

V LFP G 03/24 Langfristige und integrierte Planung 2025-2040

(unverbindliche öffentliche Fassung)

Genehmigung der Langfristigen und integrierten Planung 2024

B E S C H E I D

In dem auf Antrag der Austrian Gas Grid Management AG (in Folge: AGGM) vom 18. Februar 2025, in der Fassung des Antrags vom 23. Juni 2025, auf Genehmigung der langfristigen und integrierten Planung 2024 für die Gas Verteilernetzinfrastruktur für den Zeitraum 2025-2040 (in Folge: LFiP 2024) geführten Verfahren ergeht gemäß § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 7/2022, iVm § 22 Abs. 6 und § 145 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011 idF BGBl. I Nr. 74/2024, nachstehender

I. Spruch

1. Die LFiP 2024 wird genehmigt. Die Genehmigung umfasst folgende

a. neu eingereichte Projekte

2024/01 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 1a

2024/02 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 2

2024/03 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 3a

2024/04 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 3b

2024/05 H2 Einspeisung Puchkirchen

2024/06 Ersatzinvestition: Umlegungen HDL 038

2024/07 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 1b

2024/10 Ersatzinvestition: Reverseflow Station A7

2024/11 Ersatzinvestition: Erneuerung Schieberstation G7

2024/13 Ersatzinvestition: Reichersdorf, Traismauer, Kronstorf

2024/14 Ersatzinvestition: AZ Eggendorf
2024/15 Ersatzinvestition: ÜSt Mannswörth
2024/16 Ersatzinvestition: NISG ÜMS Gänserndorf, ÜSt Mannswörth
2024/17 Ersatzinvestition: AZ Sulmeck-Greith
2024/18 Ersatzinvestition: G00-023 Erneuerung Isolierkupplungen
2024/19 ÜSt Ladendorf Erweiterung Messstrecke
2024/20 Ersatzinvestition: ÜST Auersthal West 2 Erneuerung Regelventile
2024/21 Ersatzinvestition: ÜMS Tallesbrunn Erneuerung USZ
2024/22 Ersatzinvestition: Düker Frauenbach
2024/23 ÜSt Schwechat Errichtung Löschwasser
2024/24 Ersatzinvestition: Umlegung ARU

b. geänderte Projekte

2018/03 Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt
2019/01 Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG
2019/02 Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS
2021/04 Auersthal - Umsetzung Emergency Shut Down (ESD)
2021/05 Automatisierung Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth
2021/10 Ersatzinvestition: G00-020 Teilerneuerung Rohrisolierung
2021/12 Ersatzinvestition: Aderklaa - Erneuerung Stationssteuerung und E-Anlage
2021/13 Ersatzinvestition: Laa/Thaya - Erneuerung Stationssteuerung
2021/19 Brennwertermittlung Energienetze Steiermark
2021/20 Automatisierung Anbindung Graz
2021/21 Erweiterte Automatisierung Stationen Südschiene
2021/23 Biomethaneinspeisung G00-101
2022/01 Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 1 (Netz Burgenland)
2022/02 Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 2 (Netz NÖ)
2022/04 Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 4 (Wiener Netze)
2022/07 Ersatzinvestition GHR-Lend - Erneuerung Armaturengruppe
2022/08 ÜST Leopoldau REVAMP
2022/10 ÜST Auersthal - Automatisierung West 2 Anbindung
2022/14 ÜST Leopoldau Cerberus Phase 3
2022/16 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Messeinrichtungen (2 Stationen)
2022/23 Ersatzinvestition Loop G1-SS15

c. zurückgezogene Projekte

2021/02 Auersthal - Kollektoranbindung G00-040
2021/06 Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung zur Raffinerie
2022/03 Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 3 (GCA)

d. weitergeführte Projekte ohne Abänderungen

2019/03 Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur – Donawitz
2021/03 Auersthal - Errichtung lokaler Korrosionsschutz
2021/09 Ersatzinvestition: G00-003 Teilerneuerung Produktenbrücke-Damm
2022/05 Ersatzinvestition: Süd 1 Natschbach – Semmering
2022/06 Ersatzinvestition: A1 Steinhaus und A5 Oberaich Erneuerung MU und USZ
2022/09 Ersatzinvestition: ÜST Schwechat E-Verteiler
2022/24 Adaption Station Steinhaus am Semmering (A1)
2022/25 Adaption Knoten Wiener Neustadt

e. fertiggestellte Projekte

2021/07 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Filterseparatoren und Kondensattanks
2021/16 Brennwertermittlung Netz NÖ
2021/17 Ersatzinvestition: Schieberhaus Fladnitzbach
2021/18 Molchanschlussstelle Jennersdorf
2021/22 Ersatzinvestition: Erneuerung Station G8
2022/11 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung NÖ (4 Stationen)
2022/12 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung Stmk (3 Stationen)
2022/13 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung Ktn (4 Stationen)
2022/15 Ersatzinvestition: TAG AZ Weitendorf Erneuerung Kondensatbehälter und Feinfilter
2022/17 Ersatzinvestition: Erneuerung/Adaptierung PGC
2022/18 Ersatzinvestition: G00-003 Erneuerung Teilbereich Raffinerie Geländezaun
2022/19 Automatisierung Reverseflow Station Schwechat
2022/20 Erweiterung Schieberstation Frankenmarkt
2022/21 Ersatzinvestition: Erhalt Ostleitung Sektion 1

2. Die Genehmigung wird unter der Auflage erteilt, dass für das Projekt 2024/05 der Kapazitätserweiterungsvertrag/die Kapazitätserweiterungsverträge, der/die die im Projektblatt definierte Ausbauschwelle enthält/enthalten, binnen zwei Wochen nach Abschluss vorzulegen ist/sind.
3. Die LFiP 2024, in der Ausgabe 4 vom 18. Juni 2025, bildet als Beilage ./1 einen Bestandteil dieses Bescheides.

1. Verfahrensablauf

- (1) Am 5. November 2024 präsentierte die Antragstellerin (in der Folge: AGGM) im Rahmen des „Austrian Gas Infrastructure Day (AGID)“ die Konsultationsfassung der LFiP 2024 (Ausgabe 1 vom 28. Oktober 2024) sowie jene des Koordinierten Netzentwicklungsplans gemäß § 63 GWG 2011 (KNEP) 2024 öffentlich. Die LFiP 2024 wurde im Zeitraum vom 28. Oktober 2024 bis 29. November 2024 von der AGGM öffentlich konsultiert. Die AGGM erhielt 15 Stellungnahmen.
- (2) Die AGGM stellte mit Schreiben vom 18. Februar 2025, eingelangt am selben Tag, den Antrag, die dem Antrag beigelegte LFiP 2024 für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2025 bis 2040, in der Ausgabe 2 vom 18. Februar 2025, zu genehmigen.
- (3) Die E-Control konsultierte als zur Genehmigung zuständige Regulierungsbehörde die LFiP 2024 gemeinsam mit dem KNEP 2024 im Zeitraum vom 19. Februar 2025 bis 13. März 2025. Vier Stellungnahmen langten ein, die der AGGM mit Schreiben vom 4. April 2025 sowie mit Schreiben vom 21. Mai 2025 (die Stellungnahme des BMWET langte nach den anderen Stellungnahmen ein) übermittelt wurden.
- (4) Nach mehreren Terminen mit der AGGM, und teilweise auch mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern, und einem Schreiben vom 26. März 2025, mit dem für bestimmte Projekte weitere Informationen angefordert und Rückfragen zur hinreichenden Berücksichtigung von Stellungnahmen gestellt wurden – die angeforderten Informationen übermittelte die AGGM fristgerecht am 22. April 2025 –, teilte die E-Control mit Schreiben vom 21. Mai 2025 der AGGM ihr Ermittlungsergebnis mit und forderte sie zur Abänderung der LFiP 2024 auf.
- (5) Mit Schreiben vom 23. Juni 2025 hat die AGGM die LFiP 2024 in der Ausgabe 4 entsprechend abgeändert und neu zur Genehmigung eingereicht.

2. Sachverhalt und Beweiswürdigung

2.1. Allgemeines

- (6) Die Antragstellerin – AGGM Austrian Gas Grid Management AG (kurz: AGGM) – ist Verteilergewerbemanagerin für die Marktgebiete Ost, Tirol sowie Vorarlberg gemäß § 17 GWG 2011.

(7) Sie stellte am 18. Februar 2025 den Antrag auf Genehmigung der LFiP 2024 für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2025 bis 2040. Die dem Antrag beigelegte LFiP 2024 wurde im Zeitraum vom 28. Oktober 2024 bis 29. November 2024 öffentlich konsultiert. Die eingereichte LFiP 2024 in der Ausgabe 2 umfasste folgende

a. zurückgezogene Projekte:

2021/02 Auersthal - Kollektoranbindung G00-040
2021/06 Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung zur Raffinerie
2022/03 Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 3 (GCA)

b. geänderte Projekte

2018/03 Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt
2019/01 Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG
2019/02 Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS
2021/04 Auersthal - Umsetzung Emergency Shut Down (ESD)
2021/05 Automatisierung Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth
2021/10 Ersatzinvestition: G00-020 Teilerneuerung Rohrisolierung
2021/12 Ersatzinvestition: Aderklaa - Erneuerung Stationssteuerung und E-Anlage
2021/13 Ersatzinvestition: Laa/Thaya - Erneuerung Stationssteuerung
2021/19 Brennwertermittlung Energienetze Steiermark
2021/20 Automatisierung Anbindung Graz
2021/21 Erweiterte Automatisierung Stationen Südschiene
2021/23 Biomethaneinspeisung G00-101
2022/01 Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 1 (Netz Burgenland)
2022/02 Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 2 (Netz NÖ)
2022/04 Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 4 (Wiener Netze)
2022/07 Ersatzinvestition GHR-Lend - Erneuerung Armaturengruppe
2022/08 ÜST Leopoldau REVAMP
2022/10 ÜST Auersthal - Automatisierung West 2 Anbindung
2022/14 ÜST Leopoldau Cerberus Phase 3
2022/16 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Messeinrichtungen (2 Stationen)
2022/23 Ersatzinvestition Loop G1-SS15

c. neu eingereichte Projekte

2024/01 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 1a
2024/02 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 2
2024/03 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 3a
2024/04 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 3b
2024/05 H2 Einspeisung Puchkirchen
2024/06 Ersatzinvestition: Umlegungen HDL 038
2024/07 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 1b
2024/09 CO₂-freie Gasvorwärmung
2024/10 Ersatzinvestition: Reverseflow Station A7
2024/11 Ersatzinvestition: Erneuerung Schieberstation G7
2024/13 Ersatzinvestition: Reichersdorf, Traismauer, Kronstorf
2024/14 Ersatzinvestition: AZ Eggendorf
2024/15 Ersatzinvestition: ÜSt Mannswörth
2024/16 Ersatzinvestition: NISG ÜMS Gänserndorf, ÜSt Mannswörth
2024/17 Ersatzinvestition: AZ Sulmeck-Greith
2024/18 Ersatzinvestition: G00-023 Erneuerung Isolierkupplungen
2024/19 ÜSt Ladendorf Erweiterung Messstrecke
2024/20 Ersatzinvestition: ÜST Auersthal West 2 Erneuerung Regelventile
2024/21 Ersatzinvestition: ÜMS Tallesbrunn Erneuerung USZ
2024/22 Ersatzinvestition: Düker Frauenbach
2024/23 ÜSt Schwechat Errichtung Löschwasser
2024/24 Ersatzinvestition: Umlegung ARU

d. weitergeführte Projekte ohne Abänderungen

2019/03 Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur – Donawitz
2021/03 Auersthal - Errichtung lokaler Korrosionsschutz
2021/09 Ersatzinvestition: G00-003 Teilerneuerung Produktenbrücke -Damm
2022/05 Ersatzinvestition: Süd 1 Natschbach – Semmering
2022/06 Ersatzinvestition: A1 Steinhaus und A5 Oberaich Erneuerung MU und USZ
2022/09 Ersatzinvestition: ÜST Schwechat E-Verteiler
2022/24 Adaption Station Steinhaus am Semmering (A1)
2022/25 Adaption Knoten Wiener Neustadt

e. fertiggestellte Projekte

2021/07 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Filterseparatoren und Kondensattanks

- 2021/16 Brennwertermittlung Netz NÖ
- 2021/17 Ersatzinvestition: Schieberhaus Fladnitzbach
- 2021/18 Molchanschlusstelle Jennersdorf
- 2021/22 Ersatzinvestition: Erneuerung Station G8
- 2022/11 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung NÖ (4 Stationen)
- 2022/12 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung Stmk (3 Stationen)
- 2022/13 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung Ktn (4 Stationen)
- 2022/15 Ersatzinvestition: TAG AZ Weitendorf Erneuerung Kondensatbehälter und Feinfilter
- 2022/17 Ersatzinvestition: Erneuerung/Adaptierung PGC
- 2022/18 Ersatzinvestition: G00-003 Erneuerung Teilbereich Raffinerie Geländezaun
- 2022/19 Automatisierung Reverseflow Station Schwechat
- 2022/20 Erweiterung Schieberstation Frankenmarkt
- 2022/21 Ersatzinvestition: Erhalt Ostleitung Sektion 1

- (8) Die E-Control konsultierte die LFiP 2024 gemeinsam mit dem KNEP 2024 im Zeitraum vom 19. Februar 2025 bis 13. März 2025.
- (9) Vier Stellungnahmen langten ein, die der AGGM mit Schreiben vom 4. April 2025 und mit Schreiben vom 21. Mai 2025 (die Stellungnahme des BMWET langte später als die anderen Stellungnahmen ein) übermittelt wurden.
- a. Die Bundesarbeitskammer weist in ihrer Stellungnahme vom 19. März 2025 u.a. allgemein darauf hin, dass ein realistischer Szenariorahmen notwendig sei, der energiepolitische Dekarbonisierungsbestrebungen bei der Netzplanung berücksichtige, um „Stranded Assets“ und zusätzliche Kostenbelastungen für Verbraucher zu vermeiden. Sie verweist auf Inkohärenzen mit dem Integrierten Netzinfrstrukturplan gemäß § 94 EAG (kurz: ÖNIP) im Hinblick auf Gasbedarf und Einspeisung. Ferner begrüßt die Bundesarbeitskammer mit Verweis auf den ÖNIP zwar einen schnellen Wasserstoffhochlauf, verweist aber auch auf die fehlende gesetzliche Grundlage für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur sowie für eine Kostenanerkennung und kritisiert die Anerkennung von Planungsprojekten mit Blick auf potenzielle Quersubventionierungen.
 - b. Auch die Landwirtschaftskammer Österreich weist in ihrer Stellungnahme vom 13. März 2025 allgemein darauf hin, dass ein Ausbau des Gasnetzes in einem Spannungsverhältnis zur Dekarbonisierung stehe und mit Blick auf die bereits

steigenden Entgelte Investitionen auf notwendige Projekte zur Integration erneuerbarer Gase und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu beschränken seien. In die steigenden Netzentgelte dürften auch nicht zusätzliche, vorzeitige Wasserstoffinvestitionen fallen. Ferner fordert die Landwirtschaftskammer Österreich die Planung von Wasserstoffprojekten nach konkretem (und nicht nur unverbindlichem) Bedarf.

- c. Die Kärnten Netz GmbH begrüßt in ihrer Stellungnahme vom 13. März 2025 allgemein die Wasserstoffplanung durch die AGGM und die Aktualisierung des ÖNIP durch die H2-Roadmap für Österreich der AGGM.
- d. Auch die Wiener Netze GmbH begrüßen in ihrer Stellungnahme vom 13. März 2025 die Wasserstoffplanung und verweisen allgemein auf die Notwendigkeit, Kosten für Wasserstoffprojekte anzuerkennen.
- e. Das Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus (BMWET) hebt hervor, dass das im ÖNIP dargestellte Wasserstoff-Startnetz angesichts des sehr dynamischen Marktumfelds unter Berücksichtigung aktueller nationaler Transport-, Verbrauchs-, und Erzeugungsprojekte evaluiert worden sei und die Wasserstoffplanungsprojekte in Oberösterreich den für die Dimensionierung des Wasserstoffnetzes im ÖNIP angewandten Kriterien entsprechen würden. Eine zukünftige Version des ÖNIP-Startnetzes würde die Anbindung des Speicherprojektes in Reitsham, Oberösterreich integrieren und sohin die Planungsprojekte 2024/01, 2024/02, 2024/03 und 2024/07 umfassen.

- (10) Mit Schreiben vom 26. März 2025 forderte die E-Control die AGGM zur Beibringung weiterer Informationen auf. Für die Projekte 2021/04, 2021/05, 2021/19, 2022/07, 2022/23, 2022/24, 2024/14 forderte die Behörde weitere Unterlagen zum Nachweis der Kostensteigerungen an. Sie hinterfragte die Notwendigkeit der Ersatzinvestitionen 2018/03, 2021/12, 2021/13, 2022/08, 2024/17 für die Funktionstüchtigkeit des Netzes in den nächsten zwei Jahren. Für die Projekte 2022/07, 2022/10, 2022/16 und 2024/05 forderte die Behörde weitere Informationen zur technischen Ausgestaltung an. Für die Projekte 2024/06, 2024/22 und 2024/05 holte sie im Hinblick auf die Kostentragung Informationen zum Vertrag bzw. zum Stand der Vertragsverhandlungen ein. Die Behörde hinterfragte bei den Projekten 2021/20 und 2021/21 die Haltbarkeit des Projektzeitplans und die Relevanz für die Erhaltung der Funktionstüchtigkeit des Gasnetzes. Ferner ließ sich die Behörde die Simulationen zur Versorgungssicherheit und zu „Holzgasszenarien“ vorlegen.
- (11) Zu den in der LFIP 2024 enthaltenen Wasserstoffplanungsprojekten forderte die E-Control ebenfalls weitere Informationen an. Dazu fanden am 1. April 2025 und am 7. April 2025 Termine jeweils mit der AGGM und den betroffenen Netzbetreibern des „H2-Clusters Ost“

(Netz Burgenland, Netz Niederösterreich und Wiener Netze) und den betroffenen Netzbetreibern des „H2-Startnetzes OÖ“ (Netz Oberösterreich und Linz Netz) statt.

- (12) Schließlich forderte die E-Control die AGGM auf, auf die Stellungnahmen der Salzburg Netz GmbH im Hinblick auf das Projekt 2019/02, der Verbund AG im Hinblick auf die in der LFiP 2024 angenommene und vom ÖNIP abweichende hohe Nachfrage des Wasserstoffbedarfs für 2030 von ca. 16,7 TWh und auf die Stellungnahme der Vorarlberg Netz GmbH im Hinblick auf den Kapazitätsausweis 2025 für das MG Vorarlberg einzugehen und etwaige Inkonsistenzen aufzulösen.
- (13) Mit Schreiben vom 22. April 2025 übermittelte die AGGM die angefragten Informationen und Unterlagen zu den einzelnen Projekten. Die Beschreibung zum Projekt 2019/02 wurde angepasst, im Hinblick auf den Kapazitätsausweis 2025 für das MG Vorarlberg führt die AGGM nachvollziehbar aus, dass die in der Stellungnahme erwähnte Biomethananlage noch einen aktiven Netzzugang bis 31. Dezember 2025 verfüge mit erfolgter Kapazitätsbuchung in der Jahresbestellung für 2025 und sohin der Kapazitätsausweis nicht angepasst werde. Im Hinblick auf die in der LFiP 2024 angenommene hohe Wasserstoffnachfrage im Jahr 2030 führt die AGGM zusammengefasst aus, dass die von der Verbund AG erwähnten, 16,7 TWh Wasserstoff für 2030 dem Ergebnis des Baseline Szenarios in der LFiP entspreche. Im „Methan+“-Szenario ergebe sich hingegen ein Wasserstoffbedarf von ca. 6 TWh.
- (14) Darüber hinaus reichte die AGGM die LFiP 2024 in der Ausgabe 3 vom 22. April 2025 neu ein.
- (15) Mit Schreiben vom 21. Mai 2025 teilte die E-Control der AGGM ihr Ermittlungsergebnis mit und forderte sie zur Abänderung der LFiP 2024 auf. Die Aufforderung zur Abänderung hatte projektbezogen folgenden Inhalt:
- a. Die Ersatzinvestition 2018/03 Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt, war in ihrer beantragten abgeänderten Form (bereits in der Ausgabe 2 sowie auch in der zum Zeitpunkt des Schreibens vorliegenden Ausgabe 3 der LFiP 2024) nicht genehmigungsfähig, weil sich durch die beantragte Abänderung das Projekt zu einem nicht der Markttransparenz dienlichen Sammelprojekt entwickelt hätte und auch für die Behörde nicht mehr nachvollziehbar gewesen wäre, welche Kosten für welche Schieberhäuser angefallen wären. Die Behörde forderte daher auf, das Projekt als weitergeführtes Projekt aufzunehmen und das Projektblatt iSd Transparenz an die bereits in der LFiP 2018 genehmigten sieben Schieberhäuser anzupassen und diese namentlich aufzulisten. Neue Schieberhäuser könnten – bei Darlegung der Relevanz für die Erhaltung der Netzverfügbarkeit in den

nächsten zwei Jahren – als neue(s) Projekt(e) in einem der nächsten LFiP-Zyklen eingereicht werden.

- b. Im Hinblick auf das Projekt 2021/02 Auersthal – Kollektoranbindung G00-040, das in der Ausgabe 2 noch als zurückgezogenes Projekt gelistet war und für das in der Ausgabe 3 der LFiP 2024 ein Projektblatt aufgenommen wurde, forderte die E-Control auf, das Projektblatt zu streichen, weil das Projekt auch im unverändert gebliebenen Antrag vom 18. Februar 2025 als zurückgezogenes Projekt gelistet war und das Projekt auch auf Seite 40, in der Tabelle 16 der LFiP 2024 in der Ausgabe 2 als zurückgezogenes Projekt angeführt sowie auch im Monitoring (Anhang II der LFiP 2024) dargelegt wurde, dass das Projekt nicht mehr benötigt wird.
- c. Ferner forderte die E-Control auf, die Automatisierung der Schieberstation G9 aus dem Projekt 2021/20 Automatisierung Anbindung Graz zu streichen, weil für diese nicht nachvollziehbar dargelegt werden konnte, inwieweit die Investition für die Erhaltung der Funktionstüchtigkeit des Netzes relevant sei. Im Hinblick auf die Schieberstationen G7 und G8 legte die AGGM im Schreiben vom 22. April 2025 – wie auch bereits im Monitoring – dar, dass die Automatisierung der Schieberstation G8 bereits umgesetzt worden sei, die Schieberstation G7 in diesem Jahr erneuert (Projekt 2024/11) und im Zuge dessen automatisiert werden würden. Die Umsetzung der Automatisierung der Station G9 werde laut Schreiben aber mit Blick auf ein der Behörde nicht bekanntes ÖBB-Projekt erst evaluiert und eine Versetzung thematisiert. Damit konnte die AGGM die Notwendigkeit der Investition für die Erhaltung der Funktionstüchtigkeit des Netzes in den nächsten zwei Jahren für die Schieberstation G9 nicht in vollem Umfang für jede Schieberstation darlegen. Daher erging die entsprechende Aufforderung zur Abänderung. Eine Neueinreichung ist nach erfolgter Evaluierung aber möglich.
- d. Die AGGM wurde zudem aufgefordert, das Projekt 2024/09 CO₂-freie Gasvorwärmung zu streichen, weil es sich nicht um eine Investition iSd § 22 Abs. 1 Z 1a GWG 2011 in Verteilerleitungsanlagen zur Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten bzw. allgemein zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, handelte. Denn auch wenn die E-Control Bestrebungen zur Reduktion von CO₂-Emissionen begrüßt und iSd § 22 GWG 2011 das Ziel der Klimaneutralität bis 2040 im Rahmen der Genehmigung auch zu berücksichtigen hat, ist dieses Ziel eines von mehreren Zielen des GWG 2011 bzw. der LFiP und ein Beitrag zur Erreichung dieses Ziels stets in verhältnismäßiger Weise zu leisten. So ist etwa auch die Schaffung einer kostengünstigen Versorgung nach § 4 Z 1 GWG 2011 neben der

Dekarbonisierung ein Ziel, das gemäß § 22 Abs. 1 Z 1 GWG 2011 bei der LFiP zu berücksichtigen ist. Aus Sicht der E-Control war das Projekt nicht genehmigungsfähig, weil die getroffenen technischen und davon abgeleiteten wirtschaftlichen Annahmen nicht realistisch erscheinen und auch keine technischen Alternativen evaluiert wurden. Es lag sohin weder die technische noch die wirtschaftliche Zweckmäßigkeit für diese Investition in das Netz vor, sodass von einer verhältnismäßigen Verfolgung des Ziels der Klimaneutralität – insbesondere auch unter Berücksichtigung einer kostengünstigen Versorgung – nicht ausgegangen werden konnte.

- e. Um die Wirtschaftlichkeit des, auf einem Kapazitätserweiterungsantrag beruhenden Projekts 2024/05 H2-Einspeisung Puchkirchen, das die Wasserstoffeinspeisung (Einspeisung erneuerbarer Gase) in das bestehende Gasnetz (Blending) zum Gegenstand hat, zu gewährleisten, erging die Aufforderung, entsprechend angemessene Ausbauswellen – iSd bisherigen Praxis der AGGM – zu definieren und diese schließlich auch durch einen Kapazitätserweiterungsvertrag bzw. durch Kapazitätserweiterungsverträge (ggf. auch mit einer Sicherheitsleistung) abzusichern.
- f. Es erging die Aufforderung, die in den Planungsprojekten 2024/01 und 2024/07 (zum „H2-Startnetz OÖ“) die in den Projektbeschreibungen enthaltenen Wegerechtssicherungen zu streichen, weil diese nach Auffassung der E-Control keine reinen Planungstätigkeiten sind.

- (16) Mit Blick auf dieses Aufforderungsschreiben reichte die AGGM die LFiP 2024 am 23. Juni 2025 in der Ausgabe 4 erneut in abgeänderter Form zur Genehmigung ein.
- (17) Die Antragstellerin beschrieb alle in der LFiP 2024 enthaltenen Projekte näher in den einzelnen Projektblättern und führte für jedes Projekt die geschätzten Kosten und die technische Notwendigkeit an (siehe dazu den Anhang I der LFiP 2024 [Beilage .1 zum Bescheid]).
- (18) In der LFiP 2024, Ausgabe 4, sind insgesamt 50 Projekte (die fertiggestellten Projekte ausgenommen) enthalten: Von diesen waren 29 in bereits genehmigten LFiPs (2018, 2019, 2020 und 2022) enthalten, 21 Projekte wurden neu eingereicht. Von diesen 21 Neueinreichungen sind 5 Wasserstoffplanungsprojekte („H2-Startnetz OÖ“) und 14 Ersatzinvestitionen zur Aufrechterhaltung der Funktion des Gasnetzes und zwei Investitionen als Kapazitätserweiterungen deklariert. Dem Projekt 2024/05 liegt ein Kapazitätserweiterungsantrag für die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff (erneuerbaren Gasen) in das Gasnetz zugrunde. Das Projekt 2024/19 erweitert zwar die Messstrecke in der GCA Anlage. Dies allerdings nur deswegen, um aus

Wirtschaftlichkeitserwägungen heraus die Messung auf die vorhandenen Messeinrichtungen des GCA Stationsteils neu festzulegen, um nicht die veraltete Messanlage der Netz Niederösterreich, welche sich direkt neben der GCA Station Ladendorf befindet, sanieren zu müssen. Kapazitäten werden durch diese zwei Projekte nicht erweitert. 3 Projekte wurden zurückgezogen, 8 Projekte werden ohne Abänderung weitergeführt, 21 Projekte wurden abgeändert und 14 Projekte wurden fertiggestellt.

2.2. Zur Gasnetzplanung

2.2.1. Neu eingereichte Projekte

- 2024/05 H2 Einspeisung Puchkirchen

(19) Zur Erfüllung des erhaltenen Kapazitätserweiterungsantrags 2024/01 für die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff (Blending) in Puchkirchen wird mit diesem Projekt die Einspeisemöglichkeit in das bestehende Gasnetz hergestellt. ISd Aufforderungsschreibens der E-Control vom 21. Mai 2025 (siehe dazu Rz 15 lit. e) enthält das Projekt nun eine nachvollziehbare Ausbauschwelle von 9000 kWh/h, die sich an der nachgefragten Kapazität des Kapazitätserweiterungsantrags 2024/01 orientiert. Im Hinblick auf eine potenzielle Sicherheitsleistung verweist die AGGM in ihrem Begleitschreiben vom 23. Juni 2025 zur Einreichung der abgeänderten LFIP 2024 nachvollziehbar darauf, dass die Festlegung einer Sicherheitsleistung im Projektblatt nicht der bisherigen Praxis entspricht und mit Blick auf die Anlage 1, III. Kapazitätserweiterung, 1. Abs. 4 der Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 (GMMO-VO 2020) idgF, auch nicht notwendig ist. Die Investition kann vor diesem Hintergrund als wirtschaftlich und angemessen angesehen werden.

(20) Die ÖVGW-Richtlinie G B210 ermöglicht eine Wasserstoffbeimischung unter Berücksichtigung lokaler Anforderungen bis zu 10%. Die AGGM hat nachvollziehbar dargelegt, dass aufgrund von Erdgastankstellen im Umfeld nur eine Einspeisung von 2% technisch möglich ist.

- 2024/06 Ersatzinvestition: Umlegungen HDL 038

(21) Aufgrund des Ausbaus und der Streckenbegradigung der ÖBB mit dem Titel „ÖBB Strecke 204.01, Linz – Selzthal, Abschnitt Hinterstoder – Pießling Vorderstoder, km 67.418 – km 76,350, 2-gleisiger Ausbau und Trassenverschwenkungen“ muss die Hochdruckleitung (HDL) 038 in den betroffenen Bereichen bei St. Pankraz umgelegt werden, um die hydraulische Funktionalität der Netzebene 1 aufrecht zu erhalten. Sämtliche Kosten, ausgenommen für jene Bereiche der HDL 038 wo der Bauverbotsbereich (12 m) verletzt ist bzw. Bahngrund in Anspruch genommen wurde, werden durch die ÖBB getragen. Der Vertragsentwurf wurde der Behörde vorgelegt.

- 2024/10 Ersatzinvestition: Reverseflow Station A7

(22) Ziel des Projekts ist die Aufrechterhaltung der flexiblen Fahrweisen in der Station A7 Rein, insb. des Reverseflows von TAG/Weitendorf in die Südschiene (Mode 4). Aufgrund von festgestellten Undichtheiten des Mengenregelventils im Reverseflow sind zur Aufrechterhaltung dieser Fahrweise mehrere im Projektblatt näher umschriebene Maßnahmen in der Station A7 Rein notwendig.

- 2024/11 Ersatzinvestition: Erneuerung Schieberstation G7

(23) Ziel ist die altersbedingte Erneuerung der defekten Isolierkupplungen und der Hauptarmatur der Schieberstation G7. Die Ein- und Ausgangsseitigen Isolierkupplungen der Schieberstation G7 sind defekt und müssen erneuert werden. Im Zuge des Tauschs wird auch die 52 Jahre alte Hauptarmatur getauscht.

- 2024/13 Ersatzinvestition: Reichersdorf, Traismauer, Kronstorf

(24) Ziel des Projektes ist die Ertüchtigung der fernwirktechnischen Anlagen inklusive Notstromversorgung, um den Anforderungen des Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetz (in Folge: NISG) zu entsprechen. Weiteres Ziel ist die Erneuerung der messtechnischen Anlagen auf den Stand der Technik sowie der Umbau der verbliebenen Messblenden auf Ultraschallzähler zur Verbesserung der Brennwertermittlung.

- 2024/14 Ersatzinvestition: AZ Eggendorf

(25) Ziel des Projekts ist die Erneuerung des Filterseparators und des Kondensattanks am TAG Abzweigepunkt (AZ) Eggendorf sowie der Tausch der Brennwertmessung (PGC). Gemäß der ÖVGW-Richtlinie G O110 ist eine Messung von Wasserstoff zu ermöglichen. Das Projekt ist sohin technisch notwendig. Die Investition auch wirtschaftlich und insgesamt angemessen, denn es macht mit Blick auf die Kosten keinen Unterschied, ob eine Messung von 2% oder 20% Wasserstoff ermöglicht wird. Lediglich die Entscheidung, ob Wasserstoff überhaupt gemessen werden soll oder nicht ist kostenrelevant; stellt sich mit Blick auf die ÖVGW-Richtlinie aber nicht.

- 2024/15 Ersatzinvestition: ÜSt Mannswörth

(26) Ziel des Projekts sind sicherheitstechnische Adaptionen an der Bestandsanlage Übergabestation (ÜST) Mannswörth. Nachdem das Projekt 2021/06 Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung zur Raffinerie nicht durchgeführt wird,

müssen in der Station Mannswörth die im Projektblatt genannten Adaptionsmaßnahmen mit sicherheitstechnischer Relevanz durchgeführt werden.

- 2024/16 Ersatzinvestition: NISG ÜMS Gänserndorf, ÜSt Mannswörth

(27) Ziel des Projekts ist die Umsetzung des NISG in den Stationen Mannswörth und Gänserndorf.

(28) Hierfür werden die B&R Leitsysteme in den Stationen erneuert bzw. wo zutreffend ein Update durchgeführt. Außerdem werden die Systeme jeweils durch einen zusätzlichen Rechner (der sogenannten DMZ Einheit) erweitert. Um in Bestandsstationen ein NIS-Konzept überhaupt umsetzen zu können, muss sowohl Software und auch Hardware einen gewissen aktuellen Stand erfüllen.

- 2024/17 Ersatzinvestition: AZ Sulmeck-Greith

(29) Ziel des Projekts sind sicherheitstechnische Adaptionen am TAG Abzweigepunkt (AZ) Sulmeck-Greith. Mehrere Maßnahmen sind laut Projektbeschreibung vorgesehen, deren technische Notwendigkeit durch die auf Nachfrage vorgelegte Gefahren- und Risikoanalyse (HAZOP) belegt wurde.

- 2024/18 Ersatzinvestition: G00-023 Erneuerung Isolierkupplungen

(30) Ziel des Projekts ist die Wiederherstellung eines ausreichenden KKS Schutzpotentials der Gasleitung G00-023. Defekte Isolierstücke müssen in den Stationen Auersthal, Baumgarten und Weikendorf getauscht werden, da bei einer Messung eine elektrische Leitfähigkeit festgestellt wurde.

- 2024/19 ÜSt Ladendorf Erweiterung Messstrecke

(31) Ziel des Projekts ist die Optimierung der Anlagenteile in der Station Ladendorf. In der Station GCA Ladendorf wird bei bestimmten Fahrweisen die Messung durch die benachbarte Station der Netz Niederösterreich beeinflusst. Es werden daher zwei neue Messstrecken mit Kugelarmaturen installiert inkl. einer 3“ Leitung zur Rückspeisung von Biomethan in die Leitung G00-011.

(32)

- 2024/20 Ersatzinvestition: ÜST Auersthal West 2 Erneuerung Regelventile

(33) Ziel des Projekts ist in der Messanlage Auersthal West 2 die Erneuerung bzw. der Einbau von Regelventilen an den Messstrecken 1-3. Es ist nur bei einer der drei Messstrecken ein Regelventil verbaut. Dies hat sich im Betrieb als nachteilig erwiesen, weil die Messstrecke mit dem Regelventil immer verfügbar sein muss. Daher werden weitere Ventile eingebaut

und das bestehende Ventil ersetzt. Es wird auch die Steuerungslogik erweitert, um die Grenzen von Druck und Menge einhalten zu können.

- 2024/21 Ersatzinvestition: ÜMS Tallesbrunn Erneuerung USZ

(34) Ziel des Projekts ist die Erneuerung und der Umbau der Übergabemesstation (ÜMS) Tallesbrunn. In der ÜMS Tallesbrunn werden bei allen drei Messsträngen die bestehenden Ultraschallzähler getauscht und die Wirbelgaszähler durch Ultraschallzähler ersetzt.

- 2024/22 Ersatzinvestition: Düker Frauenbach

(35) Ziel des Projekts ist die Tieferlegung des Dükers der G00-009 DN200 unter dem Frauenbach im Bereich KG Rannersdorf. Durch das Projekt Hochwasserschutz Schwechat der Stadtgemeinde Schwechat wird im Bereich der KG Rannersdorf das Flussbett des Frauenbaches neu gestaltet. Durch diese Änderung muss der bestehende Düker der G00-009 liquidiert werden. Der neue Düker wird über einen Bereich von ca.100 lfm. tiefer gelegt und aus Faserzementrohren zum Schutz der Rohrleitung ausgeführt.

- 2024/23 ÜSt Schwechat Errichtung Löschwasser

(36) Ziel des Projekts ist die Umsetzung der TRVB F 137, „Löschwasserbedarf“ für die Station Schwechat. Da aktuell keine ausreichende Löschwasserversorgung besteht, wird ein unterirdischer Wassertank errichtet, welcher über einen Brunnen mit Pumpwerk gespeist wird.

- 2024/24 Ersatzinvestition: Umlegung ARU

(37) Ziel des Projekts ist die Umlegung der Gasleitung ARU im Bereich Rutzendorf. Im Zuge der Baumaßnahmen für das neue Umspannwerk (UW) Deutsch Wagram der APG ist eine Leitungsverlegung der bestehenden Gasleitung ARU (DN500, PN70) der GCA im Bereich der Übergabestation (ÜST) Rutzendorf über eine Strecke von ca. 660m erforderlich. Diese Investitionskosten (inkl. Eigenaufwand) werden zu 100% von APG übernommen.

2.2.2. Geänderte Projekte

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

(38) Das Projekt dient der Erneuerung der Stationseinbauten, um die Schieberhäuser auf den Stand der Technik zu bringen und der Abtrennung der Netz Niederösterreich Leitung West 1. Die Behörde hat zunächst die technische Notwendigkeit für die Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit des Netzes hinterfragt und Nachweise für jedes Schieberhaus angefragt.

ISd Aufforderung zur Abänderung vom 21. Mai 2025 wurde im Projektblatt nun ausdrücklich klargestellt, dass das Projekt die Schieberhäuser Auersthal, Zaina (wobei dieses 2024 ersatzlos entfernt wurde), Noppendorf, Lauterbach, Schrattenbruck, Zelking und Neumarkt umfasst. Die zusätzlichen Schieberhäuser an den Standorten Obersdorf, Tresdorf und Dürrohr wurden – wie aufgefördert – aus dem Projekt gestrichen. Dass das Projekt nun trotzdem als abgeändertes Projekt eingereicht wurde, ist auf eine nachvollziehbare Kostensteigerung von 35% seit der erstmaligen Genehmigung in der LFiP 2018 zurückzuführen.

- 2019/01 Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG

(39) 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-Wärme Tirol GmbH und im Netz der Salzburg Netz GmbH zu erhöhen, sowie das Marktgebiet Tirol direkt an die Gasspeicher im Marktgebiet Ost anzubinden. Das Projekt umfasst mehrere Ausbaumaßnahmen auf den Netzebenen 1, 2 und 3. Die Maßnahmen auf der Netzebene 2 und 3 sind nur der Vollständigkeit halber Teil der Projektbeschreibung. Weder kann sich mit Blick auf § 22 Abs. 1a und Abs. 2 GWG 2011 – die den Umfang der LFiP auf Projekte für die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 (also der Netzebene 1) beschränken – die Projektgenehmigung noch die Kostenanerkennung (dem Grunde nach) auf Maßnahmen der Netzebenen 2 und 3 beziehen. Die Änderung der Projektbeschreibung sowie die damit einhergehende Kostensteigerung auf der Netzebene 1 ist nachvollziehbar und plausibel.

- 2019/02 Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS

(40) Das Projekt steht im Zusammenhang mit dem Projekt 2019/01. 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-Wärme Tirol GmbH und im Netz der Salzburg Netz GmbH zu erhöhen. Auch hier finden sich in der Projektbeschreibung mehrere Ausbaumaßnahmen auf den Netzebenen 1, 2 und 3, wobei nur jene auf Netzebene 1 von der Genehmigung umfasst sind; die Maßnahmen auf Netzebene 2 und 3 dienen lediglich einer vollständigen Information. Die Änderung der Projektbeschreibung sowie die damit einhergehende Kostensteigerung auf der Netzebene 1 ist nachvollziehbar und plausibel.

- 2021/04 Auersthal - Umsetzung Emergency Shut Down (ESD)

(41) Es wird beabsichtigt, ein ESD-System (Notabschaltungssystem) für die Gasstation Auersthal zu errichten. Die abgeschotteten Anlagenteile sollen in einem weiteren Schritt über den Kaltausbläser der GCA drucklos gemacht werden können. Eine Notabschaltung soll

stufenweise von der Leitwarte und über den Disponenten ausgeführt werden können. Ferner soll eine Abschottung der gesamten Station und das Schließen der Stationseingänge und Stationsausgänge ermöglicht werden. Auf Basis der Gefahren- und Risikoanalyse (HAZOP) müssen aufgrund der zu gewährleistenden Anlagensicherheit und erhöhtem Augenmerk auf eine Emissionsreduzierung zusätzliche Armaturen automatisiert werden. Eine Automatisierung von Armaturen bedeutet eine Anschaffung neuer Armaturen/Antriebe bzw. ein Austausch alter Antriebe um die SIL-Einstufung (Sicherheits-Integritäts-Einstufung) gewährleisten zu können. Auch Anschlüsse für Saug- und Druckentnahmestellen werden realisiert. Die auf eine genauere Planung und die durchgeführte HAZOP zurückgeführte Kostensteigerung von 46% ist nachvollziehbar.

- 2021/05 Automatisierung Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth

(42) Die Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth können aktuell nur durch Personal vor Ort manuell bedient werden. Durch dieses Projekt sollen die Schieberstationen automatisiert und fernsteuerbar an das Dispatching übergeben werden. Die Automatisierung dieser Schieberstationen ist für die Versorgung des Großraum Wiens technisch notwendig. Die eine Abänderung bedingte Kostensteigerung von 24% wurde durch Vorlage weiterer Unterlagen nachvollziehbar mit der Inflation, der Erweiterung des Projektumfangs sowie mit Verweis auf die Erfahrungen aus der Umsetzung in der Schieberstation Mannswörth begründet.

- 2021/10 Ersatzinvestition: G00-020 Teilerneuerung Rohrisolierung

(43) Das Projekt hat die Sanierung mehrerer Teilstücke der Rohrleitung G00-020 zum Gegenstand. Die Projektverzögerung sowie die Kostensteigerung von 4% wurde nachvollziehbar begründet.

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

(44) Da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist, soll bei diesem Projekt der Tausch aller Komponenten durchgeführt werden. Der Lebenszyklus eines PLS beträgt im Industriestandard 10 Jahre. Durch vorbeugende Instandhaltungen kann die GCA eine Lebenszeit von Anlagen bis zu 15 Jahre erreichen. Die Durchführung der Ersatzinvestition wurde nach Vorlage weiterer Unterlagen nachvollziehbar mit der Aufrechterhaltung eines sicheren Betriebs und der zentralen Rolle für die Versorgung der Stadt Wien und der Raffinerie Schwechat begründet. Auch die Kostensteigerung von 15% und die Projektverzögerung in Folge der Suche eines Ingenieurpartners sind nachvollziehbar.

- 2021/13 Ersatzinvestition: Laa/Thaya - Erneuerung Stationssteuerung

(45) Ziel des Projekts ist der Ersatz eines Containers in der Übergabestation Laa/Thaya zur automatisierten Steuerung per Fernwirkanlage. Die Relevanz der Ersatzinvestition wurde nach Vorlage weiterer Unterlagen nachvollziehbar mit dem Alter des bestehenden Stationscontainers (25 Jahre in Betrieb), bestehenden Schäden am Dach und am Boden der Stahlkonstruktion sowie dem Umstand, dass eine Erneuerung wirtschaftlicher als Sanierung ist und die Installationen veraltet und erneuert werden müssen, begründet. Damit ist auch die Kostensteigerung iHv 40% nachvollziehbar.

- 2021/19 Brennwertermittlung Energienetze Steiermark

(46) Ziel des Projekts ist die Schaffung der Voraussetzungen zur Umsetzung der GMMO-VO der E-Control zur Brennwertabrechnung. Die Kostensteigerung von 67% ist unter Berücksichtigung der vorgelegten Unterlagen nachvollziehbar mit der Ausdehnung des Projektumfangs um drei mobile Brennwertmessgeräte sowie genauerer Kostenschätzungen unter Vorlage von Unterlagen begründet.

- 2021/20 Automatisierung Anbindung Graz

(47) Durch die Errichtung einer redundanten Anbindung von Graz wird zukünftig die Versorgungssicherheit für den Grazer Raum inkl. Wärmeversorgung, Industrie und kritischer Infrastruktur deutlich erhöht. Das Projekt umfasst die Errichtung der erforderlichen Fernwirktechnik zur Steuerung und Datenübertragung inkl. der erforderlichen Stromanschlüsse für die Stationen G8 und G7. Mangels Notwendigkeit der Umbauten an der Station G09 (diese wird erst durch den Netzbetreiber evaluiert) wurde diese Investition nach Aufforderung der Behörde mit Schreiben vom 21. Mai 2025 gestrichen und das Projekt entsprechend angepasst.

- 2021/21 Erweiterte Automatisierung Stationen Südschiene

(48) Das Projekt dient der weiteren Automatisierung der Stationen A1, A5, A7/G6 zur Schaffung flexibler Schalmöglichkeiten ohne Personal vor Ort inkl. Not Zu Konzept für die Mess- und Regelgebäude. Die Kostensteigerung von 21% sowie die Projektverzögerung sind nachvollziehbar. Ferner hat die AGGM dargelegt, dass der angegebene Zeitplan haltbar ist.

- 2021/23 Biomethaneinspeisung G00-101

(49) Durch die Errichtung eines neuen Abzweigers inkl. Mess- u. Übergabestation sowie eines Einspeiseverdichters wird eine neue Einspeisekapazität zur Einspeisung von Biomethan auf die Netzebene 1 Leitung G00-101 im Raum Pillichsdorf ermöglicht. Die Projektverzögerung

ist nachvollziehbar auf Verzögerungen im Genehmigungsverfahren des Biomethananlagenbetreibers zurückzuführen.

- 2022/07 Ersatzinvestition GHR-Lend - Erneuerung Armaturengruppe

(50) Das Projekt dient der Gewährleistung des sicheren Betriebes der GHR Lend Ort. Die Kostensteigerung von 95% ist mit Blick auf die vorgelegten Unterlagen und die Projektbeschreibung (Neusituierung der Armaturengruppe und Einbeziehung des Stopple-Verfahrens (unter Berücksichtigung der VO [EU] 2024/1787 über die Verringerung von Methanemissionen im Energiesektor, ABl. L 2024/61, 1) nachvollziehbar.

- 2022/08 ÜST Leopoldau REVAMP

(51) Ziel des Projekts ist die Anhebung des Sicherheitslevels an den Stand der Technik. Die Technische Notwendigkeit konnte auf Nachfrage belegt werden. Auch die Kostensteigerung von 37% ist mit Blick auf die revidierten Mengen- und Maßauszüge aufgrund von Anpassungen und Erweiterungen im Anlagenlayout (unter Berücksichtigung der VO [EU] 2024/1787 über die Verringerung von Methanemissionen im Energiesektor, ABl. L 2024/61, 1) nachvollziehbar.

- 2022/10 ÜST Auersthal - Automatisierung West 2 Anbindung

(52) Ziel des Projekts ist die Fahrweganpassung der West 2 in ÜST Auersthal und Vorbereitung zur Emissionsreduzierung. Die technische Projektänderung ist nach Rückfrage aus gaswirtschaftlicher Sicht ebenso wie die Kostensteigerung von 26% nachvollziehbar. Eine Beurteilung nach der VO (EU) 2024/1787 über die Verringerung von Methanemissionen im Energiesektor (ABl. L 2024/61, 1) ist nicht Maßstab der Genehmigung.

- 2022/14 ÜST Leopoldau Cerberus Phase 3

(53) Projektziel ist die Installation eines Security Management Systems für die ÜST Leopoldau. Die Projektverzögerung ist nachvollziehbar mit Verweis auf die gemeinsame Umsetzung des Projekts 2022/08 begründet.

- 2022/16 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Messeinrichtungen (2 Stationen)

(54) Ziel ist die Erneuerung der Messsysteme auf zwei Stationen im Verteilgebiet. Die Änderungen der Projektbeschreibung ist nachvollziehbar.

- 2022/23 Ersatzinvestition Loop G1-SS15

- (55) Ziel ist die Erneuerung der Semmeringleitung zwischen der Station G1 und SS15 in der Südschienen-Trasse, um parallele Bestandsinfrastruktur zu erhalten. Die Kostensteigerung von 15% ist mit Blick auf die auf Nachfrage vorgelegten Unterlagen und auf Erfahrungswerte aus der Ausschreibung für 2019/03 nachvollziehbar.

2.2.3. Zurückgezogene Projekte

- 2021/02 Auersthal - Kollektoranbindung G00-040

- (56) Das Projekt wurde bereits in der Ausgabe 1 der LFiP 2024 als zurückgezogenes Projekt eingereicht und ist auch jetzt wieder – nach Aufforderung zur Abänderung – in der Ausgabe 4 der LFiP 2024 als zurückgezogenes Projekt gelistet. Für die Zurückziehung wird der sinkende Gasbedarf angegeben, weshalb die Optimierungsmöglichkeit nicht mehr benötigt wird.

- 2021/06 Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung zur Raffinerie

- (57) Für die Zurückziehung gibt die AGGM nachvollziehbar an, dass aufgrund sich ändernder Randbedingungen hinsichtlich des Einbindepunktes der Fackelgasleitung in die Raffinerie große Teile des Projektes immer wieder neu konzipiert werden mussten. Um die Projektentstehungskosten nicht unnötig steigen zu lassen, wurde das Projekt zurückgezogen und das Projektziel im Rahmen des Projekts 2024/15 realisiert.

2.3. Wasserstoffnetzplanung

- (58) In der LFiP 2022 wurden bereits vier Planungsprojekte für den Bau des „H2 Collector Ost“ genehmigt (2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04). In der LFiP 2024 wurde das Planungsprojekt 2022/03 H2 Collector Ost Abschnitt 3 (GCA) nun zurückgezogen, weil sich die Rahmenbedingungen geändert haben, konkret die Druckverhältnisse über dem voraussichtlichen maximalen Betriebsdruck (MOP) der umgewidmeten Leitung liegen. Im Planungsprojekt 2022/04 sind die Kosten für ein etwaiges späteres Umsetzungsprojekt, welches ein getrennt einzureichendes Projekt wäre, gestiegen.

- (59) Die LFiP 2024 enthält neben den bereits in der LFiP 2022 genehmigten Planungsprojekten zum „H2 Collector Ost“ neue Wasserstoffplanungsprojekte, die als „H2 Startnetz OÖ“ zusammengefasst werden können. Auf Basis einer unverbindlichen Bedarfserhebung für die Ein- und Ausspeisung von erneuerbarem Wasserstoff wurden die Projekte „H2 Startnetz OÖ“ von der AGGM gemeinsam mit der Netz Oberösterreich und der Linz Netz entwickelt. Das

„H2 Startnetz OÖ“ ist Teil der H2 Roadmap 2.0 der AGGM und findet sich weitgehend im ÖNIP (bis Friedburg/Haidach) wieder. In mehreren Ausbaustufen stellt das „H2 Startnetz OÖ“ den Aufbau der Wasserstoffnetzinfrastruktur in Oberösterreich dar. Dadurch können H2-Speicher ein umgewidmetes Netz zur Ein- und Ausspeisung nutzen. In Kombination mit lokalen Elektrolyseuren in Oberösterreich kann so erneuerbarer Strom durch regional erzeugten Wasserstoff saisonal gespeichert und die Kunden in Linz und im Zentralraum Oberösterreichs mit grünem Wasserstoff sicher versorgt werden. Das „H2 Startnetz OÖ“ ist mit fünf Planungsprojekten Teil der LFiP 2024:

2024/01 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 1a

2024/02 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 2

2024/03 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 3a

2024/04 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 3b

2024/07 Planungsprojekt: H2 Startnetz OÖ Phase 1b

- (60) Wie aufgefordert, wurden aus den Planungsprojekten 2024/01 und 2024/07 in den Projektbeschreibungen enthaltenen Wegerechtssicherungen gestrichen. Denn die Projekte dienen – wie auch jene betreffend den „H2 Collector Ost“ – lediglich der Planung, die ebenfalls auf einer unverbindlichen Verbrauchsabfrage basiert, und nicht der Umsetzung.

2.4. Planungsannahmen und Kohärenz mit anderen Planungen

2.4.1. Absatzszenarien

- (61) Die in der LFiP 2024 enthaltenen Projekte sind – mit Ausnahme der in den Projektblättern der Projekte 2019/01 und 2019/02 enthaltenen Maßnahmen auf den Netzebenen 2 und 3 – Projekte der Planung der Verteilerleitungsanlagen auf Netzebene 1. Die Projekte in der LFiP 2024 gründen auf nachvollziehbaren Absatzszenarien, aus denen sich ableiten lässt, wann, wo und welche Gasleitungskapazitäten im Planungszeitraum benötigt werden.
- (62) Die im Kapitel 2.7. der LFiP 2024 beschriebenen Absatzmodelle beziehen sich auf alle drei Marktgebiete Ost, Tirol und Vorarlberg.
- (63) Um einen besseren Überblick über die möglichen Absatz-Entwicklungspfade von Methan und Wasserstoff zu erhalten, wurden drei Absatzszenarien – Baseline, Methan+ und Wasserstoff+ – entwickelt, wobei unterschiedliche Berechnungsannahmen bei der Umstellung von Methan auf Wasserstoff herangezogen wurden. Außerdem wurde zusätzlich ein ÖNIP-Kohärenzszenario erstellt. Jedes der drei Absatzszenarien und das ÖNIP-Kohärenzszenario wird einerseits mit der maximal möglichen Stundenleistung als auch mit dem zu erwartenden Jahresabsatz beschrieben. Die maximal mögliche Stundenleistung wird als Auslegungsbasis für die Verteilernetzinfrastruktur herangezogen. Das heißt, die Infrastruktur muss so ausgelegt sein, dass die maximal mögliche Stundenleistung jederzeit

sicher transportiert werden kann. Die Datenbasis bildet die von der AGGM durchgeführte Bedarfserhebung für Methan und Wasserstoff bei den Verteilernetzbetreibern.

- (64) Im Februar 2012 wurde der höchste Stundenabsatz im Marktgebiet Ost in der Höhe von 27 GW gemessen. Diese hohe Leistung ergab sich aus einer extremen Kälteperiode und dem daraus resultierenden erhöhten Wärmebedarf zuzüglich der erforderlichen Stromproduktion aus Gaskraftwerken. Annähernd so hohe Stundenleistungsspitzen wurden im Jänner 2017 und Februar 2018 verzeichnet. Im Winter 2023/2024 betrug die maximale gemessene Stundenleistung im Marktgebiet Ost 22,2 GW.
- (65) In Summe (Methan und Wasserstoff) wird von einem Stundenleistungsbedarf von 21,5 GW im Jahr 2040 und ca. 20 GW im Jahr 2050 ausgegangen, wobei in jedem Szenario der Methanbedarf sukzessive sinkt, und der Wasserstoffbedarf steigt. Zudem modellierte die AGGM mit der H2 Roadmap 2.0 für Österreich einen möglichen Entwicklungspfad für ein zukünftiges Methan- und Wasserstoffnetz bis 2050, mit dem Ziel, „Stranded Investments“ in die Infrastruktur möglichst zu vermeiden.
- (66) Die Potenzialanalysen zu Holzgas wurden mangels Relevanz für die vorliegende Netzplanung auf Aufforderung der Behörde mit Schreiben vom 21. Mai 2025 gestrichen.

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

- (67) Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt nach wie vor 199%, spiegelt die Versorgungssicherheit jedoch nur in Bezug auf die Infrastruktur wider. Es erfolgt keine Betrachtung, ob an den möglichen Importpunkten auch tatsächlich Gasbezugsquellen vorhanden sind und diese auch genutzt werden. Daher sind selbst mit Blick auf den hohen Infrastrukturstandard die Schaffung von zusätzlichen Importkapazitäten mit den KNEP-Projekten GCA 2022/01, GCA 2024/01 und TAG 2024/01 notwendig, um ausreichend Resilienz bei den Importkapazitäten zu schaffen.
- (68) Alle für das Jahr 2024 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von erneuerbaren Gasen und Netzbenutzern an Grenzübergabepunkten können eingehalten und alle an das Netz angeschlossenen Endkunden jederzeit versorgt werden.

2.4.3. Zur Kohärenz mit weiteren Planungsinstrumenten

- (69) Die LFIP 2024 steht in Einklang mit dem vom European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) ausgearbeiteten europäischen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), der sich für 2024 noch im Entwurfstadium befindet (siehe dazu Kapitel 2.2. der LFIP 2024). Ebenso wurden bei den Annahmen über die Entwicklung der

Gasgewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs, des Speicherbedarfs und des grenzüberschreitenden Gasaustausches der nationale Energie- und Klimaplan gemäß Art. 3 der Verordnung (EU) 2018/1999 (siehe Kapitel 2.1.1. der LFiP 2024), der KNEP 2024 (siehe Kapitel 2.4. der LFiP 2024) und der NEP gemäß § 37 EIWOG 2010 (siehe Kapitel 2.5. der LFiP 2024) sowie die Ergebnisse der Lastflusssimulationen gemäß § 34 Abs. 2 GWG 2011 (siehe Kapitel 6 der LFiP 2024) angemessen berücksichtigt. Für Speicherbetreiber liegen keine zu berücksichtigenden Investitionspläne vor. Die AGGM hat allerdings Speicheranlagen in Kapitel 2.7.2.2. und etwaige Kapazitätserweiterungsanträge in Kapitel 2.7.1.3. hinreichend analysiert und ebenfalls bei der Planung berücksichtigt.

- (70) Dass die Absatzszenarien der LFiP 2024 vom Transition Szenario des ÖNIP abweichen – wie auch die Bundesarbeitskammer in ihrer Stellungnahme hervorhebt – ist insgesamt nachvollziehbar begründet. Denn diese Abweichungen werden plausibel damit begründet, dass im Gegensatz zum ausschließlich szenarienbasierten top-down Ansatz des ÖNIP, die Absatzszenarien der LFiP 2024 auf Kapazitätserweiterungsanträgen und unverbindlichen Bedarfserhebungen (bottom-up Ansatz, siehe Kapitel 2.7.1.1. der LFiP 2024) beruhen (siehe zur Nachvollziehbarkeit der Szenarien bereits oben unter 2.4.1.) wohingegen der ÖNIP keine Angabe zur auslegungsrelevanten maximal erforderlichen Gas-Stundenleistung enthält. Ein entsprechend aussagekräftiger Vergleich zwischen den LFiP-Szenarien und ÖNIP-Szenarien ist sohin nicht möglich. Insgesamt geht aber auch der ÖNIP im Transition-Szenario von einem sinkenden Methan- (der Erdgaseinsatz sinkt auf 38 TWh in 2030 und 0 [Null] TWh in 2040 von 90 TWh in 2021; der Biomethaneinsatz steigt von 2 TWh 2021 auf 7 TWh [2030] und 10 TWh [2040]) und steigendem Wasserstoffbedarf (0 [Null] TWh [2021], 5 TWh [2030] und 29 TWh [2040]) aus. Die AGGM hat sohin den ÖNIP angemessen berücksichtigt und Abweichungen entsprechend nachvollziehbar begründet. Auch das BMWET hebt mit Blick auf die neuen Wasserstoffplanungsprojekte des „H2 Startnetzes OÖ“ hervor, dass diese eine konsistente Weiterentwicklung des ÖNIP darstellen.

3. Rechtliche Beurteilung

3.1. Rechtsrahmen

- (71) Gemäß § 22 Abs. 2 GWG 2011 hat die AGGM als Verteilergiebtsmanagerin die Aufgabe, mindestens alle zwei Jahre eine langfristige und integrierte Planung (LFiP) für einen Planungszeitraum von mindestens zehn Jahren mit Projekten für die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 zur Erreichung der Ziele dieses Gesetzes und der Ziele gemäß Abs. 1 zu erstellen. Gemäß § 22 Abs. 1 Z 1 GWG 2011 ist es Ziel der LFiP, die Ziele des § 4 GWG 2011, insbesondere das Ziel der Klimaneutralität bis 2040, unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit anderen Energieträgern, Infrastrukturen und Verbrauchssektoren, zu unterstützen. § 4 GWG 2011 nennt u.a. in Z 1 das Ziel, in der Planung von Erdgasleitungen die Grundlagen für die Dekarbonisierung, kostengünstige Versorgung und den effizienten Einsatz gasförmiger Energieträger zu schaffen. Ferner zielt die Planung der Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 nach § 22 Abs. 1 Z 1a GWG 2011

a) auf die Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien ab, b) dient dazu ein hohes Maß an Verfügbarkeit der Transportkapazität zu erzielen und c) und der Berücksichtigung von Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen.

- (72) Zusammenfassend ist bei der Erstellung der LFiP also auf eine langfristige sichere und kostengünstige Versorgung zu achten, die zugleich die Grundlage für die Dekarbonisierung (siehe auch § 22 Abs. 1 Z 5 GWG 2011) legt. Eine sichere Gasversorgung liegt iSd § 22 Abs. 1 Z 3 GWG 2011 vor, wenn sie den Infrastrukturstandard gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/1938 erfüllt. Die geplanten und bereits beschlossenen Netzausbauten sind nach § 22 Abs. 1 Z 4 GWG 2011 für den Markt transparent und nachvollziehbar (inklusive Zeitplan der Investitionsprojekte) darzustellen. Auch ist gemäß § 22 Abs. 1 Z 2 GWG 2011 eine Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) und dem KNEP herzustellen.
- (73) Im Sinne dieser Zielsetzungen ist bei der Planung gemäß § 22 Abs. 3 Z 1a GWG 2011 auch der integrierte Netzinfrasturstrukturplan gemäß § 94 EAG (ÖNIP) zu berücksichtigen, der auf die oben genannten Planungen Bezug nimmt. Ferner sind der Planung gemäß § 22 Abs. 3 Z 2 und 3 GWG 2011 angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs, angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs, des Speicherbedarfs und des grenzüberschreitenden Gasaustauschs unter Berücksichtigung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes gemäß Art. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2018/1999 (NEKP), der Investitionspläne für regionale und gemeinschaftsweite Netze, des koordinierten Netzentwicklungsplans, der Investitionspläne für Speicheranlagen, des Netzentwicklungsplans gemäß § 37 EIWOG 2010 (NEP) und der Ergebnisse der Lastflusssimulationen gemäß § 34 Abs. 2 GWG 2011 zugrunde zu legen.
- (74) Die LFiP ist gemäß § 22 Abs. 5a GWG 2011 gemeinsam mit dem KNEP zu konsultieren und das Ergebnis der Konsultation zu veröffentlichen.
- (75) Gemäß § 22 Abs. 6 GWG 2011 ist die LFiP bei der E-Control als zuständige Regulierungsbehörde zur Genehmigung einzureichen. Die Genehmigung ist zu erteilen, wenn die in der LFiP dargestellten Projekte geeignet erscheinen, die in Abs. 1 genannten Ziele zu unterstützen und nicht zu gefährden und die Kohärenz mit dem ÖNIP, dem TYNDP, dem KNEP sowie dem NEP gegeben ist. Die Genehmigung ist unter Vorschreibung von Auflagen, Bedingungen oder befristet zu erteilen, soweit dies zur Erfüllung der Zielsetzungen dieses Gesetzes erforderlich ist.

- (76) Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens ist sohin zu prüfen, ob diese Vorgaben des § 22 GWG 2011 eingehalten wurden. Nur darauf kann sich folglich auch nur die Genehmigung beziehen.

3.2. Zur Gasnetzplanung

- (77) Wie unter Punkt 2. dargelegt, hat die AGGM die LFiP 2024 gesetzeskonform erstellt. Die in der LFiP 2024 enthaltenen Projekte auf Netzebene 1 – nur solche Investitionen sind zu beurteilen und können iSd § 22 Abs. 2 GWG 2011 Gegenstand der LFiP sein – erscheinen wie unter Punkt 2.2. dargelegt technisch und wirtschaftlich zweckmäßig sowie allgemein geeignet, die unter 3.1. skizzierten Zielsetzungen zu unterstützen, insb. eine sichere und der Nachfrage angemessene sowie leistbare Gasversorgung sicherzustellen. Die Projekte spiegeln die – wie unter Punkt 2.4. dargelegt – gemäß § 22 Abs. 3 Z 2, 3 und 4 GWG 2011 getroffenen angemessenen Annahmen zur Gasgewinnung und zur Verbrauchsentwicklung wider. Mit Blick auf den kontinuierlich sinkenden Gasverbrauch sind keine kapazitätserweiternden Projekte enthalten; vielmehr wurden geplante Projekte auch mangels Relevanz für das Gasnetz zurückgezogen.
- (78) Dem Projekt 2024/05 liegt zwar ein Kapazitätserweiterungsantrag zugrunde, der sich allerdings auf die Einspeisung erneuerbarer Gase (Wasserstoff) in das Gasnetz bezieht und – wie unter Punkt 2.2. ausgeführt – die Gesamtkapazität nicht erhöht. Wie unter Punkt 2.2.1. näher erläutert, definierte die AGGM auf Aufforderung der E-Control im Projektblatt eine Ausbauschwelle, die auch in den Kapazitätserweiterungsvertrag bzw. die Kapazitätserweiterungsverträge aufzunehmen ist, um dem Ziel der schrittweisen Dekarbonisierung angemessen, also unter gleichzeitiger Sicherstellung einer leistbaren Gasversorgung, Rechnung zu tragen. Der Kapazitätserweiterungsvertrag bzw. die Kapazitätserweiterungsverträge sind der Behörde daher auch binnen zwei Wochen nach Abschluss vorzulegen, um nachzuweisen, dass eine solche Ausbauschwelle auch im Vertrag/in den Verträgen aufgenommen wurde.
- (79) Aus denselben Erwägungen heraus, erging auch die Aufforderung, das Projekt 2024/09 CO₂-freie Gasvorwärmung zu streichen, weil es sich – wie unter 2.1. ausgeführt – nicht um eine technisch notwendige Investition iSd § 22 Abs. 1 Z 1a GWG 2011 in Verteilerleitungsanlagen zur Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten bzw. allgemein zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit handelte sowie auch die getroffenen technischen und davon abgeleiteten wirtschaftlichen Annahmen der Behörde nicht realistisch erschienen und auch keine technischen Alternativen evaluiert wurden. Da das Projekt sohin nicht in verhältnismäßiger Weise einen Beitrag zum Ziel der Klimaneutralität und zur Dekarbonisierung der Infrastruktur zu leisten vermochte, war das Projekt zu streichen.

- (80) Auch besteht wie unter Punkt 2.4.3. dargelegt Kohärenz zu anderen Planungen.
- (81) Rechtsfolge der Erteilung der Genehmigung ist nach § 22 Abs. 9 GWG 2011, dass bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte jene anteiligen, tatsächlich angefallenen Kosten anzuerkennen sind, die mit der Umsetzung von in der LFiP vorgesehenen Projekten verbunden sind. Auch für diese Projekte gelten die in § 79 GWG 2011 genannten Grundsätze der Kostenwahrheit sowie Angemessenheit dem Grunde und der Höhe nach.
- (82) 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.
- (83) Die Rechtsfolge der Kostenanerkennung kann sich bereits ihrem Wortlaut nach nur auf Projekte beziehen, die einer Umsetzung zugänglich sind und iSd § 22 Abs. 2 GWG 2011 die Netzebene 1 des Verteilernetzes betreffen. Für Maßnahmen der Netzebene 2 und 3 sowie für Wasserstoffplanungsprojekte (siehe zu diesen unter Punkt 3.3.) werden sohin keine Kosten anerkannt (siehe so auch bereits der Bescheid vom 6. Juli 2023, V LFP G01/23, mit dem die LFiP 2022 und die darin enthaltenen Wasserstoffplanungsprojekte genehmigt wurden).

3.3. Zur Wasserstoffnetzplanung als Marktinformation

- (84) Die LFiP ist ein für die Marktteilnehmer transparentes Instrument, in welchem konkrete Projekte zum Ausbau und zur Ertüchtigung des Verteilernetzes auf Netzebene 1 geplant werden, wobei bei deren Planung – wie unter Punkt 3.1. ausgeführt – auf weitere Planungsinstrumente sowie die Erreichung der Klimaneutralität bis 2040 Rücksicht zu nehmen ist.
- (85) Mit Blick auf Dekarbonisierungsbestrebungen, die auch rechtlich in Form von bei der Planung zu berücksichtigenden Zielen (siehe § 22 Abs. 1 Z 1 GWG 2011) und Planungen (§ 22 Abs. 1 Z 2 und Abs. 3 GWG 2011) Niederschlag finden, enthält die LFiP 2024 (wie auch bereits die LFiP 2022) die unter Punkt 2.3. angeführten Wasserstoffplanungsprojekte. Diese sind einer Umsetzung iSe Errichtung nicht zugänglich, weil es sich erst um Projekte in einem frühen Planungsstadium (basierend auf einer unverbindlichen Bedarfserhebung) handelt, deren „Umsetzung“ in der (abgeschlossenen) Planung selbst besteht.
- (86) Derzeit fehlt für eine weitergehende Genehmigung von Umsetzungsprojekten für die Wasserstoffinfrastruktur eine rechtliche Regelung (so zB auch für die Kostenanerkennung

und die Tarifierung). Die Rechtsfolge des § 22 Abs. 9 GWG 2011 kann sich – wie oben unter Punkt 3.2. ausgeführt – somit nicht auf die Planungsprojekte (oder weiterführende Umsetzungsmaßnahmen) zum Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur beziehen. Gleiches gilt überdies für die Rechtsfolge des § 145 Abs. 1 GWG 2011.

- (87) Die Aufnahme dieser Projekte in die LFiP 2024 dient sohin vorrangig der Information der Marktteilnehmer mit Blick auf eine zukünftige Dekarbonisierung der Gasinfrastruktur. Eine vorausschauende Planung der Gasnetzinfrastuktur unter Einbeziehung eines zukünftigen Wasserstoffbedarfs, wie er in der H2 Roadmap entsprechend berücksichtigt wird, vermeidet auch – iSd Stellungnahme der Bundesarbeiterkammer – „Stranded Assets“.
- (88) Vor diesem Hintergrund erging auch die Aufforderung, in den Planungsprojekten 2024/01 und 2024/07 die in den Projektbeschreibungen enthaltenen Wegerechtssicherungen zu streichen, weil diese von der Behörde bereits als konkrete Umsetzungsmaßnahmen angesehen wurden.
- (89) Jedenfalls ist aber iSd RL (EU) 2024/1788 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff (ABl. L 2024/107, 1) und allgemein mit Blick auf das Ziel einer leistbaren Gasversorgung sicherzustellen, dass Erdgasverbraucher vor steigenden Entgelten geschützt werden, wenn u.a. Erdgasanlagen abgeschrieben werden sollen oder die Erdgasentgelte aufgrund einer schrumpfenden Kundenbasis steigen. Ebenso ist auf Art. 5 der VO (EU) 2024/1789 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff (ABl. L 2024/108, 1) hinzuweisen, der die Trennung des regulierten Anlagevermögens vorsieht, um Quersubventionierungen zu vermeiden.

II. 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, die Gründe auf die sich die behauptete Rechtswidrigkeit stützt sowie das Begehren zu enthalten.

Mit Einbringung der Beschwerde ist die Eingabegebühr von **50,00 Euro** gemäß § 14 TP 6 Abs. 5 Z 1 lit. b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl. 267/1957 idGF iVm § 2 VwG-Eingabengebührverordnung (VwG-EGebV), BGBl. II 387/2014 idGF, fällig. Die Gebühr ist zumindest unter **Angabe der Geschäftszahl** des Bescheids durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamts Österreich – Dienststelle Sonderzuständigkeiten, IBAN: AT83 0100 0000 0550 4109, BIC: BUNDATWW, zu entrichten. Die Entrichtung der

Gebühr ist durch einen Zahlungsbeleg oder einen Ausdruck über die erfolgte Erteilung einer Zahlungsanweisung nachzuweisen; dieser Beleg ist der Eingabe anzuschließen. Notare, Rechtsanwälte, Steuerberater oder Wirtschaftsprüfer können die Entrichtung der Gebühr auch durch einen schriftlichen Beleg des spätestens zugleich mit der Eingabe weiterzuleitenden Überweisungsauftrages nachweisen, wenn sie darauf mit Datum und Unterschrift bestätigen, dass der Überweisungsauftrag unter einem unwiderruflich erteilt wird.

III. Gebührenhinweis

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

Wien, am 13.08.2025

Der Vorstand

Beilage ./1: LFiP 2024, in der Ausgabe 4 vom 18. Juni 2025 (für die Veröffentlichung geschwärzt)

Anlagen:

2025-08-14-D-000201 -
LFiP24_Bericht_A4_inkl_Projektliste_Stellungnahmen_Redacted.cleaned.pdf

