

Langfristige und integrierte Planung 2021

für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich

für den Zeitraum 2022– 2031



Zur Veröffentlichung vorgesehene Version

Alle Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse wurden aus Vertraulichkeitsgründen
unleserlich gemacht

Foto Titelseite: ÜMS Lobau (Projekt 2020/01 Errichtung einer Netzübergabestation im Bereich Wiener Ölhafen
GCA – Wiener Netze)
Abdruck mit freundlicher Genehmigung von Gas Connect Austria

Dokument-Historie

Ausgabe	Datum	Änderungen
1	04.10.2021	Ausgabe für die Konsultation des Verteilergebietsmanagers
2	10.12.2021	Ausgabe für die Einreichung zur Genehmigung bei E-Control Austria

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	3
Daten- und Prognosegrundlage	3
Analyseergebnis und notwendige Maßnahmen	3
1 Einleitung.....	6
1.1 Ziele der Langfristigen und integrierten Planung	6
1.2 Vorgehen.....	7
2 Planungsrahmen für die LFP 2021.....	8
2.1 Österreichische Energiepolitik	8
2.1.1 Österreichs integrierter „Nationaler Energie- und Klimaplan“ (NEKP)	8
2.1.2 Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG).....	8
2.2 Herausforderungen für die integrierte Infrastrukturplanung	9
2.3 Energiewende	11
2.3.1 Entwurf eines Wasserstoffnetzes im Verteilergesamt Ost	11
2.3.2 Der erste Meilenstein zur Sektorkopplung und Sektorintegration	14
2.4 Der österreichische Netzentwicklungsplan Strom 2021.....	15
2.5 Der österreichische Koordinierte Netzentwicklungsplan 2021	16
2.6 Datenmodell der Langfristigen Planung 2021	17
2.6.1 Absatzmodell	17
2.6.2 Einspeisung erneuerbarer Gase.....	23
2.6.3 Vergleich der Absatzszenarien aus dem Nationalen Energie und Klimaplan mit dem Ten Year Network Development Plan	24
2.6.4 Abstimmung Integrierter Netzinfrastrukturplan gemäß §94 EAG	26
2.6.5 Entry- Exit Punkte im Verteilernetz	27
2.7 Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2020.....	30
2.8 Status Quo der Netzebene 1 Infrastruktur (Stand 09/2021)	33
2.9 Infrastrukturstandard	35
3 Kapazitätssituation im Planungsnullfall	36
3.1 Kapazitätssituation im Jahr 2022	36
3.2 Kapazitätssituation in den Jahren 2023 bis 2031	37
4 Maßnahmen im Verteilergesamt	38
4.1 Ermöglichung der Einspeisung von erneuerbaren Gasen (Projekt 2021/01)	38
4.2 Gasstation Auersthal.....	39
4.3 Übergabestation Mannswörth	39
4.4 Umtrassierung der G00-003 und G00-020 in Oberhausen.....	40
4.5 Teilerneuerung der Rohrleitungen G00-003, G00-003-1 und G00-020.....	40

4.6	Digitalisierung, Automatisierung & Modernisierung.....	42
4.7	Südostleitung – Ausspeisepunkt nach Guntramsdorf	42
4.8	Schieberhaus Fladnitzbach	44
4.9	Umsetzung der GMMO-VO der E-Control zur Brennwertabrechnung.....	45
4.10	Ermöglichung der Biomethaneinspeisung auf der Ebene 1.....	45
5	Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2021	46
5.1	Weiterführung von genehmigten Projekten ohne Abänderungen	46
5.2	Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgezogene Projekte und neue Projekte	47
5.3	Neue Projekte	47
5.4	Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2021.....	49
5.5	Geografische Übersicht der Projekte aus der LFP 2021	51
6	Kapazitätsausweis für das Jahr 2022	52
7	Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Verteilergebietsmanagers	53

Anhänge zum Bericht der Langfristigen und integrierten Planung 2021

- ▶ Anhang 1: Projekte der Langfristigen und integrierten Planung 2021
- ▶ Anhang 2: Stellungnahmen zur Langfristigen und integrierten Planung 2021

Executive Summary

Daten- und Prognosegrundlage

Die Langfristige Planung basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Verteilergbietes bezogen werden, sowie auf Informationen, die von den Verteilernetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden. Erstmals wurde eine Prognose der Einspeisung erneuerbarer Gase (Biomethan und Wasserstoff) von den Verteilernetzbetreibern abgefragt. Des Weiteren wurden die Speicherunternehmen sowie die inländischen Erdgasproduzenten über ihre Ausbaupläne befragt und der Ten Year Network Development Plan als Referenz benutzt. Eine Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan des Stromübertragungsnetzes wurde durchgeführt. Die Langfristige Planung wurde mit dem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) und dem Koordinierten Netzentwicklungsplan abgestimmt. Die Datengrundlage und die Ergebnisse der Langfristigen Planung 2021 wurden mit den Marktteilnehmern am Austrian Gas Infrastructure Day (AGID) am 08.11.2021 diskutiert. Wie in den letzten Langfristigen Planungen wird auch in der LFP 2021 die Absatzprognose in unterschiedlichen Szenarien dargestellt.

Analyseergebnis und notwendige Maßnahmen

Alle für das Jahr 2022 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von erneuerbaren Gasen und Netzbenutzern an Grenzübergabepunkten können eingehalten werden. Aus Sicht der Ebene 1 Verteilerleitungen können alle an das Netz angeschlossenen Endkunden jederzeit versorgt werden.

Im Februar 2021 wurden vom Netzbetreiber Energienetze Bayern Kapazitätsengpässe in dessen vorgelagerten Übergabestation, welche die Netzinsel des Raumes Schärdings über das Marktgebiet THE versorgt, festgestellt. Durch die Fertigstellung des Projekts 2020/03 wurde der Engpass auf österreichischer Seite beseitigt und alle bestehenden Kunden können sicher versorgt werden. Da die Netzinsel Schärding aber nur über diese eine Aufspeisung der Energienetze Bayern verfügt, können aus derzeitiger Sicht ohne weitere Adaptionen auf bayrischer Seite keine weiteren größeren Kunden an das Netz angeschlossen werden.

Die zusätzlichen Kapazitätsbedarfe von Endkunden in Wiener Ölhafen, die einen Kapazitätserweiterungsantrag übermittelt haben (siehe Kapitel 2.6.1.3), konnten nach Fertigstellung des Projektes 2020/01 im März 2021 vollständig versorgt werden.

Der zusätzliche Kapazitätsbedarf von Biomethaneinspeisungen in Margarethen am Moos, die einen Kapazitätserweiterungsantrag übermittelt haben (siehe Kapitel 2.6.1.3), können nach Fertigstellung des Projektes 2021/01 im April 2022 vollständig das ganze Jahr über einspeisen.

Der zusätzliche Kapazitätsbedarf von Endkunden in Salzburg, die einen Kapazitätserweiterungsantrag übermittelt haben (siehe Kapitel 2.6.1.3), können nach geplanter Fertigstellung des Projekts 2019/01 Ende 2023 vollständig versorgt werden.

Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre zeigt, dass wenn die 22 neuen und 6 genehmigten Projekte und der Langfristigen Planung 2021 umgesetzt werden, alle zugesagten Druck- und Mengenvereinbarungen eingehalten werden können und die neuen Kapazitätserweiterungsanträge zugesagt werden können.

Kapazitätserweiterungsanträge im Bereich Wiener Ölhafen

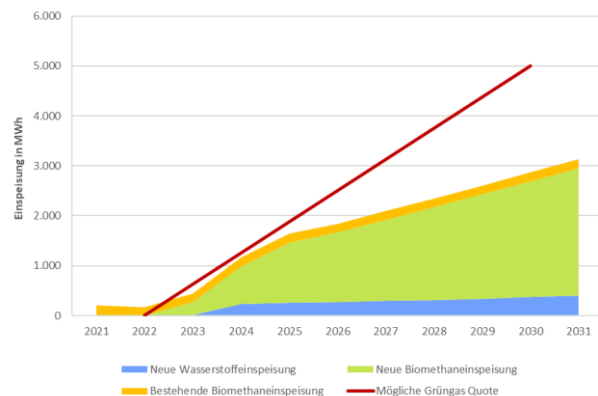
Im Bereich des Wiener Ölhafens wurden zwei Kapazitätserweiterungsanträge in der Höhe von 20.300³kWh/h eingebracht. Durch die Umsetzung des Projektes 2020/01 „Netzübergabestation GCA – Wiener Netze im Bereich Wiener Ölhafen“ wurde die erforderliche Kapazität bereitgestellt.

Leitungsverbindung zwischen Salzburg und Tirol

In der LFP19 wurden die Projekte 2019/01 „Leitungsverbindung Salzburg – Tirol, Teil SNG“ und 2019/02 „Leitungsverbindung Salzburg – Tirol, Teil TIGAS“ genehmigt. Die Projekte haben das Ziel eine redundante Versorgung für die Endkunden im Pongau, Pinzgau und Tennengau zu erlangen und eine möglichst hohe Versorgungssicherheit für Tirol sicherzustellen. Die Projekte sind in Umsetzung. Darüber hinaus wurde im Raum Hochfilzen auf Salzburger Hochheitsgebiet ein Kapazitätserweiterungsantrag zur Versorgung von Endkunden gestellt. Dieser Antrag kann nach Fertigstellung der Leitungsverbindung zugesagt werden.

Einspeisung erneuerbarer Gase

Die Prognose zur Einspeisung erneuerbarer Gase zeigt, dass im Jahr 2030 eine Einspeisung von ca. 3 TWh an erneuerbaren Gasen von den Netzbetreibern erwartet wird. Dies würde ca. 3,3% des gesamten erwarteten Gasbedarfs von 90 TWh entsprechen. Vergleicht man diesen Wert mit einer kolportierten Grüngas-Quote von 5,6% bzw. 5 TWh im Jahr 2030 fehlen ca. 2 TWh an erneuerbaren Gasen.



Somit werden unter dem aktuellen Förderregime und den politischen Rahmenbedingungen nach der Einschätzung der Netzbetreiber die Ziele für 2030 aus dem Erneuerbaren Ausbau Gesetz nicht erreicht. Daraus kann abgeleitet werden, dass es schnellstmöglich das in Aussicht gestellte „Gaspaket“ zur Förderung erneuerbarer Gase benötigt.

Erstmals musste auch ein Netzzugangsantrag einer Biomethaneinspeisung abgelehnt werden, weil die entsprechende Rückspeisekapazität der Überschussmengen im Sommer in der Ebene 1 nicht vorhanden ist. Aus diesem Grund wird das Projekt 2021/01, welches eine Rückspeisekapazität von der Ostleitung in die G00-009 in der Station Schwechat ermöglicht, in die LFP 2021 aufgenommen. Somit kann mit geplanter Fertigstellung im April 2021 der Kapazitätserweiterungsantrag zugesagt werden und darüber hinaus weitere Einspeisungen erneuerbarer Gase auf der Ostleitung zukünftig ermöglicht werden.

Außerdem wurde kurzfristig nach der Konsultation der Ausgabe 1 eine Anfrage bzgl. einer Biomethaneinspeisung auf die Ebene 1 Leitung G00-101 bei Gas Connect Austria gestellt. Daraufhin wurde ein neues Projekt entwickelt und in die Ausgabe 2 der LFP 2021 mit aufgenommen. Durch die Realisierung des Projekts 2021/23 kann somit mittels neuem Einspeisepunkt der Netzzutritt auf dieser Leitung hergestellt und zukünftig erneuerbares Gas (Biomethan) eingespeist werden.

Digitalisierung, Automatisierung & Modernisierung

Im Zuge der kontinuierlichen Digitalisierung und Automatisierung des Gasnetzes sind mehrere Projekte notwendig, um die Fernsteuerbarkeit der Stationen zu ermöglichen und so die Flexibilität und Versorgungssicherheit des Gasnetzes weiter zu erhöhen. Siehe dazu Projekte 2021/05, 2021/20 und 2021/21.

Gasstation Auersthal

In diesem wichtigen Gasknoten des Verteilergebiets müssen folgende Maßnahmen zur Flexibilisierung der Fahrweisen der Westschiene zur und Gewährleistung eines sicheren und langfristigen Betriebes der Anlage umgesetzt werden:

- Projekt 2021/02 sieht eine neue Leitungsanbindung der G00-040 bis hin zum Verteilerknoten mit Regelung u. Messung, um nun eine flexible und unabhängige Mengen-u. Druckzuteilung der G00-023 und der G00-040 operativ zu ermöglichen, vor.
- Das Projekt 2021/03 dient dazu, um die unterirdische Stationsverrohrung und die Erdungsanlage der Station gegen Außenkorrosion zu schützen.
- Das Projekt 2021/04 Auersthal – Umsetzung Emergency Shut Down (ESD) dient dazu, ein Emergency Shut Down (ESD) System in der Gasstation Auersthal zu installieren, bei dem die einzelnen Anlagenteile (West 2, West 4, WAG & ÜMS inkl. Verteilerknoten) separat vom Dispatching im Notfall abgeschottet werden können.

Südostleitung

Durch das „Umhängen“ der Verbindungsleitung zwischen der Süd 1 und der LRST Guntramsdorf im Industrieviertel Niederösterreichs und des daraus resultierenden neuen Ebene 1 Ausspeisepunkt entlang der Südostleitung in unmittelbarer Nähe, kann eine notwendige Druckgrenze in Wiener Neustadt im Südsystem der Netz NÖ eliminiert werden. Dadurch kann das gesamte hydraulisch zusammenhängende Süd 1 und Süd 2 System zukünftig mit Mitteldruck (ca. 40-50 bar) betrieben werden. Damit kann nicht nur die Kapazitätssituation im Gesamten Verteilergebiet im Winter verbessert werden, sondern kann auch ein Teil der erforderlichen Netzenergie zur Verdichtung (auch in Bezug auf die zukünftige Einspeisung erneuerbarer Gase) und Vorwärmung eingespart werden. Projekt 2021/15 wird deshalb zur Genehmigung eingereicht.

Brennwertermittlung

Um eine Brennwertabrechnung zum Stichtag im Jahr 2024 gemäß den Vorgaben des ÖVGW Regelwerkes (G O110) für die Ebene 1 umsetzen zu können, sind in zahlreichen Anlagen Umbaumaßnahmen notwendig. Deshalb werden die Projekte 2021/06 und 2021/19 zur Umsetzung der GMMO-VO zur Brennwertabrechnung zur Genehmigung eingereicht.

Erforderliche Ersatzinvestitionen

In der Langfristigen Planung 2021 wurden seit heuer Ersatzinvestitionen mit einem Investitionsvolumen größer als 200.000 EUR analysiert und mit aufgenommen. In den Jahren zuvor lag die Grenze bei größer 500.000 EUR. Bei Umsetzung der Ersatzinvestitionsprojekte werden die jedenfalls erforderlichen Ersatzinvestitionen realisiert, die für einen sicheren Betrieb des Leitungsnetzes notwendig sind.

1 Einleitung

Die im Bericht enthaltenen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sind durch *kursive Schrift* und den Hinweis *[BGG]* gekennzeichnet.

1.1 Ziele der Langfristigen und integrierten Planung

Gemäß der seit 21.11.2011 geltenden Rechtslage hat die AGGM Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) nach § 18 Abs. 1 Z 11 i.V.m. § 22 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens alle zwei Jahre eine Langfristige und integrierte Planung (nachstehend kurz Langfristige Planung genannt) für das Verteilergesetz gemäß den Zielen des § 22 Abs. 1 GWG zu erstellen. Dabei gilt es die Ziele des Gaswirtschaftsgesetzes gemäß § 4 GWG 2011, insbesondere das Ziel der Klimaneutralität bis 2040, unter Berücksichtigung der Wechselwirkung mit anderen Energieträgern, Infrastrukturen und Verbrauchssektoren zu unterstützen.

Diese Bestimmung sieht vor, dass es Ziel der Langfristigen Planung ist, die Verteilerleitungsanlagen der Ebene 1 gemäß Anlage 1 GWG 2011 hinsichtlich

- ▶ der Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- ▶ der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- ▶ sowie der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen

zu planen, sowie

- ▶ die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (Ten-Year-Network Development-Plan „TYNDP“) sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) gemäß §§63 ff GWG 2011 herzustellen;
- ▶ den Infrastrukturstandard gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/1938 im Marktgebiet zu erfüllen sowie
- ▶ die Transparenz und Nachvollziehbarkeit in Bezug auf geplante und bereits beschlossene Netzerweiterungen und Netzertüchtigungen, inklusive des Zeitplanes der Investitionsprojekte, für den Markt zu erhöhen.
- ▶ die Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen zu ermöglichen.

Dabei haben alle im GWG genannten Marktteilnehmer an der Erstellung der Langfristigen Planung durch Zur-Verfügung-Stellung von Daten auf Verlangen der AGGM mitzuwirken.

Bei der Absatzprognose und Maßnahmenplanung wird gemäß den Zielen des § 22 GWG 2011 von der Sicherung der Vollversorgung der angeschlossenen aktiven sowie der anschlusswerbenden Netzkunden ausgegangen. Basis für die Maßnahmenplanung sind die Prognosen der Verteilernetzunternehmen sowie die gem. §33 (2) GWG 2011 eingebrachten Anträge auf Kapazitätserweiterung.

1.2 Vorgehen

Die Langfristige Planung 2021 wurde von der AGGM mit Unterstützung der Marktteilnehmer erstellt, wobei die Planungsgrundlagen und die Ergebnisse mit den Netzbetreibern abgestimmt wurden.

Das Ergebnis der Langfristigen Planung wurde am 08.11.2021 im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Days (AGID) gemeinsam mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan für Österreich den Marktteilnehmern vorgestellt.

Die Konsultationsversion der Langfristigen Planung 2021 (Ausgabe 1) wurde auf der Website der AGGM veröffentlicht und im Rahmen der Konsultation zur Diskussion gestellt.

Die Konsultation wurde im Zeitraum vom 25.10.2021 bis 14.11.2021 durchgeführt. Die Konsultationsbeiträge der Marktteilnehmer wurden auf der Website der AGGM veröffentlicht. In der Einreichversion der Langfristigen Planung 2021 (Ausgabe 2) wurden die Konsultationsbeiträge berücksichtigt und entsprechend gewürdigt.

Für die Erstellung der Langfristigen Planung 2021 wurde grundsätzlich die gleiche Datenstruktur wie in den Jahren davor eingesetzt (Absatzmodell, Bezugsmodell, Netzmodell).

Als Auslegungsgrundlage für die Dimensionierung der Netzinfrastruktur wird die maximale Stundenbelastung eines jeden Netzgebietes herangezogen (Absatzszenario WINTER / NB_Max). Auf dieser Basis wurden die bis zum 30.6.2021 gemeldeten künftigen Bedarfe aufgesetzt.

In der Langfristigen Planung 2021 wird die Absatzprognose in unterschiedlichen Szenarien erstellt. Das Baseline Szenario geht von einer Weiterentwicklung des Absatzes ohne Berücksichtigung zusätzlicher Kraftwerksprojekte aus. Im Maximal Szenario werden alle gemeldeten Kraftwerksprojekte berücksichtigt. Das Minimal Szenario unterstellt einen kontinuierlichen Rückgang des Absatzes und orientiert sich an der konsequenten Umsetzung der EU Energieeffizienz Richtlinie.

2 Planungsrahmen für die LFP 2021

2.1 Österreichische Energiepolitik

2.1.1 Österreichs integrierter „Nationaler Energie- und Klimaplan“ (NEKP)

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

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

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

2.1.2 Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG)

Im Rahmen des am 28. Juli 2021 in Kraft getretenen Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG) wurden die Ziele und Ausbaupfade erneuerbarer Energien bis 2030 bzw. das Bestreben der Erreichung der Klimaneutralität 2040 gesetzlich verankert. Dies hat auch u.a. eine Anpassung des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG), des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz (EIWOG) und eine Reform der Ökostromförderung zur Folge.

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

Investmentförderung für die Produktion erneuerbarer Gase

Darüber hinaus wird es eine Investitionsförderung von bis zu 30% des unmittelbar für die Errichtung der Anlage erforderlichen Investitionsvolumens (exkl. Grundstück) für neue Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Gas, wenn das Gas dem Gasnetz eingespeist wird oder direkt im Endverbrauch angewendet wird geben. Ausgenommen ist die Umwandlung von Strom zu Wasserstoff oder synthetisches Gas ist. Das Fördervolumen beträgt jährlich 25 Mio. €.

Auch die Umrüstung bestehender Biogasanlagen zur Erzeugung und Aufbereitung von erneuerbarem Gas (Biomethan) wird mit bis zu 45% des unmittelbar für die Errichtung der Gasaufbereitungsanlage oder für die Umrüstung der Anlage im Zusammenhang mit geändertem Rohstoffeinsatz etc. gefördert. Das Fördervolumen beträgt jährlich 15 Mio. €.

Die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff aus der Elektrolyse wird nicht gefördert.

Kostenübernahme der Netzanschlusskosten durch den Netzbetreiber

Neben der Investmentförderung sind gemäß GWG 2011 §75 (3) und (4) für den Anschluss von bestehenden Biogasanlagen und neuen Anlagen zur Erzeugung erneuerbare Gase ans öffentliche Gasnetz bis zu einem Netzanschlussquotienten von 60 lfm/m³ CH₄-eq/h die Kosten folgender Komponenten vom Netzbetreiber zu tragen:

- Netzzutritt für die Einspeisung von erneuerbaren Gasen
- Mengenummessung
- Qualitätsprüfung
- allfällige Odorierung
- für die kontinuierliche Einspeisung notwendige Verdichterstationen oder Leitungen (jedoch bis maximal 10 km bei bestehenden und bis maximal 3 km bei neuen Anlagen)

Einspeisepunkte für erneuerbare Gase

Neben der Übernahme der Netzanschlusskosten durch den Netzbetreiber wird die AGGM in ihrer Rolle als Verteilergebietsmanager gemäß GWG 2011 §18 (1) lit 12a in Kooperation mit den Netzbetreibern sowie der Austrian Power Grid (APG) Einspeisepunkten bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase in den Marktgebieten Ost, Tirol und Vorarlberg unter Berücksichtigung des regionalen Aufbringungs- und Absatzpotentials und sonstiger Standortfaktoren ermitteln und veröffentlichen.

Mit den zur Verfügung gestellten Informationen erhält der Netzbetreiber eine rasch verfügbare und fundierte Basis, um qualitative und quantitative Aussagen zum Netzanschluss treffen zu können. Aber auch ein potentieller Produzent von Biomethan oder Wasserstoff bzw. Anlagenbetreiber kann anhand des Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen die konkrete Standortwahl zielgerichteter und effizienter durchführen.

Dadurch sollen einerseits die Planung und Auslegung von Erzeugungsanlagen und deren Aufbereitungsanlagen erleichtert und andererseits Kosten und Aufwände zur Einspeisung sowohl für den Anlagenbetreiber als auch den Netzbetreiber reduziert werden. Durch diese Vereinfachung wird vor allem die Biomethaneinspeisung gegenüber der direkten Verstromung von Biogas in Zukunft attraktiver. Aber auch die dezentrale Einspeisung von Wasserstoff soll damit vereinfacht und effizienter gestaltet werden.

2.2 Herausforderungen für die integrierte Infrastrukturplanung

Die gesamte Energiewirtschaft steht derzeit vor einer großen, aber notwendigen Herausforderung. Mit dem Ziel vor Augen die Klimaneutralität im Jahr 2040 zu erreichen, braucht es einen massiven Umbau des gesamten Energiesystems, der nur mit einem holistischen Ansatz gelingen kann. Eine isolierte Betrachtung der einzelnen Sektoren ist nicht mehr zweckmäßig.

Es braucht daher einen neuen Ansatz, der das gesamte Energiesystem betrachtet, vorhandene erneuerbare Ressourcen effizient nutzt, Technologien sektorgekoppelt und optimiert einsetzt, und vor Allem den zeitlichen und räumlichen Aspekt von erneuerbaren Energien miteinbezieht.

Allein für den Zwischenschritt 2030 mit dem Ziel den Strombedarf, welcher aktuell 25% des gesamten Energiebedarf Österreichs ausmacht, bilanziell zu 100% erneuerbar zu gestalten, ist aus heutiger Sicht ein Zubau von zusätzlich 19 GW an größtenteils volatilen Einspeiseleistungen (v.a. Photovoltaik und Windkraft) notwendig. Für eine vollständige Klimaneutralität sind weit mehr erneuerbare Kapazitäten notwendig, welche laut dem Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid mit der derzeitigen Stromnetzinfrasturktur bei weitem nicht transportierbar sind. Neben dem Netzausbau sind dafür also weitreichende Speicher- und Flexibilitätskonzepte, neue Technologien und Power-to-Gas Konzepte unbedingt notwendig. Aus diesem Grund ist es für die zukünftige Infrastruktur unerlässlich das gesamte Energiesystem zu integriert betrachten, um eine sichere und erneuerbare Energieversorgung zu jeder Stunde im Jahr zu gewährleisten.

Deshalb werden AGGM und APG gemeinsam ein Planungstool zur gemeinsamen, optimierten und integrierten Netzinfrasturkturplanung entwickeln, um zukünftig Strom- und Gasnetzinfrasturktur sektorgekoppelt zu planen.

Allein für die Gasinfrastrukturplanung bedeutet der Ersatz von Erdgas durch Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff einen Paradigmenwechsel in der Netzplanung.

Durch die dezentrale Einspeisung von Biomethan bildet die Verfügbarkeit von leistungsfähiger Gasnetzinfrasturktur im ländlichen Raum und vor allem in der Flächenversorgung eine Voraussetzung, um die vorhandenen Potentiale am effizientesten Nutzen zu können. Diese bereits sehr gut ausgebauten Kapazitäten gilt es zu erhalten und zu erneuern. Um die Einspeisung von Biomethan in niederrangige Netze das ganze Jahr über zu gewährleisten, müssen Rückspeisekapazitäten von Überschussmengen, vor Allem im Sommer, in höherrangige Netze geschaffen werden. Somit wird eine bottom-up Planung die bisherige top-down Planung ergänzen.

Erstmals wurde dieser bottom-up Ansatz bei der Planung des Projekts *2021/01 Schwechat - Mengenableitung aus der Ostleitung in die G00-009* der aktuellen Langfristigen und Integrierten Planung angewandt, um eine kontinuierliche Einspeisung von Biomethan zu ermöglichen.

Neben Biomethan wird auch der Transport von Wasserstoff schon heute bei der Planung mitgedacht und berücksichtigt. Dies bedeutet, dass aktuelle und neue Projekte und Ersatzinvestitionen der Langfristigen und integrierten Planung nicht nur für den Methantransport geplant werden, sondern auch die zukünftigen möglichen Wasserstofftransportwege im Verteilergebiet berücksichtigt werden. Anhand von Experteninterviews mit großen österreichischen Industrieunternehmen und den Ergebnissen der gemeinsamen Studie *ONE¹⁰⁰ - Österreichs Nachhaltiges Energiesystem – 100% dekarbonisiert* wurden die zukünftigen Quellen und Senken von Wasserstoff in Österreich prognostiziert.

Erstmalig wird ein Ersatzneubau einer Gasleitung in Österreich schon heute als technisch reine Wasserstoffleitung geplant und umgesetzt, um in Zukunft diese Leitung auch für den Wasserstofftransport nutzen zu können. Konkret handelt es sich um das Projekt *2016/01 Ersatzinvestition Leitung G00-006*.

All dies ist notwendig und unerlässlich, um die Klimaneutralität 2040 auch tatsächlich erreichen zu können. Denn ohne einen leistungsstarken, kostengünstigen, effizienten und versorgungssicheren Netztransport von gasförmigen Energieträgern wird es in Zukunft keine nachhaltige und sichere Energieversorgung geben!

2.3 Energiewende

Die österreichische Bundesregierung hat in Ihrem Regierungsprogramm 2020-2024 die Erlangung der Klimaneutralität Österreichs bis 2040 vorzugsweise auf Basis erneuerbarer heimischer Energieträger als Ziel und Aufgabe definiert und berücksichtigt damit bereits die Zielsetzungen des Europäischen Green Deal. Diese Entscheidung fußt auf dem 2015 geschlossenen rechtlich bindenden Übereinkommen von Paris, mit dem Ziel, den Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2°C gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen. Dieser Verantwortung ist sich die aktuelle Bundesregierung auch gerecht geworden und hat diese Ziele unter §4 (1) EAG 2021 in nationalem Recht verankert.

In Österreich werden etwa 75% der Treibhausgasemissionen energiebedingt verursacht, insbesondere in den Sektoren Verkehr, Gebäude, Energie und Industrie. Es liegt daher auch im Verantwortungsbereich der Betreiber der Energieinfrastruktur, nachhaltige Lösungen zur Dekarbonisierung des Energiesystems anzubieten, um die Klimaneutralität schnell und volkswirtschaftlich effizient zu erreichen. Aus dieser Verantwortung heraus hat AGGM gemeinsam mit 11 österreichischen Strom- und Gasnetzbetreibern das Forschungsprojekt „ONE¹⁰⁰ – Österreichs nachhaltiges Energiesystem – 100% dekarbonisiert“ initiiert. Ziel der Studie war, unter Verwendung eines leistungsfähigen energieökonomischen Optimierungsmodells ein volkswirtschaftlich optimiertes Energiesystem zu entwerfen, in dem mit einer umweltverträglichen Nutzung von erneuerbaren Energiequellen und mit dem Einsatz CO₂-neutraler Technologien der gesamte Energiebedarf dauerhaft, leistbar und versorgungssicher gedeckt werden kann.

2.3.1 Entwurf eines Wasserstoffnetzes im Verteilerg Gebiet Ost

Das Ergebnis der Studie ONE 100 zeigt unter anderem klar, dass, zukünftig in einem erneuerbaren Energiesystem, wie auch heute, die leitungsgebundenen Energieträger Strom, Gas und Fernwärme das Rückgrat der Energieversorgung bilden werden. Dabei wird Erdgas durch Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff ersetzt. Basierend auf den Ergebnissen dieser Studie wurde ein erster Entwurf eines dedizierten Wasserstoffnetzes für das Verteilerg Gebiet Ost erstellt. Dabei wird der Wasserstoff in einem eigenen Netz von den Quellen zu den Senken transportiert, während Biomethan (gegebenenfalls mit einem geringen Wasserstoffanteil) auch in einem eigenen Netz transportiert wird. Durch diese parallele Netzstruktur, welche bereits zu einem großen Teil der heutigen Infrastruktur besteht, kann so effizient und mit geringem Umrüstaufwand der Transport gasförmiger Energieträger auch in Zukunft verwirklicht werden.

Anhand dieses Entwurfs kann bei der heutigen Planung von Gasleitungen der Ebene 1 Infrastruktur schon der mögliche zukünftige Wasserstofftransport im Verteilerg Gebiet mitberücksichtigt werden. Außerdem wird damit eine Grundlage und Transparenz für zukünftige Wasserstoffabnehmer und -einspeiser geschaffen. Dieses Konzept soll auch dazu dienen zukünftige Wasserstoffabnehmer zu motivieren Ihre Bedarfe bekanntzugeben, damit diese entsprechend berücksichtigt werden können.

Methodik

Als Senken wurden dafür die Industriecluster basierend auf ONE¹⁰⁰ und ergänzt durch Experteninterviews herangezogen (Tabelle 1). Als Quellen dezentraler Inlandserzeugung wurden die regionale Verteilung der Elektrolyseleistungen aus ONE¹⁰⁰ auf die größten Netzknoten bzw.

Umspannwerke der Regionen aufgeteilt. Zusätzlich wurden weitere Szenarien für den Import von Wasserstoff betrachtet. Um die Quellen und Senken netztechnisch zu verbinden, wurden zwei Varianten identifiziert, welche bei geringstem Umrüstungsaufwand die größtmöglichen Kapazitäten und somit größtmögliche Versorgungssicherheit ermöglichen.

Durch die gleichzeitige Simulation der Methan- und Wasserstoffflüsse in mehreren Bezugsszenarien (Speicher, Fernleitung und dezentrale Innlandsaufbringung) konnten so die maximal möglichen Transportkapazitäten von und zu den Wasserstoffspeichern bzw. zu weiteren Verbrauchszentren (entlang der Südschiene), welcher über die Eingangsparameter hinaus versorgt werden können berechnet.

Tabelle 1: Wasserstoffsinken als Eingangsparameter für die Berechnung.

Verbrauchsgebiet	Abnahme in [MW]
Linz	2.600
Schwechat	1.000
Mur-Mürz-Furche	800
Wien	200
Vöcklabruck	100

Tabelle 2: Elektrolysedaten als Eingangsparameter für die Berechnung.

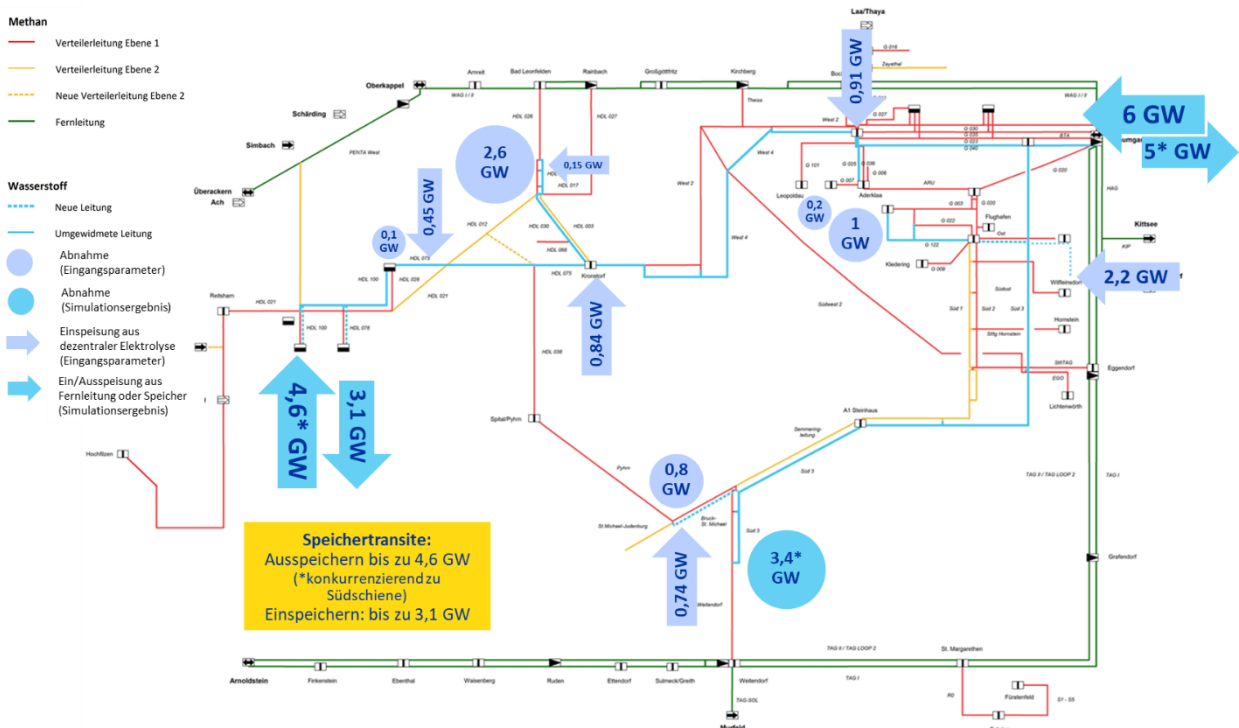
Elektrolyse-Standort	Einspeisung in [MW]
UW Sarasdorf (NÖ)	2.200
Gasstation Auersthal (NÖ)	910
UW Ernsthofen (OÖ)	840
UW Hessenberg (Stmk)	800
UW Timelkam (OÖ)	450
UW Linz FHKW Mitte (OÖ)	150

Ergebnisse

Die Variante 1 umfasst eine Gesamtlänge von 606 km Wasserstoffleitungen, wovon 552 km umgewidmete Erdgasleitungen sind. In dieser Variante, dargestellt in Abbildung 1, werden die großen DN800 Verteilerleitungen der West- und Südschiene für den Wasserstofftransport genutzt. Durch die Umwidmung der HDL30 könnte Linz an die Westschiene angebunden werden und somit die Energieintensive Industrie im Großraum Linz versorgt werden. Das Umspannwerk Sarasdorf mit der größten Elektrolyseleistung könnte durch eine neue ca. 18 km lange Leitung mit dem Knoten Schwechat und der Süd 3 verbunden werden. Durch Umwidmung der G00-122, welche vom Knoten Schwechat nach Mannswörth führt, könnte man nach Schwechat und ferner Wien mit Wasserstoff versorgen. Für die Versorgung der energieintensiven Industrie in der Steiermark, würde eine Anbindung an die Südschiene in Bruck an der Mur ausreichen, um speziell den Raum Leoben mit Wasserstoff zu versorgen. Des Weiteren haben die Simulationsergebnisse gezeigt, dass entlang der Südschiene (zur Versorgung des Industrieviertels in Niederösterreich oder der Steiermark) noch zusätzlich bis zu 3,4 GW Wasserstoff transportiert werden könnte. Neben der Versorgung von Endkunden könnten mit dieser Netzvariante auch Ausspeicherleistungen von bis zu 4,6 GW und Einspeicherleistungen von bis zu 3,1 GW in Oberösterreich ermöglicht werden. Je nach Einspeisung der Elektrolysen könnte von diesen Kapazitäten auch ein Teil für den Import bzw. Export genutzt werden. In Summe könnte mit

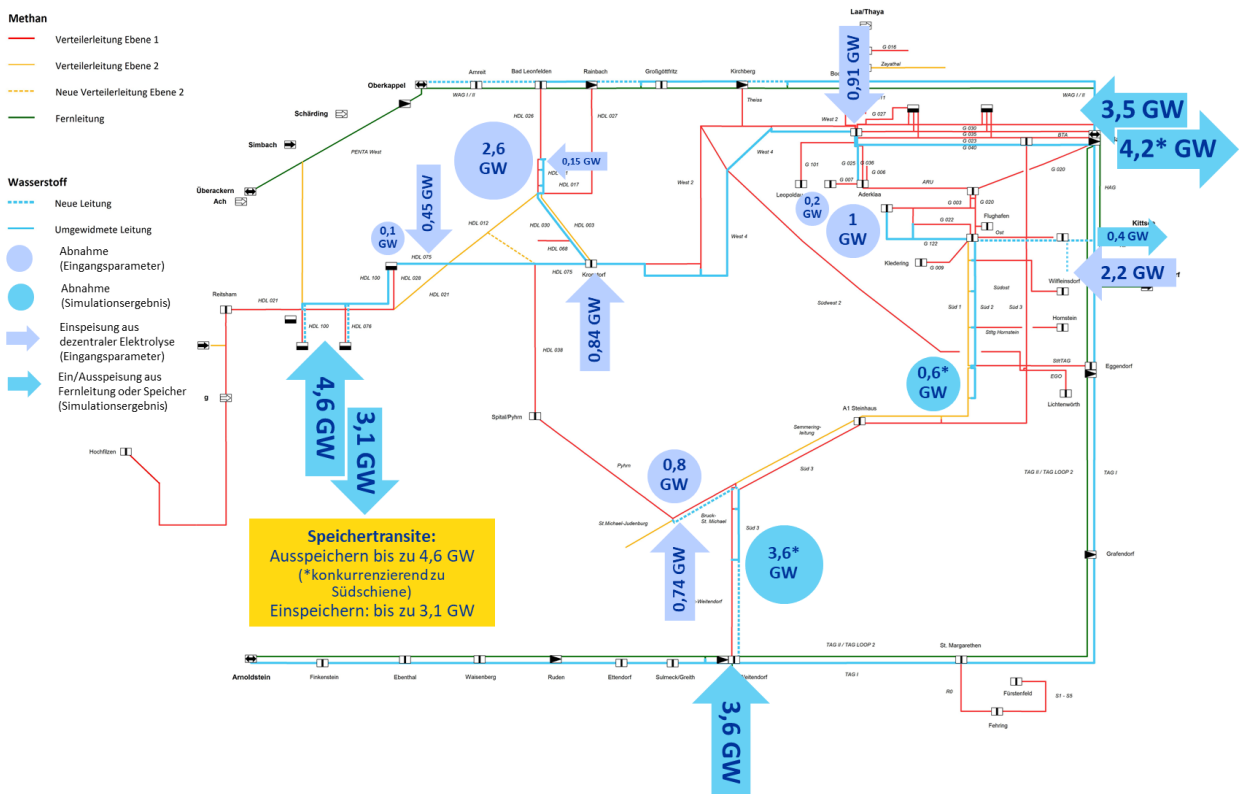
diesem parallelen Methan und Wasserstoffnetz eine Gesamtleistung von 11 GW Wasserstoff und bis zu 22 GW Methan transportiert werden.

Abbildung 1: Variante 1 eines möglichen Wasserstoffnetzes.



Quelle: AGGM

Abbildung 2: Variante 2 eines möglichen Wasserstoffnetzes.



Quelle: AGGM

Die Variante 2 unterscheidet sich zur Variante 1 nur darin, dass statt der Südschiene die TAG für den Wasserstofftransport von Baumgarten in die Steiermark genutzt wird und die Südschiene dem Methantransport vorbehalten bleibt. Für den Wasserstofftransport in den Raum Leoben müsste, zusätzlich zur neuen Verbindung zwischen Bruck/Mur und Leoben, ein Lückenschluss zwischen der TAG in Weitendorf und Gratkorn nördlich von Graz erfolgen. Für die Versorgung des Raumes Schwechat, Wien und des Industrieviertels in Niederösterreich müsste auf der neuen Verbindungsleitung zwischen dem Umspannwerk Sarasdorf und Schwechat eine Verbindung zur TAG hergestellt werden.

Neben der Versorgung von Endkunden könnten mit der Netzvariante 2 auch Ausspeicherleistungen von bis zu 4,6 GW und Einspeicherleistungen von bis zu 3,1 GW in Oberösterreich ermöglicht werden. Je nach Einspeisung der Elektrolysen könnte von diesen Kapazitäten auch ein Teil für den Import bzw. Export genutzt werden. In Summe könnte mit diesem parallelen Methan und Wasserstoffnetz eine Gesamtleistung von 13 GW Wasserstoff und bis zu 22 GW Methan transportiert werden.

2.3.2 Der erste Meilenstein zur Sektorkopplung und Sektorintegration

Als ersten Schritt zu einem dedizierten Wasserstoffnetz würde sich die Verbindung einer Elektrolyseanlage beim Umspannwerk Sarasdorf oder beim Umspannwerk Wien-Südost mit der Raffinerie Schwechat anbieten. Einerseits könnte der reine Wasserstoff schon heute ohne große Prozessumstellungen in der Raffinerie Schwechat eingesetzt werden und andererseits gibt es im Verteilergelände mit der Leitung G00-022, welche von der Station Schwechat zur Raffinerie führt, derzeit schon eine Gasleitung mit freier verfügbarer Kapazität für die Umrüstung auf Wasserstofftransport (Abbildung 3).

Mit lediglich 18 km neuer Wasserstoffleitung vom UW Sarasdorf bis zur Station Schwechat könnte so die erste große Elektrolyse Österreichs nicht nur das Stromnetz in der windreichen Ostregion entlasten, sondern auch den Erdgaseinsatz und respektive die CO₂ Emissionen der Raffinerie reduzieren. Durch die Möglichkeit der Einspeisung in die Süd 3 oder in die TAG bieten sich weitere Abnahmooptionen an und der Elektrolysestandort Sarasdorf kann dadurch auch zukünftig nach Bedarf erweitert werden.

Darüber hinaus wäre auch eine Anbindung nach Wien Simmering über Mannswörth möglich. Aber auch die Biogasanlage Margarethen am Moos könnte für eine mögliche Methanisierung des anfallenden CO₂ aus der Biogasproduktion ein weiterer Abnehmer des reinen Wasserstoffs sein.

Auch die Verbindung des UW Wien-Südost wäre eine attraktive Möglichkeit die Raffinerie Schwechat mit reinem Wasserstoff zu versorgen. Dazu müsste ca. 8 km neue Wasserstoffleitung entlang der bestehenden Gasleitung G00-009 bis zur Station Schwechat verlegt werden. Durch die Nähe zum Wiener Fernwärmenetz könnte auch eine Abwärmenutzung der Elektrolyse die Effizienz der Wasserstoffproduktion erhöhen.

Durch diese Modellregion kann in naher Zukunft ein Wasserstoffnukleus entstehen, aus dem sich dann sukzessive das Wasserstoffnetz entwickeln könnte.

Abbildung 3: Die ersten Wasserstoffleitungen in Österreich (Gasleitungen der NE1 in Rot, TAG in grau und die möglichen Wasserstoffleitungen in blau)



Quelle: AGGM

2.4 Der österreichische Netzentwicklungsplan Strom 2021

In Abstimmung mit der Konsultationsversion vom Juni 2021 des aktuellen Netzentwicklungsplans Strom 2021 wurden keine aktuellen Projekte bezüglich Power-to-Gas oder Gas-to-Power identifiziert. In den Szenarien basierend auf dem TYNDP 2020 geht der Regelzonenführer von keinen neuen Gaskraftwerkskapazitäten in Österreich aus.

Bei der Prognose der Power-to-Gas Anlagen wurde für das Jahr 2030 eine Kapazität von 1 GW_{eI} angenommen. Bezüglich der Verteilung wurde ein stark vereinfachter Expertenansatz gewählt, nämlich dass der Anschluss des überwiegenden Anteils der Power-to-Gas Anlagen an großen Windanschlusspunkten im Osten Österreichs, in Niederösterreich, erfolgt.

Da das Gasnetz, vor allem im Weinviertel in Niederösterreich, in den windreichen Regionen sehr gut ausgebaut ist, kann der Wasserstoff aus den 1 GW_{eI} Power-to-Gas Kapazitäten 2030 entweder in Form von Blending oder als reiner Wasserstoff (mit den dazugehörigen Senken wie beispielsweise die Raffinerie Schwechat) vom Gasnetz übernommen werden.

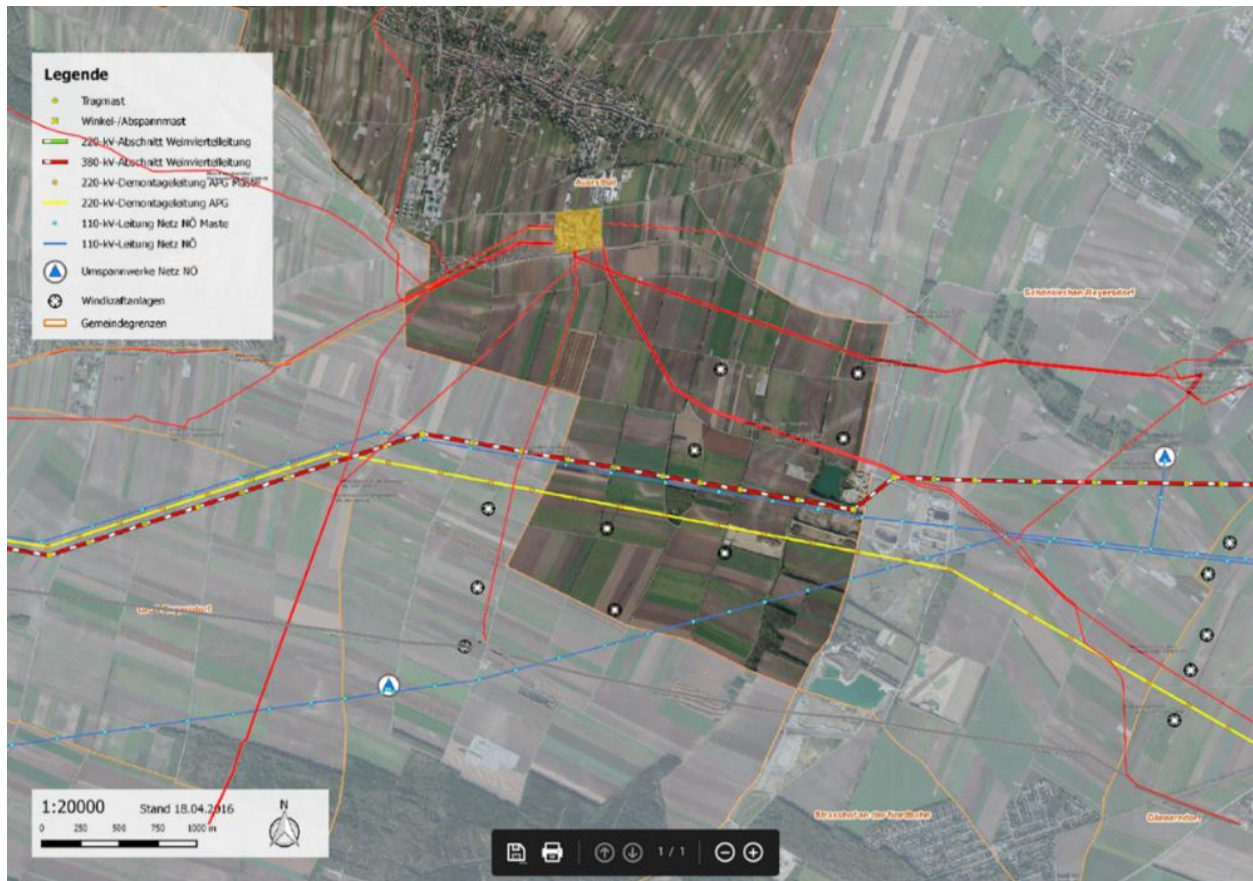
Dazu würden sich folgende APG Umspannwerke mit den dazugehörigen (neuen) Anschlussleitungen zu den nächstgelegenen Gasknoten am besten eignen.

Da sich die neue 380kV Weinviertelleitung direkt in unmittelbarer Nähe zum größten Gasverteilerknoten Österreichs, der Gasstation Auersthal, befindet (siehe dazu auch Abbildung 4), könnten dort mit einem neuen Umspannwerk direkt bei der Gasstation die Wasserstoffmengen übernommen werden.

Tabelle 3: Mögliche Power-to-Gas Anschlusspunkte 2030

Standort Power-to-Gas	Standort Gasnetzinspeisung	Entfernung
UW Sarasdorf	Gasstation Schwechat	ca. 18 km
UW Prottes	Gasstation Auersthal	ca. 10 km
UW Bisamberg	Gasstation Auersthal	ca. 20 km
neues UW Auersthal	Gasstation Auersthal	< 1 km

Abbildung 4: Lage der neuen 380 kV Weinviertelleitung (in rot-weiß) zu Gasstation Auersthal (in gelb) und den dazugehörigen Gasleitungen (in rot).



Quelle: APG, AGGM

2.5 Der österreichische Koordinierte Netzentwicklungsplan 2021

Der Marktgebietsmanager hat gemäß GWG 2011 die Aufgabe, in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria und Trans Austria Gasleitung GmbH und unter Berücksichtigung der Langfristigen Planung des Verteilergebietsmanagers einmal jährlich einen koordinierten Netzentwicklungsplan mit einem Mindestplanungszeitraum von zehn Jahren zu erstellen. Die Planung stützt sich dabei auf die aktuelle Lage, die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage und ist nach Konsultation aller einschlägigen Interessensträger von den Fernleitungsnetzbetreibern in einem Marktgebiet gemeinsam der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen. Der koordinierte Netzentwicklungsplan dient dem Zweck, die Marktteilnehmer über bereits beschlossene Investitionen, über zukünftige Infrastrukturprojekte sowie über den Zeitplan der Investitionsprojekte der kommenden Jahre zu informieren und verfolgt neben der Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der

Endverbraucher und der Deckung der Transporterfordernisse auch das Ziel einer hohen Versorgungssicherheit der Infrastruktur sowie die Erfüllung des europaweiten Infrastrukturstandards entsprechend dem Artikel 5 der Verordnung (EU) 2017/1938.

Die Planung basiert auf den Bedarfen, die gemäß Artikel 26 CAM NC bei den Fernleitungsnetzbetreibern gemeldet wurden und im Market Demand Assessment Report publiziert wurden. Aufbauend auf den gemeldeten Bedarfen werden Projekte entwickelt, welche die Kapazitätsbedarfe decken.

AGGM geht bei der Entwicklung der Projekte auf Fernleitungsebene davon aus, dass alle Kapazitäts- und Druckzusagen eingehalten werden, somit haben diese Projekte keinen Einfluss auf das Verteilergebiet.

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan wird gemeinsam mit der Langfristigen Planung am 8. November 2021 den Marktteilnehmern im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Days vorgestellt.

2.6 Datenmodell der Langfristigen Planung 2021

2.6.1 Absatzmodell

Das Absatzmodell beschreibt, wann, wo und wieviel Gas von Endkunden verbraucht wird und wird für die gesamte Planungsperiode von 2022 bis 2031 erstellt. Das Absatzmodell wird für alle drei Marktgebiete (Marktgebiet Ost, Marktgebiet Tirol und Marktgebiet Vorarlberg) getrennt erstellt, wobei für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg aufgrund der geringeren Komplexität nur das Baseline Szenario erstellt wurde.

Bevor im Anschluss die Beschreibung der Absatzszenarien erfolgt, werden zuvor noch die wichtigen Einflussfaktoren dafür dargestellt.

2.6.1.1 Erstellung des Absatzmodells - Methode

Bei der Erstellung des Absatzmodells wird sowohl die maximal mögliche Stundenleistung als auch der Jahresabsatz ermittelt.

Die maximal mögliche Stundenleistung, die im Verteilernetz auftreten kann, ist die Auslegungsbasis für die Verteilernetzinfrastruktur.

Die maximal mögliche Stundenleistung wird auf Basis der gemessenen historischen Netzbelastung je Netzbereich ermittelt (Quelle: Onlinemessungen und Clearingwerte), wobei diese auf Basis der An- und Abmeldungen von Endkunden aus dem Netzzugangsprozess, geografisch richtig einem Verbrauchszentrum zugeordnet, erhöht bzw. verringert wird. Unabhängig von der tatsächlich in Anspruch genommenen Stundenleistung werden die Kraftwerke mit Ihrer vertraglichen Anschlussleistung (Quelle: Erhebung ECA und Netzzugangsprozess) und die restlichen Großabnehmer mit ihrer maximalen Dauerbelastung (Quelle: Onlinemessungen) berücksichtigt. Die maximal möglichen Stundenleistungen je Netzbereich werden zeitgleich angenommen und zum Netzbetreibermaximum (NB_Max) aggregiert.

Die auf diese Weise ermittelte maximale mögliche Stundenleistung ist um ca. 7% höher als die tatsächlich gemessene maximale IST Stundenleistung.

Für die Ermittlung der maximal möglichen Stundenleistung für die Zukunft, werden die von den Netzbetreibern im Rahmen der Absatzerhebung übermittelten Einschätzungen der zukünftigen An- bzw. Abmeldungen je Verbrauchszentrum herangezogen.

2.6.1.2 Definition der Absatzszenarien

Um einen besseren Überblick über die möglichen Absatz Entwicklungspfade zu erhalten, werden wie seit der Langfristigen Planung 2014 mehrere Absatzszenarien für das Marktgebiet Ost erstellt. Ein weiterer Grund ist die divergierende Einschätzung der Entwicklung der Gaskraftwerke, zumal die Gaskraftwerke das bei weitem höchste Absatzsteigerungspotential besitzen.

Es wurden drei Absatzszenarien entwickelt, wobei zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung und zwei unterschiedliche Entwicklungen der sonstigen Endkunden miteinander kombiniert wurden. Siehe dazu auch Abbildung 5.

Abbildung 5: Darstellung der Absatzszenarien

Absatzszenarien		Entwicklung der Gaskraftwerksleistung	
		Stagnation auf Status Quo 6/2021	Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe
Entwicklung der sonstigen Endkunden	Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen	Baseline Szenario	Maximal Szenario
	Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5% pa.	Minimal Szenario	

Quelle: AGGM, 2021

Entwicklung der Gaskraftwerksleistung

Hier werden zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten zugrunde gelegt:

- „Stagnation auf Status Quo 6/2021“ unterstellt, dass im Planungszeitraum 2022 bis 2031 keine weiteren zusätzlichen Gaskraftwerke errichtet werden. Die Kraftwerksleistungen werden entsprechend den derzeit vorgehaltenen Leistungen angesetzt.
- „Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe“ berücksichtigt alle von den Netzbetreibern im Rahmen der Absatzerhebung bekanntgegebenen zusätzlichen Kraftwerksleistungen, obwohl die Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan Strom ergeben hat, dass bei der Stromproduktion keine zusätzlichen gasbetriebenen Gaskraftwerke berücksichtigt sind.

Entwicklung der sonstigen Endkunden

Unter sonstige Endkunden werden in diesem Zusammenhang alle Endkunden ohne Gaskraftwerksanlagen verstanden. Für die sonstigen Endkunden werden zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten zugrunde gelegt:

- „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“. In der Absatzprognose werden die von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen sowohl hinsichtlich des Leistungsbedarfs als auch hinsichtlich des Jahresverbrauchs berücksichtigt. Für die Bestandskunden wird sowohl bei der maximalen in Anspruch genommenen Leistung als auch beim Jahresverbrauch die Struktur des Jahres 2012 zugrunde gelegt. Das Jahr 2012 wurde deshalb gewählt, da in diesem Jahr der maximale historische Leistungsbedarf bei einem durchschnittlichen Jahresverbrauch aufgetreten ist.
- „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5% pa.“ In der Absatzprognose werden die von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen sowohl hinsichtlich des Leistungsbedarfs als auch hinsichtlich des Jahresverbrauchs berücksichtigt. Für die Bestandskunden wird sowohl bei der maximalen in Anspruch genommenen Leistung als auch beim Jahresverbrauch ein Rückgang im Ausmaß von 1,5% pa unterstellt. Der Rückgang von 1,5% pa entspricht der nationalen Zielvorgabe bei der Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie.

Baseline Szenario

Das Baseline Szenario ergibt sich aus der Kombination der Gaskraftwerksentwicklung „Stagnation auf Status Quo 6/2021“ und der Entwicklung der sonstigen Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“.

Maximal Szenario

Das Maximal Szenario ergibt sich aus der Kombination der Gaskraftwerksentwicklung „Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe“ und der Entwicklung der sonstigen Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“. In diesem Szenario werden alle von den Verteilernetzbetreibern gemeldeten Bedarfe berücksichtigt.

Minimal Szenario

Das Minimal Szenario ergibt sich aus der Kombination der Gaskraftwerksentwicklung „Stagnation auf Status Quo 6/2020“ und der Entwicklung der sonstigen Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5% pa.“. Dieses Szenario berücksichtigt die vollständige nationale Zielerreichung aus der EU-Energieeffizienzrichtlinie, wobei unterstellt wird, dass die angepeilten Einsparungen über alle Energieträger gleich verteilt sind.

2.6.1.3 Kapazitätserweiterungsanträge

Gemäß §33 (2) GWG 2011 hat jeder Netzzugangsberechtigte die Möglichkeit im Falle der Verweigerung des Netzzuganges einen Kapazitätserweiterungsantrag zu stellen. Der diesem

Antrag zugrundeliegende Kapazitätsbedarf ist bei der Erstellung der Langfristigen Planung vom Verteilergebietsmanager zu berücksichtigen.

Derzeit liegen zwei Kapazitätserweiterungsanträge vor.

Tabelle 4: In der LFP 21 berücksichtigte Kapazitätserweiterungsanträge

Nr.	Eingelangt am	PLZ	Richtung	Transport ab (Kunden Wunsch) ¹⁾	Kapazität [kWh/h]	Kapazität Qualität	Voraus-sichtlicher Transport-beginn ²⁾	KEA Status
2021/01	03.05.2021	6395	Exit	01.12.2023	90.000	feste Kapazität	12/2023	LJ
2021/02	20.10.2021	2433	Entry	01.01.2023	7.345	feste Kapazität	01/2023	LJ

¹⁾ Datum, gemäß Angabe des Kunden, ab wann eine Gaslieferung oder Gaseinspeisung ermöglicht werden soll
²⁾ Datum, ab wann eine Gaslieferung oder Gaseinspeisung erfolgen kann, unter Berücksichtigung der Umsetzungspläne der Netzbetreiber

Quelle: AGGM, 2021

Der Netzzugangsantrag in 6395 Hochfilzen bei Salzburg Netz GmbH konnte wegen fehlender Netzabdeckung in Salzburg nicht zugesagt werden. Mit der geplanten Fertigstellung des Projektes 2019/01 - Leitungsverbindung Salzburg – Tirol, Teil SNG kann jedoch die erforderliche Kapazität bereitgestellt werden. Deswegen benötigt es zur Erfüllung des Kapazitätserweiterungsantrags 2021/01 keine zusätzlichen Projekte in der LFP 21. Das bestehende Projekte 2019/01 wird um einen Ausspeisepunkt in 6395 Hochfilzen erweitert.

Ein Kapazitätserweiterungsantrag einer Biomethaneinspeisung in 2433 Margarethen am Moos konnte aufgrund von mangelnder Rückspeisekapazität auf der Ebene 1 Ostleitung der Netz NÖ nicht zugesagt werden. Mit der geplanten Fertigstellung des neuen Projekts 2021/01 mit 04/2022 kann der Kapazitätserweiterungsvertrag 2021/02 zugesagt werden.

2.6.1.4 Absatzszenarien der LFP 2021, maximal mögliche Stundenleistung

Marktgebiet Ost

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 sicher transportiert werden kann.

Im Februar 2012 wurde der absolute Spitzenabsatz im Verteilerggebiet Ost in der Höhe von 2.386 kNm³/h gemessen. Der hohe Gasabsatz ist sowohl auf die langanhaltende Kälteperiode als auch auf die hohe Stromproduktion zurückzuführen. Ein annähernd so hoher Absatz wurde im Februar 2018 (Clearingwerte: 2.249 kNm³/h) verzeichnet. Im Gasjahr 2021 lag der maximale Absatz bei 1.983 kNm³/h. Der im Februar 2012 gemessene historische Spitzenabsatz wird als Ausgangsbasis für die Absatzszenarien der LFP 21 herangezogen.

In Diagramm 1 ist die IST Leistung und die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung im Verteilerggebiet Ost in der Zeit von 2004 bis 2021 dargestellt. Wobei für die Zukunft die maximal mögliche Stundenleistung für die drei definierten Szenarien dargestellt ist.

Die in Diagramm 1 dargestellte IST Leistung und die zukünftige maximal mögliche Stundenleistung beruhen auf unterschiedlichen methodischen Betrachtungen. Die im Diagramm dargestellte IST Leistung ist der historische gemessene gleichzeitige Gasabsatz im Verteilergbiet (VG_MAX). Bei der zukünftigen maximal möglichen Stundenleistung wird der maximal erwartete gleichzeitige Leistungsbedarf dargestellt, welcher sich aus der Summe der maximal erwarteten Leistungen je Verteilernetzgebiet zusammensetzt (NB_MAX).

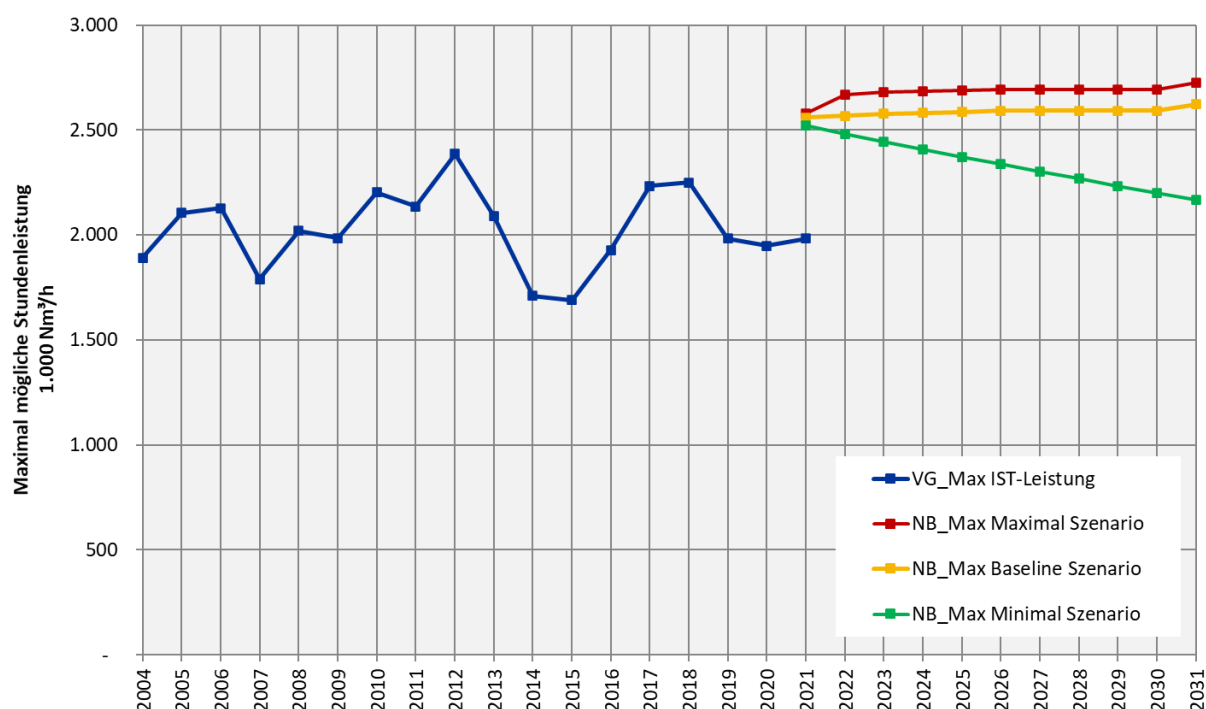
Der Unterschied zwischen dem IST VG_MAX und NB_MAX beträgt ca. 5 %, wobei zu beobachten ist, dass die Absatz-Maxima der einzelnen Netzbereiche nur wenige Stunden nacheinander auftreten.

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

In der LFP 2021 liegt die maximale mögliche Stundenleistung im Maximal Szenario nahe am Baseline Szenario. Dies ist darauf zurückzuführen, dass von einem Netzbetreiber noch ein zusätzliches Gaskraftwerk, für das bereits eine UVE erstellt wurde, eingemeldet worden ist. Aus heutiger Sicht ist jedoch davon auszugehen, dass die Realisierungswahrscheinlichkeit gering ist.

In Summe gehen die Netzbetreiber von einer leicht steigenden maximal möglichen Stundenleistung in den nächsten 10 Jahren aus. Dies ist größtenteils auf den steigenden Bedarf der Industrie durch den Umstieg von Kohle auf Gas zurückzuführen.

Diagramm 1: Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, 2021

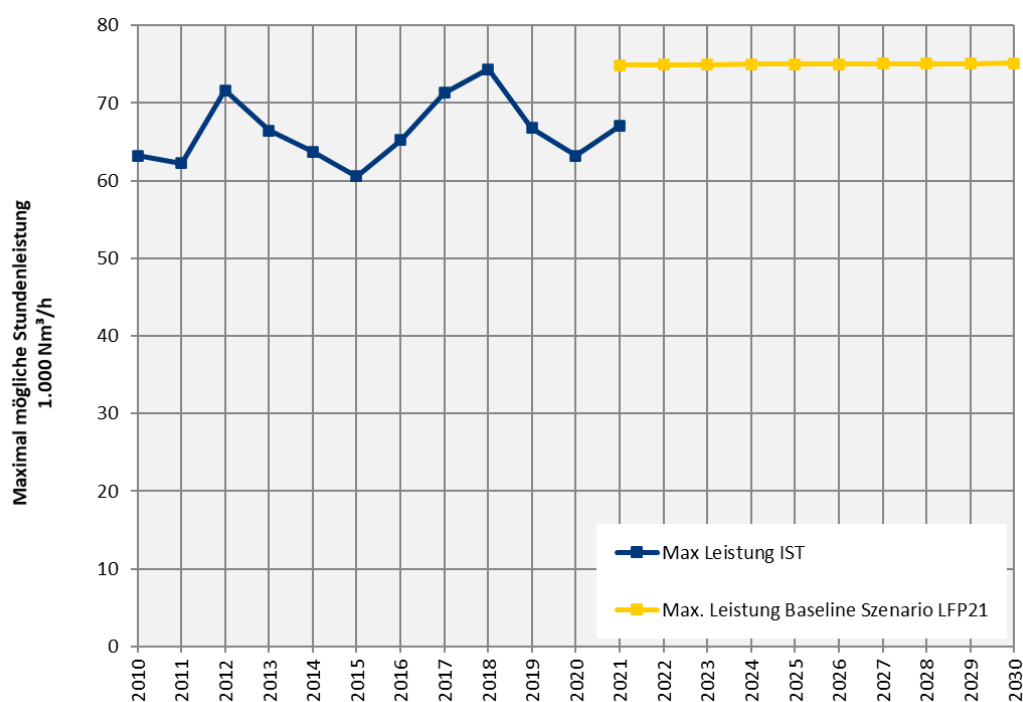
Marktgebiet Vorarlberg

Ende Februar 2018 wurde der höchste Endkundenabsatz im Marktgebiet Vorarlberg in der Höhe von ca. 74.000 Nm³/h gemessen. Dieser Wert entspricht dem historischen maximalen Absatz aus

dem Jahr 2012 unter Berücksichtigung der Veränderung der Anschlussleistung und des Gleichzeitigkeitsfaktors. Als Basis für die Absatzprognose der LFP 2021 wird der maximale historische Absatz aus dem Februar 2012 erhöht durch den Saldo der zusätzlichen An- und Abmeldungen unter Beachtung der Gleichzeitigkeit herangezogen.

Die von den Netzbetreibern angegebenen Leistungsveränderungen für die Jahre 2022 bis 2031 gehen von einer leichten kontinuierlichen Steigerung der Anschlussleistung aus. Die maximal mögliche Stundenleistung für das Marktgebiet Vorarlberg im Baseline Szenario ist in Diagramm 2 dargestellt. Aus der maximal möglichen Stundenleistung darf jedoch nicht direkt auf die erforderliche Einspeisekapazität in das Marktgebiet Vorarlberg geschlossen werden. Obwohl das Linepack des Vorarlberger Leitungsnetzes relativ gering ist, ist der ausgleichende Effekt ausreichend, um mit einer geringeren Kapazität Vorarlberg sicher versorgen zu können.

Diagramm 2: Maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg

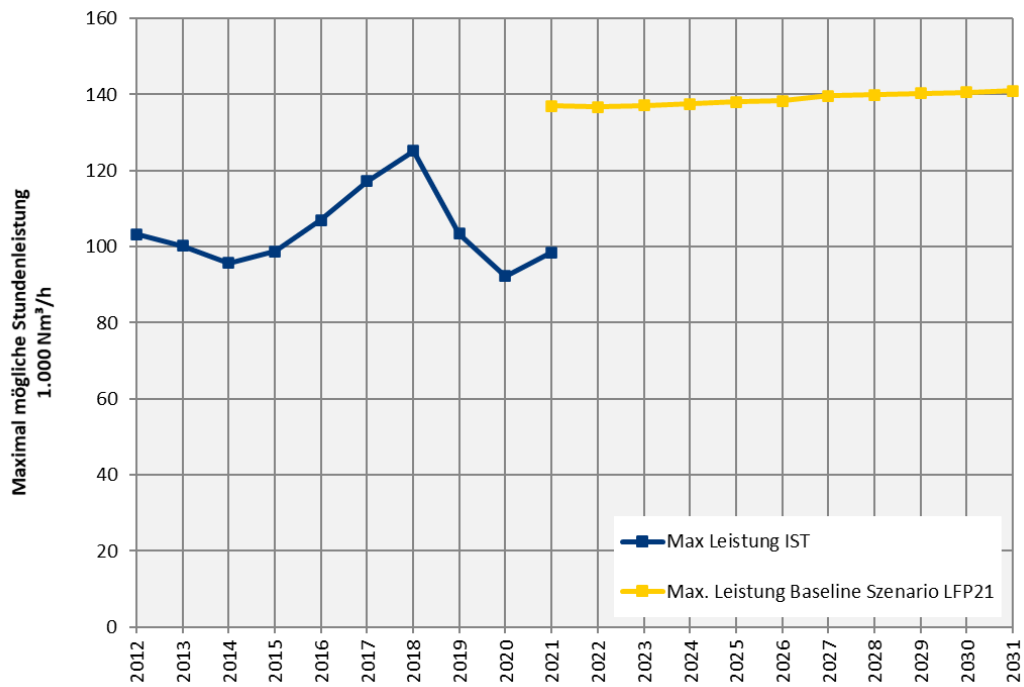


Quelle: AGGM, 2021

Marktgebiet Tirol

Das Marktgebiet Tirol zeigt die höchste Absatzdynamik in Österreich. In Tirol findet noch eine Flächenerschließung statt. Der maximale historische Stundenabsatz mit ca. 125.200 Nm³/h wurde in Tirol Ende Februar 2018 gemessen. Auch der maximale Tagesabsatz in Tirol war Ende Februar 2018 zu verzeichnen. Im Gasjahr 2022 ist mit einer maximalen möglichen Stundenleistung von ca. 136.700 Nm³/h zu rechnen. Die Netzbetreiber in Tirol haben auch für die Jahre 2022 bis 2031 weitere Zuwachsraten durch Neukunden angegeben, jedoch deutlich geringer als in den vergangenen Jahren.

Diagramm 3: Maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol

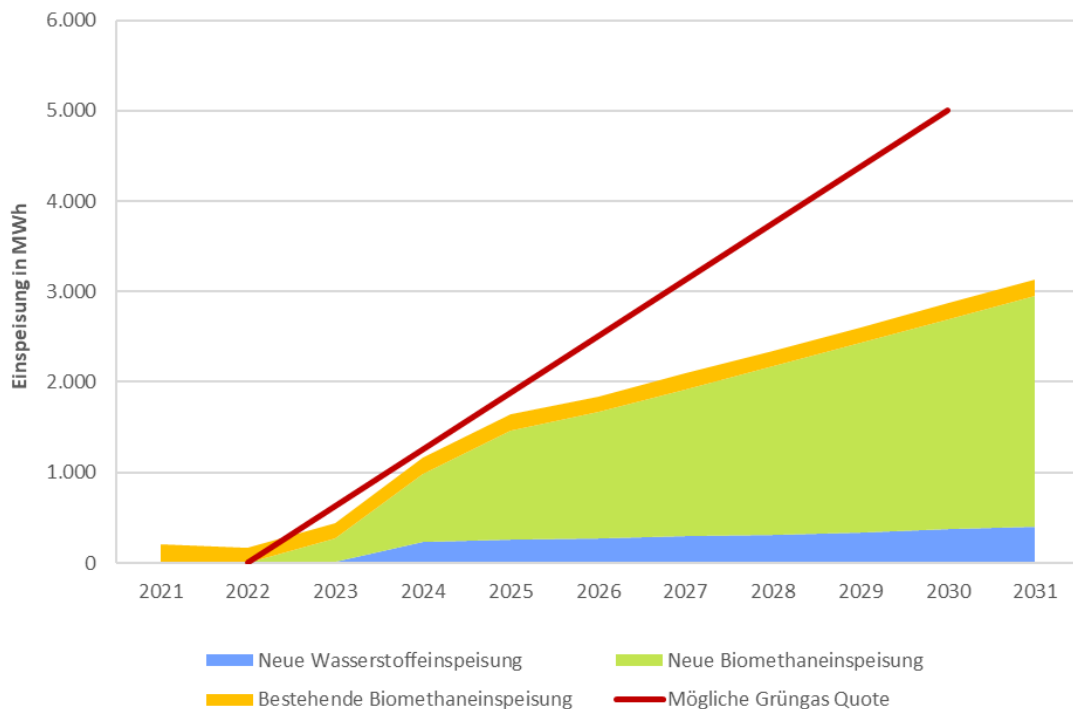


Quelle: AGGM, 2021

2.6.2 Einspeisung erneuerbarer Gase

Erstmals wurden im Rahmen der Langfristigen Planung auch die voraussichtlichen Biomethan- und Wasserstoffeinspeisungen ins Verteilnetz bei den Netzbetreibern abgefragt.

Abbildung 6: Voraussichtliche Einspeisung erneuerbarer Gase.



Quelle: AGGM, 2021

Aus Abbildung 6 ist ersichtlich, dass im Jahr 2030 eine Einspeisung von ca. 3 TWh an erneuerbaren Gasen von den Netzbetreibern erwartet wird. Dies würde ca. 3,3% des gesamten erwarteten Gasbedarfs von 90 TWh entsprechen. Vergleicht man diesen Wert mit einer kolportierten Grüngas-Quote von 5,6% bzw. 5 TWh im Jahr 2030 fehlen ca. 2 TWh an erneuerbaren Gasen.

Somit werden unter dem aktuellen Förderregime und den politischen Rahmenbedingungen nach der Einschätzung der Netzbetreiber die Ziele für 2030 aus dem Erneuerbaren Ausbau Gesetz nicht erreicht.

Daraus kann abgeleitet werden, dass es schnellstmöglich das in Aussicht gestellte „Gaspaket“ zur Förderung erneuerbarer Gase benötigt.

2.6.3 Vergleich der Absatzszenarien aus dem Nationalen Energie und Klimaplan mit dem Ten Year Network Development Plan

Der Nationale Klima und Energieplan (NEKP) bezieht sich auf das WAM (with additional measures) Szenario des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2019, welches von einem etwa gleichbleibenden Endenergieverbrauch und Bruttoinlandsverbrauch 2030 im Vergleich zu 2020 ausgeht. Der Anteil erneuerbarer Energie am Bruttoinlandsverbrauch steigt in diesem Szenario von 34,8% (2020) auf 45,6% (2030) und wird u.a. durch folgende Maßnahmen im Sektor Energie ermöglicht:

Tabelle 5: WAM Szenario Maßnahmen im Sektor Energie

Produktionskapazitäten Strom	2019 in TWh	2030 in TWh	
Photovoltaik	1,33	11,33	+ 700%
Wind	8	20*	+ 150%
Biogene	2,2	2,7	+ 25%
Wasserkraft	32	36,5	+ 15%
Produktionskapazitäten Gas	2018 in TWh	2030 in TWh	
Biomethan aus bestehenden Anlagen	0,65	1,5	+ 130%
<i>davon Verstromung</i>	0,5	0,5	-
<i>davon Einspeisung ins Gasnetz</i>	0,15	1	+ 600%
Biomethan aus neuen Anlagen	-	2,5	
Biomethan insgesamt	0,65	4	+ 500%
Wasserstoff aus erneuerbarem Strom	-	0,9	

*) Ein Teil des Ausbaus von Windkraft wird durch schnell reagierende Elektrolyseanlagen ermöglicht.

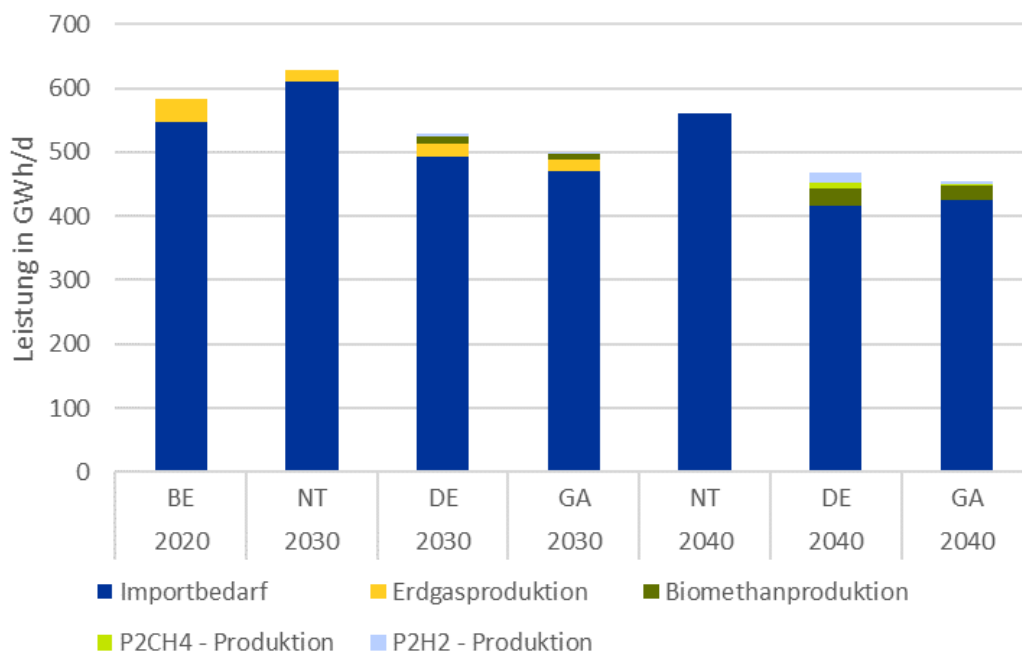
Quelle: APG (Erzeugung nach Typ 2019), E-Control (Ökostrombericht 2019, Betriebsstatistik Gas), Umweltbundesamt (Szenario WAM – NEKP Evaluierung)

In dem kombinierten Strom- und Gasszenario des TYNDP 2020 werden in 3 sogenannten „Storylines“ (National Trend, Distributed Energy und Global Ambition) mögliche zukünftige europäische Energieentwicklungen für die europäischen Gas- und Stromsysteme bis 2050 aufgezeigt. Die genaue Beschreibung der Storylines ist im KNEP 2021 im Kapitel 3.1.1. erläutert. In den TYNDP Szenarien ist die maximale Tagesleistung für Österreich (in GWh/d) je Storyline für die Jahre 2030 und 2040 inkl. eines „Best Estimate“ Referenzszenarios 2020 dargestellt worden. Darüber hinaus wurden Prognosen zur Inlandsproduktion von Biomethan sowie erneuerbaren

Wasserstoff und erneuerbarem synthetischem Methan aus Power-to-Gas Anlagen erstellt (siehe Abbildung 7 und Abbildung 9).

Die Prognosen (Bedarf und Inlandsproduktion) zum National Trend Szenario wurden anhand des WAM NEKP Szenarios ermittelt.

Abbildung 7: TYNDP Szenarien Daten für Österreich



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

Zur Veranschaulichung ist in Tabelle 8 und in Abbildung 8 der Vergleich der TYNDP Szenarien mit dem LFP 2021 Absatzszenario dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die maximal mögliche Tagesleistung von 630 GWh/h für das Jahr 2030 aus dem Baseline Szenario der LFP 2021 dem dem National Trend Szenario des TYNDP entspricht.

Tabelle 6: TYNDP 2020 Szenarien für Österreich in Zahlen

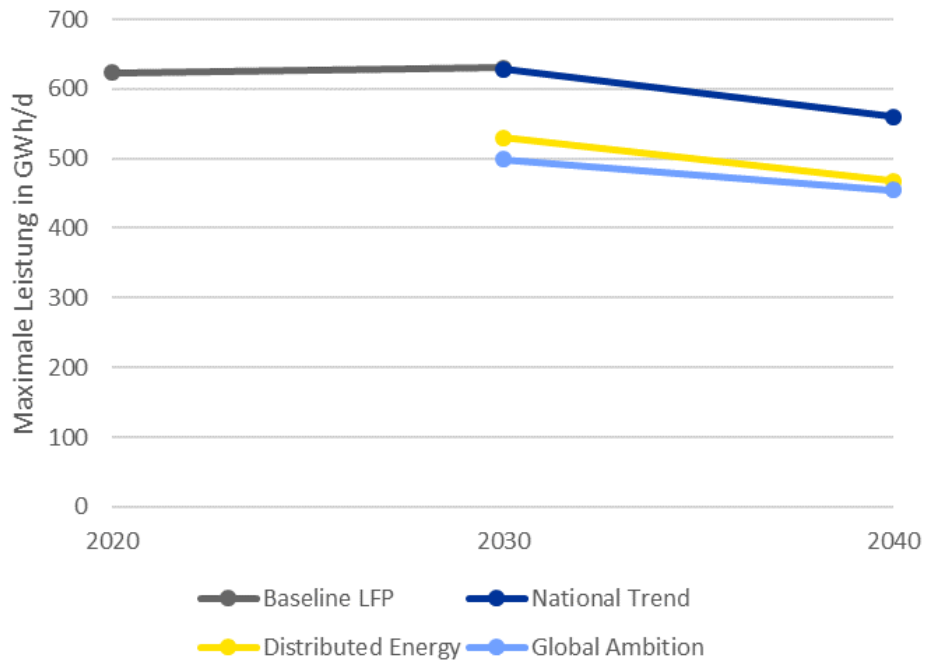
Maximale Leistung Szenario	Quelle	2020 in GWh/d	2030 in GWh/d	2040 in GWh/d
Baseline	LFP 2021	623*	630*	-
Best Estimate (BE)	TYNDP 2020	584	-	-
National Trend (NT)	TYNDP 2020	-	629	560
Distributed Energy (DE)	TYNDP 2020	-	529	467
Global Ambition (GA)	TYNDP 2020	-	499	455

*) Summe aus MG Ost, MG Tirol und MG Vorarlberg für das Jahr

Quelle: ENTSO-G & ENTSOE, TYNDP 2020 Scenario Report, AGGM

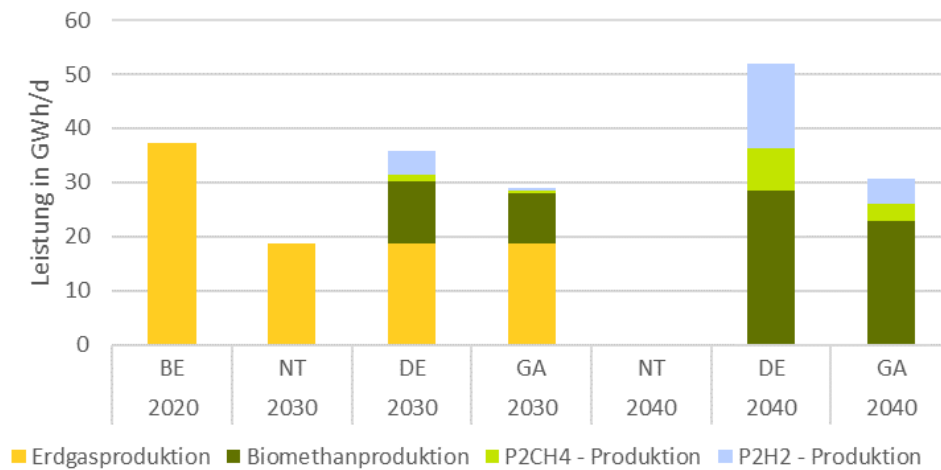
Was die TYNDP Prognosen zur Einspeisung erneuerbarer Gase betrifft, welche in Abbildung 9 dargestellt sind, können 2030 sowohl die angenommene Biomethanleistung als auch die Wasserstoffleistung vom Gasnetz übernommen werden.

Abbildung 8: Vergleich TYNDP 2020 und LFP Baseline Szenario



Quelle: ENTSO-G & ENTSOE, TYNDP 2020 Scenario Report, AGGM

Abbildung 9: österreichische Gasproduktion aus den TYNDP 2020 Szenarien.



Quelle: ENTSO-G & ENTSOE, TYNDP 2020 Scenario Report

2.6.4 Abstimmung Integrierter Netzinfrastrukturplan gemäß §94 EAG

Da noch kein integrierter Netzinfrastrukturplan erstellt und veröffentlicht wurde, konnte dieser auch noch nicht berücksichtigt werden.

2.6.5 Entry- Exit Punkte im Verteilernetz

2.6.5.1 Virtuelle Übergabepunkte Fernleitung → Verteilerleitung

In Tabelle 7 sind die vom VGM gebuchten Kapazitäten von und in das Fernleitungsnetz dargestellt.

Tabelle 7: Vom VGM gebuchte Kapazität, Stand September 2021

Vertragspartner	Lokation	Richtung	Qualität	Zeitraum	Kapazität [kWh/h]
Gas Connect Austria	West Austria Gasleitung	Entry	fest ¹⁾		2.323.346
			unterbrechbar ¹⁾		4.690.946
Gas Connect Austria	Baumgarten	Entry	FZK		21.422.795
		Exit	FZK		10.848.000 ²⁾
TAG GmbH	Trans Austria Gasleitung	Exit	FZK		4.034.549
bayernets	Zone Kiefersfelden / Pfronten	Entry	FZK	01.10.2021 – 01.10.2022	977.888
				01.10.2021 – 01.04.2022	108.655
				01.12.2021- 01.03.2022	100.000
terranets bw	Lindau	Entry	FZK	01.10.2021 – 01.10.2022	954.000
				01.10.2021 – 01.04.2022	106.000

¹⁾ Ergebnis aus der Kombination der aus unterschiedlichen Entry/Exit Kombinationen gebuchten DZK Kapazitäten

²⁾ Exit Vertrag derzeit in Abstimmung

³⁾ Absicherung der unterbrechbaren Kapazität mittels ausgeschriebener Lastflusszusage

Quelle: AGGM, 2021

Aufgrund von Kapazitätsengpässen im Süden von Deutschland werden nach Vorgabe der BNetzA Kapazitätsverlagerungen von nicht gebuchten Kapazitäten von den Grenzübergabepunkten hin zu innerdeutschen Abnahmepunkten durchgeführt. Eine jahreszeitlich strukturierte Kapazitätsbuchung, die auf die Bedarfe der Endkunden abgestimmt ist, ist dadurch nicht möglich, was zu einer zusätzlichen Kostenbelastung für die Endkunden in Vorarlberg und Tirol führt.

2.6.5.2 Speicher

In Österreich sind derzeit 4 Speicherunternehmen tätig (OMV Gas Storage Austria GmbH, RAG Energy Storage GmbH, Wiener Erdgasspeicher GmbH, Uniper Energy Storage Austria), die Kapazitätsbuchungen im Verteilergebiet vorgenommen haben und 2 weitere (GSA LLC und Astora GmbH), welche keine Kapazitätsbuchungen im Verteilergebiet vorgenommen haben. Derzeit liegen keine Kapazitätserweiterungsanträge von Speicherunternehmen vor.

In Tabelle 8 sind die von den Speicherunternehmen gebuchten Kapazitäten zum Stichtag 04.10.2021 dargestellt. Vereinzelt wurden kurzfristige unterjährige Kapazitätsanpassungen durchgeführt.

Tabelle 8: Speicher, gebuchte Kapazitäten

	Kapazität [kWh/h]			
	SK Entry	UK Entry	SK Exit	UK Exit
gebuchte Kapazität 2021 (Stand 04.10.2021)	22.038.758	1.805.900	15.005.690	3.883.100
gebuchte Kapazität 2020 (Stand 14.08.2020)	21.658.492	1.805.900	14.809.920	3.883.100
absolute Veränderung	380.266	-	195.770	-
relative Veränderung	1,8%	-	1,3%	-

SK Standardkapazität
UK unterbrechbare Kapazität

Quelle: AGGM, 2021

In Tabelle 9 ist die Prognose der Kapazitätsbedarfe der Speicherunternehmen dargestellt. Alle Kapazitätsbedarfe können durch die derzeit frei verfügbare Kapazität gedeckt werden.

Tabelle 9: Speicher, Prognose des Kapazitätsbedarfs

	Kapazität [kWh/h]			
	SK Entry	UK Entry	SK Exit	UK Exit
gebuchte Kapazität 2021 (Stand 04.10.2021)	22.038.758	1.805.900	15.005.690	3.883.100
Prognose Kapazitätsbedarf 2031	21.910.027	2.635.000	17.423.313	1.896.700
absolute Veränderung	-128.731	829.100	2.417.623	-1.986.400
relative Veränderung	-0,58%	45,91%	16,11%	-51,16%

SK Standardkapazität
UK unterbrechbare Kapazität

Quelle: Speicherunternehmen, AGGM, 2021

2.6.5.3 Biomethanproduktion

Derzeit sind in Österreich 13 Biogasanlagen an das Verteilernetz angeschlossen. Drei weitere Biogasanlagen haben einen inaktiven Netzanschluss. Die Summe der Kapazitätsbuchung beträgt 30.000 kWh/h Standardkapazität (siehe auch Tabelle 10).

Durch die hohe Priorisierung der Biomethanproduktion bei der Vergabe der Kapazitäten gemäß dem von der ECA genehmigten Berechnungsschema entspricht der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität der nominalen Standardkapazität, somit steht den Biogasanlagen die gebuchte Standardkapazität uneingeschränkt zur Verfügung.

Tabelle 10: Biomethanproduktion, gebuchte Entry Kapazität

	Kapazität [kWh/h]
	Standardkapazität Entry
gebuchte Kapazität 2021 (Stand 04.10.2021)	30.000
gebuchte Kapazität 2020 (Stand 14.08.2020)	36.649
absolute Veränderung	-6.649
relative Veränderung	-18,1%

Quelle: AGGM, 2021

2.6.5.4 Inlandsproduktion Erdgas

In Österreich sind 2 Produktionsunternehmen tätig. Die OMV E&P Austria und die RAG Austria AG. In Tabelle 11 sind die gebuchten Kapazitäten der Speicherunternehmen dargestellt.

Tabelle 11: Inlandsproduktion Erdgas, gebuchte Entry Kapazität

	Kapazität [kWh/h]
	Standardkapazität Entry
gebuchte Kapazität 2021 (Stand 08.09.2021)	1.105.269
gebuchte Kapazität 2020 (Stand 14.08.2020)	1.227.765
absolute Veränderung	-122.496
relative Veränderung	-10,0%

Quelle: AGGM, 2021

Durch die hohe Priorisierung der Inlandsproduktion bei der Vergabe der Kapazitäten gemäß dem von der E-Control Austria genehmigten Berechnungsschema entspricht der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität der nominalen Standardkapazität, somit steht der Inlandsproduktion die gebuchte Standardkapazität uneingeschränkt zur Verfügung. Eine Ausnahme stellt die gebuchte Standardkapazität im Netzbereich der Salzburg Netz GmbH dar. Der Mindestabsatz im Netzbereich der Salzburg Netz GmbH ist zeitweise geringer als die gebuchte Einspeisekapazität für Produktionsanlagen, wodurch auch hier ein dynamisch fester Anteil für die gebuchte Standardkapazität errechnet und dem Produktionsunternehmen übermittelt wurde.

Im Rahmen der Datenerhebung für die Langfristige Planung 2021 haben die Produzenten für das Jahr 2024 einen um 47% geringeren Kapazitätsbedarf als derzeit angegeben.

2.6.5.5 Grenzübergabepunkte („kleiner Grenzverkehr“)

An den Grenzübergabepunkten im Verteilergesamt Ost Laa und Freilassing sind derzeit keine bzw. nur auf kurzfristiger Basis Kapazitäten (implizite Allokation) gebucht.

Seit der Implementierung von DIANE (Differenzmengenabwicklung Netzinseln) ist an den Netzinseln Simbach, Schärding, Ach und Laufen keine Kapazitätsbuchung mehr seitens der Marktteilnehmer erforderlich. Mit dieser Maßnahme wird der freie Versorgerwechsel auch innerhalb dieser Netzinseln ermöglicht.

Die Kapazität am Grenzübergabepunkt Freilassing wird im Rahmen des Projektes Implizite Allokation Freilassing für eine implizite Allokation genutzt. Das Prinzip der impliziten Allokation ist, dass Verbindungskapazitäten von benachbarten Entry/Exit-Systemen nicht mit einem expliziten Kapazitätsallokationsverfahren vergeben werden, sondern implizit gemeinsam mit Handelsmengen in Spotmärkten von Erdgasbörsen.

Beispiel: Eine Gasverkaufs Börseorder am deutschen THE Markt wird automatisiert ebenfalls am österreichischen VHP inkl. des erforderlichen Transportentgeltes (Exit THE + Entry MG Ost) angeboten. Wenn diese Verkaufs Order nachgefragt wird, wird nicht nur das Handelsgeschäft getätigt, sondern auch gleichzeitig die erforderliche Transportkapazität kontrahiert und der Transport zum österreichischen VHP ausgelöst, ohne dass für den Käufer ein zusätzlicher administrativer Aufwand erforderlich ist.

Durch die Umsetzung dieses zunächst auf ein Jahr beschränkten Pilotprojektes wird der Grenzübergabepunkt Freilassing besser genutzt und die Kopplung zwischen den Märkten THE und CEGH VHP intensiviert.

2.7 Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2020

In Tabelle 12 ist eine Übersicht über den Status der Projekte aus der Langfristigen Planung 2020 dargestellt. Im Anschluss wird der Status der einzelnen Projekte näher beschrieben.

Tabelle 12: Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2020

Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung (gem. LFP 2020)	Status
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	Gas Connect Austria	10/2021	fertiggestellt
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergesamt)	Gas Connect Austria	09/2022	in Umsetzung
2018/02	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	Netz NÖ	12/2020	fertiggestellt
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz NÖ	12/2025	in Umsetzung
2018/04	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	Netz NÖ	12/2021	fertiggestellt
2019/01	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil SNG	Salzburg Netz	10/2023	in Umsetzung

2019/02	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil TIGAS	TIGAS	10/2023	in Umsetzung
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz	Energienetze Steiermark	12/2025	in Umsetzung
2020/01	Errichtung einer Netzübergabestation im Bereich Wiener Ölhafen GCA – Wiener Netze	Gas Connect Austria	01/2021	fertiggestellt
2020/02	Ersatzinvestition Station Laa/Thaya West	Netz NÖ	12/2022	in Umsetzung
2020/03	Übergabestation Schärding	Netz OÖ	12/2021	fertiggestellt

Quelle: AGGM, 2021

Projekt 2016/01: Ersatzinvestition Leitung G00 006

Das Projekt wurde in der LFP 2016 eingereicht. In der LFP 2018 wurde eine vielversprechende neue Lösung für dieses Ersatzinvestitionsprojekt konzipiert und eingereicht. Nach Abschluss der Detailplanung hat sich jedoch herausgestellt, dass das ursprüngliche Konzept das tatsächlich kostengünstigere Konzept ist. In der LFP 2020 wurde daher das Projekt wieder gemäß dem Konzept aus der LFP 2016 eingereicht und von der Behörde genehmigt, wobei das Projektziel unverändert ist.

Der Ersatz der 4,2 km langen Rohrleitung G00-006 wird als erste 100% wasserstofftaugliche Leitung Österreichs errichtet.

Das Projekt wurde im Oktober 2021 planmäßig fertiggestellt.

Projekt 2018/01: Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)

Alle Teilprojekte, um die vertraglichen Entry und Exit Kapazitäten zwischen Fernleitung und Verteilergebiet auf fester Basis bereitstellen zu können, wurden realisiert. Die Wiederherstellung des Knoten Baumgarten ist in Umsetzung. Die Detailplanung wurde bereits abgeschlossen. Für den Wiederaufbau der Station Baumgarten wurde ein neues vereinfachtes Konzept entworfen. Ziel dabei war, alle Verteilergebiets Ausgangsleitungen leistungsfähig an die Fernleitungskollektoren anzubinden.

Das Projekt ist im Zeitplan.

Projekt 2018/02: Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau

Das Projekt 2018/02 wurde planmäßig mit 12/2020 fertiggestellt.

Projekt 2018/03: Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt

Das Projekt 2018/03 ist derzeit in Umsetzung. Die Umbauten im Schieberhaus Auersthal wurden im Jahr 2020 abgeschlossen. Die weiteren Schieberhäuser werden zwischen 2021 und 2025 erfolgen.

Das Projekt ist im Zeitplan.

Projekt 2018/04: Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein

Das Projekt 2018/02 ist weitgehend fertiggestellt. Eine offizielle Fertigstellungsmeldung seitens Netz NÖ ist noch nicht bei AGGM eingelangt.

Projekt 2019/01: Leitungsverbindung Salzburg – Tirol, Teil SNG

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung. Gemäß Statusbericht vom 27.08.2021 sind die Trassenplanungen für die Leitungsabschnitte Puch – Hallein und Saalfelden – Hochfilzen für die GWG -Einreichung beinahe abgeschlossen. Die Einholung der Grundeigentümergebilligungen liegen für den Abschnitt Puch – Hallein vollständig und für den Abschnitt Saalfelden – Hochfilzen zu ca. 95% vor. Bis Ende September werden die restlichen offenen Servitute erwartet. Die Behördengenehmigungen sollen bis Ende 2021 abgeschlossen sein. Die Ausschreibung der Tiefbau- und Rohrbauleistung sowie der Materiallieferung soll ab Anfang 2022 erfolgen. Der Baubeginn der Leitungsabschnitte wird mit August 2022 erwartet und die Inbetriebnahme wird mit Ende 2023 avisiert.

Die Umbauten bzw. Neubauten von den Gasdruckregelstationen sind einreichfertig und ausschreibungsreif geplant. Die Genehmigungen sollten bis Ende September 2021 vorliegen und der Baubeginn einzelner Stationen wird noch heuer erfolgen. Die restlichen Stationen werden 2022 umgesetzt. Die Stationen werden bereits als 20% wasserstofftauglich konzipiert und umgesetzt.

Aufgrund des Kapazitätserweiterungsantrags 2021/01 wird ein zusätzlicher Ausspeisepunkt aus der Ebene 1 in die Ebene 2 auf Salzburger Hoheitsgebiet errichtet.

Aufgrund der Restriktionen im Frühjahr 2020 wird sich der Fertigstellungszeitpunkt auf 12/2023 verschieben.

Projekt 2019/02: Leitungsverbindung Salzburg – Tirol; Teil TIGAS

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung. Die Konzeptplanung der Übergabestation und Reduzierstation ist abgeschlossen und der Standort samt Flächenbedarf wurde fixiert. Der Vorvertrag zum Grunderwerb befindet sich in Ausarbeitung.

Aufgrund der Restriktionen im Frühjahr 2020 wird sich der Fertigstellungszeitpunkt auf 12/2023 verschieben.

Projekt 2019/03: Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz

Die Absätze in der Region Bruck/Mur-G19 wurden hinsichtlich einer CO₂ Reduktion in der Industrie neu bewertet, wodurch sich in einem ersten Schritt ein höherer Gasabsatz ergibt. In einem zweiten zukünftigen, jedoch noch nicht gesicherten Schritt wurde die Substitution von Erdgas mit Wasserstoff analysiert. Bereits im ersten Schritt ergibt sich, unter der Berücksichtigung des Notfallszenarios (keine Versorgung über die Pyhrnleitung) ein Druckabfall größer 10 bar auf 23 km. Die Errichtung einer DN400 Leitung ist daher aus hydraulischer und versorgungssicherheitstechnischer Sicht zweckmäßig. Wird die Leitung auch in dieser Dimension ausgeführt, so kann die Versorgung der Region mit Wasserstoff im zweiten Schritt, ebenfalls ohne Errichtung zusätzlicher Kapazitäten umgesetzt werden.

Um den Wirtschaftsstandort im Murtal mittel- und langfristig abzusichern und eine zukünftige leistungsfähige Versorgung mit Wasserstoff zu ermöglichen ist daher eine Redimensionierung der bisherigen geplanten DN300 Rohrleitung auf DN400 notwendig. Somit kann mit dieser vorausschauenden Maßnahme das Ziel der Klimaneutralität gemäß GWG 2011 §22 (1) Z1. unterstützt werden.

Aufgrund der Neuevaluierung und der enorm gestiegenen Preise im ganzen Stahlsektor sowie im Dienstleistungsbereich bei Planung und Ausführung bedingt durch die Pandemie und der damit verbundenen Rohstoffverknappungen musste die Kostenschätzung nach oben angepasst werden.

Das Projekt 2019/03 ist derzeit in Umsetzung. Mit den Ausschreibungen soll Anfang 2022 begonnen werden. Der Fertigstellungszeitpunkt ist weiterhin mit 12/2025 geplant.

Projekt 2020/01 Errichtung einer Netzübergabestation im Bereich Wiener Ölhafen GCA – Wiener Netze

Das Projekt 2020/01 wurde im März 2021 planmäßig fertiggestellt und die angefragten Kapazitätserweiterungsanträge 2020/01 und 2020/02 konnten erfolgreich zugesagt werden.

Projekt 2020/02 Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya West

Das Projekt 2020/02 befindet sich im Zeitplan.

Projekt 2020/03 Übergabestation Schärding

Das Projekt 2020/03 ist weitgehend fertiggestellt. Eine offizielle Fertigstellungsmeldung seitens Netz OÖ ist noch nicht bei AGGM eingelangt. Somit wurde der Engpass auf österreichischer Seite beseitigt und alle bestehenden Kunden können sicher versorgt werden. Da die Netzinsel Schärding aber nur über diese eine Aufspeisung der Energienetze Bayern verfügt, können aus derzeitiger Sicht ohne weitere Adaptionen auf bayrischer Seite keine weiteren größeren Kunden an das Netz angeschlossen werden.

2.8 Status Quo der Netzebene 1 Infrastruktur (Stand 09/2021)

AGGM hat alle Ebene 1 Verteilerleitungsnetzbetreiber ersucht alle Ebene 1 Infrastrukturelemente (Leitungen, Stationen, Teile von Stationen, Verdichter, etc.) die aufgrund ihres technischen Zustandes im Planungszeitraum 2022 bis 2031 oder bereits früher außer Betrieb genommen werden müssen, bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen bekannt zu geben, sofern dies derzeit absehbar ist.

Für den Fall, dass Infrastrukturelemente außer Betrieb genommen werden müssen, prüft AGGM im Kontext des gesamten Verteilergebietes ob und wenn ja in welcher Dimensionierung diese Infrastrukturelemente ersetzt werden müssen. Auf Basis dieser Erkenntnisse werden gemeinsam mit den Netzbetreibern entsprechende Projekte entwickelt und in der Langfristigen Planung eingereicht.

Ersatzinvestitionen, die nicht redimensioniert werden und deren Investitionskosten nicht höher als 0,2 Mio. Euro sind, werden grundsätzlich in der Langfristigen Planung nicht als Projekt abgebildet. Dennoch können auch Ersatzinvestitionen, welche zumindest einem der folgenden Kriterien entsprechen in der Langfristigen Planung abgebildet werden.

- Innovationsgehalt

- Vorbereitung auf Wasserstoff Transport
- Mehrjährige Austausch/Veränderungsprogramme
- Ermöglichung von Einspeisung und Versorgung erneuerbarer Gase
- Digitalisierung

In Tabelle 13 sind die Ebene 1 Infrastrukturelemente dargestellt, die im Planungszeitraum außer Betrieb genommen werden, bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

Sämtliche andere Ebene 1 Infrastrukturelemente stehen aus heutiger Sicht im Planungszeitraum 2022 bis 2031 für den Gastransport zur Verfügung. Gegebenenfalls müssen kleinere Instandhaltungsmaßnahmen (kleiner 0,2 Mio. Euro) durchgeführt werden.

Tabelle 13: Liste der Ebene 1 Infrastrukturelemente, die im Planungszeitraum 2022 bis 2031 außer Betrieb genommen werden müssen bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

Netzbetreiber	Infrastrukturelement	Datum	Nähere Beschreibung
Netz NÖ	West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	2025	Kapitel 2.7
Energienetze Steiermark	Leitungssegment Bruck/Mur – St. Michael	2025	Kapitel 2.7
Netz NÖ	MUEA Laa/Thaya West	2022	Kapitel 2.7
Gas Connect Austria	ÜST Mannswörth - Ausbläser	2022	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Ettendorf – Filterseparator	2022	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Sulmeck-Greith – Filterseparator	2022	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Kirchberg – Filterseparator	2022	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Ebenthal – Filterseparator	2023	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Finkenstein – Filterseparator	2023	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Waisenberg – Filterseparator	2022	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Arnreit - Stromversorgung	2022	Kapitel 4
Gas Connect Austria	G00-003: Im Bereich Oberhausen und Produktenbrücke - Damm	2022	Kapitel 4
Gas Connect Austria	G00-003-1 - Rohrisolierung	2022	Kapitel 4
Gas Connect Austria	G00-020: Im Bereich Oberhausen und Schwechat -Rohrisolierung	2023	Kapitel 4
Gas Connect Austria	ÜST Aderklaa - Stationssteuerung	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	ÜST Laa/Thaya - Stationssteuerung	2023	Kapitel 4
Netz NÖ	SH Fladnitzbach	2022	Kapitel 4
Netz Burgenland	Übergabestation Jennersdorf - Molchanschlussstelle	2021	Kapitel 4
Energienetze Steiermark	Station G8 - Stationssteuerung	2023	Kapitel 4

Quelle: AGGM; 2021

2.9 Infrastrukturstandard

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

Der Infrastrukturstandard gemäß SoS VO legt fest, dass die Kapazität im Betrachtungsraum (Marktgebiet Ost in Österreich) so ausgerichtet sein muss, dass eine sehr hohe Nachfrage auch bei Ausfall der größten Infrastruktur (Baumgarten) gedeckt werden kann.

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

Tabelle 14: Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [Mio. Nm ³ /d]	Definition & Erläuterung
Baumgarten	140,34	Exit Slowakei
Oberkappel	21,95	Minimum aus Exit THE 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
Erdgas Produktion OMV	1,99	gebuchte Standardkapazität
Erdgas 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
Im	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; 2021

Für das Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der (N-1) Formel 172 %. Dieses Ergebnis belegt, dass die Erdgasinfrastruktur im Marktgebiet Ost der Anforderung laut Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 von größer als 100% gerecht wird. Ein Infrastrukturstandard mit 172% spiegelt eine gute

Versorgungssicherheit in Bezug auf die Infrastruktur wider. Projekte, die die Integration mit dem benachbarten Ausland zusätzlich unterstützen sind zur weiteren Hebung der Versorgungssicherheit positiv zu bewerten.

Im Jahr 2020 lag das Ergebnis der N-1 Formel gemäß Verordnung (EU) 2017/1938 bei 140%. Die Erhöhung des Wertes gegenüber dem Vorjahr ist größtenteils auf die ab 01.04.2021 verfügbare FZK Kapazität aus Italien zum VHP am Einspeisepunkt Arnoldstein zurückzuführen.

In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg gibt es keine Fernleitungen und daher ist diese Bestimmung nicht anwendbar.

3 Kapazitätssituation im Planungsnullfall

Die Planungsnullfallergebnisse sind die Ergebnisse aus der hydraulischen Berechnung, wobei für das jeweils betrachtete Jahr die Daten aus dem Absatz- bzw. Bezugsmodell mit dem Planungsnullfallnetz simuliert werden. Wenn in der hydraulischen Berechnung alle Druckzusagen eingehalten werden können, liegt kein Engpass vor. Das Planungsnullfallnetz ist das derzeit verfügbare Verteilernetz inkl. der Projekte (zum jeweiligen Fertigstellungsgrad) für die ein Netzausbaupertrag abgeschlossen wurde. Projekte, für die kein Netzausbaupertrag erforderlich ist (keine Ausbauschwelle) werden ebenfalls mit dem jeweiligen Fertigstellungsgrad berücksichtigt.

3.1 Kapazitätssituation im Jahr 2022

Alle für das Jahr 2022 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von erneuerbaren Gasen und Netzbenutzern an Grenzübergabepunkten können eingehalten werden.

Im Februar 2021 wurden vom Netzbetreiber Energienetze Bayern Kapazitätsengpässe in dessen vorgelagerten Übergabestation, welche die Netzinsel des Raumes Schärdings über das Marktgebiet THE versorgt, festgestellt. Durch die Fertigstellung des Projekts 2020/03 wurde der Engpass auf österreichischer Seite beseitigt und alle bestehenden Kunden können sicher versorgt werden. Da die Netzinsel Schärding aber nur über diese eine Aufspeisung der Energienetze Bayern verfügt, können aus derzeitiger Sicht ohne weitere Adaptionen auf bayrischer Seite keine weiteren größeren Kunden an das Netz angeschlossen werden.

Aus Sicht der Ebene 1 Verteilerleitungen können alle an das Netz angeschlossenen Endkunden jederzeit versorgt werden.

Die zusätzlichen Kapazitätsbedarfe von Endkunden in Wien, die einen Kapazitätserweiterungsantrag übermittelt haben (siehe Kapitel 2.6.1.3), konnten nach Fertigstellung des Projektes 2020/01 im März 2021 vollständig versorgt werden.

Der zusätzliche Kapazitätsbedarf von Biomethaneinspeisungen, die einen Kapazitätserweiterungsantrag übermittelt haben (siehe Kapitel 2.6.1.3), können nach Fertigstellung des neuen Projektes 2021/01 im April 2022 vollständig das ganze Jahr über einspeisen.

3.2 Kapazitätssituation in den Jahren 2023 bis 2031

Für die Jahre 2023 bis 2031 wurden auch keine weiteren Kapazitätsengpassbereiche festgestellt.

Der zusätzliche Kapazitätsbedarf von Endkunden in Salzburg, die einen Kapazitätserweiterungsantrag übermittelt haben (siehe Kapitel 2.6.1.3), können nach geplanter Fertigstellung des Projekts 2019/01 Ende 2023 vollständig versorgt werden.

Für die zeitgerechte Kapazitätsbereitstellung ist es unabdingbar, dass die Betreiber der Einspeise-, Absatz- bzw. Speicherprojekte rechtzeitig einen Kapazitätserweiterungsvertrag abschließen, damit gegebenenfalls die erforderlichen Infrastrukturausbauprojekte zeitgerecht gestartet werden können.

4 Maßnahmen im Verteilerggebiet

4.1 Ermöglichung der Einspeisung von erneuerbaren Gasen (Projekt 2021/01)

Erstmalig musste ein Kapazitätsantrag auf unterjähriger Erweiterung der Einspeisekapazität von Biomethan, aufgrund von fehlender Rückspeisekapazität der Überschussmengen im Ebene 1 Netz vor allem im Sommer, abgelehnt werden. In dem konkreten Fall handelt es sich um eine Biogasanlage, welche in den Sommermonaten die Überschussmengen aus der NE2 auf die NE1 Ostleitung der Netz NÖ rückspeist.

Durch den Wegfall der Niederdruckabnahme bei ca. 6 bar auf der G00-022 in der Raffinerie Schwechat im Sommer 2021, war auch die bisherige Rückspeisung der Überschussmengen aus der Ostleitung, welche aktuell mit 12-14 bar betrieben wird, in die G00-022 nichtmehr möglich. Infolgedessen musste die Erdgasproduktion in den Sommermonaten die Einspeisung drosseln. Der zusätzliche Kapazitätserweiterungsantrag der Biomethaneinspeisung von 400 Nm³/h auf 650 Nm³/h konnte daher aufgrund der fehlenden Rückspeisemöglichkeit bei geeignetem Druck auch nicht stattgegeben werden.

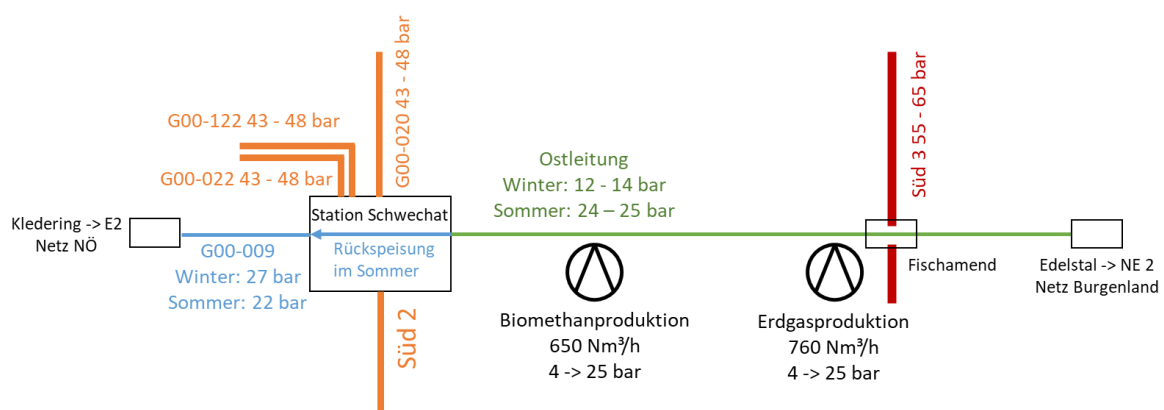
Die naheliegendste Lösung zur Fortsetzung der Rückspeisung aus der Ostleitung ist die Herstellung einer Verbindung und Sommerfahrweise zur G00-009, welche aktuell mit 27 bar betrieben wird. Dazu müsste im Sommer der Druck auf der Ostleitung von ca. 12 bar auf ca. 24-25 bar angehoben und gleichzeitig der Druck auf der G00-009 von ca. 27 bar auf ca. 22 bar abgesenkt werden. Die Einspeiseverdichter der Erdgas- und Biomethanproduktion können heute schon den benötigten Druck bereitstellen und das nachgelagerte Ebene 2 Netz nach Kledering könnte auch mit einem geringeren Druck im Sommer betrieben werden, was auch die Druckabsenkung der G00-009 ermöglicht.

Siehe dazu auch die grafische Erläuterung in Abbildung 10.

Durch die Rückspeisung und der Abnahme in Kledering können somit nicht nur aktuelle Einspeisungen erneuerbarer Gase, sondern auch mittel- bis langfristig zusätzliche Einspeisungen entlang der Ostleitung oder im Bereich Edelstal der Netz Burgenland ermöglicht werden.

Daher ist das **Projekt 2021/01 Schwechat - Mengenableitung aus der Ostleitung in die G00-009** notwendig, um die Einspeisung von erneuerbaren Gasen in das Ebene 1 Netz zu ermöglichen.

Abbildung 10: Fahrweisen der Ostleitung



Quelle: AGGM

4.2 Gasstation Auersthal

Die Gasstation Auersthal ist einer der wichtigsten Gasknoten im Verteilergesamt. Von hier aus wird Gas aus Baumgarten, von den Speichern und der Erdgasproduktion verteilt und somit die sichere Versorgung von Wien, Niederösterreich, Oberösterreich, Burgenland und der Steiermark gewährleistet.

Aktuell ist die wichtigste bidirektionale Transportleitung, die Westschiene, welche Baumgarten mit den Speichern in Oberösterreich verbindet nur indirekt an den Verteilerknoten Auersthal angebunden. Bei dieser derzeit vorhandenen Zuleitung können die beiden großdimensionalen Leitungen G00-023 und G00-040 nur gemeinsam mit Teilmengen zum Verteilerknoten zugeschaltet werden. Um nun eine flexible und unabhängige Mengen- u. Druckzuteilung der G00-023 und auch der G00-040 operativ zu ermöglichen, muss eine neue Leitungsanbindung bis hin zum Verteilerknoten mit Regelung u. Messung über eine automatische Zuschaltmöglichkeit auf alle Kollektoren des Gasverteilerknotens geschaffen werden, wie ursprünglich bei der Errichtung der Westschiene schon mitgeplant.

Daher ist das *Projekt 2021/02 Auersthal – Knotenanbindung G00-040*, notwendig, um die Flexibilität in der Verteilung der anlandenden Gasströme aus den Speichern und aus Baumgarten über die Westschiene erheblich zu erhöhen und die Versorgungssicherheit weiter zu gewährleisten bzw. zu erhöhen.

Darüber hinaus sind noch zwei weitere sicherheitsrelevante Investitionen in Auersthal notwendig, um den sicheren Betrieb der Gasstation langfristig sicher zu stellen:

Das *Projekt 2021/03 Auersthal – Errichtung lokaler Korrosionsschutz* dient dazu, um die unterirdische Stationsverrohrung und die Erdungsanlage der Station gegen Außenkorrosion zu schützen. In den vergangenen 10 Jahren wurde im Zuge der Restrukturierung des Primärverteilensystems auch der Schutz der unterirdischen Verrohrungssysteme in den Stationsanlagen mit einem sogenannten LKS ausgestattet. Die einzig noch verbleibende Anlage ist die Gasstation Auersthal.

Das *Projekt 2021/04 Auersthal – Umsetzung Emergency Shut Down (ESD)* dient dazu, ein Emergency Shut Down (ESD) System in der Gasstation Auersthal zu installieren, bei dem die einzelnen Anlagenteile (West 2, West 4, WAG & ÜMS inkl. Verteilerknoten) separat vom Dispatching im Notfall abgeschottet werden können.

4.3 Übergabestation Mannswörth

Aufgrund der in den letzten Jahren durchgeführten Bebauung in unmittelbarer Nähe zur Übergabestation Mannswörth im Bereich der Raffinerie kann ein sicheres Ausblasen in der Station nicht mehr gewährleistet werden. Durch eine Anbindung (600 m in DN300) an das bestehende Fackelsystem der Raffinerie Schwechat (inklusive Druckreduzierung mit Druckabschaltung in der ÜST Mannswörth) werden die Ausblasemengen im Bereich der Raffinerie vermieden.

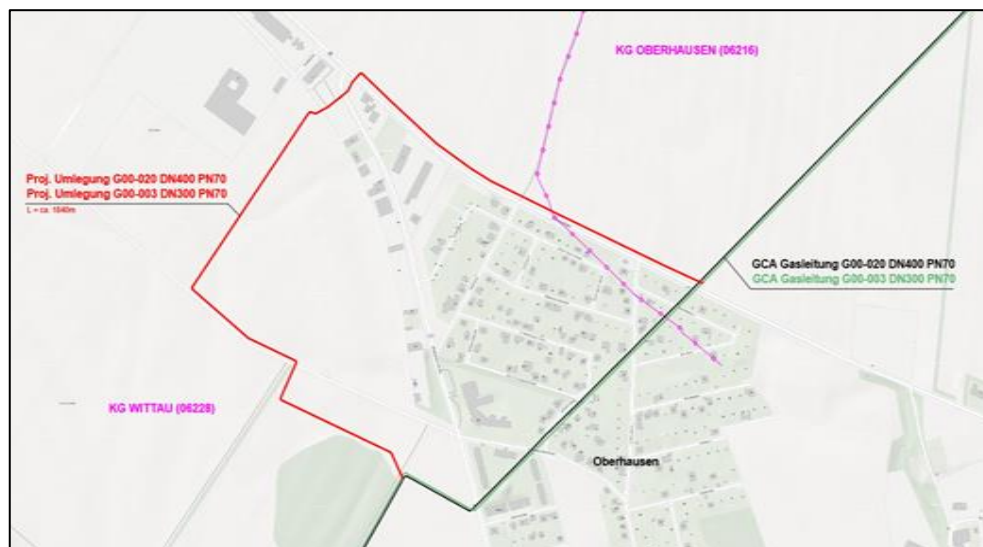
Deshalb wird das Projekt *2021/06 Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung zur Raffinerie* zur Aufrechterhaltung des sicheren Betriebes der ÜST Mannswörth benötigt.

4.4 Umtrassierung der G00-003 und G00-020 in Oberhausen

Die beiden Gasleitungen G00-003 und G00-020 verlaufen in Oberhausen parallel durch dicht verbautes Gebiet einer mittlerweile dreißigjährigen Wohnsiedlung auf einer Länge von 650 m (Abbildung 11). Eine Einsichtnahme oder Begehung der Trasse ist derzeit nur erschwert möglich. Jeder Grundeigentümer muss hierzu persönlich angesprochen werden. Der Verlauf quer durch die Gärten ist durch die künstlich geschaffene Vegetation, die als Sichtschutz der Grundstücke zueinander fungiert, eben über die Jahrzehnte intensiv verwachsen. Eine Prüfung der Schutzzone der Gasleitung ohne ein Betreten der Grundstücke ist nicht mehr möglich. Werden Teilsanierungen in diesem Abschnitt an den Rohrinsulationen notwendig werden, würde dies zu einer Kompletzerstörung der Gärten, und somit zu erheblichen Mehrkosten und massiven Problemen mit den Anrainern führen.

Aufgrund von neuen Bebauungsplänen entlang der zukünftigen Trasse haben sich die Rahmenbedingungen zur Ausgabe 1 der LFP21 verändert und eine punktuelle Sanierung der Rohrinsolierung der beiden Leitungen wird bevorzugt. Deshalb wird das Projekt 2021/08 nicht zur Genehmigung eingereicht, sondern muss neu bewertet werden. Dazu werden als Bewertungsgrundlage 2022 neue Intensivmessungen durchgeführt.

Abbildung 11: Trasse der G00-003 und G00-020 in Oberhausen (bestehende Trasse in schwarz bzw. grün und zukünftige Trasse in rot)

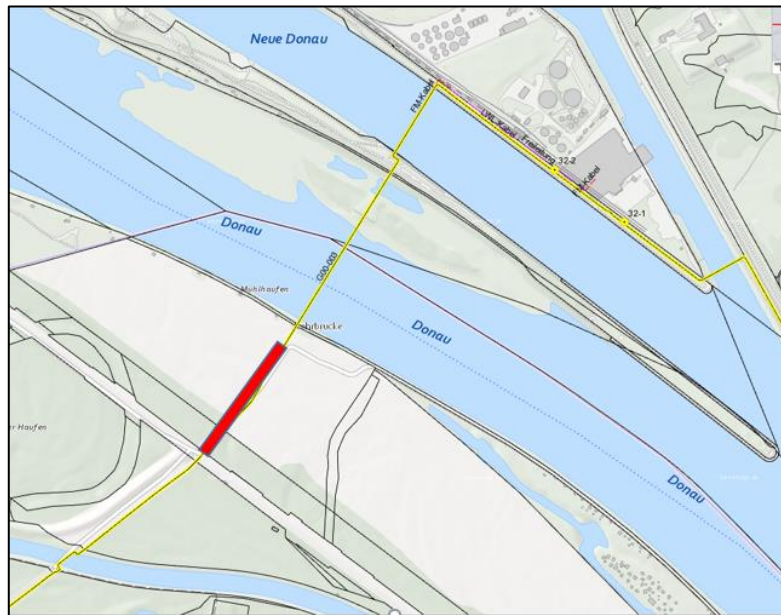


Quelle: Gas Connect Austria

4.5 Teilerneuerung der Rohrleitungen G00-003, G00-003-1 und G00-020

Die G00-003 wurde 1970/71 vom Bereich Hubertusdamm bis in die ÜST Mannswörth in mehreren Teilabschnitten errichtet. Im Bereich der Produktenbrücke bis zum südlichen Hochwasserschutzdamm der Donau wurde ein freies Leitungsstück der damalig vorhandenen Gewichtsausgleichsleitungen auf der Rohrbrücke für die G00-003 verwendet. Dieses Stahlrohr ist in den Sechzigerjahren beim Bau der Rohrbrücke installiert worden. Im Rahmen der intelligenten Molchung wurden hier Metallverluste detektiert. Die Rohrinsolierung besteht aus Bitumen. Da eine Sanierung des auf ca. 5m Tiefe verlegten Rohrstückes bis zur Dammkrone wirtschaftlich nicht sinnvoll zu bewältigen ist, wird dieses Rohrleitungsteilstück auf einer Länge von ca. 200 m in derselben Dimensionierung mit üblicher Überdeckung von 1,2 m erneuert.

Abbildung 12: Sanierungsabschnitt (in rot) der G00-003.



Quelle: Gas Connect Austria

2017 wurde der Leitungsstrang der G00-020 im Verlauf von Baumgarten bis zur ÜMS Schwechat einer Intensivmessung unterzogen. Aus der Auswertung der Intensivmessung geht hervor, dass auf 8 Teilabschnitten (Baumgarten bis Mühlleiten) der G00-020 die Isolierungsschäden bestehen. Die Isolationsanierung der Leitung wird in mehreren Teilprojekten bis in das Jahr 2023 projektiert.

Abbildung 13: Sanierungsabschnitte (in rot) der G00-020



Quelle: Gas Connect Austria

Daher sind die Projekte **2021/09 Ersatzinvestition: G00-003 Teilerneuerung Produktenbrücke - Damm** und **2021/10 Ersatzinvestition: G00-020 Teilerneuerung Rohrisolierung** notwendig, um die Nachfrage an fester Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich

der Gas Connect Austria sowie in den nachgelagerten Netzen der Wiener Netze und der Netz Niederösterreich weiterhin zu decken. Durch die Realisierung dieser Projekte kann die hydraulische Funktionalität des Ebene 1 Verteilernetzes auf dem bisherigen Versorgungssicherheitsniveau beibehalten werden.

In dem Leitungsteilstück G00-003/1 wurde letztmalig 2020 eine Intensivmessung zur Prüfung des Zustandes der Rohrinsolation durchgeführt. Dieser Leitungsabschnitt der G00-003/1 verläuft von der G00-003 am nördlichen Zaun der Raffinerie in unterirdischem Verlauf bis zur Straße III und von dort obertägig meist auf Rohrbrücken und Slippergräben quer durch die Raffinerie bis zur Straße I. Der erdverlegte Bereich beläuft sich auf ca. 450 m. In den vergangenen Jahren wurde an mehreren Stellen die Bitumenrohrinsolation erneuert. Nun müssen auf einer Leitungslänge von ca. 200 m wiederum die Isolation am Produktenrohr saniert werden.

Daher ist auch das Projekt **2021/11 Ersatzinvestition: G00-003-1 Erneuerung Rohrinsolation** notwendig, um die Nachfrage an fester Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der Gas Connect Austria weiterhin zu decken.

4.6 Digitalisierung, Automatisierung & Modernisierung

Im Zuge der kontinuierlichen Digitalisierung und Automatisierung des Gasnetzes sind mehrere Projekte notwendig, um die Fernsteuerbarkeit der Stationen zu ermöglichen und so die Flexibilität und Versorgungssicherheit des Gasnetzes weiter zu erhöhen.

Folgende Projekte werden dazu in der Langfristigen Planung 2021 zur Genehmigung eingereicht:

2021/05 Automatisierung Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth

2021/20 Automatisierung Anbindung Graz

2021/21 Erweiterte Automatisierung der Südschiene

Darüber hinaus werden folgende Projekte zur Genehmigung eingereicht, um die Stationen auf den neuesten Stand der Technik zu bringen und so die Anlagenverfügbarkeit weiter zu gewährleisten. Somit kann die Versorgungssicherheit des Gasnetzes weiter sichergestellt werden und auch die Lebensdauer der Infrastruktur erhöht werden.

2021/07 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Filterseparatoren und Kondensattanks

2021/12 Ersatzinvestition: Aderklaa - Erneuerung Stationssteuerung und E-Anlage

2021/13 Ersatzinvestition: Laa/Thaya - Erneuerung Stationssteuerung

2021/14 Ersatzinvestition: Arnreit - Erneuerung USV und Gebäudezubau

2021/18 Molchanschlussstelle Jennersdorf

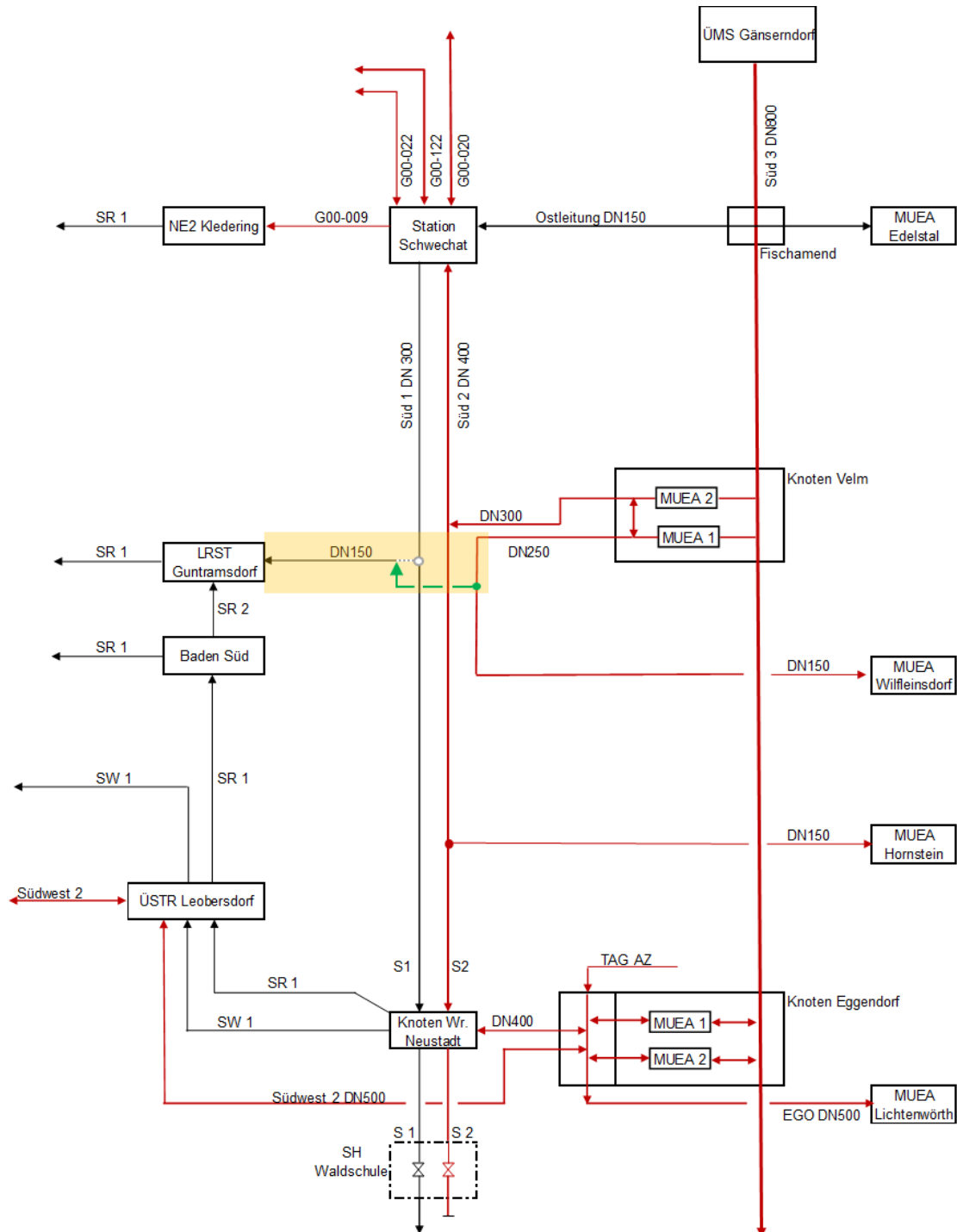
2021/22 Ersatzinvestition: Erneuerung Station G8

4.7 Südostleitung – Ausspeisepunkt nach Guntramsdorf

Abbildung 14 zeigt das Schema des Südsystems zur Versorgung des Industrieviertels in Niederösterreich.

Derzeit wird das Industrieviertel mit verdichtetem Hochdruckgas (ca. 50 - 60 bar) aus der Süd 3 und der Südwest 2 größtenteils über den Knoten Eggendorf versorgt. Der Grund dafür ist eine ca. 10 km lange NE2 DN150 Leitung von der Süd 1 zur LRST Guntramsdorf (gelb markiert), wo aufgrund des hohen Druckabfalls im Winter ein Eingangsdruck auf der Süd 1 von min. 48 bar erforderlich ist. Die sonstigen Übergabedrucke zur Netzebene 2 bzw. zu nachgelagerten Netzen betragen ca. 41-43 bar.

Abbildung 14: Südsystem zur Versorgung des Industrieviertels in Niederösterreich. (Netzebene 1 in rot und Netzebene 2 in schwarz)



Quelle: AGGM

Mit der Anbindung dieser DN 150 Leitung an die Südostleitung (in grün), welche permanent mit Hochdruckgas aus der Süd 3 versorgt wird, kann das gesamte hydraulisch zusammenhängende Süd 1 und Süd 2 System zukünftig mit Mitteldruck (ca. 40-50 bar) betrieben werden. Bei sehr hohem Absatz im Winter kann weiterhin eine Stützung über die Süd 3 im Knoten Velm oder Eggendorf sowie über die Südwest 2 erfolgen. Somit kann die benötigte Kapazität an Hochdruckgas reduziert werden und eine neue Mitteldruck Senke geschaffen werden. Damit kann nicht nur die Kapazitätssituation im Winter verbessert werden, sondern kann auch ein Teil

der erforderlichen Netzenergie zur Verdichtung (auch in Bezug auf die zukünftige Einspeisung erneuerbarer Gase) und Vorwärmung eingespart werden.

Die Anbindung erfolgt im Bereich Gramatneusiedl, wo die aktuelle Anbindung an die Süd 1 liegt und die Südostleitung parallel dazu verläuft. Das bedeutet, dass keine neue Rohrleitung verlegt werden muss sondern lediglich mit minimalem Aufwand die bestehende NE2 Leitung auf, die in unmittelbarer Nähe verlaufende Südostleitung, „umgehängt“ werden muss.

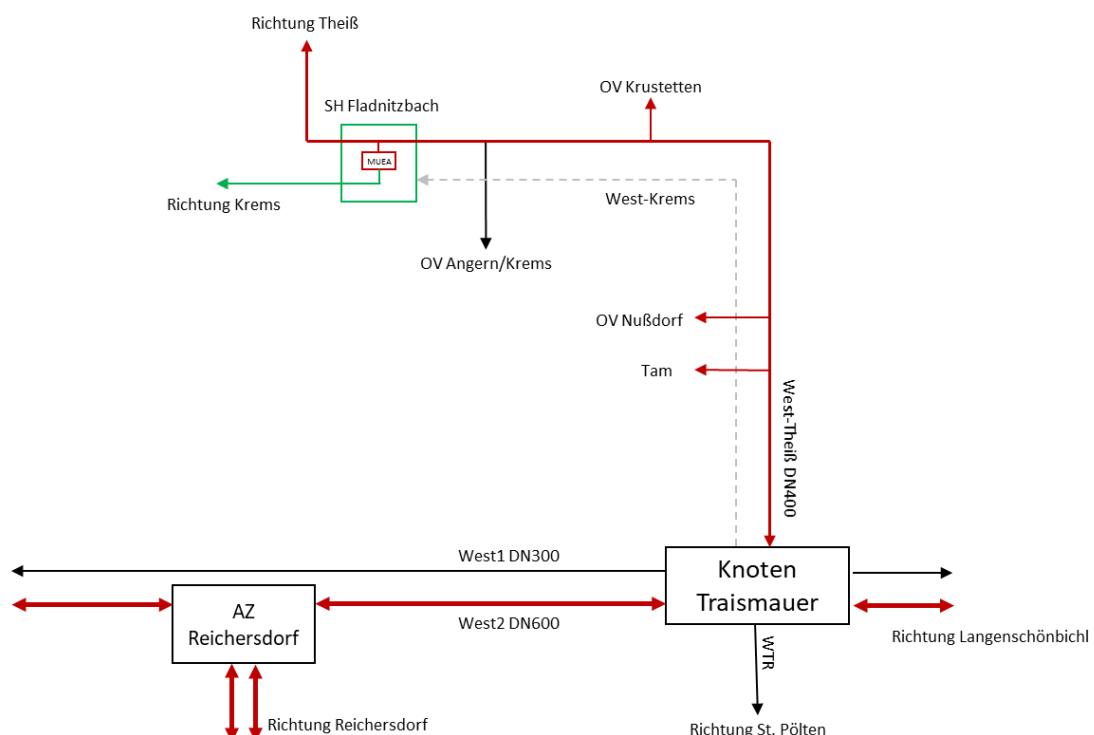
Deshalb ist das **Projekt 2021/15 Südostleitung - Ausspeisepunkt nach Guntramsdorf** notwendig, um einerseits die Kapazitätssituation im Verteilerg Gebiet positiv zu beeinflussen und durch Reduktion der Netzenergie und der dadurch verbesserten Energieeffizienz das Ziel der Klimaneutralität 2040 zu unterstützen.

4.8 Schieberhaus Fladnitzbach

Das Sanierungskonzept der NE2 Leitung West-Krems (DN150, PN40, Baujahr 1958), welche vom Knoten Traismauer bis nach Krems verläuft, sieht vor das ca. 10 km lange Teilstück zwischen Traismauer und dem SH Fladnitzbach (rot markiert in Abbildung 15) altersbedingt aufzulassen und das Teilstück ausgehend vom SH Fladnitzbach nach Krems zu erneuern. Durch den Wegfall der Überspeisung ins NE2 Netz in Traismauer, ist eine neue Ausspeisung aus der NE1 Leitung West Theiß im SH Fladnitzbach notwendig. Als Ersatzinvestition wird ein neues SH Fladnitzbach mit Abzweig, Messung, Odorierung und Ausblaseleitungen für die neu zu errichtende Leitung West-Krems vorgesehen. Das alte SH wird demontiert.

Deshalb ist das **Projekt 2021/17 Ersatzinvestition Schieberhaus Fladnitzbach** notwendig, um die Endkundenversorgung im Netzgebiet der Netz NÖ weiterhin aufrecht zu erhalten.

Abbildung 15: Schema der NE1 Leitung West-Theiß (in rot) und, der aufzulassenden NE2 Leitung West-Krems (in grau strichliert) und der neuen NE2 Leitung ab dem neuen SH Fladnitzbach (in grün).



Quelle: AGGM

4.9 Umsetzung der GMMO-VO der E-Control zur Brennwertabrechnung

Um eine Brennwertabrechnung zum Stichtag im Jahr 2024 gemäß den Vorgaben des ÖVGW Regelwerkes (G O110) für die Ebene 1 umsetzen zu können, sind in zahlreichen Anlagen Umbaumaßnahmen notwendig. Diese Maßnahmen beinhalten im Wesentlichen den Austausch von nicht eichfähigen Messgeräten (Quantometern) durch eichfähige Messeinrichtungen (Drehkolbenzähler, Ultraschallzähler) und Mengenumwerter sowie der Installation von Gaschromatographen.

Aus diesen Gründen werden die **Projekte 2021/06 Brennwertermittlung Netz NÖ** und **2021/19 Brennwertermittlung Energienetze Steiermark** im Rahmen der Langfristigen Planung 2021 zur Genehmigung eingereicht.

4.10 Ermöglichung der Biomethaneinspeisung auf der Ebene 1

Durch die Errichtung eines neuen Abzweigs inkl. Mess- und Übergabestation wird neue Einspeisekapazität zur Einspeisung von Biomethan auf die NE1 Leitung G00-101 im Raum Pillichsdorf ermöglicht.

Somit kann die neu errichtete Biogasanlage mit einer Kapazität von bis zu 900 Nm³/h Biomethan ans Ebene 1 Netz angeschlossen werden und effizient bei einem Druck von derzeit ca. 6 – 16 bar kontinuierlich einspeisen. Dieser Einspeisedruck macht es möglich, rein mit dem bereitgestellten Druck aus der Biogasaufbereitung und ohne zusätzliche Verdichtung ins Netz zu kommen. Eine Erweiterbarkeit ist bereits mitgeplant worden.

Somit ist das **Projekt 2021/23 Biomethaneinspeisung G00-101** erforderlich um gemäß GWG § 22 (1) Z5 die Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen zu ermöglichen.

5 Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2021

Aufgrund der im Kapitel 03 dargestellten Kapazitätssituation sowie der in Kapitel 4 beschriebenen Maßnahmenvorschläge ist die Umsetzung der in Kapitel 5.1 und in Kapitel 5.2 aufgelisteten Projekte erforderlich. Zusätzlich zur Angabe der wichtigsten Projektdaten in den Übersichtstabellen erfolgt in der letzten Spalte eine Kennzeichnung, ob die Projekte auf Basis von Kapazitätserweiterungsverträgen, auf Basis von Kapazitätserweiterungsanträgen auf Basis von erforderlichen Netzausbauten oder aufgrund von erforderlichen Ersatzinvestitionen beantragt werden.

Zu jedem Projekt erfolgt im Anhang 1 eine Detailbeschreibung in Form eines standardisierten Projektblattes. In diesem Projektblatt werden die wichtigsten Daten eines jeden Projektes übersichtlich dargestellt.

Erfolgt die Einreichung eines Projektes auf Basis eines Variantenvergleiches, so werden die Kosten von AGGM mithilfe von Einheitskosten ermittelt, welche in die Variantenbewertung einfließen. Diese Kosten werden im Feld Ökonomische Bewertung eingetragen. Die ermittelten Kosten stellen keine Budgetwerte dar, sondern dienen dem Variantenvergleich und sind nur eine Abschätzung der zu erwartenden Kosten.

Für andere Projekte erfolgt die Kostenabschätzung entweder vom umsetzenden Netzbetreiber oder von der AGGM. In den Projektblättern wird angeführt, wer die Kostenabschätzung durchgeführt hat. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass diese Kostenabschätzungen keine Budgetwerte sind.

Bei jenen Projekten, die im Rahmen der LFP 2021 eingereicht werden und denen ein öffentliches Interesse zukommen soll, wird der Grund des öffentlichen Interesses explizit angeführt.

5.1 Weiterführung von genehmigten Projekten ohne Abänderungen

In Tabelle 15 sind jene Projekte aufgelistet, die aus der Langfristigen Planung 2020 ohne Abänderungen weitergeführt werden.

Tabelle 15: Weiterführung von genehmigten Projekten

Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung gem. LFP21	Status	
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz NÖ	12/2025	in Umsetzung	E
2020/02	Ersatzinvestition Laa/Thaya West	Netz NÖ	12/2022	in Umsetzung	E
KEV	Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen				
KEA	Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden				
NA	erforderlicher Netzausbau				
E	Ersatzinvestitionsprojekt				

Quelle: AGGM, 2021

5.2 Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgezogene Projekte und neue Projekte

In Tabelle 16 sind jene Projekte aufgelistet, die aus der Langfristigen Planung 2020 mit Abänderungen weitergeführt werden oder zurückgezogen wurden

Tabelle 16: Genehmigte Projekte mit Abänderungen sowie zurückgezogene Projekte

Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung gem. LFP20	geplante Fertigstellung gem. LFP21	Status	
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergelände)	Gas Connect Austria	09/2022	09/2022	in Umsetzung	E
2019/01	Leistungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil SNG	Salzburg Netz	09/2023	12/2023	in Umsetzung	NA
2019/02	Leistungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil TIGAS	TIGAS	09/2023	12/2023	in Umsetzung	NA
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz	Energienetze Steiermark	12/2025	12/2025	in Umsetzung	E
KEV	Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen					
KEA	Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden					
NA	erforderlicher Netzausbau					
E	Ersatzinvestitionsprojekt					

Quelle: AGGM, 2021

5.3 Neue Projekte

In Tabelle 17 sind jene Projekte aufgelistet, die in der Langfristigen Planung 2021 zur Genehmigung eingereicht werden.

Tabelle 17 Neue Projekte

Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung gem. LFP21	Status	
2021/01	Schwechat - Mengenableitung aus der Ostleitung in die G00-009	Gas Connect Austria	04/2022	neu	KEA
2021/02	Auersthal - Kollektoranbindung G00-040	Gas Connect Austria	09/2024	neu	NA
2021/03	Auersthal - Errichtung lokaler Korrosionsschutz	Gas Connect Austria	12/2023	neu	NA
2021/04	Auersthal - Umsetzung Emergency Shut Down (ESD)	Gas Connect Austria	03/2024	neu	NA
2021/05	Automatisierung Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth	Gas Connect Austria	12/2023	neu	NA
2021/06	Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung zur Raffinerie	Gas Connect Austria	12/2022	neu	E

2021/07	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Filterseparatoren und Kondensattanks	Gas Connect Austria	03/2023	neu	E
2021/09	Ersatzinvestition: G00-003 Teilerneuerung Produktenbrücke -Damm	Gas Connect Austria	12/2022	neu	E
2021/10	Ersatzinvestition: G00-020 Teilerneuerung Rohrisolierung	Gas Connect Austria	12/2023	neu	E
2021/11	Ersatzinvestition: G00-003-1 Erneuerung Rohrisolierung	Gas Connect Austria	12/2022	neu	E
2021/12	Ersatzinvestition: Aderklaa - Erneuerung Stationssteuerung und E-Anlage	Gas Connect Austria	12/2024	neu	E
2021/13	Ersatzinvestition: Laa/Thaya - Erneuerung Stationssteuerung	Gas Connect Austria	12/2023	neu	E
2021/14	Ersatzinvestition: Arnreit - Erneuerung USV und Gebäudezubau	Gas Connect Austria	03/2022	neu	E
2021/15	Südostleitung - Ausspeisepunkt nach Guntramsdorf	Netz NÖ	09/2022	neu	NA
2021/16	Brennwertermittlung Netz NÖ	Netz NÖ	12/2023	neu	NA
2021/17	Ersatzinvestition: Schieberhaus Fladnitzbach	Netz NÖ	12/2022	neu	NA
2021/18	Molchanschlussstelle Jennersdorf	Netz Burgenland	09/2021	neu	E
2021/19	Brennwertermittlung Energienetze Steiermark	Energienetze Steiermark	02/2024	neu	NA
2021/20	Automatisierung Anbindung Graz	Energienetze Steiermark	12/2023	neu	NA
2021/21	Erweiterte Automatisierung Stationen Südschiene	Energienetze Steiermark	12/2022	neu	NA
2021/22	Ersatzinvestition: Erneuerung Station G8	Energienetze Steiermark	12/2023	neu	E
2021/23	Biomethaneinspeisung G00-101	Gas Connect Austria	03/2023	neu	NA
KEV	Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen				
KEA	Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden				
NA	erforderlicher Netzausbau				
E	Ersatzinvestitionsprojekt				

Quelle: AGGM, 2021

5.4 Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2021

In Tabelle 18 sind alle Projekte der Langfristigen Planung 2021 inklusive der Investitionskosten der Projekte aufgelistet.

Tabelle 18: Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2022

Die letzten Spalten der Tabelle unterliegen dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung gem. LFP 2021	Status	Änderungen der CAPEX zur LFP 2020	CAPEX [Mio. EUR. BGG]
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	Gas Connect Austria	10/2021	in Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)	Gas Connect Austria	9/2022	in Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auerthal bis Neumarkt	Netz NÖ	12/2025	in Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2019/01	Leistungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil SNG	Salzburg Netz	12/2023	in Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2019/02	Leistungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil TIGAS	TIGAS	12/2023	in Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz	Energienetze Steiermark	12/2025	in Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2020/02	Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya	Netz NÖ	12/2022	in Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2021/01	Schwechat - Mengenableitung aus der Ostleitung in die G00-009	Gas Connect Austria	04/2022	neu	[BGG]	[BGG]
2021/02	Auerthal - Kollektoranbindung G00-040	Gas Connect Austria	09/2024	neu	[BGG]	[BGG]
2021/03	Auerthal - Errichtung lokaler Korrosionsschutz	Gas Connect Austria	12/2023	neu	[BGG]	[BGG]
2021/04	Auerthal - Umsetzung Emergency Shut Down (ESD)	Gas Connect Austria	03/2024	neu	[BGG]	[BGG]
2021/05	Automatisierung Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth	Gas Connect Austria	12/2023	neu	[BGG]	[BGG]
2021/06	Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung zur Raffinerie	Gas Connect Austria	12/2022	neu	[BGG]	[BGG]
2021/07	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Filterseparatoren und Kondensattanks	Gas Connect Austria	03/2023	neu	[BGG]	[BGG]
2021/09	Ersatzinvestition: G00-003 Teilerneuerung Produktenbrücke -Damm	Gas Connect Austria	12/2022	neu	[BGG]	[BGG]

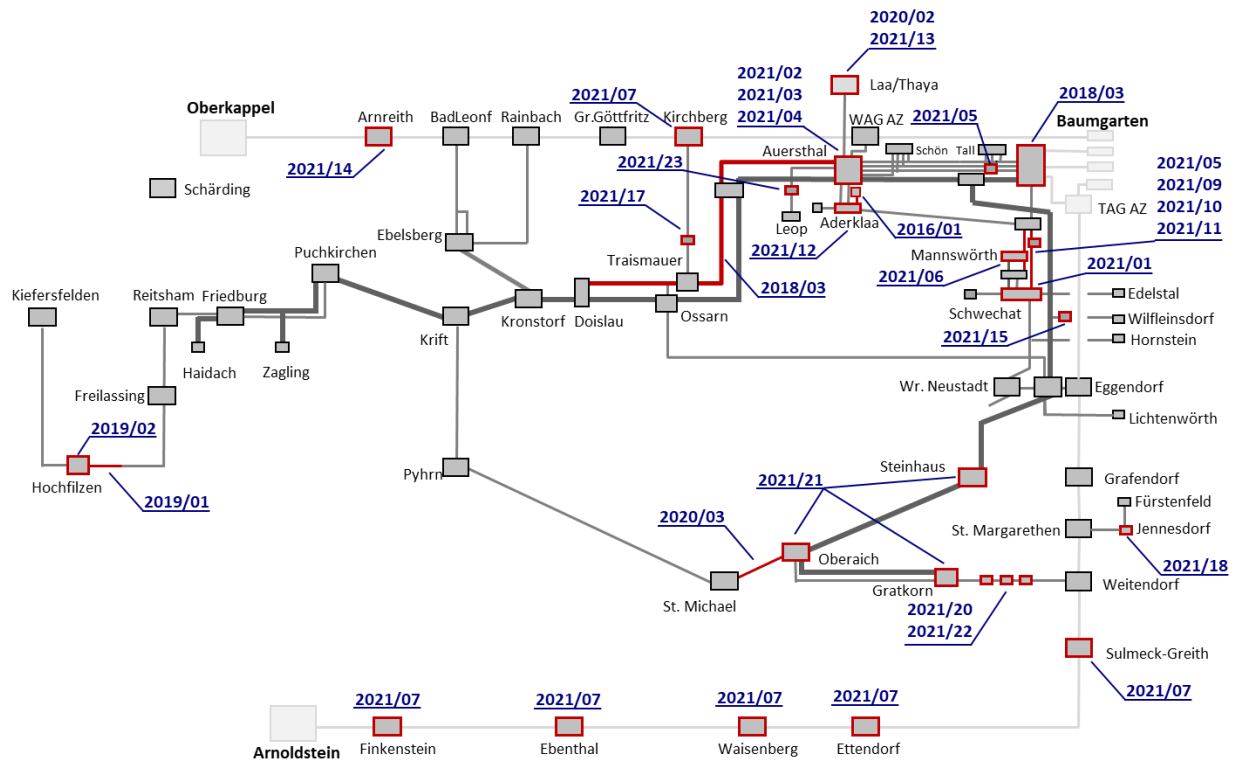
2021/10	Ersatzinvestition: G00-020 Teilerneuerung Rohrisolierung	Gas Connect Austria	12/2023	neu	[BGG]	[BGG]
2021/11	Ersatzinvestition: G00-003- 1 Erneuerung Rohrisolierung	Gas Connect Austria	12/2022	neu	[BGG]	[BGG]
2021/12	Ersatzinvestition: Aderklaa - Erneuerung Stationssteuerung und E- Anlage	Gas Connect Austria	12/2024	neu	[BGG]	[BGG]
2021/13	Ersatzinvestition: Laa/Thaya - Erneuerung Stationssteuerung	Gas Connect Austria	12/2023	neu	[BGG]	[BGG]
2021/14	Ersatzinvestition: Arnreit - Erneuerung USV und Gebäudezubau	Gas Connect Austria	03/2022	neu	[BGG]	[BGG]
2021/15	Südstleitung - Ausspeisepunkt nach Guntramsdorf	Netz NÖ	09/2022	neu	[BGG]	[BGG]
2021/16	Brennwertermittlung Netz NÖ	Netz NÖ	12/2023	neu	[BGG]	[BGG]
2021/17	Ersatzinvestition: Schieberhaus Fladnitzbach	Netz NÖ	12/2022	neu	[BGG]	[BGG]
2021/18	Molchanschlussstelle Jennersdorf	Netz Burgenland	09/2021	neu	[BGG]	[BGG]
2021/19	Brennwertermittlung Energienetze Steiermark	Energienetze Steiermark	02/2024	neu	[BGG]	[BGG]
2021/20	Automatisierung Anbindung Graz	Energienetze Steiermark	12/2023	neu	[BGG]	[BGG]
2021/21	Erweiterte Automatisierung Stationen Südschiene	Energienetze Steiermark	12/2022	neu	[BGG]	[BGG]
2021/22	Ersatzinvestition: Erneuerung Station G8	Energienetze Steiermark	12/2023	neu	[BGG]	[BGG]
2021/23	Biomethaneinspeisung G00-101	Gas Connect Austria	03/2023	neu	[BGG]	[BGG]
Summe						106,664
Projekte mit Status: in Umsetzung u. genehmigt						87,700
Projekte mit Status: neu						18,964

Quelle: AGGM, 2021

5.5 Geografische Übersicht der Projekte aus der LFP 2021

Um einen besseren Überblick über die Projekte in der Langfristigen Planung 2021 zu erhalten, wurde in Abbildung 16 eine geografische Übersicht der Projekte dargestellt.

Abbildung 16: Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen Planung 2021



Quelle: AGGM, 2021

6 Kapazitätsausweis für das Jahr 2022

Tabelle 19: Kapazitätsausweis 2022 – Marktgebiet Ost

Vorzuhaltende Kapazität	SK Entry [kWh/h]	SK Exit [kWh/h]
Speicher	22.038.758	15.005.690
Erdgas-Produktion	1.105.269	-
Biomethan-Produktion	21.421	-
Grenzübergabepunkte		
Freilassing	260.000	-
Laa	242.950	-

Frei verfügbare nominale Standardkapazität	SK Entry [kWh/h]	SK Exit [kWh/h]
Cluster Ost	10.221.860	10.005.850
Cluster West	4.205.767	2.774.903

Quelle: AGGM, Stand 28.09.2021

Tabelle 20: Kapazitätsausweis 2022 – Marktgebiet Tirol

Vorzuhaltende Kapazität	SK Entry [kWh/h]	SK Exit [kWh/h]
Biomethan-Produktion	2.379	-
Kiefersfelden/Pronten	nicht buchbar	nicht buchbar
Gries am Brenner	in Abstimmung	in Abstimmung

Frei verfügbare nominale Standardkapazität	SK Entry [kWh/h]	SK Exit [kWh/h]
	1.463.673	841.179

Quelle: AGGM, Stand 28.09.2021

Tabelle 21: Kapazitätsausweis 2022 - Marktgebiet Vorarlberg

Vorzuhaltende Kapazität	SK Entry [kWh/h]	SK Exit [kWh/h]
Biomethan-Produktion	6.200	-
Lindau	nicht buchbar	nicht buchbar
Höchst	nur Notversorgung	265.146
Bangs	nur Notversorgung	nur Notversorgung
Ruggell	nicht buchbar	265.146

Frei verfügbare nominale Standardkapazität	SK Entry [kWh/h]	SK Exit [kWh/h]
Gesamt	840.550	530.292

Quelle: AGGM, Stand 28.09.2021

Der Kapazitätsausweis 2021 wurde auf Basis des von der E-Control Austria am 15.4.2014 genehmigten „Berechnungsschema für die Verteilergebiete in Österreich“ gerechnet.

Das „Berechnungsschema für die Verteilergebiete in Österreich“ beschreibt den Prozess und die Systematik wie Kapazitäten innerhalb des Verteilergebietes berechnet und ausgewiesen werden.

In Summe hat sich die frei verfügbare nominale Entry Standardkapazität im Marktgebiet Ost aufgrund von erhöhten Kapazitätsbuchungen der Speicher leicht verringert.

Im Summe hat sich die frei verfügbare nominale Exit Standardkapazität im Marktgebiet Ost aufgrund von reduzierten Kapazitätsbuchungen der Erdgasproduzenten und erhöhten Kapazitätsbuchungen der Speicher leicht verringert.

Die Speicherunternehmen, Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen haben im November 2021 die Möglichkeit, auf Basis des Kapazitätsausweises 2022 ihre Jahresbestellungen für das Jahr 2022 im Wege der Verteilernetzbetreiber einzubringen.

Aufgrund des neun Ausspeisepunktes Höchst in Vorarlberg mit 01.10.2021 wurde der Kapazitätsausweis in Vorarlberg insbesondere für Ruggell und Höchst neu berechnet und ausgewiesen. Im Vergleich zum Absatz ist das verfügbare Linepack in Vorarlberg sehr gering. Die Kundenstruktur in Vorarlberg ist vor allem von tagesbilanzierenden Endkunden geprägt. Diese Tatsachen bewirken, dass an kalten Wintertagen, bei einer flat Übergabe des Gases in den THE Bilanzkreis der A&B welches in Lindau übernommen wird, das Linepack des Netzes der Vorarlberger Energienetze und des Netzes der Liechtensteinische Gasversorgung nicht ausreicht um die tageszeitlich strukturierte Gasentnahme der Endkunden auszugleichen. Der Kapazitätsausweis für das Marktgebiet Vorarlberg wurde deshalb auch unter der Prämisse gerechnet, dass die größtmögliche Kapazität auszuweisen ist, auch wenn dies bei kalten Wintertagen zur Folge hat, dass Ausgleichsenergie zur Strukturierung an einem Tag gekauft und wiederverkauft werden muss.

7 Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Verteilergebietsmanagers

Der Bericht der Langfristigen Planung 2021, Ausgabe 1, wurde am 25.10.2021 zur Konsultation gestellt. Der Bericht wurde auf der Website der AGGM veröffentlicht. Alle Marktteilnehmer wurden per E-Mail auf die Konsultation hingewiesen. Die Konsultation fand im Zeitraum vom 25.10.2021 bis 14.11.2021 statt.

Es wurde eine Stellungnahme zur Langfristigen Planung 2021 abgegeben. Die Stellungnahme ist im Anhang 2 dem Bericht beigefügt.

AGGM bedankt sich für die eingebrachte Stellungnahme.

Würdigung der Stellungnahme von Austrian Power Grid AG

Ziel der Langfristigen und integrierten Planung ist es in Zukunft Strom- und Gasnetze integriert zu planen. Deswegen stellt die erste, zwar rein aus Gasnetzperspektive, durchgeführte Analyse von möglichen Power-to-Gas Standorten eine gute Grundlage für weitere vertiefende und sektorgekoppelte Analysen dar, auf der aufgebaut werden kann. Deshalb soll in der nächsten Ausgabe der Langfristigen Planung eine detailliertere Betrachtung von Power-to-Gas Standorten gemeinsam mit APG und den Stromverteilernetzbetreibern erfolgen, welche auch im Netzentwicklungsplan Strom der APG abgebildet werden sollen, um den neuen, seit Juli 2021 in Kraft getretenen, Anforderungen an die Langfristige und integrierte Planung gerecht zu werden

Abkürzungsverzeichnis

AGGM	AGGM Austrian Gas Grid Management AG
APG	Austrian Power Grid
barg	Bar Überdruck
BGG	Betriebs- u. Geschäftsgeheimnis
BM	Baumgarten
DN	Normdurchmesser
DZK	Dynamisch Frei Zuordenbare Kapazität
EAG	Erneuerbaren Ausbau Gesetz
ECA	E-Control Austria
FZK	Frei Zuordenbare Kapazität
GCA	Gas Connect Austria GmbH
H ₂	Wasserstoff
ENS	Energienetze Steiermark
GW	Gigawatt
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
LFP	Langfristige Planung
LNG	Liquified Natural Gas
MW	Megawatt
NB	Netzbetreiber
NE1	Netzebene 1
NE2	Netzebene 2
NB_MAX	Absatzmodell Netzgebietsmaximum
NEKP	Nationaler Energie und Klimaplan
Netz NÖ	Netz Niederösterreich GmbH
Nm ³ /h	Normalkubikmeter pro Stunde (Temperatur 0°C; 1013 mbar)
O ₂	Sauerstoff
OK	Oberkappel
PN	Nenndruck
RAG	RAG Austria AG
RAG ES	RAG Energy Storage GmbH
TAG	Trans Austria Gasleitung GmbH
THE	Trading Hub Europe
TWh	Terrawattstunden
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UW	Umspannwerk
VG_MAX	Absatzmodell Verteilergebetsmaximum
VHP	Virtueller Handelspunkt
WAG	West Austria Gasleitung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Variante 1 eines möglichen Wasserstoffnetzes. _____	13
Abbildung 2:	Variante 2 eines möglichen Wasserstoffnetzes. _____	13
Abbildung 3:	Die ersten Wasserstoffleitungen in Österreich (Gasleitungen der NE1 in Rot, TAG in grau und die möglichen Wasserstoffleitungen in blau) _____	15
Abbildung 4:	Lage der neuen 380 kV Weinviertelleitung (in rot-weiß) zu Gasstation Auersthal (in gelb) und den dazugehörigen Gasleitungen (in rot). _____	16
Abbildung 5:	Darstellung der Absatzszenarien _____	18
Abbildung 6:	Voraussichtliche Einspeisung erneuerbarer Gase. _____	23
Abbildung 7:	TYNDP Szenarien Daten für Österreich _____	25
Abbildung 8:	Vergleich TYNDP 2020 und LFP Baseline Szenario _____	26
Abbildung 9:	österreichische Gasproduktion aus den TYNDP 2020 Szenarien. _____	26
Abbildung 10:	Fahrweisen der Ostleitung _____	38
Abbildung 11:	Trasse der G00-003 und G00-020 in Oberhausen (bestehende Trasse in schwarz bzw. grün und zukünftige Trasse in rot) _____	40
Abbildung 12:	Sanierungsabschnitt (in rot) der G00-003. _____	41
Abbildung 13:	Sanierungsabschnitte (in rot) der G00-020 _____	41
Abbildung 14:	Südsystem zur Versorgung des Industrieviertels in Niederösterreich. (Netzebene 1 in rot und Netzebene 2 in schwarz) _____	43
Abbildung 15:	Schema der NE1 Leitung West-Theiß (in rot) und, der aufzulassenden NE2 Leitung West-Krems (in grau strichliert) und der neuen NE2 Leitung ab dem neuen SH Fladnitzbach (in grün). _____	44
Abbildung 16:	Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen Planung 2021 _____	51

Diagrammverzeichnis

Diagramm 1:	Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost _____	21
Diagramm 2:	Maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg _____	22
Diagramm 3:	Maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol _____	23

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Wasserstoffsinken als Eingangsparameter für die Berechnung. _____	12
Tabelle 2:	Elektrolysedaten als Eingangsparameter für die Berechnung. _____	12
Tabelle 3:	Mögliche Power-to-Gas Anschlusspunkte 2030 _____	16
Tabelle 4:	In der LFP 21 berücksichtigte Kapazitätserweiterungsanträge _____	20
Tabelle 5:	WAM Szenario Maßnahmen im Sektor Energie _____	24
Tabelle 6:	TYNDP 2020 Szenarien für Österreich in Zahlen _____	25
Tabelle 7:	Vom VGM gebuchte Kapazität, Stand September 2021 _____	27
Tabelle 8:	Speicher, gebuchte Kapazitäten _____	28
Tabelle 9:	Speicher, Prognose des Kapazitätsbedarfs _____	28
Tabelle 10:	Biomethanproduktion, gebuchte Entry Kapazität _____	29
Tabelle 11:	Inlandsproduktion Erdgas, gebuchte Entry Kapazität _____	29
Tabelle 12:	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2020 _____	30
Tabelle 13:	Liste der Ebene 1 Infrastrukturelemente, die im Planungszeitraum 2022 bis 2031 außer Betrieb genommen werden müssen bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen. _____	34
Tabelle 14:	Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938 _____	35
Tabelle 15:	Weiterführung von genehmigten Projekten _____	46

Tabelle 16:	Genehmigte Projekte mit Abänderungen sowie zurückgezogene Projekte	47
Tabelle 17:	Neue Projekte	47
Tabelle 18:	Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2022	49
Tabelle 19:	Kapazitätsausweis 2022 – Marktgebiet Ost	52
Tabelle 20:	Kapazitätsausweis 2022 – Marktgebiet Tirol	52
Tabelle 21:	Kapazitätsausweis 2022 - Marktgebiet Vorarlberg	52

Anhang 1

Planungsfall: LFP 2021

Ausgabe: 2
Ausgabe für die Einreichung zur Genehmigung bei E-Control Austria

Projekt-Nr.	Projektname	Projekträger	Geplante Fertigstellung	Status/Ausgabe	
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	09/2022	in Umsetzung	5
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz Niederösterreich GmbH	12/2025	in Umsetzung	2
2019/01	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG	Salzburg Netz GmbH	12/2023	in Umsetzung	5
2019/02	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS	TIGAS-Erdgas Tirol GmbH	12/2023	in Umsetzung	4
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur – Donawitz	Energienetze Steiermark GmbH	12/2025	in Umsetzung	3
2020/02	Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya West	Netz Niederösterreich GmbH	12/2022	in Umsetzung	3
2021/01	Schwechat - Mengenableitung aus der Ostleitung in die G00-009	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	04/2022	neu	2
2021/02	Auersthal - Kollektoranbindung G00-040	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	09/2024	neu	1
2021/03	Auersthal - Errichtung lokaler Korrosionsschutz	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2023	neu	1
2021/04	Auersthal - Umsetzung Emergency Shut Down (ESD)	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	03/2024	neu	1
2021/05	Automatisierung Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2023	neu	1
2021/06	Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2022	neu	1

	zur Raffinerie				
2021/07	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Filterseparatoren und Kondensattanks	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	03/2023	neu	1
2021/09	Ersatzinvestition: G00-003 Teilerneuerung Produktenbrücke -Damm	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2022	neu	1
2021/10	Ersatzinvestition: G00-020 Teilerneuerung Rohrisolierung	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2023	neu	1
2021/11	Ersatzinvestition: G00-003-1 Erneuerung Rohrisolierung	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2022	neu	1
2021/12	Ersatzinvestition: Aderklaa - Erneuerung Stationssteuerung und E-Anlage	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2024	neu	1
2021/13	Ersatzinvestition: Laa/Thaya - Erneuerung Stationssteuerung	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2023	neu	1
2021/14	Ersatzinvestition: Arnreit - Erneuerung USV und Gebäudezubau	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	03/2022	neu	1
2021/15	Südostleitung - Ausspeisepunkt nach Guntramsdorf	Netz Niederösterreich GmbH	10/2022	neu	1
2021/16	Brennwertermittlung Netz NÖ	Netz Niederösterreich GmbH	12/2023	neu	1
2021/17	Ersatzinvestition: Schieberhaus Fladnitzbach	Netz Niederösterreich GmbH	12/2022	neu	1
2021/18	Molchanschlussstelle Jennersdorf	Netz Burgenland Erdgas GmbH	09/2021	neu	1
2021/19	Brennwertermittlung Energienetze Steiermark	Energienetze Steiermark GmbH	02/2024	neu	1
2021/20	Automatisierung Anbindung Graz	Energienetze Steiermark GmbH	12/2023	neu	1
2021/21	Erweiterte Automatisierung Stationen Südschiene	Energienetze Steiermark GmbH	12/2022	neu	1
2021/22	Ersatzinvestition: Erneuerung Station G8	Energienetze Steiermark GmbH	12/2023	neu	1
2021/23	Biomethaneinspeisung G00-101	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	03/2023	neu	1

Projektnummer:	2018/01		
Projektname:	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)		
Ausgabe:	5	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	01/2018
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	09/2022
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	<p>Wiederherstellung der Verteilergebietsanlagenteile der Station Baumgarten, die nach dem Zwischenfall am 12.12.2017 beschädigt wurden inkl. Herstellung von Provisorien, damit die Kapazitätsunterbrechungen gering gehalten werden können.</p>		
Projektbeschreibung:	<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;"> </div> <div style="flex: 2; padding-left: 20px;"> <p>Im Rahmen dieses Projektes werden folgende Teilprojekte umgesetzt</p> <ul style="list-style-type: none"> • Redundante Stromversorgung (umgesetzt) • Filter Eingangsleitungen PVS2 Sanierung (umgesetzt) • PVS Knoten Wiederaufbau (in Umsetzung) • EXBMG17 Instandsetzung (Anteil VG), PVS2 Eingangsleitungen (im Zuge PVS Konten Wiederaufbau) • EXBMG17 Instandsetzung (Anteil VG), Gebäude und Infrastruktur (umgesetzt) • EXBMG17 Provisorien PVS (Anteil VG), (umgesetzt) </div> </div>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			
Ökonomische Daten:	<p>Voraussichtliche Investitionskosten [BGG] (die Investitionskosten für das Teilprojekt Filter Eingangsleitungen PVS2 Sanierung sind im Projekt 2016/05 integriert; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021)</p> <p>Ausbauschwelle: keine</p>		

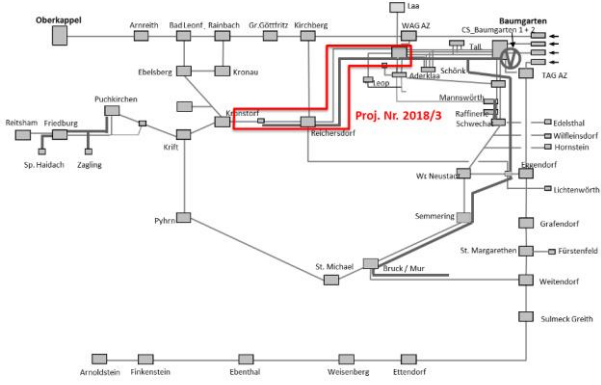
Ausbauschwelle:**Änderung zur letzten Ausgabe:**

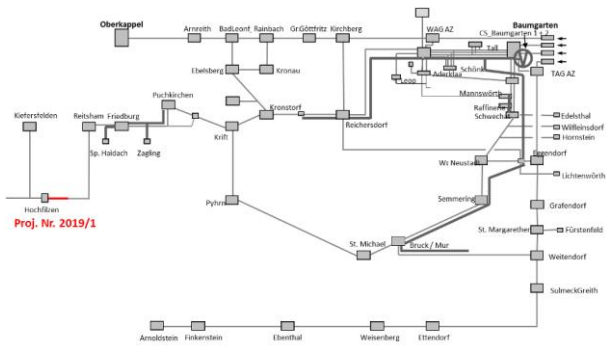
Von A1 (LFP2018 A1) auf A2 (LFP2019 A1): geplante Fertigstellung, Projektbeschreibung, zu beachten

Von A2 (LFP2019 A1) auf A3 (LFP2020 A1): Projektbeschreibung, ökonomische Daten

Von A3 (LFP2020 A1) auf A4 (LFP2020 A2): Projektbeschreibung (Umfang), ökonomische Daten

Von A4 (LFP2020 A2) auf A5 (LFP2021 A1): ökonomische Daten

Projektnummer:	2018/03		
Projektname:	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auerthal bis Neumarkt		
Ausgabe:	2	Projektträger:	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	01/2020
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2025
Datum:	10.09.2019	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Adaptierung von 7 Schieberhäuser um diese auf den Stand der Technik zu bringen.		
Projektbeschreibung:	 <p>Erneuerung der Stationseinbauten um die Schieberhäuser auf den Stand der Technik zu bringen und Abtrennung der Netz NÖ Leitung West 1:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Schieberhaus Auerthal und Zaina <p>Erneuerung von 5 weiteren Schieberhäusern um die Stationseinbauten auf den Stand der Technik zu bringen.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	es erfolgt keine Redimensionierung		
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2018		
Ausbauschwelle:			
Änderung zur letzten Ausgabe:	Von A1 (LFP18 A1) auf A2 (LFP19 A1): Projektstatus		

Projektnummer:	2019/01		
Projektname:	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG		
Ausgabe:	5	Projektträger:	Salzburg Netz GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	01/2020
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2023
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	<p>Ziel des Projektes ist es die Versorgungssicherheit (mit Erdgas und in einer langfristigen Perspektive mit gasförmigen Energieträgern, z.B. Erneuerbaren Gas/Synthetischem Gas/Sektorkopplung) im Netz der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH und im Netz der Salzburg Netz GmbH zu erhöhen.</p>		
Projektbeschreibung:	 <p>Um das Projektziel zu erreichen sind im Netzbereich der Salzburg Netz GmbH folgende Ausbaumaßnahmen zu realisieren:</p> <p>Maßnahme 1: Ersatz der PN16 Leitung zwischen Puch und Vigaun, durch eine Leitung DN 300 / MOP 70 unter Einbeziehung des bereits errichteten Leitungssegments zwischen Hallein und Vigaun.</p> <p>Maßnahme 2: Umbau von 12 HD-Gasdruckregelstationen auf MOP70</p> <p>Maßnahme 3: Errichtung des Leitungssegments von Saalfelden nach Hochfilzen in DN300 / MOP70. In Saalfelden bindet die Leitung direkt an das Bestandsnetz ein. In Hochfilzen endet die Leitung an der Landesgrenze zwischen Salzburg und Tirol.</p> <p>Aufgrund eines Kapazitätserweiterungsantrags 2021 wird unmittelbar vor der Landesgrenze in Hochfilzen zusätzlich ein Ausspeisepunkt in die Ebene 2 errichtet.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Das Projekt ist im Einklang mit dem Projekt 2019/02 "Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS" zu errichten.</p> <p>Die Umsetzung des Projekts ist nur dann zweckmäßig, wenn die Aufrechterhaltung des COSIMA-Modells möglich ist. Zusätzliche wirtschaftlich positive Effekte wie z.B. die Vermarktung von Kapazitäten zwischen dem Marktgebiet Ost und dem Marktgebiet Tirol sollen berücksichtigt werden.</p>		

Öffentliches Interesse:

Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:

Das Projekt dient dazu gemäß § 22 (1) Z1 lit b die Versorgungssicherheit in Bezug auf die Verfügbarkeit der Infrastruktur zu erhöhen. Durch die Realisierung dieses Projektes kann eine derzeit nicht gegebene aber notwendige (n-1)-Versorgungssicherheit der Endkunden im Netz der Salzburg Netz GmbH für die Regionen Pinzgau, Pongau und Tennengau, insbesondere im Winter, hergestellt werden und die Versorgungssicherheit im Netz der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH deutlich erhöht werden.

Andererseits ist das Projekt geeignet um gemäß § 22 (1) Z1 lit a die Nachfrage an firm (fest buchbare) Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH zu decken.

Technische Daten:

Maßnahme 1: Leitungslänge: ca. 4,5 km, Durchmesser: DN 300, MOP 70barg

Maßnahme 2: Umbau von 12 Abzweigstationen auf MOP 70 barg

Maßnahme 3: Leitungslänge: ca. 18 km, Durchmesser: DN 300, MOP 70barg

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber; Kostenbasis 2021.

[BGG]

Ausbauschwelle: keine

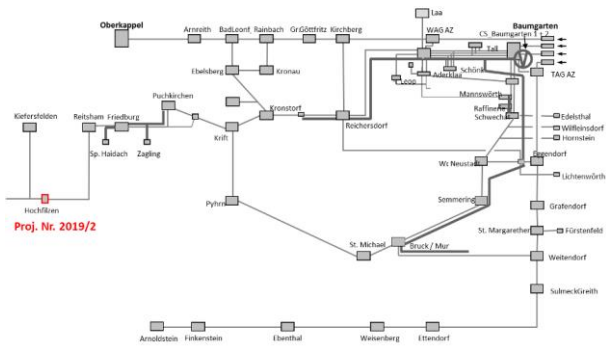
Ausbauschwelle:**Änderung zur letzten Ausgabe:**

Von A1 (LFP19 A1) auf A2 (LFP19 A2): Besonders zu beachten

Von A2 (LFP19 A2) auf A3 (LFP20 A1): Projektstatus, Geplante Fertigstellung

Von A3 (LFP20 A1) auf A4 (LFP20 A2): ökonomische Daten

Von A4 (LFP20 A2) auf A5 (LFP21 A1): Projektbeschreibung, Geplante Fertigstellung, ökonomische Daten

Projektnummer:	2019/02		
Projektname:	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS		
Ausgabe:	4	Projektträger:	TIGAS-Erdgas Tirol GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	01/2020
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2023
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	<p>Ziel des Projektes ist es die Versorgungssicherheit (mit Erdgas und in einer langfristigen Perspektive mit gasförmigen Energieträgern, z.B. Erneuerbaren Gas/Synthetischem Gas/Sektorkopplung) im Netz der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH und im Netz der Salzburg Netz GmbH zu erhöhen.</p>		
Projektbeschreibung:	 <p>Um das Projektziel zu erreichen sind im Netzbereich der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH folgende Ausbaumaßnahmen zu realisieren:</p> <p>Maßnahme 1: Errichtung einer Reduzierstation für die Flächenversorgung in Hochfilzen von PN 70 auf MOP 4 barg inklusive Ertüchtigungsmaßnahmen für den Leitungsabschnitt DN300 / MOP 70 bar zwischen St. Johann und Hochfilzen.</p> <p>Maßnahme 2: Errichtung der bidirektional betreibbaren Übergabestation in Hochfilzen (inkl. Gaschromatograph).</p> <p>Maßnahme 3: Errichtung des Leitungssegments von der Übergabestation Hochfilzen bis zur Landesgrenze Salzburg/Tirol in DN300 / PN 70 bar (wird von Salzburg Netz errichtet)</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Das Projekt ist im Einklang mit dem Projekt 2019/01 "Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG" zu errichten.</p> <p>Die Umsetzung des Projekts ist nur dann zweckmäßig, wenn die Aufrechterhaltung des COSIMA-Modells möglich ist. Zusätzliche wirtschaftlich positive Effekte wie z.B. die Vermarktung von Kapazitäten zwischen dem Marktgebiet Ost und dem Marktgebiet Tirol sollen berücksichtigt werden.</p>		
Öffentliches Interesse:	<p>Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:</p> <p>Das Projekt dient dazu gemäß § 22 (1) Z1 lit b die Versorgungssicherheit in Bezug auf die</p>		

Verfügbarkeit der Infrastruktur zu erhöhen. Durch die Realisierung dieses Projektes kann eine derzeit nicht gegebene aber notwendige (n-1)-Versorgungssicherheit der Endkunden im Netz der Salzburg Netz GmbH für die Regionen Pinzgau, Pongau und Tennengau, insbesondere im Winter, hergestellt werden und die Versorgungssicherheit im Netz der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH deutlich erhöht werden.

Andererseits ist das Projekt geeignet um gemäß § 22 (1) Z1 lit a die Nachfrage an firm (fest buchbare) Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH zu decken.

Technische Daten:

Maßnahme 1: Reduzierstation PN 70 auf MOP 4barg und Ertüchtigungsmaßnahmen

Maßnahme 2: bidirektional betreibbare Übergabestation, Messung, Regelung,

Qmax 50.000 Nm³/h (2.500 Bm³/h), MOP 70barg,

Maßnahme 3: Leitungslänge 0,5 km, Durchmesser: DN 300, MOP 70barg (wird von Salzburg Netz errichtet)

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber; Kostenbasis 2021

Ausbauschwelle: keine

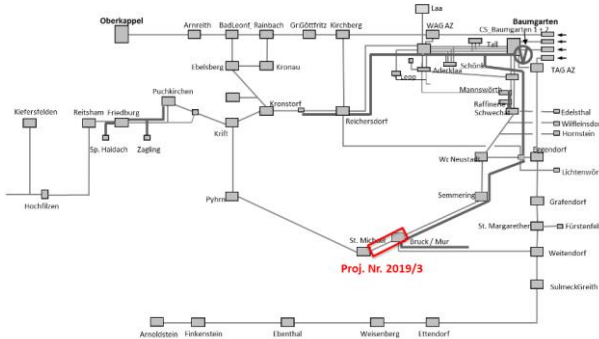
Ausbauschwelle:

Änderung zur letzten Ausgabe:

Von A1 (LFP19 A1) auf A2 (LFP19 A2): Besonders zu beachten

Von A2 (LFP19 A2) auf A3 (LFP20 A1): Projektstatus, geplante Fertigstellung

Von A3 (LFP20 A1) auf A4 (LFP21 A1): Projektbeschreibung, ökonomische Daten, geplante Fertigstellung, technische Daten

Projektnummer:	2019/03		
Projektname:	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur – Donawitz		
Ausgabe:	3	Projektträger:	Energienetze Steiermark GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	10/2020
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2025
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Ersatz des Leitungssegments Bruck/Mur - Donawitz und Aufrechterhaltung der hydraulischen Funktionalität des Ebene 1 Netzes.		
Projektbeschreibung:	 <p>Um die technische Verfügbarkeit der Semmeringleitung zu verlängern wird beabsichtigt den maximalen Betriebsdruck von 64atü auf 16barg zu reduzieren. Um die hydraulische Funktionalität des Ebene 1 Netzes aufrecht zu erhalten, muss die Station A5 mit der Pyhrnleitung verbunden werden. Die beste Lösung stellt die großräumige nördliche Umfahrung von Leoben dar.</p> <p>Um darüber hinaus den Wirtschaftsstandort der Region auch langfristig Abzusichern, wird diese Leitung schon heute auf für einen zukünftigen leistungsfähigen Wasserstofftransport dimensioniert.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:	<p>Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:</p> <p>Einerseits ist das Projekt erforderlich um gemäß § 22 (1) Z1 lit a die Nachfrage an firm Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der Energienetze Steiermark GmbH zu decken und</p> <p>andererseits dient das Projekt dazu gemäß § 22 (1) Z1 lit b die Versorgungssicherheit in Bezug auf die Verfügbarkeit der Infrastruktur zu erhöhen. Durch die Realisierung dieses Projektes kann die hydraulische Funktionalität des Ebene 1 Verteilernetzes auf dem bisherigen Versorgungssicherheits Niveau beibehalten werden.</p>		

Technische Daten:

Leitung Station A5 - Station 20

- Länge: 28,5 km
- Durchmesser: DN400
- MOP: 70 barg

Mess- und Regelstation Station 20:

- Qmax: 50.000 Nm³/h, 2.500 Bm³/h
- MOP: 70 barg
- Paus: 16 barg

Ökonomische Daten:

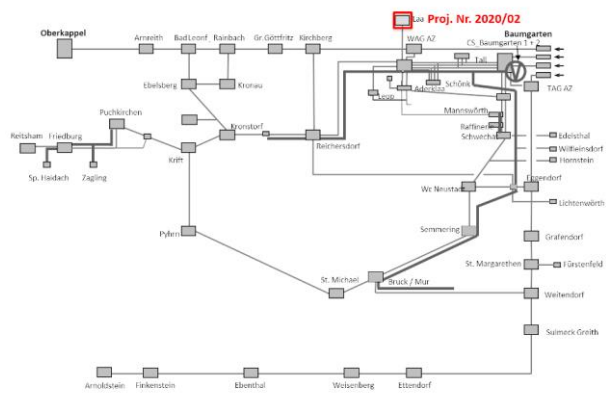
Investitionskosten: [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2021

Ausbauschwelle: Keine

Ausbauschwelle:**Änderung zur letzten Ausgabe:**

Von A1 (LFP19 A1) auf A2 (LFP20 A1): Projektstatus, Korrektur ökonomische Daten

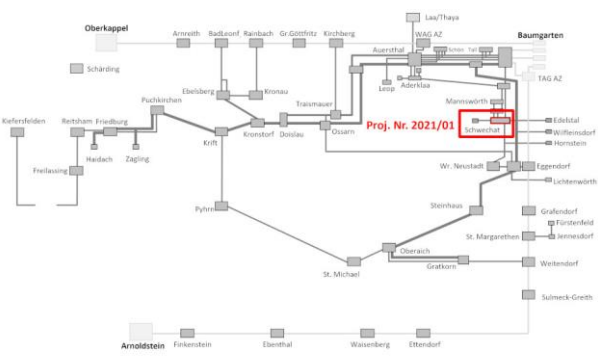
Von A2 (LFP20 A1) auf A3 (LFP21 A1): Projektbeschreibung, ökonomische Daten, technische Daten

Projektnummer:	2020/02		
Projektname:	Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya West		
Ausgabe:	3	Projektträger:	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	10/2021
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2022
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Adaptierung der Station Laa/Thaya West um die Stationselemente auf den Stand der Technik zu bringen.		
Projektbeschreibung:	 <p>Folgende Elemente werden in der Station Laa/Thaya West erneuert:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Umbau der Messung GCA – Netz Niederösterreich und GasNet s.r.o. – Netz Niederösterreich auf permanente Serienschaltung (Verrohrung) aufgrund veralteter Messgeräte und Mengenumwerter • Erneuerung der Stationssteuerung aufgrund veralteter Technik und nicht verfügbarer Ersatzteile. • Erneuerung und Anpassung der Elektrotechnik 		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:	keines		
Technische Daten:	Es erfolgt keine Redimensionierung der Anlagengröße.		
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2020 Ausbauschwelle: keine		
Ausbauschwelle:			

Änderung zur letzten Ausgabe:

Von A1 (LFP20 A1) auf A2 (LFP20 A4): Projektstatus

Von A2 (LFP20 A4) auf A3 (LFP21 A1): Projektstatus

Projektnummer:	2021/01		
Projektname:	Schwechat - Mengenableitung aus der Ostleitung in die G00-009		
Ausgabe:	2	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2022
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	04/2022
Datum:	09.12.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	<p>Durch die Aufkündigung der "Niederdruck Übernahme im Reverseflow aus der Netz NÖ Ostleitung" durch die Raffinerie Schwechat können nun die in den Sommermonaten auftretenden Überschussmengen aus der Biomethan- und Erdgasproduktionseinspeisung nicht mehr wie bisher übernommen werden. Zusätzlich wurde entlang der Ostleitung ein Kapazitätserweiterungsantrag einer Biomethaneinspeisung gestellt, welcher aufgrund der aktuellen Situation nicht zugesagt werden kann. Um all dies zu ermöglichen sind Anpassungen in der Übergabestation Schwechat an der Stationsverrohrung als auch an den Druckregeleinrichtungen und der Stationssteuerung notwendig. Damit wird eine automatisierte Ableitung der aktuellen und zukünftigen Überschussmengen aus der Ostleitung durch Herstellung der Leitungsverbindung zur G00-009 ermöglicht.</p>		
Projektbeschreibung:	 <p>Im Rahmen dieses Projektes wird eine rohrbautechnische Verbindung von der Netz NÖ Ostleitung mittels Eingangsmessung und Druckregelung (Sommerfahrweise ca. 23-25 bar und Winterfahrweise ca. 12-14 bar) und Einbindung in die Messung und Leitungsführung der G00-009 in Richtung Rannersdorf und Kledering bewerkstelligt werden. Dieser Umbau wird unter größtmöglicher Nutzung vorhandener Leitungsführungen und Equipments erfolgen. Die Druckregeleinrichtungen, die motorisierte und ferngesteuerte Ansteuerung und die Steuerleitungen müssen neu hergestellt werden. Außerdem müssen die Funktionalitäten und Modi in der Stationssteuerung neu implementiert werden.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:	Dieses Projekt steht aus folgendem Grund im öffentlichen Interesse:		

Das Projekt ist erforderlich um gemäß GWG § 22 (1) Z5 die Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen zu ermöglichen.

Durch die Realisierung dieses Projektes kann eine kontinuierliche Biomethaneinspeisung entlang der Ostleitung das ganze Jahr über sichergestellt werden sowie auch zukünftige weitere Kapazitätserweiterungen bzw. Netzzugänge von erneuerbaren Gasen ermöglichen.

Technische Daten:

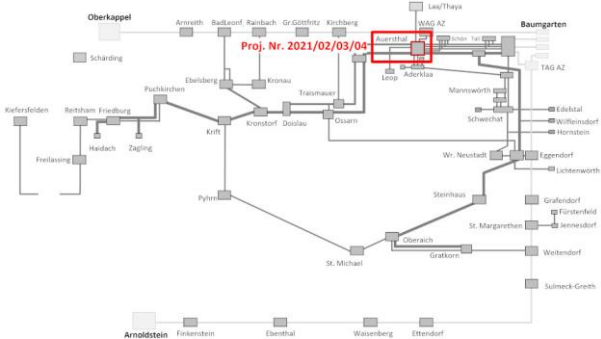
Das Messequipment wird für einen Reverseflow aus der Ostleitung in die G00-099 mit einem Messbereich von 10 bis 150 Bm³/h konzipiert.

Ökonomische Daten:

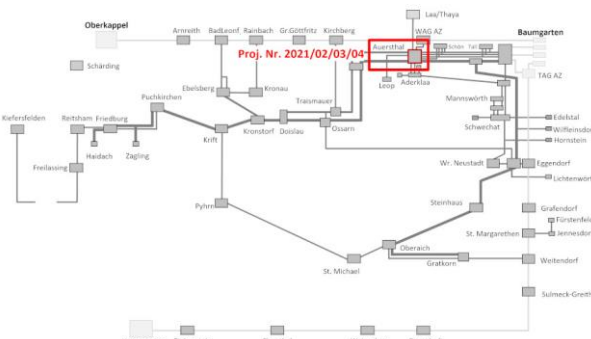
Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021
Ausbauschwelle: keine

Ausbauschwelle:

Änderung zur letzten Ausgabe:

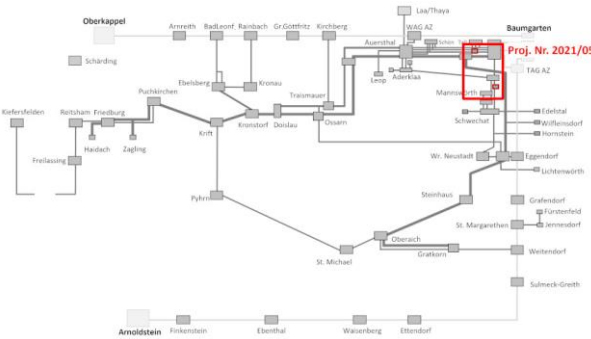
Projektnummer:	2021/02		
Projektname:	Auersthal - Kollektoranbindung G00-040		
Ausgabe:	1	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2023
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	09/2024
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	<p>In diesem Projekt soll mittels einer zusätzlichen Verbindungsleitung von der G00-040 eine eigene Anbindemöglichkeit zum Verteilerknoten in Auersthal geschaffen werden. Damit werden zukünftig der operative Betrieb verbessert und die Flexibilität in der Verteilung der anlandenden Kapazitäten aus der West 4 und G00-040 erheblich erhöht und sichergestellt.</p>		
Projektbeschreibung:	 <p>Bei der Errichtung der G00-040 war ursprünglich eine umfassende Anbindung der DN800er Leitung an den Verteilerknoten Auersthal vorgesehen. In der Umsetzung wurde diese Anbindung nur teilweise über die Verschaltungsmöglichkeit des Generalbypasses realisiert. Bei dieser derzeit vorhandenen Zuleitung können die beiden großdimensionalen Leitungen G00-023 und G00-040 nur gemeinsam mit Teilmengen zum Verteilerknoten zugeschaltet werden.</p> <p>Um nun eine flexible unabhängige Mengen- u. Druckzuteilung der G00-023 und auch G00-040 dispositiv zu ermöglichen, muss eine neue Leitungsanbindung bis hin zum Verteilerknoten mit Regelung u. Messung über eine automatische Zuschaltmöglichkeit auf alle Kollektoren des Gasverteilerknotens geschaffen werden.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	<p>Errichtung einer ca. 200lfm langen DN500, od. DN600 Rohrleitung, mit Kugelarmaturen am Beginn und Ende der Leitung, mit einer bidirektionalen USZ Betriebsmengenmessung, sowie einer Druckregelung – voll automatisiert mittels Modefahrweisen auf den Header des Verteilerknotens zur automatisierten Zuschaltung mittels Elektroantrieben zu den einzelnen Kollektoren 1-6 des</p>		

Gasverteilerknotens
Ökonomische Daten: Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbauschwelle: keine
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe:

Projektnummer:	2021/03		
Projektname:	Auersthal - Errichtung lokaler Korrosionsschutz		
Ausgabe:	1	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2023
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2023
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Realisierung eines LKS Systems in der Station Auersthal zur Aufrechterhaltung des sicheren Betriebes.		
Projektbeschreibung:	 <p>Gas Connect Austria schützt ihre Leitungstrassen mittels kathodischen Korrosionsschutzes gegen Außenkorrosion. In den vergangenen 10 Jahren wurde im Zuge der Restrukturierung des Primärverteilensystems auch der Schutz der unterirdischen Verrohrungssysteme in den Stationsanlagen mit einem sogenannten LKS ausgestattet. Die einzig noch verbleibende Anlage ist die Gasstation Auersthal. Diese Anlage schützt die unterirdische Stationsverrohrung und die Erdungsanlage der Station gegen Außenkorrosion und ist demnach auch ein sicherheitstechnischer Aspekt.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbauschwelle: keine		
Ausbauschwelle:			
Änderung zur letzten Ausgabe:			

Projektnummer:	2021/04		
Projektname:	Auersthal - Umsetzung Emergency Shut Down (ESD)		
Ausgabe:	1	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2023
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	03/2024
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:			
<p>Es wird beabsichtigt ein ESD System für die Gasstation Auersthal zu errichten. Die abgeschotteten Anlagenteile sollen in einem weiteren Schritt über den Kaltausbläser der GCA drucklos gemacht werden können. Der ESD soll stufenweise wie folgt von der Leitwarte und über den Disponenten ausgeführt werden können - Abschottung der gesamten Station und schließen der Stationseingänge und Stationsausgänge.</p> <p>Hierfür müssen die bestehenden Antriebe überprüft werden. Etwaige motorbetriebene Armaturen müssen auf elektrohydraulische Antriebe umgebaut werden. Derzeit wird davon ausgegangen, dass die Antriebe SIL 2 tauglich sein müssen. Eine genaue Festlegung erfolgt im Zuge einer HAZOP.</p>			
Projektbeschreibung:			
		<p>Im Rahmen dieses Projektes werden folgende Teilprojekte umgesetzt</p> <p>Angedacht ist, dass folgende Anlagenteile separat abgeschottet werden können:</p> <ul style="list-style-type: none"> - West 2 - West4 - WAG-AZ - ÜMS + Verteilerknoten mitzuführenden Rohrleitungen <p>Unterirdische Leitungssysteme müssen grundsätzlich nicht ausgeblasen werden. Zur Abschottung müssen Armaturen ins ESD System eingebunden werden. Nachdem ein Bereich abgeschottet ist, soll dieser nur über den Kaltausbläser drucklos gemacht werden.</p> <p>Die Armaturen von West 4 sollen in eine sicherheitsgerichtete Steuerung in der Messwarte West4 eingebunden werden und eine Verbindung zum neuen ESD System im PLS Gebäude hergestellt werden.</p>	
Besonders zu beachten:			

Öffentliches Interesse:
Technische Daten:
Ökonomische Daten: Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbauschwelle: keine
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe:

Projektnummer:	2021/05		
Projektname:	Automatisierung Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth		
Ausgabe:	1	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2022
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2023
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	<p>Errichtung eines Containers in folgenden Stationen zur automatisierten Steuerung per Fernwirkanlage:</p> <ul style="list-style-type: none"> • SS Weikendorf • SS Mannswörth 		
Projektbeschreibung:	 <p>Die Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth können aktuell nur durch vor-Ort-Personal manuell bedient werden. Durch dieses Projekt sollen die Schieberstationen automatisiert und fernsteuerbar an das Dispatching übergeben werden.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	<p>SS Weikendorf:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Installation Container inkl. 24V USV und Heizung • -neue Anspeisung, derzeit nur 16A • neue FWA mit integrierter Stationssteuerung • inkl. neuer LWL Verbindung 		

- 24" elektrohydraulischer Antrieb (1 Stk.)
 - 16" MOV (1 Stk.)
- SS Mannswörth:
- Installation Container inkl. 24V USV und Heizung
 - Neue Niederspannungsanspeisung
 - Neue FWA mit integrierter Stationsteuerung, inkl. LWL Verbindung
 - 16" elektrohydraulischer Antrieb

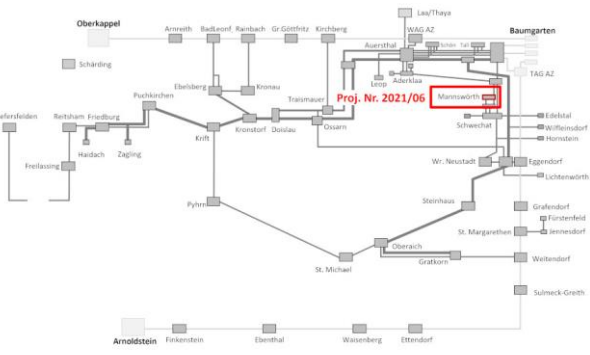
Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021

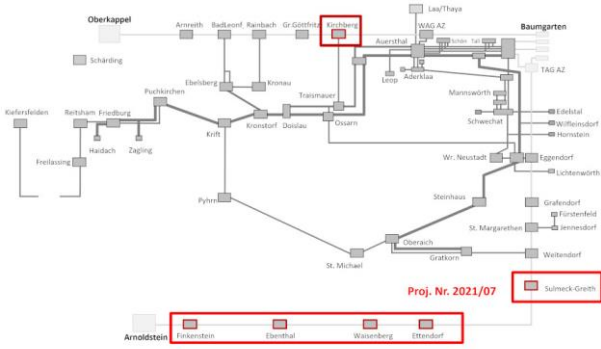
Ausbauschwelle: keine

Ausbauschwelle:

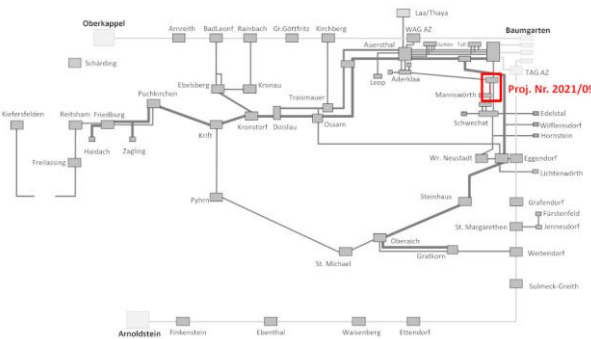
Änderung zur letzten Ausgabe:

Projektnummer:	2021/06		
Projektname:	Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung zur Raffinerie		
Ausgabe:	1	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2022
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2022
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	<p>Das Projekt dient zur Aufrechterhaltung des sicheren Betriebes der ÜST Mannswörth. Es soll eine Anbindung an das bestehende Fackelsystem der Raffinerie Schwechat inklusive Druckreduzierung mit Druckabschaltung in der Üst. Mannswörth erfolgen, um Ausblasmengen in der ÜST Mannswörth im Bereich der Raffinerie zu vermeiden.</p>		
Projektbeschreibung:	 <p>Im Rahmen dieses Projektes werden folgende Teilprojekte umgesetzt</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einbindeleitung 600 m in DN300 • Druckreduzierung in ÜST Mannswörth • Anbau an Messgebäude Mannswörth • Übersiedlung Leitrechner aus EMSR Raum in Anbau 		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			
Ökonomische Daten:	<p>Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021</p> <p>Ausbau Schwelle: keine</p>		

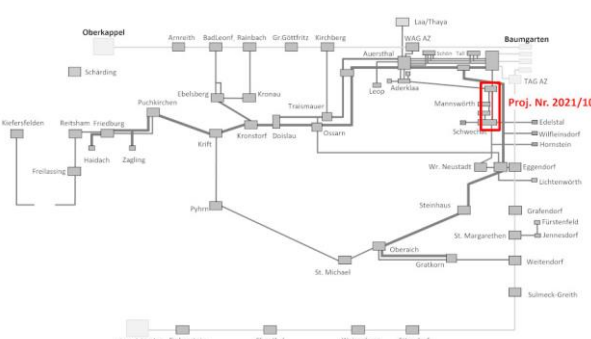
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe:

Projektnummer:	2021/07		
Projektname:	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Filterseparatoren und Kondensattanks		
Ausgabe:	1	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2021
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	03/2023
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Erneuerung der Filterseparatoren und der Kondensattanks an den Fernleitungsabzweigpunkten Ettendorf, Sulmeck-Greith, Kirchberg, Ebenthal, Finkenstein und Waisenberg.		
Projektbeschreibung:	 <p>Im Rahmen dieses Projektes werden in den oben genannten Abzweigpunkten u.a. folgende Teilprojekte umgesetzt</p> <ul style="list-style-type: none"> • Liquidation bestehenden FS und Kondensattank • Installation neuen FS mit Kondensattank • Messstreckenfilter Tausch • Setzen von zusätzlichen Absperrventilen • Einbau Passtück in Sekundärmessung für Nachrüstung von eichfähiger Messung • Neuerichtung Hydrantenleitung und Brand und Gasmeldeanlage • Belüftungssystem für Mess- und Regelgebäude 		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	Die Kondensatausschleusung erfolgt manuell und wird in einen neuen 2m ³ oberirdischen Kondensattank geführt. Die einzelnen Ausblaseleitungen werden in eine Sammelleitung zusammengeführt und Überdach ausgeleitet und somit die Exzonen reduziert.		
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbauschwelle: keine		

Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe:

Projektnummer:	2021/09		
Projektname:	Ersatzinvestition: G00-003 Teilerneuerung Produktenbrücke -Damm		
Ausgabe:	1	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2022
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2022
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Erneuerung eines Teilstücks der G00-003, DN300 PN70, im Bereich Hubertsdamm auf einer Länge von 200 Meter über den südlich gelegenen Hochwasserschutzdamm.		
Projektbeschreibung:	 <p>Die G00-003 wurde 1970/71 vom Bereich Hubertsdamm bis in die ÜST Mannswörth in mehreren Teilabschnitten errichtet. Im Bereich der Produktenbrücke bis zum südlichen Hochwasserschutzdamm der Donau wurde ein freies Leitungstück der damals vorhandenen Gewichtsausgleichsleitungen auf der Rohrbrücke für die G00-003 verwendet. Dieses Stahlrohr ist in den Sechzigerjahren beim Bau der Rohrbrücke installiert worden. Im Rahmen der intelligenten Molchung wurden hier Metallverluste detektiert. Die Rohrisolierung besteht aus Bitumen.</p> <p>Da eine Sanierung des auf ca. 5m Tiefe verlegten Rohrstückes bis zur Dammkrone wirtschaftlich nicht sinnvoll zu bewältigen ist, wird dieses Rohrleitungsteilstück auf einer Länge von ca. 200 lfm. mit üblicher Überdeckung von 1,2m erneuert.</p>		
Besonders zu beachten:	Wegerecht im Naturschutzgebiet		
Öffentliches Interesse:	<p>Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:</p> <p>Einerseits ist das Projekt erforderlich um gemäß GWG 2011 § 22 (1) Z1 lit a die Nachfrage an fester Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der Gas Connect Austria sowie in den nachgelagerten Netzen der Wiener Netze und der Netz Niederösterreich zu decken.</p> <p>Andererseits dient das Projekt dazu gemäß GWG 2011 § 22 (1) Z1 lit b die Versorgungssicherheit in Bezug auf die Verfügbarkeit der Infrastruktur zu erhöhen. Durch die Realisierung dieses</p>		

<p>Projekt es kann die hydraulische Funktionalität des Ebene 1 Verteilernetzes auf dem bisherigen Versorgungssicherheitsniveau beibehalten werden.</p>
<p>Technische Daten: Erneuerung eines Teilstücks der G00-003 auf einer Länge von ca. 200 m G00-003 in DN300/PN70</p>
<p>Ökonomische Daten: Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbauschwelle: keine</p>
<p>Ausbauschwelle:</p>
<p>Änderung zur letzten Ausgabe:</p>

Projektnummer:	2021/10		
Projektname:	Ersatzinvestition: G00-020 Teilerneuerung Rohrisolierung		
Ausgabe:	1	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2021
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2023
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Sanierungsprogramm der Rohrisolierung mehrerer Teilstücke der Rohrleitung G00-020		
Projektbeschreibung:	 <p>2017 wurde der Leitungsstrang der G00-020 im Verlauf von Baumgarten bis zur ÜMS Schwechat einer Intensivmessung unterzogen. Im Leitungsverlauf der G00-020 dürften bei der Errichtung 1970/-71 doch wesentlich längere Abschnitte mit einer Rohrisolierung aus Bitumenbandagen eingebaut worden sein, als bisher angenommen. Aus der Auswertung der Intensivmessung geht hervor, dass auf 8 Teilabschnitten (Baumgarten bis Mühlleiten) der G00-020 die Isolierungsschäden bestehen. Die Isolationssanierung der Leitung wird in mehreren Projekten bis in das Jahr 2023 projektiert.</p> <p>Bei der Sanierung wird die alte Bitumenisolierung entfernt und durch ein neues, 3-lagig gewickeltes, Isolierband ersetzt.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:	<p>Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:</p> <p>Einerseits ist das Projekt erforderlich um gemäß GWG 2011 § 22 (1) Z1 lit a die Nachfrage an fester Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der Gas Connect Austria sowie in den nachgelagerten Netzen der Wiener Netze und der Netz Niederösterreich zu decken.</p> <p>Andererseits dient das Projekt dazu gemäß GWG 2011 § 22 (1) Z1 lit b die Versorgungssicherheit in Bezug auf die Verfügbarkeit der Infrastruktur zu erhöhen. Durch die Realisierung dieses Projektes kann die hydraulische Funktionalität des Ebene 1 Verteilernetzes auf dem bisherigen Versorgungssicherheitsniveau beibehalten werden.</p>		

Technische Daten:

Sanierung folgender Teilstücke der G00-020 DN400/PN70

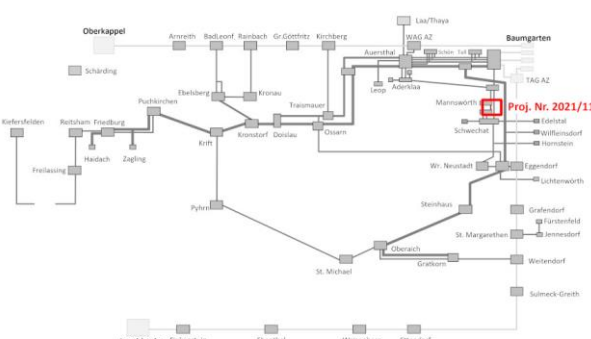
- 400 m vor der ÜST Schwechat
- 800 m südlich der Donau
- Bereich Flughafen Schwechat

Ökonomische Daten:

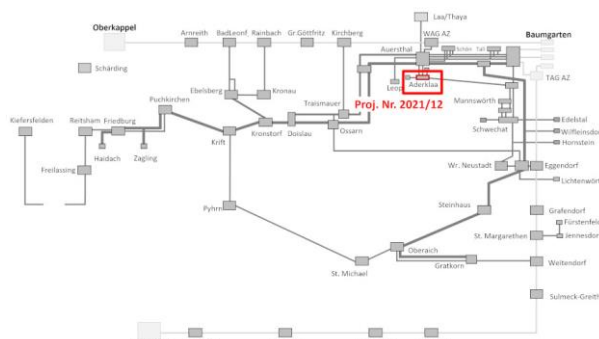
Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021

Ausbauschwelle: keine

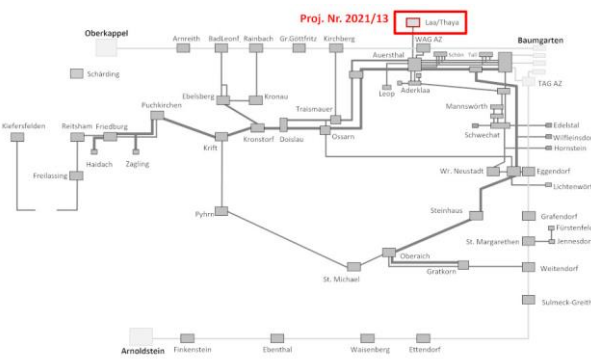
Ausbauschwelle:**Änderung zur letzten Ausgabe:**

Projektnummer:	2021/11		
Projektname:	Ersatzinvestition: G00-003-1 Erneuerung Rohrisolierung		
Ausgabe:	1	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2022
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2022
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	<p>An dem Leitungsteilstück G00-003/1 wurde letztmalig 2020 eine Intensivmessung zur Prüfung des Zustandes der Rohrisolierung durchgeführt. Dieser Leitungsabschnitt der G00-003/1 verläuft von der G00-003 am nördlichen Zaun der Raffinerie in unterirdischem Verlauf bis zur Straße III und von dort obertägig meist auf Rohrbrücken und Slippergräben quer durch die Raffinerie bis zur Straße I. Der erdverlegte Bereich beläuft sich auf ca. 450lfm. In den vergangenen Jahren wurde an mehreren Stellen die Bitumenrohrisolierung erneuert. Nun müssen auf einer Leitungslänge von ca. 200lfm wiederum die Isolation am Produktenrohr saniert werden.</p>		
Projektbeschreibung:	 <p>Die Erneuerung der Rohrisolierung erfolgt in 3 Abschnitten:</p> <p>Abschnitt 1 – Erneuerung der Rohrisolierung vom Isolierstück (Armatur + Isolierstück G00-003/1) aus dem Jahr 2014 nördliches Ende der G00-003/1 weg in einer Länge von ca. 170lfm</p> <p>Abschnitt 2 – Erneuerung Rohrisolierung von der östlichen Überfahrt Bodenfackel in südlicher Richtung auf einer Länge von ca. 30 lfm.</p> <p>Abschnitt 3 - Austausch des Isolierflansches vor dem Schieberknoten Straße III durch ein modernes Isolierrohrstück (liegt am Übergang erdverlegtes Teilstück zum Obertagebereich)</p> <p>Generell sind Arbeiten in der Straße III durch die Randlage der Gasleitung im Straßenverlauf und die Querungsnotwendigkeit einer Vielzahl von Einbauten gekennzeichnet.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			

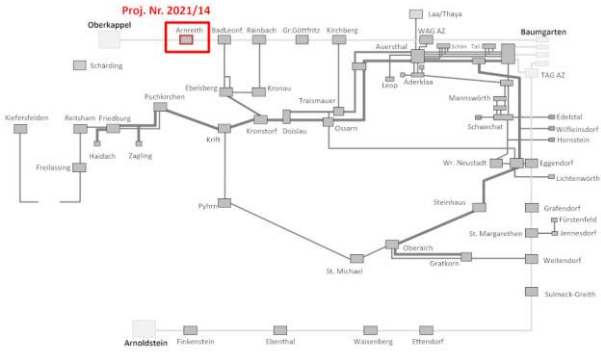
Ökonomische Daten:
Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021
Ausbauschwelle: keine
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe:

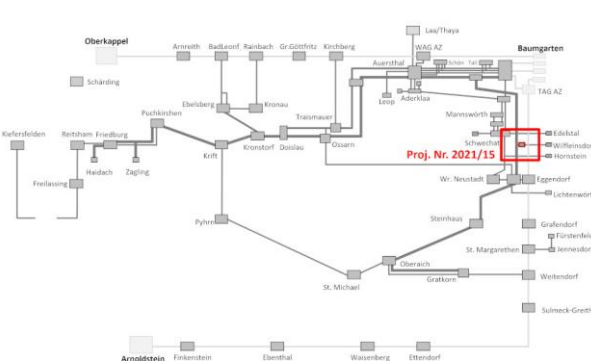
Projektnummer:	2021/12		
Projektname:	Ersatzinvestition: Aderklaa - Erneuerung Stationssteuerung und E-Anlage		
Ausgabe:	1	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	07/2023
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2024
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	<p>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 Gas Connect Austria bis zu 15 Jahre erreicht werden.</p>		
Projektbeschreibung:	 <p>Im Rahmen dieses Projektes werden folgende Teilprojekte umgesetzt</p> <ul style="list-style-type: none"> • PLS Tausch für ÜMS und ÜST • Erneuerung USV, NSV, Anodenfeld des KKS • Erneuerung Ausschleuse- und Regelarmaturen inkl. Antriebe • Gaswarnanlage und Brandmeldeanlage auf Stand der Technik bringen 		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			
Ökonomische Daten:	<p>Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021</p> <p>Ausbauschwelle: keine</p>		
Ausbauschwelle:			

Änderung zur letzten Ausgabe:

Projektnummer:	2021/13		
Projektname:	Ersatzinvestition: Laa/Thaya - Erneuerung Stationssteuerung		
Ausgabe:	1	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2023
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2023
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Ersatz eines Containers in der Übergabestation Laa/Thaya zur automatisierten Steuerung per Fernwirkanlage.		
Projektbeschreibung:	 <p>In der Übergabestation Laa / Thaya sind die beiden PVS Leitungen G00-011 und G00-016 eingebunden. Auf dem Betriebsgelände befinden sich die Schieber- und Molchstation beider Leitungen, eine Druckregelstation, sowie zwei Abzweigpunkte zur Netz NÖ. Die beiden PVS Leitungen G00-011 und G00-016 enden in der Schieber- und Regelstation Laa. Durch dieses Projekt soll der Container der Schieberstation mit einer Notstromversorgung ausgerüstet und auf den Stand der Technik gebracht werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> -) Erneuerung und Vergrößerung des Containers inkl. 24V USV, Brandmeldeanlage und Heizung / Klima -) neue Anspeisung bzw. Netzumstellung -) bestehende FWA adaptieren (inkl. Touch Display) und Implementierung im neuen Container -) neuen KKS Schrank errichten und Installation im neuen Container 		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021		

Ausbauschwelle: keine
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe:

Projektnummer:	2021/14		
Projektname:	Ersatzinvestition: Arnreit - Erneuerung USV und Gebäudezubau		
Ausgabe:	1	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	07/2021
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	03/2022
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Erneuerung der USV Anlage, Zubau zum Bestandsgebäude zur Unterbringung der USV.		
Projektbeschreibung:	 <p>Die unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) ist sowohl für den sicheren Betrieb als auch für eine hohe Anlagenverfügbarkeit von wesentlicher Bedeutung.</p> <p>Um die Anlage weiterhin sicher betreiben zu können und eine hohe Anlagenverfügbarkeit gewährleisten zu können, ist die USV Anlage aufgrund des Alters zu erneuern.</p> <p>In den vorhandenen Räumlichkeiten ist die Installation einer USV Anlage, welche die Anforderungen betreffend Schutzmaßnahmen an die gültigen Vorschriften entspricht, nicht möglich.</p> <p>Es ist daher neben dem Austausch der USV auch ein Zubau zum Bestandsgebäude in Stahlbeton (ev. Fertigteil) erforderlich.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbauschwelle: keine		
Ausbauschwelle:			
Änderung zur letzten Ausgabe:			

Projektnummer:	2021/15		
Projektname:	Südostleitung - Ausspeisepunkt nach Guntramsdorf		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	10/2021
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	10/2022
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	<p>Ziel des Projekts ist die Absenkung des minimal erforderlichen Betriebsdrucks des Süd1 und Süd2 Systems und der dadurch möglichen Einsparung von Verdichtereinsatz- und energie. Dadurch soll wieder die Möglichkeit gegeben werden, unverdichtetes Gas entweder aus den Speichern oder aus Baumgarten über die Station Schwechat in den Süden Niederösterreichs zu transportieren.</p> <p>Dies wird durch Umhängen der DN150 Ebene 2 Verbindungsleitung nach Guntramsdorf von der Süd 1 an die Ebene 1 Südostleitung bei Gramatneusiedl realisiert.</p>		
Projektbeschreibung:	 <p>Das Industrieviertel Niederösterreichs wird derzeit mit verdichtetem Hochdruckgas aus der Süd 3 und der Südwest 2 größtenteils über den Knoten Eggendorf versorgt. Der Grund dafür ist eine ca. 10 km lange DN150 Leitung von der Süd 1 zur LRST Guntramsdorf, wo aufgrund des hohen Druckabfalls ein Eingangsdruck auf der Süd 1 von min. 48 bar erforderlich ist. Mit der Anbindung dieser DN 150 Leitung an die Südostleitung, welche permanent mit Hochdruck (> 50 bar) aus der Süd 3 versorgt wird kann das gesamte hydraulisch zusammenhängende Süd 1 und Süd 2 System zukünftig mit Mitteldruck (ca. 40-50 bar) betrieben werden und so ein Teil der Verdichterenergie eingespart werden.</p> <p>Die Anbindung erfolgt im Bereich Gramatneusiedl, wo die aktuelle Anbindung an die Süd 1 liegt und Südostleitung parallel dazu verläuft.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			

Einfache Anbindung (Abzweigschieber, Isolierstück und ca. 10m Rohrleitung DN150 PN70) an die Südostleitung ohne Messung und Regelung. Die Mengenummessung wird an den Ebene 2 Abzweigungspunkten der DN150 Verbindungsleitung und der LRST Guntramsdorf durchgeführt.

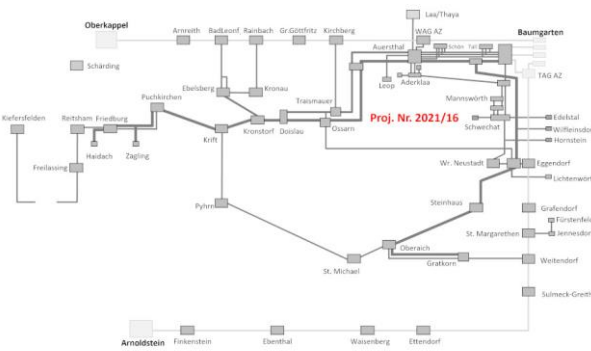
Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021

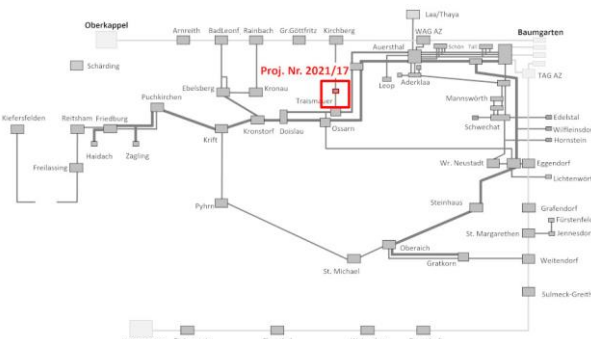
Ausbauschwelle: keine

Ausbauschwelle:

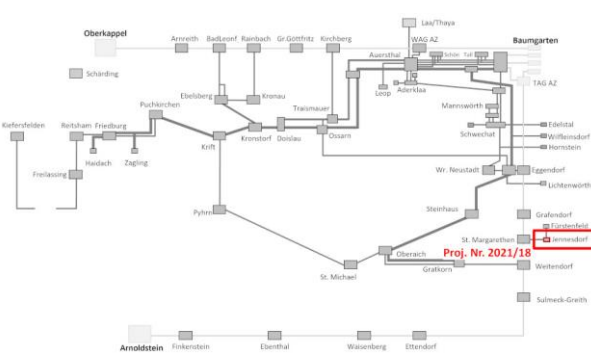
Änderung zur letzten Ausgabe:

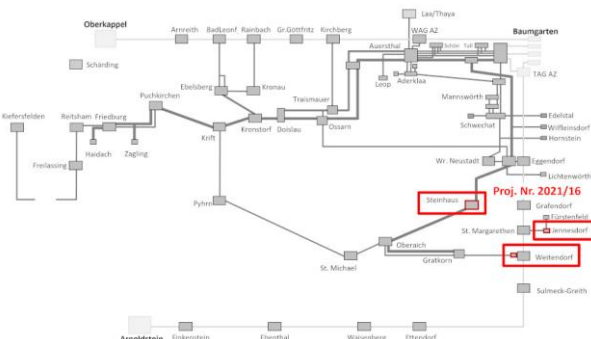
Projektnummer:	2021/16		
Projektname:	Brennwertermittlung Netz NÖ		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2022
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2023
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Schaffung der Voraussetzungen zur Umsetzung der GMMO-VO der E-Control zur Brennwertabrechnung		
Projektbeschreibung:	 <p>Um eine Brennwertabrechnung gemäß den Vorgaben des ÖVGW Regelwerkes (G O110) für die Ebene 1 umsetzen zu können, sind in zahlreichen Anlagen der Netz NÖ Umbaumaßnahmen notwendig. Diese Maßnahmen beinhalten im Wesentlichen den Austausch von nicht eichfähigen Messgeräten (Quantometern) durch eichfähige Messeinrichtungen (Drehkolbenzähler, Ultraschallzähler) und Mengenumwerter.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>In 5 Ebene-1-Anlagen (Krems Ost 1, Fladnitzbach, Velm, Eggendorf und Langenschönbichl) sind direkte Umbaumaßnahmen notwendig. Die Kosten für die Adaptierung in den Ebene-2-Anlagen sind in den ökonomischen Daten nicht enthalten.</p> <p>Zur regelwerkskonformen Mengenbilanzierung der Ebene 1 sind jedoch auch Maßnahmen an folgenden 44 Anlagen erforderlich, welche in der E2 situiert sind, aber direkt über einen Ausspeisepunkt der E1 versorgt werden. Die Investitionen dieser Maßnahmen sind daher im Rahmen der Kostenprüfung der Ebene 1 zuzuordnen.</p>		
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			

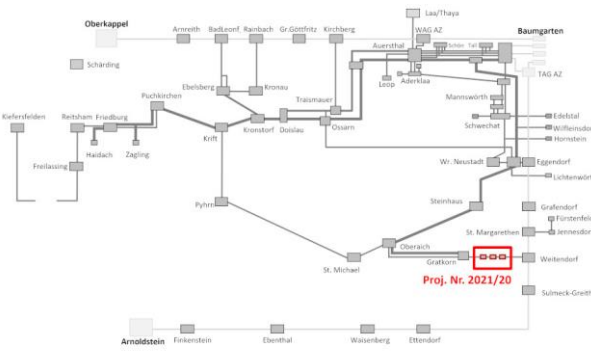
Ökonomische Daten:
Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021
Ausbauschwelle: keine
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe:

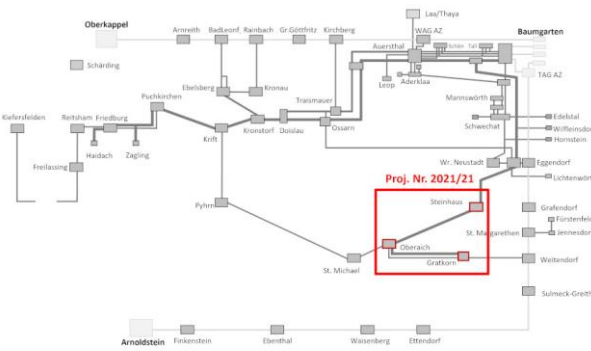
Projektnummer:	2021/17		
Projektname:	Ersatzinvestition: Schieberhaus Fladnitzbach		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	10/2021
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2022
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Errichtung eines neuen Schieberhauses Fladnitzbach in der Verteilung E1 West-Theiß mit Abzweig, Messung und Odorierung sowie Ausblaseleitungen.		
Projektbeschreibung:	 <p>Im Zuge der Umsetzung des Konzeptes Verteilung E2 West-Krems ist eine Neuerrichtung des SH Fladnitzbach (Baujahr 1973) in der Verteilung E1 West-Theiß notwendig.</p> <p>Das Konzept sieht eine Auflassung von Sektion1 der HDL VL E2 West-Krems DN150/PN 40, Baujahr 1958, rund 10,7 km, zwischen dem KN Traismauer und dem SH Fladnitzbach vor.</p> <p>Als Ersatzinvestition wird ein neues SH Fladnitzbach mit Abzweig, Messung und Odorierung und Ausblaseleitungen für die neu zu errichtende VL West-Krems vorgesehen. Das alte SH wird demontiert.</p> <p>Zum Starttermin 10/2021 wird mit der Detailplanung begonnen und die Ausschreibungsunterlagen werden erstellt.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	DN400/PN70 mit elektrisch angetriebenem Sektionsschieber zum ferngesteuerten Schließen des Schiebers		
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbauschwelle: keine		

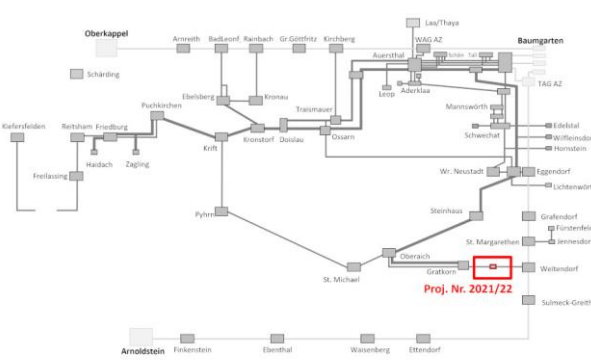
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe:

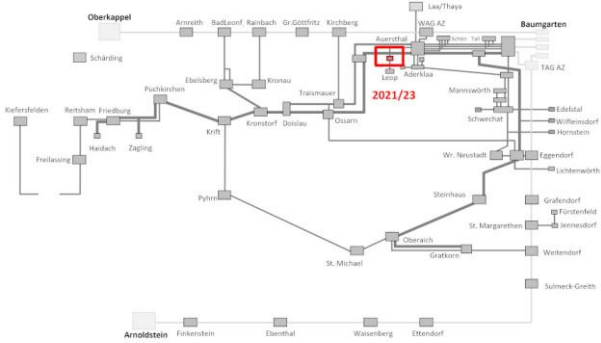
Projektnummer:	2021/18		
Projektname:	Molchanschlussstelle Jennersdorf		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Netz Burgenland Erdgas GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	05/2021
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	09/2021
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Molchbarkeit der HDL „Raabtalleitung“ NE1 (DN 300 Stmk. / DN 200 Bgld.)		
Projektbeschreibung:	 <p>Die Molchung der HD-Raabtalleitung (NE1) Fehring - Heiligenkreuz im Lafnitztal musste im Herbst 2020 aufgrund unerwarteter Schwierigkeiten (Dimensionssprung an der Landesgrenze von DN 300 auf DN 200) eingestellt werden. Um die Hochdruckleitung dennoch molchbar zu machen, soll an der Landesgrenze auf der burgenländischen Seite im Bereich Jennersdorf eine Molchschleusenanschlussstelle (MSA) errichtet werden, an die bei Bedarf eine mobile Molchschleuse montiert werden kann – danach kann der DN 300er Teil der Stmk. und der DN 200er Teil im Burgenland getrennt voneinander gemolcht werden.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	Molchschleusenanschlussstelle / Schieberstation Stmk. DN 300 / Bgld. DN 200		
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbauschwelle: keine		
Ausbauschwelle:			
Änderung zur letzten Ausgabe:			

Projektnummer:	2021/19		
Projektname:	Brennwertermittlung Energienetze Steiermark		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Energienetze Steiermark GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2022
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	02/2024
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Schaffung der Voraussetzungen zur Umsetzung der GMMO-VO der E-Control zur Brennwertabrechnung		
Projektbeschreibung:	 <p>Netzanalyse und Adaptierung der techn. notwendigen Einrichtungen. Errichtung eines PGC inkl. Datenanbindung an der Übergabestation Fehring 1 zur Landesgrenze Burgenland.</p> <p>Erneuerung der PGC's bei der Station A1 und bei der Station G11. Mit den bestehenden PGC's bei diesen Stationen ist es derzeit nicht möglich den Wasserstoffgehalt zu erfassen.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbauschwelle: keine		
Ausbauschwelle:			
Änderung zur letzten Ausgabe:			

Projektnummer:	2021/20		
Projektname:	Automatisierung Anbindung Graz		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Energienetze Steiermark GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2022
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2023
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Automatisierung und Datenübertragung für die Schieberstationen G8, G9, sowie Übertragung Messwerte Station G7		
Projektbeschreibung:	 <p>Durch die Errichtung einer redundanten Anbindung von Graz wird zukünftig die Versorgungssicherheit für den Grazer Raum inkl. Wärmeversorgung, Industrie und kritischer Infrastruktur deutlich erhöht. Um im Gebrechensfall ein sofortiges Umschalten gewährleisten zu können ist eine Automatisierung der Stationen G8, G9 und eine Übertragung der Messwerte der Station G7 erforderlich. Das Projekt umfasst die Errichtung der erforderlichen Fernwirktechnik zur Steuerung und Datenübertragung inkl. der erforderlichen Stromanschlüsse für die Stationen G8, G9 und G7.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbausehwellen: keine		
Ausbausehwellen:			
Änderung zur letzten Ausgabe:			

Projektnummer:	2021/21		
Projektname:	Erweiterte Automatisierung Stationen Südschiene		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Energienetze Steiermark GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2022
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2022
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Erweiterung der Automatisierung der Stationen A1, A5, A7/G6 zur Schaffung flexibler Schaltmöglichkeiten ohne Personal vor Ort inkl. Not Zu Konzept für die Mess- und Regelgebäude		
Projektbeschreibung:	 <p>Ausstattung von insgesamt 9 Armaturen an den Stationen A1, A5 und A7/G6 mit elektrischen Antrieben sowie Einrichtung eines bidirektionalen Regelventils bei der Station G6 inkl. Automatisierungs- und Fernwirktechnik. Schaffung einer Schaltmöglichkeit zur Abtrennung der Mess- und Regelanlagen ohne Personal vor Ort (fernsteuerbare Notabschaltung)</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbauschwelle: keine		
Ausbauschwelle:			
Änderung zur letzten Ausgabe:			

Projektnummer:	2021/22		
Projektname:	Ersatzinvestition: Erneuerung Station G8		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Energienetze Steiermark GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2023
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2023
Datum:	20.10.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Erneuerung Schieberstation G8		
Projektbeschreibung:	 <p>Die Schieberstation G8 an der HL4 wurde im Jahr 1972 errichtet. Die Ein- und Ausgangsseitig Isolierkupplungen der Schieberstation G8 wurden durch einen Kurzschluss beschädigt und müssen getauscht werden. Gleichzeitig wird die im Durchgang undichte Hauptarmatur erneuert. Die Schieberstation dient insbesondere zur Versorgung der Grazer Fernwärme.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbauschwelle: keine		
Ausbauschwelle:			
Änderung zur letzten Ausgabe:			

Projektnummer:	2021/23		
Projektname:	Biomethaneinspeisung G00-101		
Ausgabe:	1	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2022
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	03/2023
Datum:	09.12.2021	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	<p>Durch die Errichtung eines neuen Abzweigs inkl. Mess- und Übergabestation wird neue Einspeisekapazität zur Einspeisung von Biomethan auf die NE1 Leitung G00-101 im Raum Pillichsdorf ermöglicht.</p>		
Projektbeschreibung:	 <p>Im Rahmen dieses Projektes wird eine rohrbautechnische 3“ Verbindung mittels Anbohrung an die G00-101 DN600, PN70 Rohrleitung hergestellt.</p> <p>An der Hauptleitung wird eine Kugelarmatur in Unterflurbauweise mit Isolierstück installiert, von der weg eine 3“ Stahlrohrzuleitung in einer Länge von 150lfm bis zum Messgebäude am Areal des Einspeisers errichtet wird. Vor dem Messgebäude wird die Leitung wiederum mit einem Isolierstück versehen. Die Messeinrichtung wird mit einem 2“ USZ ausgeführt und für einen Nenndruck von 70 barg ausgelegt, jedoch wird im derzeitigen Normalbetrieb lediglich ein Einspeisedruck (Ausgang Messstation in die Leitung) von ca. 6 – 16 barg vorliegen.</p> <p>Außerdem wird die Anbaumöglichkeit einer zweiten Meterline in 2“, ebenfalls dann mit USZ ausgestattet, jetzt schon verrohrungstechnisch zur Erweiterbarkeit vorgesehen.</p> <p>Die E-Versorgungsleitung wird vom Biogaserzeuger mit einem eigenen Zählerplatz in deren KVS, mit Kabelzuleitung (4x50mm² in Alu) bis zum Messgebäude erfolgen. Ein Bänderder ist ebenfalls hier in verzinkter Version mit dem Erdkabel gemeinsam mitzuverlegen.</p>		

<p>Der erforderliche Grundbedarf für die GCA Messtation wird vom Biomethanproduzent zur Verfügung gestellt.</p>
<p>Besonders zu beachten:</p> <p>Die Bedingungen gemäß GWG §75 (4) sind erfüllt, da:</p> <p>A) der Netzanschlussquotient 0,38 beträgt, und damit unter den geforderten 60 für neue Anlagen liegt,</p> <p>B) die Netzanschlusslänge 150 Meter beträgt und diese unter der Grenze von 3km liegt.</p> <p>Berechnung des Netzanschlussquotient: $0,38 = 150 / (450 * 0,9 * 8600) / 8760$</p> <p>Die Betriebsdauer wurde mit 8600 Stunden angenommen</p> <p>Die durchschnittliche Einspeiseleistung wurde mit 90% der Maximalleistung angenommen</p> <p>Die Biogasaufbereitung wird mit einer sogenannten Membrantechnik erfolgen, wodurch der Biomethanproduzent selbst den notwendigen Druck für die Einspeisung bereitstellt.</p> <p>Weiters ist der Biomethanproduzent auch für die Einhaltung der entsprechenden Qualitätsanforderungen gemäß der ÖVGW GB210 verantwortlich.</p>
<p>Öffentliches Interesse:</p> <p>Das Projekt ist erforderlich um gemäß GWG § 22 (1) Z5 die Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen zu ermöglichen.</p>
<p>Technische Daten:</p> <p>Mengenmessung (2" USZ) Messbereich: 4 – 400 Bm³/h</p> <p>Rohrbautechnische Auslegung 3" Zuleitung (150 m), sowie die gesamte Verrohrung im Messgebäude wird in MOP70 erfolgen.</p> <p>Notabschaltfunktion im Messgebäude GCA und Fernzugriff durch Disposition GCA</p>
<p>Ökonomische Daten:</p> <p>Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021</p> <p>Ausbauschwelle: keine</p>
<p>Ausbauschwelle:</p>
<p>Änderung zur letzten Ausgabe:</p>

Anhang 2

Stellungnahme von Austrian Power Grid AG

Sehr geehrte Damen und Herren,

zu der im Betreff genannten Angelegenheit nimmt die APG – Austrian Power Grid AG (APG) fristgerecht Stellung wie folgt:

zum LFP 2021 Kapitel 2.4 „Der österreichische Netzentwicklungsplan Strom 2021“

Wir begrüßen und unterstützen die Initiative von AGGM für eine erste Auswahl bzw. den Vorschlag geeigneter Standorte für mögliche Power-to-Gas (P2G) Anlagen zur Erzeugung von grünen Gasen mit einer Summenleistung von 1 GWel bis 2030 im Bereich bestehender APG-Umspannwerke (UW Sarasdorf und Bisamberg) bzw. neuer Standorte (geplantes UW Prottes). Wir halten jedoch fest, dass die Auswahl der Standorte primär aus Sicht des Gasnetzes und der geographischen Nähe zu Umspannwerken der APG erfolgte. Eine weitere vertiefende und detaillierte Analyse von möglichen P2G-Standorten gemeinsam mit AGGM, unter Berücksichtigung der Ergebnisse des TYNDP 2022, und der Vorgaben des ÖNIP wird zukünftig weitere Erkenntnisse dazu liefern (die dann auch in den APG-Netzentwicklungsplan aufgenommen werden können).

siehe auch Kapitel 2.2 im LFP

„Deshalb werden AGGM und APG gemeinsam ein Planungstool zur gemeinsamen, optimierten und integrierten Netzinfrastukturplanung entwickeln, um zukünftig Strom- und Gasnetzinfrastuktur sektorgekoppelt zu planen.“

Beste Grüße,
Stephan Österbauer

DDipl.-Ing. Stephan Österbauer
UAM - Asset Management
Netzplanung

Austrian Power Grid AG
Firmensitz: Wagramer Straße 19 (IZD-Tower) 1220 Wien
Firmenbuch: FN 177696v; HG Wien

