen Diversifizierung der Energielieferanten und der Umstellung auf klimaneutralen Wasserstoff ganz wesentlich auch die Gasnetze. Dem Freistaat Bayern ist aufgrund der mit dem Nachbarland eng verbundenen Energieinfrastruktur besonders daran gelegen, auch in Zukunft eine verlässliche Energieversorgung sicherstellen zu können. Dafür bauen wir auf die bewährte und gute Zusammenarbeit mit allen Partnern.

Postanschrift
80525 München
Hausadresse
Prinzregentenstr. 28, 80538 München

Telefon
089 2162-0
Telefax
089 2162-2760

E-Mail
poststelle@stmwi.bayern.de
Internet
www.stmwi.bayern.de

Öffentliche Verkehrsmittel
U4, U5 (Lehel)
16, 100 (Nationalmuseum/
Haus der Kunst)

- 2 -

Was den Aufbau eines Wasserstoffnetzes betrifft, so streben wir den Anschluss Bayerns an das deutsche und europäische Netz bis spätestens 2030 an und setzen hier neben der Versorgung aus Norddeutschland auch auf die Anbindung aus Süd- und Südosteuropa über Österreich. Die Gasfernleitungsnetzbetreiber in Bayern haben im Dezember 2022 im Rahmen der Transeuropäischen Energienetze ihre Vorhaben für Wasserstoff als Projects of Common Interest eingereicht, die wir ausdrücklich begrüßen und unterstützen.

Letztlich kommt es darauf an, die grenzüberschreitend geplanten Wasserstoffleitungen zwischen Bayern/Deutschland und Österreich gut abzustimmen und gemeinsam rasch die benötigen Transportkapazitäten zu schaffen. Dies ist besonders wichtig und dringlich, weil die Unternehmen an den südbayerischen Chemie- und Raffineriestandorten Burghausen und Ingolstadt große Wasserstoffbedarfe angekündigt haben, um die Dekarbonisierung ihrer Produktion auf den Weg zu bringen. Dies bestätigt auch die vor kurzem von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. vorgestellte Studie Trans4In zum zukünftigen Energiebedarf und seiner Bereitstellung im Industriecluster Burghausen.

Insofern begrüßen wir die im KNEP 2022 vorgesehenen Maßnahmen zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, die insbesondere die Leitungssysteme der Trans Austria Gasleitung – TAG, der West-Austria-Gasleitung – WAG sowie der Penta-West und den damit verbundenen Grenzübergangspunkt Überackern betreffen. Grenzüberschreitende Kapazitäten zwischen Österreich und Bayern sind unerlässlich.

Mit freundlichen Grüßen

Jarothe Sabine

Dr. Sabine Jarothe
Ministerialdirektorin

Linz, am 27.01.2023

Stellungnahme von Borealis Arolinz Melamine GmbH zur Langfristigen und integrierten Planung 2023 (LFiP 2023) und zum Koordinierten Netzentwicklungsplan KNEP 2023

BOREALIS AGROLINZ MELAMINE GMBH bedankt sich für die Möglichkeit, zu den vorgelegten Planungsdokumenten im Bereich der Gas-Verteilnetzinfrastruktur (LFiP) sowie der Gasfernleitungsinfrastruktur (KNEP) 2023 Stellung nehmen zu können.

BOREALIS AGROLINZ MELAMINE GMBH beschäftigt und engagiert sich intensiv im Bereich grüner Wasserstoff. Aufgrund der Tatsache, dass heimisch erzeugbare Wasserstoffmengen den hohen Industriebedarf nicht kosteneffizient decken werden können, müssen Importrouten für den Import von grünem Wasserstoff aus Drittstaaten erschlossen werden. Die Entwicklung einer dezidierten Leitungs-Infrastruktur für Wasserstoff ist daher von essenzieller Bedeutung.

Es ist begrüßenswert, dass der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und die damit verbundenen umfassenden Anforderungen an die Leitungsinfrastruktur in der LFiP 2023 sowie dem KNEP eine erstmals bedeutende Rolle spielen.

Die Entwicklung der Wasserstoff-Wirtschaft kann nur durch einen synchronisierten Hochlauf der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette von der Erzeugung über den Transport bis hin zum Verbrauch gelingen. Die einzelnen Wertschöpfungsstufen sind eng miteinander verwoben und bedingen sich gegenseitig - für Investitionsentscheidungen in einer Wertschöpfungsstufe ist Planungssicherheit in anderen Stufen der Wertschöpfungskette Grundvoraussetzung.

Um unseren Unternehmensstandort zukünftig mit Wasserstoff versorgen zu können, werden auch frühzeitige Planungen von dezidierten Leitungen im Verteilnetzgebiet benötigt wie sie in der Langfristigen und integrierten Planung (LFiP) dargestellt wurden. Auch die Umsetzung des Projekts „H2Collector Ost" ist ein wichtiger Schritt, da es als Vorzeigeprojekt eine Blaupause für die zukünftige Versorgung von anderen Industriestandorten mit grünem Wasserstoff dienen kann.

Die im Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) präsentierten Projekte von Gas Connect Austria und Trans Gas Austria werden von BOREALIS AGROLINZ MELAMINE GMBH ausdrücklich begrüßt. Die Schaffung der entsprechenden Rahmenbedingungen zur Realisierung ist aus Sicht von BOREALIS AGROLINZ MELAMINE GMBH prioritär für den Wirtschafts- und Industriestandort Österreich. Die geographische Lage Österreichs als Binnenland in Zentrum Europas ist im Hinblick auf den geplanten Import von grünem Wasserstoff eine große Herausforderung. Es ist essenziell, dass das österreichische Fernleitungsnetz rasch an die entstehende Wasserstoff-Leitungsinfrastruktur angebunden wird, um die Wasserstoffversorgung der Industrie langfristig zu gewährleisten und Standort- sowie Wettbewerbsnachteile zu vermeiden.

Sensitivity: Internal

Es wird einer umfassenden und gemeinsamen Kraftanstrengung von Politik, Regulatoren und Unternehmen bedürfen, um die Synchronisierung des Hochlaufs der Wasserstoff-Import-Wertschöpfungskette über Länder- bzw. Kontinentalgrenzen entsprechend zu gewährleisten. Die Integration von entsprechenden Projekten im KNEP und LFiP wird daher von BOREALIS AGROLINZ MELAMINE GMBH als wichtigen Schritt angesehen.

Freundliche Grüße

R. Schlesinger

DI Dr. Robert Schlesinger
Borealis Agrolinz Melamine GmbH

2/2

Sensitivity: Internal

CEGH
Central European Gas Hub AG

Austrian Gas Grid Management AG
Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien
Per-Mail: netzplanung@aggm.at

Wien, 24. Jänner 2023

Stellungnahme zu KNEP und LFP

Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir nehmen Bezug auf die derzeit laufenden Konsultationen zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 (KNEP) und der Langfristigen integrierten Planung 2022 (LFP) und geben dazu folgende Stellungnahme ab:

Central European Gas Hub AG (CEGH) begrüßt und befürwortet die vorliegenden Berichte des KNEP und der LFP, welche aus unserer Sicht die gegebenen Zielsetzungen sehr zufriedenstellend erfüllen. Insbesondere ist die Aufnahme eines Kapazitätsszenarios mit diversifizierten Versorgungsrouten wichtig, um vor dem Hintergrund des Krieges Russlands gegen die Ukraine auch zukünftig die Gasversorgung Österreichs in ausreichendem Maß zu gewährleisten. Darüber hinaus ist die Berücksichtigung von Maßnahmen zum Ausbau von Wasserstoff- und Biogas-Infrastruktur ein wichtiger Schritt zur Erreichung der Klimaneutralität Österreichs sowie der nationalen und europäischen Klimaziele.

Das Jahr 2022 hat aus gaswirtschaftlicher Sicht in vielen Bereichen besondere Herausforderungen mit sich gebracht, welche sich auch auf die Tätigkeit von CEGH als Betreiber des Virtuellen Handelspunktes (VHP) ausgewirkt haben. Insbesondere die verminderten Gasanlieferungen aus Russland haben sich auf die am österreichischen VHP übergebenen Mengen ausgewirkt.

Floridsdorfer Hauptstraße 1, 1210 Wien, Austria, Telefon +43-1-270 2700-0 , Fax +43-1-270 2700-181
Registriert beim Handelsgericht Wien unter FN 203 485 v, Gesellschaftssitz Wien, USt-IdNr. ATU50735307

CEGH
Central European Gas Hub AG

Seit April 2022 ist es aufgrund der reduzierten Gasflüsse über die Slowakei zu einer Reduktion der VHP-Handelsvolumen und der Churn-Rate gekommen. Die Reduktion des VHP-Volumens ist dabei auch auf einen verminderten Gastransit via die TAG-Pipeline nach Italien zurückzuführen. Positiv ist allerdings zu vermerken, dass die Anzahl der am CEGH aktiv tätigen Unternehmen im Jahr 2022 im Wesentlichen stabil geblieben und die Mitgliederanzahl deutlich gestiegen ist.

Aufgrund des hohen Gaspreisniveaus in Österreich und auch auf allen anderen europäischen Handelsplätzen und der damit verbundenen Problematik der adäquaten Risikoabsicherung von Transaktionen ist es zu einem spürbaren Rückgang des Over-the-Counter (OTC) Handels gekommen. Handelsteilnehmer sind daher dazu übergegangen, ihren kurzfristigen Gasbedarf vermehrt über EEX CEGH Gasbörseprodukte zu decken. Durch das damit verbundene Clearing der Transaktionen über eine zentrale Gegenpartei (ECC AG) konnte das Ausfallsrisiko minimiert und der Handel aufrechterhalten werden.

Der EEX CEGH Spotmarkt konnte im Jahr 2022 eine Steigerung von über 50 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum verzeichnen; am EEX CEGH Futuresmarkt konnte im Wesentlichen das Niveau des Vorjahres gehalten werden.

In Hinblick auf die Notwendigkeit der Dekarbonisierung des Energiesystems hat CEGH im Jahr 2022 erste konkrete Maßnahmen gesetzt:

- Die neu entwickelte und erfolgreich gestartete CEGH GreenGas Plattform ermöglicht erstmals in Europa den plattformbasierten Handel von Biomethan und Grüngas-Herkunftsnachweisen.

Floridsdorfer Hauptstraße 1, 1210 Wien, Austria, Telefon +43-1-270 2700-0 , Fax +43-1-270 2700-181
Registriert beim Handelsgericht Wien unter FN 203 485 v, Gesellschaftssitz Wien, USt-IdNr. ATU50735307

CEGH

Central European Gas Hub AG

- Außerdem veröffentlicht CEGH seit Anfang Dezember 2022 den CEGH Green Hydrogen Index, der die Produktionskosten von grünem Wasserstoff in Österreich abbildet und als Preisreferenz für Österreich und Zentraleuropa dienen soll. Die österreichische Wasserstoffstrategie sieht bis 2030 den Aufbau einer Elektrolysekapazität von 1 Gigawatt (GW) vor. Dies kann nur durch den Aufbau einer entsprechenden Produktions-, Transport- und Handelsinfrastruktur erreicht werden, wofür Preissignale wie die des CEGH Green Hydrogen Index eine unerlässliche Voraussetzung sind.

CEGH unterstützt daher den vorliegenden KNEP und die LFP, insbesondere in Hinblick auf den zeitgerechten und adäquaten Aufbau einer Infrastruktur für Biomethan- und Wasserstofftransport in Österreich.

Gottfried Steiner
(CEO)

ppa

Frederick Bernthaler
(Prokurist)

Floridsdorfer Hauptstraße 1, 1210 Wien, Austria, Telefon +43-1-270 2700-0 , Fax +43-1-270 2700-181
Registriert beim Handelsgericht Wien unter FN 203 485 v, Gesellschaftssitz Wien, USt-IdNr. ATU50735307

Awetisjan Vartan

Von: [redacted]
Gesendet: Donnerstag, 26. Januar 2023 16:52
An: AGGM | Netzplanung
Betreff: Stellungnahme Flughafen Wien zu H2-Infrastrukturpläne

Sehr geehrte Damen und Herren,

Die Flughafen Wien AG als bedeutendes Verkehrs-Infrastrukturunternehmen in Österreich und in Europa befürwortet den raschen Ausbau der Wasserstoff-Infrastruktur. Die Technologie hilft, den mittlerweile CO2-neutral betriebenen Flughafen Wien in seinen Bestrebungen, weiter zur Dekarbonisierung beizutragen und dies auch seinen Kunden zu ermöglichen.

Grüner Wasserstoff wird zudem wichtiger Bestandteil in der Luftfahrt und der Logistik im Fernverkehr als Treibstoff selbst bzw. als unbedingt notwendige Komponente zur Herstellung nachhaltiger Treibstoffe werden.

Wir unterstützen daher alle Aktivitäten, welche die Erforschung von Technologien und Anwendungen von grünem Wasserstoff, sowie insbesondere den raschen Ausbau der Versorgungsinfrastruktur, fördern und forcieren.

Mit freundlichen Grüßen,

Thomas Valentin
Immobilien- und Standortmanagement
AirportCity Development,
Parken und Verkehrsanbindung

Flughafen Wien AG
[redacted]
www.viennaairport.com
FN 42984m. Sitz: Schwechat
Firmenbuchgericht Korneuburg
Datenschutzerklärung

Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
A-1010 Wien, Schubertring 14
Telefon: +43/1/513 15 88-0* | Telefax: +43/1/513 15 88-25
E-Mail: office@ovgw.at | www.ovgw.at

An
AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Floridsdorfer Hauptstraße 1,
Peak Vienna
1210 Wien

per Mail an: netzplanung@aggm.at

Wien, am 25.01.2023

Stellungnahme zur Langfristigen und integrierten Planung 2022 und des Koordinierten Netzentwicklungsplanes 2022

Sehr geehrte Damen und Herren!

Österreichs Gasversorgung ist nach wie vor stark von russischen Erdgas abhängig. In absoluten Zahlen bedeutet dies, dass im Zeitraum Jänner bis November 2022 rund 62 TWh russisches Pipelinegas in Österreich verbraucht bzw. eingespeichert wurden. Dies entspricht rund 2/3 des Jahresbedarfs an Gas.

Die Abhängigkeit von Russland konnte noch nicht in dem gewünschten Ausmaß reduziert werden. Hauptgrund dafür sind fehlende Investitionen in das österreichische Gasnetz und insbesondere in die vorgelagerten Netze in Deutschland und Italien. Vor allem eine Wiederbefüllung unserer heimischen Gasspeicher für den Winter 23/24 wird aufgrund dieser Versäumnisse ohne Gas aus Russland nicht möglich sein.

Die vom BMK kommunizierten Zahlen, dass Österreich nur mehr zu 23% (Oktober 2022) von russischem Erdgas abhängig sei, stellen eine punktuelle Betrachtung der Gasflüsse nach Österreich in einem Monat dar. Sie berücksichtigen nicht, dass das Gas in unseren Speichern zu einem großen Teil aus Russland stammt und auch aus Deutschland importierte LNG-Mengen teils russischer Herkunft sind.

Für mehr Unabhängigkeit von russischem Gas braucht Österreich daher Investitionen in die Gas-Infrastruktur, um Gastransportflüsse aus nicht-russischen Quellen zu gewährleisten und die heimische Produktion von Grünem Gas zu erhöhen. Hierbei ist auch Bedacht darauf zu nehmen, dass diese notwendigen Infrastrukturen zukunftssicher und daher wasserstofftauglich ausgelegt sein sollten.

Sachbearbeiter/-in
Name Bernhard Pichler
Tel +43 / 01 / 5131588-21
E-Mail pichler@ovgw.at

ZVR 818158001
DVR 0201189 UID ATU 37166106
F:\2-GAS\2.4_Gesetze\2.4.4_Bund\AGGM_LFP_KNEP\Stellungnahme LFiP und KNEP.docx

Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
A-1010 Wien, Schubertring 14
Telefon: +43/1/513 15 88-0* | Telefax: +43/1/513 15 88-25
E-Mail: office@ovgw.at | www.ovgw.at

Entscheidend ist in diesem Zusammenhang aber vor allem eine entsprechende Energiestrategie auf europäischer Ebene. Nur mit einem abgestimmten Ausbau der Gasinfrastruktur auch in vorgelagerten, ausländischen Netzen (insbesondere in Deutschland und Italien) sind Investitionen in Österreich wirklich sinnvoll. Österreich sollte sich mit aller Kraft dafür einsetzen, um hier länderübergreifende Lösungen zu finden.

Die zur Konsultation aufliegende **langfristige und integrierte Planung 2022 (LFiP)** und der **koordinierte Netzentwicklungsplan 2022 (KNEP)** berücksichtigen die oben angeführten Punkte und **fördern insbesondere die Integration von erneuerbarem Wasserstoff in das Energiesystem** und stellen damit eine wesentliche **Voraussetzung für den raschen Aufbau einer funktionierenden Wasserstoffwirtschaft in Österreich dar. Diese Bestrebungen sind aus unserer Sicht zu begrüßen.**

Wir danken für die Möglichkeit der Stellungnahme, bitten um Berücksichtigung und stehen für weitere Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

Mag. Michael Mock
Geschäftsführer

Seite 2

Stellungnahme von RHI Magnesita GmbH zur Langfristigen und integrierten Planung 2023 (LFiP 2023) und zum Koordinierten Netzentwicklungsplan KNEP 2023

RHI Magnesita GmbH bedankt sich für die Möglichkeit, zu den vorgelegten Planungsdokumenten im Bereich der Gas-Verteilnetzinfrastruktur (LFiP) sowie der Gasfernleitungsinfrastruktur (KNEP) 2023 Stellung nehmen zu können.

RHI Magnesita GmbH beschäftigt und engagiert sich intensiv im Bereich grüner Wasserstoff. Aufgrund der Tatsache, dass heimisch erzeugbare Wasserstoffmengen den hohen Industriebedarf nicht kosteneffizient decken werden können, müssen Importrouten für den Import von grünem Wasserstoff aus Drittstaaten erschlossen werden. Die Entwicklung einer dezidierten Leitungs-Infrastruktur für Wasserstoff ist daher von essenzieller Bedeutung.

Es ist begrüßenswert, dass der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und die damit verbundenen umfassenden Anforderungen an die Leitungsinfrastruktur in der LFiP 2023 sowie dem KNEP eine erstmals bedeutende Rolle spielen.

Die Entwicklung der Wasserstoff-Wirtschaft kann nur durch einen synchronisierten Hochlauf der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette von der Erzeugung über den Transport bis hin zum Verbrauch gelingen. Die einzelnen Wertschöpfungsstufen sind eng miteinander verwoben und bedingen sich gegenseitig - für Investitionsentscheidungen in einer Wertschöpfungsstufe ist Planungssicherheit in anderen Stufen der Wertschöpfungskette Grundvoraussetzung.

Um unseren Unternehmensstandort(e) zukünftig mit Wasserstoff versorgen zu können, werden auch frühzeitige Planungen von dezidierten Leitungen im Verteilnetzgebiet benötigt wie sie in der Langfristigen und integrierten Planung (LFiP) dargestellt wurden. Auch die Umsetzung des Projekts „H2Collector Ost" ist ein wichtiger Schritt, da es als Vorzeigeprojekt eine Blaupause für die zukünftige Versorgung von anderen Industriestandorten mit grünem Wasserstoff dienen kann.

Die im Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) präsentierten Projekte von Gas Connect Austria und Trans Gas Austria werden von RHI Magnesita GmbH ausdrücklich begrüßt. Die Schaffung der entsprechenden Rahmenbedingungen zur Realisierung ist aus Sicht von RHI Magnesita GmbH prioritär für den Wirtschafts- und Industriestandort Österreich. Die geographische Lage Österreichs als Binnenland in Zentrum Europas ist im Hinblick auf den geplanten Import von grünem Wasserstoff eine große Herausforderung. Es ist essenziell, dass das österreichische Fernleitungsnetz rasch an die entstehende Wasserstoff-Leitungsinfrastruktur angebunden wird, um die Wasserstoffversorgung der Industrie langfristig zu gewährleisten und Standort- sowie Wettbewerbsnachteile zu vermeiden.

Es wird einer umfassenden und gemeinsamen Kraftanstrengung von Politik, Regulatoren und Unternehmen bedürfen, um die Synchronisierung des Hochlaufs der Wasserstoff-Import-Wertschöpfungskette über Länder- bzw. Kontinentalgrenzen entsprechend zu gewährleisten. Die Integration von entsprechenden Projekten im KNEP und LFiP wird daher von RHI Magnesita GmbH als wichtigen Schritt angesehen.

1/1

Verbund

Stellungnahme der VERBUND AG zur Langfristigen und integrierten Planung 2022 (LFiP 2022) und zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 (KNEP 2022)

VERBUND bedankt sich für die Möglichkeit, zu den vorgelegten Planungsdokumenten im Bereich der Gas-Verteilnetzinfrastruktur sowie der Gas-Fernleitungsinfrastruktur 2022 Stellung nehmen zu können.

Seit einigen Jahren beschäftigt sich VERBUND intensiv mit der Entwicklung von Projekten im Bereich grüner Wasserstoff. Ziel dieser Projekte ist es, den österreichischen Industriestandort in einem zukünftig klimaneutralen Europa mit grünem Wasserstoff zu versorgen und so einen substanziellen Beitrag zur Erreichung der österreichischen bzw. europäischen Klima- und Energieziele zu leisten. Die Wasserstoff-Aktivitäten des Konzerns verfolgen grundsätzlich zwei strategische Stoßrichtungen: Zum einen soll die Versorgung der heimischen Industrie über lokale Elektrolyseprojekte sichergestellt werden. Zum anderen – insbesondere auch aufgrund der Tatsache, dass die realistisch im Inland erzeugbaren Mengen den hohen Industriebedarf nicht werden decken können – sollen auch Importrouten für den Import von grünem Wasserstoff aus Drittstaaten erschlossen werden.

Im Zuge der LFiP wurde der zukünftige grundsätzliche Wasserstoffbedarf basierend auf Befragung der Netzbetreiber dargestellt. Es wird ein Bedarf von ca. 12 TWh im Jahr 2030 und 47 TWh im Jahre 2040 angegeben. VERBUND beschäftigt sich seit 2019 mit dem Thema des Wasserstoffbedarfs. Die konzerninternen Einschätzungen, basierend auf einer top-down und bottom up Abfrage unter Berücksichtigung regulatorischer Unsicherheiten, kommen im Hinblick auf den Bedarf im Jahre 2040/2050 zu ähnlichen Schlussfolgerungen.

Sowohl für die Entwicklung von lokalen Projekten als auch für den zukünftigen Wasserstoff-Import ist die rasche Etablierung einer dedizierten Leitungsinfrastruktur für Wasserstoff von essenzieller Bedeutung. Es ist begrüßenswert, dass der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und die damit verbundenen umfassenden Anforderungen an die Leitungsinfrastruktur in der LFiP 2022 sowie dem KNEP 2022 eine bedeutende Rolle spielen.

Die Entwicklung der Wasserstoff-Wirtschaft kann nur durch einen synchronisierten Hochlauf der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette von der Erzeugung über den Transport bis hin zum Verbrauch gelingen. Die einzelnen Wertschöpfungsstufen sind eng miteinander verwoben und bedingen sich gegenseitig - für Investitionsentscheidungen in einer Wertschöpfungsstufe sind entsprechende Hochlaufentwicklungen bzw. zumindest Planungssicherheit in anderen Stufen Grundvoraussetzung. Für zukünftige Produzenten von grünem Wasserstoff ist insbesondere die rasche Entwicklung einer Wasserstoff-Infrastruktur essenziell, um die konkrete Upstream-Projektentwicklung vorantreiben zu können und Projekte auch zeitnah zu realisieren. Ohne entsprechende Leitungen kann der erzeugte Wasserstoff nicht zu den Abnehmern transportiert werden. Fehlt Planungssicherheit

Verbund

hinsichtlich des Transports des Wasserstoffs von der Erzeugung zu den Endkunden, können keine entsprechenden Abnahmeverträge abgeschlossen werden, wodurch wiederum erzeugungsseitige Investitionsentscheidungen verzögert werden. Der Hochlauf der gesamten Wertschöpfungskette kommt ins Stocken.

VERBUND begrüßt daher, dass in der LFiP für das Verteilnetz der H2 Collector Ost bereits mit detaillierten Variantenplanungen enthalten ist. Diese Leitung ist essenziell für die Realisierung des Projekts Pannonian Green Hydrogen (PanHy), das VERBUND gemeinsam mit der Burgenland Energie entwickelt. Es handelt sich dabei um die derzeit größte österreichische Elektrolyse-Anlage (60 MW in der ersten Ausbaustufe, 300 MW im Endausbau[1]), welche laut Plan bereits Ende 2026 in Betrieb gehen soll. In diesem Projekt wird jedoch auch die Problematik deutlich, dass Regionen mit guten Wasserstofferzeugungsbedingungen (wie z.B. das Nordburgenland mit hohen Winderträgen) nicht unbedingt auch jene Regionen sind, wo Wasserstoff benötigt wird (Industriezonen). Um einen zeitnahen Abtransport des grünen Wasserstoffs zu ermöglichen, wurde das Projekt „H2Collector Ost" ausgearbeitet. Dieses Vorzeigeprojekt plant Österreichs erste reine Wasserstoff-Leitung zur Verbindung von guten Elektrolyse-Standorten mit einem industriellen Verbrauchszentrum und ist somit Blueprint für die Umsetzung von kommerziellen Wasserstoff-Wertschöpfungsketten. Damit das Projekt PanHy in Realisierung gehen kann, braucht es eine Sicherheit, dass der produzierte grüne Wasserstoff abtransportiert werden kann. Daher ist die zeitnahe Entscheidung zu den regulatorischen Realisierungsoptionen für die Leitung dringend geboten, damit weitere Planungsschritte im Projekt PanHy in die Wege geleitet werden können

Um die prognostizierten Wasserstoff-Bedarfe decken zu können, sind neben lokaler Erzeugung in Österreich insbesondere Importe über bestehende und neue Pipelinesysteme erforderlich. Die im Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) präsentierten Projekte von Gas Connect Austria GmbH und Trans Austria Gasleitung GmbH werden von VERBUND ausdrücklich begrüßt. Die Schaffung der entsprechenden Rahmenbedingungen zur Realisierung ist aus Sicht von VERBUND von zentraler Bedeutung für den Wirtschaftsstandort Österreich. Die geographische Lage Österreichs als Binnenland in Zentrum Europas ist im Hinblick auf den geplanten Import von grünem Wasserstoff eine große Herausforderung, da andere Transportwege, wie beispielsweise der Seetransport und die Anlandung über große Häfen, nicht möglich ist. Es ist daher essenziell, dass das österreichische Fernleitungsnetz rasch an die entstehende europäische Wasserstoff-Leitungsinfrastruktur angebunden wird, um die Versorgung der österreichischen Industrie langfristig zu gewährleisten und Standortnachteile zu vermeiden. Durch die Schaffung grenzüberschreitender bidirektionaler Transportkapazitäten für Wasserstoff wird neben signifikanten Wasserstoff-Importmöglichkeiten für Österreich auch der Transit von beträchtlichen Mengen an Wasserstoff in umliegende Verbrauchsregionen, wie z.B. den

[1] Entspricht rund einem Drittel der Zielsetzung der österreichischen Wasserstoffstrategie.

Verbund

südbayerischen Raum, ermöglicht. Unter diesen Voraussetzungen kann sich Österreich als wichtige Wasserstoff-Drehscheibe in Zentraleuropa etablieren.

Die Entwicklungen der letzten Monate haben gezeigt, dass es für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Bezug auf Erdgas für die österreichische Volkswirtschaft essenziell ist, Importmöglichkeiten so rasch wie möglich zu flexibilisieren und zu diversifizieren. Allen voran schaffen ein Ausbau der WAG sowie die Auskreuzung der SOL am grenzquerenden Punkt Murfeld wichtige zusätzliche Kapazitäten, um die Bedarfe von Gas aus nicht-russischen Quellen, etwa LNG aus Nordwesteuropa und über Krk, zu decken. Zentral bei beiden Projekten (WAG-Loop und Entry Murfeld) ist zudem, dass sie wasserstofftauglich konzipiert werden und somit nicht nur zur kurzfristigen Erhöhung der Versorgungssicherheit mit Erdgas bzw. LNG beitragen, sondern auch in Kombination mit den im KNEP angeführten Wasserstoff-Projekten wesentliche Elemente für die Entstehung einer zukünftigen europäischen Wasserstoff-Infrastruktur darstellen. VERBUND begrüßt die Möglichkeit zur Verknüpfung von Erdgas- und Wasserstoffprojekten hin zu einer integrierten Netzplanung.

Wie oben in den Anmerkungen zur LFiP bereits beschrieben, ist auch im Hinblick auf den Import von grünem Wasserstoff das Vorhandensein einer Leitungsinfrastruktur die Grundvoraussetzung für den Hochlauf von Erzeugungskapazitäten. Es wird einer umfassenden und gemeinsamen Kraftanstrengung von Politik, Regulatoren und Unternehmen bedürfen, um die Synchronisierung des Hochlaufs der Import-Wertschöpfungskette über Länder- bzw. Kontinentalgrenzen entsprechend zu gewährleisten.

Kontakt:

Wien, 27. Jänner 2023

VERBUND AG
Mag. Roland Langthaler
Am Hof 6a, 1010 Wien
Tel: +43 (0)50313-53116
E-Mail: roland.langthaler@verbund.com
www.verbund.com

3/3

WIEN ENERGIE

Wien Energie GmbH |PA | 1030 Wien | Postfach 500

AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Floridsdorfer Hauptstraße 1
Peak Vienna
1210 Wien
Per Mail an: netzplanung@aggm.at

Public Affairs
Kontakt: Micha Gruber, MSc.
Mobil: +43 (0)664 6231476
Micha.gruber@wienenergie.at
Datum: 27.01.2023

Stellungnahme zum Entwurf des Koordinierten Netzentwicklungsplans für das Fernleitungsnetz

Sehr geehrter Herr Damen und Herren,

Wien Energie bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum „Koordinierten Netzentwicklungsplan für das Fernleitungsnetz (KNEP)". Nachfolgend finden Sie unsere Positionen.

Nicht nur die demokratiepolitisch beschlossenen Klimaziele, sondern auch der vorherrschende Krieg Russlands gegen die Ukraine machen eine rasche Transformation des Energiesystems weg von fossilem Erdgas hin zu Wasserstoff unumgänglich. In diesem Zusammenhang ist unumstritten, dass Wasserstoffleitungen bzw. -netze auf kommunaler Ebene ein wichtiger Baustein dieser Wende sein werden, da diese notwendig sind, um die Dekarbonisierung energieintensiver Unternehmen zu ermöglichen. In der **Langfristigen und integrierten Planung für das Verteilernetz (LFiP)** und im **Koordinierten Netzentwicklungsplan für das Fernleitungsnetz (KNEP)** werden die notwendigen Ausbau- und Erhaltungsmaßnahmen für diese Gas- bzw. Wasserstoffinfrastrukturen nun festgelegt.

Aus diesem Grund begrüßt Wien Energie den vorgelegten Netzentwicklungsplan ausdrücklich. Insbesondere die Aufnahme der Projekte des „H2 Collector Ost für erneuerbares Gas" ist aus unserer Sicht äußerst positiv. Damit wird ein wichtiger Meilenstein für die zukünftige Gasinfrastruktur gesetzt und ermöglicht so die Deckung des langfristigen Bedarfs der energieintensiven Industrie bzw. der Kraftwerke der Region durch eine rasche Umsetzung der Projekte. Darüber hinaus wird so ein zeitnaher Zubau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten sichergestellt, welche für die Sicherstellung der Netzstabilität von enormer Bedeutung sind.

Wir bitten um Berücksichtigung unserer Stellungnahme uns stehen bei Rückfragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Micha Gruber, MSc

Wien Energie GmbH
Thomas-Klestil-Platz 14
1030 Wien | Postfach 500

FN 215854h
Handelsgericht Wien
UID-Nr.: ATU55685501

www.wienenergie.at

WIENER LINIEN | WIEN ENERGIE | WIENER NETZE | WIENER LOKALBAHNEN
WIPARK | WIEN IT | BESTATTUNG WIEN | FRIEDHÖFE WIEN
UPSTREAM MOBILITY | FACILITYCOMFORT | GWSG
WIENER STADTWERKE GRUPPE