AGGM Austrian Gas Grid Management AG

Langfristige Planung 2020

für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich

für den Zeitraum 2021– 2030

Zur Veröffentlichung vorgesehene Version

Alle Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse wurden aus Vertraulichkeitsgründen unleserlich gemacht

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

Dokument-Historie

Ausgabe	Datum	Änderungen
4	11.06.2021	Änderung der genehmigten Langfristigen Planung 2020
3	02.02.2021	Abänderung gemäß Aufforderung der E-Control vom 12.1.2021
2	01.12.2020	Ausgabe für die Einreichung bei E-Control Austria
1	26.10.2020	Ausgabe für die Konsultation des VGM

Inhaltsverzeichnis

1 Executive Summary ... 3
1.1 Daten– und Prognosegrundlage ... 3
1.2 Analyseergebnis und notwendige Maßnahmen ... 3
2 Einleitung ... 5
2.1 Ziel der Langfristigen Planung ... 5
2.2 Vorgehen ... 5
3 Planungsrahmen für die LFP 2020 ... 7
3.1 Österreichische Energiepolitik ... 7
3.1.1 Nationaler Energie-und Klimaplan (NEKP) ... 7
3.1.2 Herausforderungen für die Gasinfrastrukturplanung ... 9
3.2 Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2020, Österreich ... 12
3.3 Datenmodell der Langfristigen Planung 2020 ... 14
3.3.1 Absatzmodell ... 14
3.3.2 Entry- Exit Punkte im Verteilernetz ... 24
3.4 Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2019 ... 31
3.5 Erforderliche Ersatzinvestitionen ... 34
3.6 Infrastrukturstandard ... 34
4 Kapazitätssituation im Planungsnullfall ... 36
4.1 Kapazitätssituation im Jahr 2021 ... 36
4.2 Kapazitätssituation in den Jahren 2022 bis 2030 ... 36
5 Maßnahmen im Verteilergebiet ... 37
5.1 Netzübergabestation GCA – Wiener Netze im Bereich Wiener Ölhafen ... 37
5.2 Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya ... 37
5.3 Verdichter Reichersdorf ... 37
5.4 Übergabestation Schärding Energienetze Bayern – Netz Oberösterreich. ... 38
6 Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2020 ... 39
6.1 Weiterführung von genehmigten Projekten ... 40
6.2 Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgezogene Projekte und neue Projekte ... 41
6.3 Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2020 ... 42
6.4 Geografische Übersicht der Projekte aus der LFP 2020 ... 43
7 Kapazitätsausweis für das Jahr 2021 ... 44
8 Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation der Langfristigen Planung 2020 ... 46

Anhänge zum Bericht der Langfristigen Planung 2020

- Anhang 1: Projekte der Langfristigen Planung 2020
- Anhang 2: Stellungnahmen der Marktteilnehmer

1 Executive Summary

1.1 Daten– und Prognosegrundlage

Die Langfristige Planung basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Verteilergebietes bezogen werden, sowie auf Informationen, die von den Verteilernetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden. 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 Koordinierten Netzentwicklungsplan abgestimmt.

Die Datengrundlage und die Ergebnisse der Langfristigen Planung 2020 werden mit den Marktteilnehmern am Austrian Gas Infrastructure Day (AGID) am 4.11.2020 diskutiert. Der AGID wird dieses Jahr online durchgeführt.

Wie in den letzten Langfristigen Planungen wird auch in der LFP 2020 die Absatzprognose in unterschiedlichen Szenarien dargestellt.

1.2 Analyseergebnis und notwendige Maßnahmen

Kapazitätserweiterungsanträge im Bereich Wiener Ölhafen

Im Bereich des Wiener Ölhafens wurden zwei Kapazitätserweiterungsanträge in der Höhe von 20.300°kWh/h eingebracht. Durch Umsetzung des Projektes 2020/01 „Netzübergabestation GCA – Wiener Netze im Bereich Wiener Ölhafen“ kann die erforderliche Kapazität bereitgestellt werden. Der Projektabschluss ist mit Jänner 2021 geplant.

Kapazitätsbeschaffung für die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol

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.

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.

Erforderliche Ersatzinvestitionen

In der Langfristigen Planung 2020 wurden wie im Jahr zuvor ebenfalls die Ersatzinvestitionen analysiert und mit aufgenommen. Bei Umsetzung der Projekte 2016/01, 2018/01, 2018/02, 2018/03, 2018/04, 2019/03 und 2020/02 werden die jedenfalls erforderlichen Ersatzinvestitionen realisiert, die für einen sicheren Betrieb des Leitungsnetzes notwendig sind.

Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre zeigt, dass wenn die Projekte der Langfristigen Planung 2020 umgesetzt werden, alle zugesagten Druck- und Mengenvereinbarungen eingehalten werden können.

Änderung der bereits per Bescheid V LFP G 01/20/2 vom 18.02.2021 genehmigten Ausgabe 3 der Langfristigen Planung 2020

Aufgrund von im Februar 2021 von Energienetze Bayern festgestellten Kapazitätsengpässen in der vorgelagerten Station der Energienetze Bayern muss aus versorgungssicherheitstechnischen Gründen der Übergabedruck erhöht werden. Dies hat zur Folge, dass in der Übergabestation Schärding der Netz Oberösterreich dementsprechend Ertüchtigungsmaßnahmen zu treffen sind, um einen höheren Übergabedruck zu ermöglichen und die Versorgungssicherheit weiter zu gewährleisten. Aufgrund der Umsetzungsdauer dieser Maßnahmen von 6 Monaten und der Notwendigkeit das Projekt vor der Wintersaison 2021/2022 fertigzustellen, wurde das neue Projekt 2020/03 nachträglich erstellt und in die Langfristige Planung 2020 mit aufgenommen.

2 Einleitung

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

2.1 Ziel der Langfristigen 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 einmal jährlich eine Langfristige Planung für das Verteilergebiet gemäß den Zielen des § 22 Abs. 1 GWG zu erstellen. Diese Bestimmung sieht vor, dass es Ziel der Langfristigen Planung ist, die Verteilerleitungsanlagen 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 sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß §§63 ff GWG 2011 herzustellen;
- den Infrastrukturstandard gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/1938 im Marktgebiet zu erfüllen sowie
- die Transparenz in Bezug auf geplante und bereits beschlossene Netzerweiterungen und Netzertüchtigungen, inklusive des Zeitplanes der Investitionsprojekte, für den Markt zu erhöhen.

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.

2.2 Vorgehen

Die Langfristige Planung 2020 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 04.11.2020 im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Days gemeinsam mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan für Österreich den Marktteilnehmern vorgestellt.

Die Konsultationsversion der Langfristigen Planung 2020 (Ausgabe 1) wurde auf der Website der AGGM veröffentlicht und im Rahmen der Konsultation zur Diskussion gestellt.

Die Konsultation wurde vom 27.10.2020 bis 16.11.2020 durchgeführt. Die Konsultationsbeiträge der Marktteilnehmer wurden auf der Website der AGGM veröffentlicht. In der Einreichversion der Langfristigen Planung 2020 (Ausgabe 2) wurden die Konsultationsbeiträge berücksichtigt und entsprechend gewürdigt.

Für die Erstellung der Langfristigen Planung 2020 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 30.6.2020 gemeldeten künftigen Bedarfe aufgesetzt.

In der Langfristigen Planung 2020 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.

3 Planungsrahmen für die LFP 2020

3.1 Österreichische Energiepolitik

3.1.1 Nationaler Energie-und Klimaplan (NEKP)

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

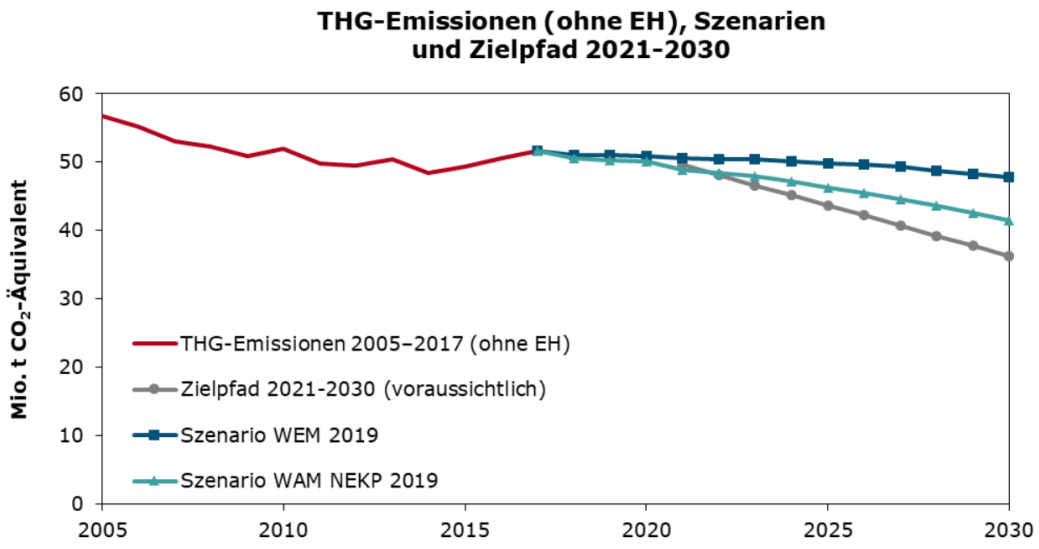
Ziel des NEKP ist, die jeweiligen nationalen Ziele, Maßnahmen und Beiträge zur Erreichung der vereinbarten Pariser Klimaziele basierend auf Langfristszenarien und im Zusammenhang mit den fünf Dimensionen der Energieunion aufzuzeigen:

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

Dekarbonisierung

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

Abbildung 1: Zielpfad zur Reduktion der Treibhausgasemissionen



Quelle: NEKP, Umweltbundesamt, 2019

Als erster Schritt soll bis zum Jahr 2030 Strom in dem Ausmaß erzeugt werden, dass der nationale Gesamtstromverbrauch zu 100% (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt ist. Dazu

wird es einen Ausbau aller erneuerbaren Energieträger, der Infrastruktur, Speicher und Investitionen in Energieeffizienz brauchen.

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

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

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

Energieeffizienz

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

Da auch in Zukunft Wachstum, insbesondere im industriellen Bereich, ermöglicht werden soll, wird für Österreich das Ziel gesetzt, die Primärenergieintensität um 25–30 % gegenüber 2015 zu verbessern. Um dies zu erreichen werden unter anderem Maßnahmen zur kontinuierlichen Verbesserung des Gebäudestandards (thermische Sanierung und hohe Standards im Neubau) sowie der Fokus auf Elektromobilität im Verkehr im NEKP dargestellt.

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

Sicherheit der Energieversorgung

Bei der Transformation des Energiesystems liegt die oberste Priorität darauf, das hohe Niveau der Versorgungssicherheit jederzeit aufrechtzuerhalten. Außerdem wird angestrebt, das Ausmaß dezentraler heimischer Energieversorgung zu erhöhen und regionale Versorgungskonzepte zu stärken.

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

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

Energiebinnenmarkt

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

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

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

Darüber hinaus soll die besondere Rolle Österreichs als wichtige Drehscheibe für den europäischen Gasmarkt und der Gasspeicherung insbesondere für die gesamteuropäische Versorgungssicherheit weiter gewährleistet werden.

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

Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

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

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

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

3.1.2 Herausforderungen für die Gasinfrastrukturplanung

Die Gaswirtschaft und damit verbunden die Gasinfrastruktur stehen vor einer großen zukünftigen Herausforderung. Der erneuerbare Anteil am Gas beträgt derzeit 0,2%. Ziel der österreichischen Bundesregierung ist es, bis 2040 das Energiesystem vollständig CO_2 neutral zu gestalten.

Abgesehen von dem ambitionierten Ziel der Bundesregierung liegen die Prognosen für den Leistungs- und Absatzbedarf für gasförmige Energieträger weit auseinander (siehe Kapitel 3.3.1.5).

Bereits heute haben das sehr gut ausgebaute und moderne österreichische Gasnetz und die Gasspeicher eine systemnotwendige Rolle, die die erforderliche Flexibilität und Versorgungssicherheit kostengünstig bereitstellen können.

Erneuerbare Energieträger (Wind, PV etc.) haben eine sehr volatile Einspeisestruktur, die es notwendig machen Energie für die verbrauchsstarken Zeiten zu speichern.

In einem zukünftigen, nachhaltigen und sektorgekoppelten Energiesystem wird die Eigenschaft des Energieträgers Gas mit seiner guten Speicherbarkeit ebenfalls eine wesentliche Rolle einnehmen.

Außerdem ist die bereits bestehende hohe Netzabdeckung eine Voraussetzung für die dezentrale Erzeugung und Verteilung von Biomethan und Wasserstoff. Die Gasinfrastruktur kann nicht nur Erdgas und Biomethan transportieren, sondern schon heute Wasserstoff in Form der Beimischung aufnehmen

und verteilen. Darüber hinaus ist das bestehende Gasnetz auch in Zukunft auf ein Wasserstoffnetz mit vergleichsweise geringem Aufwand umrüstbar.

Deshalb ist es zielführend diese bereits verfügbare Infrastruktur aufrechtzuerhalten bzw. bedarfsgerecht auszubauen, um die Ziele der Bundesregierung und der Europäischen Kommission effizient und zeitgerecht umzusetzen.

Um für diese Herausforderungen der erneuerbaren Zukunft im Sinne der Planungsverantwortung laut §22 Abs. (1) und Abs. (3) GWG bestens gerüstet zu sein und um die Gasinfrastruktur nachhaltig in eine klimaneutrale Infrastruktur überzuführen, hat AGGM in Kooperation mit den Netzbetreibern folgendes Projekt ins Leben gerufen:

Österreichs Nachhaltiges Energiesystem

Studie zur Identifikation der optimierten Zielinfrastruktur für ein 100% klimaneutrales Energiesystem in Österreich

Angesichts dieses Planungsrahmens ist es vor dem Hintergrund des Planungshorizonts der Langfristigen Planung von mindestens 10 Jahren erforderlich, belastbare Grundlagen für eine langfristige Perspektive hinsichtlich der Weiterentwicklung der Gasinfrastruktur zu schaffen.

Daher wurde die Studie ONE100 wurde von AGGM mit der Ambition initiiert, ein Zielbild für ein 100% klimaneutrales, volkswirtschaftlich optimiertes, versorgungssicheres, vollständig sektorgekoppeltes und technologieoffenes Energiesystem aufzuzeigen. Dabei werden sämtliche Energieträger und die gesamte Wertschöpfungskette von der Produktion, Transport, Umwandlung, Speicherung, Verteilung bis hin zu den Endanwendungen aller Sektoren abgebildet.

Österreich wird dabei in 19 regionale Cluster eingeteilt. Für jeden Cluster werden die erneuerbaren Energiepotentiale (Wind, PV, Laufwasser, Speicherwasser, Feuchtbiomasse, Trockenbiomasse, Geothermie etc.) und die Nutzenergiebedarfe für alle Anwendungsbereiche ermittelt. Zusätzlich werden mehr als 100 Technologien für die Produktion, Transport, Umwandlung, Speicherung, Verteilung und Endanwendung betrachtet. Alle Technologien sind mit CAPEX, OPEX, Wirkungsgraden und Einsatzgrenzen bewertet.

Ein mathematisches Optimierungswerkzeug berechnet dabei unter der Vorgabe der klimaneutralen Prämisse das volkswirtschaftliche Optimum des gesamten Energiesystems für ein vollständiges Jahr. Als Ergebnis werden unter anderem die Kapazitätsbedarfe für den Transport von Strom, CH_4 und H_2 zwischen den regionalen Clustern ermittelt.

Diese umfassende und integrierte Gesamtbetrachtung eines vollkommen klimaneutralen Energiesystems, die von AGGM gemeinsam mit 11 Projektpartnern aus der Strom- und Gasbranche vorgenommen wird, machen dieses Projekt bis jetzt in Österreich einzigartig. Studienergebnisse werden gegen Ende dieses Jahres erwartet.

Das in dieser Studie entwickelte Zielbild des klimaneutralen Energiesystems und der dafür erforderlichen Gas-Transportinfrastruktur wird eine wesentliche Grundlage für in der Folge anzustellende Ableitungen hinsichtlich der künftigen Nachfrageentwicklung, des verfügbaren Angebots sowie für die Weiterentwicklung des Bestandsnetzes und der sich daraus ergebenden künftigen Anforderungen für die Netzebene 1.

3.2 Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2020, Österreich

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 oben dargestellte Planungsrahmen ist selbstredend auch für das Fernleitungsnetz relevant. Klimaneutral erzeugte Gase, insbesondere Wasserstoff und Biomethan sowie klimaneutral erzeugter Strom werden das Rückgrat einer erfolgreichen Dekarbonisierungsstrategie sein.

Wasserstoff kann auf zwei Arten im bestehenden Gasnetz transportiert werden:

- Beimischung zum bestehenden Gasstrom:

  Der Vorteil der Beimischung ist, dass das heute bestehende Gasnetz bereits für den Transport von Wasserstoff genutzt werden kann. Jedoch ist aktuell die Beimischung noch auf 4 vol % Wasserstoff beschränkt, wobei eine Anhebung auf min. 10% aktuell in Bearbeitung ist. Gemäß einer Studie der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, welche im Auftrag des ÖVGW durchgeführt wurde, ist eine Beimischung von 10% Wasserstoff für die meisten Endkundenanwendungen unproblematisch.

- Transport in separaten Wasserstoffrohrleitungen:

  Bei größeren zu transportierenden Mengen an Wasserstoff ist der getrennte Transport in eigens für Wasserstoff zugelassene Rohrleitungen am effizientesten. Dafür könnte wiederum bestehende Infrastruktur umgewidmet werden. Der überwiegende Teil der bestehenden Gasinfrastruktur kann mit einem gewissen Anpassungsbedarf, hauptsächlich bei Mess- und Regeleinrichtungen sowie Verdichtern, auch mit >97% Wasserstoff betrieben werden.

Auf europäischer Ebene haben Fernleitungsnetzbetreiber bereits Überlegungen hinsichtlich des grenzüberschreitender Transportmöglichkeiten von Wasserstoff unter bestmöglicher Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur angestellt.[1] Im Rahmen des Projekts Wasserstofflandkarte, das in Kapitel 6 des KNEP 2020 beschrieben wird, wird in Kooperation mit den Fernleitungsnetzbetreibern GCA und TAG GmbH ebenso eine Vision zur Entwicklung und dem Aufbau eines dedizierten Wasserstoffnetzes in

[1] Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga; European Hydrogen Backbone; 2020; S. 15

Österreich entwickelt. Ziel ist es, Möglichkeiten zu identifizieren, das bestehende Gasnetz in separate Netze für CH_4 und H_2, entsprechend der sich im Zeitablauf ändernden Kapazitätsbedarfe, aufzuteilen.

In einem weiteren Schritt ist vorgesehen, diese Überlegungen auf der Fernleitungsebene, auch unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus der Studie ONE100, mit Überlegungen hinsichtlich des Wasserstofftransports aus dem Verteilergebiet zusammenzuführen und die Untersuchung der Materialkomponenten zu verfeinern um zeitgerecht konkrete Projekte hinsichtlich der Netzebene 1 identifizieren zu können.

Ziel ist es jedenfalls das österreichische Wasserstoffleitungsnetz in Abstimmung mit den benachbarten Netzbetreibern in ein zukünftiges europäisches Netz zu integrieren und zu einem harmonisierten europäischen Handel und einer sicheren Versorgung mit klimaneutralen gasförmigen Energieträgern beizutragen.

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan wird gemeinsam mit der Langfristigen Planung am 4. November 2020 den Marktteilnehmern im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Days vorgestellt.

3.3 Datenmodell der Langfristigen Planung 2020

3.3.1 Absatzmodell

Das Absatzmodell beschreibt wann, wo und wieviel Gas von Endkunden verbraucht wird und wird für die gesamte Planungsperiode von 2021 bis 2030 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.

3.3.1.1 Erstellung des Absatzmodells - Methode

Bei der Erstellung des Absatzmodelles 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.

3.3.1.2 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:

- Baseline Szenario
- Maximal Szenario
- Minimal Szenario

wobei zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung und zwei unterschiedliche Entwicklungen der sonstigen Endkunden miteinander kombiniert wurden. Siehe dazu auch Abbildung 2.

Abbildung 2: Darstellung der Absatzszenarien

		Entwicklung der Gaskraftwerksleistung	
		Stagnation auf Status Quo 6/2020	Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe
Entwicklung der sonstigen Endkunden	Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen.	**Baseline Szenario**	**Maximal Szenario**
	Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5% pa.	**Minimal Szenario**	

Quelle: AGGM, 2020

Entwicklung der Gaskraftwerksleistung

Hier werden zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten zugrunde gelegt:

- „Stagnation auf Status Quo 6/2020“ unterstellt, dass im Planungszeitraum 2021 bis 2030 keine weiteren zusätzlichen Gaskraftwerke errichtet werden. Die Kraftwerksleistungen werden entsprechend den derzeitig 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 6/2020“ 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.

3.3.1.3 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 1: In der LFP20 berücksichtigte Kapazitätserweiterungsanträge

Nr.	Eingelangt am	PLZ	Richtung	Transport ab (Kunden Wunsch) [1)]	Kapazität [kWh/h]	Kapazität Qualität	Voraus-sichtlicher Transport-beginn [2)]	KEA Status
2020/01	24.6.2020	1220	Exit	1.9.2020	16800	feste Kapazität	01/2021	LJ
2020/02	24.6.2020	1220	Exit	1.6.2021	3500	feste Kapazität	01/2021	LJ

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

Quelle: AGGM, 2020

Die Netzzugangsanträge konnten wegen mangelndem Netzverbund nicht zugesagt werden. Die Umsetzung des Projektes 2020/01 dient zur Herstellung des Netzverbundes. Die geplante Fertigstellung des Projektes ist mit 01/2021 geplant. Die erforderliche Kapazität in den Ebene 1 Leitungen ist vorhanden.

3.3.1.4 Absatzszenarien der LFP 2020, maximal mögliche Stundenleistung

Marktgebiet Ost

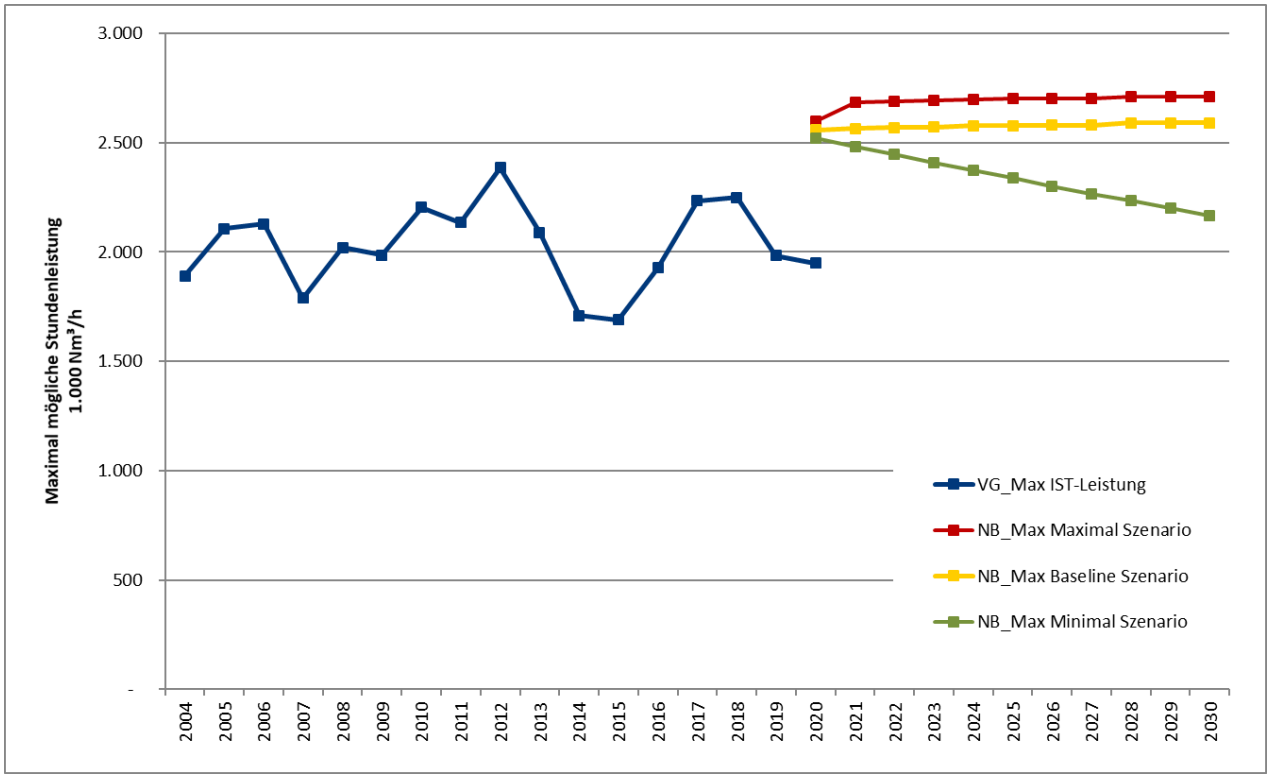
Jedes der drei Absatzszenarien wird einerseits mit der maximal möglichen Stundenleistung als auch mit dem zu erwartenden Jahresabsatz (bei einem Winter mit ca. 3000 Heizgradtagen) beschrieben. Die maximal mögliche Stundenleistung wird als Auslegungsbasis für die Verteilernetzinfrastruktur herangezogen.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

Im Februar 2012 wurde der absolute Spitzenabsatz im Verteilergebiet Ost in der Höhe von 2.386 kNm³/h gemessen. Der hohe Gasabsatz ist sowohl auf die langanhaltende Kälteperiode als auch auf die hohe Stromproduktion zurückzuführen. Ein annähernd so hoher Absatz wurde im Februar 2018 (Clearingwerte: 2.249 kNm³/h) verzeichnet. Im Gasjahr 2020 lag der maximale Absatz bei 1.949 kNm³/h. Der im Februar 2012 gemessene historische Spitzenabsatz wird als Ausgangsbasis für die Absatzszenarien der LFP 2020 herangezogen.

In Diagramm 1 ist die IST Leistung und die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung im Verteilergebiet Ost in der Zeit von 2004 bis 2029 dargestellt. Wobei für die Zukunft die maximal mögliche Stundenleistung für die drei definierten Szenarien dargestellt ist.

Die in 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 Verteilergebiet (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).

Diagramm 1: Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, 2020

Der Unterschied zwischen dem IST VG_MAX und NB_MAX beträgt ca. 7 %, 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 2020 liegt die maximale mögliche Stundenleistung im Maximalszenario nahe am Baselineszenario. 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.

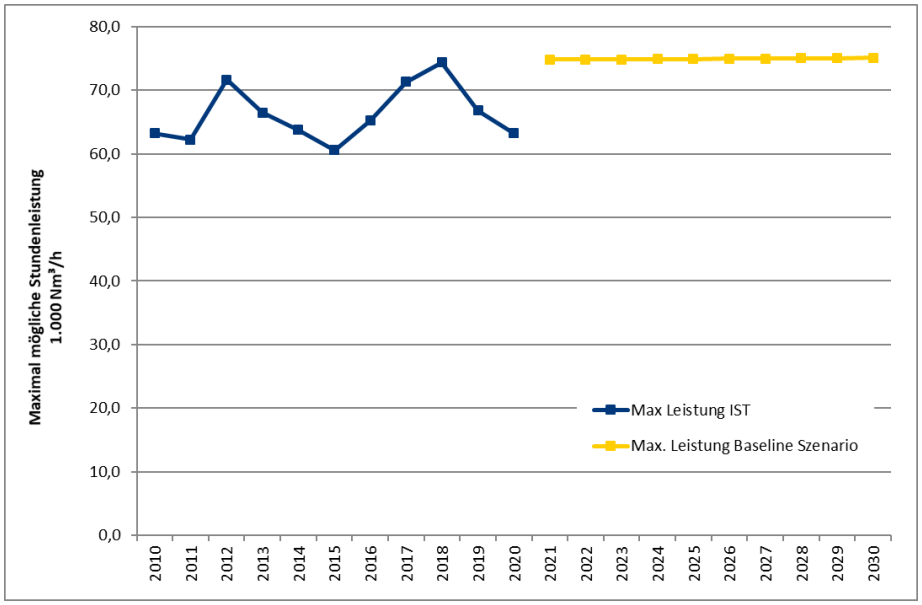
In Summe gehen die Netzbetreiber von einer nahezu stagnierenden maximal möglichen Stundenleistung in den nächsten 10 Jahren aus.

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 2020 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 2021 bis 2030 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, 2020

Marktgebiet Tirol

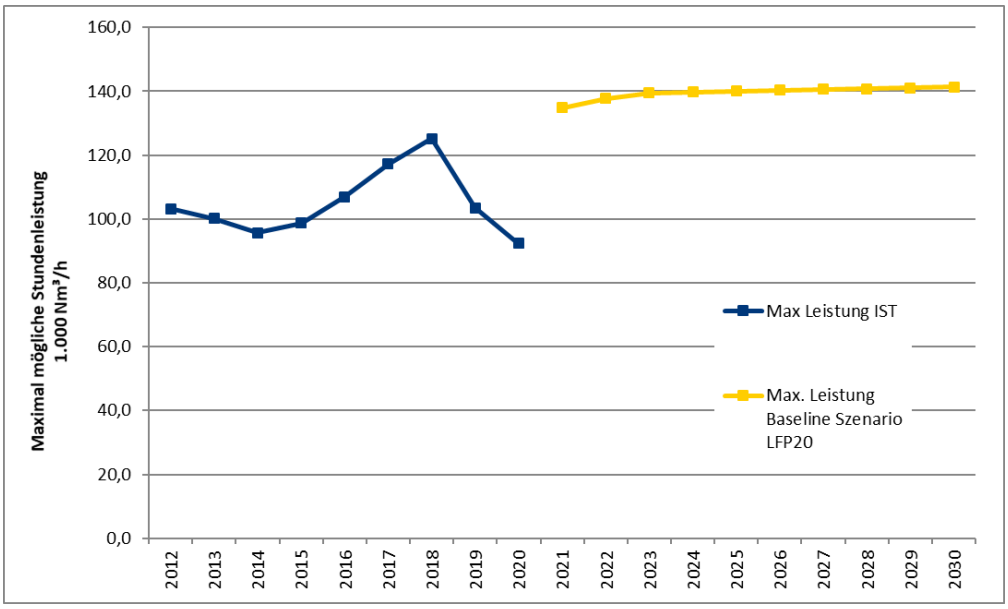
Das Marktgebiet Tirol zeigt die höchste Absatzdynamik in Österreich. In Tirol findet noch eine Flächenerschließung statt.

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 2019 haben die tatsächlichen Netzzugänge die Erwartungen deutlich übertroffen. Im Gasjahr 2020 haben die Neuanmeldungen die Abmeldungen abermals übertroffen, jedoch auf einem etwas geringerem Niveau. Im Gasjahr 2021 ist mit einer maximalen möglichen Stundenleistung von ca. 134.900 Nm³/h zu rechnen.

Der Netzbetreiber TIGAS hat auch für die Jahre 2021 bis 2030 weitere Zuwachsraten durch Neukunden angegeben, die Prognose wurde jedoch gegenüber den Vorjahren nach unten revidiert.

Diagramm 3: maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol



Quelle: AGGM, 2020

3.3.1.5 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 2: 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%
davon Verstromung	*0,5*	*0,5*	-
davon Einspeisung ins Gasnetz	*0,15*	*1*	*+ 600%*
Biomethan aus neuen Anlagen	-	2,5	
Biomethan insgesamt	**0,65**	**4**	**+ 500%**
Wasserstoff aus erneuerbarem Strom	**-**	**0,9**	

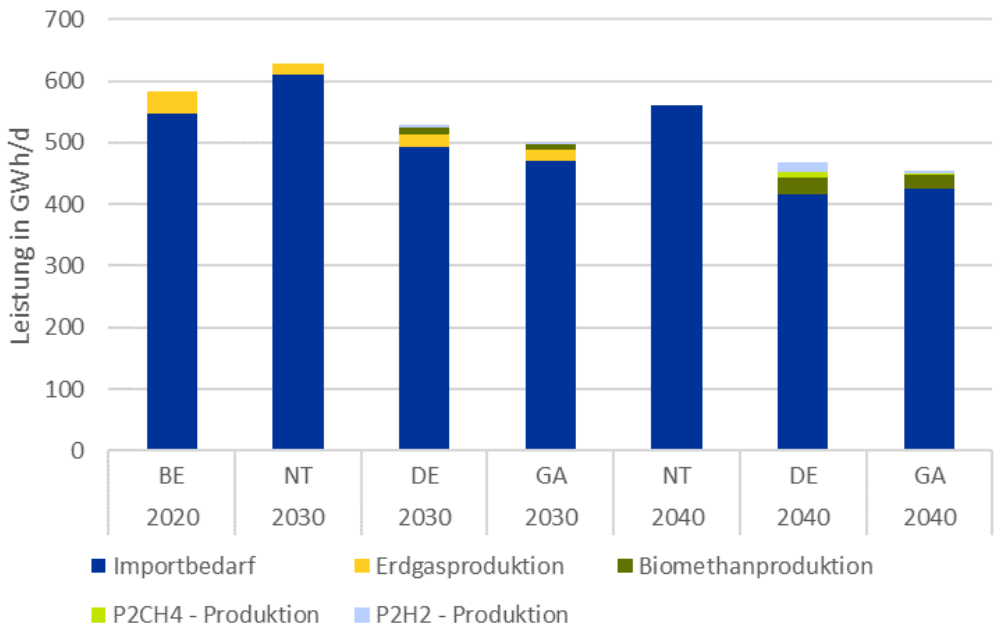
*) Ein Teil des Ausbaus von Windkraft wird durch schnell reagierende Elektrolyseanlagen ermöglicht.

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 2020 im Kapitel 3.2.2. erläutert. In den TYNDP Szenarien ist die maximale Tagesleitsung 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 3 und Abbildung 5).

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

Abbildung 3: TYNDP Szenariendaten für Österreich



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

Zur Veranschaulichung ist in Tabelle 5 und in Abbildung 4 der Vergleich der TYNDP Szenarien mit dem LFP 2020 Absatzszenario dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die maximal mögliche Tagesleistungvon von 630 GWh/h für das Jahr 2030 aus dem Baselineszenario der LFP 2020 dem dem National Trend Szenario des TYNDP entspricht.

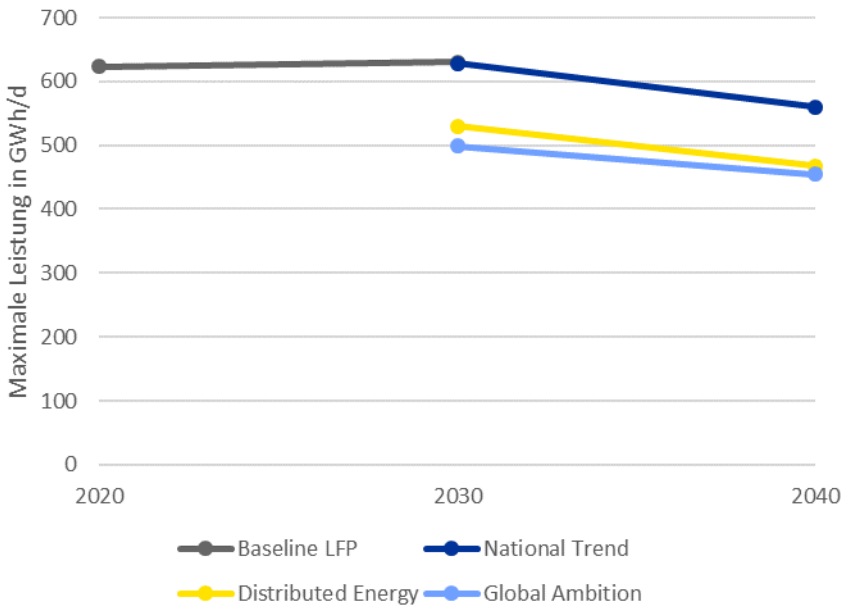
Tabelle 3: TYNDP 2020 Szenarien für Österreich in Zahlen

Maximale Leistung Szenario	**Quelle**	**2020** in GWh/d	**2030** in GWh/d	**2040** in GWh/d
Baseline	LFP 2020	623*	630*	-
Best Estimate (BE)	TYNDP 2020	622	-	-
National Trend (NT)	TYNDP 2020	-	629	560
Distributed Energy (DE)	TYNDP 2020	-	529	467
Global Ambition (GA)	TYNDP 2020	-	499	456

*) Summe aus MG Ost, MG Tirol und MG Vorarlberg

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

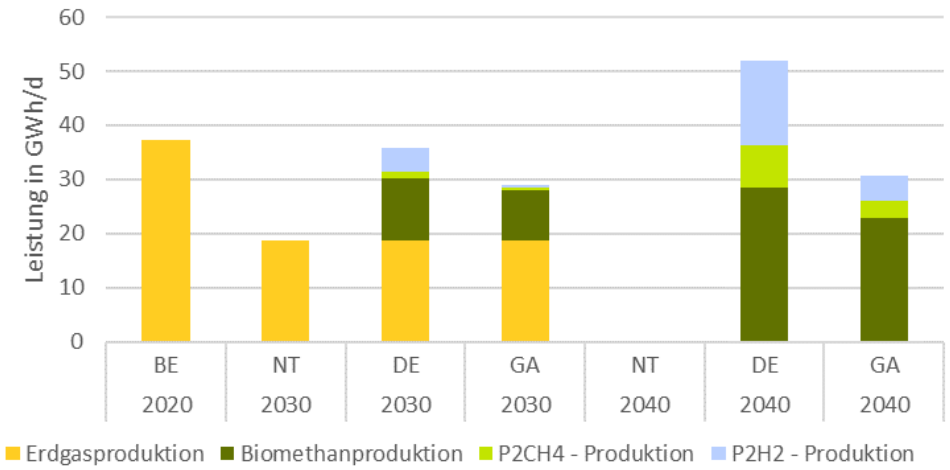
Abbildung 4: **Vergleich TYNDP 2020 und LFP Baseline Szenario**



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

Was die TYNDP Prognosen zur Einspeisung erneuerbarer Gase betrifft, welche in Abbildung 5 dargestellt sind, können 2030 sowohl die angenommene Biomethanleistung als auch die Wasserstoffleistung vom Gasnetz übernommen werden.

Abbildung 5: **Österreichische Gasproduktion aus den TYNDP 2020 Szenarien.**



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

3.3.2 Entry- Exit Punkte im Verteilernetz

3.3.2.1 Virtuelle Übergabepunkte Fernleitung → Verteilerleitung

In Tabelle 4 sind die vom VGM gebuchten Kapazitäten von und in das Fernleitungsnetz dargestellt.

Tabelle 4: Vom VGM gebuchte Kapazität, Stand September 2020

Vertragspartner	Lokation	Richtung	Qualität	Zeit	Kapazität [kWh/h]
GCA	West Austria Gasleitung	Entry	fest [1)] unterbrechbar [1)]		2.323.346 4.690.946
GCA	Baumgarten	Entry Exit	FZK FZK		21.422.795 10.848.000 [2)]
TAG GmbH	Trans Austria Gasleitung	Exit	FZK		4.034.549
bayernets	Zone Kiefersfelden / Pfronten	Entry	FZK	1.10.2020 – 1.10.2021 1.1.2021 – 1.4.2021 1.12.2020 – 1.1.2021	965.039 121.504 121.504
terranets bw	Lindau	Entry	FZK	1.10.2020 – 1.10.2021 1.10.2020 – 1.4.2021	954.000 106.000

[1)] Ergebnis aus der Kombination der aus unterschiedlichen Entry/Exit Kombinationen gebuchten DZK Kapazitäten
[2)] Exit Vertrag derzeit in Abstimmung

Quelle: AGGM, 2020

3.3.2.2 Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Vorarlberg und Tirol

Seit November 2017 werden von den deutschen TSOs (terranets bw und bayernets) restriktive Bedingungen für die Jahres- und Quartalsauktionen auf der PRISMA-Plattform angekündigt, wonach nicht gebuchte Kapazitäten zu innerdeutschen Ausspeisepunkten verlagert werden. Diese Kapazitäten werden dann bei den nachfolgenden Quartals- bzw. Monatsauktionen nicht mehr angeboten.

AGGM sieht diese Buchungsvorgaben aus dem Blickwinkel des NC CAM äußerst kritisch, da an den Grenzübergabepunkten die Verfügbarkeit von kurzfristigen Produkten damit nicht gewährleistet ist und somit keine strukturierten Buchungen mehr durchgeführt werden können. Dies führt zu erheblichen Mehrkosten für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg.

Gespräche mit den TSOs und der Bundesnetzagentur haben zu keiner befriedigenden Lösung geführt. Um dieses Vorgehen zu dokumentieren und eine Lösung herbeizuführen, hat AGGM diesen Fall am 30.8.2019 auf der Gas Network Code Functional Platform[2] publiziert.

In der abschließenden Stellungnahme („issue solution“) haben ENSTOG und ACER dazu am 4. Juni 2020, ausgeführt, dass dieses Vorgehen nur unter speziellen Bedingungen und zeitlich befristet möglich ist. Unter anderem wird ausgeführt, dass dieses Vorgehen nur möglich ist, wenn ein ungenügender Netzausbau vorliegt. Die Netzbetreiber werden aufgefordert alles zu unternehmen, um die restriktiven

[2] https://www.gasncfunc.eu/gas-func/issues/04/2019/view

Bedingungen ehestmöglich aufheben zu können. Bislang ist es jedoch nicht zu einer Änderung in der Vorgangsweise der deutschen TSOs geführt.

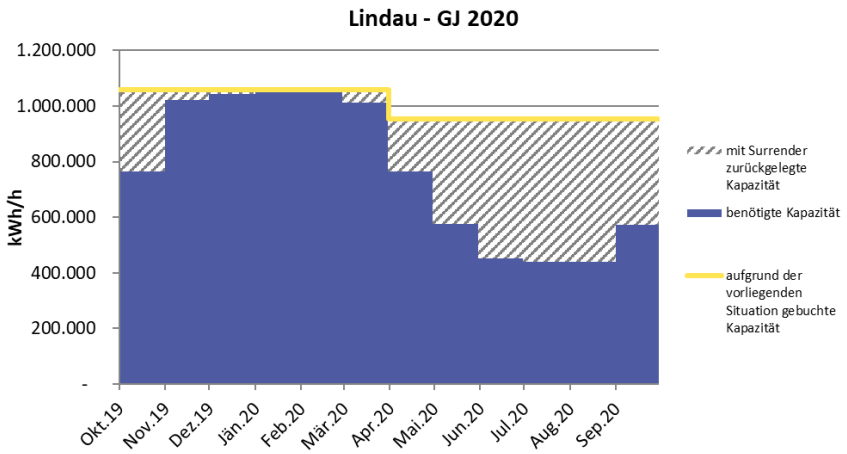
Kapazitätsbuchungen für das Gasjahr 2020

Diese oben dargestellte Vorgehensweise hat AGGM auch für das Gasjahr 2020 dazu gezwungen von der früher an Grenzübergabepunkten üblichen strukturierten Kapazitätsbeschaffung abzugehen und die gesamte bei der Jahresauktion angebotene Kapazität zu kontrahieren. Bei der Quartalsauktion musste ebenfalls die angebotene Kapazität für die Quartale Q4/2019 und Q1/2020 kontrahiert werden, da das Risiko bestanden hat, dass bei der Monatsauktion durch Verlagerung der Kapazität keine Kapazität am Grenzübergabepunkt mehr angeboten wird.

Diese Vorgehensweise verursacht in den Marktgebieten Vorarlberg und Tirol deutlich höhere Kapazitätskosten.

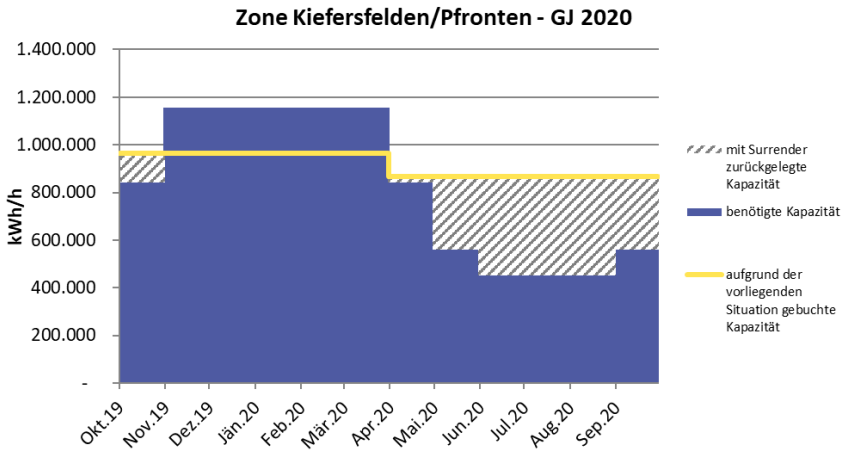
Um zu dokumentieren, dass nicht erforderliche Kapazität aufgrund dieser Vorgehensweise kontrahiert werden musste, hat AGGM im September 2020 einen Kapazitätssurrender durchgeführt. Die Kapazitätsbuchungssituation an den Grenzübergabepunkten für das GJ 2020 ist in Abbildung 6 und Abbildung 7 dargestellt.

Abbildung 6: Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Lindau für das GJ 2020



Quelle: AGGM, 2020

Abbildung 7: **Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten für das GJ 2020**

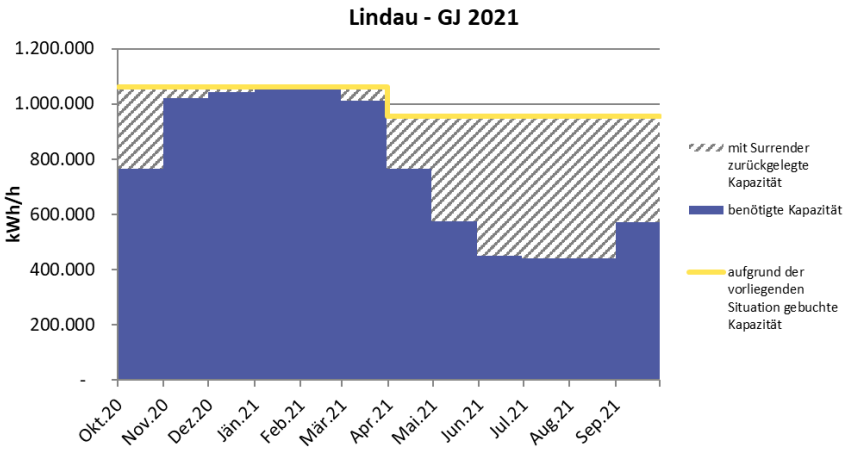


Quelle: AGGM, 2020

Kapazitätsbuchungen für den Grenzübergabepunkt Lindau für das Gasjahr 2021

Die Kapazitätsbuchungen für das GJ 2021 mussten in selber Form wie im GJ 2020 vorgenommen werden. AGGM wird im September 2020 wieder einen Kapazitätssurrender durchführen um die aufgrund der Rahmenbedingungen notwendige Überbuchung zu dokumentieren.

Abbildung 8: **Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Lindau für das GJ 2021**



Quelle: AGGM, 2020

Im Brief vom 1.9.2020 hat terranets bw angekündigt, dass die in der Quartalsauktion für das Q2/2020 und Q3/2020 nicht gebuchte Kapazität vom Punkt Lindau wegverlagert wird.

Zur Deckung des Bedarfes in Vorarlberg, Lichtenstein und der Gaslieferungen in die Schweiz via Trübbach ist in den Wintermonaten die vollständige Buchung der ausgewiesenen Kapazität in Lindau erforderlich.

Zur buchbaren Kapazität von 1.060 MWh/h FZK muss zusätzlich das Linepack, welches in den Nachtstunden aufgebaut werden kann, ausgenutzt werden um gleichzeitig die maximal zu erwartenden Absätze in Vorarlberg und Lichtenstein und die Gaslieferungen in die Schweiz via Trübbach bereitstellen zu können.

Gemäß Berechnungsschema, dem eine statische Kapazitätsbetrachtung zugrunde liegt, muss die Liechtensteinische Gasversorgung davon ausgehen, dass der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität unter der für das Gasjahr 2021 gebuchten nominellen Standardkapazität liegt.

Kapazitätsbuchungen für den Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten für das Gasjahr 2021

Am 22.8.2019 hat AGGM für den Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten gemäß Artikel 26 NC CAM eine Kapazitätsbedarfsmeldung in der Höhe von 250.000 kWh/h für neu zu schaffende Kapazitäten für die Gaswirtschaftsjahre 2020/21 bis einschließlich 2035/36 eingebracht.

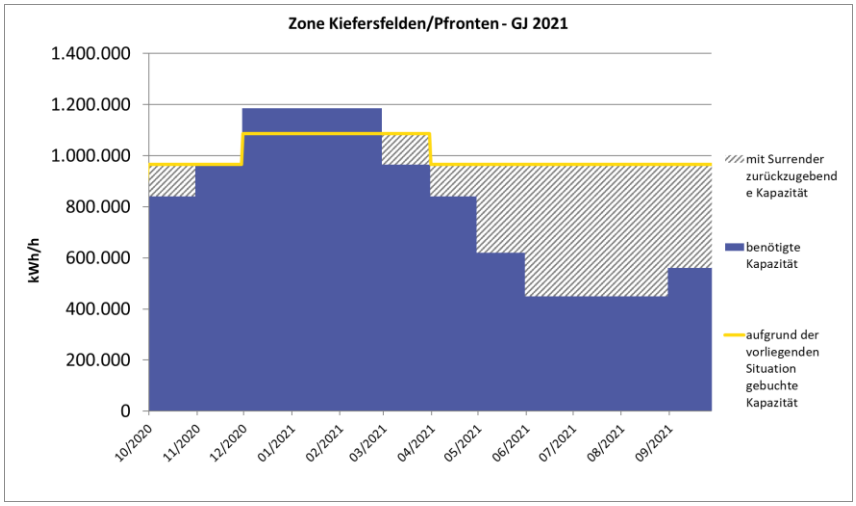
Bayernets und Open Grid Europe haben am 21.10.2019 den „Bericht zur Bedarfsermittlung für den 2019 beginnenden Prozess für neu zu schaffende Kapazität zwischen dem Marktgebiet Tirol und Trading Hub Europe“ veröffentlicht, in dem die zusätzliche Kapazität von 250.000 kWh/h angeführt ist.

Am 9.6.2020 veröffentlichten Bayernets und Open Grid Europe auf der Website der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas) eine Information an den Markt, wonach die Kapazität auch ohne Durchführung eines Projektes bereitgestellt werden kann. Bayernets und Open Grid Europe betrachten somit das Verfahren als abgeschlossen.
Aus Sicht der AGGM ist der Sinn und Zweck des Prozesses für zusätzliche Kapazitäten nicht erfüllt worden, da wie nachstehend ausgeführt, Kapazität von Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten zu anderen Ausspeisepunkten verlagert worden ist und das Angebot von kurzfristigen Kapazitätsprodukten weiterhin nicht gegeben ist.

Bei der Jahresauktion am 6.7.2020 wird die bisher ausgewiesene Kapazität (965.039 kWh/h) plus die zusätzlich angefragte Kapazität (250.000 kWh/h) in Summe 1.215.039 kWh/h als TVK ausgewiesen. Somit wird bei der Jahresauktion eine Kapazität von 1.093.535 kWh/h angeboten (90% TVK). AGGM hat die bisher ausgewiesene Kapazität in der Höhe von 965.039 kWh/h als Jahresband gebucht. Ziel wäre gewesen, die zusätzlich benötigte Kapazität für die kalte Jahreszeit in den Quartals- und Monatsauktionen zu buchen. Bayernets hat jedoch die in der Jahresauktion nicht gebuchte Kapazität (128.496 kWh/h) zu anderen Ausspeisepunkten verlagert.
In der Quartalsauktion wurde für das Q1/2021 und in der Monatsauktion für 12/2020 die angebotene Kapazität von 121.504 kWh/h (10% von 1.215.039 kWh/h) kontrahiert.

Für die Monate Dezember 2020, Jänner 2021 und Februar 2021 wurde eine Lastflusszusage in der Höhe von 9 MW kontrahiert um Übernominierungen auf eine feste Abwicklung des Transportes abzusichern.

Abbildung 9: **Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten für das GJ 2021**



Quelle: AGGM, 2020

3.3.2.3 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 vorgenommen haben. Derzeit liegen keine Kapazitätserweiterungsanträge von Speicherunternehmen vor.

In Tabelle 5 sind die im Rahmen der Jahresbestellung von den Speicherunternehmen gebuchten Kapazitäten dargestellt. Vereinzelt wurden kurzfristige unterjährige Kapazitätsanpassungen auf unterbrechbarer Basis durchgeführt.

Tabelle 5: **Speicher, gebuchte Kapazitäten im Rahmen der Jahresbestellung 2020**

	Kapazität [kWh/h]			
	SK Entry	UK Entry	SK Exit	UK Exit
gebuchte Kapazität 2020 (Stand 14.08.2020)	21.658.492	1.805.900	14.809.920	3.883.100
gebuchte Kapazität 2019 (Stand 05.08.2019)	21.856.952	555.900	14.935.762	2.633.100
absolute Veränderung 2020 zu 2019	-198.460	1.250.000	-125.842	1.250.000
relative Veränderung 2020 zu 2019	-0,9%	225%	-0,8%	47%

SK Standardkapazität
UK unterbrechbare Kapazität

Quelle: AGGM, 2020

In Tabelle 6 ist die Prognose der Kapazitätsbedarfe der Speicherunternehmen dargestellt. Alle Kapazitätsbedarfe können durch die derzeit frei verfügbare Kapazität gedeckt werden.

Tabelle 6: **Speicher, Prognose des Kapazitätsbedarfs**

	Kapazität [kWh/h]			
	SK Entry	UK Entry	SK Exit	UK Exit
gebuchte Kapazität 2020 (Stand 14.08.2020)	21.658.492	1.805.900	14.809.920	3.883.100
Prognose Kapazitätsbedarf 2030	22.088.642	2.600.000	17.536.570	1.700.000
absolute Veränderung 2030 zu 2020	430.150	794.100	2.726.650	-2.183.100
relative Veränderung 2030 zu 2020	1,99%	43,97%	18,41%	-56,22%

SK Standardkapazität
UK unterbrechbare Kapazität

Quelle: Speicherunternehmen, AGGM, 2020

3.3.2.4 Inlandsproduktion

In Österreich sind 2 Produktionsunternehmen tätig. Die OMV E&P Austria und die RAG Austria AG. In Tabelle 7 sind die gebuchten Kapazitäten der Speicherunternehmen dargestellt.

Tabelle 7: **Inlandsproduktion, gebuchte Entry Kapazität, Stand 14.8.2020**

	Kapazität [kWh/h]
	Standardkapazität Entry
gebuchte Kapazität 2020 (Stand 14.08.2020)	1.227.765
gebuchte Kapazität 2019 (Stand 05.08.2019)	1.363.870
absolute Veränderung 2020 zu 2019	-136.105
relative Veränderung 2020 zu 2019	-10,0%

Quelle: AGGM, 2020

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 2020 haben die Produzenten für das Jahr 2024 einen um 47% geringeren Kapazitätsbedarf als derzeit angegeben.

3.3.2.5 Biomethanproduktion

Derzeit sind in Österreich 14 Biogasanlagen an das Verteilernetz angeschlossen. Eine weitere Biogasanlage hat einen inaktiven Netzanschluss. Die Summe der Kapazitätsbuchung beträgt 36.649 kWh/h Standardkapazität (siehe auch Tabelle 8).

Durch die hohe Priorisierung der Biogasanlagen 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 8: Biogasanlagen, gebuchte Entry Kapazität, Stand 14.08.2020

	Kapazität [kWh/h] Standardkapazität Entry
gebuchte Kapazität 2020 (Stand 14.08.2020)	36.649
gebuchte Kapazität 2019 (Stand 05.08.2019)	36.249
absolute Veränderung 2020 zu 2019	400
relative Veränderung 2020 zu 2019	1,1%

Quelle: AGGM, 2020

3.3.2.6 Grenzübergabepunkte („kleiner Grenzverkehr“)

An den Grenzübergabepunkten im Verteilergebiet 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 NCG Markt wird automatisiert ebenfalls am österreichischen VHP inkl. des erforderlichen Transportentgeltes (Exit NCG + 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 NCG und CEGH VHP intensiviert.

3.4 Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2019

In Tabelle 9 ist eine Übersicht über den Status der Projekte aus der Langfristigen Planung 2019 dargestellt. Im Anschluss wird der Status der einzelnen Projekte näher beschrieben.

Tabelle 9: Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2019

Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung (gem. LFP 2019)	Status
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA	10/2021	in Umsetzung
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA	12/2020	Fertiggestellt
2017/01	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GCA	12/2019	Fertiggestellt
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)	GCA	09/2022	in Umsetzung
2018/02	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	Netz NÖ	12/2020	in Umsetzung
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	in Umsetzung
2019/01	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil SNG	SNG	9/2022	in Umsetzung
2019/02	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil TIGAS	Tigas	9/2022	in Umsetzung
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz	ENS	12/2025	in Umsetzung

Quelle: AGGM, 2020

Projekt 2016/1: Ersatzinvestition Leitung G00 006

Die Detailplanungsphase für das Projekt wurde abgeschlossen. 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 wird daher das Projekt wieder gemäß dem Konzept aus der LFP 2016 eingereicht, wobei das Projektziel unverändert ist. Nach der Detailplanung können die Kosten genauer abgeschätzt werden, diese werden sich gegenüber der ursprünglichen Schätzung etwas verringern. Mit der Umsetzung wird im Frühjahr 2021 begonnen. Die Fertigstellung ist für 10/2021 geplant.

Projekt 2016/3: Ersatzinvestition der Leitung G00 011

Das Projekt 2016/3 Ersatzinvestition der Leitung G00 011 ist weitgehend fertig gestellt. Seitens GCA wurde noch keine Fertigstellungsmeldung an AGGM übermittelt.

Projekt 2017/1: Auersthal – Errichtung eines zentralen Ausblasesystems

Das Projekt 2017/1 Auersthal – Errichtung eines zentralen Ausblasesystems ist weitgehend fertig gestellt. Seitens GCA wurde noch keine Fertigstellungsmeldung an AGGM übermittelt.

Projekt 2018/1: 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.

Es erfolgte eine geringfügige Änderung des Leistungsumfangs. Das Teilprojekt Heizhaus wurde einem anderen Projekt zugeordnet.

Das Projekt ist im Zeitplan.

Projekt 2018/2: Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau

Das Projekt 2018/2 ist derzeit in Umsetzung. Die Umbauten in der Station Doislau sind fertiggestellt. Die Umbauten in der Station Traismauer sind in Umsetzung.

Das Projekt ist im Zeitplan.

Projekt 2018/3: Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt

Das Projekt 2018/3 ist derzeit in Umsetzung. Die Umbauten im Schieberhaus Auersthal werden im Jahr 2020 abgeschlossen. Die weiteren Schieberhäuser werden zwischen 2021 und 2025 erfolgen.

Das Projekt ist im Zeitplan.

Projekt 2018/4: Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein

Das Projekt 2018/4 ist derzeit in Umsetzung. Die Umbauten in der Station Lichtenwörth wurden abgeschlossen. Im Jahr 2021 werden die Umbauten in der Station Hornstein erfolgen.

Das Projekt ist im Zeitplan.

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

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung. Gemäß Statusbericht vom 18.11.2020 sind die Trassenplanungen sowie die Planungen für den Stationsumbau weitgehend abgeschlossen. Die Wegerechtsverhandlungen mit den von den Leitungen betroffenen Grundstückseigentümern werden derzeit durchgeführt. Die Unterlagen zum Präqualifikationsverfahren für die EU-weite Ausschreibung von Tief- und Rohrbau wurden veröffentlicht. Die nächsten Schritte sind die Erarbeitung der behördlichen Einreichunterlagen und die Ausschreibungsunterlagen. Die Behördengenehmigungen werden versucht bis Anfang Q2/2021 zu erwirken.

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. Derzeit erfolgt die Detailplanung des Projektes. Aufgrund der Restriktionen im Frühjahr 2020 wird sich der Fertigstellungszeitpunkt auf 12/2023 verschieben.

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

Das Projekt 2019/03 ist derzeit in Umsetzung. Seitens ENS wurde eine vertiefte interne Kosten- und Terminplanung durchgeführt. Zusätzlich wurde eine interne Ressourcenabschätzung und Ressourcenplanung umgesetzt.

Der Fertigstellungszeitpunkt ist weiterhin mit 12/2025 geplant.

3.5 Erforderliche Ersatzinvestitionen

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 2021 bis 2030 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 0,5 Mio. Euro sind, werden in der Langfristigen Planung nicht als Projekt abgebildet.

In Tabelle 10 sind die Ebene 1 Infrastrukturelemente dargestellt, die im Planungszeitraum außer Betrieb genommen werden, bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

Tabelle 10: Liste der Ebene 1 Infrastrukturelemente die im Planungszeitraum 2021 bis 2030 außer Betrieb genommen werden müssen bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

Netzbetreiber	Infrastrukturelement	Datum Außerbetrieb-nahme	Projekt-nummer	Nähere Beschreibung
Gas Connect Austria	G00 006: Aderklaa – Deutsch Wagram	2021	Projekt 2016/01	siehe LFP20 Kapitel 3.4
Netz NÖ	West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	2025	Projekt 2018/03	siehe LFP19 Kapitel 4.11
Netz NÖ	MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	2021	Projekt 2018/04	siehe LFP19 Kapitel 4.14
Energienetze Steiermark	Leitungssegment Bruck/Mur – St. Michael	2025	Projekt 2019/03	siehe LFP19 Kapitel 4.4
Netz NÖ	MUEA Laa/Thaya West	2022	Projekt 2020/02	siehe LFP20 Kapitel 5.2

Quelle: AGGM; 2020

Sämtliche andere Ebene 1 Infrastrukturelemente stehen aus heutiger Sicht im Planungszeitraum 2021 bis 2030 für den Gastransport zur Verfügung. Gegebenenfalls müssen kleinere Instandhaltungsmaßnahmen (kleiner 0,5 Mio. Euro) durchgeführt werden.

3.6 Infrastrukturstandard

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

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

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

Tabelle 11: Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [Mio. Nm³/d]	Definition & Erläuterung
Baumgarten	140,34	Exit Slowakei
Oberkappel	21,95	Minimum aus Exit NCG und WAG Kap OK-->BM
Überackern	0	in Oberkappel integriert
Arnoldstein	0	derzeit noch DZK, daher Null
Freilassing & Laa/ Thaya	0,87	ausgewiesene Standardkapazität
EPm	**163,16**	**Techn. Kapazität von Einspeisepunkten**
Produktion OMV	2,21	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	0,40	gebuchte Standardkapazität
Pm	**2,61**	**Max. techn. Produktionskapazität**
Speicherpool OMV	23,36	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicherpool RAG	14,20	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Fernleitung	0	nur unterbrechbare Kapazität
7Fields Verteilergebiet	6,49	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach Verteilergebiet	0	in Österreich nicht angeschlossen
Sm	**44,06**	**Max. techn. Ausspeisekapazität**
LNGm	**0**	**Max. techn. Kapazität der LNG-Anlagen**
Im	**140,34**	**Techn. Kapazität der größten einzelnen Infrastruktur**
Dmax	**49,69**	**Max. tägliche Gasnachfrage** Baseline Szenario Max. der nächsten 10 Jahre
N - 1	**140%**	

Quelle: AGGM; 2020

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

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

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

4 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 Fertigstellunggrad) für die ein Netzausbauvertrag abgeschlossen wurde. Projekte, für die kein Netzausbauvertrag erforderlich ist (keine Ausbauschwelle) werden ebenfalls mit dem jeweiligen Fertigstellunggrad berücksichtigt.

4.1 Kapazitätssituation im Jahr 2021

Alle für das Jahr 2021 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von biogenen 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 NCG versorgt, festgestellt. Da die Netzinsel Schärding nur über diese eine Aufspeisung der Energienetze Bayern verfügt, können jene Endkunden im Winter bei hoher Last nicht mehr sicher und jederzeit versorgt werden.Abgesehen vom Raum Schärding in Oberösterreich, können derzeit alle an das Netz angeschlossenen Endkunden jederzeit versorgt werden.

Die zusätzlichen Kapazitätsbedarfe von Endkunden, die einen Kapazitätserweiterungsantrag übermittelt haben (siehe Kapitel 3.3.1.3), können nach Fertigstellung des Projektes 2020/01 im Jänner 2021 vollständig versorgt werden.

4.2 Kapazitätssituation in den Jahren 2022 bis 2030

Für die Jahre 2022 bis 2030 wurden, abgesehen vom Raum Schärding, auch keine weiteren Kapazitätsengpassbereiche festgestellt.

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.

5 Maßnahmen im Verteilergebiet

5.1 Netzübergabestation GCA – Wiener Netze im Bereich Wiener Ölhafen

Am 24.6.2020 wurden von der Wiener Netze GmbH zwei Netzzugangsanträge von in Summe 20.300°kWh/h eingebracht. Diese Netzzugangsanträge mussten mangels Netzverbund abgelehnt werden. Daraufhin wurden zwei Kapazitätserweiterungsanträge mit derselben Kapazität eingebracht.

Die Gewerbebetriebe befinden sich im Bereich Wiener Ölhafen und beabsichtigen vom Energieträger Heizöl auf Gas umzustellen. Die Gewerbebetriebe befinden sich im Nahbereich der Gas Connect Austria Gasleitung G00 003.

Um die Kapazität entsprechend der Kapazitätserweiterungsanträge bereitstellen zu können, ist es erforderlich eine Schieberstation mit beidseitigem Abgang in den Leitungsstrang der G00 003 einzubauen. Weiters errichtet Gas Connect Austria in ca. 100 m Entfernung eine Mess- und Übergabestation mit Gasdruckregelung und Gasqualitätsmessung. Der geplante Netzkopplungspunkt befindet sich nach dem Feuerschieber am Ausgang der Station. Ab hier errichten die Wiener Netze die Anschlussleitungen zu den Netzzugangswerbern.

Aufgrund des hochwassergefährdeten Standortes werden entsprechende Schutzvorkehrungen für ein hundertjähriges Hochwasser und ein erforderlicher Treibgutschutz errichtet.

Dieses Projekt wurde unter der Projektnummer 2020/01 genehmigt. Die geplante Fertigstellung ist mit 01/2021 geplant.

5.2 Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya

In der Station Laa / Thaya ist eine Ersatzinvestition geplant um die Stationselemente auf den Stand der Technik zu bringen.

Folgende Elemente werden in der Station Laa / Thaya erneuert:

- 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

Dieses Projekt wurde unter der Projektnummer 2020/02 genehmigt. Die geplante Fertigstellung ist mit 12/2022 geplant.

5.3 Verdichter Reichersdorf

Im Jahr 2000 wurde von Netz NÖ in Reichersdorf eine Erdgaskompressorstation in Betrieb genommen um die damals erforderliche maximale Erdgastransportleistung in der Netz NÖ West 2 Leitung von Auersthal nach Kronstorf sicherzustellen. Das technische Konzept beruhte auf den Druckverhältnissen vor der Liberalisierung des Erdgasmarktes.

In der Feasibility Study 07 wurde der bestehende Kompressor Reichersdorf im Planungsnullfall mit aufgenommen. Aufgrund des übermittelten indikativen Kompressorkennfeldes, der bestehenden Leistung und vor allem wegen der geänderten Druckgegebenheiten konnte kein zweckmäßiger Einsatzfall für den Verdichter eruiert werden.

Im November 2019 hat Netz NÖ bei AGGM angefragt, ob der Gasverdichter aufgelassen werden kann. AGGM ist zum Schluss gekommen, dass der Verdichter in der heutigen Konfiguration auch in Zukunft nicht zweckmäßig eingesetzt werden kann. Aus Sicht der AGGM hat eine Stilllegung des bestehenden Verdichters in Reichersdorf keine Auswirkung auf die Kapazität im Verteilergebiet. Da die Kosten für die Deinvestition unter der Einreichungsschwelle liegen, hat AGGM kein Projekt eingereicht. Der Verdichter wurde Ende September 2020 abgebaut.

5.4 Übergabestation Schärding Energienetze Bayern – Netz Oberösterreich.

Aufgrund von im Februar 2021 von Energienetze Bayern festgestellten Kapazitätsengpässen bei einem maximalen Durchfluss von 3.300 Nm³/h in der vorgelagerten Station der Energienetze Bayern muss aus versorgungssicherheitstechnischen Gründen der Übergabedruck von aktuell 3,5 barg auf 8 barg erhöht werden. Dies hat zur Folge, dass in der Übergabestation Schärding der Netz Oberösterreich dementsprechend Ertüchtigungsmaßnahmen zu treffen sind, um einen höheren Übergabedruck zu ermöglichen und die Versorgungssicherheit weiter zu gewährleisten.

Konkret ist die Errichtung von 2 zusätzlichen Regelstrecken (MOP 16 auf 4 bar) und Adaptierung von 2 bestehenden Regelstrecken (MOP 16 auf 1 bar) im bestehenden Stationsgebäude geplant. Somit kann in Zukunft eine Gesamtleistung 5.000 Nm3/h über die Druckregelanlage bei einem Übergabedruck (OP) von 8 barg transportiert werden und die Versorgungssicherheit für die Endkunden im Raum Schärding kann wieder jederzeit gewährleistet werden.

Das neue Projekt wird unter der Projektnummer 2020/03 im Rahmen der Änderung der bereits genehmigten Langfristigen Planung 2020 eingereicht. Geplante Fertigstellung ist 12/2021.

6 Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2020

Aufgrund der im Kapitel 04 dargestellten Kapazitätssituation sowie der in Kapitel 5 beschriebenen Maßnahmenvorschläge ist die Umsetzung der in Kapitel 6.1 und in Kapitel 6.2 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 2020 eingereicht werden und denen ein öffentliches Interesse zukommen soll, wird der Grund des öffentlichen Interesses explizit angeführt.

6.1 Weiterführung von genehmigten Projekten

In Tabelle 12 sind jene Projekte aufgelistet, die aus der Langfristigen Planung 2019 weitergeführt werden.

Tabelle 12: Weiterführung von genehmigten Projekten

Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung gem. LFP20	Status	
Weiterführung von genehmigten Projekten					
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA	12/2020	in Umsetzung	E
2018/02	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	Netz NÖ	12/2020	in Umsetzung	NA
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz NÖ	12/2025	in Umsetzung	E
2018/04	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	Netz NÖ	12/2021	in Umsetzung	E
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz	ENS	12/2025	in Umsetzung	E

KEV Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen
KEA Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden
NA erforderlicher Netzausbau
E Ersatzinvestitionsprojekt

Quelle: AGGM, 2020

6.2 Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgezogene Projekte und neue Projekte

In der LFP 2020 gibt es fünf genehmigte Projekte mit Abänderungen. Zusätzlich werden zwei neue Projekte eingereicht.

Tabelle 13: Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgezogene Projekte und neue Projekte

Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung gem. LFP19	geplante Fertigstellung gem. LFP20	Status	
Genehmigte Projekte mit Abänderungen						
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA	10/2021	10/2021	in Umsetzung	E
2017/01	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GCA	12/2019	12/2020	in Umsetzung	NA
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)	GCA	09/2022	09/2022	in Umsetzung	E
2019/01	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil SNG	SNG	9/2022	9/2023	in Umsetzung	NA
2019/02	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil TIGAS	Tigas	9/2022	9/2023	in Umsetzung	NA
Neue Projekte						
2020/01	Netzübergabestation GCA – Wiener Netze im Bereich Wiener Ölhafen	GCA		01/2021	genehmigt	KEA
2020/02	Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya West	Netz NÖ		12/2022	gemehmigt	NA
2020/03	Übergabestation Schärding	Netz OÖ		12/2021	eingereicht	NA

KEV Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen
KEA Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden
NA erforderlicher Netzausbau
E Ersatzinvestitionsprojekt

Quelle: AGGM, 2020

6.3 Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2020

In Tabelle 14 sind alle Projekte der Langfristigen Planung 2020 inklusive der Investitionskosten der Projekte aufgelistet.

Tabelle 14: Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2020

Die letzten 2 Spalten der Tabelle unterliegt den Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Projekte der LFP 2020

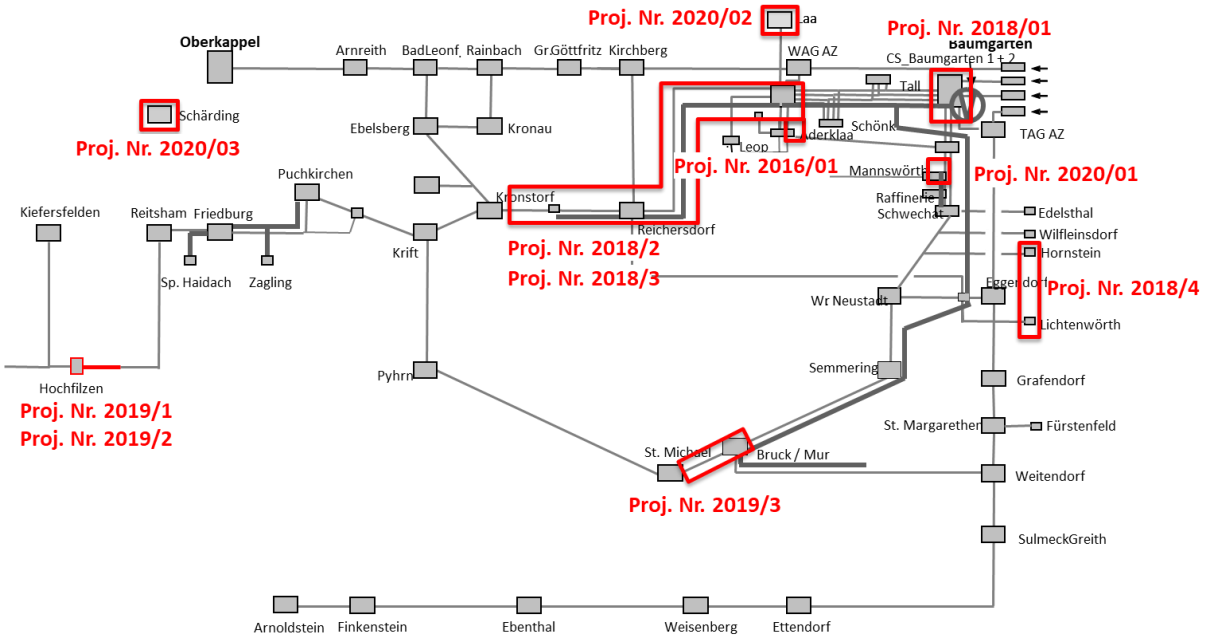
Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertig-stellung gem. LFP 2020	Status	Änderungen der CAPEX zur LFP 2019	CAPEX [Mio. EUR. BGG]
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA	10/2021	in Umsetzung	*[BGG]*	*[BGG]*
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA	12/2020	in Umsetzung	*[BGG]*	*[BGG]*
2017/01	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GCA	12/2020	in Umsetzung	*[BGG]*	*[BGG]*
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)	GCA	9/2022	in Umsetzung	*[BGG]*	*[BGG]*
2018/02	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	Netz NÖ	12/2020	in Umsetzung	*[BGG]*	*[BGG]*
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz NÖ	12/2025	in Umsetzung	*[BGG]*	*[BGG]*
2018/04	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	Netz NÖ	12/2021	in Umsetzung	*[BGG]*	*[BGG]*
2019/01	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil SNG	SNG	09/2023	in Umsetzung	*[BGG]*	*[BGG]*
2019/02	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil Tigas	Tigas	09/2023	in Umsetzung	*[BGG]*	*[BGG]*
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz	ENS	12/2025	in Umsetzung	*[BGG]*	*[BGG]*
2020/01	Netzübergabestation GCA – Wiener Netze im Bereich Wiener Ölhafen	GCA	01/2021	genehmigt	*[BGG]*	*[BGG]*
2020/02	Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya	Netz NÖ	12/2022	genehmigt	*[BGG]*	*[BGG]*
2020/03	Übergabestation Schärding	Netz OÖ	12/2021	eingereicht	*[BGG]*	*[BGG]*
		Summe				***[BGG]***
		Projekte mit Status: in Umsetzung u. genehmigt				***[BGG]***
		Projekte mit Status: eingereicht				***[BGG]***

Quelle: AGGM, 2020

6.4 Geografische Übersicht der Projekte aus der LFP 2020

Um einen besseren Überblick über die Projekte in der Langfristigen Planung 2020 zu erhalten, wurde in Abbildung 10 eine geografische Übersicht der Projekte dargestellt.

Abbildung 10: Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen Planung 2020



Quelle: AGGM, 2020

7 Kapazitätsausweis für das Jahr 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.

Tabelle 15: Kapazitätsausweis 2021 – Marktgebiet Ost

Vorzuhaltende Kapazität	SK Entry [kWh/h]	SK Exit [kWh/h]
Speicher	21.658.492	14.809.820
Erdgas-Produktion	1.227.765	-
Biomethan-Produktion	29.104	-
Grenzübergabepunkte		
Freilassing	260.000	-
Laa	242.950	-

Frei verfügbare nominale Standardkapazität	SK Entry [kWh/h]	SK Exit [kWh/h]
Cluster Ost	10.156.770	10.005.850
Cluster West	4.699.558	3.083.930

Quelle: AGGM, 2020

Tabelle 16: Kapazitätsausweis 2021 – Marktgebiet Tirol

Vorzuhaltende Kapazität	SK Entry [kWh/h]	SK Exit [kWh/h]
Biomethan-Produktion	1.345	-
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]
	1.464.707	841.179

Quelle: AGGM, 2020

Tabelle 17: Kapazitätsausweis 2021 - Marktgebiet Vorarlberg

Vorzuhaltende Kapazität	SK Entry [kWh/h]	SK Exit [kWh/h]
Biomethan-Produktion	6.200	-
Lindau	nicht buchbar	nicht buchbar
Höchst	nur Notversorgung	nur Notversorgung
Bangs	nur Notversorgung	nur Notversorgung
Rugell	nicht buchbar	501.847

Frei verfügbare nominale Standardkapazität	SK Entry [kWh/h]	SK Exit [kWh/h]
Gesamt	833.753	501.803

Quelle: AGGM, 2020

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

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

Die Speicherunternehmen, Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen haben im November 2020 die Möglichkeit, auf Basis des Kapazitätsausweises 2021 ihre Jahresbestellungen für das Jahr 2021 im Wege der Verteilernetzbetreiber einzubringen.

Aufgrund der mit 1.10.2016 geänderten Situation in Liechtenstein wurde der Kapazitätsausweis in Vorarlberg insbesondere für Ruggell neu berechnet. 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 NCG 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.

8 Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation der Langfristigen Planung 2020

Der Bericht der Langfristigen Planung 2020, Ausgabe 1, wurde am 27.10.2020 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 27.10.2020 bis 16.11.2020 statt.

Es wurde eine Stellungnahme zur Langfristigen Planung 2020 abgegeben. Die Stellungnahme ist im Anhang 2 dem Bericht beigefügt.

AGGM bedankt sich für die eingebrachte Stellungnahme.

Stellungnahme von TIGAS–Erdgas Tirol GmbH

TIGAS–Erdgas Tirol GmbH und AGGM haben die zugrunde gelegten Daten überprüft. Die Berechnung des zu erwartenden maximalen Stundenabsatzes in der LFP 2020 A1 wurden auf Basis der gemeldeten An- und Abmeldungen in Tirol zum Stichtag 31.5.2020 durchgeführt. Für die LFP2020 A2 wurde die Berechnung mit dem Stichtag 31.10.2020 wiederholt. In der Berechnung haben die Anmeldungen gegenüber den Abmeldungen geringfügig überwogen.

Die erfolgten Kapazitätsbeschaffungen für das Gasjahr 2021 können den Kapazitätsbedarf decken.

Abkürzungsverzeichnis

AGGM	AGGM Austrian Gas Grid Management AG
barg	Bar Überdruck
BGG	Betriebs- u. Geschäftsgeheimnis
BM	Baumgarten
DN	Normdurchmesser
DZK	Dynamisch Frei Zuordenbare Kapazität
ECA	E-Control Austria
FZK	Frei Zuordenbare Kapazität
GCA	Gas Connect Austria GmbH
H_2	Wasserstoff
ENS	Energienetze Steiermark
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
LFP	Langfristige Planung
LNG	Liquified Natural Gas
MW	Megawatt
NB	Netzbetreiber
NB_MAX	Absatzmodell Netzgebietsmaximum
NEKP	Nationaler Energie und Klimaplan
NCG	Marktgebiet Net Connect Germany
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
TWh	Terrawattstunden
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
VG_MAX	Absatzmodell Verteilergebietsmaximum
VHP	Virtueller Handelspunkt
WAG	West Austria Gasleitung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zielpfad zur Reduktion der Treibhausgasemissionen 7
Abbildung 2: Darstellung der Absatzszenarien 15
Abbildung 3: TYNDP Szenariendaten für Österreich 22
Abbildung 4: Vergleich TYNDP 2020 und LFP Baseline Szenario 23
Abbildung 5: Österreichische Gasproduktion aus den TYNDP 2020 Szenarien. 23
Abbildung 6: Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Lindau für das GJ 2020 25
Abbildung 7: Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten für das GJ 2020 26
Abbildung 8: Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Lindau für das GJ 2021 26
Abbildung 9: Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten für das GJ 2021 28
Abbildung 10: Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen Planung 2020 43

Diagrammverzeichnis

Diagramm 1: Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost 18
Diagramm 2: maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg 19
Diagramm 3: maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol 20

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: In der LFP20 berücksichtigte Kapazitätserweiterungsanträge 17
Tabelle 2: WAM Szenario Maßnahmen im Sektor Energie 21
Tabelle 3: TYNDP 2020 Szenarien für Österreich in Zahlen 22
Tabelle 4: Vom VGM gebuchte Kapazität, Stand September 2020 24
Tabelle 5: Speicher, gebuchte Kapazitäten im Rahmen der Jahresbestellung 2020 28
Tabelle 6: Speicher, Prognose des Kapazitätsbedarfs 29
Tabelle 7: Inlandsproduktion, gebuchte Entry Kapazität, Stand 14.8.2020 29
Tabelle 8: Biogasanlagen, gebuchte Entry Kapazität, Stand 14.08.2020 30
Tabelle 9: Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2019 31
Tabelle 10: Liste der Ebene 1 Infrastrukturelemente die im Planungszeitraum 2021 bis 2030 außer Betrieb genommen werden müssen bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen. 34
Tabelle 11: Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938 35
Tabelle 12: Weiterführung von genehmigten Projekten 40
Tabelle 13: Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgezogene Projekte und neue Projekte 41
Tabelle 14: Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2020 42
Tabelle 15: Kapazitätsausweis 2021 – Marktgebiet Ost 44
Tabelle 16: Kapazitätsausweis 2021 – Marktgebiet Tirol 44
Tabelle 17: Kapazitätsausweis 2021 - Marktgebiet Vorarlberg 45

Anhang 1

Planungsfall: **LFP 2020**

Ausgabe: **4**

LFP20 A4; Änderung der genehmigten Langfristigen Planung 2020

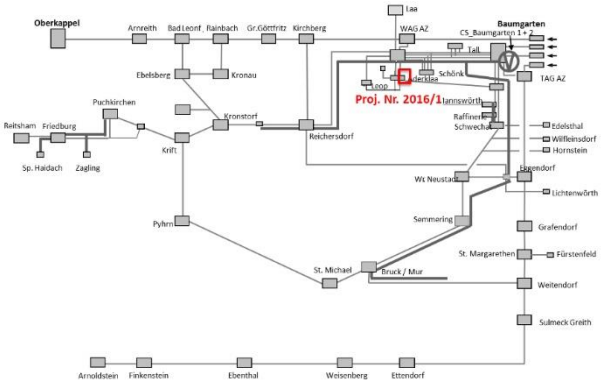
Projekt-Nr.	Projektname	Projektträger	Geplante Fertigstellung	Status/Ausgabe	
2016 / 01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	10/2021	in Umsetzung	5
2016 / 03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2020	in Umsetzung	3
2017 / 01	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2020	in Umsetzung	4
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	09/2022	in Umsetzung	4
2018/02	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	Netz Niederösterreich GmbH	12/2020	in Umsetzung	3
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz Niederösterreich GmbH	12/2025	in Umsetzung	2
2018/04	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	Netz Niederösterreich GmbH	12/2021	in Umsetzung	2
2019/01	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG	Salzburg Netz GmbH	09/2023	in Umsetzung	4
2019/02	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS	TIGAS-Erdgas Tirol GmbH	09/2023	in Umsetzung	3
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur – Donawitz	Energienetze Steiermark GmbH	12/2025	in Umsetzung	2
2020/01	Errichtung einer Netzübergabestation im Bereich Wiener Ölhafen GCA – Wiener Netze	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	01/2021	genehmigt	2
2020/02	Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya West	Netz Niederösterreich GmbH	12/2022	genehmigt	2
2020/03	Übergabestation Schärding	Netz Oberösterreich GmbH	12/2021	neu	1

Projektnummer:	2016 / 01		
Projektname:	**Ersatzinvestition Leitung G00 006**		
Ausgabe:	5	**Projektträger:**	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	**Projektstart:**	01/2019
Umsetzungsdauer:		**Geplante Fertigstellung:**	10/2021
Datum:	01.10.2020	**Tatsächliche Fertigstellung:**	unbekannt

Projektziel:

Ersatz der bestehenden Rohrleitung G00 006 (DN 200, PN64) damit die Versorgung der Endkunden aufrechterhalten werden kann.

Projektbeschreibung:



Es ist eine Leitung von der Übergabestation Aderklaa bis zum Übergabepunkt Deutsch Wagram zu errichten, wobei die bestehenden Anschlusspunkte in der bestehenden Dimensionierung wieder hergestellt werden.

Besonders zu beachten:

Öffentliches Interesse:

Technische Daten:

Gasleitung:

Länge: 4,2 km

Durchmesser: DN 200

Nenndruck: PN 70

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2020

Ausbauschwelle: keine

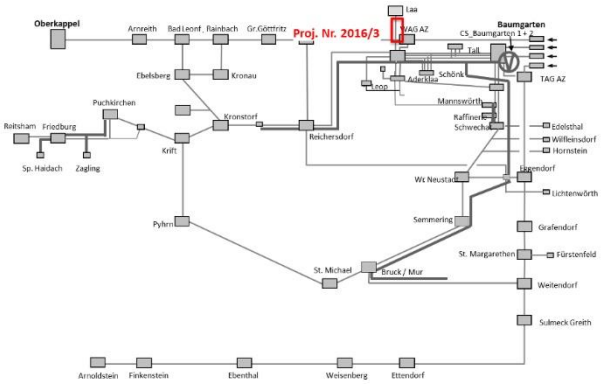
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe: Von A1 (LFP2016 A1) auf A2 (LFP17 A1): Projektstart, Fertigstellung, Projektstatus Von A2 (LFP17 A1) auf A3 (LFP18 A1): Projektziel, Projektbeschreibung, Technische Daten, Ökonomische Daten Von A3 (LFP18 A1) auf A4 (LFP19 A1): Fertigstellung Von A4 (LFP19 A1) auf A5 (LFP20 A1): Projektbeschreibung

Projektnummer:	2016 / 03		
Projektname:	**Ersatzinvestition der Leitung G00 011**		
Ausgabe:	3	**Projektträger:**	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	**Projektstart:**	09/2015
Umsetzungsdauer:		**Geplante Fertigstellung:**	12/2020
Datum:	12.10.2018	**Tatsächliche Fertigstellung:**	unbekannt

Projektziel:

Ersatz der bestehenden Rohrleitung G00 011, welche von Auersthal nach Laa an der Thaya führt (DN 300, ca. 51 km, PN 64), durch eine neue Leitung im selben Durchmesser, damit der Betrieb aufrechterhalten werden kann.

Projektbeschreibung:



Die bis dato noch nicht erneuerten Teilstücke der Leitung G00 011 sind durch eine neue Leitung zu ersetzen. Die Trassenführung wird derart angepasst, dass besiedelte Gebiete gemieden werden.

Die bis dato von der G00 011 versorgten Gebiete werden auch weiterhin angebunden.

Besonders zu beachten:

Öffentliches Interesse:

Technische Daten:

Gasleitung:

Länge: 51 km

Durchmesser: DN 300

Nenndruck: PN 70

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2018

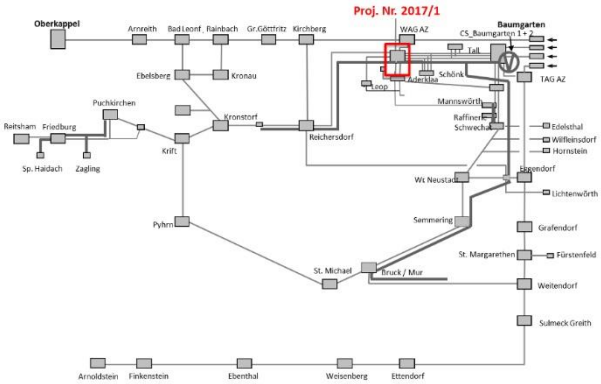
Ausbauschwelle: keine

Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe: Von A1 (LFP2016 A1) auf A2 (LFP2017 A1): Projektstatus Von A2 (LFP2017 A1) auf A3 (LFP2018 A1): Geplante Fertigstellung, ökonomische Daten

Projektnummer:	2017 / 01		
Projektname:	**Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems**		
Ausgabe:	4	**Projektträger:**	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	**Projektstart:**	01/2017
Umsetzungsdauer:		**Geplante Fertigstellung:**	12/2020
Datum:	01.10.2020	**Tatsächliche Fertigstellung:**	unbekannt

Projektziel:
Trennung des von OMV E&P genutzten Ausblasesystem in der KS Auersthal

Projektbeschreibung:



Das Ausblasesystem in der Kompressorstation Auersthal wird von OMV E&P AUT betrieben und von GCA mitgenutzt. Im Rahmen des Projektes wird die Trennung voneinander durchgeführt und somit ein von OMV E&P AUT unabhängiger Betrieb der Systeme erwirkt. Das gesamte Ausblasesystem, das aus einigen über die Anlage verteilten Ausblasestellen besteht, soll auf einen neuen Ausblaseturm inkl. Schalldämpfer reduziert werden. Dies dient zur Erhöhung der Sicherheit, zur Reduktion der Lärm- u. Methanemissionen, sowie des Arbeitsaufwandes bei Wartungs- und Instandhaltungstätigkeiten. Das neu zu errichtende System soll den derzeit gültigen Standards entsprechen.

Es soll eine Ausblasesammelleitung errichtet werden, in welche Ausbläser der GCA Anlagenteile und die Ausbläser der Pipelines eingebunden werden. Die Drucklosmachung erfolgt über die G00-101, die Heißfackel von OMV E&P AUT und einen Stationsausbläser der GCA. Im Falle von Wartungs- und Instandhaltungstätigkeiten, soll die in den jeweiligen Stationsbereichen innerhalb der Rohrleitungen eingeschlossene Gasmenge gezielt einer Pipeline mit niedrigerem Druckniveau (G00-101) zugeführt werden. Die restliche Niederdruckmenge wird über die Heißfackel verbrannt bzw. im GCA Kaltausbläser restentspannt. Zur Drucklosmachung der G00-101 wird die Regelstrecke vom Ausblasesystem in die G00-101 in Rückfahrweise betrieben.

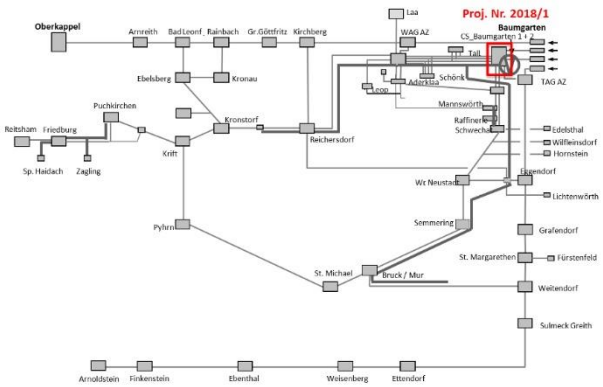
Besonders zu beachten:
Öffentliches Interesse:
Technische Daten: Bereiche, die in das Ausblasesystem eingebunden werden: • Drucklosmachung der Leitung G00-035 • Abzweig zu Netz NÖ West 1 und zu Netz NÖ West 2 Leitung • Molchschleusen G00-011, G00-025, G00-101, G00-040, G00-023 • Einbindepunkt Auersthal West 4 • Messtrecken GCA -> Netz NÖ West 1, GCA -> Netz NÖ West 2, G00-011, G00-101 • Filterseparatoren WAG, ÜMS
Ökonomische Daten: Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2018 Ausbauschwelle: keine
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe: Von A1 (LFP2017 A1) auf A2 (LFP2018 A1): geplante Fertigstellung, Projektbeschreibung, Technische Daten, Ökonomische Daten Von A2 (LFP2018 A1) auf A3 (LFP2019 A1): Projektstatus Von A3 (LFP2019 A1) auf A4 (LFP2020 A1): Geplante Fertigstellung, technische Daten (redaktionelle Korrektur)

Projektnummer:	2018/01		
Projektname:	**Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)**		
Ausgabe:	4	**Projektträger:**	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	**Projektstart:**	01/2018
Umsetzungsdauer:		**Geplante Fertigstellung:**	09/2022
Datum:	27.11.2020	**Tatsächliche Fertigstellung:**	unbekannt

Projektziel:

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.

Projektbeschreibung:



Im Rahmen dieses Projektes werden folgende Teilprojekte umgesetzt

- 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)

Besonders zu beachten:

Öffentliches Interesse:

Technische Daten:

Ökonomische Daten:

Voraussichtliche Investitionskosten [BGG] (die Investitionskosten für das Teilprojekt Filter Eingangsleitungen PVS2 Sanierung sind im Projekt 2016/05 integriert; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2020

Ausbauschwelle: keine

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

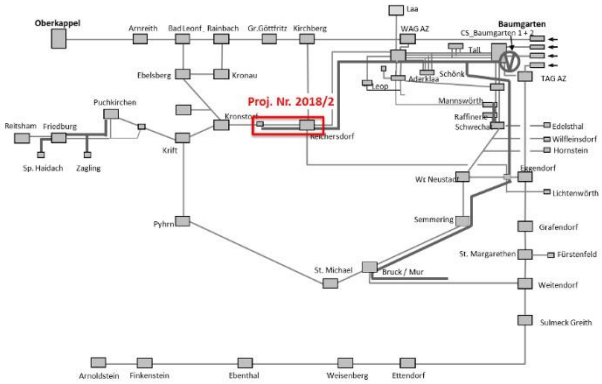
Von A3 (LFP2020 A1) auf A4 (LFP2020 A2): Projektbeschreibung (Umfang), ökonomische Daten

Projektnummer:	2018/02		
Projektname:	**Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau**		
Ausgabe:	3	**Projektträger:**	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	**Projektstart:**	01/2019
Umsetzungsdauer:		**Geplante Fertigstellung:**	12/2020
Datum:	10.09.2019	**Tatsächliche Fertigstellung:**	unbekannt

Projektziel:

Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau damit die Endverbraucher entlang der Netz NÖ West 1 Leitung sicher versorgt werden können

Projektbeschreibung:



Um die entsprechenden Gasmengen nach Auflassung der Einspeisung in Auersthal von der West 2 in die West 1 Leitung über die Stationen Traismauer und Hart überspeisen zu können sind Adaptionen erforderlich. Die Station Traismauer wird auf eine maximale Kapazität von 80.000 Nm³/h ausgebaut. Um die Station Hart zu entlasten wird eine zusätzliche Regelanlage in der bestehenden Station Doislau (Qmax = 40.000 Nm³/h) errichtet.

Besonders zu beachten:

Öffentliches Interesse:

Technische Daten:

Station Traismauer:

- Nenndruck: PN70
- Max. Kapazität: 80.000 Nm³/h

Station Doislau

- Nenndruck: PN70
- Max. Kapazität: 40.000 Nm³/h

Ökonomische Daten:

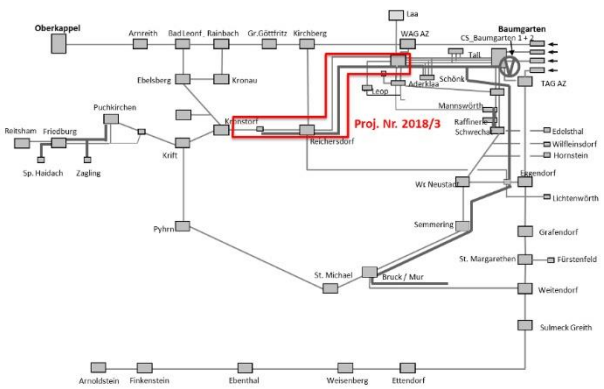
Investitionskosten: [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2018

Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe: Von A1 (LFP18, A1) auf A2 (LFP18, A2): Ökonomische Daten Von A2 (LFP18, A2) auf A3 (LFP19, A1): Projektstatus

Projektnummer:	2018/03		
Projektname:	**Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal 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:



Erneuerung der Stationseinbauten um die Schieberhäuser auf den Stand der Technik zu bringen und Abtrennung der Netz NÖ Leitung West 1:

- Schieberhaus Auersthal und Zaina

Erneuerung von 5 weiteren Schieberhäusern um die Stationseinbauten auf den Stand der Technik zu bringen.

Besonders zu beachten:

Öffentliches Interesse:

Technische Daten:
es erfolgt keine Redimensionierung

Ökonomische Daten:
Investitionskosten: [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2018

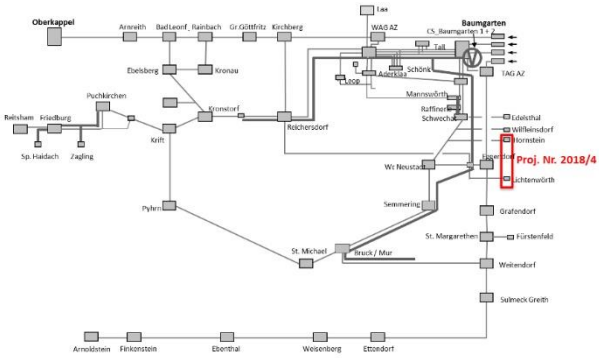
Ausbauschwelle:

Änderung zur letzten Ausgabe:
Von A1 (LFP18 A1) auf A2 (LFP19 A1): Projektstatus

Projektnummer:	2018/04		
Projektname:	**Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein**		
Ausgabe:	2	**Projektträger:**	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	**Projektstart:**	02/2019
Umsetzungsdauer:		**Geplante Fertigstellung:**	12/2021
Datum:	10.09.2019	**Tatsächliche Fertigstellung:**	unbekannt

Projektziel:
Adaptierung der Stationen um die Stationselemente auf den Stand der Technik zu bringen.

Projektbeschreibung:



Die technischen Stationselemente der beiden Netzübergabestationen Lichtenwörth und Hornstein haben ihre technische Lebensdauer erreicht. Beide Stationen sind vollständig neu zu überarbeiten und auf den Stand der Technik zu bringen.

Folgende Anlagenteile werden erneuert:

- Mengenmessgeräte inkl. Mengenumwerter
- Fernwirk-, Visualisierungs- und Automatisierungseinrichtungen
- Batterieraum
- Mengenregel- und Druckbegrenzungseinrichtungen

Besonders zu beachten:

Öffentliches Interesse:

Technische Daten:
es erfolgt keine Kapazitätserhöhung

Ökonomische Daten:
Investitionskosten: [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2018

Ausbauschwelle:

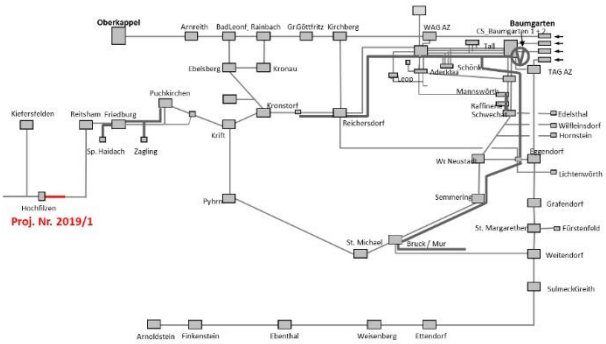
Änderung zur letzten Ausgabe:
Von A1 (LFP18 A1) auf A2 (LFP19 A1): Projektstatus, Projektstart

Projektnummer:	2019/01		
Projektname:	**Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG**		
Ausgabe:	4	**Projektträger:**	Salzburg Netz GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	**Projektstart:**	01/2020
Umsetzungsdauer:		**Geplante Fertigstellung:**	09/2023
Datum:	24.11.2020	**Tatsächliche Fertigstellung:**	unbekannt

Projektziel:

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.

Projektbeschreibung:



Um das Projektziel zu erreichen sind im Netzbereich der Salzburg Netz GmbH folgende Ausbaumaßnahmen zu realisieren:

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.

Maßnahme 2: Umbau von 12 HD-Gasdruckregelstationen auf MOP70

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.

Umsetzungsplan:

Detailplanung: 1.1.2020 bis 1.4.2021

Umsetzung: 1.4.2021 bis 30.9.2022

Besonders zu beachten:

Das Projekt ist im Einklang mit dem Projekt 2019/02 "Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS" zu errichten.

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.

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

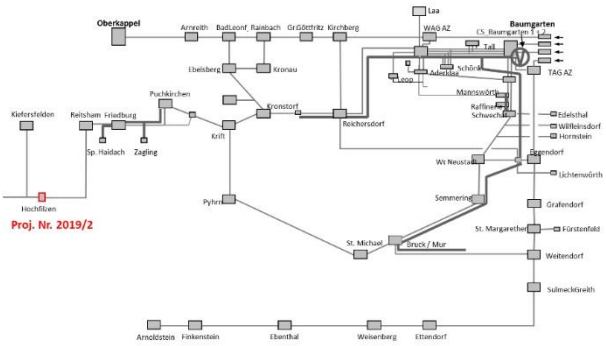
Verfügbarkeit der Infrastruktur zu erhöhen. Durch die Realisierung dieses Projektes kann eine derzeit nicht gegebene aber notwendige (n-1)-Versorgungssicherheit der Endkunden im Netz der Salzburg Netz GmbH für die Regionen Pinzgau, Pongau und Tennengau, insbesondere im Winter, hergestellt werden und 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 2020. [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

Projektnummer:	2019/02		
Projektname:	**Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS**		
Ausgabe:	3	**Projektträger:**	TIGAS-Erdgas Tirol GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	**Projektstart:**	01/2020
Umsetzungsdauer:		**Geplante Fertigstellung:**	09/2023
Datum:	01.10.2020	**Tatsächliche Fertigstellung:**	unbekannt

Projektziel:

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.

Projektbeschreibung:



Um das Projektziel zu erreichen sind im Netzbereich der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH folgende Ausbaumaßnahmen zu realisieren:

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.

Maßnahme 2: Errichtung der bidirektional betreibbaren Übergabestation in Hochfilzen (inkl. Gaschromatograph).

Maßnahme 3: Errichtung des Leitungssegments von der Übergabestation Hochfilzen bis zur Landesgrenze Salzburg/Tirol in DN300 / PN 70 bar.

Umsetzungsplan:

Detailplanung: 1.1.2020 bis 1.4.2021

Umsetzung: 1.4.2021 bis 30.9.2022

Besonders zu beachten:

Das Projekt ist im Einklang mit dem Projekt 2019/01 "Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG" zu errichten.

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.

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

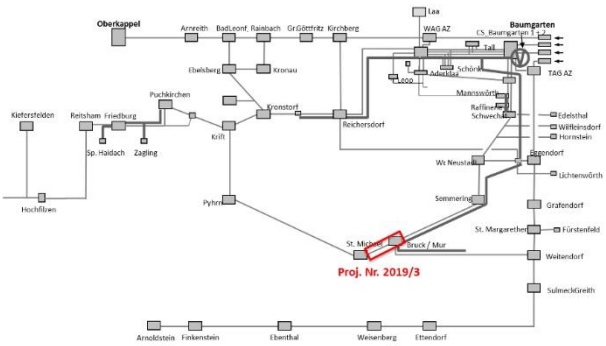
Verfügbarkeit der Infrastruktur zu erhöhen. Durch die Realisierung dieses Projektes kann eine derzeit nicht gegebene aber notwendige (n-1)-Versorgungssicherheit der Endkunden im Netz der Salzburg Netz GmbH für die Regionen Pinzgau, Pongau und Tennengau, insbesondere im Winter, hergestellt werden und 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: Reduzierstation PN 70 auf MOP 4barg und Ertüchtigungsmaßnahmen Maßnahme 2: bidirektional betreibbare Übergabestation, Messung, Regelung, Qmax 50.000 Nm^3/h (2.500 Bm^3/h), MOP 70barg, Maßnahme 3: Leitungslänge 0,5 km, Durchmesser: DN 300, MOP 70barg
Ökonomische Daten: Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber; Kostenbasis 2019 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

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:	01.10.2020	**Tatsächliche Fertigstellung:**	unbekannt

Projektziel:

Ersatz des Leitungssegments Bruck/Mur - Donawitz und Aufrechterhaltung der hydraulischen Funktionalität des Ebene 1 Netzes

Projektbeschreibung:



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.

Besonders zu beachten:

Öffentliches Interesse:

Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:

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

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 Niveu beibehalten werden.

Technische Daten:

Leitung Station A5 - Station 20

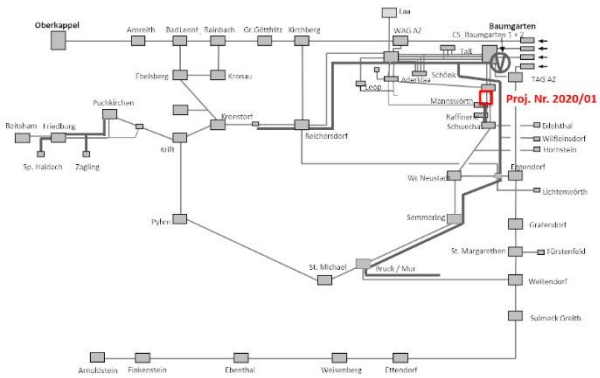
• Länge: 28,5 km • Durchmesser: DN300 • MOP: 70 barg Mess- und Regelstation Station 20: • Qmax: 50.000 Nm³/h, 2.500 Bm³/h • MOP: 70 barg • Paus: 16 barg
Ökonomische Daten: Investitionskosten: [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2019 Ausbauschwelle: Keine
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe: Von A1 (LFP19 A1) auf A2 (LFP20 A1): Projektstatus, Korrektur ökonomische Daten

Projektnummer:	2020/01		
Projektname:	**Errichtung einer Netzübergabestation im Bereich Wiener Ölhafen GCA – Wiener Netze**		
Ausgabe:	2	**Projektträger:**	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	genehmigt	**Projektstart:**	01/2020
Umsetzungsdauer:		**Geplante Fertigstellung:**	01/2021
Datum:	11.05.2021	**Tatsächliche Fertigstellung:**	unbekannt

Projektziel:

Das Ziel des Projektes ist die Errichtung einer zusätzlichen Netzübergabestation im Bereich Wiener Ölhafen, damit zusätzliche Kunden im Netzbereich der Wiener Netze an das Gasnetz angeschlossen werden können, die von dem Energieträger Heizöl auf Erdgas umsteigen wollen.

Projektbeschreibung:



Die G00-003 verläuft in unmittelbarer Nähe des Wiener Ölhafens.

Unmittelbar vor der Produktenbrücke wird eine Schieberstation mit beidseitiger Entnahme errichtet.

Weiters errichtet GCA eine Mess- und Regelstation.

Zwischen der Schieberstation und der Mess- und Regelstation wird eine Hochdruckleitung errichtet.

Die Eigentumsgrenze des neu zu errichtende Netzkopplungspunktes ist nach der Mess- und Regestation und vor der von Wiener Netze zu errichtenden Odoranlage.

Besonders zu beachten:

Öffentliches Interesse:

Technische Daten:

Schieberstation in G00-003 mit beidseitigem Abgang

Leitung:

Länge: 0,1 km

Durchmesser: DN100

Nenndruck: PN70

Mess- und Regelstation:

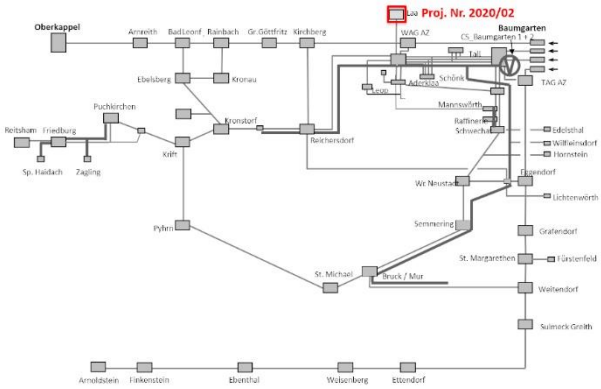
Qmax: 4.500 Nm³/h Nenndruck: PN70 Gasqualitätsmessung
Ökonomische Daten: Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2020 Ausbauschwelle: keine
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe:

Projektnummer:	2020/02		
Projektname:	**Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya West**		
Ausgabe:	2	**Projektträger:**	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	genehmigt	**Projektstart:**	10/2021
Umsetzungsdauer:		**Geplante Fertigstellung:**	12/2022
Datum:	11.05.2021	**Tatsächliche Fertigstellung:**	unbekannt

Projektziel:

Adaptierung der Station Laa/Thaya West um die Stationselemente auf den Stand der Technik zu bringen.

Projektbeschreibung:



Folgende Elemente werden in der Staition Laa/Thaya West erneuert:

- 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:

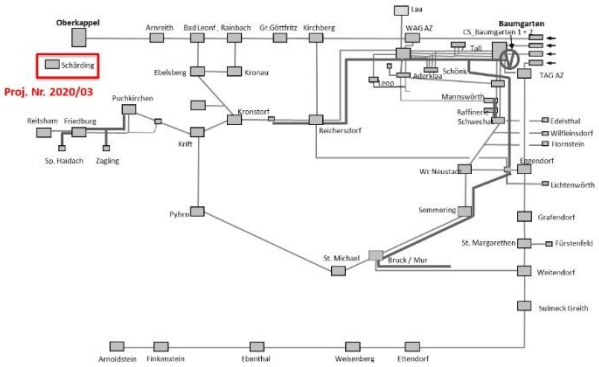
Änderung zur letzten Ausgabe:

Projektnummer:	2020/03		
Projektname:	**Übergabestation Schärding**		
Ausgabe:	1	**Projektträger:**	Netz Oberösterreich GmbH
Projektstatus:	neu	**Projektstart:**	05/2021
Umsetzungsdauer:	6 Monate	**Geplante Fertigstellung:**	12/2021
Datum:	11.06.2021	**Tatsächliche Fertigstellung:**	unbekannt

Projektziel:

Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit durch Ertüchtigung der Übergabestation Schärding

Projektbeschreibung:



Aufgrund von Kapazitätsengpässen muss in der vorgelagerten Station der Energienetze Bayern der Übergabedruck von aktuell 3,5 barg auf 8 barg erhöht werden. Um die Versorgungssicherheit aufrecht zur erhalten, muss auf österreichischer Seite die Übergabestation Schärding dementsprechend auf den zukünftigen Übergabedruck ertüchtigt werden.

Besonders zu beachten:

Öffentliches Interesse:

Technische Daten:

Errichtung von 2 zusätzlichen Regelstrecken (MOP 16 auf 4 bar) und Adaptierung von 2 bestehenden Regelstrecken (MOP 16 auf 1 bar) im bestehenden Stationsgebäude.

Gesamtleistung der Druckregelanlage 5000 Nm3/h

Ermöglichung eines Übergabedruckes (OP) von 8 barg.

Ökonomische Daten:

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

Ausbauschwelle: keine

Ausbauschwelle:

Änderung zur letzten Ausgabe:

Anhang 2

Stellungnahme der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH:

Sehr geehrte Damen und Herren,

zu der im Betreff genannten Angelegenheit nimmt die TIGAS-Erdgas Tirol GmbH (TIGAS) fristgerecht Stellung wie folgt:

Zu Pkt. 1.2 Kapazitätsbeschaffung für die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol

TIGAS erachtet eine Verlagerung der nicht gebuchten Jahreskapazitäten durch die deutschen TSO's bzw. BNetzA als diskriminierend gegenüber den Tiroler, Vorarlberger und in weiterer Folge Südtiroler Gasnetzkunden. Die derzeit eingeschränkte und damit unrechtmäßige Möglichkeit, zusätzliche fixe Kapazitäten (firm capacity) ausschließlich mittels einer Buchung von Jahresbändern zu sichern, entspricht nicht den europäischen Regeln und muss zumindest auf gleicher Basis wie alle bisher via PRISMA auktionierten Kapazitäten, nämlich um eine Buchung von Quartals-, Monats- und Tagesprodukten (Strukturierte Buchung) erweitert werden. Die Absicherung von Kapazitäten ausschließlich via einer Buchung eines Jahresbandes führt in weiterer Folge zu unverhältnismäßig hohen Kosten zu Lasten nachgelagerter europäischer Gasnetzkunden.

Zu Pkt. 3.3.2.2 Kapazitätsbeschaffung für die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol

Unter Bezugnahme der unter Punkt 1.2 angeführten Stellungnahme, unterstützt TIGAS zum Schutz der Vorarlberger, Tiroler und in weiterer Folge Südtiroler Netzkunden die unter Pkt. 3.3.2.2 angeführte Vorgehens- und Sichtweise von AGGM vollinhaltlich. TIGAS stellt in diesem Zusammenhang eine inakzeptable Diskriminierung von Tiroler, Vorarlberger und in weiterer Folge Südtiroler Gasnetzkunden fest. Die bereits zu Punkt 1.2 beschriebene Vorgehensweise der deutschen TSO's bzw. der BNetzA würde zudem aus Sicht der TIGAS einer rechtlichen Prüfung nicht standhalten.

Zu Pkt. 3.3.1.4 Absatzszenarien der LFP 2020, maximal mögliche Stundenleistung

Wie bereits der AGGM (Herrn Ing. Breitenfelder) telefonisch mitgeteilt, handelt es sich unserer Einschätzung nach bei den betreffend Neuanmeldungen und Abmeldungen angegebenen Zahlen um derzeit nicht nachvollziehbare Werte. Meldungen, welche via Online-Portal NEMESYS zwischen Netzbetreiber und AGGM ausgetauscht werden, werden nun in weiterer Folge überprüft und zeitnah mit AGGM abgestimmt. TIGAS nimmt diesbezüglich Kontakt mit AGGM auf. Als raschen und pragmatischen Lösungsansatz schlagen wir vor, folgende Textpassage zu löschen:

„Im Gasjahr 2020 haben jedoch die Abmeldungen die Neuanmeldungen übertroffen, wodurch im Gasjahr 2020 mit einer geringfügig geringeren maximalen möglichen Stundenleistung von ca. 133.100 Nm³/h gerechnet werden muss."

Im oben angeführten Zusammenhang sieht die TIGAS betreffend Diagramm 3 „maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol" noch Aufklärungsbedarf.

Freundliche Grüße

i.A. Johann Haun