

V LFP G 01/20/2

AGGM Austrian Gas Grid Management AG

Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien
ÖSTERREICH

B E S C H E I D

In dem aufgrund des Antrags der Austrian Gas Grid Management AG (in Folge: AGGM) vom 4. Dezember 2020 in der Fassung des Antrags vom 2. Februar 2021 auf Genehmigung der Langfristigen Planung 2020 für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2021 bis 2030 (in Folge: Langfristige Planung 2020) geführten Verfahren ergeht gemäß § 22 und § 145 Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011, idF des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 108/2017, iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010, idF des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 108/2017, folgender

Spruch

1. Die Langfristigen Planung 2020 der AGGM wird genehmigt. Die Genehmigung umfasst folgende
 - a. neu eingereichte Projekte
2020/01 und
2020/02
 - b. geänderte Projekte
2016/01,

2017/01,
2018/01,
2019/01 und
2019/02.

2. Die Langfristige Planung 2020, Ausgabe 3 vom 2. Februar 2021, bildet als Beilage ./1 einen Bestandteil dieses Bescheides.

Begründung

1. Verfahrensgang

Mit Antrag vom 4. Dezember 2020 beehrte die AGGM (in Folge: die Antragstellerin) die Genehmigung der Langfristigen Planung 2020 gemäß § 22 Abs. 6 GWG 2011. Gemeinsam mit dem Antrag reichte die Antragstellerin die zu genehmigende Langfristige Planung 2020 ein.

Diese enthält die zwei neuen Projekte

- 2020/01 Netzübergabestation GCA – Wiener Netze im Bereich Wiener Ölhafenwelche und
- 2020/02 Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya West.

Abänderungsanträge wurden zu fünf genehmigten Projekten eingereicht:

- 2016/01 Ersatzinvestition Leitung G00 006,
- 2017/01 Auersthal – Errichtung eines zentralen Ausblasesystems,
- 2018/01 Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergelände),
- 2019/01 Leitungsverbindung Salzburg – Tirol; Teil SNG und
- 2019/02 Leitungsverbindung Salzburg – Tirol; Teil TIGAS.

Die folgenden fünf bereits genehmigten Projekte werden unverändert weitergeführt:

- 2016/03 Ersatzinvestition der Leitung G00 011
- 2018/02 Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau
- 2018/03 Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt
- 2018/04 Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein
- 2019/03 Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz

Nach Prüfung der eingereichten Unterlagen konsultierte E-Control die Langfristige Planung 2020 der Antragstellerin aufgrund des engen Zusammenhangs mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan, für den gemäß § 64 Abs. 2 GWG 2011 eine Konsultation verbindlich

vorgeschrieben ist, mit den Marktteilnehmern. Zu diesem Zweck wurde der Netzentwicklungsplan auf der Webseite der E-Control vom 14. Dezember 2020 bis zum 8. Jänner 2021 zur Verfügung gestellt.

Im Rahmen dieser Konsultation gab die Landwirtschaftskammer Österreich (LKÖ) eine Stellungnahme ab, in welcher diese eine Verlängerung des Konsultationszeitraums auf sechs Wochen fordert und anregt, die Entschädigungssysteme zu überarbeiten. Weiters hält die LKÖ fest, dass allfällige Investitionen in das Gasnetz nur mehr auf notwendige Ersatzinvestitionen beschränkt erfolgen sollen. Der Infrastrukturstandard auf Basis der EU-Verordnung 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährung der sicheren Gasversorgung im Marktgebiet Ost betrage 140%. Die Begründung der Ausbaupläne durch eine allfällige Weiternutzung der bestehenden Infrastruktur zur Kapazitätsschaffung für „grünes Gas“ bzw. Biomethan werde kritisch hinterfragt, nachdem sich aus der Langfristigen Planung 2020 selbst ergebe, dass langfristige Buchungen als Voraussetzung für die Begründung und Errichtung der Infrastruktur fehlen. Ein weiterer Ausbau des Gasinfrastrukturnetzes sei daher nur notwendig, wenn dieser der Integration von erneuerbarem, grünem Gas diene.

Mit Schreiben vom 12. Jänner 2021 forderte die Regulierungsbehörde die Antragstellerin gemäß § 22 Abs. 7 GWG 2011 auf, eine Abänderung und Ergänzung der eingereichten Fassung der Langfristigen Planung 2020 vorzunehmen. Im Wesentlichen wies die Regulierungsbehörde darauf hin, dass die Antragstellerin in der Langfristigen Planung 2020 erstmals von der Demontage einer Erdgaskompressorstation in Reichersdorf berichtete, welche bereits erfolgt war, ohne dass ein diesbezügliches Projekt eingereicht wurde. Die Antragstellerin wurde aufgefordert, in einem solchen Fall künftig ein Projekt vorab zur Genehmigung einzureichen. Weiters wies die Regulierungsbehörde die Antragstellerin darauf hin, dass hinsichtlich neuer Projekte, deren Fertigstellung sich zeitlich vor der Genehmigung der jüngsten langfristigen Planung abzeichnet, künftig eine Änderung der vorherigen langfristigen Planung gemäß § 22 Abs. 7 zweiter Satz GWG 2011 zu beantragen ist. Darüber hinaus ersuchte die Behörde, Ausführungen zu einer „Biomethan Karte“, welche noch in keinem konkreten Bezug zu einem Projekt auf der Netzebene 1 steht, aus der Langfristigen Planung 2020 zu entfernen.

Am 2. Februar 2021 legte die Antragstellerin die überarbeitete Version der Langfristigen Planung 2020 vor.

2. Sachverhalt und Beweiswürdigung

2.1 *Allgemeines*

Die Antragstellerin ist Verteilergbietsmanager.

Am 4. Dezember 2020 beantragte sie die Genehmigung der Langfristigen Planung 2020. Über Aufforderung der Behörde beantragte die Antragstellerin eine abgeänderte Version der Langfristigen Planung 2020 (Ausgabe 3 vom 2. Februar 2021) zu genehmigen.

2.2. *Investitionsprojekte in der Langfristigen Planung 2020*

Die Langfristige Planung 2020 enthält zwölf in Anhang 1 der Beilage ./1 näher beschriebene Projekte, wovon zehn (2016/01, 2016/03, 2017/01, 2018/01, 2018/02, 2018/03, 2018/04, 2019/01, 2019/02 und 2019/03) bereits mit der Langfristigen Planung 2016 (Bescheid vom 23. September 2016, V LFP G 01/16), der Langfristigen Planung 2017 (Bescheid vom 20. Dezember 2017, V LFP G 01/17), der Langfristigen Planung 2018 (Bescheid vom 20. Dezember 2018, V LFP G 01/18) und der Langfristigen Planung 2019 (Bescheid vom 19. Dezember 2019, V LFP G 01/19) erstmals genehmigt und zwei (2020/01 und 2020/02) neu eingereicht wurden.

Die Antragstellerin führte für jedes Projekt in der Langfristigen Planung 2020 den Auslöser und die technische Notwendigkeit an und beschrieb die Projekte näher (Beilage ./1).

2.2.1. *Neu eingereichte Projekte*

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

Im Bereich des Wiener Ölhafens 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. Die Fertigstellung ist mit 01/2021 geplant.

- **Projekt 2020/02** Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya West

Ziel des Projekts ist die Adaptierung der Station Laa/Thaya West, um die Stationselemente auf den Stand der Technik zu bringen. Konkret werden die Messung GCA – Netz Niederösterreich und GasNet s.r.o. – Netz Niederösterreich aufgrund veralteter Messgeräte und Mengenumwerter auf eine permanente Serienschaltung (Verrohrung) umgebaut, die Stationssteuerung aufgrund veralteter Technik und nicht verfügbarer Ersatzteile erneuert, sowie die Elektrotechnik angepasst und erneuert. Eine Redimensionierung des Anlagengröße erfolgt dabei nicht.

2.2.2. Weiter geführte, abgeänderte Projekte

- **Projekt 2016/01** Ersatzinvestition Leitung G00 006

Um Endkunden auch zukünftig versorgen zu können, wurde das Projekt notwendig. Die Projektbeschreibung im Vergleich zur Langfristigen Planung 2019, mit welcher das Projekt zuletzt in abgeänderter Form genehmigt wurde, wurde dahingehend geändert, dass eine Leitung von der Übergabestation Aderklaa bis zum Übergabepunkt Deutsch Wagram zu errichten ist, wobei die bestehenden Anschlusspunkte in der bestehenden Dimensionierung wieder hergestellt werden. Dies entspricht dem ursprünglichen Konzept aus der Langfristigen Planung 2016, mit welcher das Projekt erstmals genehmigt wurde. Mit der Umsetzung wird im Frühjahr 2021 begonnen. Die Fertigstellung ist für 10/2021 geplant.

- **Projekt 2017/01** Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems

Das Projekt ist eine Ersatzinvestition, die für einen sicheren Betrieb des Leitungsnetzes erforderlich ist. Der Fertigstellungszeitraum musste von Dezember 2019 auf Dezember 2020 verschoben werden.

- **Projekt 2018/01** Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergbiet)

Durch den Zwischenfall in Baumgarten am 12. Dezember 2017 wurden Teile der Anlage beschädigt oder zerstört. Die Wiederherstellung des Knoten Baumgarten ist in Umsetzung und die Detailplanung wurde bereits abgeschlossen. Die Projektbeschreibung wurde im Vergleich zur Langfristigen Planung 2019, mit welcher das Projekt zuletzt in abgeänderter Form genehmigt wurde, im Hinblick auf den Leistungsumfang dahingehend geringfügig geändert, dass das Teilprojekt Heizhaus einem anderen Projekt zugeordnet wurde.

- **Projekt 2019/01** Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil SNG

Das Projekte hat (im Einklang mit 2019/02) das Ziel, eine redundante Versorgung für die Endkunden im Pongau, Pinzgau und Tennengau zu erlangen und eine möglichst hohe

Versorgungssicherheit für Tirol sicherzustellen. Der Fertigstellungszeitpunkt des Projekts verschiebt sich aufgrund der Restriktionen im Frühjahr 2020 von September 2022 auf Dezember 2023.

- **Projekt 2019/02** Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil TIGAS

Das Projekte hat (im Einklang mit 2019/02) das Ziel eine redundante Versorgung für die Endkunden im Pongau, Pinzgau und Tennengau zu erlangen und eine möglichst hohe Versorgungssicherheit für Tirol sicherzustellen. Der Fertigstellungszeitpunkt des Projekts verschiebt sich aufgrund der Restriktionen im Frühjahr 2020 von September 2022 auf Dezember 2023.

2.2.3. Monitoring der bereits genehmigten Projekte

Die Projekte **2016/03** Ersatzinvestition der Leitung G00 011 (geplante Fertigstellung 12/2020), **2018/02** Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau (geplante Fertigstellung 12/2020), **2018/03** Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auerthal bis Neumarkt (geplante Fertigstellung 12/2025), **2018/04** Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein (geplante Fertigstellung 12/2021) und **2019/03** Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur – Donawitz (geplante Fertigstellung 12/2025) werden unverändert weitergeführt und sind im Zeitplan.

2.3. Zur grundsätzlichen Planung der Verteilerleitungsanlagen auf Netzebene 1

Zur Planung, wo und wieviel Gas von Endkunden verbraucht wird, wird in der Langfristigen Planung 2020 für die gesamte Planungsperiode von 2021 bis 2030 ein Absatzmodell für alle drei Marktgebiete erstellt.

Die Absatzprognose für die maximal mögliche Stundenleistung wird in der Langfristigen Planung 2020 in unterschiedlichen Szenarien getrennt.

Der Absatzprognose werden drei Szenarien - das „Baseline Szenario“, das „Maximal Szenario“ und das „Minimal Szenario“ – zugrunde gelegt, wobei zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung („Stagnation auf dem Status Quo 6/2019“ oder „Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe“) und zwei unterschiedliche Entwicklungen des Gasverbrauchs der sonstigen Endkunden („Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“ oder „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5 % pa“) miteinander kombiniert werden.

Das Baseline Szenario ergibt sich aus einer Kombination der Parameter Gaskraftwerksentwicklung „Stagnation auf Status Quo 6/2019“ und hinsichtlich der Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“. Dem Baseline Szenario zufolge wird die maximale Stundenleistung und der Jahresabsatz in etwa gleichbleiben.

Da Gaskraftwerke das höchste Absatzsteigerungspotential besitzen, ist dies im Maximalszenario abgebildet, in dem alle von den Netzbetreibern im Rahmen der Absatzerhebung bekanntgegebenen zusätzlichen Kraftwerksleistungen berücksichtigt werden. Dabei wurde jedoch nur ein zusätzliches Gaskraftwerk in die Betrachtung einbezogen. In Summe gehen die Netzbetreiber von einer nahezu stagnierenden maximal möglichen Stundenleistung in den nächsten zehn Jahren aus.

Das Minimal Szenario bildet das nationale Maximalziel bei der Umsetzung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz ab und unterstellt eine jährliche Verringerung des Absatzes um 1,5%. Dies hat eine Senkung der maximal benötigten Stundenleistung und des Jahresabsatzes um ca. 1% pro Jahr zur Folge.

Für das Marktgebiet Ost erweist sich das Baseline Szenario als das wahrscheinlichste Absatzszenario. Für die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol besteht grundsätzlich keine gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung einer Langfristigen Planung, da auf Netzebene 1 keine Leitungsanlagen vorhanden sind. Dennoch wurde in der Langfristigen Planung für die beiden Marktgebiete das Baseline Szenario abgebildet, um den dortigen Kapazitätsbedarf zu prognostizieren. In beiden Marktgebieten ist von einer leichten, kontinuierlichen Steigerungsrate auszugehen.

Die Absatzprognose der Antragstellerin basiert auf den tatsächlich gemessenen Absätzen aus der Vergangenheit und auf den von den Verteilernetzbetreibern erstellten Prognosen für die Verbrauchsänderungen und berücksichtigt auch geplante Kraftwerksabsätze.

Im zukünftigen Planungsprozess für die Gasinfrastruktur wird zunehmend die regionale Einspeisung von erneuerbaren Gasen, wie beispielsweise Biomethan aus der Biogasproduktion, grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen und erneuerbares Methan aus der Methanisierung von grünem Wasserstoff und Kohlendioxid, mitberücksichtigt werden. Gegenständlich für die Genehmigung der LFP 2020 sind gemäß § 22 GWG 2011 jedoch nur jene Teile hiervon, die sich auf Projekte für die Netzebene 1 beziehen.

2.4. Zur Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) 2017/1938 im Marktgebiet

Die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß SoS-VO ist auf Basis der von der Antragstellerin durchgeführten, nachvollziehbaren Berechnungen auch in Zukunft gewährleistet. Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 140 %. Daher ist die Versorgungssicherheit weiterhin auf einem hohen Niveau sichergestellt, allfällige weitere Investitionen in die Versorgungssicherheit können jedoch gerechtfertigt werden.

Die für das Jahr 2021 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von biogenen Gasen und Netzbenutzern an Grenzübergabepunkten können eingehalten und alle an das Netz angeschlossenen Endkunden jederzeit versorgt werden.

Nach Fertigstellung des Projektes 2020/01 können auch die zusätzlichen Kapazitätsbedarfe von Endkunden, die einen Kapazitätserweiterungsantrag übermittelt haben (Punkt 2.2.2.).

2.5. Zur Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß §§ 63 ff GWG 2011

Die LFP basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Verteilernetzes bezogen werden, sowie auf Informationen, die von den Verteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern sowie von den Versorgern zur Verfügung gestellt wurden. Weiters wurden die Speicherunternehmen sowie die inländischen Erdgasproduzenten über ihre Ausbaupläne befragt und der von der European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) ausgearbeitete europäische Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020 als Referenz herangezogen. Der aktuelle deutsche Netzentwicklungsplan Gas wurde ebenfalls als für die österreichische Gasleitungsinfrastruktur relevantes Dokument bei der Analyse berücksichtigt. Ebenso wurde eine Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan des Strom-Übertragungsnetzbetreibers Austrian Power Grid AG durchgeführt.

Mit dem Marktgebietsmanager wurde die Langfristige Planung 2020 mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan abgestimmt. Aus den neuen Projekten im KNEP ergeben sich keine Bedarfe für zusätzliche Kapazität ins Verteilergebiet, von der Erfüllung bestehender Kapazitätsverträge für das Verteilergebiet wird ausgegangen.

3. Rechtliche Beurteilung

Die Verpflichtung des Verteilergebietsmanagers, jedes Jahr einen Netzentwicklungsplan zu erstellen und zur Genehmigung bei der Regulierungsbehörde einzureichen, ergibt sich aus §§ 18 Abs. 1 Z 11 iVm 22 Abs. 2 und 6 erster Satz GWG 2011.

Ziel der langfristigen Planung ist gemäß § 22 Abs. 1 GWG 2011, die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 zum 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.

Darüber hinaus ist die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß §§ 63 ff GWG 2011 herzustellen und auf die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 im Marktgebiet zu achten. In diesem Zusammenhang ist insb. auf den neu gefassten Art. 5 der SoS-VO hinzuweisen, der nunmehr vorsieht, dass bei der Ermittlung des Infrastrukturstandards nicht nur technische Parameter, sondern auch Nutzungsraten bestehender Infrastruktur zu berücksichtigen sind. Insgesamt soll die Langfristige Planung die Transparenz in Bezug auf geplante und bereits beschlossene Netzerweiterungen und Netzertüchtigungen, inklusive des Zeitplanes der Investitionsprojekte, für den Markt erhöhen.

Gemäß § 22 Abs. 6 zweiter Satz GWG 2011 genehmigt die Regulierungsbehörde die langfristige Planung, wenn die darin dargestellten Maßnahmen geeignet erscheinen, die in Abs. 1 genannten Ziele zu unterstützen und nicht zu gefährden und die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan gegeben ist.

Wie sich aus den Feststellungen ergibt, hat Antragstellerin im Rahmen ihrer gesetzlichen Möglichkeiten und auf Grundlage der ihr zur Verfügung stehenden Daten ein geeignetes Instrument zur Planung des Verteilergebiets des Marktgebiets Ost sowie – wenngleich dies gesetzlich nicht vorgeschrieben ist – für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg hinsichtlich der Ziele des § 22 Abs. 1 GWG 2011, insb. hinsichtlich der Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, der Erzielung eines hohen Maßes an Versorgungssicherheit der Infrastruktur sowie der Deckung der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen zur Genehmigung eingereicht.

Die in den Feststellungen, sowie in Beilage ./1 näher dargelegten, neu eingereichten Projekte sind für die Behörde nachvollziehbar und zur Umsetzung geeignet. Im Hinblick auf die fünf weiter geführten, abgeänderten Projekte, erweisen sich die geänderten Parameter jeweils als nachvollziehbar, wodurch deren weitere Genehmigung gerechtfertigt ist.

Da der Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) 2017/1938 im Marktgebiet, wie festgestellt, erfüllt ist und der Planung ein nachvollziehbares Absatzmodell zugrunde liegt, erscheinen sämtliche von der Antragstellerin in der Langfristigen Planung 2020 beschriebenen

Projekte somit geeignet, die in § 22 Abs. 1 GWG 2011 genannten Ziele zu unterstützen und nicht zu gefährden, wodurch dieser Aspekt der Genehmigungsvoraussetzungen erfüllt ist.

Insoweit § 22 Abs. 6 zweiter Satz GWG 2011 überdies die die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan fordert, ergibt sich aus den Feststellungen, dass die Langfristige Planung 2020 auf den TYNDP 2020 der ENTSOG Bezug genommen und die darin aufgelisteten Projekte, die direkten Einfluss auf das Verteilergelände haben, entsprechend berücksichtigt hat. Ebenso wurde festgestellt, dass die Langfristige Planung auf den Entwurf des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2020 Bezug nimmt und die Auswirkungen der darin enthaltenen Projekte auf das Verteilernetz mit einbezieht. Somit ist auch das Vorliegen dieser Genehmigungsvoraussetzung zu bejahen.

Neben den Voraussetzungen des § 22 Abs. 6 zweiter Satz GWG 2011 hat die Regulierungsbehörde bei der Beurteilung der Langfristigen Planung auch auf § 22 Abs. 3 GWG 2011 Bedacht zu nehmen. Nach dieser Bestimmung sind bei der Erstellung der Langfristigen Planung die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs, des Speicherbedarfs und des grenzüberschreitenden Gasaustauschs unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale und gemeinschaftsweite Netze, dem koordinierten Netzentwicklungsplan sowie der Investitionspläne für Speicheranlagen sowie die derzeitige Situation und Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage zu berücksichtigen.

Die (teilweise integriert) festgestellten Ausführungen der Antragstellerin in Beilage ./1 zu den Auslösern und der technischen Notwendigkeit der einzelnen Projekte begründen hinreichend die technischen Zweckmäßigkeiten gemäß § 22 Abs. 3 Z 1 GWG 2011. Dass die Antragstellerin der Langfristigen Planung 2020 angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs, des Speicherbedarfs und des grenzüberschreitenden Gasaustauschs unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale und gemeinschaftsweite Netze, dem koordinierten Netzentwicklungsplan sowie der Investitionspläne für Speicheranlagen sowie die derzeitige Situation und Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage, zugrunde legte, ergibt sich aus den Feststellungen zur Absatzprognose (Punkt 2.3.). Die entsprechenden Voraussetzungen wurden somit auch in diesem Punkt eingehalten.

Argumente, die einer Genehmigung des Langfristigen Planung 2020 entgegenstünden, zeigt die eingelangte Stellungnahme der LKÖ nicht auf, weil diese lediglich pauschal gehalten waren und keine Änderung oder Ergänzung konkreter Projekte der Langfristigen Planung 2020 betreffen.

Gemäß § 22 Abs. 9 GWG 2011 sind die mit der Umsetzung von in der Langfristigen Planung vorgesehenen Maßnahmen verbundenen anteiligen, tatsächlichen Kosten bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte gemäß §§ 69 ff GWG 2011 anzuerkennen. Auch für diese Investitionen gelten die in § 79 GWG 2011 genannten Grundsätze der Kostenwahrheit sowie Angemessenheit dem Grunde und der Höhe nach. Eine abschließende Angemessenheitsprüfung der Höhe nach ist allerdings erst möglich, wenn bereits Kosten angefallen sind und entsprechende Unterlagen (wie z.B. die Ausschreibungsunterlagen und die Angebote) vorliegen. Daher beschränkt sich die im gegenständlichen Verfahren ex ante erteilte Genehmigung auf die Angemessenheit der Kosten dem Grunde nach. Eine abschließende Beurteilung wird die Behörde nach erfolgter Investition im Zuge der Kostenermittlung nach § 69 GWG 2011 vornehmen.

Es war daher spruchgemäß zu entscheiden.

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 7 VwGVG das Rechtsmittel der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen vier Wochen nach erfolgter Zustellung dieses Bescheides bei der E-Control einzubringen und hat die Bezeichnung des angefochtenen Bescheides, die belangte Behörde und die Gründe, auf die sich die behauptete Rechtswidrigkeit stützt, sowie das Begehren zu enthalten.

Im Falle einer Beschwerde wird ersucht, die Eingabengebühr von EUR 30,- gemäß § 14 TP 6 Abs. 5 Z 1 lit. b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl. Nr. 267/1957 idgF, iVm § 2 BuLVwG-EGebV, BGBl. II Nr. 387/2014 idgF, unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gemäß § 1 Abs. 3 BuLVwG-EGebV zu entrichten.

IV. Gebühren

Es wird höflich ersucht, die Eingabengebühr von EUR 14,30 gemäß § 14 TP 6 Abs 1 Gebührengesetz 1957 und die Beilagengebühr von EUR 21,80 gemäß § 14 TP 5 Abs 1 Gebührengesetz, insgesamt sohin **EUR 36,10**, auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), Subbezeichnung: Gebührenkonto, ERSTE BANK, BIC: GIBAATWWXXX, IBAN: AT57 2011 1403 1846 4201, zu überweisen.

Energie-Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Wien, am 18.02.2021

Der Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch
Mitglied des Vorstands

elektronisch gefertigt

DI Andreas Eigenbauer
Mitglied des Vorstands

elektronisch gefertigt

Beilagen: ./1 Langfristige Planung 2020 für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich
für den Zeitraum 2021-2030, Ausgabe 3 in der Fassung vom 2. Februar 2021

Anlagen:

2021-02-15-D-000193 - LFP 2020 Version 3.pdf



	Unterzeichner	E-Control
	Datum/Zeit-UTC	2021-02-18T11:01:22Z
	Prüfinformation	Informationen zur Prüfung der elektronischen Signatur und des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.e-control.at/de/econtrol/links/amtssignatur
Hinweis	Dieses Dokument wurde amtssigniert.	