

V MET G 02/20 Trans Austria Gasleitung GmbH (unverbindliche öffentliche Fassung)

Methodenregulierung; Gas Fernleitungsnetzbetreiber; Kostenfeststellung; Risikotragung

Trans Austria Gasleitung GmbH
z.H. der Geschäftsführung
Wiedner Hauptstraße 120
1050 Wien
per elektronischer Zustellung

Wirtschaftskammer Österreich

Wiedner Hauptstraße 63
1045 Wien
per elektronischer Zustellung

Bundesarbeitskammer

Prinz-Eugen-Straße 20-22
1040 Wien
per elektronischer Zustellung

B E S C H E I D

In dem von Amts wegen eingeleiteten Verfahren zur Feststellung der Kosten und des Mengengerüsts der Trans Austria Gasleitung GmbH für das Jahr 2025 ergeht gemäß § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 7/2022, iVm § 69 Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011 idF BGBl. I Nr. 145/2023, nachstehender

I. Spruch

Spruchpunkt 1:

- a. Die Anträge auf Genehmigung der Methode vom 7. März 2024 und vom 25. April 2024 werden abgewiesen.
- b. Es wird von Amts wegen ab 1. Jänner 2025 befristet bis zum 31. Dezember 2027 eine Methode erlassen. Diese Methode bildet als Beilage ./01 einen Bestandteil dieses Bescheides.
- c. Die jährlichen Kosten für die Regulierungsperiode ab 1. Jänner 2025 für die Verdichterenergie und Kosten für CO₂-Zertifikate werden für das Jahr 2025 mit EUR 15.992.900,00 festgestellt.
- d. Die jährlichen Kosten exkl. Verdichterenergie und Kosten für CO₂-Zertifikate werden für das Jahr 2025 mit EUR 167.539.670,00 festgestellt.
- f. Als Mengen werden für 2025 festgestellt:

Mengengerüst für das kapazitätsbasierte Entgelt:

Entry-/Exit-Punkt	kWh/h
FZK Entry Baumgarten	9.211.831
FZK Entry Arnoldstein	8.746.377
FZK Exit Arnoldstein	6.683.747
FZK Exit Verteilergebiet	3.562.672
FZK Exit VG-Kärnten	471.871
DZK Entry Arnoldstein (VG)	521.331
Exit Eggendorf	1.111.503
Exit Grafendorf	166.731
Exit St. Margarethen	221.439
Exit Weitendorf	1.952.543
Exit Sulmeck-Greith	110.456
Exit Ettendorf	55.223
Exit Waisenberg	22.022
Exit Ebenthal	110.087
Exit Finkenstein	284.539

Mengengerüst für das mengenbasierte Entgelt:

Entry-/Exit-Punkt	kWh
Entry Baumgarten	10.071.000.000
Exit Arnoldstein	37.122.472.878
Exit Distribution Area	7.935.141.704
Entry Arnoldstein	56.898.421.144

Spruchpunkt 2:

Die übrigen, von den spruchmäßigen Feststellungen abweichenden Anträge werden abgewiesen.

II. Begründung

1. Verfahrensablauf - TAG

1.1. Ausgangslage

Mit Bescheid vom 30. April 2020 (V MET G 02/17) wurde die von Trans Austria Gasleitung GmbH (kurz: **TAG**) eingereichte Methode befristet bis zum 31. Dezember 2024 genehmigt. Am 4. November 2020 hat der Vorstand der E-Control zur Zahl V MET G 02/20 das Verfahren zur Feststellung der Kosten, der Zielvorgaben sowie des Mengengerüsts gemäß § 69 Abs. 2 iVm § 82 GWG 2011 für die verfahrensgegenständliche Genehmigungsperiode eingeleitet und die erste Datenabfrage mit 12. Mai 2021 durchgeführt.

1.2. Aufforderung zur Übermittlung einer Methode bzw. eines Methodenkonzepts

Mit E-Mail vom 3. Februar 2023 wurde die TAG durch die Behörde u.a. aufgefordert, die mitgesendeten Anforderungslisten für die Jahre 2021 und 2022 sowie "bis Ende März ihre Wünsche/Vorstellungen/einen Erstentwurf bezüglich einer neuen Methode an die Behörde zu übermitteln". Da bis zum Ende der Frist keine Unterlagen für die Methode eingereicht wurden, erneuerte die Behörde ihre Aufforderung am 4. April 2023 und trug dem Netzbetreiber auf, dies bis zum 14. April 2023 nachzuholen. Am 21. April 2023 wurde ein „Diskussionstand“ übermittelt, allerdings kein Antrag auf Genehmigung einer miteingereichten Methode gestellt; vielmehr enthielt das Schreiben konzeptive Gedanken zur Darlegung der Ansichten des Unternehmens.

1.3. Verfahrensschritte der Regulierungskommission der E-Control zur Einhaltung der europäischen Vorgaben zur Festlegung neuer Netzentgelte

In Ermangelung eines Antrags und damit einer antragsgemäßen Beurteilung angemessener Kosten durch den Vorstand der E-Control wurde auf Grundlage von Schätzungen von Kosten und Mengen durch die Regulierungskommission der E-Control am 21. Dezember 2023, unvorgreiflich der endgültigen Kosten- und Mengenfeststellung des Vorstandes, eine Konsultation der Referenzpreismethode (RPM) gemäß Art. 26 und 28 des Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen VO (EU) 2017/460 der Kommission vom 16. März 2017 (TAR NC) durchgeführt. Die Zusammenhänge zwischen RPM und Kostenmethode sind in Kapitel 2.4 näher beschrieben.

1.4. Entwicklung einer Behördenmethode sowie eine vorläufige Ermittlung angemessener Kosten

Am 8. Februar 2024 wurden eine von der Behörde amtswegig ausgearbeitete Methode sowie darauf aufbauende Kostenberechnungen in Form eines vorläufigen Ermittlungsergebnisses dem Parteiengehör mit Stellungnahmefrist 29. Februar 2024 unterzogen. Auf Ersuchen der TAG und gemeinsamen Ansuchen der Bundesarbeitskammer (BAK) und der Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) wurde die Stellungnahmefrist auf den 7. März 2024 erstreckt.

1.5. Stellungnahmen zum vorläufigen Ermittlungsergebnis, Antrag TAG

Die Bundesarbeitskammer (BAK) erklärte in ihrer Stellungnahme vom 4. März 2024, die im Methodendokument vom 8. Februar 2024 vorgeschlagenen und angewandten Regulierungsparameter zu großen Teilen zu unterstützen. Zum Mengenrisiko erklärte die BAK, dass eine Aufrollung bzw. Verwendung der ausbezahlten Risikoprämien eine grundlegende Voraussetzung sei, wenn das Mengenrisiko zukünftig auf die Netznutzer:innen überwältigt werden solle, denn schließlich sei diese Prämie genau dafür gewährt worden und müsse daher zur Reduzierung der Kosten auf Seiten der Netznutzer:innen herangezogen werden. Eine andere Verwendung der ausbezahlten Mittel sei für die BAK nicht hinnehmbar. Der Ansatz der Buchwerte anstelle der Wiederbeschaffungswerte werde ausdrücklich begrüßt, da die Bewertung des Anlagevermögens über Buchwerte besser zu den veränderten Rahmenbedingungen der Gasnetzinfrastruktur passe. Die BAK begrüßte ebenfalls die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre, die Ansätze der Behörde zum Forschungsbudget sowie den geänderten Ansatz, das Mengengerüst in der 5. Periode nicht mehr wie zuvor anhand des Durchschnitts der Buchungen in der Vergangenheit zu ermitteln, sondern jährlich anhand bestehender und erwarteter Buchungen. Die BAK begrüßte auch die Festlegung der Behörde, Planerlöse aus Auktionserlösen anzusetzen. Zur Festlegung des x_{gen} auf 0,4 % für OPEX merkte sie kritisch an, dass sie diesen als zu niedrig angesetzt ansieht. Die Teilnahme am internationalen OPEX-Benchmarking sei jedenfalls zu begrüßen. Ebenso wurde kritisch gesehen, dass der WACC für den Altbestand während der gesamten Periode (4,20 % vor Steuern) fix gilt, aber jener für Neuinvestitionen jährlich aktualisiert wird (für 2025: 6,36 % vor Steuern) und die Festlegung des Fremdkapitalzinssatzes am oberen Ende der Bandbreite hinterfragt.

Die WKÖ begrüßte in ihrer Stellungnahme vom 7. März 2024 ebenfalls die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre und den Ansatz, Buchwerte zur Bestimmung des Anlagevermögens heranzuziehen. Die Festlegung der Werte unter Berücksichtigung des behördlichen *Randl/Zechner*-Gutachtens vom 11. November 2023 (im Akt 2024-02-05-D-000644) fand die WKÖ nachvollziehbar. Zur WACC-Kapitalstruktur von 40 % Eigenkapital und 60 % Fremdkapital regte sie an, für die Zukunft die sehr komplexe Eigenfinanzierung des Netzbetreibers genauer zu betrachten und gegebenenfalls die Normkapitalstruktur abzuändern. Die WKÖ sah es als sachgerecht an, dass der generelle Produktivitätsfaktor (x_{gen})

bei den OPEX wie im Gas-Verteilernetz mit 0,4 % angesetzt wird, verwies jedoch nachdrücklich auf die Wichtigkeit eines internationalen Benchmarkings. Die WKÖ unterstützte die Vorgehensweise der Behörde bei der individuellen Risikoabgeltung und dem Mengenrisiko (Übernahme des Mengenrisikos durch die Netzkunden, im Gegenzug Aufrollung der bis dato bezahlten Mittel zuzüglich Verzinsung, abzüglich allfälliger bereits eingetretener Mindererlöse), bei den Boni und dem Forschungsbudget.

Die TAG wies in ihrer Stellungnahme vom 7. März 2024 zusammengefasst darauf hin, dass das vorläufige Ermittlungsergebnis und der dem Parteiengehör unterzogene amtswegige Methodenentwurf nach ihrer Berechnung in der Regulierungsperiode zu negativen Nettoertragswerten führen, die für das Unternehmen im Bereich von -... Mio. bis -... Mio.€ pro Jahr schwanken und einen operativen Cashflow unter Null generieren würde. Der grundsätzliche Ansatz, das Mengenrisiko auf die Netzkunden:innen zu übertragen, wurde befürwortet. Kritisiert wurde jedoch die nach Ansicht der TAG das Vertrauen erschütternde und das Eigentumsrecht verletzende nachträgliche Neuberechnung des regulierten Anlagenvermögens, die zu einem Schaden von ***** Euro führen würde. Die Rückforderung der Risikoabgeltung sei ungerechtfertigt und es fehle eine angemessene Vergütung für das systematische und nicht-systematische Mengenrisiko in der Vergangenheit. Auch erfolge eine Unterschätzung des WACC, der auf Grund der Zinsentwicklungen nicht mehr die angemessenen Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital nach § 80 Abs 1 GWG 2011 garantiere. Bemängelt wurde auch, dass die OPEX unterdeckt seien, was die Aufrechterhaltung des Betriebes sowie die Erfüllung von gesetzlichen Verpflichtungen verunmögliche, und dass die Definition eines impliziten Produktivitätsfaktors in der Höhe der Inflation während der Regulierungsperiode ökonomisch nicht vertretbar sei und weit ab von europäischen Referenzwerten liege.

Die TAG beantragte eine eigene Methode für eine vierjährige Regulierungsperiode (1. Jänner 2025 bis 31. Dezember 2028) mit dem Ansatz des Gaswirtschaftsjahrs als Tarifperiode (dh. Beginn: 1. Oktober 2024) und die Durchführung einer mündlichen Verhandlung. Weiters übermittelte sie Unterlagen zu den von der Behörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis zur Klärung genannten Themen. Weiters brachte sie Gutachten zur Ermittlung angemessener Zinsen, zwei Gutachten zur durch die Behörde durchgeführten Risikoaufröpfung, ein Gutachten zur bilanziellen Behandlung der Risikoerlöse sowie eine ökonomische Betrachtung der verzinslichen Kapitalbasis (Regulatory Asset Base „RAB“) ein, sowie einen Tarifvergleich gemäß § 82 Abs. 4 GWG 2011 von Fernleitungsnetzbetreibern von vier Nachbarstaaten Österreichs.

1.6. Erörterung der Stellungnahmen

Am 15. März 2024 fand über Einladung der Behörde eine Erläuterung der von den Parteien eingebrachten Stellungnahmen statt. Dabei wurden insbesondere die Themen

Abschreibungen, Finanzierungskosten, Regulierungskonto, Auktionserlöse der Zukunft sowie die Auswirkungen der amtswegigen behördlichen Methoden- und Bescheidansätze auf die Unternehmensgewinne erörtert (siehe Ergebnisprotokoll vom 15. März 2024; im Akt: 2024-04-10-D-000369).

Mit ihrer Replik vom 22. März 2024 äußerte sich die BAK zur Stellungnahme des Unternehmens und wiederholte darin insbesondere ihren Standpunkt, dass eine Umstellung der Bewertung des Anlagevermögens von Wiederbeschaffungswerten auf Buchwerte aus mehreren Gründen geboten sei, sowie dass die in vergangenen Perioden durch die Netznutzer:innen entrichtete Risikoabgeltung zur Gänze aufgerollt und bestimmungsgemäß verwendet werden solle.

Die WKÖ replizierte am 22. März 2024 auf die Stellungnahme der TAG und ging dabei auf die Thematiken der Aufrollung des Kapazitätsrisikos, die Bestimmung der RAB, die Aufwertung der eigenkapitalfinanzierten Netzanlagen (Wiederbeschaffungswerte), des nominellen WACC, zur Zielvorgabe, zum Netzbetreiberpreisindex (NPI), zum Forschungs- und Innovationsbudget und zum Bonus-/Malus-System ein und trat hier dem Vorbringen des Unternehmens entgegen.

Die TAG ging in ihrer Replik vom 22. März 2024 auf die Stellungnahmen der BAK und der WKÖ auf die Themengebiete Dauer der Regulierungsperiode, Bestimmung des verzinslichen Anlagevermögens und Abschreibung, Risikovergütung, Ermittlung des Finanzierungskostensatzes; Auktionserlöse, Forschungsbudget und operative Kosten ein.

1.7. Mündliche Verhandlung

Auf Antrag des Unternehmens fand am 27. März 2024 eine mündliche Verhandlung statt. Dabei wurden vor allem die drei Themen "Mengenentwicklung und Auktionserlöse", "OPEX" sowie "Dauer der Regulierungsperiode" behandelt (vgl. Protokoll zur mündlichen Verhandlung; im Akt: 2024-04-26-D-000245). In der mündlichen Verhandlung wurde dem Unternehmen u.a. aufgetragen, den zuvor übermittelten Fernleitungstarifvergleich gemäß § 82 Abs. 4 GWG 2011 nicht nur in Bezug auf vier Staaten einer bestimmten Region, sondern entsprechend der Rechtsgrundlage repräsentativ für die Mitgliedstaaten der Europäischen Union darzustellen.

1.8. Aufforderung Verbesserungsersuchen

Da in weiterer Folge von Seiten der TAG keine angepasste Methode übermittelt wurde, erging am 11. April 2024 seitens der Behörde ein Verbesserungsauftrag gemäß § 82 Abs. 1 GWG 2011, mit welchem die Behörde der TAG Abänderungen der am 7. März 2024 beantragten Methode im Zusammenhang mit der Aufrollung der Mengenrisikoerlöse, den vom Unternehmen gewünschten Wiederbeschaffungswerten bei der RAB, dem WACC, den OPEX, der Forschungsprämie und den Boni binnen zwei Wochen auftrug. Unter einem forderte die Behörde die TAG im Sinne ihrer Mitwirkungspflicht gemäß § 82 Abs. 1 sechster Satz GWG 2011 auf, die eingereichte Methode zu den Themenpunkten Mengenrisiko, Rückabwicklung Risikoerlöse, verzinsliche Kapitalbasis (Wiederbeschaffungswertansatz), Kapitalverzinsung,

OPEX, Forschungsprämie und Boni abzuändern oder neu einzureichen, da sie den gesetzlichen Rahmenbedingungen nicht entspricht (vgl. Aufforderungsschreiben vom 11. April 2024 zur Verbesserung der Methode: GZ V MET G 02/20/10).

1.9. Erläuterung des Aufforderungsschreibens

Zum Zwecke der näheren Erläuterung der behördlichen Position zu diesen Punkten fand am 17. April 2024 eine weitere Erörterung mit beiden Fernleitungsnetzbetreibern TAG und Gas Connect Austria GmbH (GCA) sowie BAK und WKÖ statt.

1.10. Neueinreichung einer Methode

Mit Schriftsatz vom 25. April 2024 hielt TAG ihre Rechtsauffassung zum Antrag vom 7. März 2024 auf Genehmigung der eingereichten Tarifmethode vollinhaltlich aufrecht, brachte jedoch einen neuen Antrag zu einer neuen Methode für die fünfte Regulierungsperiode ein, die sich in folgenden Punkten von der vorherigen Methode unterschied:

- Umstellung des Wiederbeschaffungswertansatzes auf einen Buchwertansatz bei der verzinslichen Kapitalbasis gegen eine Kompensationszahlung;
- Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre;
- Forschungsprämie iHv 0,6 % der jährlichen beeinflussbaren Betriebskosten sowie
- Boniregelung als Kann-Element für die nächste Periode.

Explizit nicht in der beantragten Tarifmethode vorgesehen war die Aufrollung der Risikoprämien der Vergangenheit.

Weiters nahm die TAG zum Auftrag der Behörde vom 11. April 2024 zu Fragen

- der Zuordnung bzw. Aufrollung des Mengenrisikos;
- der verzinslichen Kapitalbasis und Verzinsung;
- der Betriebskosten;
- der Forschungsprämie und
- zu den Gutachten und Stellungnahmen von Frontier Economics und Randl/Zechner

Stellung.

Die TAG stellte „ob des Sachverständigen Frontier-Economics einen Ablehnungsantrag gemäß § 53 AVG“, brachte weiters eine gemeinsam mit der GCA beauftragte Stellungnahme von NERA zur Rückabwicklung der Risikoabgeltung ein sowie zum WACC-Gutachten von *Randl/Zechner* ein ergänzendes Gegengutachten von *KPMG/Bogner*. Diese Anträge und Unterlagen wurden den anderen Parteien übermittelt.

Bereits am 17. April 2024 hatte das Unternehmen eine Legal Opinion/Stellungnahme von *Bezemek/Starlinger* und auf Ersuchen der Behörde einen ergänzten internationalen Tarifevergleich übermittelt, in welchem nicht nur die ursprünglichen Fernleitungsnetzbetreiber der vier östlichen Nachbarstaaten Österreichs, sondern die Tarife aller Fernleitungsnetzbetreiber in allen Staaten der Europäischen Union nominell verglichen wurden.

1.11. Rückmeldung von BAK und WKÖ zur neu eingereichten Methode

Seitens der BAK wurden die neuen Begehren der TAG mit Stellungnahme vom 3. Mai 2024, seitens der WKÖ mit Stellungnahme vom 6. Mai 2024 inhaltlich abgelehnt. Die Legalparteien hielten ihre bisherigen Positionen aufrecht, erachteten den Methodenvorschlag der TAG für nicht angemessen und beantragten dessen Abweisung.

2. Rechtslage und Rahmenbedingungen für Kosten- und Mengenermittlung für Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 69 iVm § 82 GWG 2011

2.1. Allgemeine Ausführungen zur Rechtsgrundlage

§ 69 Abs. 2 GWG 2011 bestimmt, dass die Regulierungsbehörde die vom Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 82 eingereichten Methoden auf Antrag des Fernleitungsnetzbetreibers oder von Amts wegen periodisch mit Bescheid zu genehmigen hat. Diese Genehmigung ist zu befristen. Der WKÖ, der Landwirtschaftskammer Österreich, der BAK und dem Österreichischen Gewerkschaftsbund ist vor Abschluss des Ermittlungsverfahrens Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Die Regulierungsbehörde hat deren Vertretern Auskünfte zu geben und Einsicht in den Verfahrensakt zu gewähren. Wirtschaftlich sensible Informationen, von denen die Vertreter bei der Ausübung ihrer Einsichtsrechte Kenntnis erlangen, sind vertraulich zu behandeln (§ 69 Abs. 3 GWG 2011).

§ 82 GWG 2011 regelt die Kosten- und Mengenermittlung im Fernleitungsnetz und lautet wie folgt:

„§ 82. (1) Die Ermittlung der Tarife des Fernleitungsnetzbetreibers erfolgt auf Basis einer von der Regulierungsbehörde mit Bescheid zu genehmigenden Methode, die den Anforderungen des Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 zu entsprechen hat. Die der Berechnung der Tarife zugrundeliegenden Kosten und Mengengerüste sind in den Bescheid aufzunehmen. Dabei ist sicher zu stellen, dass für die Fernleitungsnetzbetreiber Anreize bestehen, die Effizienz zu steigern und notwendige Investitionen angemessen durchführen zu können. Die Behandlung von Erlösen aus marktorientierten Kapazitätsvergabeverfahren sind bei der Erstellung der Methode zu berücksichtigen. § 80 ist sinngemäß anzuwenden. Die Methode ist über Aufforderung der Regulierungsbehörde abzuändern oder neu zu erstellen. Die aus der genehmigten Methode resultierenden Tarife sind durch Verordnung der Regulierungsbehörde festzulegen und im Internet zu veröffentlichen.“

(2) Das Mengengerüst ist auf Basis der vertraglich kommittierten Kapazitäten zu ermitteln und der maximalen technischen Kapazität gegenüberzustellen.

(3) Die durch Anwendung der Methode durch den Fernleitungsnetzbetreiber ermittelte Höhe der Kosten ist der Regulierungsbehörde nachzuweisen und durch die Vorlage sämtlicher Kalkulationsgrundlagen zu belegen. Das Mengengerüst ist nachzuweisen und durch die Vorlage entsprechender Unterlagen zu belegen. Die Höhe der Kosten und das Mengengerüst sind mit Bescheid zu genehmigen, wenn bei der Ermittlung der Kosten sowie des Mengengerüsts die Vorgaben der Methode eingehalten wurden. Die Regulierungsbehörde hat die Kosten neu festzusetzen, wenn der Fernleitungsnetzbetreiber bei der Ermittlung der Kosten die Vorgaben der Methode nicht eingehalten hat.

(4) Die Genehmigung hat jedenfalls durch Bescheid zu erfolgen, wenn die Voraussetzungen gemäß Abs. 1 und 2 erfüllt sind und die aus diesen Methoden resultierenden Tarife nicht wesentlich über dem Durchschnitt veröffentlichter Fernleitungstarife (Fernleitungsentgelte), die der Regulierungsbehörde gleichzeitig mit der zu genehmigenden Methode vorzulegen sind, für vergleichbare Transportleistungen auf vergleichbaren Leitungssystemen in der Europäischen Union liegen.“

Der in § 82 Abs. 1 GWG 2011 angeführte Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 normiert, dass die von den Regulierungsbehörden gemäß Art. 41 Abs. 6 der Gasbinnenmarkt-RL 2009/73/EG genehmigten Tarife oder Methoden zu ihrer Berechnung, die die Fernleitungsnetzbetreiber anwenden, sowie die gemäß Art. 32 Abs. 1 der genannten Richtlinie veröffentlichten Tarife transparent sein müssen, der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene Kapitalrendite umfassen, sowie gegebenenfalls die Tarifvergleiche der Regulierungsbehörden berücksichtigen sollen.

2.2. Einwände gegen die amtswegige Durchführung des Verfahrens

Die Möglichkeit der Behörde, von Amts wegen einen Bescheid gemäß § 69 Abs. 2 GWG 2011 zu erlassen, wird seitens des Unternehmens nicht grundsätzlich bestritten. In ihrer Stellungnahme vom 25. April 2024 geht die TAG jedoch indirekt auf die Frage der rechtlichen Zulässigkeit einer amtswegigen Bescheiderlassung ein, da die Genehmigung durch die zuständige Regulierungsbehörde (RegB) gemäß § 82 Abs. 4 GWG 2011 jedenfalls durch Bescheid zu erfolgen habe, wenn die Voraussetzungen gemäß Abs. 1 und 2 leg. cit. erfüllt sind und die aus dieser Methode resultierenden Tarife nicht wesentlich über dem Durchschnitt veröffentlichter Fernleitungstarife (Fernleitungsentgelte), die der Regulierungsbehörde gleichzeitig mit der zu genehmigenden Methode vorzulegen sind, für vergleichbare Transportleistungen auf vergleichbaren Leitungssystemen in der Europäischen Union liegen.

Damit erachtet die TAG die Möglichkeit einer amtswegigen Durchführung offenbar als subsidiären Alternativtatbestand: für eine amtswegige Erlassung bestehe kein Spielraum, da § 82 Abs. 4 GWG 2011 die Genehmigung einer beantragten Tarifmethode unter bestimmten Voraussetzungen gebiete. Die Regulierungsbehörde sei nicht befugt, ihr Ermessen an die

Stelle des vom Gesetzgeber dem Fernleitungsnetzbetreiber zugewiesenen Ermessens zu setzen.

Dieser Auffassung ist nach Ansicht der Behörde nicht zu folgen, da der Gesetzeswortlaut des § 69 Abs. 2 GWG 2011 eine amtswegige Bescheiderstellung zulässt und weder aus dem Wortlaut, noch aus den Gesetzesmaterialien eine solche „Subsidiarität“ der amtswegigen Bestimmung entnommen werden kann.

Die chronologische Aufzählung der Tatbestandsvoraussetzungen einer Bescheiderlassung („auf Antrag oder von Amts wegen“) für sich alleine kann aus Sicht der Behörde nicht zu einer solchen Subsidiarität führen. Ebenso wenig lässt sich aus systematischer Sicht in § 82 GWG 2011 eine Subsidiarität erkennen: dass der Gesetzgeber für Parteienanträge inhaltliche Vorgaben machen muss, liegt in der Natur der Sache, da für die Amtsführung der Behörde bereits, neben unionsrechtlichen Vorgaben, die Rechtsvorschriften des Energie-Control-Gesetzes (besonders zu erwähnen: § 4 – Allgemeine Ziele; § 7 Abs. 2 – gesetzesmäßige, zweckmäßige, wirtschaftliche und sparsame Amtsführung) den Handlungsrahmen setzen.

Aber es stehen dem Vorbringen des Unternehmens auch systematische Erwägungen zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde entgegen.

Gemäß Art. 39 Abs. 4 lit. a und Abs. 5 lit. a der Richtlinie 2009/73/EG hat die RegB ihre Zuständigkeit nämlich unabhängig von öffentlichen Einrichtungen bzw. politischen Stellen auszuüben. Die mangelnde Unabhängigkeit und damit verbundene Ineffektivität der Liberalisierung war geradezu ein Hauptaugenmerk des Unionsgesetzgebers (vgl. RL 2009/73/EG ErwGr 29). Diese unabhängige Stellung der Behörde soll daher garantieren, dass die Regulierungsbehörde im Verhältnis zu den Einrichtungen, denen gegenüber ihre Unabhängigkeit zu wahren ist, völlig frei handeln kann und dabei vor jeglicher Weisung und Einflussnahme von außen geschützt ist (vgl. EuGH Rs. C-378/19, *Präsident Slovenskej republik*, Rz. 32 f). Die RegB hat ihre Entscheidungen in den von der Richtlinie genannten Regulierungsaufgaben und -befugnisse daher selbständig und allein auf der Grundlage des öffentlichen Interesses zu treffen, um die Einhaltung der mit dieser Richtlinie verfolgten Ziele zu gewährleisten, ohne externen Weisungen anderer öffentlicher oder privater Stellen unterworfen zu sein (ebd., Rz 54).

In dem Zusammenhang hat der EuGH in der Rs. C-718/18, *Kommission/Deutschland*, aufbauend auf seiner vorgehenden Judikatur u.a. (wiederum) ausgesprochen, dass

- die „*völlige Unabhängigkeit der NRB gegenüber Wirtschaftsteilnehmern und öffentlichen Einrichtungen [...] notwendig [ist], um zu gewährleisten, dass die von den NRB getroffenen Entscheidungen unparteiisch und nicht diskriminierend sind, was die Möglichkeit einer bevorzugten Behandlung der mit der Regierung, der Mehrheit oder jedenfalls der politischen Macht verbundenen Unternehmen und wirtschaftlichen Interessen ausschließt. Zudem gibt die völlige Trennung von der politischen Macht den*

NRB die Möglichkeit, bei ihrem Handeln eine langfristige Perspektive zu verfolgen, die erforderlich ist, um die Ziele der Richtlinien 2009/72 und 2009/73 zu verwirklichen..“ (Rz. 112);

- *„eine Auslegung von [...] Art. 41 Abs. 1 Buchst. a und Abs. 6 Buchst. a und b der Richtlinie 2009/73 in dem Sinne, dass es einer nationalen Regierung freisteht, die von den NRB anzuwendenden Methoden zur Berechnung der Netzzugangstarife und der Ausgleichsleistungen festzulegen oder zu genehmigen, den Zielen dieser Richtlinien zuwiderliefe.“ (Rz 113);*
- *„die Richtlinien 2009/72 und 2009/73 ausschließlich den NRB zugewiesenen Befugnisse sowie die Unabhängigkeit der NRB gegenüber allen politischen Stellen zu gewährleisten sind, also nicht nur gegenüber der Regierung, sondern auch gegenüber dem nationalen Gesetzgeber, dem es nicht gestattet ist, einen Teil dieser Befugnisse den NRB zu entziehen und sie anderen öffentlichen Stellen zuzuweisen.“ (Rz. 130);*
- *„die Mitgliedstaaten bei der Organisation und Strukturierung ihrer NRB zwar über eine Autonomie verfügen, diese Autonomie jedoch unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien 2009/72 und 2009/73 festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben ist [...], mit denen sichergestellt werden soll, dass die NRB bei der Ausübung der ihnen vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom erlassen.“ (Rz. 119 mHa EuGH Prezident Slovenskej republiky, Rz 38) und*
- *„[in] Anbetracht eines derart detaillierten normativen Rahmens auf Unionsebene, aus dem sich, [...] ergibt, dass die Tarife und Berechnungsmethoden für den inländischen und den grenzüberschreitenden Handel auf der Grundlage einheitlicher Kriterien festzulegen sind, kann der Bundesrepublik Deutschland nicht darin gefolgt werden, dass es für die Umsetzung der Richtlinien 2009/72 und 2009/73 erforderlich sei, Kriterien für die Berechnung der Tarife auf nationaler Ebene aufzustellen.“ (Rz. 123).*

Es ist demnach nach der Rsp. des EuGH im Lichte der Unabhängigkeit unionsrechtlich unzulässig, die Behörde bei der Festlegung der Netzentgelte, der damit verbundenen Kosten und ihrer Berechnungsmethoden national (durch gesetzgeberisches oder verwaltungsbehördliches Handeln des Mitgliedstaats) an besondere inhaltliche Vorgaben zu binden als auch formelle Vorgaben zu machen, die verhindern, dass die RegB ihre Entscheidungen autonom erlassen kann. Damit soll ermöglicht werden, die öffentlichen (Regulierungs-)Ziele der Energieunion langfristig zu verfolgen.

Wenn es schon unionsrechtlich unzulässig ist, die Behörde an inhaltliche Vorgaben des Mitgliedstaats bei der Kosten-/Tariffestlegung zu binden, dann muss es umso mehr unzulässig sein, dass das regulierte Unternehmen selbst durch seine Anträge bestimmt, wie die Kosten und Tarife gestaltet sind (vgl. dahingehend die obigen Ausführungen zur Unabhängigkeit gegenüber Wirtschaftsteilnehmern). Andernfalls wären – in Verkehrung der Art. 39 ff der

ErdgasbinnenmarktRL 2009/32/EG nicht die öffentlichen (Regulierungs)Ziele der Richtlinien, sondern primär die privaten Interessen des Unternehmens maßgeblich.

Die verfahrensrechtlich eingeräumte Möglichkeit der Antragstellung für Fernleitungsnetzbetreiber darf zu keiner materiellen Ungleichbehandlung gegenüber anderen regulierten Netzbetreibern führen.

§ 69 Abs. 2 und § 82 Abs: 1 GWG 2011 können daher bei unionsrechtskonformer Auslegung nur so interpretiert werden, dass die Genehmigung eines Antrags der Fernleitungsnetzbetreiber im unionsrechtlich gebundenen Ermessen der Regulierungsbehörde liegt.

An dieser Schlussfolgerung ändert auch nichts, dass der EuGH im Rahmen der Entscheidung Kommission/Deutschland, C-718/18, nicht auf den Fall einer antragsbezogenen Genehmigung von Tarifen eingegangen ist, und die im zitierten Verfahren festgestellte Vertragsverletzung Deutschlands an keiner Stelle mit dem Ermessen der nationalen Regulierungsbehörden begründet wurde.

Für die Behörde können diese Differenzierungen keinen relevanten Unterschied machen: entscheidend ist, dass nach der Rsp. des EuGH das Unionsrecht die Kompetenzen der Regulierungsbehörden ausreichend determiniert und weitergehende, über die Richtlinie und die Verordnung Nr. 715/2009 hinausgehende nationale Vorgaben des Gesetzgebers für die Behörde nicht notwendig, überdies auch unionsrechtswidrig sind. Der Umstand, ob der EuGH die abschließende Harmonisierung der Regulierungsaufgaben mit der Unabhängigkeit, Autonomie oder der Ermessensfreiheit begründet, ist für dieses Ergebnis unerheblich. Zusätzlich sei erwähnt, dass der Bedarf nach einer Ausweitung der Ermessensfreiheit der Behörde in Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG ohnedies besonders hervorgehoben wird. Insofern spielt es auch in Zusammenhang mit den Kompetenzen der Regulierungsbehörde keine Rolle, ob die unionsrechtlichen Regelungen verfahrensgegenständlich durch AVG-Anträge oder durch indirekte über die Harmonisierung hinausgehende Determinierungen der Tarife, wie etwa extensive Interpretationsversuche zu § 82 Abs. 4 GWG 2011 (siehe oben "jedenfalls") handelt oder nicht. In beiden Fällen erachtet die Behörde das abschließend harmonisierte Recht bzw. die Pflicht, gemäß Art. 13 der Verordnung 715/2009 iVm Art. 40 ff der Richtlinie 2009/73/EG Tarife in der „richtigen“ Höhe festzulegen, faktisch und rechtlich beeinträchtigt, da durch die Inhalte der Anträge dieses Ziel vereitelt werden kann. Eine Ermessensbindung der Behörde ausschließlich an die Antragstellung ist daher im Lichte der Judikatur zu Rs C-718/18 unzulässig.

So hat der VwGH bereits in Hinblick auf die § 48 ff EIWOG 2010 ausgesprochen, dass der Regulierungsbehörde hiermit ein weites Ermessen im Zusammenhang mit der Kostenermittlung eingeräumt wurde (VwGH 18.11.2014, 2012/05/0092, 2012/05/0093, 2012/05/0094). Nichts anderes kann in Bezug auf die Festlegung nach § 69 Abs. 2 GWG 2011

gelten, bleiben die Regelungen in ihrem Detailgrad doch beispielsweise merklich hinter den Vorgaben zur Feststellung nach dem EIWOG 2010 für Stromnetzbetreiber zurück.

Daneben ist, wie oben bereits ausgeführt, die Regulierungsbehörde den unionsrechtlichen Vorgaben und der damit (auch national) festgelegten Ziele verpflichtet. Diese Aufgabe kann die Regulierungsbehörde nur durch Übung von Ermessen nachkommen, da die (Beweis-)Mittel und Wege zur Erreichung der Ziele hierzu abhängig von der Marktsituation sowie den rechtlichen und faktischen Möglichkeiten der Netzbetreiber und der Regulierungsbehörde nur so in Einklang gebracht werden können.

Im Übrigen ist der Begriff des behördlichen Ermessens nach nationalem Verständnis ein anderer als der des (politischen) Ermessens auf Unionsebene bzw. in der Rsp. des EuGH (nach der Meroni-Doktrin basierend auf der Rs. 9/56 Meroni). Während die Regulierungsbehörde ein Ermessen nach nationalem Verständnis in Erfüllung ihrer Aufgaben zur Entgeltregulierung ausüben kann und muss, ist dies kein Ermessen iSd Meroni-Doktrin (vgl. EuGH Kommission/Deutschland, Rz 131 ff).

Abschließend dazu ist darauf hinzuweisen, dass das Ergebnis auch im angenommenen Fall einer nationalgesetzlichen Bindung der Behörde an den Antrag kein anderes wäre: gemäß Art. 41 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG ist die Regulierungsbehörde befugt, vorläufig geltende Fernleitungsnetztarife oder die entsprechenden Methoden festzulegen oder zu genehmigen, wenn sich die Festlegung der Tarife verzögern sollte. Selbst bei einer ausschließlichen Antragsbindung hätte die Regulierungsbehörde – im Hinblick auf die Rechte der betroffenen Netzbenutzer, die ein unionsrechtlich gesichertes Recht auf die Festlegung angemessener Fernleitungsnetzentgelte haben – somit jedenfalls das Recht, vorläufige Entgelte festzulegen, da Art. 41 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG im Sinne der Rechtsprechung des EuGH unmittelbar anzuwenden ist. Bei dieser vorläufigen Festsetzung der Tarife kann es sich nur um eine amtswegig wahrzunehmende Aufgabe der Behörde handeln, da eine (abermalige) Bindung an einen Antrag wiederum die Festlegung der Tarife in der richtigen, mit Art. 13 der Verordnung 715/2009 im Einklang stehenden Höhe zu beeinträchtigen geeignet ist.

Der verspätete und nicht genehmigungsfähige Antrag (siehe oben Kap. 1.8.) des Unternehmens machte eine amtswegige Methodengenehmigung erforderlich. Dem Vorwurf der Nichtumsetzung von Art. 41 Abs. 10 der GasbinnenmarktRL ist entgegenzuhalten, dass diese Bestimmung den Netzkunden Rechte auf sachgerechte Tariffestlegung verleiht und im Sinne der stRSpr des EuGH (u.a. Urteil des Gerichtshofes vom 4. Dezember 1974, van Duyn gegen Home Office, Rs C-41/74 et al.) unmittelbar anwendbar ist.

Das Argument hinsichtlich eines Antragsmonopols bzw. -vorrangs des Fernleitungsnetzbetreibers bei der Erstellung der Methode ist sohin zu verwerfen.

2.3. Materielle Rahmenbedingungen

§ 80 GWG 2011, der gemäß § 82 Abs. 1 GWG 2011 auch im Verfahren zur Kostenermittlung der Fernleitungsnetzbetreiber sinngemäß anzuwenden ist, lautet wie folgt:

„§ 80. (1) Finanzierungskosten haben die angemessenen Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes und die Kosten für Ertragsteuern zu berücksichtigen sind. Geförderte Finanzierungen sind angemessen zu berücksichtigen.

(2) Die Finanzierungskosten sind durch Multiplikation des angemessenen Finanzierungskostensatzes mit der zu verzinsenden Kapitalbasis zu ermitteln. Hierbei ist der verzinsliche Rückstellungsbestand unter Berücksichtigung der Finanzierungstangente, welche im Personalaufwand verbucht ist, kostenmindernd anzusetzen.

(3) Der Finanzierungskostensatz ist aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer zu bestimmen. Die Normkapitalstruktur hat sowohl generelle branchenübergreifende als auch signifikante unternehmensindividuelle Faktoren zu berücksichtigen, welche den Eigenkapitalanteil um mehr als 10 % unterschreiten. Eine marktgerechte Risikoprämie für das Eigen- und Fremdkapital, die Rahmenbedingungen des Kapitalmarktes sowie ein risikoloser Zinssatz sind zu berücksichtigen. Bei der Ermittlung des risikolosen Zinssatzes kann ein mehrjähriger Durchschnitt herangezogen werden.

(4) Die verzinsliche Kapitalbasis ist durch die der Kostenfestlegung zugrunde liegende Bilanz im Sinne des § 8 für die Verteilungstätigkeit zu bestimmen. Sie ergibt sich aus dem für den Netzbetrieb nötigen Sachanlagevermögen und dem immateriellen Vermögen abzüglich passivierter Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte (Baukostenzuschüsse) und etwaiger Firmenwerte. Im Falle von Zusammenschlüssen von Netzbetreibern kann eine erhöhte Kapitalbasis anerkannt werden, sofern aus diesem Zusammenschluss erzielte Synergieeffekte unmittelbar zu einer Reduktion der Gesamtkosten führen.“

Daneben gelten zur Bemessung der Kosten und Tarife weitere Bestimmungen des nationalen wie Unionsrechts, wie zB § 9 GWG 2011, § 71 GWG 2011 oder Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009.

Da die genehmigte Methode der vierten Regulierungsperiode mit 31. Dezember 2024 ausläuft, ist entsprechend den Vorgaben des GWG 2011 die Genehmigung einer neuen Methode gemäß § 82 GWG 2011 erforderlich. Dazu wurde seitens der Behörde mit 8. Februar 2024 ein Entwurf gemeinsam mit dem vorläufigen Ermittlungsergebnis konsultiert. In Folge wurde durch das Unternehmen am 7. März 2024 eine eigene Methode beantragt und am 25. April 2024 aktualisiert.

2.4. Zusammenspiel des Methodenbescheids mit der Erlassung der GSNE-VO und der Referenzpreismethode

Mit dem Neubeginn der neuen Regulierungsperiode, welcher 2025 erfolgt, gehen eine Neufestsetzung der Entgelte 2025 und der RPM gemäß TAR NC einher. Nach dem den

nationalen und unionsrechtlichen Vorgaben entsprechenden Prozedere sind die Kosten und Mengen der Netzbetreiber gemäß § 69 Abs. 2 GWG 2011 bis spätestens Ende Mai 2024 zu erlassen. Die Festsetzung der neuen Entgelte für die Fernleitung ist dabei von mehrfachen Vorbedingungen abhängig:

Nach den innerstaatlichen formellen Voraussetzungen werden gemäß § 70 Abs. 1 zweiter Satz GWG 2011 die Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz durch die Regulierungskommission (siehe § 12 Abs. 2 Z 2 E-ControlG) auf Basis der vom Vorstand (siehe § 7 Abs. 1 E-ControlG) festgestellten Kosten und der Methode gemäß § 82 GWG 2011 mit Verordnung in Kraft gesetzt. Der Verordnungserlassung hat gemäß § 70 Abs. 3 GWG 2011 ein Stellungnahmeverfahren voranzugehen. Gemäß § 19 Abs. 2 Z 2 E-ControlG ist vor Erlassung der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (GSNE-VO) 2013 der zur Beratung u.a. in diesen Angelegenheiten eingerichtete Regulierungsbeirat zu hören.

Unionsrechtlich schreibt der TAR NC zusätzliche formelle und materielle Anforderungen vor: Gemäß Art. 6 Abs. 2 TAR NC sind die den Entgelten für die Nutzung der Fernleitungen zugrundeliegenden Referenzpreise anhand einer RPM zu errechnen; die RPM wird, da sie Teil der Entgeltfestsetzung ist, von der Regulierungskommission gemeinsam mit den Entgelten in der GSNE-VO festgelegt. Die geltende RPM läuft im Jahr 2024 aus.

Nach den Vorgaben von Art. 26 und Art. 27 TAR NC ist eine RPM vor ihrer Erlassung einem Konsultationsprozedere zu unterziehen. Die Konsultation der RPM umfasst nach Art. 26 Abs. 1 lit. b iVm Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. i TAR NC auch eine indikative Angabe der zulässigen Erlöse der Fernleitungsnetzbetreiber, welche final durch den Kosten- und Mengenbescheid des Vorstandes gemäß § 69 Abs. 2 iVm der Methode nach § 82 GWG 2011 normiert werden.

Gemäß Art. 32 lit. a TAR NC sind die in Art. 29 leg. cit. genannten Informationen, das sind insbesondere die Reservepreise für die Jahreskapazität, für deren Berechnung die RPM dient und die sich nach Art. 12 TAR NC aus den Referenzpreisen berechnen, spätestens 30 Tage vor der jährlichen Auktion für Jahreskapazität zu veröffentlichen. Gemäß Art. 11 Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen, ABl. Nr. L 72 vom 17.03.2017 S. 1, wiederum beginnen die jährlichen Auktionen für Jahreskapazität am ersten Montag im Juli jedes Jahres, sofern im Auktionskalender nichts anderes bestimmt ist. Eine Veröffentlichung hat daher spätestens 30 Tage zuvor zu erfolgen; im Jahr 2024 ist dies der 1. Juni.

Das heißt, dass die durch die GSNE-VO 2013 festzulegenden Entgelte für die Fernleitung spätestens am 31. Mai 2024 im Bundesgesetzblatt verlautbart werden müssen, damit eine unionsrechtskonforme Publizität der Netztarife sichergestellt ist. Die Erlassung des Kostenmethodenbescheides gemäß § 69 Abs. 2 GWG 2011 hat zeitlich vor dieser Verordnungserlassung zu erfolgen. Damit jedoch allen Marktteilnehmern und auch den Fernleitungsnetzbetreibern und Legalparteien gemäß § 69 Abs. 3 GWG 2011 eine

Stellungnahme zu den festzulegenden Netzentgelten für die Fernleitung effektiv und sachgerecht ermöglicht werden kann, müssen die Kosten und Mengen und somit die daraus abgeleiteten Tarife bereits zu Beginn der Begutachtung weitestgehend feststehen.

Seitens der TAG wurde nach einiger Vorkorrespondenz (siehe oben Kap. 1. Verfahrensablauf) am 7. März 2024 ein Antrag auf Genehmigung einer Methode gemäß § 82 GWG 2011, samt zahlreichen weiteren Gutachten bzw. Darstellungen, eingebracht. Nach Durchführung einer mündlichen Verhandlung und einer Anhörung sowie behördlicher Aufforderung auf Verbesserung gemäß § 82 Abs. 1 GWG 2011 teilte die TAG am 25. April 2024 mit, dass sie ihren Antrag vom 7. März 2024 ändert und stellte einen neuen Antrag, der sich jedoch in den von der Behörde beanstandeten Punkten nicht substantiell vom früheren Antrag unterscheidet. Angemerkt wird auch, dass hinsichtlich jener Aspekte, die für beide Fernleitungsnetzbetreiber in der Methode gleich geregelt sein müssen, keine inhaltlich abgestimmte Antragsausgestaltung zwischen TAG und GCA gegeben war.

Die Behörde hält dazu fest, dass beide Anträge, insbesondere der zweite Antrag, zeitlich sehr spät gestellt worden sind, um über die laufenden Verbesserungsaufträge auf eine genehmigungsfähige Methode hinwirken zu können. Die TAG hatte, wie unter Kapitel 1 dargestellt, ausreichend Zeit, zu einem früheren Zeitpunkt Anträge auf Genehmigung der Methode einzubringen. Die Behörde wertet dies als Verstoß gegen die Mitwirkungs- und Verfahrensförderungspflicht des Unternehmens gemäß § 39 AVG und sieht es unter anderem auch deshalb als erforderlich an, eine Methode amtswegig zu erlassen. Hierdurch kann sichergestellt werden, dass zeitgerecht eine entsprechende Methode zur Anwendung gelangt und somit auch neue Netzentgelte ermittelt werden können, was wiederum Einnahmen des Unternehmens und dessen wirtschaftliches Fortbestehen sichert.

Anderenfalls würde das Unternehmen erhebliche existenzielle Risiken zu tragen haben, da aufgrund der zeitlichen Befristung der derzeit geltenden Methode bis 31. Dezember 2024 die Grundlage für die derzeit verordneten Tarife mit 1. Jänner 2025 wegfallen würde. Eine Weitergeltung der Entgelte würde dem § 69 Abs. 2 iVm § 70 Abs. 1 GWG 2011 widersprechen. Vor dem Hintergrund der langen Dauer des Verfahrens, des umfangreichen Ermittlungsverfahrens und der dem Unternehmen bekannten Notwendigkeit der rechtzeitigen Bescheiderlassung kann dem Vorbringen des Unternehmens nicht gefolgt werden, wonach die Behörde nur den gestellten Antrag behandeln dürfe.

2.5. Inhaltliche Bewertung der Anträge

Inhaltlich ist der gestellte Antrag nicht genehmigungsfähig. Die Behörde hat in ihrem Verbesserungsauftrag vom 11. April 2024 (vgl. Aufforderungsschreiben zur Verbesserung der Methode: GZ V MET G 02/20/10) dargelegt, inwiefern die beantragte Methode des Unternehmens vom 7. März 2024 nicht sachgerecht und sohin rechtswidrig ist und den Auftrag für eine inhaltliche Verbesserung vorgegeben; auch mit dem am 25. April 2024 eingereichten

Antrag ist diese jedoch nicht im genehmigungsfähigen Ausmaß erfolgt. Es wird daher der Antrag aus folgenden Gründen für nicht genehmigungsfähig erachtet:

1. Die einseitige Änderung des Mengenrisikos zu Lasten der Netzkunden ohne Berücksichtigung der Risikoerlöse

Das Unternehmen fordert, die Aufrollung der seit 2013 erhaltenen Erlöse aus Risikoabgeltungen großteils nicht durchzuführen. Eine Änderung beim (Risiko-)Mengengerüst (eine Reduktion der für die Entgeltbestimmung anzusetzenden Mengen auf die tatsächlichen Mengen) ohne korrespondierende Berücksichtigung der dafür in der Vergangenheit gewährten Risikoabgeltung ist nicht angemessen. In der im vorläufigen Ermittlungsergebnis der Regulierungsbehörde übermittelten Methode war deshalb im Einklang mit dem Übergang des Mengenrisikos auf die Netzkunden eine Rückabwicklung der bislang erhaltenen Risikoprämien unter Berücksichtigung der eingetretenen Risiken berücksichtigt. Dies wurde in der Methode des Unternehmens nicht berücksichtigt.

Dieser Teil der vom Unternehmen eingereichten Methode steht mit dem rechtlichen Rahmen nicht im Einklang (sh. dazu Kapitel 5.1), weshalb eine Genehmigung des Antrags diesbezüglich nicht möglich ist.

2. Verzinsliche Kapitalbasis/Wiederbeschaffungswerte

Durch die Rückführung des Mengenrisikos der Fernleitungsnetzbetreiber und damit einhergehend einer de facto Gleichstellung mit anderen gemäß GWG 2011 regulierten Gasnetzbetreibern gibt es aus Sicht der Behörde keinen sachlichen Grund mehr, weshalb Gasfernleitungsnetzbetreiber, im Gegensatz zu sämtlichen übrigen Gas- und Strom-Verteilernetzbetreibern und zu den Strom-Übertragungsnetzbetreibern das Privileg einer Berechnung der RAB in Form der Wiederbeschaffungswerte haben sollen. Soin ist das Festhalten am Ansatz von Wiederbeschaffungswerten rechtswidrig (im Detail siehe Kapitel 5.2.1), aus Gründen der Gleichbehandlung mit anderen Netzbetreibern sowie zur Vermeidung einer aus dem Wiederbeschaffungswertansatz folgenden Überkompensation diskriminierend und unsachlich. Ebenso ist es aus denselben Gründen verfehlt, anstelle der Wiederbeschaffungswerte eine Kompensationszahlung in gleicher Höhe zu begehren.

Dieser Teil der vom Unternehmen eingereichten Methode steht mit dem rechtlichen Rahmen nicht im Einklang (sh. dazu Kapitel 5.2.1), weshalb eine Genehmigung des Antrags diesbezüglich nicht möglich ist.

3. Boni

Im Zuge der Erstellung der Methode ist gemäß § 82 GWG 2011 sicher zu stellen, dass für die Fernleitungsnetzbetreiber Anreize bestehen, die Effizienz zu steigern. Boni, die keine besondere Herausforderung für das Unternehmen darstellen, sind damit nicht zu gewähren, vielmehr soll ein Bonus eine außergewöhnliche Anstrengung des Unternehmens belohnen.

Die beantragte Ausgestaltung der Boni unterscheidet sich nicht signifikant von der Ausgestaltung in der Vergangenheit. In Anbetracht der Tatsache, dass das Unternehmen in den Jahren 2021 und 2022 jeweils 100 % der Ziele erreicht hat, obwohl die Ziele noch nicht festgelegt waren, würde die weitere Festlegung dieser Bonifikation somit keinen Anreiz für außergewöhnliche Anstrengungen des Unternehmens nach sich ziehen. Leicht zu erreichende Boni sind daher als nicht angemessen zu beurteilen und auch vor dem Hintergrund der zuvor geschilderten Kosten- und Mengensituation sind ergänzende Kostenkomponenten abzulehnen. Im am 25. April 2024 eingereichten Antrag auf Genehmigung der Methode stellte die TAG den Antrag, die Festlegung von Boni zu einem späteren Zeitpunkt vorzunehmen. Dieser Vorschlag ist aus Sicht der Behörde nicht genehmigungsfähig, weil die Höhe einer Bonifikation und ihre Erreichbarkeit vollkommen unbestimmt bleiben, zumal die aus der Methode resultierenden Kosten zu Beginn feststehen sollten, um nachträgliche Systemänderungen und daraus resultierende Auswirkungen auf Entgelte hintanzuhalten.

Dieser Teil der vom Unternehmen eingereichten Methode steht mit dem rechtlichen Rahmen nicht im Einklang, weshalb eine Genehmigung des Antrags diesbezüglich zu versagen ist.

4. Vorgaben an die Festlegung der Entgelte

Das Unternehmen will mit der eingereichten Methode Vorgaben für die Ermittlung der Entgelte durchführen (unter anderem Beginn der jeweiligen Entgeltperiode jeweils mit 1. Oktober, jährliche Festsetzung von Entgelten, Vorgabe von kapazitätsbasierten und mengenbasierten Entgelten). Für die Bestimmung der Entgelte haben die Netzbetreiber jedoch gemäß § 72 Abs. 2 GWG 2011 lediglich ein Vorschlagsrecht und können somit die Regulierungskommission in ihrer Entscheidung nicht durch Elemente in der Methode gemäß § 82 GWG 2011 binden. Ebenso wenig kann der Vorstand mit Bescheid darüber Festlegungen treffen.

Dieser Teil der vom Unternehmen eingereichten Methode steht mit dem rechtlichen Rahmen nicht im Einklang, weshalb eine Genehmigung des Antrags diesbezüglich nicht möglich ist.

2.6. Zu den internationalen Tarifvergleichen gemäß § 82 Abs. 4 GWG 2011

2.6.1. Keine formale Bindung gemäß § 82 Abs. 4 GWG 2011

In der Stellungnahme der TAG vom 25. April 2024 wird weiters argumentiert, es bestehe gemäß § 82 Abs. 4 GWG 2011 (arg.: "jedenfalls") eine Bindung der Regulierungsbehörde an den Vorschlag, wenn der Methodenantrag „die Voraussetzungen gemäß § 82 Abs. 1 und 2 GWG 2011 erfüllt und die daraus resultierenden Tarife nicht wesentlich über dem Durchschnitt ... für vergleichbare Transportdienstleistungen liegen“.

Aus Sicht der Behörde kann an dieser Stelle dahingestellt bleiben, ob diese Interpretation des nationalen Rechts mit dem Unionsrecht vereinbar ist (siehe dazu näher oben bzw. weiter unten). Jedenfalls ist das Verständnis, ein Methodenantrag sei immer zu genehmigen, wenn nur den Kriterien des § 82 Abs. 1 und 2 GWG 2011 entsprochen sei und die daraus

resultierenden Tarife nicht wesentlich überdurchschnittlich wären, grundlegend verfehlt und unsystematisch. Selbstverständlich hat ein Methodenantrag aufgrund des Stufenbaus der Rechtsordnung mit sämtlichen gesetzlichen Normen im Einklang zu stehen, unabhängig davon, welcher Bestimmung im GWG diese zugehörig sind. Ebenso ist die Behörde befugt, respektive verpflichtet, Verstöße gegen sämtliche von ihr zu überwachenden Vorschriften des GWG 2011 gemäß § 24 Abs. 2 E-ControlG abzustellen. Dazu gehört auch beispielsweise die Möglichkeit, durch Bescheid einen GWG-konformen Vollzug einer Methode zu erzwingen. Wenn also diese Handlungsmöglichkeit und Ermessensfreiheit über einen Bescheid gemäß § 24 Abs. 2 E-ControlG besteht, wäre es gleichermaßen unlogisch wie unsystematisch, ein solches Ermessen der Behörde gemäß § 69 Abs. 2 iVm § 82 GWG 2011 abzusprechen. Soin haben alle Anträge gesetzeskonform zu sein.

Darüber hinaus darf nicht übersehen werden, dass die von der TAG geäußerte Behauptung, es sei der gestellte Antrag gemäß § 82 Abs. 4 GWG 2011 jedenfalls zu genehmigen, auch faktisch auf den aktuellen Fall nicht zutrifft: lex cit. referenziert auf die Erfüllung des § 82 Abs. 1 GWG 2011 - diese liegt jedoch nicht vor. Seitens der Behörde wurde der TAG in Entsprechung mit § 82 Abs. 1 GWG 2011 ("Die Methode ist über Aufforderung der Regulierungsbehörde abzuändern oder neu zu erstellen.") am 11. April 2024 aufgetragen, einen genehmigungsfähigen Antrag einzureichen. Zwar wurde seitens des Unternehmens ein neuer Antrag gestellt, doch entsprach auch dieser nicht vollumfänglich dem behördlichen Auftrag und war materiell nicht genehmigungsfähig. Da somit im vorliegenden Fall die Tatbestandsvoraussetzung des § 82 Abs. 1 GWG 2011 nicht erfüllt war, ist auch die von TAG ins Treffen geführte Rechtsfolge des Abs. 4 leg.cit. formal nicht geboten.

2.6.2. Inhaltliche Würdigung des Tarifvergleichs

Seitens des Unternehmens wurde im Zuge der Stellungnahme vom 7. März 2024 ein „Tariff Benchmarking“ (im Akt: 2024-03-07-D-000782) übermittelt, mit welchem gemäß § 82 Abs. 4 GWG 2011 belegt werden sollte, dass die Tarifauswirkungen aus der beantragten Methode im vergleichbaren europäischen Umfeld lägen. Inhaltlich wurden jedoch nur die nominellen Fernleitungsentgelte von vier östlichen Nachbarstaaten (Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn) vergleichsweise dargestellt. Auf Rückfrage der Behörde, warum nur diese vier Staaten bzw. Fernleitungsnetzbetreiber ausgewählt worden sind, und einem entsprechenden mündlich erteilten Auftrag in der Verhandlung vom 27. März 2024 übermittelte das Unternehmen am 17. April 2024 eine ergänzende Darstellung aller nominellen Fernleitungsentgelte in der Europäischen Union (im Akt: 2024-04-17-D-000783).

Die beigebrachten Darstellungen des Fernleitungsnetzbetreibers sind aus Sicht der Behörde keine „vergleichbaren Transportleistungen auf vergleichbaren Leitungssystemen in der Europäischen Union“ im Sinne des § 82 Abs. 4 GWG 2011. Der zunächst angestellte Vergleich mit den Fernleitungsentgelten der vier östlichen Nachbarstaaten Österreichs ist insofern unzureichend, als er lediglich vier von 27 Staaten bzw. vier von 23 Fernleitungssystemen in

der EU vergleicht, zumal die gewählten Vergleichsparameter (zB „Nachbarland Österreich“, „Grenzübergabepunkte mit Österreich“, „Binnenland“, „Verlust des historischen Transitgeschäfts“) nach Ansicht der Behörde nicht taugliche Vergleichskriterien im Sinne der gesetzlichen Kriterien für den Tarifvergleich darstellen. Im Zusammenhang mit der europaweiten Gegenüberstellung aller Fernleitungsentgelte wurde hingegen lediglich auf einen nominellen Vergleich mit allen Staaten abgestellt, nicht jedoch nur, wie das Gesetz es erfordert, auf vergleichbaren Leitungssystemen und nicht auf die vergleichbare Transportdienstleistung abgestellt (vgl § 82 Abs. 4 GWG 2011). Der reine Vergleich Transit-FZK (Fest zuordenbare Kapazitäten) bzw. Transit-unterbrechbar (unterbrechbare Kapazitäten) im internationalen Umfeld bedeutet nicht, dass sich hinter der Transitzkapazität auch eine vergleichbare Dienstleistung befindet, insbesondere ob es sich um dieselbe durchschnittliche Transportlänge (iSv Distanz) handelt, ob Kompressorenergie mitumfasst ist und wie ein Entschädigungsregime bei Nichterbringung der Transportdienstleistung ausgestaltet ist. Es ist auch nicht dargestellt, ob der das Netz nutzende Kunde noch weitere Kosten zu tragen hat (wie es in Österreich zukünftig mit dem Arbeitsentgelt für Transportdienstleistungen der Fall ist) oder ob alle Entgelte mit diesem verglichenen Kapazitätsentgelt abgegolten werden.

Der vom Unternehmen angestellte Tarifvergleich bildet daher keine taugliche Grundlage für die vom Unternehmen begehrte Genehmigung der eingereichten Methode.

3. Rahmenbedingungen für Kosten- und Mengenermittlung für Fernleitungsnetzbetreiber gem. § 82 GWG 2011

Gegenstand dieses Verfahrens ist die Ermittlung der angemessenen Kosten und Mengen des antragstellenden Unternehmens unter Zugrundelegung der ebenfalls mit gegenständlichem Bescheid zu genehmigenden Methode. Da seitens des Unternehmens keine genehmigungsfähige Methode zeitgerecht eingebracht worden ist, erfolgt die Festlegung der Methode und der daraus abgeleiteten Kosten und Mengen von Amts wegen.

Zur Feststellung der Kosten im Prüfungszeitpunkt sind unterschiedliche Ermittlungsschritte notwendig:

- Es sind Aufrollungen auf Basis der früheren genehmigten Methode (Punkte III. 1, 10, 11 und IV in Beilage ./5) aus der dritten Regulierungsperiode vorzunehmen, (siehe Kapitel 0)
- Es sind Aufrollungen auf Basis der früheren genehmigten Methode (Punkte II. 1, 2, 5, 8, 11, 13, 15, III. 1, IV und VI. in Beilage ./6) aus der vierten Regulierungsperiode (gültig von 1. Jänner 2021 bis 31. Dezember 2024) (siehe Kapitel 4) durchzuführen,

- Es ist eine Methode amtswegig zu erstellen und die sich daraus ergebenden Kosten für die fünfte Regulierungsperiode zu bestimmen (siehe Kapitel 5 und 6).
- Es sind Kosten für die Verdichterenergie und CO₂-Zertifikate zu bestimmen (siehe Kapitel 7)
- Es ist das Mengengerüst zu ermitteln (siehe Kapitel 8).

3.1. Aufrollungen der dritten Regulierungsperiode

Die Aufrollung der Kosten der dritten Regulierungsperiode (2017-2020) erfolgte bereits teilweise, nämlich für die Jahre 2017 und 2018, im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung der Methode der vierten Regulierungsperiode (V MET G 02/17). Für die nunmehr stattfindende Aufrollung der Jahre 2019 und 2020 kommen die Rahmenbedingungen der dritten Regulierungsperiode zur Anwendung. Diese wurden mit Bescheid vom 21. Oktober 2016 (V MET G 02/13; in der Folge: „Methode 2016“) bzw. mit Berichtigungsbescheid vom 11. November 2016 festgelegt.

3.2. Aufrollungen der vierten Regulierungsperiode

Für die Aufrollungen der Kosten der Jahre 2021 und 2022 (vierte Regulierungsperiode) kommen die Vorgaben der vierten Regulierungsperiode zur Anwendung. Diese wurden mit Bescheid des Vorstands der E-Control vom 22. April 2020 (V MET G 02/17; in der Folge: „Methode 2020“) festgelegt.

3.3. Aussetzen der Aufrollung für Verdichterenergie und CO₂-Zertifikate

Die Aufrollung der Verdichterenergiekosten und der Kosten für CO₂-Zertifikate wird in diesem Verfahren ausgesetzt. Das Unternehmen hat während der vierten Regulierungsperiode zwei Mal eine Anpassung der Kostenbasis diese Kosten betreffend beantragt. Diesen Anträgen wurde in den Bescheiden V MET G 02/21 und V MET G 02/22 nachgekommen. Aufgrund dieser neuen Kostenausgangsbasis wurde von der Regulierungskommission ein Arbeitsentgelt in der Fernleitung eingeführt. Da dieses jedoch erst während des Jahres 2022 eingeführt wurde, hatte das Unternehmen zum Ende des Jahres 2022 noch eine größere Unterdeckung seiner genehmigten Kosten. Im Jahr 2023 – als das Arbeitsentgelt das ganze Jahr eingehoben wurde – und im Jahr 2024, in dem bei weitem weniger Brenngas benötigt wird, als in den Ausgangskosten enthalten ist, wird das Unternehmen diese Unterdeckung lt. ersten Berechnungen der Behörde kompensieren. Da zu erwarten ist, dass sich aufgrund der getroffenen Maßnahmen bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode diese initiale Unterdeckung zum Großteil auflösen bzw. ins Gegenteil wandeln wird, verschiebt die Behörde die Aufrollung der Kosten für Verdichterenergie und CO₂-Zertifikate in das nächste Verfahren zur Überprüfung der Methode des Netzbetreibers. Daher werden in diesem Verfahren allfällige Über- bzw. Unterdeckungen nicht berücksichtigt. Dabei werden auch die Feststellungen der

Bescheide V MET G 02/21, V MET G 02/22 und V MET G 02/23 berücksichtigt, in denen bereits Feststellungen zur Aufrollung der Jahre 2019 – 2021 getroffen wurden.

3.4. Methode für die fünfte Regulierungsperiode

Da die genehmigte Methode der vierten Regulierungsperiode mit 31. Dezember 2024 ausläuft, ist entsprechend den Vorgaben des GWG 2011 die Genehmigung einer neuen Methode gemäß § 82 GWG 2011 erforderlich, welche für drei Jahre vom 1. Jänner 2025 bis zum 31. Dezember 2027 gelten soll. Die Dauer der Regulierungsperiode wurde gegenüber der letzten Periode um ein Jahr verkürzt, um den zu erwartenden und rascher eintretenden Veränderungen und Rahmenbedingungen in den europäischen Energiemärkten besser Rechnung zu tragen. Im Rahmen dieses Verfahrens sind die Kosten und das Mengengerüst festzusetzen. Auf Basis dieser festgestellten Kosten und Mengen erfolgt durch Verordnung der Regulierungskommission gemäß § 70 Abs. 1 letzter Satz GWG 2011 die Ermittlung der Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz. Grundsätzlich besteht wieder das Ziel, über einen Zeitraum von drei Jahren möglichst stabile Kosten und darauf aufbauende Entgelte zu erzielen. Allerdings wurde in der laufenden Entgeltperiode festgestellt, dass der Gasmarkt bedeutend volatil geworden ist. Deswegen werden einzelne Elemente der Methode jährlich aktualisiert, um signifikante Entgeltsprünge in der Zukunft in Zusammenhang mit Aufrollungen (zB geänderte Absatzmengen) so gut wie möglich zu vermeiden. Eine grundsätzliche Neufeststellung der Kostenbasis ist in diesem Zeitraum nicht durchzuführen. Im Fall von Projekten für neue oder zusätzliche Kapazität aus geplanten Investitionsprojekten wird eine Feststellung der Kosten je Projekt und dem daraus resultierenden Mengengerüst mittels Bescheid während der Regulierungsperiode erfolgen.

Die anzuwendende Methode für die fünfte Regulierungsperiode (2025 bis 2027) (Beilage ./01) orientiert sich im Wesentlichen an den Grundsätzen der Methode für die vierte Regulierungsperiode, allerdings kommt es zu erforderlichen inhaltlichen Anpassungen. Die wesentliche Änderung ist die Übertragung des Mengenrisikos an die Kunden, zukünftig ist dieses daher nicht mehr von den Fernleitungsnetzbetreibern selbst zu tragen. Da allerdings ab 2013 bereits eine Risikoabgeltung für zukünftig (potenziell) nicht mehr gebuchte Kapazitäten berücksichtigt wurde, sind die hieraus eingenommenen Beträge und das tatsächlich eingetretene Risiko zu betrachten und aufzurollen. Weiters erfolgt eine Umstellung bei der Anerkennung der Kapitalkosten. Anders als bisher erfolgt im vorläufigen Ermittlungsergebnis auch die Abgeltung der mittels Eigenkapital finanzierten Netzanlagen anhand der in den Jahresabschlüssen ausgewiesenen Werte. Mit diesen Änderungen wird somit ein Regulierungssystem umgesetzt, welches in den wesentlichen Parametern der Regulierung den Systemen aller Verteilernetzbetreiber und der Stromübertragungsnetzbetreiber gleicht und den wirtschaftlichen Fortbestand der Unternehmen nachhaltig sichert.

Bzgl. der Details der Methode wird auf Beilage ./01 verwiesen.

In den nachfolgenden Kapiteln werden erforderliche Aufrollungen aus den letzten Regulierungsperioden (Kapitel 0 und 4) und im Detail die Kostenermittlung für die kommende Regulierungsperiode (Kapitel 5) beschrieben. In Kapitel 6 erfolgt die zusammengefasste Darstellung der ermittelten Kosten für die Festlegung von Kapazitätsentgelten.

Kapitel 7 behandelt in weiterer Folge die Kosten für Verdichterenergie und Kosten für CO₂-Kompensationen und in Kapitel 8 werden die Mengen für die Entgeltermittlung zusammengefasst.

Überprüfung der Methode 2016 – notwendige Aufrollungen

Bei der Aufrollung der Jahre 2019 und 2020 handelt es sich um die Aufrollung der letzten beiden Jahre der dritten Regulierungsperiode (1. Jänner 2017 bis 31. Dezember 2020), die bei Erstellung des Methodenbescheids für die vierte Regulierungsperiode (1. Jänner 2021 bis 31. Dezember 2024) noch nicht einfließen konnten.

Die mit Bescheid V MET G 02/13 für die Jahre 2017 bis 2020 genehmigte Methode (vgl. Beilage ./05) sieht vor, dass folgende Punkte einer Neuberechnung unterzogen werden:

Bei den Erlöspositionen sind es

- vermarktete Kapazitäten;
- Auktionen;
- unterbrechbare Transportverträge;
- Engpassmanagement (CMP)-Maßnahmen ohne Überbuchung (Overbooking) und
- sonstige Erlöse und Erträge.

Bei den Kostenpositionen umfasst die Neuberechnung die

- CAPEX (Abschreibungen und Finanzierungskosten);
- Energiekosten inkl. CO₂-Kosten;
- Kosten des Marktgebietsmanagers (MGM) und der Regulierung;
- Aufzinsung von Änderungen bei CAPEX und
- Zielerreichung bei zusätzlichen Anreizen.

Die jeweiligen Berechnungen zu den einzelnen Unterkapitel befinden sich in der Beilage ./02 und können dort nachvollzogen werden.

3.5. Vermarktete Kapazitäten

Das Unternehmen hat für die jeweiligen Jahre seine vermarkteten Kapazitäten bekannt gegeben. Diese wurden von der Behörde überprüft und werden als plausibel angesehen.

Die Methode 2012 wurde insofern adaptiert, dass für diese Periode nicht an jedem Punkt separat überprüft wird, ob die Menge des Risikomengengerüsts erreicht wurde, sondern ob

die geplanten Erlöse insgesamt erzielt wurden. Hierfür gelten auch kurzfristige Buchungen, jedoch nicht der Aufschlag für kurzfristige Buchungen.

Somit stellt sich die Aufrollung der Kapazitätserlöse wie folgt dar:

3.6. Auktionen

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgende Werte für Auktionserlöse angegeben.

Diese Werte wurden von der Behörde überprüft und als korrekt anerkannt.

Laut der Methode 2016 (vgl. Beilage .05) sind die Übererlöse aus Auktionen rückzustellen und für zukünftige kapazitätserweiternde Ausbaumaßnahmen während der Anwendung der Methode bereitzuhalten.

3.7. Unterbrechbare Transportverträge

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgende Werte für Erlöse aus unterbrechbaren Transportverträgen angegeben.

Laut der Methode 2016 verbleiben 25 % der Erlöse aus unterbrechbaren Transportverträgen als Gewinn beim Fernleitungsnetzbetreiber. 75 % der Erlöse aus unterbrechbaren Transportverträgen sind rückzustellen und für zukünftige kapazitätserweiternde Ausbaumaßnahmen während der Anwendung der Methode bereitzuhalten.

3.8. Sonstige Erlöse und Erträge

Bei diesen Erlösen handelt es sich um Erlöse aus Anlagenverkäufen, die in diese Erlösberechnung miteinzubeziehen sind. Da die Abschreibungen laut Methode 2016 mittels einer regulatorischen Abschreibung berücksichtigt werden, bei der jedes Anlagengut komplett über Abschreibungen berücksichtigt wird, sind die Buchwertabgänge nicht zu berücksichtigen – andernfalls würden dem Unternehmen diese Werte doppelt abgegolten werden. Die Aufrollung der sonstigen Erlöse sieht somit wie folgt aus:

3.9. CAPEX (Abschreibungen und Finanzierungskosten)

Bei den CAPEX (Capital expenditure; Finanzierungskosten und Abschreibungen) wurden im Bescheid V MET G 02/13 vom 21. Oktober 2016, anhand der Anlagenliste des Jahres 2011,

der Investitionen der Jahre 2012 bis 2015 und Prognosen für die Jahre 2016 bis 2020 durchschnittliche CAPEX ermittelt. Diesen durchschnittlichen Planwerten werden nun die tatsächlichen CAPEX gegenübergestellt.

Bei der Ermittlung der CAPEX ist zu beachten, dass aus der Methodenaufrollung der bis 2012 gültigen Methode noch die Aufrollung der kumulierten Reserve nicht abgeschlossen ist und in dieser Regulierungsperiode weiterzuführen ist. Im Verfahren V MET G 02/12 wurde eine kumulierte Reserve in der Höhe von TEUR ***** festgestellt, die über zwölf Jahre von den Investitionen abzuziehen ist. Zusätzlich ist aus dem Verfahren V MET G 02/13 ebenso eine kumulierte Reserve berechnet worden, die zum Wert des Verfahrens V MET G 02/12 hinzugerechnet wird. Da der eigenkapitalfinanzierte Anteil der RAB einer Aufwertung von 0,46% unterliegt, ist diese Aufwertung auch bei 40% der kumulierten Reserve durchzuführen. Die entsprechenden Werte für die Abzugsposition bei den Investitionen betragen somit (in TEUR):

Dadurch ergeben sich folgende Aufrollungen für Abschreibungen:

Folgende Finanzierungskosten werden festgestellt:

3.10. **Kosten des Marktgebietsmanagers (MGM) und der Regulierung**

Die Kosten des Marktgebietsmanagers werden im Ausmaß der transportierten Menge (kWh) auf die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber verteilt. Diese Kosten beinhalten die Kosten der Regulierung.

Auf Basis der durchschnittlichen eingespeisten Mengen der Jahre 2013 bis 2015 wurden dem Unternehmen 57,82 % der MGM-Kosten inkl. Regulierungskosten iHv TEUR ***** p.a. gemäß Bescheid V MET G 02/13 zugerechnet. Daraus ergibt sich folgende Berechnung für die Aufrollung der genannten Kosten:

3.11. **Überdeckung aus Tarifierung**

Die Tarifierung für die Periode 2017 bis 2020 ergab für das Unternehmen Planerlöse in der Höhe von TEUR *****, plus einen Erlös aus der AGZ-Zahlung der GCA in der Höhe von TEUR *****, somit insgesamt TEUR *****. Diesen Erlösen steht die Kostenbasis lt. Bescheid des Verfahrens V MET G 02/13 in der Höhe von TEUR ***** gegenüber. Somit ergibt sich eine

jährliche Überdeckung in der Höhe von TEUR *****, die im Zuge des Regulierungskontos aufgerollt wird.

3.12. **Zusätzliche Anreize**

Im Verfahren V MET G 02/13 wurden dem Unternehmen gemäß der Methode operative Anreize in der Höhe von 5 % der OPEX als zusätzliche Kostenposition anerkannt. Diese Zielvorgaben wurden im Jänner 2018 ausformuliert (im Akt 2024-02-05-D-000643).

Aufgrund dieser Zielvorgaben und der Angaben des Unternehmens errechnet die Behörde folgende Zielerreichung und somit Boni jeweils für die Jahre 2019 und 2020 für das Unternehmen:

Dadurch ergeben sich folgende Aufrollungen für die Anreizkomponente:

3.13. **Sonstige nicht beeinflussbare Kosten**

Bei der Betrachtung der tatsächlichen sonstigen nicht beeinflussbaren Kosten ergeben sich folgende aufzurollende Werte für die Jahre 2019 und 2020:

Bei den Energiekosten handelt es sich um die Energiekosten, die nicht für Verdichterenergie anfallen. Das sind z.B. Energie für die Beleuchtung und Beheizung der Büros.

Im letzten Verfahren wurden keine Kosten für Schiedsgerichte als Plankosten angesetzt. Das Unternehmen wurde im Laufe des Verfahrens aufgefordert, genauere Daten zu den Schiedsgerichtskosten zu übermitteln. Es wurde vom Unternehmen dargelegt, wie sich der Rückzahlungsbetrag des Jahres 2020 errechnet. Es wurde zwar dargelegt, wofür die Kosten angefallen sind, es wurde jedoch kaum dargelegt, um welche Kosten es sich bei jenen des Jahres 2019 handelt. Das Unternehmen wird somit aufgefordert, im Zuge der Stellungnahme nochmals genauere Angaben zu den Kosten des Jahres 2019 zu übermitteln.

Das Unternehmen gibt an, dass es zusätzliche, durch Covid verursachte Kosten in der Höhe von TEUR ***** gehabt habe. Auf Nachfrage der Behörde gibt das Unternehmen auch an, dass es Förderungen in der Höhe von TEUR ***** erhalten habe. Diese sind von den zusätzlichen Kosten abzuziehen, weswegen sich Mehrkosten in der Höhe von TEUR ***** ergeben.

Stellungnahme und Würdigung

Zu den Schiedsgerichtskosten gibt das Unternehmen in seiner Stellungnahme vom 7. März 2024 an, dass es sich dabei um Beratungskosten in Zusammenhang mit Schiedsgerichtsverfahren handeln würde. Weiters führt das Unternehmen aus, dass die Covid-Förderungen aus 2020 in keinem Zusammenhang mit den zusätzlichen Covid-Kosten (KFZ-Mieten, Hygienemaßnahmen) stehen würden. Bei den Förderungen würde es sich um Personalkosten handeln.

Dazu stellt die Behörde fest, dass es irrelevant ist, ob die Förderungen im Zusammenhang mit den Covid-Kosten stehen oder nicht: Das Unternehmen hatte genehmigte Kosten (in diesem Fall eben Personalkosten) und diese wurden durch Förderungen der öffentlichen Hand reduziert. Allerdings wurden die gesamten genehmigten Kosten in den Entgelten berücksichtigt und daher wäre es nicht sachgerecht, eine zweite Abdeckung zu erhalten. Somit ist diese Aufrollung durchzuführen und das Vorgehen im vorläufigen Ermittlungsergebnis wird nicht geändert.

3.14. Aufzinsung von Änderungen bei CAPEX

Die Methode 2016 gibt vor, dass die Differenzbeträge zwischen Plan- und Ist-Kosten jedes Jahres zur Herstellung der Vergleichbarkeit auf das Anfangsjahr der folgenden Rekalkulationsperiode aufgezinst werden. Daher sind die Differenzbeträge bei den CAPEX zu errechnen und entsprechend die Zinsen festzustellen. Die Berechnung der angefallenen Zinsen ist im vorläufigen Ermittlungsergebnis in der folgenden Tabelle dargestellt.

Somit sind im vorläufigen Ermittlungsergebnis aus der Position angefallene Zinsen insgesamt TEUR ***** in der bzw. den folgenden Periode/n den Kosten hinzuzurechnen.

3.15. Zusammenfassung der Ergebnisse

Der Überblick über die Aufrollungen der Jahre 2019 und 2020 sieht wie folgt aus:

Kapazitätserlöse, Auktionserlöse und Erlöse aus unterbrechbaren Tarifen können entsprechend der Methode für zukünftige Methoden zurückgestellt werden. In Summe werden somit für die Jahre 2019/2020 TEUR ***** für Investitionen des Jahres 2021 zurückgestellt. Somit werden die Investitionen des Jahres 2021 um den Betrag von TEUR ***** reduziert, den die Kunden bereits vorab bezahlt haben.

Alle weiteren Erlöse sind im Punkt II.11 der Methode nicht aufgezählt und somit gemäß II.15 über eine oder mehrere Regulierungsperioden aufzurollen. Dies entspricht somit einer positiven Aufrollung von TEUR ***** , (aufzurollender Betrag TEUR ***** minus Aufrollungen

über Investitionen TEUR *****) um das die Kosten in der nächsten Regulierungsperiode erhöht werden.

Zusammenfassend wird somit ein Betrag von TEUR ***** in der folgenden Regulierungsperiode aufzurollen sein. Aufgrund der geringen Höhe des Aufrollungsbetrags im Verhältnis zu den Gesamtkosten wird im Zuge der Kostenermittlung eine Aufrollung über die nächste Regulierungsperiode (drei Jahre) angesetzt.

Die Behandlung dieser Aufrollung wird im Kapitel 5.8 vorgenommen.

4. Überprüfung der Methode 2020 – notwendige Aufrollungen

Die Methode 2020 (vgl. Beilage ./06) ist befristet bis zum 31. Dezember 2024 gültig. Somit ist sie in den Jahren 2021 bis 2024 anzuwenden. Da bis zur Erstellung dieses Bescheides lediglich die Jahresabschlüsse der Jahre 2021 und 2022 überprüfbar vorhanden waren, werden nur diese Jahre einer Überprüfung unterzogen und die Jahre 2023 und 2024 bei der nächsten Methodenüberprüfung entsprechend den Vorgaben der Methode 2020 behandelt.

Die mit Bescheid V MET G 01/17 für die Jahre 2021 bis 2024 genehmigte Methode sieht vor, dass folgende Punkte einer Neuberechnung unterzogen werden:

Bei den Erlöspositionen sind es

- vermarktete Kapazitäten;
- Auktionen;
- unterbrechbare Transportverträge;
- CMP-Maßnahmen ohne Overbooking und
- sonstige Erlöse und Erträge.

Bei den Kostenpositionen umfasst die Neuberechnung die

- CAPEX (Abschreibungen und Finanzierungskosten);
- Energiekosten inkl. CO₂-Kosten;
- Kosten des Marktgebietsmanagers (MGM) und der Regulierung;
- Aufzinsung von Änderungen bei CAPEX und Energiekosten;
- Zielerreichung bei zusätzlichen Anreizen;
- Schiedsgerichtskosten und
- Projekte Kapitel VI.

Die jeweiligen Berechnungen zu den einzelnen Unterkapitel befinden sich in der Beilage ./03 und können dort nachvollzogen werden.

4.1. **Vermarktete Kapazitäten**

Das Unternehmen hat für die jeweiligen Jahre seine vermarkteten Kapazitäten bekannt gegeben. Diese wurden von der Behörde überprüft und werden als plausibel angesehen.

Die Methode 2012 wurde insofern adaptiert, dass für diese Periode nicht an jedem Punkt separat überprüft wird, ob die Menge des Risikomengengerüsts erreicht wurde, sondern ob die geplanten Erlöse insgesamt erzielt wurden. Hierfür gelten auch kurzfristige Buchungen und der Aufschlag für kurzfristige Buchungen.

Somit stellt sich die Aufrollung der Kapazitätserlöse wie folgt dar:

4.2. **Auktionen**

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgende Werte für Auktionserlöse angegeben.

Diese Werte wurden von der Behörde überprüft und als korrekt anerkannt.

4.3. **Unterbrechbare Transportverträge**

Das Unternehmen hat in seinen übermittelten Unterlagen folgende Werte für Erlöse aus unterbrechbaren Transportverträgen angegeben.

4.4. **Sonstige Erlöse und Erträge**

Bei diesen Erlösen handelt es sich v.a. um Erlöse aus Verkauf der Abwärmeenergie der Anlage in Weitendort und Anlagenverkäufen, die in diese Erlösberechnung miteinzubeziehen sind. Da die Abschreibungen mittels einer regulatorischen Abschreibung berücksichtigt werden, bei der jedes Anlagengut komplett über Abschreibungen berücksichtigt wird, sind die Buchwertabgänge nicht zu berücksichtigen – andernfalls würde das Unternehmen diese Werte doppelt abgegolten bekommen. Die Aufrollung der sonstigen Erlöse sieht im vorläufigen Ermittlungsergebnis wie folgt aus:

4.5. **CAPEX (Abschreibungen und Finanzierungskosten)**

Bei den CAPEX (Capital expenditure; Finanzierungskosten und Abschreibungen) wurden im Bescheid V MET G 02/17 anhand der Anlagenliste des Jahres 2011, der Investitionen der Jahre 2012 bis 2020 und Prognosen für die Jahre 2021 bis 2024 durchschnittliche CAPEX

ermittelt. Diesen durchschnittlichen Planwerten werden nun die tatsächlichen CAPEX gegenübergestellt.

Bezüglich der Kapazitätsaufrollungen wünschte das Unternehmen im Bescheid V MET G 01/17 dezidiert eine Aufrollung über zukünftige Investitionen. Diese bereits auf diesem Weg gestartete Vorgehensweise wird hier fortgesetzt.

Wie schon beim Wunsch des Unternehmens im Verfahren V MET G 02/17 verwendet die Behörde auch die Übererlöse der Jahre 2019 und 2020 für eine Reduktion der CAPEX. Deswegen reduzieren die Übererlöse der Jahre 2019 bis 2022 die CAPEX.

Bei der Ermittlung der CAPEX ist zu beachten, dass aus der Methodenaufrollung der bis 2012 gültigen Methode noch die Aufrollung der kumulierten Reserve nicht abgeschlossen ist und in dieser Regulierungsperiode weiterzuführen ist. Im Verfahren V MET G 02/12 wurde eine kumulierte Reserve in der Höhe von TEUR ***** festgestellt, die über zwölf Jahre von den Investitionen abzuziehen ist. Zusätzlich ist aus dem Verfahren V MET G 02/13 ebenso eine kumulierte Reserve berechnet worden, die zum Wert des Verfahrens V MET G 02/12 hinzugerechnet wird. Da der eigenkapitalfinanzierte Anteil der RAB einer Aufwertung von 0,46% unterliegt, ist diese Aufwertung auch bei 40% der kumulierten Reserve durchzuführen. Die entsprechenden Werte für die Abzugsposition bei den Investitionen betragen somit (in TEUR):

Dadurch stellen sich die Aufrollungen für Abschreibungen und Finanzierungskosten im vorläufigen Ermittlungsergebnis wie folgt dar:

4.6. Kosten des Marktgebietsmanagers (MGM) und der Regulierung

Die Kosten des Marktgebietsmanagers werden im Ausmaß der transportierten Menge (kWh) auf die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber verteilt. Diese Kosten beinhalten die Kosten der Regulierung.

Auf Basis der durchschnittlichen eingespeisten Mengen der Jahre 2016 bis 2018 wurden dem Unternehmen 63,7% der MGM-Kosten inkl. Regulierungskosten iHv TEUR ***** p.a. gemäß Bescheid V MET G 02/17 für die vierte Regulierungsperiode zugerechnet. Daraus ergibt sich folgende Berechnung für die Aufrollung der genannten Kosten:

4.7. Schiedsgerichtskosten

Dem Unternehmen wurden in der Methode V MET G 02/17 TEUR ***** jährlich für Schiedsgerichtskosten anerkannt. Das Unternehmen beantragte für das Jahr 2021 TEUR ***** und für das Jahr 2022 TEUR ***** als anzuerkennende Kosten.

Im Jahr 2021 schloss TAG einen Vergleich mit einem Unternehmen, der grob zusammengefasst folgende Punkte enthielt:

- Alle Begehren der gegnerischen Partei werden abgewiesen.
- Die gegnerische Partei zieht seinen Antrag auf Parteistellung in den MET-Verfahren vor dem BVwG zurück.
- TAG zahlt dem gegnerischen Unternehmen all seine Kosten (Verfahrenskosten und Anwaltskosten).

Für die Behörde stellt sich dieser Vergleich nicht als bestmögliche Lösung für die TAG und damit für die Netzkund:innen dar, was im vorläufigen Ermittlungsergebnis unter anderem damit begründet wird, dass in der Vergangenheit in allen Schiedsverfahren die Shipper nicht erfolgreich waren und somit insbesondere die Übernahme deren Verfahrenskosten nicht gerechtfertigt erscheint. Daher ergab sich im vorläufigen Ermittlungsergebnis in Zusammenhang mit den Schiedsgerichtskosten Folgendes:

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen führt in seiner Stellungnahme aus, dass es sich um eine besondere Fallkonstellation handle:

- Das Verfahren sei bereits seit 6 Jahren gelaufen, ohne dass das Schiedsgericht materiell-rechtlich in den Fall eingetreten sei.
- Das Verfahren habe bereits umfangreiche Ressourcen der TAG gebunden und würde auch weiter binden und es seien weitere Kosten für Rechtsanwälte und externe Sachverständige verursacht worden.
- In diesem Verfahren habe es zwei Entscheidungen gegeben, in denen der Shipper gegen die TAG obsiegte. Dies war zum einen ein Erkenntnis des Verfassungsgerichtshofes zur Frage der Zuständigkeit der Regulierungskommission gemäß § 132 GWG 2011 und zum anderen ein Urteil des Obersten Gerichtshofs zum Umfang der zwischen TAG und dem Shipper abgeschlossenen Schiedsvereinbarung. Auch der Schritt, einen Antrag auf Akteneinsicht und Anerkennung als Partei eines Kostenprüfungsverfahrens gemäß § 82 GWG 2011 zu stellen, hätte zu weitreichenden Auswirkungen nicht nur auf das anhängige Schiedsverfahren sowie das

antragsgegenständliche Kostenprüfungsverfahren sondern – aufgrund allfälliger Präjudizwirkung – darüber hinaus wohl auch auf weitere Kostenprüfungsverfahren gehabt. All diese Umstände hätten das Schiedsverfahren zu einem außergewöhnlichen Fall gemacht, der nicht mit anderen Schiedsverfahren verglichen werden könne, in denen Shipper die Gültigkeit eines langfristigen Kapazitätsvertrags in Frage stellten.

- Es sei jede Rechtsstreitigkeit ein Einzelfall und es könne nicht vom Ergebnis einer Rechtsstreitigkeit auf ein anderes geschlossen werden – zumal Schiedssprüche weder zitiert noch als Präzedenzfälle herangezogen werden könnten.
- Das Unternehmen habe nur einen einzigen anderen Rechtsstreit in so einer Sache bestritten und diesen zwar gewonnen, habe dabei jedoch Kosten tragen müssen.

Unter Berücksichtigung all dieser Gesichtspunkte geht das Unternehmen von einer angemessenen Vereinbarung zur Beendigung des Verfahrens aus. Jedenfalls wären Kosten der TAG zumindest in der vereinbarten Höhe angefallen, falls das Schiedsverfahren bis zu einem rechtskräftigen Schiedsspruch hätte fortgesetzt werden müssen, dessen Ergebnis niemals mit 100%iger Sicherheit vorhergesehen werden kann.

Die Behörde kann den Ausführungen des Unternehmens im Ergebnis nicht folgen:

- Bisher wurde jedes vergleichbare von den Shippern angestrebte Verfahren zur Auflösung der Vertragsbeziehungen im Fernleitungsbereich von den TSOs gewonnen. Daher war die Gefahr zu unterliegen zwar gegeben, aber die Wahrscheinlichkeit eines solchen Eintritts war nach den Erfahrungswerten und der Behördeneinschätzung gering.
- Entsprechend der Darstellung des Unternehmens hätte das Verfahren noch weitere sechs Jahre dauern können und erst dann wären (unter der Annahme konstanter jährlicher Kosten und einer Kostenteilung von 50:50 [und nicht von einer Aufteilung 75:25 zugunsten der TAG, wie es im ggstdl. Verfahren erfolgt ist]) der TAG bzw. den Kunden der TAG in etwa dieselben Kosten wie durch den Vergleich entstanden.
- Eine „Gefahr“ für das Unternehmen bestand darin, dass mit einem Shipper eine Partei Parteistellung im Kostenermittlungsverfahren erhalten könnte, die ein signifikantes Interesse an einer niedrigeren Kostenbasis des Unternehmens der TAG hat.
- Für die Behörde ist auch nicht nachvollziehbar, warum der vom Unternehmen gesetzte Schritt nicht vorab mit der Behörde abgestimmt wurde, wie es in der langjährigen bilateralen Praxis üblich ist. Durch eine solche Verhaltensweise wäre ein effizienteres Vorgehen sichergestellt worden.

Die Behörde kann somit, wie oben angesprochen, den Argumenten des Unternehmens nicht folgen und bleibt bei der Vorgehensweise des vorläufigen Ermittlungsergebnisses.

4.8. Projekte Kapitel VI

Das Unternehmen reichte für das Jahr 2022 Kosten in der Höhe von TEUR ***** ein.

Jedoch wurden für die Studie „Hydrogen readiness Study“ dem Unternehmen lediglich Kosten in der Höhe von TEUR ***** genehmigt. Somit werden statt den vom Unternehmen eingereichten Kosten nur diese anerkannt.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen stellt in seiner Stellungnahme fest, dass diese Kürzung nicht angemessen sei. Da das Unternehmen in seiner Stellungnahme jedoch keine neuen Argumente oder Informationen in das Verfahren einbringt, bleibt die Behörde bei der Entscheidung des vorläufigen Ermittlungsergebnisses.

4.9. COVID-Kosten

Für die Jahre 2021 und 2022 wurden folgende COVID-Kosten anerkannt (in TEUR):

Stellungnahme und Würdigung

Wie auch bei der Aufrollung des Jahres 2020 sieht das Unternehmen die Kürzung um die COVID-Förderungen als nicht gerechtfertigt an und fordert eine Aufrollung von TEUR ***** für das Jahr 2021.

Die Behörde verweist in diesem Zusammenhang ebenfalls auf die Würdigung im Kapitel 3.13 und bleibt bei ihrer Entscheidung des vorläufigen Ermittlungsergebnisses.

4.10. Zusätzliche Anreize

Im Verfahren V MET G 02/17 wurden in der 4. Regulierungsperiode ab 2021 dem Unternehmen gemäß der Methode operative Anreize in der Höhe von 5 % der OPEX als zusätzliche Kostenposition anerkannt. Die detaillierten Zielvorgaben wurden jedoch erst im Jahr 2022 ausformuliert.

Aufgrund der Tatsache, dass es somit in den Jahren 2021 und 2022 noch keine klaren zu erreichenden Zielvorgaben gab, werden die bereits vorab angesetzten 50 % der möglichen Zielerreichung angesetzt. Da das Unternehmen jedoch in der Vergangenheit eine hohe Zielerreichung erzielt hat, ist davon auszugehen, dass dies bei den jetzt gesetzten Zielen auch erfolgen würde. Daher wäre eine gänzliche Streichung des Betrages nicht sachgerecht. Damit kam es im vorläufigen Ermittlungsergebnis in der Aufrollung der Jahre 2021 und 2022 zu keiner

Anpassung der Kosten. Es wurde damit das Unternehmen so gestellt, als ob es 50 % seiner Zielvorgaben erreicht hätte.

Stellungnahme des Unternehmens und Würdigung durch die Behörde

Das Unternehmen bringt in seiner Stellungnahme vom 7. März 2024 vor, dass es bereits im Zuge der Methodenfestsetzung in 2020 Vorschläge zur Festlegung der Anreizkomponenten übermittelt habe und für die Verzögerung der finalen Festlegung bis 2022 nicht verantwortlich sei. Trotzdem habe es bereits im guten Glauben in den Jahren 2021 und 2022 in Richtung der Zielerreichung gearbeitet. Weiters übermittelt das Unternehmen jeweils eine Aufstellung, dass es die Zielerreichung zu 100 % in beiden Jahren erreicht hätte und fordert deswegen den vollen Betrag bei der Aufrollung der Zielerreichung.

Für die Behörde ist es nicht gänzlich nachvollziehbar, dass das Unternehmen bereits 2021 in gutem Glauben in Richtung der Zielerreichung arbeiten konnte, wenn einige der Ziele erstmalig in 2022 kommuniziert wurden. Die Behörde verweist in diesem Zusammenhang auch auf das Schreiben vom 11. Mai 2021, in dem Folgendes festgehalten ist:

„Grundsätzlich sollte folgendes bei der Überlegung zu neuen Kriterien und Messgrößen berücksichtigt werden:

- *Der Bonus sollte jedenfalls tatsächlich eine Anstrengung beim Unternehmen verursachen und der Malus eine mögliche Gefahr für die ausschüttungsfähigen Gewinne darstellen.“*

Da das Unternehmen alle Ziele (und teilweise mit beschränktem Wissen, welche Ziele es sein werden) zu 100 % erreicht hat, ist fraglich, ob dieses „Anstrengungs-Kriterium“ an die damals eingereichten Boni tatsächlich erfüllt wurde. Trotz dieser Unklarheit akzeptiert die Behörde die in der Stellungnahme dargebrachte tatsächliche Zielerreichung und ändert die Aufrollung dieser zusätzlichen Erlöse des Unternehmens wie folgt:

4.11. Weitere nicht beeinflussbare Kosten – Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen fordert in seiner Stellungnahme weitere nicht beeinflussbare Kosten außerhalb des Regulierungspfades:

Die Behörde verweist hinsichtlich der Anerkennung dieser zusätzlichen Kosten auf die gemäß § 82 GWG 2011 genehmigte Methode. Demnach erfolgt die Feststellung der operativen Kosten grundsätzlich auf Basis der im Verfahren V MET G 02/2017 festgestellten Kosten, die während der Regulierungsperiode entsprechend dem vordefinierten Regulierungspfad (der

sich insbesondere aus den Zielvorgaben und der Inflation ergibt) für die gesamte Regulierungsperiode bestimmt werden. Um den Zweck der Anreize nicht zu vereiteln, können darüberhinausgehende, zusätzliche Kosten während der Regulierungsperiode nicht berücksichtigt werden.

4.12. Aufzinsung von Änderungen bei CAPEX und Projekten Kapitel VI

Die Methode 2020 gibt vor, dass die Differenzbeträge zwischen Plan- und Ist-Kosten jedes Jahres zur Herstellung der Vergleichbarkeit auf das Anfangsjahr der folgenden Rekalkulationsperiode aufgezinst werden. Daher sind die Differenzbeträge bei den CAPEX und Projekten Kapitel VI zu errechnen und die Zinsen entsprechend festzustellen. Die Berechnung der angefallenen Zinsen stellt sich im vorläufigen Ermittlungsergebnis wie folgt dar.

Somit ist im vorläufigen Ermittlungsergebnis aus der Position angefallene Zinsen insgesamt TEUR ***** in der bzw. den folgenden Periode/n von den Kosten abzuziehen.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen führt in seiner Stellungnahme vom 7. März 2024 aus, dass die Projekte unter Kapitel VI in der Kostenbasis des Bescheides für die Periode 2021-2024 nicht als CAPEX angesetzt worden wären, somit seien sie hier nicht mit dem FK-Zinssatz aufzurollen.

Dazu verweist die Behörde auf Absatz 3 im Kapitel „II.15. Aufrollung der Plan-Ist-Differenzen“ der vom Unternehmen eingereichten Methode für die vierte Regulierungsperiode, der lautet: „Die Differenzbeträge der CAPEX sowie der Projekte gemäß Kapitel VI sind jedes Jahr mit dem angemessenen Fremdkapitalzinssatz auf das Startjahr der folgenden Periode aufzuzinsen.“ Deshalb führt die Behörde keine Änderung dieser Vorgehensweise durch.

4.13. Zusammenfassung der Ergebnisse

Der Überblick über die Aufrollungen der Jahre 2021 und 2022 sieht nach Stellungnahmen wie folgt aus:

Kapazitätserlöse, Auktionserlöse und Erlöse aus unterbrechbaren Tarifen können entsprechend der Methode für zukünftige Methoden zurückgestellt werden. In Summe werden somit für die Jahre 2021/2022 TEUR ***** für Investitionen des Jahres 2025 zurückgestellt. Somit werden die Investitionen des Jahres 2025 um den Betrag von TEUR ***** reduziert, den die Kunden bereits vorab bezahlt haben. Daher wird dieser Betrag im Jahr 2025 von den Planinvestitionen abgezogen.

Alle weiteren Erlöse sind im Punkt II.11 der Methode nicht aufgezählt und somit gemäß II.15 über eine oder mehrere Regulierungsperioden aufzurollen. Dies entspricht somit einer positiven Aufrollung von TEUR ***** (aufzurollender Betrag TEUR ***** minus Aufrollungen über Investitionen TEUR *****), um das die Kosten in der nächsten Regulierungsperiode erhöht werden.

Die Behandlung dieser Aufrollung wird im Kapitel 5.8 vorgenommen.

5. Ergebnis der Anwendung der Methode 2024 gem. § 82 GWG 2011

Die Anwendung der vorläufigen Methode (Beilage ./01) ergibt folgende Auswirkung auf die Kosten- und Mengenfeststellung für die fünfte Regulierungsperiode.

5.1. Behandlung des Mengenrisikos

Hier wird die Entwicklung der Behandlung des Mengenrisikos im Rahmen der letzten Regulierungsperioden dargestellt und darauf aufbauend die aktuelle Vorgangsweise festgelegt.

Zur Begründung der Aufrollung der Risikovergütung ab dem Jahr 2013:

5.1.1. *Mengenrisiko und Risikovergütung in der Methode 2011: Periode 2013 bis 2016*

Auf Basis der vom Unternehmen eingereichten und genehmigten Methode 2011 (vgl. Beilage ./11), wurde das Risiko für nicht mehr gebuchte bzw. vermarktbare Kapazitäten („Mengenrisiko“) vom Unternehmen übernommen und im Gegenzug dafür eine Risikovergütung im Rahmen der Kostenermittlung vorgesehen. Nachfolgend drei Auszüge aus dieser Methode:

„Das Mengengerüst ist gem. § 82 Abs. 2 GWG 2011 auf Basis der vertraglich kommittierten Kapazitäten zum 01. Juni 2012 zu ermitteln und der maximalen technischen Kapazität gegenüberzustellen. Die im Rahmen der Feststellung des Mengengerüsts für die Periode 2013 bis 2016 an den einzelnen Entry-Exit-Punkten vorhandene, vertraglich kommittierte Kapazität wird ab 2017 auf Dauer festgesetzt, wobei bei der Feststellung des Mengengerüsts Kapazitäten, die im Rahmen der Übertragung gem. § 170 Abs. 7 GWG 2011 Versorgern nicht übertragen werden, unberücksichtigt bleiben. Sollten in der Zwischenzeit zusätzliche Kapazitäten (über den hier festgesetzten kommittierten Kapazitäten) an den einzelnen Entry-Exit-Punkten vergeben werden, werden diese additiv berücksichtigt. Der Rückgang der im Mengengerüst für die Periode 2013 bis 2016 festgestellten Kapazitäten wird nicht in die Berechnung des Mengengerüsts für Entgeltperioden ab 2017 miteinbezogen. Hierdurch wird vermieden, dass der Rückgang der Kapazitätsnachfrage im Fernleitungssystem durch das verbleibende Verbraucherkollektiv zu tragen ist. Daraus resultierende allfällige Kostenunterdeckungen des Fernleitungsunternehmens bzw. der Muttergesellschaft unterliegen nicht der Aufrollung gemäß Punkt III.11. Das Vermarktungsrisiko wird somit durch den Fernleitungsnetzbetreiber getragen und durch einen erhöhten risikoangepassten Zinssatz sowie eine individuelle Risikokomponente abgegolten.“

„Für die Abgeltung der Übernahme des Vermarktungsrisikos nicht nachgefragter Leitungskapazitäten werden 3,5 %, als Risikozuschlag für den Eigenkapitalzinssatz angesetzt.“

„Neben der allgemeinen Abgeltung des Kapazitätsrisikos im Rahmen des EK-Zinssatzes sind auf Basis einer Berechnung des Kapazitätsrisikos zusätzliche individuelle Risikokomponenten zu berücksichtigen.“

Von dieser Übernahme des Mengenrisikos durch das Unternehmen entstanden den Netznutzer:innen somit zwar kurzfristig höhere Kosten, langfristig sollten sie jedoch davon profitieren, dass das Mengengerüst nicht geringer wird – auch wenn die tatsächliche Buchungslage rückläufig sein sollte. Durch diese Vorgangsweise sollte somit der Effekt vermieden werden, dass bei sinkender Nachfrage nach Transportkapazitäten, auf die die Kosten verteilt werden, die Entgelte steigen. Dies würde wiederum dazu führen, dass sich weitere Netzkund:innen nach anderen Alternativen umsehen und die gebuchten Kapazitäten sich weiter reduzieren mit dem Ergebnis, dass jene, die keine andere Versorgungsalternative finden, die gesamten Netzkosten tragen müssen bzw. wenn alle Kund:innen Alternativen in Anspruch nehmen, die Investitionen des Unternehmens nicht mehr vergütet werden.

Um diese Effekte zu vermeiden, genehmigte die Behörde die ab 2013 gültige Methode, welche systemisch dem Unternehmen in denjenigen Zeiten, in denen es praktisch noch kein Risiko trägt, höhere Erlöse zuerkennt und vice versa.

Berechnung des Risikos im Detail

Das Risiko des Unternehmens wurde im Verfahren V MET G 02/12 wie folgt berechnet:

Es wurden für jeden Punkt die bestehenden Langfristverträge mit deren Restlaufzeit herangezogen. Jene Mengen, bei denen in zukünftigen Jahren im Vergleich zur Ausgangslage 2013 niedriger waren, wurden als Mengen unter Risiko herangezogen. Diese Mengen multipliziert mit den damals geplanten Entgelten ergaben die gesamten unter Risiko stehenden Erlöse. Das Gesamtrisiko für das Unternehmen in EUR errechnete sich wie folgt:

Das so ermittelte Risiko wurde mit dem realen EK-Zins in der Höhe von 5,83 % auf das Jahr 2012 abgezinst.

Zusätzlich floss in die Berechnung auch die Tatsache ein, dass selbst bei einem Verlust eines Großteils der Transportmengen Reinvestitionen zum Erhalt der Leitungsanlagen notwendig sind. Diese wurden mit 40 % des damals bestehenden Anlagevermögens bis zum Ende der durchschnittlichen Nutzungsdauern festgestellt. Die auf diesem Wege ermittelte Risikoabschätzung berücksichtigte somit nicht nur die Kapazitätseinbußen, sondern auch die Bewertung der Anlagenerhaltung. Weiters war der ermittelte Betrag der individuellen Abgeltung für die Dauer der gesamten durchschnittlichen Nutzungsdauer anzuwenden und wurde somit über die 27 Jahre (2013 bis 2029) verteilt.

5.1.2. Mengenrisiko und Risikovergütung in der Methode 2013: Anpassungen des Risikos für die Periode 2017 bis 2020 bzw. rückwirkend für die Periode 2013 bis 2016

Im Verfahren V MET G 02/13 brachte das Unternehmen vor, dass sich Gasflüsse ändern können. Wichtig sei es jedoch, dass die gesamten Kapazitäten nicht sinken, so dass ein Ansteigen der Entgelte aufgrund gesunkener gebuchter Kapazitäten verhindert wird. Daher müssten die Erlöse nach Argumentation des Unternehmens nicht am jeweiligen Punkt, sondern insgesamt erzielt werden. Diese Anpassung wurde seitens der Behörde den Unternehmen zugestanden und ist in der Methode 2013 wie folgt beschrieben:

„Bei der Feststellung der Über- bzw. Mindererlöse gilt:

- Das manifestierte Risiko ist auf das gesamte Unternehmen bezogen, wird jedoch individuell für die jeweiligen Entry/Exit-Punkte berechnet; somit manifestiert sich das Risiko für Fernleitungsnetzbetreiber, wenn die Erlöse der Summe der Buchungen die mit dem Mengengerüst erzielbaren Erlöse nicht mehr erreicht.*
- Weggefallene bzw. nicht verkaufte Jahreskapazitäten aus dem Mengengerüst können durch kurzfristigere Produkte ersetzt werden – hierbei werden allerdings keine Multiplikatoren für unterjährige Buchungen berücksichtigt*

- *Bei einem Umbau des Leitungssystems können Kapazitäten an andere bzw. neue Punkte bzw. TSOs verschoben werden sofern diese Punkte auch den Erlösentgang des ursprünglichen Punktes übernehmen.“*

Diese Rahmenbedingungen wurden bereits rückwirkend bei der Mengenaufrollung der Jahre 2013 bis 2016 in den Verfahren V MET G 02/13 und V MET G 02/17 angewendet.

Das Unternehmen hat im Zuge des Verfahrens V MET G 02/13 eine Neuevaluierung der Risikomengen durchgeführt. Diese wurde bei der Risikoberechnung für die Kosten ab dem Jahr 2017 herangezogen.

Weiters wurde im Verfahren V MET G 02/13 eine explizite Regelung für die Schaffung von neuen Fernleitungskapazitäten bei der Ermittlung der Risikomengen und -erlöse eingeführt. Diese kam jedoch nicht zur Anwendung, da in den darauffolgenden Jahren keine entsprechenden neuen Kapazitäten geschaffen wurden.

5.1.3. Mengenisiko und Risikovergütung in der Methode 2017: Anpassungen des Risikos für die Periode 2021 bis 2024

Mit der Methode 2017 (vgl. Beilage .06) wurden für die Periode 2021-2024 noch eine weitere Anpassung des Risikos vom Unternehmen beantragt und von der Behörde genehmigt: Erlöse aus Multiplikatoren für Intraday/Day-ahead/Monats- und Quartalsbuchungen werden in die Berechnung der Risikoerlöse einberechnet und somit wird es dem Unternehmen erleichtert, die erforderlichen Erlöse zu erzielen. Dies war in der vorangegangenen Methode noch dezidiert ausgeschlossen (siehe dazu Kapitel 5.1.2).

5.1.4. Festlegung zum Mengenisiko in der aktuellen Festlegung

5.1.4.1. Begehren des Fernleitungsnetzbetreibers zur Methode ab 2025

Im ersten Konzept einer neuen Methode – unvollständig und ohne Genehmigungsantrag übermittelt am 21. April 2023 (im Akt: 2023-04-21-D-000478) – beschreibt das Unternehmen das Mengenisiko wie folgt:

„Sobald die Rücklage erschöpft ist, kommt das Mengenisiko für den FNB nicht mehr zur Anwendung und alle Kosten des FNB werden als nicht risikotragende Kosten betrachtet. Die oben beschriebene Risikoprämie (+3,5 Prozentpunkte auf die Eigenkapitalkosten und die individuelle Risikoprämie) fließt nicht mehr in die genehmigten Kosten des FNB ein. Die für die Tarifierung vorgesehene Menge wird entsprechend der zuverlässigsten Prognose berichtigt, und jede Abweichung zwischen den tatsächlichen und den genehmigten Einnahmen wird gemäß Kapitel II.15 aufgerollt.“

Das Unternehmen vereinnahmte aufgrund der in den Methoden festgelegten Risikotragung über die Jahre höhere Zinseinnahmen und Erlöse aus individuellen Risikokomponenten. Diese Mehreinnahmen standen bis 2022 in keinem angemessenen Verhältnis zum Risiko eines

Mengenrückgangs, für das diese Mehreinnahmen herangezogen hätten werden können (siehe hierzu auch die Tabelle in Kapitel 5.1.4.2 unten).

Dazu ist festzustellen, dass das Unternehmen in der Regulierungsperiode 2013 bis 2016, als die Risikoerlöse am höchsten waren, diese zu einem großen Teil als Gewinne an die Eigentümer ausgeschüttet und nicht als Rückstellung oder Verbindlichkeit gebucht hat, um für Zeiten des tatsächlichen Risikoeintritts vorzusorgen. So hat sich der Bestand an Eigenkapital gem. veröffentlichter Jahresabschlüsse von ***** Mio. EUR lediglich auf ***** Mio. EUR in 2016 erhöht. Rückstellungen oder Rechnungsabgrenzungen wurden ebenfalls nicht gebildet.

In der nächsten Regulierungsperiode (2017-2020) führte das Unternehmen auch nur 50% der über das eingetretene Risiko hinausgehenden Erlöse aus der Risikoprämie einer Rücklage zu. Erst seit 2021 werden 100% der über das eingetretene Risiko hinausgehenden Erlöse dieser Rücklage zugeführt. Das Unternehmen hat jedoch laut veröffentlichter Bilanzen auch damit keinen effektiven Aufbau von Eigenkapital vorgenommen. Stattdessen wurde in gleicher Höhe, wie die regulatorische Rücklage erhöht wurde, jeweils eine freie Rücklage reduziert, damit wurden die Risikoerlöse effektiv zu einem Durchlaufposten.

Nach Vorschlag des Unternehmens vom 21. April 2023 sollen lediglich die ab dem Jahr 2017 gebildeten Rücklagen (50% der erhaltenen Risikoabgeltung) einer Aufrollung zugeführt werden. Allerdings wurden bereits in den Entgelten ab 2013 Kosten für künftige Mengenrückgänge getragen. Ein reiner Bezug auf die bilanzierten Risikovorsorgen ist inhaltlich nicht gerechtfertigt. Vielmehr müssen auch Gutschriften für die ab dem Jahr 2013 anerkannten Kosten für die Übernahme des Risikos erfolgen.

In der Stellungnahme des Unternehmens zum vorläufigen Ermittlungsergebnis wurde vom Unternehmen dargelegt, dass die Bilanzierung der Vergangenheit korrekt gewesen sei. Allerdings bilden die Jahresabschlüsse der Unternehmen nur die Ausgangslage für die regulatorische Beurteilung. Jedenfalls war klar, dass in den Entgelten ab 2013 eine Abgeltung für künftige Risiken enthalten war. Daher kann bei einer möglichen Umstellung des Risikotragungssystems diese Tatsache nicht negiert werden.

Allerdings wird in der ab 2025 gültigen Methode die Anwendung des Regulierungskontos auch für Fernleitungsnetzbetreiber festgesetzt. Eine Stetigkeit der künftigen Erträge soll auch bei den Fernleitungsnetzbetreibern wie bei den anderen regulierten Netzbetreibern erreicht werden.

5.1.4.2. Umgang mit Risiko in der Regulierungsperiode ab 2025

Aufgrund der Veränderungen für den Gasmarkt (die letztlich in der Risikoberechnung antizipiert wurden) durch nicht vorhersehbare geopolitische Entwicklungen (Verknappung des in Europa verfügbaren Gases im Vorfeld und in Folge des russischen Angriffskriegs in der Ukraine) sowie verstärkte Bemühungen zur Dekarbonisierung, wird die Tragung des

Mengenrisikos durch Buchungsrückgänge erneut evaluiert (vgl auch die Ausführungen zu Pkt 6.2.1).

Prinzipiell wurde das Mengenrisiko für den Fall eingeführt, dass die Buchungslage im Fernleitungsnetz zurück gehen könnte. Ebenso wurde bei der Berechnung der Risikoerlöse von einem „Black Swan“-Ereignis ausgegangen, bei dem nach Ablauf der langfristigen Verträge keine Transportleistungen mehr von Shippern gebucht werden. Somit wäre eine Fortsetzung des Systems zumindest bis zum Ende der Berechnung des möglichen Risikos am 31. Dezember 2031 stimmig. Die Datenlage (wenig Vorsorge durch die Unternehmen für so einen Fall) zeigt jedoch, dass die Gefahr eines Konkurses für die Fernleitungsunternehmen gegeben wäre. Ein solcher Konkurs hätte weitreichende Konsequenzen für das Gesamtsystem. Deshalb folgt die Behörde dem Vorschlag des Unternehmens, das Mengenrisiko künftig den verbleibenden Transportkunden zu übertragen.

Allerdings ist es hierzu unerlässlich, dass gemäß der Methode 2013 bis 2017 sämtliche in Zeiten der bestehenden Transportverträgen eingenommenen Risikoerlöse künftig kostenmindernd angesetzt werden. Dazu ist eine Rückabwicklung der erhaltenen Risikoerlöse und des eingetretenen Risikos notwendig. Hierfür ist es auch grundsätzlich unerheblich, wie das Unternehmen die Risikoerlöse in seinen Jahresabschlüssen behandelt hat und ob eine entsprechende Risikovorsorge getroffen wurde. Auch das von der Behörde in Auftrag gegebene Gutachten¹ kommt hier zum Ergebnis, dass grundsätzlich die Erlöse nicht als Gewinn ausgewiesen hätten werden dürfen, sondern als Fremdkapital und damit als Rückstellung anzusetzen gewesen wären. (im Akt 2024-02-05-D-000645).

Die Behörde führt eine Gegenüberstellung der erhaltenen Risikovergütung und der Mindererlöse durch. Diese sieht wie folgt aus (in EUR):

Die Tabelle stellt in den Spalten 2 („individuelle Risikoabgeltung“) und 3 (3,5%iger Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz) die in den einzelnen Jahren erhaltenen Erlöse des Unternehmens dar, in Spalte 4 wird ein vom Unternehmen bereits realisiertes Risiko dargestellt. Die Spalte 5 stellt die Differenz zwischen den Erlösen und dem eingetretenen Risiko pro Jahr und die Summe davon dar, die gleichzeitig jener Betrag ist, den das Unternehmen für Mengenrückgänge erhalten hat.

Die Werte der Jahre 2023 und 2024 sind Schätzwerte, da diese Werte noch nicht zur Verfügung stehen. Diese werden bei der nächsten Überprüfung der Methode zu aktualisieren sein. Somit ist ein vorläufiger Wert von TEUR ***** künftig kostenmindernd anzusetzen, da die

¹ Stellungnahme iZm ausgewählten Fragestellungen zur Bilanzierung von Gas-Fernleitungsnetzbetreiber; Mag. Christian Steiner; ATHRON WIRTSCHAFTSPRÜFUNG UND STEUERBERATUNG GMBH

diesem Betrag zuzuordnende Leistung für Netzkunden in Form von stabilen Entgelten nicht erbracht wird.

Für die kostenmindernde Aufrollung der Beträge an die Netzkunden setzt die Behörde keine Zinsen an: So werden diese Beträge ohne Berücksichtigung von Zinsen zusammengerechnet, um den rückzuerstattenden Betrag zu ermitteln und die spätere Verteilung über mehrere Perioden erfolgt ebenfalls unverzinst.

Bezüglich der Verteildauer der kostenmindernden Berücksichtigung wird auf Kapitel 5.8 verwiesen.

Aufgrund der Veränderungen für den Gasmarkt – die jedoch in der Risikoberechnung antizipiert wurden - zum einen durch nicht vorhersehbare geopolitische Entwicklungen (Verknappung des in Europa verfügbaren Gases im Vorfeld und in Folge des russischen Angriffskriegs in der Ukraine) sowie verstärkte Bemühungen zur Dekarbonisierung, wird die Tragung des Mengenrisikos durch Buchungsrückgänge erneut evaluiert (vgl auch die Ausführungen zu Pkt 6.2.1.). Die Behörde folgt daher dem Vorschlag des Unternehmens, das Mengenrisiko künftig den verbleibenden Transportkunden aufzubürden.

Allerdings ist es hierzu unerlässlich, dass sämtliche in Zeiten der bestehenden Transportverträge eingekommenen Risikoerlöse kostenmindernd angesetzt werden. Dazu ist eine Rückabwicklung der erhaltenen Risikoerlöse und des eingetretenen Risikos notwendig. Hierfür ist es auch grundsätzlich unerheblich, wie das Unternehmen die Risikoerlöse in seinen Jahresabschlüssen behandelt hat und ob eine entsprechende Risikovorsorge getroffen wurde. Auch das von der Behörde in Auftrag gegebene Gutachten² kommt hier zum Ergebnis, dass grundsätzlich die Erlöse nicht als Gewinn ausgewiesen hätten werden dürfen, sondern als Fremdkapital und damit als Rückstellung anzusetzen gewesen wären. (im Akt 2024-02-05-D-000645).

Stellungnahme des Unternehmens

Im Zuge der Stellungnahme des Unternehmens vom 7. März 2024 wird die Aufrollung der erhaltenen Risikoabgeltungen kritisch gesehen und abgelehnt. Hierbei wird insbesondere vorgebracht, dass der von Seiten der Behörde vorgenommene Vergleich mit einer „Versicherungsprämie“ denkbar treffend sei. Die Risikoprämie stelle daher eine „Versicherungsprämie“ für die Regulierungsperiode dar, in der die Prämien gezahlt werden.

Zu diesem grundsätzlichen Punkt wird durch die Behörde darauf hingewiesen, dass offenbar die TAG den Ausführungen der Behörde folgt, allerdings die Risikotragung und Abgeltung stets nur für die jeweilige Regulierungsperiode betrachtet bzw. dem Wirtschaftsprüfer gegenüber sogar behauptet hat, die Risikoerlöse wären jeweils nur für die Abdeckung der Risiken im

² Stellungnahme iZm ausgewählten Fragestellungen zur Bilanzierung von Gas-Fernleitungsnetzbetreiber; Mag. Christian Steiner; ATHRON WIRTSCHAFTSPRÜFUNG UND STEUERBERATUNG GMBH

jeweiligen Jahr (vgl im Akt 2024-03-07-D-000847, Seite 3: „TAG ist weiters der Auffassung, dass es sich bei der Risikovergütung um eine Vergütung für die laufenden mengenmäßigen Schwankungen eines Geschäftsjahres handelt, ...“. Dies ist aus Behördensicht verkürzt, da mit der Einführung der Risikoprämie von einer dauerhaften Risikoübernahme über mehrere Regulierungsperioden (also grundsätzlich unbeschränkt) ausgegangen worden ist. Dem Argument des Unternehmens folgend hätte auch die Berechnung des Risikos gänzlich anders erfolgen müssen und die Abgeltung bis Ende 2022 wäre nahezu bei null gelegen, da bis dahin die Langfristverträge Bestand hatten und das Risiko eines Ausfalls gegen null ging. Bislang wurden die Ausfallsrisiken eben erst für den Zeitraum nach dem Auslaufen der langfristigen Verträge ermittelt, aber bereits zu früheren Zeitpunkten gewährt. Daher dürfte es sich bei dieser Annahme der TAG um ein Missverständnis der korrekten „Versicherungsdauer“ handeln.

Für die Bestimmung des angemessenen Risikos wird von Seiten der TAG auf das Gutachten von Brattle Group (im Akt 2024-03-07-D-000839) verwiesen. Es wären im Zuge der Risikoberechnungen grundsätzlich unterschiedliche Buchungssituationen zu simulieren und mit Wahrscheinlichkeiten zu hinterlegen. Die Risikoabgeltung könnte mittels eines höheren Zinssatzes oder separater Risikovergütung erfolgen. Ferner wäre die TAG einem asymmetrischen Risiko ausgesetzt, da sie keine Chance auf höhere Buchungen und damit Erlöse hatte.

Dazu hält die Behörde fest, dass die Risikobewertung zwar ohne Szenarien und Wahrscheinlichkeitsrechnungen erfolgte, allerdings vereinfachend mit einem 100%igen Ausfall nach dem Wegfall der langfristigen Verträge gerechnet wurde. Ein höheres Risiko als ein Totalausfall kann in der Kalkulation nicht angesetzt werden. Da die Abgeltung nicht gänzlich vor dem Zeitpunkt des Risikoeintritts erfolgt, entsteht hieraus ein vorhandenes, aber überschaubares Risiko. Auch wurde die Systematik von Seiten des Unternehmens so gewählt und in früheren Ermittlungsverfahren die Kalkulation grundsätzlich bestätigt.

Zusätzlich wurde ein Gutachten von „NERA“ in der Stellungnahme des Unternehmens vorgebracht (im Akt 2024-03-07-D-000855). Auch kommt es wie „Brattle Group“ zu dem Schluss, dass die von Seiten der Behörde gewählte Vorgangsweise im vorläufigen Ermittlungsergebnis nicht korrekt sei und die durchgeführte Aufrollung nicht zu erfolgen habe. Insbesondere wäre zu berücksichtigen, dass bereits in der Vergangenheit Risiken bestanden hätten, die durch die entsprechenden Beträge abgegolten worden wären. Weiters bringt das NERA-Gutachten einen Vergleichsfall in Frankreich (LNG-Terminal) vor.

Der Vergleich ist aus Sicht der Behörde unzutreffend. Anders als bei den Fernleitungsunternehmen, bei denen es in der Risikobeurteilung um den potenziellen Wegfall von aktueller Nutzung geht, bezieht sich das Risiko von LNG-Terminals überhaupt auf die Marktfähigkeit einer neuen Dienstleistung. Ein direkter Vergleich ist daher nicht sachgerecht. Es sei hier auch nochmals darauf verwiesen, dass ein gänzlicher Ausfall der gebuchten

Kapazitäten in der Risikobeurteilung angesetzt wurde. Mehr als der vollständige Ausfall kann grundsätzlich nicht als Risiko angesetzt werden.

Im Detail wird hierzu von Seiten der Behörde auf die ursprüngliche Berechnung des Mengenrisikos ab 2013 verwiesen. In dieser wurde die Berechnung der jährlichen Risikovorsorge bzw. in weiterer Folge die Abgeltung rein auf Basis der potentiell ausfallenden Buchungen nach dem Ende der Laufzeit der zum damaligen Zeitpunkt bestandenen Langfristverträge abgestellt und keine weiteren Risiken berücksichtigt. Auch die bilanzielle Vorgehensweise des Unternehmens weist darauf hin, dass es kein Risiko in den früheren Perioden gesehen hat: Wenn das Unternehmen Risiken gesehen hätte, so hätten diese in den jeweiligen Jahresabschlüssen erörtert werden müssen und Rückstellungen bzw. Rücklagen dafür gebildet werden müssen. In seiner Stellungnahme führt das Unternehmen aus, dass zu keinem Zeitpunkt eine Verpflichtung zur Bildung einer Rückstellung bestanden hätte und begründet dies mit dem Gutachten „Steuer und Service“ (im Akt: 2024-03-07-D-000847). Das Gutachten geht jedoch von der unzutreffenden Prämisse des Unternehmens aus, dass die Risikoerlöse jeweils nur für das jeweilige Jahr bezahlt worden wären („Gemäß dem uns geschilderten Sachverhalt handelt es sich dabei um eine Vergütung für die laufenden mengenmäßigen Schwankungen eines Geschäftsjahres, welche im jeweiligen Geschäftsjahr zu realisieren ist.“). Diese Annahme des Gutachters ist nicht korrekt, da die Risikoabgeltung für eine weit in der Zukunft liegende Dauer (zumindest bis zum Jahr 2031) festgelegt wurde. Auch die TAG selbst bezieht sich in ihrer Stellungnahme auf einen Anwendungsbereich von einzelnen Regulierungsperioden, d.h. mehreren Jahren. Daher beruht das gesamte Gutachten auf falschen Annahmen und bietet daher keine Grundlage von der bisherigen Systematik abzugehen.

Erst in der dritten und vierten Regulierungsperiode verpflichtete sich das Unternehmen, eine regulatorische Risiko-Rücklage zu dotieren. Es hat dabei jedoch in derselben Höhe, in der diese Rücklage gebildet wurde, andere Rücklagen aufgelöst. Ausnahme hiervon bildet das Geschäftsjahr 2022, da hier die vereinnahmten Gewinne nicht mehr ausgeschüttet wurden und das Eigenkapital erhöht wurde. Zukünftig sieht das Unternehmen jedoch jetzt doch größere Risiken auf das Unternehmen zukommen, weswegen es jetzt intensiv gefordert hat, dass das Risiko zukünftig nicht mehr vom Unternehmen, sondern von den Netzkund:innen zu tragen sei – dies begrüßte es auch ausdrücklich in seinen Stellungnahmen. Daher kann keinesfalls von einem vergleichbaren, kontinuierlichen Risiko im Zeitablauf ausgegangen werden. Im Gegenzug wurde in der Berechnung mit einem 100%igen Ausfall der Buchungen nach dem Wegfall der fixen Buchungen gerechnet.

Zur weiteren Beurteilung des Sachverhalts wurden die Gutachten von „Brattle Group“ und „NERA“ auch einem Sachverständigen zur Beurteilung vorgelegt (vgl. Gutachten Frontier, im Akt: 2024-04-11-D-000495). Dieser hat sich mit den Argumenten der Gutachten auseinandergesetzt und kommt zum Ergebnis, dass die von Seiten der Behörde gewählte

Vorgangsweise beim Wechsel der Methode von Risikotragung durch Netzbetreiber auf Risikotragung durch Netzkunden nachvollziehbar und begründet ist.

Im Zuge der Einreichung der zweiten Stellungnahme und des zweiten Antrages übermittelte das Unternehmen ein weiteres Kurzgutachten von NERA (im Akt: 2024-04-25-D-000690), in dem NERA folgendes schreibt: „Wenn E-Control die Erlöse der FNB unter einer Erlösbergrenzen-Regulierung (vergleichbar zur Regulierung der Verteilnetzbetreiber) berechnet, muss sie neben der „Risikoabgeltung“ auch die von den FNB seit 2013 getragenen höheren Risiken einer Preisregulierung berücksichtigen.“ NERA verweist somit auf ein nicht begründetes höheres Risiko beim Fernleitungsnetzbetreiber im Vergleich zu Verteilernetzbetreibern und baut darauf Berechnungen auf, inwiefern und in welcher Höhe dem Netzbetreiber noch eine zusätzliche Risikoentschädigung zustehen würde.

Dazu stellt die Behörde fest, dass in Österreich durch das gesetzlich normierte Regulierungskonto für sämtliche anderen Strom- und Gasnetzbetreiber in Österreich kein Mengenrisiko besteht, da alle Plan-/Ist-Differenzen bei den Erlösen aufzurollen sind, und nur die Gas-Fernleitungsnetzbetreiber bewusst selbst die Risikoübernahme ab 2013 gewählt haben. Wie zuvor bereits angeführt, wird mit der Methode 2025 eine Gleichstellung mit anderen regulierten Netzbetreibern umgesetzt.

Der Gutachter NERA kommt allerdings zum Schluss, dass Fernleitungsnetzbetreiber aufgrund einer „Preisregulierung“ selbst bei einer Rückabwicklung höheren Risiken ausgesetzt gewesen wären. In diesem Zusammenhang erklärt er nicht, worin das höhere Risiko für Fernleitungsnetzbetreiber bestehen soll.

Mit der vorliegenden Methode befreit die Behörde das Unternehmen (mit der Rückabwicklung der Risikoeinnahmen und der Mindererlöse des Unternehmens durch das eingetretene Risiko) zur Gänze vom Mengenrisiko und stellt sie damit mit allen anderen Netzbetreibern in Österreich gleich.

Die Sachlage würde sich anders darstellen, wenn lediglich die Risikoerlöse rückabgewickelt werden würden, nicht jedoch die Erlöse des Unternehmens.

Wenn man jedoch die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalles von langfristigen Verträgen zur jeweiligen Zeit der Erstellung der Methodendokumente berücksichtigt, so müsste diese jeweils gegen null tendieren und ein Vergleich mit einem LNG-Terminal ohne langfristige Verträge – wie es NERA auch durchgeführt hat – ist nicht geboten.

Im Übrigen sind die Berechnungen des Gutachtens NERA, wie in der Folge dargestellt, nicht nachvollziehbar:

Hier kommt die Behörde noch zu ähnlichen Ergebnissen (in EUR):

Dies bedeutet, dass jeweils ein zusätzlicher Prozentpunkt bei der Risikovergütung eine Reduktion des Rückzahlungsbetrages um ca. ***** Mio. EUR verursachen sollte.

Jedoch fasst NERA die zurückzuzahlenden Beträge wie folgt zusammen:

Wenn sich der Aufschlag somit um jeweils 1 % erhöht – und somit die anzuerkennenden Kosten jeweils um ***** Mio. EUR zu erhöhen wären bzw. der Rückzahlungsbetrag um diesen Betrag zu verringern wäre, reduzieren sich die Rückzahlungsbeträge bei NERA um *****, *****, ***** und ***** Mio. EUR pro hinzugefügtem Prozentpunkt. Es ist nicht nachvollziehbar, weswegen zusätzlich anerkannte Kosten in der Höhe von jeweils ***** Mio. EUR den Rückzahlungsbetrag jeweils um diese Beträge ändern sollten.

Weiters ist nicht nachvollziehbar, weshalb dem Unternehmen bereits bei einem Aufschlag von 1 %, für das es laut Berechnung eine Vergütung von ca. ***** Mio. EUR zu erhalten hätte, weitere .. Mio. EUR von Netzkund:innen zu erhalten hätte. Schließlich wird das Unternehmen bis 2024 für die Jahre 2013 bis 2024 in Summe ca. ***** Mio. EUR erhalten haben. Inwiefern in diesem Fall jedoch die Aussage des Gutachters bei der Tabelle oben dazu passt, ist für die Behörde ebenfalls nicht nachvollziehbar.

Aus Sicht der Behörde stellt sich somit im Zusammenhang mit der Risikotragung und deren Rückabwicklung nur eine Alternative zur nun gewählten Vorgangsweise dar und dies wäre die Fortführung der bisherigen Risikotragung durch das Unternehmen. In diesem Fall fände eine konsequente Fortführung eines zum Zeitpunkt seiner Einführung sachgerechten und ausgewogenen Systems statt. Dies wird in Anbetracht der Entwicklungen der letzten Jahre allerdings weder vom Unternehmen gewünscht noch von den anderen Verfahrensparteien gefordert.

Im Gutachten der „Brattle Group“ (im Akt: 2024-03-07-D-000839) wird eine Analogie zu einer Versicherungslogik hergestellt:

„Denken Sie an den Vergleich mit jemandem, der sein Auto gegen Diebstahl versichern muss. Wir würden nicht sagen, dass der Kunde zu viel an die Versicherungsgesellschaft gezahlt hat, weil sein Auto in einem bestimmten Jahr nicht gestohlen wurde. Vielmehr waren die Zahlungen ex ante angemessen, basierend auf dem Risiko, dass das Auto im kommenden Jahr gestohlen werden könnte. Ein Kunde kann nicht nur dann die Versicherungsprämie zahlen, wenn das Auto gestohlen wurde, so wie die Regulierungsbehörde nicht nur dann einen Mengenrisikoausgleich zahlen kann, wenn das Szenario der geringen Kapazität eintritt. Eine nachträgliche Verweigerung der Mengenrisikoausgleichs ist so, als würde jemand von der

Versicherungsgesellschaft verlangen, die Prämien am Ende des Jahres zurückzuzahlen, weil das Auto nicht gestohlen worden ist.“

Dieses Beispiel ist mit dem vorliegenden Sachverhalt nicht vergleichbar. Denn der Fernleitungsnetzbetreiber hat eine Versicherungsleistung an sämtliche Netznutzer ab der Methode des Jahres 2013 festgesetzt, die eben nicht nur für die jeweilige Periode gegolten hat. Die Festlegung der Mengenbasis war „auf Dauer“ zumindest bis zum Ende der Nutzungsdauer der bestehenden Anlagen bestimmt und auch die Risiken wurden nicht für jeweils vier Jahre, sondern für einen deutlich längeren Zeitraum ermittelt und damit in den Kosten berücksichtigt. Die Nutzer des Fernleitungsnetzes mussten somit ab 2013 höhere Entgelte dafür bezahlen, dass die Mengenbasis künftig nicht reduziert wird und somit die Entgelte nicht dramatisch ansteigen können, wenn Transportleistungen nicht mehr bezogen werden. Nun erfolgt aufgrund der beschriebenen geänderten Versorgung und des resultierenden Transits zum Zeitpunkt des Wegfalls von signifikanten Teilen der gebuchten Transportkapazitäten eine Umstellung auf tatsächliche Mengen und damit wird es unweigerlich zu höheren Entgelten kommen. Somit hätten die Kunden in der Sichtweise des Unternehmens über einen Zeitraum von zwölf Jahren eine „Versicherungsprämie“ in den Netzentgelten gegen steigende Entgelte in der Zukunft bezahlt, aber zum Zeitpunkt des Versicherungsfalls (Wegfall der Mengen bei bezahlten Risikoprämien) soll aus Unternehmenssicht die Versicherung aufgelöst und nicht mehr berücksichtigt werden.

Die Übertragung dieser Analogie des genannten Beispiels auf die vorliegende Aufrollung des Risikos bedeuten, dass der Fernleitungsnetzbetreiber als Versicherungsgesellschaft zum Zeitpunkt des Diebstahls des Autos sagen würde, dass dieses aus unvorhergesehenen Gründen gestohlen wurde und daher die Versicherung nicht für den Schaden aufkommen wird. Gleichzeitig will sie auch nicht die erhaltenen Risikoprämien rückerstatten. Die im Beispiel genannte „Rückforderung“ der Versicherungsprämie im Falle eines nicht erfolgten Diebstahls ist inhaltlich falsch – denn es erfolgt zwar die Rückführung sämtlicher Versicherungsprämien aber im Gegenzug dazu ist auch der Schaden aus dem Diebstahl nicht zu begleichen. Nur Versicherungsprämien zu lukrieren ohne eine Leistung im Schadensfall zu bieten widerspricht dem Versicherungsprinzip bzw. der Risikoübernahme.

Die ab 2025 gültige Regulierungssystematik sieht allerdings vor, dass zumindest die Versicherungsprämien an die Kunden zurückzuführen sind. Der viel höhere Schaden eines „gestohlenen Autos“ bzw. in der aktuellen Regulierung der kommende massive Anstieg der Netzentgelte verbleibt bei den Netzkunden bzw. Versicherungsnehmern, obwohl ursprünglich eine Kündigung der Versicherung nicht vorgesehen war. Der Vergleich mit der Autodiebstahlversicherung ist außerdem insofern verfehlt, als eine Diebstahlwahrscheinlichkeit mit zunehmendem Alter des Fahrzeuges abnimmt (und nicht wie beim Mengenrisiko zunimmt) und eine solche Versicherung laufend gekündigt werden kann. Weiters ist das Beispiel einer Diebstahlversicherung insofern ungeeignet, als dabei der Schaden lediglich einmal eintreten kann. Im Falle der TAG ist ihr Schaden in höherem Ausmaß

in 2 Jahren (2023 und 2024) bereits eingetreten und würde bei Weiterführung des bisherigen Systems noch in 7 weiteren Jahren (2025 bis 2031) eintreten.

Stellungnahme der BAK zum vorläufigen Ermittlungsergebnis vom 7. März 2024

Die Übertragung des Mengenrisikos an die Netzkund:innen stelle für die BAK die größte Veränderung zum bisherigen Regulierungssystem dar. Die Behörde strebt dabei eine Verwendung und Aufrollung der ausbezahlten Beträge an. Aus Sicht der BAK sei eine Aufrollung bzw. Verwendung der ausbezahlten Risikoprämien eine grundlegende Voraussetzung, wenn das Mengenrisiko zukünftig auf die Netznutzer:innen überwältigt werden soll, denn schließlich wäre diese Prämie genau dafür gewährt worden und müsse daher zur Reduzierung der Kosten auf Seiten der Netznutzer:innen herangezogen werden. Eine andere Verwendung der ausbezahlten Mittel sei für die BAK in keinerlei Hinsicht hinnehmbar.

Es sei für die BAK grundsätzlich nachvollziehbar, dass diese Risikoübernahme durch die Netznutzer:innen durchzuführen sei. Dafür sei aber eine Aufrollung der von den Netznutzer:innen bezahlten Risikoabgeltung Voraussetzung.

Die BAK zählt einige Veränderungen der letzten Jahre dar (klimapolitische Vorhaben; geopolitische Verwerfungen in Bezug auf Gasimporte aus Russland, die bereits 2009 bzw. 2014 vorhanden waren). Diese Punkte fasst sie insofern zusammen, als dass sie feststellt, dass sich schon länger ein substanzielles Mengenrisiko abgezeichnet habe, das jedoch kaum adressiert wurde - warum dies nicht geschah, erschließe sich der BAK nicht.

Die BAK vertritt die Ansicht, dass die gesamten erhaltenen Risikoprämien beim Unternehmen verbleiben hätten müssen. Den aus Sicht der BAK zu bildenden Rücklagen bzw. Rückstellungen hätten damit auf der Aktiva-Seite der Bilanz Vermögenswerte gegenüberstehen müssen. Je nach Anlageform hätten diese Vermögenswerte auch einen entsprechenden Veranlagungsertrag mit sich gebracht. Aus Sicht der BAK sollte die Rückabwicklung daher unter Berücksichtigung einer angemessenen Verzinsung erfolgen. Diese sollte aus Sicht der BAK zumindest dem risikolosen Zinssatz der jeweiligen Regulierungsperiode entsprechen.

Stellungnahme WKÖ zum vorläufigen Ermittlungsergebnis vom 7. März 2024

Die WKÖ führt aus, dass es ein österreichisches Spezifikum gewesen sei, dass der Netzbetreiber ein Mengenrisiko übernommen hat. Damit der Netzbetreiber bei Mengenrückgang nicht in wirtschaftliche Schwierigkeiten kommen würde, wäre in den letzten Perioden ein Zuschlagsatz für das Kapazitätsrisiko – quasi eine „Vorauszahlung“ für ein allfällig später eintretendes Risiko - vom Kunden bezahlt. Diese (in den vergangenen Regulierungsperioden vom Kunden bezahlte) Kapazitätsrisikoprämie sei ein langfristiges Element der Vorsorge im Interesse von Kunden und Netzbetreibern gewesen und kein

Element zur Aufbesserung der Rendite. Demnach wäre es geboten gewesen, diese Einnahmen in Form einer Rücklage in der Bilanz zu berücksichtigen.

Es sei fair und angemessen, diese Gelder, die der Rücklage zuzuführen gewesen wären, einschließlich einer angemessenen Verzinsung an die Verbraucher zurückzuführen. Es seien aus WKÖ-Sicht die Mittel als Fremdkapital anzusehen, der je Regulierungsperiode geltende FK-Zins anzuwenden und die Zinsen den angesammelten Mitteln der Kapazitätsrisikoprämie zuzurechnen. Da das System der Kapazitätsrisikoprämie jetzt nicht mehr aufrechterhalten werden würde, komme es zu einer systemischen Änderung. Bei dieser sei die einzige richtige Vorgehensweise, dass die bis dato bezahlten Mittel (zuzüglich Verzinsung, abzüglich allfälliger bereits eingetretener Mindererlöse) aufgerollt werden würden und in der/den kommenden Regulierungsperiode/n kostensenkend berücksichtigt werden würden. Die von der Behörde gewählte Vorgangsweise wird daher ausdrücklich unterstützt.

Die Behörde bleibt bei der im vorläufigen Ermittlungsergebnis gewählten Vorgangsweise, die Aufrollungsbeträge nicht zu verzinsen und damit die Aufrollungsbeträge nicht zu erhöhen. Als Im Sinne der Verfahrenssicherheit und Belastbarkeit der Entscheidung wird auf die Anwendung einer Verzinsung weiterhin verzichtet.

6.1.4.5. Zur Ablehnung der Frontier-Economics Ltd. als Sachverständige gemäß § 53 AVG

Seitens der TAG wird in der Stellungnahme vom 25. April 2024 argumentiert, dass aufgrund der leitenden beruflichen Stellung und pointierten fachlichen Positionierung von *Dr. Christoph Riechmann*, Direktor des Energiebereichs von Frontier-Economics und Leiter der Büros von Frontier-Economics in Berlin und Köln, ein führender Vertreter von Frontier-Economics im Energiebereich, der seit über 20 Jahren Kunden in ganz Europa in regulatorischen und wettbewerbspolitischen Fragen sowie bei Transaktionen und Schiedsverfahren berät und in behördlichen und gerichtlichen Verfahren regelmäßig als Sachverständiger auftritt und nach den Angaben auf der Website von Frontier Economics bedeutende europäische Energieunternehmen (wie zB E.ON, Engie, RWE, Verbund), allesamt bedeutende Netzkunden des österreichischen Fernleitungsnetzes, zu seinen Kunden zählt, ein Befangenheitsgrund für Frontier-Economics gemäß § 53 AVG vorliege. Für TAG sei darüber hinaus nicht ersichtlich, weshalb die Beiziehung eines nicht-amtlichen Sachverständigen durch die Behörde überhaupt geboten war, da für diese Beiziehung die Voraussetzungen des § 52 Abs. 2 AVG nicht vorliegen, was darauf hindeute, dass hier die von E-Control als fachkundige Behörde getroffenen Beurteilungen überprüft werden sollten.

Aus Sicht der Behörde liegt kein Befangenheitsgrund vor. Wie in Kapitel 1 und 2.4 dargestellt, waren im ggstdl. Verfahren – wie im Parallelverfahren V MET G 01/20 auch – umfassende Erhebungen innerhalb knapper Zeitvorgaben vorzunehmen. Das Unternehmen hat dabei in nicht ausreichendem Maße verfahrensfördernd mitgewirkt. Aus diesem Grund wurde seitens der Behörde auf Frontier-Economics als nichtamtliche Sachverständige zurückgegriffen. Dies geschah aus Motiven der Verfahrensbeschleunigung bzw. mit dem Ziel, das

Beschleunigungsverfahren rechtzeitig und vollständig abzuwickeln. Obzwar die Tatbestandsvoraussetzungen des § 52 Abs. 2 AVG nicht gegeben sind, da die Behörde auch grundsätzlich in der Lage ist, die von Frontier-Economics getroffenen Feststellungen selbst zu treffen, erachtet die Behörde jedoch den Tatbestand des § 52 Abs. 3 AVG als erfüllt: das Verfahren wurde nämlich nicht auf Antrag einer Partei, sondern amtswegig eingeleitet, ohne das Gutachten von Frontier-Economics wäre eine zeitgerechte Bescheiderlassung nicht möglich gewesen, weil dies zusätzliche Zeit- und Personalressourcen der Behörde gebunden bzw. verbraucht hätte, und die Kosten des Sachverständigen wurden von der Behörde selbst getragen.

Weiters erachtet auch die Behörde den Umstand, dass ein leitender Mitarbeiter von Frontier-Economics in anderen Verfahren Gutachten für bedeutende Energieunternehmen, die auch Netzkunden sind, erstellt habe, für nicht geeignet, die Unbefangenheit oder Fachkunde des Sachverständigen in Zweifel zu stellen: § 53 AVG verweist hier auf die Befangenheitsgründe des § 7 AVG. Mangels Vorliegens eines absoluten Befangenheitsgrundes von Frontier-Economics bzw. *Dr. Riechmann* ist maßgeblich für das Vorliegen einer relativen Befangenheit iSd § 7 Abs 1 Z 3 AVG, ob ein am Verfahren Beteiligter bei vernünftiger Würdigung aller konkreten Umstände Anlass hat, an der Unvoreingenommenheit und objektiven Einstellung zu zweifeln (*Hengstschläger/Leeb*, AVG § 7 (Stand 1.1.2014, rdb.at) Rz 14). Dass ein – womöglich an der Gutachtenserstellung gar nicht Beteiligter – jedoch zur Befangenheit einer ganzen Wissensorganisation führen soll, weil er in anderen Verfahren Gutachten für große Energiekonzerne, die allesamt potenzielle Netzkunden der TAG sein können, erstellt hat, wurde bislang in der Rechtsprechung nicht judiziert. Im Gegenteil, seitens des VwGH wurde am 11.09.1997 zu Zl. 97/07/0074 ausgesprochen, dass die Beziehung von beteiligten Unternehmen in ein Verwaltungsverfahren zur Befangenheit eines Sachverständigen führen kann, wenn dieser wiederholt für diese Unternehmen gutachterlich tätig war. Diese Konstellation liegt jedoch gegenständlich nicht vor: Weder sind große Energiekonzerne oder sonstige Netzkunden in das ggstdl. MET-Verfahren involviert, noch wurde seitens der TAG nachgewiesen oder glaubhaft behauptet, dass *Dr. Riechmann* wiederholt durch dieselben konkreten Unternehmen, welche auch noch, was ebenfalls nicht glaubhaft gemacht wurde, konkret gegenläufige Interessen zu jenen der TAG haben müssen, beauftragt wurde und deshalb in einem faktischen Abhängigkeitsverhältnis stünde.

Zu guter Letzt weist die Behörde darauf hin, dass selbst eine – für sie nicht erwiesene – Befangenheit der Gutachter von Frontier-Economics nicht zu einem anderen Ergebnis der Beweiswürdigung führen würde, da sie aufgrund der hauseigenen Fachexpertise die inhaltlichen Ausführungen des Gutachtens nachvollziehen kann, und bei einer eigenständigen Beurteilung zu keinem anderen Ergebnis kommt.

5.2. Berechnung der Finanzierungskosten und Abschreibungen („CAPEX“)

Rechtliche Grundlage für die Behandlung von Finanzierungskosten ist § 82 Abs. 1 GWG, der § 80 GWG 2011 für sinngemäß auf Fernleitungsnetzbetreiber anwendbar erklärt.

Für die Ermittlung angemessener CAPEX ist einerseits die Bestimmung der RAB und damit verbunden die Abschreibungen notwendig und andererseits ist die Finanzierungskostenermittlung von hoher Bedeutung. Hierbei sind die verzinsliche Kapitalbasis sowie eine angemessene Verzinsung zu bestimmen.

5.2.1. Ermittlung der Regulatory Asset Base

In der Methode der vierten Regulierungsperiode (gültig ab 1. Jänner 2021) wurde die Bestimmung der RAB zweigeteilt: Einerseits kam es bei Altanlagen (Inbetriebnahme vor 2021) zu einer Fortführung der Zweiteilung der Bestimmung der RAB und andererseits wurden bei Neuanschaffungen ab 2021, wie bei allen anderen regulierten Netzbetreibern (Gas-Verteilnetz, Strom Übertragung- und Verteilnetz), auf das System der Buchwerte laut Bilanz umgestellt. Die Zweiteilung bei Altanlagen sah vor, dass jener Anlagenteil, der mit Fremdkapital finanziert wurde, ebenfalls zu Buchwerten in die RAB eingeht, jener Teil der mit Eigenkapital finanziert wurde, wurde jedoch zu Wiederbeschaffungswerten bewertet. Außerdem gab es bei beiden Bewertungen jeweils 2 Klassen von Abschreibungen: Rohrleitungen wurden über 30 Jahre abgeschrieben, alle anderen Anlagen über 12 Jahre.

Die Infrastrukturpläne des Unternehmens (in den Koordinierten Netzentwicklungsplänen) und die eingereichten Daten zur Kostenprüfung zeigen, dass seit der 1. Regulierungsperiode weiterhin regelmäßig hohe (Re-)Investitionen in das Gasfernleitungsnetz des Unternehmens notwendig waren, um die bestehenden Transportkapazitäten betriebsfähig zu erhalten. Beim Ansetzen der Wiederbeschaffungswerte boten die jährlich steigenden Abschreibungswerte die Möglichkeit, dass das Unternehmen die notwendigen Refinanzierungen über bereits erhaltene höhere Abschreibungen durchführen konnte. Mit der Tragung des Mengenrisiko und der Ermittlung des RAB auf der Basis der Wiederbeschaffungswerte wurde damit ein deutlich anderes Regulierungssystem angewandt als bei anderen Strom- und Gasverteilternetzbetreibern.

Diese Situation hat sich jedoch spätestens seit 2022 nachhaltig geändert: Zum einen gibt es nicht nur in Österreich intensiviertere Bemühungen zu dekarbonisieren und die Nutzung von fossilem Erdgas zu reduzieren, andererseits hat der Krieg in der Ukraine den europäischen Gasmarkt signifikant beeinflusst. Die Transportflüsse im österreichischen Gasfernleitungssystem und in der EU haben sich nachhaltig geändert, Österreich hat seine Stellung als Transitland weitgehend verloren. Das Transportvolumen im Fernleitungsnetz ist deutlich zurückgegangen und über den Zeitverlauf schwankend und damit auch die Notwendigkeit für (Re-)Investitionen. Zudem sind langfristig gesehen aufgrund der Dekarbonisierung des Energiesystems und dem festgelegten Ausstieg aus fossilem Gas ein geringerer Bedarf an Transportkapazitäten für transportierte bzw. abgegebenen Mengen an Erdgas gegeben, die importierte und somit keine hohen Reinvestitionen im Gasfernleitungssystem mehr zu erwarten. Deswegen sind erhöhte Abschreibungen für Reinvestitionen nicht mehr erforderlich und würden für das Unternehmen Kostenüberkompensationen nach sich ziehen.

Daher ist es aus Sicht der Behörde geboten, die Ermittlung der RAB den anderen Regulierungssystemen von Strom- und Gasnetzbetreibern anzugleichen und die tatsächlichen Werte in der Bilanz und GuV des Unternehmens zur Ermittlung zu verwenden. Dies bedeutet eine – auch unter Berücksichtigung der geplanten Eliminierung des Mengenrisikos für Fernleitungsnetzbetreiber – sachlich gerechtfertigte Gleichbehandlung mit den anderen Strom- und Gasnetzbetreibern.

Die gesamte RAB und die Abschreibungen bestimmen sich daher anhand der tatsächlichen Werte in der Bilanz und der GuV des Unternehmens.

Vorbringen und Anträge des Unternehmens

Das Unternehmen bringt in seiner Stellungnahme vom 7. März 2024 hierzu vor, dass der im vorläufigen Ermittlungsergebnis angewandte Ansatz eine rückwirkende und rechtlich unzulässige Maßnahme wäre. Damit wäre auch eine Abwertung von rund 42% auf die eigenkapitalfinanzierte RAB verbunden. Die Anwendung der Wiederbeschaffungswerte ermöglichte in der Vergangenheit der TAG nötige Refinanzierungen durch die hohen Abschreibungen vorzunehmen. Das Unternehmen bringt in weiterer Folge mehrere Argumente gegen die geplante Abkehr von Wiederbeschaffungswerten bei der Kostenermittlung vor:

- 1. RAB als De-facto-Grundlage für regulatorische Stabilität und Endkundenschutz:**
Das RAB-Konzept wäre bereits seit den frühen 1990er Jahren in Großbritannien im Einsatz und hatte das Ziel, Anlegern Vertrauen zu geben, dass künftig keine Abwertungen erforderlich wären. Hauptfunktion der RAB besteht darin, das investierte Kapital „zurückzuverdienen“. Damit können nötige Investitionen getätigt werden, Kapitalkosten reduziert werden und gewährleistet eine Rendite der Investitionen für Anleger.
- 2. Anwendung der RAB als Regulierungsinstrument in Österreich:**
Das RAB-Konzept wurde in Österreich erstmals in der 2. Regulierungsperiode (2013 bis 2016) angewandt. Hierbei wurde das System der Wiederbeschaffungswerte gewählt und die Investitionen bis 2011 mit einem Wert von 4,17% p.a. aufgewertet. Zusätzlich wird auf den Bescheid V MET G 02/12 verwiesen, in welchem die gewählte Systematik bestätigt und die Grundsätze über mehrere Perioden hinweg in Kraft bleiben sollen. Darüber hinaus bildete die RAB die Basis des Kaufpreises für Investoren. Für die dritte Periode wurde für die Investitionen zwischen 2012 und 2015 ein Aufwertungsfaktor von 0,46% angewandt. Weiters wurde auch betont, dass die Logik auch in Zukunft Anwendung finden werde. Auch in den „FAQ zur Methodik der Gas-FLNBs in Österreich 2013-2016“ habe es kein Anzeichen dafür gegeben, dass geplant wäre, von den Wiederbeschaffungswerten abzugehen. Die Notwendigkeit eines stabilen regulatorischen Rahmens werde von im aktuellen Verfahren von den

Gutachtern *Randl/Zechner* (Anmerkung: Gutachter zum Thema WACC der Behörde) bestätigt.

3. Wirtschaftlicher Aspekt ungerechtfertigter Änderungen der RAB

Es seien Investitionen im Glauben und Vertrauen darauf getätigt, dass das Regulierungssystem stabil bleiben würde. Eine solche Änderung wirkt sich negativ auf die Realisierung der zum Investitionszeitpunkt gebildeten Renditeerwartung aus. Die vorgeschlagene Änderung könnte einen „Spillover-Effekt“ haben, und damit nachteilig auf die regulierte Energiewirtschaft und andere regulierte Industrien in Österreich wirken. Dies würde zu einer Verringerung der Investitionen und dem Anstieg der Kapitalkosten führen. Dies hätte auch potentiell negative Effekte auf die Investitionsbereitschaft in Zusammenhang mit den ambitionierten Klimazielen Österreichs. Auch schätze E-Control die Situation falsch ein, indem sie eine geringere Investitionstätigkeit der TAG in Zukunft erwartet. E-Control hätte auch in 2012 bewusst das System der Wiederbeschaffungswerte gewählt, um umfangreiche Investitionen zu ermöglichen.

4. Auswirkung eines Wechsels der Abgeltungssystematik auf Erlöse vergangener Investitionen

Ein Wechsel der Abgeltungssystematik während der Nutzung von Anlagen sei wirtschaftlich nicht vertretbar, da eine Umstellung ohne entsprechende Kompensation erhebliche negative Auswirkungen auf die Kapitalrendite hätte und gegen die Grundsätze und Gesetze des Anlegerschutzes verstoßen würde. Die geplante Umstellung würde zu einer Diskriminierung führen, da alle anderen Netzbetreiber die ermittelten und genehmigten Erlöse bis zum Ende der Lebensdauer der Anlagen erzielen können. Damit wäre die TAG somit benachteiligt. Der durch die Umstellung verursachte Schaden werde mit rund ***** bis ***** Mio. EUR beziffert.

5. Reinvestitionen in das TAG-Pipeline-System erforderlich

Auch in Zukunft sei TAG mit Reinvestitionen konfrontiert. Das System werde mindestens noch bis 2040 benötigt und die Verfügbarkeit sei stets unabhängig von der tatsächlichen Nutzung bereitzustellen. Weiters könnten auch unvorhergesehene Gasflüsse stattfinden und auch könne es erforderlich sein, das TAG-Leitungssystem für den Transport von Wasserstoff zu nutzen.

6. Rechtliche Würdigung

Die E-Control verstoße mit der geplanten Änderung der Berechnung der RAB während der Laufzeit eines Vermögensgegenstand gegen das Willkürverbot. Die Behörde hat bei den Fernleitungsnetzbetreibern die Erwartung geweckt, den Grundsatz der Regulierungsstabilität aufrechtzuerhalten. Die Fernleitungsnetzbetreiber würden aber nun einen unerwarteten finanziellen Nachteil erleiden. Die österreichische Verfassung gewähre zwar grundsätzlich keinen Schutz vor der Änderung der geltenden Rechtslage, allerdings in solchen Fällen, in denen berechnete Erwartungen geschaffen

wurden, um im Nachgang durch widerstrebende Handlungen der Behörde wieder vereitelt würden. Daher verstoße die geplante Änderung gegen den Vertrauensschutz. Auch verstoße die Entscheidung gegen das Eigentumsrecht, wie es durch Art. 1 des Protokolls Nr. 1 und Art. 5 GG über die Rechte der Bürger geschützt ist. Ein Eingriff in das Eigentum müsse daher dem Gebot der Verhältnismäßigkeit genügen.

Vorbringen der BAK zur RAB

Aus Sicht der BAK (Stellungnahme vom 4. März 2024) passe ein auf Buchwerten basierendes Kapitalkostenprofil besser zum erwarteten Gasnetzauslastungsprofil. Außerdem vertritt sie die Meinung, dass es sachlich keine Rechtfertigung für eine Ungleichbehandlung der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber und der restlichen Netzbetreiber in Österreich in Bezug auf die Bewertung des Anlagevermögens bestehe. Der Ansatz der Behörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis werde daher begrüßt.

In ihrer Replik vom 22. März 2024 auf die Stellungnahme des Unternehmens zum vorläufigen Ermittlungsergebnis wiederholt die BAK ihre Sichtweise, dass eine Umstellung der Bewertung des Anlagevermögens von Wiederbeschaffungswerten auf Buchwerte aus mehreren Gründen geboten sei:

- eine Beibehaltung der Bewertung zu Wiederbeschaffungswerten würde nicht den Investitions- und Nutzungserfordernissen der Gas-Fernleitungen entsprechen,
- eine etwaige zukünftige Nutzung der Gas-Fernleitungen für den Transport von Wasserstoff sei aus Sicht der BAK unabhängig vom vorliegenden Entwurf der Regulierungssystematik zu betrachten und
- es sei in der Vergangenheit bei der Anwendung von Wiederbeschaffungswerten zu Überbewertungen zulasten der Netznutzer:innen gekommen und die BAK habe daher schon länger eine Umstellung auf Buchwerte gefordert.

Vorbringen der WKÖ zur RAB

Die WKÖ bringt in ihrer Stellungnahme vom 7. März 2024 vor, dass die Aufwertungsfaktoren für die Berechnung der Wiederbeschaffungswerte mit jährlich über 4% deutlich über der Inflationsrate gelegen seien und deswegen die WKÖ bereits bei der letzten Erstellung einer Methode die Einführung von Buchwerten gefordert habe. Daher begrüße sie es ausdrücklich, dass die Behörde dieser Forderung jetzt in der 5. RP nachkomme.

In ihrer Replik auf die Einreichung einer Methode und in ihrer Stellungnahme auf die zweite Einreichung einer Methode wiederholt sie diese Argumente nochmals und stellt klar, dass sie die Verwendung der Wiederbeschaffungswerte für die Berechnung der RAB ausdrücklich ablehne.

Würdigung der Behörde

Das Unternehmen betont in seiner Stellungnahme vom 7. März 2024, die Umstellung stelle eine rückwirkende und rechtlich unzulässige Maßnahme dar, die eine Abweichung von der bestehenden Methode implizieren würde, die höchstwahrscheinlich störende Auswirkungen sowohl auf das Investitionsvertrauen als auch auf die langfristigen Endverbraucherinteressen haben würde, möglicherweise sogar auf grenzüberschreitender und auch auf sektorübergreifender Ebene.

Dazu merkt die Behörde zunächst an, dass die Änderung nur die zukünftige Regulierungsperiode betrifft. Eine Anwendung in zukünftigen Perioden kann keine rückwirkende Maßnahme sein.

Das Unternehmen bringt in seiner Stellungnahme das Thema „Stabilität“ der Regulierungsentscheidungen mehrfach vor und zitiert Festlegungen aus früheren Bescheiden sowie ein von der Regulierungsbehörde veröffentlichtes Dokument, welches das Regulierungssystem kurz für etwaige Investoren zusammengefasst hat („FAQs- Beilage .08).

Insbesondere dieser Verweis ist nicht überzeugend, denn wenn die Stabilität des Regulierungssystems gefordert wird, so kann sich diese nicht nur über einen – wenn auch wesentlichen Teil – erstrecken. An einer anderen Stelle des zitierten Dokuments wird nämlich Folgendes festgehalten: *„The volume situation of TSO is calculated based on actual long-term contracts – and this volume situation will not be reduced when the contracts expire. This premium is paid for the risk that the TSO will not be able to market these quantities after expiration of long-term-contracts to avoid extremely rising tariffs in the case that lower quantities will be contracted in future.“*

Kurz zusammengefasst bedeutet dies, dass im Sinne der Stabilität der Entgelte das Mengenrisiko bei den Fernleitungsnetzbetreibern zu liegen hat. Wie an anderer Stelle bereits beschrieben, wird mit diesem Bescheid das Mengenrisiko von den Unternehmen auf die Netzkunden transferiert, welches entsprechend starke Entgeltsteigerungen zur Folge haben wird. Daher ist es unumgänglich, das Thema „Stabilität“ des Regulierungssystems nicht nur auf einzelne Komponenten allein zu beschränken. Denn mit dem Wechsel der Risikotragung wird für die Fernleitungsunternehmen ein Regulierungssystem umgesetzt, welches mit allen anderen Gasnetzbetreibern vergleichbar ist. Daher ist es auch erforderlich, die Abgeltung der Kapitalkosten umzustellen und auch hier ein System auf Basis von Buchwerten umzusetzen.

Das Unternehmen führt aus, dass insbesondere für Vermögenswerte vor 2021 dieser Ansatz als retrospektiv gelten würde, da er eine Revision des historisch festgelegten Wertes der eigenkapitalfinanzierten RAB impliziert, was wiederum die zukünftigen zulässigen Erträge reduziert. Würde dieser Ansatz im Rahmen des finalen Bescheides beschlossen, würde dies zu einer Abwertung der eigenkapitalfinanzierten RAB von rund *****% führen. Auch dazu merkt die Behörde an, dass dies aufgrund der Tatsache, dass diese Bewertung nur für die Zukunft gilt, diese nicht retrospektiv sein kann. Eine „Abwertung“ der RAB findet im Übrigen nicht statt,

es wird hingegen für die neue Regulierungsperiode die verzinsliche Kapitalbasis anders berechnet als in der alten Regulierungsperiode.

Auch wird vom Unternehmen vorgebracht, dass die Änderung negative Effekte auf die Investitionsbereitschaft für die Zukunft haben könnte. Dies ist verfehlt, denn gerade durch diese Änderung werden weitere Investitionen erleichtert. Es wird zwar die Abgeltung von Kapitalkosten reduziert, allerdings ist das Risiko, diese zusätzlichen Kosten nicht rückerstattet zu bekommen, nicht mehr gegeben, da Mengentrügergänge eben nicht mehr zu Lasten des Unternehmens gehen. Dies hat auch nichts damit zu tun, wie viele Investitionen erforderlich sind. Denn aufgrund der Veränderungen auf dem Kapitalmarkt werden alle neuen Investitionen mit einem höheren aktuellen Zinssatz abgegolten. Auch wurden alle Neuinvestitionen ab 2021 bereits nur mehr auf Buchwertbasis abgegolten. Daher ändert sich an dieser Abgeltung grundsätzlich nichts.

Die Behörde stimmt dem Unternehmen bei der Beschreibung der Hauptfunktion der RAB zu: Anleger sollen die Möglichkeit haben, das investierte Kapital zurückzuerdienen. „Zurückzuerdienen“ wird jedoch unterschiedlich ausgelegt: die Behörde ist der Ansicht, dass ein einmaliges Zurückerdienen ausreicht und eine Überkompensation nicht angemessen ist. Eine ausreichende und risikoadäquate Kapitalrendite ist aber mit der Anwendung von Buchwerten, dem behördlich bestimmten WACC und der Berücksichtigung von Abschreibungen zu Buchwerten jedenfalls gegeben: Durch die komplette Abschreibung eines Anlagenguts im Laufe seiner Nutzungsdauer erhält der Investor – bei entsprechenden, die Abschreibungen deckenden Erlösen (und dies wird dem Netzbetreiber ja im Zuge der Methode der 5. Regulierungsperiode garantiert) – auch seine Investition zurück, dh. er kann sie zurückerdienen. Mittels des – nicht mehr angemessenen – Ansatzes der Wiederbeschaffungswerte besteht je nach Ausgestaltung des Systems (insbesondere Inflationsannahmen für Assets) die Möglichkeit, dass eine Investition mehrfach zurückerdient werden kann.

Dazu führt die Behörde folgendes Rechenbeispiel mittels eines Anlagengutes des Unternehmens durch:

Im Verfahren V MET G 02/11 hat das Unternehmen eine Anlagenliste an die Behörde übermittelt, in der die Investitionen des Unternehmens aufgelistet wurden und aus dieser Liste hat die Behörde die Investitionen ***** entnommen:

...

Diese Anlagen haben in den Jahren 2013-2024 zu folgenden Abschreibungen (in TEUR) geführt:

....

In Summe wurde das Anlagegut somit insgesamt bereits zumindest mit TEUR ... (Abschreibung bis 2012: TEUR ... + Abschreibung 2013-2024 Buchwert: TEUR ... + Abschreibung Wiederbeschaffungswert 2013-2024 TEUR ...) abgeschrieben. Dabei kann die regulatorische Abschreibungspraxis bis zum Jahr 2012 für dieses Beispiel nicht nachvollzogen werden. Die Behörde geht vereinfachend allerdings von einer Abgeltung auf Basis von Buchwerten bei der Abschreibung bis dahin aus. Eine Berechnung anhand der Wiederbeschaffungswerte (die das Unternehmen auch vor 2012 bereits angewendet hatte) würde zu einer noch höheren Abweichung von Kosten vs. Erlöse führen. Der exakte Differenzbetrag ist jedoch für die Darstellung des Ergebnisses nicht erforderlich. Man sieht jedenfalls, dass die Investoren bereits bis zum Jahr 2024 die Anlagen bereits fast komplett zurückverdient haben (Anschaffung TEUR ..., Investitionsrückfluss TEUR ...).

Entsprechend der bisherigen jeweils vom Unternehmen eingereichten Regulierungspraxis würde es in den nächsten Jahren zumindest noch um weitere TEUR ... (=Summe der anteiligen Restbuchwerte zu Buchwerten und Wiederbeschaffungswerten) abgeschrieben werden – entsprechend der weiteren Inflation um einen noch höheren Betrag.

Dies führt dazu, dass die Investoren tatsächliche Investitionen in der Höhe von TEUR ... tätigten und dieser Investition stehen zumindest Kapitalrückflüsse in der Höhe von TEUR ... (Abschreibungen bis 2024 TEUR ... + Summe Restbuchwerte TEUR ...) gegenüber.

Zur behaupteten Benachteiligung durch den Wechsel der Bewertungssystematik während der Abgeltungsperiode der RAB sei darauf verwiesen, dass für sämtliche Gas-Verteilernetzbetreiber mit Einführung der Regulierung (2002) das System der Buchwerte, unabhängig davon wie davor die Entgelte bestimmt wurden, umgesetzt wurde. Dieses wurde auch in Anwendung gebracht, obwohl bereits zahlreiche Anlagen im Einsatz waren und die bisherige Abgeltung nicht klar war. Die Anwendung von unterschiedlichen Abgeltungssystemen ist daher kein Alleinstellungsmerkmal der Fernleitungsnetzbetreiber, sondern betrifft auch andere Gasnetzbetreiber.

Hinsichtlich der ermittelten Differenz und des seitens des Unternehmens ermittelten wirtschaftlichen Schadens sei darauf verwiesen, dass dieser aus Behördensicht auch zu hoch angesetzt ist. Dieser würde sich lediglich auf ... Mio. EUR belaufen, da die erwarteten Differenzen aus den Abgeltungssystemen mit dem Eigenkapitalzinssatz zu diskontieren wären, da diese Differenz rein den Eigenkapitalgebern zufließen würde (vgl. Beilage .07).

Zur weiters vom Unternehmen angeführten Abwertung der RAB um ***** % zum Nachteil der Investoren stellt die Behörde fest, dass der Wert der RAB zwar eine wichtige Kennzahl für Eigentümer von Unternehmen ist, jedoch nicht die Wichtigste – diese ist normalerweise der Unternehmenswert: man vergleiche dazu große börsennotierte Unternehmen, deren Unternehmenswert bei weitem höher ist als der Wert des Anlagevermögens des Unternehmens. Der Unternehmenswert errechnet sich für Investoren auf Basis der Bewertung zukünftiger Gewinne auf den jetzigen Zeitpunkt – ähnlich wie das Unternehmen die Abwertung

durch die Umstellung der RAB auf Buchwerte durchgeführt hat. Dazu erstellt die Behörde folgende Berechnung:

Da der Jahresabschluss des Unternehmens für das Jahr 2023 noch nicht veröffentlicht ist, geht die Behörde von einem negativen Gewinn von ca. -... Mio. EUR für dieses Jahr aus. Es wird weiter angenommen, dass das Unternehmensergebnis bis zum Jahr 2031 (dem frühestens möglichen Ende der Risikoübernahme durch das Unternehmen) ohne eine Änderung der gängigen Regulierungspraxis der Risikoübernahme durch das Unternehmen bis zum Jahr 2031 ein ähnliches Unternehmensergebnis mit einem negativen Gewinn von -... Mio. EUR jährlich haben würde. Abgezinst mit dem Eigenkapitalzinssatz von 7,25 % (um einen Vergleich mit den Berechnungen oben herstellen zu können) bedeutet dies einen negativen Barwert (und somit Unternehmenswert) nur für diese Periode von ca. -... Mio. EUR. Durch die Abwälzung des Mengenrisikos auf das Verbraucherkollektiv wird für die kommenden Jahre von Gewinnen für das Unternehmen von rd. ***** Mio. EUR p.a. ausgegangen. In den Jahren danach werden geringere Gewinne von rd. ***** Mio. EUR angenommen. Wenn man dies auf den Jetztzeitpunkt abzinst, ergibt dies einen Unternehmenswert von ca. ***** Mio. EUR.

Durch die Überwälzung des Risikos auf das Netzbenutzerkollektiv profitieren die Eigentümer (bzw Investoren) der TAG mit einer Wertsteigerung in der Höhe von über ***** Mio. EUR bei der Betrachtung der Jahre 2025 bis 2031 (vgl. Beilage ./4). Jede weitere Verbesserung (wie zB eine nicht zu vertretende Beibehaltung der Wiederbeschaffungswerte) würde den Wert des Unternehmens für die Investoren noch weiter steigern.

Rechtlich ist zu ergänzen, dass § 82 GWG 2011, anders als § 79 Abs. 1 GWG 2011 nicht explizit auf historische Anschaffungskosten abstellt; dies bedeutet aber noch nicht, dass eine Heranziehung von Buchwerten (basierend auf den historischen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten) unzulässig wäre. Schon bei systematischer (verfassungskonformer) Interpretation der nationalen Vorgaben ist eine Abweichung vom Gebot der Heranziehung historischer Anschaffungskosten nur dann zulässig, wenn sich die Gasfernleitungsnetzbetreiber hier gegenüber den Verteilernetzbetreibern in einer nicht unwesentlich anderen, also "ungleichen" Situation befänden. Nichts anderes ergibt sich auch aus dem unionsrechtlichen Diskriminierungsverbot (Art. 21 GRC, vgl. EuGH Rs. C-454-18 *Baltic Cable*, Rz 69 f).

Ein stichhaltiger Grund, der für die differenzierte Behandlung der Fernleitungsnetzbetreiber gegenüber Verteilernetzbetreibern spricht, ist der Regulierungsbehörde nicht ersichtlich. Auch bei der Heranziehung von Buchwerten ist gesichert, dass das Unternehmen notwendige Investitionen zur Erhaltung und den sicheren Betrieb der Netze vornimmt. So ist diese Systematik auf Ebene der Verteilung bereits seit vielen Jahren gängige Regulierungspraxis. Vor dem Hintergrund, dass in der vergangenen Regulierungsperiode bereits — antragsgemäß — die Bewertung von Neuinvestitionen nach Buchwerten vorgenommen wurde, ist auch nicht ersichtlich, weshalb es einer zusätzlichen Berücksichtigung von Wiederbeschaffungswerten bedürfte. Die gemäß Art. 13 Abs. 1 Gasbinnenmarktverordnung 715/2009 geforderte,

angemessene Kapitalrendite wird — entsprechend § 82 Abs. 1 iVm § 80 GWG 2011 — durch einen marktüblichen Zinssatz (WACC) auf das eingesetzte Kapital sichergestellt (vgl. Kapitel 5.2.3).

Daran ändert auch der Umstand nichts, dass § 82 Abs. 1 eine sinngemäße Anwendung des § 80 GWG 2011 fordert. Einer Übung des Ermessens in Bezug auf die Festlegung der Finanzierungskosten der Fernleitungsnetzbetreiber sind durch die verfassungsmäßigen und unionsrechtlichen Schranken zur Gleichbehandlung Grenzen gesetzt.

Daneben erscheint auch bei Annahme einer signifikant unterschiedlichen Situation zweifelhaft, dass ein Ansatz von Wiederbeschaffungswerten den gesetzlichen Vorgaben entspricht. So verweist § 80 Abs. 4 GWG 2011 hinsichtlich der verzinslichen Kapitalbasis auf „die der Kostenfestlegung zugrunde liegende Bilanz im Sinne des § 8 für die Verteilungstätigkeit“. Während „Verteilungstätigkeit“ gedanklich zweifelsohne durch „Fernleitungstätigkeit“ ersetzt werden kann, ist dies beim Verweis auf die Bilanz nach § 8 GWG 2011 nicht der Fall. Der Verweis auf die Bilanz und die darin enthaltenen Buchwerte (das nötige Sachanlagevermögen und immaterielle Vermögen abzüglich passivierter Baukostenzuschüsse und Firmenwerte) stellt somit ein gesetzliches Hindernis zum Ansatz von Wiederbeschaffungswerten dar.

Auch die Erläuterungen zur RV des GWG 2011, 1081 BlgNR XXIV. GP, sprechen für die Anwendung von Buchwerten: die Gesetzesmaterialien sprechen iZm § 80 Abs. 1 von „Abgeltung von Kosten für die Finanzierung von Investitionen“; „Die Orientierung an den ursprünglich getätigten Investitionen führt dazu, dass durch die Netzbetreiber nur die tatsächlich angefallenen Kosten im Zusammenhang mit der Investition abgegolten werden.“ (Erl. zu § 80 Abs. 4)

Dass der Ansatz der Wiederbeschaffungswerte in übrigen EU-Mitgliedstaaten der Regelfall und der Ansatz historischer Kosten klar die Ausnahme ist, kann nicht festgestellt werden. Die vom Unternehmen vorgelegte Übersicht von WECOM (im Akt 2024-03-07-D-000666) listet lediglich zwölf Regulierungssysteme auf, wobei zwei davon (Großbritannien und Nordirland [einzeln]) keine EU/EWR-Mitgliedstaaten sind. Als Grundlage bezieht sich WECOM auf „CEER 2023“ und damit wohl auf den jährlich erscheinenden Bericht über die Regulierungssysteme für Energienetze in Europa („CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks“) welcher zuletzt am 21.02.2024 herausgegeben wurde.³ Letzterer führt grundsätzlich die Daten von 27 EU/EWR-Mitgliedstaaten sowie fünf Länder der Energy Community zusammen. Allerdings sind die Daten (Annex 4 zu Kapitel 5 des Berichts)⁴ hier offensichtlich widersprüchlich, weshalb der Bericht nicht als Nachweis für die europäische Regulierungspraxis herangezogen werden kann: Beispielsweise ist für Ungarn (HU) angegeben, dass die verzinsliche Anlagenbasis (RAB) ausschließlich auf Neubewertungen

³ CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023, Ref: C23-IRB-70-03, <https://www.ceer.eu/2411>.

⁴ ebd. abrufbar.

beruht, gleichzeitig aber kommentiert, dass manche Anlagen nach Buchwerten berücksichtigt werden. Für Italien (IT) ist angegeben, dass die RAB ausschließlich auf historischen Werten beruht, gleichzeitig ist aber angegeben, dass diese historischen Werte jährlich indexiert – also neu bewertet – werden.

Insgesamt deuten die Angaben im Annex 4 des Berichts – welche sich keineswegs mit der Analyse im Bericht decken (vgl. S. 179, wonach bspw. Frankreich eines von wenigen Länder sein soll, worin nicht ausschließlich auf reevaluierte Werte bei der RAB abgestellt wird, aber lt. Annex 4 genau das Gegenteil zutrifft), dass in EU/EWR-Mitgliedstaaten kein homogener Ansatz zur Neubewertung des Anlagevermögens besteht. Auch bei der Methode der Neubewertung des Anlagevermögens (also bei den „Wiederbeschaffungswerten“) in jenen Mitgliedstaaten, die eine (u.U. auch nur teilweise) Neubewertung vornehmen, dürften damit heterogene Ansätze verfolgt werden (insofern zeigen WECOM und CEER 2023 ein einheitliches Bild). So wurde diese teilweise einmalig um einen historischen Zeitpunkt vorgenommen (zB die Liberalisierung des Gasmarktes im Jahr 2002 oder die deutsche Wiedervereinigung 1990), teilweise erfolgt diese regelmäßig auf Basis verschiedenster Grundlagen.

Weitere Studien zur aktuellen Bewertung der RAB wurden vom Unternehmen nicht aufgezeigt bzw. entziehen sich der Kenntnis der Behörde.

Im Übrigen wäre es aus Sicht der Regulierungsbehörde nicht überraschend, wenn in zahlreichen CEER-Mitgliedsstaaten, ähnlich wie in Österreich bei der Regulierung der Fernleitungsnetzbetreiber, in der Vergangenheit Wiederbeschaffungswerte angesetzt haben, diese aber – wie die Regulierungsbehörde hier – nunmehr in Folge des russischen Angriffskriegs in der Ukraine und den Bestrebungen zur Unabhängigkeit Europas gegenüber russischem Erdgas neu evaluieren. Vor dem Hintergrund der gängigen Praxis in Europa, mehrjährige Regulierungsperioden vorzusehen, kann dies aber noch nicht überall Eingang in die Regulierungspraxis finden.

Als rechtliche Stellungnahme wurden am 17. April 2024 seitens der TAG weitere Unterlagen im Verfahren übermittelt, unter anderem eine Stellungnahme von *Bezemek* und *Starlinger* vom 16. April 2024, mit welcher die mündlichen Ausführungen von *Bezemek* in der mündlichen Verhandlung vom 27. März 2024 zu Grundrechtseingriffen und Vertrauensschutz aufgrund der Umstellung von Wiederbeschaffungswerten auf Buchwerte schriftlich ausgeführt werden.

Ausgehend von dem aus Sicht der Behörde unzutreffenden Befund, dass diese Umstellung einen „Schaden von ***** bis ***** Mio. Euro“ bedeute, führt die Stellungnahme von *Bezemek/Starlinger* aus, welche Grundrechte der TAG betroffen seien, dass „die Behörde selbst davon ausgehe, dass die in der Methodik dargelegten Grundsätze über mehrere Perioden hinweg in Kraft bleiben werden“ und dass „regulierungsbehördlich eine berechnete Erwartungshaltung geschaffen“ worden sei. *Bezemek/Starlinger* verorten eine Ungleichbehandlung zu „allen anderen Netzbetreibern, da bei ihnen dieselbe Methode über

die gesamte Abschreibedauer zur Anwendung kommt“. In Analogie zu einer Entscheidung des VfGH, VfSlg. 15.739/2000, betreffend eine „völlige und plötzlich erfolgende Abschaffung der [zunächst auf 15 Jahre angelegten] Firmenwertabschreibung für bereits abgeschlossene Anteilswerbe“ sei auch eine Umstellung auf Wiederbeschaffungswerte unzulässig.

Diese Schlüsse und Wertungen von *Bezemek/Starlinger* sind aus Sicht der Behörde unzutreffend.

1.) Zunächst sind die von *Bezemek/Starlinger* angeführten Zitate aus dem Zusammenhang gerissen und irreführend. Die Behörde wendet im Zusammenhang mit dem Mengenrisiko, jedoch nicht mit dem Wiederbeschaffungswert, eine periodenübergreifende Betrachtung an. Die Gründe dafür werden in Kapitel 5.1 eingehend erläutert.

Die Umstellung von Wiederbeschaffungswerten auf Buchwerte pro futuro ändert an den in Vorperioden angestellten Kostenberechnungen, welche in die entsprechenden Bescheide und Entgelte eingegangen sind, nichts.

Dem Unternehmen muss auch klar gewesen sein, dass für eine neue Regulierungsperiode (bescheidmäßig) Änderungen der Regulierungssystematik im Vergleich zu Vorperioden festgelegt werden können. Beispielsweise wurde im Bescheid V MET G 02/17 zur 4. Regulierungsperiode 2021 bis 2024 eine Umstellung auf Buchwerte für künftige Investitionen vorgenommen und seitens der TAG keine Bedenken dazu geäußert.

2. Die von *Bezemek/Starlinger* im zweiten Absatz auf Seite 3 angeführten Zitate (siehe die Referenzen auf die Stellungnahme der TAG vom 7. März 2024, Seite 23 und Fußnote 15) sind ungenau, verkürzend und aus dem Zusammenhang gerissen. Die erste Referenz stammt aus dem Bescheid der Behörde vom 10. August 2012 und lautet:

„Die Methode wird gem. § 69 Abs. 1 GWG 2011 bis zum 31. Dezember 2016 befristet. Die Befristung deckt sich mit der Dauer der Regulierungsperiode, wodurch gewährleistet ist, dass ein allfälliger Anpassungsbedarf, insb. auch auf Basis der künftig verbindlichen Netzkodizes, nach dieser Regulierungsperiode umgesetzt werden kann. Die Behörde geht jedoch davon aus, dass die in der Methode festgelegten Grundsätze über mehrere Perioden bestehen bleiben.“

Dieser Absatz kann weder so verstanden werden, dass die Behörde Festlegungen für die Zukunft trifft, noch dass sie Veränderungen der Methodik ausschließt oder für unwahrscheinlich hält. Im Gegenteil, die Behörde nahm 2012 an, dass die „Grundsätze der (Anm.: ersten) Methode über mehrere Perioden bestehen bleiben“. Das war übrigens auch bis zum Ablauf der nunmehrigen 4. Regulierungsperiode der Fall. Das zweite Zitat („Logik, dass sich eine Regulierungsperiode zu diesem Zweck und mit dieser Absicht auf die vorangegangenen Regulierungsperiode bezieht, auch in Zukunft Anwendung finden wird“) stammt nicht von der Behörde, sondern von der TAG selbst aus ihrer Stellungnahme im aktuellen Verfahren und stellt keine Positionierung der Behörde dar. Vielmehr hat die Behörde

in klarer Übereinstimmung mit dem normativen Spruch der Methodenbescheide, welche die Dauer der Regulierungsperiode festlegen, immer wieder darauf hingewiesen, dass sich ihre Festlegungen nur auf die Regulierungsperiode beziehen und unter Umständen künftig ändern können (siehe exemplarisch obiges Zitat bzw. Bescheid V MET G 02/17 vom 30. April 2020, Seite 63 zur RAB: „Eine Neubewertung in künftigen Verfahren kann jedoch nicht ausgeschlossen werden.“). Ein begründetes Vertrauen auf den Ansatz von Wiederbeschaffungswerten über die Regulierungsperiode hinaus bestand daher nicht, wie im Folgenden ebenfalls dargestellt wird.

2.1.) Nach stRSpr des VfGH besteht kein Vertrauensschutz auf den unveränderten Fortbestand der gegebenen Rechtslage (sh. u.a. VfSlg 20334). Im Erk. vom 20.09.2012, Zl. B 782/12, wurde zB seitens des VfGH iZm dem Wr. Besoldungsrecht öffentlich Bediensteter judiziert, dass es keinen Rechtsanspruch auf Beibehaltung einer einmal vorgenommenen Pauschalierung von Mehrdienstleistungen gibt. Eine bescheidmäßige Festlegung für einen spruchmäßig festgelegten Zeitraum ist nicht geeignet, ein Vertrauen bei den Parteien auf Beibehaltung dieser Festlegung für künftige Entscheidungen zu erwecken.

2.2.) Nach geltender Rechtslage sind Tarife und die dahinter liegenden Kosten und Mengen mitsamt der Methode periodisch festzustellen (vgl. § 69 Abs. 2 GWG 2011). Dazu bestehen inhaltliche Vorgaben des nationalen (vgl. zB § 80 GWG „angemessene Finanzierungskosten“; § 82 Abs. 4 GWG „die aus diesen Methoden resultierenden Tarife nicht wesentlich über dem Durchschnitt veröffentlichter Fernleitungstarife“) und des Unionsrechts (vgl. zB Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009: „Transparenz“, „Ist-Kosten“, „Nichtdiskriminierung“) zur Tarifierung. Schon aus den inhaltlichen Vorgaben iVm der periodischen Festlegung ergibt sich, dass die Regulierungsparameter nicht gleich bleiben können oder müssen, weil faktische Veränderungen eine Anpassung des status quo erfordern, um die Einhaltung der Grundprinzipien der Tarifierung, etwa den Ist-Kosten-Ansatz, zu gewährleisten. Je nach faktischer Gegebenheit, nach Veränderungen der Kosten- und Mengenentwicklung, nach technologischer Weiterentwicklung uvm sind die Regulierungsparameter in Übereinstimmung mit den rechtlichen Grundlagen zu modifizieren. Auch bei den Verteilernetzen – Strom wie Gas – kommt es in periodischen Abständen zu tw. grundlegenden Systemanpassungen. Allen Netzbetreibern ist dieser Umstand bewusst – auch der TAG.

2.3.) Auch hat die Behörde kein Verhalten gesetzt, dass sie einer diesbezüglichen Erwartungshaltung der TAG Vorschub leisten hätte können: bereits im Verfahren V MET G 02/17 wurden seitens der Behörde Bedenken gegen eine Weiterführung des Wiederbeschaffungswertansatzes angeführt und u.a. Änderungen beim Aufzinsungsansatz vorgeschlagen. Im Ergebnis wurde letztlich eine Umstellung auf Buchwerte für Neuinvestitionen beschieden. In Bezug auf die Beibehaltung von Wiederbeschaffungswerten für Investitionen wurde im Bescheid ebenfalls deutlich festgehalten, dass dies in künftigen Regulierungsperioden einer veränderten Betrachtung unterliegen kann (vgl. Bescheid V MET G 02/17 vom 30. April 2020, Seite 63 zur RAB: „Eine Neubewertung in künftigen Verfahren

kann jedoch nicht ausgeschlossen werden.“). Auch seitens der Legalparteien wurde in vorangegangenen Verfahren immer wieder – z.B. in der Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis des Verfahrens V MET G 02/17 – der Wiederbeschaffungswertansatz moniert. Es war sohin dem Unternehmen vollkommen klar, dass auch künftige Änderungen aufgrund gewisser Vorbehalte der anderen Parteien sowie der Behörde ernsthaft möglich sind.

3.) *Bezemek/Starlinger* verorten weiters eine Ungleichbehandlung der TAG ggü. „allen anderen Netzbetreibern, da bei ihnen dieselbe Methode über die gesamte Abschreibedauer zur Anwendung kommt“. Diese Behauptung ist unzutreffend: auch die Regulierungssystematik für Gas- und Strom-Verteilernetzbetreiber ist befristet, sodass sich auch für Bestandsanlagen nach Auslaufen der alten Regulierungsperiode das Regelwerk durch eine neue Regulierungssystematik in der neuen Regulierungsperiode ändern kann. Dies ist bspw. bei der Veränderung von Abschreibungsdauern von bestehenden Anlagen von einer Periode auf die nächste tatsächlich bereits erfolgt. Auch bei den Fernleitungsunternehmen kam es bereits zu Änderungen bei der Regulierungssystematik, die von den Unternehmen selbst beantragt wurden: So gab es in der dritten Regulierungsperiode einen Mark-Up für Neuinvestitionen – dieser Mark-Up wurde weder für die in dieser Periode aktivierten Anlagegüter noch für ab der vierten Periode neu angeschafften Anlagen fortgesetzt. Eine „Benachteiligung der TAG“ ggü. anderen Netzbetreibern liegt daher nicht vor. Die Umstellung auf Buchwerte ist nicht nur zur Vermeidung von Überkompensationen rechnerisch sachgerecht, sondern auch rechtlich geboten.

4.) Mit dem von *Bezemek/Starlinger* ins Treffen geführte Judikat des VfGH, VfSlg 15.739/2000, wurde eine Bestimmung des Umgründungssteuerg, als verfassungswidrig aufgehoben, mit der die vollständige Beseitigung der Firmenwertabschreibung, ohne Einschleif- oder Übergangsregelung für jene Fälle, in denen der Unternehmenserwerb durch Verschmelzung bereits abgeschlossen war, vorgesehen wurde. Damit wurde das berechtigte Vertrauen der Steuerpflichtigen in die gegebene Rechtslage in einem Maße beeinträchtigt worden, dass eine Verletzung des Gleichheitssatzes vorlag, da die Steuerpflichtigen, wäre ihnen die vorzeitige Beseitigung der Firmenwertabschreibung bekannt gewesen, möglicherweise einen anderen Weg des Betriebserwerbs eingeschlagen hätten oder diesen vielleicht sogar überhaupt nicht in Erwägung gezogen hätten. Der zitierte Fall ist mit der vorliegenden Ausgangssituation nicht vergleichbar, da der erlassene Bescheid befristet war und damit kein über die Dauer der Regulierungsperiode hinausgehendes Vertrauen entstehen konnte. Ebenso war dies der TAG aufgrund früherer Regulierungsentscheidungen bewusst.

Ergänzend ist auszuführen, dass durch die Behörde keine „völlige und plötzliche“ Abschaffung der Abschreibung vorgenommen wird, sondern eine Umstellung von der RAB-Bewertung Wiederbeschaffungswerte auf Buchwerte. Damit ist eine Berücksichtigung von AfA und die Verzinsung des eingesetzten Kapitals weiterhin möglich und in keiner Weise abgeschafft. Weiters erfolgt die Umstellung auf Buchwerte in Begleitung eines

Kompensationsmechanismus iHv ca. ***** Mio. Euro für eine Übergangsphase von drei Jahren.

5.) Auch in historischer Gesamtschau ist es für die Behörde nicht ersichtlich, inwiefern getroffene Investitionen der TAG durch nachträgliche Änderungen bei den Wiederbeschaffungswerten frustriert worden sein sollen. Das Unternehmen verweist in diesem Zusammenhang in seiner Stellungnahme auch auf die Sonderregelung zur Festlegung der Tarife durch die FNB, in der der Gesetzgeber Anreize und Vertrauen in eine bestimmte Regulierungspraxis geschaffen habe, auf deren Grundlage die FNB und ihre Eigentümer ihre Investitionsentscheidungen getroffen hätten. Dem ist zu entgegnen, dass über den Großteil der Investitionen der TAG zu einem Zeitpunkt entschieden wurde, zu dem weder ein Regulierungssystem, GWG 2011, eine Methode oder ein RAB zu Wiederbeschaffungswertansätzen existierte. Die RAB zu Wiederbeschaffungswerte wurden erst auf Antrag der TAG 2012 für die Zeit ab 2013 erstmals geschaffen. Für sämtliche Investitionen vor 2012 konnte daher noch gar kein sog. „*gefestigtes Investitionsvertrauen*“ bestanden haben. Seit der 4. Regulierungsperiode (2021 - 2024) besteht der Grundsatz der Buchwerte bei der Bewertung neuer Investitionen. Auch hier kann kein Vertrauen auf Wiederbeschaffungswerte mehr bestehen. Was die Investitionen für die Zeit von 2013 bis 2020 betrifft, so hat die Behörde den ökonomischen Nachteil lediglich für diese Anlagen in die Berechnung des Unternehmens eingesetzt und diesen mit ca. ***** Mio. EUR berechnet (siehe Beilage ./10) – ein Nachteil, dem durch die Kompensationszahlung in Höhe von ca. ***** Mio. EUR zugunsten des Unternehmens Rechnung getragen wird (dazu mehr in Kapitel 5.2.2).

6.) Weiters darf nicht übersehen werden, dass die Umstellung auf Buchwerte rechtlich geboten ist: Zunächst wird ein Wiederbeschaffungswertansatz durch die Gasbinnenmarkt-RL weder vorgeschrieben, noch indiziert. Vielmehr normiert die Art. 13 Verordnung Nr. 715/2009 sowie deren Erwägungsgründen 7 und 8 den Ansatz von „Ist-Kosten“, was für die Heranziehung von Buchwerten spricht (siehe zu „Istkosten“ vs. „Kosten durch Wiederbeschaffungswerte“ auch die Ausführung weiter oben in diesem Kapitel). Auch die Erläuterungen zu § 80 GWG 2011, 1081 BlgNR XXIV. GP, sprechen für die Heranziehung von Buchwerten: „Die Orientierung an den ursprünglich getätigten Investitionen führt dazu, dass durch die Netzbenutzer nur die tatsächlich angefallenen Kosten im Zusammenhang mit der Investition abgegolten werden.“

7.) Zu guter Letzt ist festzuhalten, dass der ökonomische Nachteil von ***** bis ***** Mio. Euro nicht vorliegt, weil er falsch gerechnet wurde und die Stellungnahme die nach ihrer Erstellung erfolgten Methodenanpassung nicht reflektiert. Wie bereits weiter oben ausgeführt ist diese Sichtweise zurückzuweisen. Auch ist der Betrag zu hoch, da für die Diskontierung der Eigenkapitalzins – da es sich um Altanlagen handelt, jener für Altanlagen – in der Höhe von 7,25 % heranzuziehen, stellt die Differenz doch lediglich einen zusätzlichen Gewinn für das Unternehmen dar. Da dieser höher als der vom Unternehmen angewandte Zins ist, ergibt sich ein Betrag von ***** Mio. EUR als Differenz. Weiters wird in der Berechnung nicht

berücksichtigt, dass die Behörde die Methode insofern abgeändert hat, als dass das Unternehmen in den Jahren 2025 bis 2027 insgesamt nochmals einen Betrag in der Höhe von ***** Mio. EUR erhält, der den vom Unternehmen angegebenen Wert nochmals reduziert.

Außerdem ist auch noch auf die Ausführungen weiter oben in diesem Kapitel zu verweisen, aus denen hervorgeht, dass das Unternehmen durch die Entscheidungen der Regulierungsbehörde keinen ökonomischen Nachteil erleidet, sondern durch die Verschiebung des Mengenrisikos zu den Netznutzer:innen einen ökonomischen Vorteil in der Höhe von über ***** Mio. EUR (aktueller Barwert) erhält.

5.2.2. Einführung einer Kompensationszahlung

In den vorgehenden Regulierungsperioden wurde, wie im vorangegangenen Kapitel erläutert, die Abgeltung der mittels Eigenkapital finanzierten Netzanlagen (Anschaffungen vor dem 1. Jänner 2021) anhand von Wiederbeschaffungswerten und realen Zinssätzen ermittelt. Im Zuge der Umstellung auf ein mit Verteilernetzbetreibern vergleichbares Regulierungssystem, wobei Mehr- und Mindererlöse nachträglich ausgeglichen werden und somit kein Mengenrisiko mehr bei den Fernleitungsnetzbetreibern liegt, erfolgt auch ein Abstellen nur auf Buchwerte in der Kapitalkostenanerkennung. Diese Umstellung erfolgt – wie in Kapitel 5.2.1 beschrieben – auch deswegen, weil dies das Unionsrecht und das GWG 2011 so vorgibt und keine inhaltliche Differenz mehr in der grundsätzlichen Regulierung im Vergleich zu Verteilernetzbetreibern mehr gegeben ist. Die Behörde erkennt allerdings an, dass eine vollständige Umstellung auf ein reines Buchwertsystem für das Unternehmen vor allem in der Finanzplanung anfänglich herausfordernd sein kann.

Aus bereits beschriebenen Gründen wird die Behörde keine Anwendung der Wiederbeschaffungswerte fortführen. Um aber einen gleitenden Übergang auf die neue Systematik zu bewerkstelligen, werden in der 5. Regulierungsperiode kostenerhöhende Differenzen aus der Umstellung angewandt. Diese zusätzliche Kostenanerkennung ist auf drei Jahre berechnet und endet im dritten Jahr (2027). Damit wirkt sich die Umstellung des Bewertungssystems nicht unmittelbar und in voller Höhe bereits in der laufenden Regulierungsperiode aus. Die wirtschaftlichen Effekte der Umstellung auf Buchwerte werden somit in voller Höhe erst ab der kommenden 6. Regulierungsperiode schlagend.

Der Basiswert für die zusätzliche Kostenkomponente ist die Differenz zwischen

- den Kapitalkosten, berechnet anhand der bisherigen Berechnungsmethode und
- den Kapitalkosten, berechnet anhand der ab nun gültigen Berechnungsmethode

im Jahr 2022 (dies ist der letztverfügbare Wert) unter Anwendung der zukünftig gültigen Zinssätze (siehe Kapitel 5.2.3.6) und einer Inflation von 2,5 % für die Bestimmung des realen Zinssatzes. Diese 2,5 % Inflation sind dem Behördengutachten von *Randl/Zechner* entnommen (Aktualisierung des WACC für Gas-Fernleitungsbetreiber mit Datenbasis 31.

Jänner 2024; im Akt: 2024-04-11-D-000496) und ist der Mittelwert aus dem Wert des EUR Inflation Swap Zero Coupon Ex Tobacco 5Y am 31. Jänner 2024 in Höhe von 1,9938% und der OeNB Inflationsprognose für 2025 (3,0%).

Im Sinne einer stetigen Entwicklung der Netzentgelte während der Periode beträgt das Ausmaß der Anerkennung für die Umstellungsdifferenz jährlich 50 % des Basiswerts und wird in den Jahren 2025, 2026 und 2027 berücksichtigt (in Summe über die ganze Periode somit 150 % der Differenz des Jahres 2022).

Die Berechnung des Basiswertes befindet sich in Beilage ./09 und beträgt TEUR *****. Somit werden jährlich zusätzliche Erlöse des Unternehmens in der Höhe von TEUR ***** als Umstellungserlöse in der Periode 2025 bis 2027 anerkannt. Nach Ablauf dieser drei Jahre muss das Unternehmen auch seine Finanzplanung auf die neuen Gegebenheiten umgestellt haben, weswegen diese zusätzliche virtuelle Kostenkomponente 2027 ausläuft.

5.2.3. Ermittlung des gewichteten Kapitalkostensatzes (WACC)

In der Vergangenheit wurde der Finanzierungskostensatz auf Basis eines WACC-Ansatzes ermittelt – diese Vorgangsweise wird auch für die 5. Periode beibehalten.

Aufgrund der derzeitigen Zinsvolatilität und Verwerfungen auf den Kapitalmärkten, die unter anderem eine Folge der außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen seit Beginn des Krieges in der Ukraine im Februar 2022 sind, werden im Rahmen der 5. Periode analog zu den Regulierungssystematiken der Gas-Verteilernetzbetreiber erstmalig zwei Finanzierungskostensätze festgelegt – einen WACC für den Altbestand und einen WACC für Neuinvestitionen.

Konkret gibt es in der 5. Periode einen WACC, der bei der Aufrollung der Finanzierungskosten mit dem verzinslichen Anlagevermögen (RAB) bis inklusive 2024 multipliziert wird ($WACC_{\text{Altbestand}}$) und einen WACC, der auf die Neuinvestitionen ab dem Jahr 2025 wirkt bzw. mit dem RAB ab 2025 multipliziert wird ($WACC_{\text{Neuinvest}}$). Der $WACC_{\text{Altbestand}}$ gilt für die gesamte Regulierungsperiode von 3 Jahren, der $WACC_{\text{Neuinvest}}$ wird jährlich aktualisiert und auf die Investitionen des jeweiligen Jahres bis zum Ende der Regulierungsperiode angewendet. Die Veränderung dieses Zinssatzes wird bei der Aufrollung der Finanzierungskosten berücksichtigt.

Die Quantifizierung des $WACC_{\text{Neuinvest}}$ erfolgt auf Basis von Renditen der jüngsten Vergangenheit, um die aktuellen Entwicklungen auf dem Finanzmarkt stärker berücksichtigen zu können.⁵ Im Laufe der Periode wird beim $WACC_{\text{Neuinvest}}$ eine jährliche Aktualisierung der angemessenen Zinsen für Neuinvestitionen durchgeführt, wobei in der WACC-Formel ausschließlich die Fremdkapitalzinsen und der risikolose Basiszins bei der

⁵ Der $WACC_{\text{Neuinvest}}$ wird für alle Neuinvestitionen gelten – dies schließt sowohl Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen ein. Es erfolgt also keine Differenzierung der getätigten Investitionen.

Eigenkapitalzinsermittlung aktualisiert werden. Marktrisikoprämie und Beta-Faktor bleiben während der Periode unverändert.

Die Grundlage für die Aktualisierung der Fremdkapitalzinsen und des risikolosen Basiszins für die Eigenkapitalzinsermittlung für den $WACC_{\text{Neuinvest};2025}$, der für Neuinvestitionen im Geschäftsjahr 2025 für die Dauer der fünften Regulierungsperiode zur Anwendung kommt, bilden Daten vom 01.02.2023 bis 31.01.2024 (12-monatiger Durchschnitt). Analog wird ab dem Jahr 2025 der $WACC_{\text{Neuinvest}}$ für das jeweilige Folgejahr auf Basis eines 12-monatigen Durchschnitts aktualisiert bzw. neu berechnet – stets mit Stichtag 31. Jänner.

Abgesehen davon, dass der $WACC_{\text{Neuinvest}}$ auf aktuellen durchschnittlichen Renditen basiert, werden für die Festlegung der Zinssätze basierend auf einem übereinstimmenden Gutachten grundsätzlich die gleichen Parameter sowie die gleiche Ermittlungsmethodik dieser Parameter wie bei den vergangenen WACC-Entscheidungen herangezogen. Dies ist insbesondere mit der Vermeidung eines Kontinuitätsbruchs der Regulierungsentwicklung zu begründen.

Entsprechend des Grundsatzes der Kontinuität bei der Ermittlungsmethodik werden die Zinssätze des $WACC_{\text{Altbestand}}$ analog zu Randl/Zechner 2019 auf Basis von Durchschnitten über einen fünfjährigen Zeitraum (September 2018 bis August 2023 im vorläufigen Ermittlungsergebnis kalkuliert. Eine Aktualisierung auf 1. Februar 2019 bis 31. Jänner 2024 wurde hier bereits in Aussicht gestellt.

Durch den getrennten Ansatz zweier Finanzierungskostensätze wird einerseits die Finanzierung und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen für die sichere Gasversorgung (§ 4 Z 1 und § 79 Abs. 1 GWG 2011) ermöglicht, und andererseits werden die Kunden im regulierten Bereich vor ungerechtfertigten Finanzierungskostenbelastungen durch angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals für den alten Anlagebestand geschützt.

Die Zusammensetzung der Finanzierungskostensätze für die 5. Periode sowie ein Vergleich zur 4. Periode wurden in der folgenden Abbildung im vorläufigen Ermittlungsergebnis auf Basis der oben beschriebenen Ansätze und Betrachtungszeitpunkte illustriert.

	WACC 5. Periode Gas-Fernleitungsnetzbetreiber			
	WACC 4. Periode	WACC _{Altbestand}	WACC _{Neuinvest2025}	WACC _{Neuinvest2026-2027}
risikoloser EK-Zins	1,08%	0,99%	2,92%	<i>Wird jährlich aktualisiert</i>
FK-Zins	1,41%	2,11%	4,04%	<i>Wird jährlich aktualisiert</i>
Ausgabekosten FK	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%
Marktrisikoprämie	4,50%	5,00%	5,00%	5,00%
Beta unverschuldet	0,400	0,410	0,410	0,410
Beta verschuldet	0,850	0,884	0,884	0,884
FK-Anteil	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%
EK-Anteil	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%
Steuersatz	25,00%	23,00%	23,00%	23,00%
EK-Zins vor Steuern	6,54%	7,03%	9,53%	<i>Wird jährlich aktualisiert</i>
EK-Zins nach Steuern	4,91%	5,41%	7,34%	<i>Wird jährlich aktualisiert</i>
FK-Zins vor Steuern	1,61%	2,31%	4,24%	<i>Wird jährlich aktualisiert</i>
WACC vor Steuern	3,58%	4,20%	6,36%	<i>Wird jährlich aktualisiert</i>
WACC nach Steuern	2,69%	3,23%	4,89%	<i>Wird jährlich aktualisiert</i>

Die Herleitung der einzelnen WACC-Parameter wird in Randl/Zechner (2023) im Detail beschrieben. Zudem können die WACC-Werte, die in Hinblick auf die Zeiträume der Durchschnittsbildung nach der Fertigstellung des Gutachtens nochmals aktualisiert werden, Randl/Zechner (2024) (im Akt 2024-02-02-D-000496) entnommen werden.

Wie bereits zuvor ausgeführt, unterliegt die Festlegung der einzelnen WACC-Komponenten innerhalb einer Bandbreite einer Ermessensentscheidung, die in begründeten Einzelfällen auch von der gutachterlich bestimmten Bandbreite abweichen kann. Eine solche Abweichung über die obere Bandbreite hinaus wurde bei der Marktrisikoprämie (MRP) vorgenommen. Bei diesem Parameter besteht eine Unsicherheit hinsichtlich der korrekten Ermittlung und die Höhe der MRP hängt wesentlich von einzelnen Parametern ab, die der Schätzung zugrunde gelegt werden, wie beispielsweise dem gewählten Beobachtungszeitraum oder der Durchschnittsbildung. Vor dem Hintergrund einer stabilen Entscheidungspraxis (in Hinblick auf die jüngsten WACC-Entscheidungen bei den Strom- und Gas-Verteilernetzbetreibern und den Strom-Übertragungsnetzbetreibern) und der derzeit hohen Unsicherheit der Zinsentwicklung wird ein Wert von 5,0 % festgelegt.

Stellungnahmen und Würdigung

In Hinblick auf den unterschiedlichen WACC für Alt- und Neuanlagen stellt sich die BAK die Frage, ob diese Vorgehensweise noch angebracht sei. In der jetzigen Situation herrsche nicht mehr dieselbe Unsicherheit vor wie in den letzten beiden Jahren, weshalb die Begründung für einen separaten WACC für Neuinvestitionen nicht mehr gegeben sei. Auch sei eine höhere Verzinsung im Gas-Fernleitungsbereich aus Sicht der BAK nicht zu rechtfertigen, da dieses

redimensioniert werden müsse. Daher kritisiert die BAK, dass im WACC für Neuinvestitionen sowohl Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen inkludiert werden.

Diese Einschätzung der BAK wird von der Behörde nicht geteilt. Aus Sicht der Behörde sind die derzeitigen Rahmenbedingungen weiterhin mit Unsicherheit behaftet und vergleichbar zu jenen der vorherigen zwei Jahre. Die Systematik zweier Finanzierungskostensätze wird weiterhin als angemessen angesehen und daher ist es nur sachgerecht, dass diese auch für die Gas-Fernleitungsnetzbetreiber Anwendung findet. Eine Trennung des $WACC_{\text{Neuinvest}}$ in Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen wäre in der Umsetzung mit Schwierigkeiten verbunden und würde den Grundgedanken hinter dem $WACC_{\text{Neuinvest}}$ – die Ermöglichung der Finanzierung und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen für die sichere Gasversorgung – konterkarieren. Daher führt die Behörde keine Differenzierung der getätigten Investitionen in Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen durch.

Die BAK ist der Ansicht, dass das von der Behörde in Auftrag gegebene Amtssachverständigen-Gutachten (*Randl/Zechner 2023*) als das zentrale Gutachten anzusehen sei. Die Ergebnisse sind für die BAK grundsätzlich nachvollziehbar, allerdings sieht sie die Empfehlung der Gutachter kritisch, dass man sich bei der Festlegung der Parameter am oberen Rand orientieren solle.

Die Behörde kann die Empfehlung der Gutachter nachvollziehen. *Randl und Zechner (2023)* diskutieren in Abschnitt 3.5 die aktuellen Entwicklungen – dem Krieg in der Ukraine und der Energiewende sind je ein eigener Unterabschnitt gewidmet. Dort erläutern Zechner / Randl, dass diese Entwicklungen Anlass zur Empfehlung geben, die Kapitalkosten im oberen Bereich der ermittelten Bandbreite festzulegen. Für die Behörde sind die Ausführungen plausibel und nachvollziehbar, weshalb sie deren Empfehlungen folgt.

Aus Sicht der BAK erfolge durch die Orientierung am oberen Rand der Bandbreite bei den Fremdkapitalzinsen eine „doppelte“ Absicherung, da erstens die Quantifizierung der Fremdkapitalkosten bereits auf Basis von BBB-Ratings erfolge und damit zweitens eine Orientierung am iBoxx nonfinancials Index erfolge. Dieser Index beinhalte Unternehmensanleihen unterschiedlicher Sektoren und bilde höhere Fremdkapitalkosten ab. Der Bloomberg Utilities Index, der das untere Ende der Bandbreite widerspiegle, beziehe sich dagegen explizit auf Unternehmensanleihen von Energieunternehmen. Aus Sicht der BAK sei daher die Festlegung des Fremdkapitalzinssatzes am oberen Ende der Bandbreite zu hinterfragen.

Wie oben bereits ausgeführt haben Zechner / Randl ihre Empfehlungen in ihrem Gutachten *Randl/Zechner (2023)* ausführlich erläutert und nachvollziehbar hergeleitet. Aus diesem Grund orientiert sich die Behörde bei dem Fremdkapitalzins an der oberen Bandbreite, also an dem iBoxx Euro non-financials BBB Index. Es soll aber betont werden, dass dies lediglich auf den WACC für den Altbestand zutrifft. Beim WACC für Neuinvestitionen orientiert sich die Behörde an der unteren Bandbreite, also an Bloomberg EUR Europe Utilities BBB+ BBB BBB.

Die TAG hat im Zuge der Stellungnahme zum Methodenentwurf das Privatgutachten KPMG Alpen-Treuhand und Bogner (2024) vorgelegt – im Folgenden *KPMG/Bogner (2024a)*. In diesem Gutachten wurden unter anderem diverse Kritikpunkte in Hinblick auf den Finanzierungskostensatz (im Folgenden: WACC) formuliert.

Die E-Control hat die nichtamtlichen Sachverständigen *Univ.-Prof. Dr. Josef Zechner* und *Univ.-Prof. Dr. Otto Randl* beauftragt, zu den Ausführungen in *KPMG/Bogner (2024a)* betreffend WACC Stellung zu nehmen.

Randl/Zechner haben entsprechend dem Auftragsgegenstand das Gutachten von *KPMG/Bogner (2024a)* in ihrer Stellungnahme – im Folgenden *Randl/Zechner (2024b)* – analysiert und gewürdigt. Sie kommen zum Ergebnis, dass die Unternehmensgutachter den Großteil der einzelnen Komponenten des WACC zu hoch schätzen, weshalb sich auch zu hohe Werte für deren ermittelte Bandbreite ergeben.

In Hinblick auf die von *KPMG/Bogner (2024a)* eingebrachten Stellungnahmen sowie den inhaltlichen Argumentationen sehen Randl/Zechner keine Veranlassung, ihre bisherige Herangehensweise zu ändern. Sowohl die im Gutachten Randl/Zechner (2023) detailliert beschriebene Ermittlungsmethodik als auch die in Randl/Zechner (2024a) durchgeführten Berechnungen erscheinen den Behördengutachtern weiterhin sachgerecht und vorzugswürdig und werden daher vollumfänglich aufrecht gehalten.

Die Stellungnahme Randl/Zechner (2024b) wurde dem Parteiengehör unterzogen und am 11. April den Netzbetreibern übermittelt. Datiert mit dem 25. April 2024 wurde von GCA und TAG eine gemeinsame Gegenstellungnahme der Privatgutachter KPMG Alpen-Treuhand und *Bogner* zur Stellungnahme von Randl/Zechner (2024b) vorgelegt – im Folgenden *KPMG/Bogner (2024b)*.

Aus Sicht der E-Control wurden sowohl in *KPMG/Bogner (2024a)* als auch in *KPMG/Bogner (2024b)* keine neuen Argumente vorgebracht, die ein Abweichen von der WACC-Ermittlungsmethodik und den WACC-Berechnungen von Randl/Zechner als erforderlich erscheinen lassen. Die Argumente und Schlussfolgerungen in *Randl/Zechner (2023)* und *Randl/Zechner (2024b)* überzeugen weiterhin vollumfänglich.

Die Ausführungen in *KPMG/Bogner (2024a)*, die sich auf die WACC-Ermittlungsmethodik beziehen, wurden bereits detailliert in *Randl/Zechner (2024b)* gewürdigt und überzeugend entkräftigt. Daher wird im Folgenden nur auf die Ausführungen der Branchengutachter in der jüngst übermittelten Gegenstellungnahme *KPMG/Bogner (2024b)* näher eingegangen. Hierbei wird der Struktur in *KPMG/Bogner (2024b)* gefolgt.

5.2.3.1. Grundlagen WACC

KPMG/Bogner (2024b) beziehen sich auf die Verteidigung von *Randl/Zechner (2024b)* zur Verwendung 5-jähriger historischer Durchschnitte für den $WACC_{\text{Altbestand}}$ und unterstellen den

Randl/Zechner, dass sie bei der Verwendung 5-jähriger historischer Durchschnitte für den $WACC_{\text{Altbestand}}$ ein Risiko erkennen würden, dem die Netzbetreiber ausgesetzt wären. Die Branchengutachter zitieren folgenden Satz, aus dem sie das angesprochene Risiko ableiten wollen: „Eine solche Abweichung gleicht sich über die Reinvestitions- bzw. Regulierungszyklen aus.“ (Randl/Zechner (2024b), S. 5).

Um den Gesamtzusammenhang sachgerecht darzustellen, möchte die Behörde auch die vor- und nachgestellten Sätze aus *Randl/Zechner (2024b)* wiedergeben:

„[...] für bereits in der Vergangenheit investierte Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass eine Abweichung zwischen den in den WACC einfließenden Zinsen (gerechnet über einen 5-jährigen Durchschnitt) und den zum Stichtag vorherrschenden Zinsen keine signifikanten Auswirkungen auf die Investitionsentscheidung hat. Eine solche Abweichung gleicht sich über die Reinvestitions- bzw. Regulierungszyklen aus. Für eine zu reinvestierende Anlage bzw. eine bereits vorhandene Anlage haben die Aktionäre bereits in den vergangenen Zinssenkungsphasen Vorteile durch die Durchschnittsbildung bei der WACC Berechnung lukriert. Die Aktionäre können also davon ausgehen, dass bei bereits investierten Anlagen und bei regelmäßig anfallenden Reinvestitionen ein solcher Ausgleich stattfindet, sodass insgesamt eine faire Verzinsung des Kapitals erfolgt.“

Auch im Gesamtzusammenhang wird das Risiko, das die Unternehmensgutachter konstruieren wollen, nicht erkennbar. Es wird also vielmehr deutlich, dass durch das Vorgehen der Behörde eine faire Verzinsung des Kapitals sichergestellt wird. Zudem wird durch das Beibehalten der 5-jährigen Durchschnittsbildung auf Basis historischer Daten sichergestellt, dass sich Marktteilnehmer bei ihren Investitions- und Finanzierungsentscheidungen auf genau diese Systematik einstellen können und diesbezüglich Planungssicherheit vorliegt. Dies ist ein Wert an sich, den es beim Vorgehen der Behörde zu beachten gilt.

KPMG/Bogner (2024b) halten fest, dass die neue Finanzierungskostensystematik mit einem separaten WACC für Neuinvestitionen nicht ausreichen werde, um Neu- sowie Ersatzinvestitionen in der 5. Regulierungsperiode sicherzustellen. In der aktuellen Zinslandschaft wäre man gezwungen, Investitionen auf unbestimmte Zeit zu verschieben.

Dies ist aus Sicht der Behörde unzutreffend. Insbesondere, um eine Verschiebung von Neuinvestitionen zu verhindern, wurde zu Gunsten der Netzbetreiber erstmalig eine separate Betrachtung von Alt- und Neuinvestitionen beim WACC eingeführt. Die Einführung eines separaten WACC für Neuinvestitionen zielt also gerade darauf ab, vor dem Hintergrund der sich verändernden Zinslandschaft die Finanzierung und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen zu ermöglichen. Aus diesem Grund basiert die Quantifizierung der Fremdkapitalzinsen und des risikolosen Basiszins bei der Eigenkapitalzinsermittlung auf aktuellen Renditen, um die Entwicklungen auf dem Kapitalmarkt stärker berücksichtigen zu können. Zudem erfolgt im Laufe der Periode eine

jährliche Aktualisierung der Fremdkapitalzinsen und des risikolosen Basiszins bei der Eigenkapitalzinsermittlung im WACC für Neuinvestitionen – somit wird durch das Vorgehen der Behörde die aktuelle Zinslandschaft angemessen berücksichtigt. Im Übrigen hat die gesamte Branche der österreichischen Gas-Verteilernetzbetreiber dieses Vorgehen der Behörde, also die Einführung zweiter Finanzierungskostensätze, akzeptiert und nicht beanstandet. Der separate WACC für Neuinvestitionen fördert und unterstützt Investitionen in die Netzinfrastruktur.

KPMG/Bogner (2024b) beziehen sich auf eine Aussage aus *Randl/Zechner (2023)*, in der eine Aktualisierung des $WACC_{\text{Neuinvest}}$ mit Datenbasis August 2024 vorgeschlagen wurde. Die Kritik soll vermutlich darin liegen, dass bei der Aktualisierung nun der Datenstand 31. Jänner 2024 verwendet wird. Die Branchengutachter ignorieren hierbei allerdings die Einordnung in *Randl/Zechner (2024b)*, in der hervorgehoben wird, dass hinsichtlich des Zeitpunkts der Aktualisierung der Datenbasis ein gewisser Ermessensspielraum besteht. *Randl/Zechner (2024b)* definierten diverse Kriterien, welche der Endzeitpunkt des Intervalls bei der Aktualisierung der Datenbasis erfüllen muss, und sehen diese Kriterien bei der Aktualisierung mit Datenbasis bis Ende Jänner des Jahres erfüllt.

Zudem ist festzuhalten, dass sich der Fremdkapitalzins im $WACC_{\text{Neuinvest}}$ bei der Datenaktualisierung vom Zeitraum 01. September 2022 – 31. August 2023 auf den Zeitraum 1. Februar 2023 – 31. Jänner 2024 bereits verringert hat. Eine weitere Aktualisierung auf den Zeitraum 1. September 2023 – 31. August 2024 könnte also durchaus zu einer weiteren Verringerung des Fremdkapitalzins und damit zum Nachteil der Unternehmen führen.

In Hinblick auf die Aktualisierung beim $WACC_{\text{Neuinvest}}$ stellen *KPMG/Bogner (2024b)* in den Raum, dass sich eine Begründung für die Wahl eines 12-Monatsdurchschnitts nicht finden lasse. Auf der einen Seite ist dem entgegenzuhalten, dass *Randl/Zechner* die Mittelwertbildung in *Randl/Zechner (2023)* ausführlich diskutieren. So auch ihre Vorteile, wie zum Beispiel, dass damit starke Schwankungen im Zeitverlauf vermieden werden. *Randl/Zechner (2024b)* arbeiten klar heraus, dass ein Wechsel zum Stichtagsprinzip zum aktuellen Zeitpunkt willkürlich wäre und die Betreiber von Gas-Fernleitungen einseitig zu Lasten der Nutzer begünstigen würde. Auf der anderen Seite ist dem entgegenzuhalten, dass sich sowohl in *KPMG/Bogner (2024a)* als auch in *KPMG/Bogner (2024b)* eine Begründung für das Stichtagsprinzip bzw. für die Wahl des 21. Dezember 2023 nicht finden lässt. In *Randl/Zechner (2024b)* heißt es dazu: „Die Beobachtung, dass die Renditen in den letzten Jahren „außergewöhnlich niedrig“ waren, ist kein valides Argument für einen Wechsel der Berechnungssystematik.“. Die Behörde ist der gleichen Ansicht.

Am Ende vom Abschnitt 2.1. *Grundlagen* vermischen *KPMG/Bogner (2024b)* zwei unterschiedliche Aussagen aus *Randl/Zechner (2023)* und *Randl/Zechner (2024b)* miteinander und versuchen in Hinblick auf das Russland-Risiko eine Unstimmigkeit zu konstruieren. In *Randl/Zechner (2023)* werden in Abschnitt 3.5.3 mögliche Auswirkungen des Kriegs in der Ukraine auf die Kapitalkosten diskutiert. *KPMG/Bogner (2024b)* zitieren aus

diesem Abschnitt in *Randl/Zechner (2023)*, eine „konkrete Abschätzung der Folgen des Kriegs auf die Energiemärkte, den Investitionsbedarf und die Kapitalkosten für Gas-Fernleitungsnetzbetreiber ist im Rahmen dieses Gutachtens nicht möglich“. Bereits aus dem nächsten Satz wird klar, dass es dabei insbesondere um den WACC-Bestandteil Fremdkapitalkosten geht, denn *Randl/Zechner* stellen fest, dass erhöhte Risiken bei der Wahl der Ratingklasse BBB für die Fremdkapitalzinsen berücksichtigt werden und die aktuellen Herausforderungen ein Argument für eine Festlegung der Kapitalkosten im oberen Bereich der Bandbreite geht. Für die Bestimmung des adäquaten Spreads (also des Kreditrisikoaufschlags) für die Ermittlung der Fremdkapitalkosten ist das Ausfallsrisiko relevant, auch wenn es durch unsystematisches Risiko begründet ist.

Dies ist keineswegs im Widerspruch zur weiteren von *KPMG/Bogner (2024b)* zitierten Aussage (*Randl/Zechner, 2024b*, Abschnitt 2.2.3 Beta Faktor), dass das Russlandrisiko nicht als systematisches, sondern als unsystematisches Risiko zu klassifizieren ist. Eine Erhöhung der Kosten für das Eigenkapital aufgrund des Russland-Risikos könnte nur gerechtfertigt sein, wenn die Risikoprämie des gesamten Marktes (MRP) dadurch erhöht wird oder wenn das Marktbeta des Unternehmens sich aufgrund der Russland-Krise erhöhen würde. Beides finden *Randl/Zechner (2023)* als nicht plausibel – siehe auch die Ausführungen zum Beta in Abschnitt 2.2.3. Es besteht daher kein Widerspruch in den Aussagen zum Russland-Risiko in *Randl/Zechner (2023)* und *Randl/Zechner (2024b)*.

5.2.3.2. Eigenkapitalkosten

5.2.3.2.1. Risikolose Verzinsung

In Hinblick auf die Ermittlung des risikolosen Zinssatzes beim Eigenkapitalzins kritisieren *KPMG/Bogner (2024b)*, dass in *Randl/Zechner (2023)* mit Finnland und Österreich zwei Länder in den Ländermix aufgenommen werden würden, die über kein allerhöchstes Kreditrating verfügen. Dem ist entgegenzuhalten, dass *Randl/Zechner (2023)* die Auswahl der Zinskurven nachvollziehbar begründen. Mit Österreich, Niederlande und Finnland haben sie bewusst Zinskurven von Ländern der Eurozone mit zumindest AA+ Ratings und liquiden Staatsanleihen ausgewählt. Der risikolose Zins wird also als gleichgewichteter Durchschnitt von drei Ländern der Eurozone mit einem AAA oder AA+ Rating ermittelt. Auch erklären *Randl/Zechner (2023)* nachvollziehbar, weshalb sie Deutschland oder bspw. Luxemburg nicht in den Ländermix aufnehmen: Luxemburg stellt einen zu kleinen Markt dar und die Zinskurven von Deutschland wären wegen der Convenience Yield verzerrt. Auch in *Randl/Zechner (2024b)* wird diese Vorgehensweise sehr gut nachvollziehbar begründet.

Randl/Zechner (2024b) hatten in *KPMG/Bogner (2024a)* die Begründung für die Wahl der Laufzeit der Zinskurven von 10 Jahren kritisiert, da die Autoren des Privatgutachtens für die vergleichbare Situation des WACC für österreichische Gasverteilernetzbetreibern in *KPMG/Bogner (2022)* noch von einer Laufzeit von 20 Jahren ausgegangen sind.

KPMG/Bogner (2024b) führen aus, dass die Duration der Finanzierung der durchschnittlichen Kapitalbindungsdauer des Anlagevermögens folgen müsse, und berufen sich nun auf „Insiderwissen“ der GCA, das eine deutlich kürzere Duration für das Gesamtvermögen von Fernleitungsnetzbetreibern im Vergleich zu Verteilernetzbetreibern zeige. Daher sei eine Laufzeit von 10 Jahren sachgerecht. Sie kritisieren hingegen, dass in *Randl/Zechner* (2024b) nicht evidenzbasierte Behauptungen zur durchschnittlichen Kapitalbindungsdauer des Anlagevermögens von Gasfern- und Gasverteilernetze aufgestellt werden würden. Die Kritik kann nicht nachvollzogen werden, zumal die Unternehmensgutachter auch nicht per se die Wahl der Laufzeiten in *Randl/Zechner* (2023) kritisieren. Sowohl in *Randl/Zechner* (2023) als auch in *Randl/Zechner* (2024b) wird erläutert, weshalb sie die Verwendung einer Bandbreite von 10 bis 20 Jahren als sachgerecht und plausibel erachten.

5.2.3.2.2. Marktrisikoprämie

5.2.3.2.2.1. Historische Marktrisikoprämie

KPMG/Bogner (2024b) können nicht nachvollziehen, dass *Randl/Zechner* (2024b) die geringe Signifikanz des Schätzers der Marktrisikoprämie (MRP) bemängeln, da deren präsentierte Standardfehler repliziert werden könnten und geringer seien als der Standardfehler der Ermittlungsmethodik in *Randl/Zechner* (2023).

KPMG/Bogner (2024b) behaupten, die Argumente in *Randl/Zechner* (2024b) seien verzerrt. Um dies aufzuzeigen, stellen sie die Konfidenzintervalle der Methode aus *KPMG/Bogner* (2024a) den Konfidenzintervallen der Methode aus *Randl/Zechner* (2023) gegenüber.

Nach Ansicht der Behörde enthält die versuchte Gegenüberstellung gravierende Mängel. Auch werden Schlussfolgerungen getroffen, die nicht erläutert werden.

Der Mangel der Gegenüberstellung wird dadurch offensichtlich, dass *KPMG/Bogner* (2024b) unterschiedliche Endzeitpunkte des Beobachtungszeitraumes heranziehen. Dies gestehen sie mit folgendem Satz selber ein: „*Leider standen den Verfassern dieser Gegenstellungnahme kurzfristig nur Daten bis zum Jahr 2021 zur Verfügung.*“ Anstatt aber ihre eigene Datenbasis auf den gleichen Endzeitpunkt bzw. auf das Jahr 2021 anzupassen, nehmen die Autoren die Inkonsistenz einfach in Kauf. Weiters behaupten sie ohne Begründung, dass die Aussagekraft des Vergleiches darunter nicht leide. Auch die Auswertung der Gegenüberstellung wird nicht näher erläutert. „*Der Vergleich von Tabelle 3 mit Tabelle 1 und Tabelle 2 zeigt eindrucksvoll, wie gering die Aussagekraft der Ergebnisse im Gutachten Randl/ Zechner 2023 ist.*“ Leider bleibt offen, woran die Autoren dies festmachen. Aufgrund der mangelhaften Erläuterung kann die Behörde die aufgezeigte Gegenüberstellung nicht weiter beurteilen.

Im Folgenden kritisieren die Unternehmensgutachter in *KPMG/Bogner* (2024b) das methodische Vorgehen bei der Ermittlung der MRP in *Randl/Zechner* (2023). *KPMG/Bogner* (2024b) sind der Ansicht, dass die Ermittlung der MRP auf Basis der Dimson-Marsh-Staunton (DMS) Datenbank ungeeignet sei. Auch würde die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes inkonsistent erfolgen.

Den Ausführungen ist entgegenzuhalten, dass Randl/Zechner in *Randl/Zechner (2023)* über mehr als zwanzig Seiten verschiedene Methoden zur Ermittlung der MRP diskutieren. Auf Basis dieser Diskussion und der aufgezeigten Vor- und Nachteile der verschiedenen Methoden erscheint ihnen schließlich der historische Ansatz am geeignetsten, weshalb die Methodenwahl konsequenterweise auf diesen Ansatz fällt. Zudem erläutern sie ausführlich, warum von den verfügbaren Quellen zur historischen MRP die DMS-Datenquelle aus ihrer Sicht die beste ist. Die Argumentationen und Herleitungen in *Randl/Zechner (2023)* sind für die Behörde gesamthaft stimmig, nachvollziehbar und überzeugend.

Im Hinblick auf Währungseffekte würden *Randl/Zechner (2024b)* das Gutachten von *KPMG/Bogner (2024a)* falsch verstehen. *KPMG/Bogner (2024b)* erläutern lediglich, warum sie die Verwendung deutscher Anleihezinssätze in DM für den besten Proxy für den risikolosen Zinssatz in Euro europäischer Schuldner halten. Sie verabsäumen es jedoch, zur Verzerrung durch die inkonsistente Verwendung von Währungskörben vor der Euro-Einführung Stellung zu nehmen. Deutschland wies vor der Euro-Einführung ein niedrigeres Zinsniveau als andere europäische Länder auf. Gleichzeitig ist die DM im Vergleich zu den Ländern mit höheren Zinsen angestiegen, d.h. die in DM umgerechnete Performance des MSCI World ist niedriger als die in einen auch aus Weichwährungen bestehenden Währungskorb umgerechnete Performance. Wird nun für die Ermittlung der Marktrisikoprämie die Differenz der in den Euro-Vorgängerwährungen dargestellten MSCI World Performance zur Anleiherendite in DM ermittelt, ergibt sich eine Inkonsistenz. *Randl/Zechner (2024b)* quantifizieren die Überschätzung der Marktrisikoprämie in *KPMG/Bogner (2024)* allein aufgrund dieses Effekts mit ca. 1 – 1,5%.

KPMG/Bogner (2024b) kritisieren mögliche Währungseffekte im Gutachten *Randl/Zechner (2023)* durch Kombination des aus europäischen Anleiheschuldnern abgeleiteten Basiszinssatzes und Marktrisikoprämien in USD. Die Marktrisikoprämie kann als Performance einer Kombination aus einer Long-Investition im Aktienmarkt und einer Short-Position im Anleihenmarkt interpretiert werden. Für die Ermittlung der historischen Marktrisikoprämie werden in der Dimson/Marsh/Staunton Datenbank sowohl die Performance von Aktien als auch jene von Anleihen in USD umgerechnet. Daher gleichen sich Währungseffekte weitestgehend aus und die als USD-Überrendite gemessene Weltmarktrisikoprämie kann bei dieser Vorgangsweise auch als EUR-Risikoprämie interpretiert und mit einem auf EUR lautenden Basiszinssatz kombiniert werden.

KPMG/Bogner (2024b) führen aus, dass die Renditen von Anleiheportfolios nach oben verzerrt seien, und bezweifeln, dass indirekte Effekte eines Absinkens des Zinsniveaus auf Aktienrenditen stärker ausfallen als die direkten Effekte auf Anleiherenditen. Zunächst erschließt sich nicht, warum das bloße Sinken des Zinsniveaus auf einen historischen Tiefpunkt „zwingend“ zu einer Verzerrung der Renditen von Anleiheportfolios führen müsse. Schuldner konnten zu dem niedrigen Zinsniveau Kredite aufnehmen und Anleihen emittieren, und Investoren haben tatsächliche Investitionen zu Marktzinsen getätigt. *Randl/Zechner*

(2024b) weisen darauf hin, dass für die Zukunft eine Fortsetzung des Zinssenkungstrends unrealistisch erscheint, jedoch ein allfälliger Effekt für die ex-ante Schätzung der Marktrisikoprämie abgefedert wird, da auch für realisierte Aktienrenditen ein positiver Effekt durch das Absinken des Zinsniveaus entsteht. Außerdem erscheint es unklar, warum lediglich das Zinsniveau für die Schätzung der künftigen Marktrisikoprämie berücksichtigt werden sollte, andere, in der wissenschaftlichen Literatur ausführlicher diskutierte Bestimmungsfaktoren jedoch nicht. *Randl/Zechner (2023)* diskutieren die Methode der ökonometrischen Schätzung der Marktrisikoprämie detailliert. Das Zinsniveau ist dabei nur eine von zahlreichen untersuchten Variablen; am intensivsten wird die Prognose der Marktrisikoprämie unter Verwendung von Bewertungsniveaus diskutiert. Diese Untersuchungen würden bei den aktuell hohen Bewertungsniveaus eine niedrige prognostizierte Marktrisikoprämie implizieren. *Randl/Zechner (2023)* sprechen sich aufgrund des niedrigen Bestimmtheitsmaßes und der großen Schwankungen in den prognostizierten Eigenkapitalkosten jedoch im Kontext regulatorischer Entscheidungen gegen diese Methode aus.

5.2.3.2.2. Implizite Marktrisikoprämie

KPMG/Bogner (2024b) gehen auf die Kritik aus *Randl/Zechner (2024b)* zur Ermittlung der MRP mittels impliziter Renditen ein und versuchen deren Kritik zu entkräften, dass implizite Schätzer für die MRP sehr sensitiv auf Änderungen der diesbezüglichen Annahme betreffend das langfristige Wachstum seien.

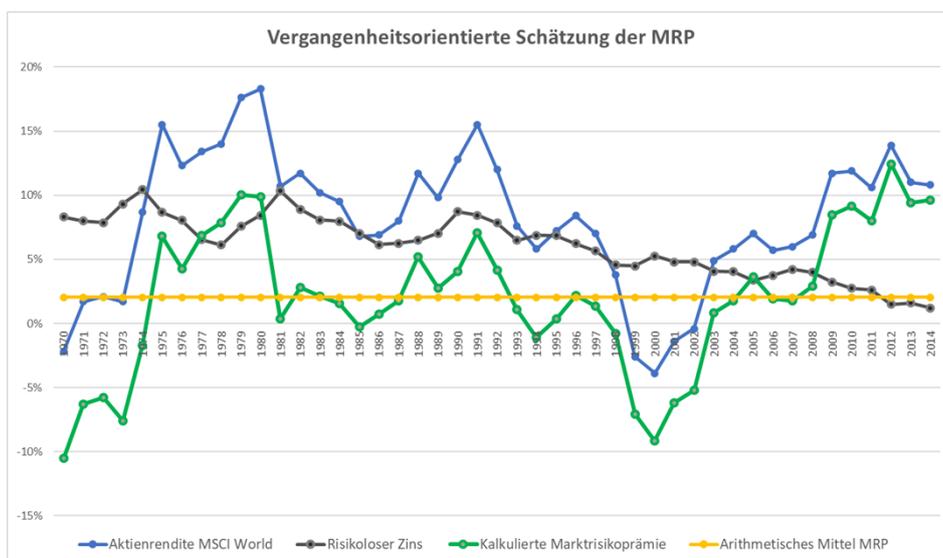
KPMG/Bogner (2024b) beziehen sich auf ein Papier von *Witte/Purtscher (2022)*, das zeige, dass das angenommene Wachstum einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Ergebnisse impliziter Modelle habe. *KPMG/Bogner (2024b)* stützen ihre Argumentation auf eine Illustration auf Basis eines Einperiodenmodells. Selbst *Witte/Purtscher (2022)* weisen darauf hin, dass einperiodige Modelle untauglich sind. Ohne weitere Erklärung behaupten *KPMG/Bogner (2024b)*, dass die Auswirkungen der Wachstumsrate in einem Mehr-Perioden Modell noch geringer seien. Diese Behauptung ist nicht nachvollziehbar. *Randl/Zechner (2023)* zeigen in Abschnitt 2.5.3 klar begründet den großen Einfluss der angenommenen Wachstumsrate auf die implizite Schätzung der Marktrisikoprämie auf. Auch *Stehle/Betzer (2021)* identifizieren die unterstellte langfristige Wachstumsrate als eines der zentralen Probleme bei der Verwendung des Dividendendiskontierungsmodells in seinen verschiedenen Varianten.

Nach Ansicht der Behörde zeigt das dargestellte Beispiel in *KPMG/Bogner (2024b)* ganz klar und evidenzbasiert, dass bei der Ermittlung der MRP mittels impliziter Renditen die Gefahr von Verzerrungen durch subjektive Erwartungen besteht. Daher sollte von solchen Schätzmethode Abstand genommen werden. Auch ist auffällig, dass die Autoren selbst in Abschnitt 2.2.2.1. *Historische Marktrisikoprämie* die Substanz der impliziten MRP berauben, indem sie schreiben: „Realisierte Marktrisikoprämien gilt es aber vordergründig in einer historischen Rückschau zu beobachten.“ Dies spricht dafür, dass bei der Ermittlung der MRP auf den historischen Ansatz abgestellt werden sollte. Aus diesem Grund hat die Behörde auch

selbst eine interne Analyse bzw. Schätzung der MRP auf Basis einer Vergangenheitsbetrachtung durchgeführt – diese wird im Folgenden genauer erläutert.

Zur Schätzung der MRP hat die Behörde 10-jährige Investitionen in das Marktportfolio mit 10-jährigen risikolosen Investitionen verglichen. Stellvertretend für das Marktportfolio wurde der MSCI World Index zugrunde gelegt (datengenrieben beginnend mit dem Jahr 1970). Abzüge einer kalkulatorischen Gebühr in Höhe von 0,2 % p.a. hat sie berücksichtigt, indem sie zu den Aktienrenditen wieder hinzugerechnet wurde. Der Wert für die historische Marktrendite für das Jahr 1970 gibt beispielsweise die durchschnittliche Jahresrendite an, die Anleger erzielt haben, wenn sie Anfang 1970 globale Aktien gekauft und bis Ende 1979 gehalten haben. Stellvertretend für eine risikolose Investition wurden deutsche Staatsanleihe mit einer 10-jährigen Laufzeit herangezogen. Die MRP berechnet sich auf Basis dieser öffentlich verfügbaren Daten als arithmetisches Mittel der jährlichen Differenz aus Aktienrendite und Bondrendite über die Jahre 1970 bis 2014 und nimmt einen Wert von lediglich 2,04 % an.

Die folgende Abbildung soll die Ergebnisse der behördlichen Analyse veranschaulichen:



Diese von der Behörde evaluierte Methode ist ähnlich zu jener, die von *KPMG/Bogner* (2024a) angewendet wird. Ein wesentlicher Unterschied ist, dass die Schätzperiode in deren Schätzung datengenrieben mit dem Jahr 1979 beginnt und eine andere Art der Durchschnittsbildung gewählt wurde. Im Ergebnis beträgt die Schätzung der MRP in *KPMG/Bogner* (2024a) allerdings 7,64 %. Somit sind die Annahmen der Behörde nachvollziehbar.

An dieser Stelle soll betont werden, dass die keinen neuen Schätzwert für die MRP ermitteln will, auf dessen Basis eine Ableitung des Wertes stattfinden soll. Es soll lediglich veranschaulicht werden, dass die Höhe des Schätzwerts für die MRP wesentlich von verschiedenen Aspekten bzw. einzelnen Parametern abhängt, die der Schätzung zugrunde gelegt werden, wie beispielsweise dem gewählten Beobachtungszeitraum, der Wahl des

Marktindex oder der Durchschnittsbildung. Es geht der Behörde also darum, zu zeigen (und das hat sie mit der Analyse klar und evidenzbasiert), dass selbst die Anwendung einer ähnlichen Methodik bei der Ermittlung der MRP zu unterschiedlichsten Ergebnissen führen kann. Denn obwohl eine ähnliche Ermittlungsmethodik verfolgt wurde, liegen zwischen den Ergebnissen der Behörde und der Unternehmensgutachter signifikante Differenzen. Zudem untermauert dieses Beispiel, dass die von den Unternehmensgutachtern vorgeschlagene Methode zur Schätzung der MRP substantziellen Sensitivitäten unterliegt.

Diese Sensitivitäten werden übrigens nicht erst beim Vergleich der Behördenanalyse mit jener der Unternehmensgutachter offensichtlich, sondern bereits im Gutachten von *KPMG/Bogner* (2024a) selbst: Allein bei der geschätzten MRP zum Beginn der Stichprobe per Ende Jänner 1979 ergibt sich im Vergleich zum ebenfalls in *KPMG/Bogner* (2024a) präsentierten Samplebeginn per Ende Jänner 1975 ein Unterschied von 1,64 % p.a. Auf diese Sensitivität in der Analyse der Unternehmensgutachter haben bereits *Randl/Zechner* (2024b) kritisch darauf hingewiesen – *KPMG/Bogner* (2024b) haben diese Kritik allerdings ignoriert.

Aus all diesen Gründen bleiben für die Behörde bei der Festlegung des Wertes für die MRP sowohl Konsistenz in der Ermittlungsmethodik als auch Stabilität in der Entscheidungspraxis von besonderer Bedeutung. Vor dem Hintergrund hat sie daher weiterhin einen Wert von 5,0 % festgelegt und überschreitet damit analog zur vorherigen Regulierungsperiode wiederholt die obere Bandbreite der Empfehlungen von *Randl/Zechner* (die gemäß *Randl/Zechner* (2023) bei 4,4 % liegen würde). Ein höherer Wert als 5,0 % wäre nicht sachgerecht und ist daher abzulehnen.

5.2.3.2.3. Beta-Faktor

Die Unternehmensgutachter nehmen eine Einordnung ihrer Cash Flow Beta Analyse aus *KPMG/Bogner* (2024a) vor – mit dieser Methode solle kein endgültiger Betawert abgeleitet werden. Sie hätten damit aber gezeigt, dass mit dem Einmarsch Russlands in die Ukraine das Beta sprunghaft ansteige. Eine Erhöhung des angemessenen Asset Beta von 0,41 auf 0,574 sei daher gerechtfertigt.

Auch stellen sie sich der Aussage aus *Randl/Zechner* (2024b) entgegen, dass das Russland-Risiko nicht als systematisches, sondern als unsystematisches Risiko zu klassifizieren sei. Zunächst ist in Erinnerung zu rufen, dass systematisches Risiko nicht diversifizierbar ist, während unsystematisches Risiko durch Portfoliodiversifikation eliminiert werden kann. *KPMG/Bogner* (2024a) stellen selbst fest: „*Kein einziges Unternehmen der im gegenständlichen Verfahren bekannten Peer Groups ist und wird auch nur annähernd den geopolitischen und regionalen energiewirtschaftlichen Umbrüchen wie die GCA ausgesetzt.*“ Somit argumentieren die Unternehmensgutachter selbst, dass diese Risiken diversifizierbar sind. Bei Verwendung des CAPM ist zudem das Marktrisiko das einzige systematische Risiko. Daher stellt sich lediglich die Frage, ob das Exposure (also die Sensitivität zu Veränderungen des Risikofaktors) der regulierten Unternehmen zum Marktindex aufgrund des Angriffskriegs Russlands gestiegen ist. *KPMG/Bogner* verabsäumen es in ihrer Argumentation, das

Exposure zu einem Risikofaktor von der Realisierung eines Risikos zu unterscheiden. Für die Quantifizierung der Kapitalkosten ist das Exposure relevant nicht die Schwankungen des Risikofaktors selbst. Für die Quantifizierung der Sensitivität versuchen *KPMG/Bogner (2024a)* in weiterer Folge ein Cashflow-Beta nach einer eigenen Methode zu ermitteln. Mit der Trennung des Beta in ein Cash-Flow Beta und ein Diskontraten-Beta weichen sie vom CAPM ab, ohne jedoch das resultierende Zweifaktormodell vollständig zu spezifizieren. Eine Schätzung des Diskontraten-Betas unterbleibt ebenso wie die Quantifizierung der separaten Risikoprämien für das Cashflow-Risiko und das Diskontraten-Risiko. Die Vorgangsweise von *KPMG/Bogner (2024a)* ist daher nicht zur Abschätzung der Veränderung des Marktbetas der regulierten Unternehmen geeignet. Hingegen ist aus Tabelle 3.6 in *Randl/Zechner (2023)* erkennbar, dass die über einen Zeitraum von 5 Jahren geschätzten Betas durchwegs höher sind als jene, die über einen Zeitraum von nur 3 Jahren geschätzt werden, obwohl in letzterem Fall der Zeitraum des Angriffskriegs Russlands ein höheres Gewicht hat.

Zusammengefasst soll daher selbst nach Ansicht der Unternehmensgutachter auf Basis deren Cash Flow Beta Analyse kein endgültiger Betawert abgeleitet werden. Daher nimmt sie die Analyse zwar zur Kenntnis, betrachtet sie allerdings in Hinblick auf die Festlegung des Betawerts für obsolet. Der von *Randl/Zechner (2023)* ermittelte Wert in Höhe von 0,41 wird nicht beanstandet. Dies macht auch die Tabelle 4 „*angemessener Finanzierungskostensatz aus KPMG/Bogner 2024*“ in *Abschnitt 2.5. Gewichtete Kapitalkosten (WACC)* evident: Dort werden sowohl in der Basis- als auch in der Alternativvariante beim unverschuldeten Beta der Wert in Höhe 0,41 angesetzt. Dies lässt sich nur so interpretieren, dass der Wert in Höhe von 0,574 selbst nach Ansicht der Unternehmensgutachter nicht angemessen ist. bzw., dass sie von der Validität ihrer eigenen Analyse nicht überzeugt zu sein scheinen, denn ansonsten hätte der Wert in Tabelle 4 „*angemessener Finanzierungskostensatz aus KPMG/Bogner 2024*“ zumindest im Alternativmodell abgebildet werden müssen.

Hinsichtlich des Betas formulieren die Unternehmensgutachter schließlich in *Abschnitt 2.5. Gewichtete Kapitalkosten (WACC)* noch ihre Position, dass die (behauptete) systematische Risikokomponente durch das Russland-Exposure in Form eines erhöhten unverschuldeten Betafaktors zu berücksichtigen sei, um eine risiko-adäquate Verzinsung der RAB sicherzustellen. Bei dieser Position ignorieren die Autoren allerdings im Gegensatz zu *Zechner / Randl* vollkommen die Tatsache, dass durch die Etablierung eines Regulierungskontos das Mengenrisiko und damit das Geschäftsrisiko der Unternehmen deutlich reduziert wird. Mit anderen Worten argumentieren die *KPMG/Bogner (2024b)* in Hinblick auf die Risiko-Adäquanz der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber einseitig. Daher sind die Schlüsse, zu den die Autoren kommen, aus Sicht der Behörde nicht sachgerecht.

5.2.3.2.4. Emissionskosten

In Hinblick auf die Quantifizierung von Emissionskosten für das Eigenkapital verteidigen die Unternehmensgutachter ihre Ermittlung auf Basis einer ewigen Rente in *KPMG/Bogner (2024a)*. *Zechner / Randl* haben in *Randl/Zechner (2024b)* argumentiert, dass die Verrentung

vielmehr über eine geometrisch steigende Rente anstatt einer konstanten Rente erfolgen müsse.

Für die Behörde ist dies allerdings nicht die entscheidende Frage, da sie analog zu *Randl/Zechner (2024b)* der Ansicht ist, dass eine pauschale Abgeltung dieser Kosten grundsätzlich nicht sachgerecht ist und Eigenkapitalemissionskosten nur bei tatsächlicher, direkt mit der Finanzierung von Gasleitungen im Zusammenhang stehender Emissionstätigkeit, als Kostenbestandteil berücksichtigt werden sollten. Eine Diskussion über die Ermittlungsmethodik ist daher obsolet.

Auch gehen *KPMG/Bogner (2024b)* auf die Ausführungen in *Randl/Zechner (2024b)* ein, dass Eigenkapital durch Innenfinanzierung günstiger aufgebracht werden könne als durch Eigenkapitalemissionen. Die einfachste, häufigste und kostengünstigste Art des Aufbaus von Eigenkapital sei die Einbehaltung von Gewinnen und der Aufbau von Eigenkapital aus Gewinnen sei daher auch für regulierte österreichische Infrastrukturbetreiber eine realistische Form der Eigenkapitalaufbringung. *KPMG/Bogner (2024b)* entgegnen diesen Ausführungen, dass eine erfolgreiche Eigenkapitalfinanzierung durch die Innenfinanzierung wenig aussichtsreich sei, da der Vorschlag der Regulierungsbehörde zur Kapitalverzinsung nicht angemessen sei.

Dieser Behauptung wird von der Behörde nicht geteilt – sie ist grundlegend anderer Meinung: Ihre Festlegungen der Finanzierungskostensätze sind angemessen. Durch die Etablierung eines separaten Zinses für Neuinvestitionen werden die aktuellen Entwicklungen am Kapitalmarkt angemessen berücksichtigt. Daher ist das Argument der Unternehmensgutachter substanzlos und geht ins Leere.

5.2.3.3. Fremdkapitalkosten

Auch bei der Ermittlung der Fremdkapitalkosten sind die Unternehmensgutachter der Ansicht, dass auf eine Stichtagsbetrachtung abzustellen sei. *KPMG/Bogner (2024b)* verwenden hierbei Argumente, die sich lediglich auf die Unternehmensbewertung beziehen. Bei der Kapitalkostenfestsetzung durch eine Regulierungsbehörde sind jedoch zusätzliche, spezifische Zielsetzungen zu berücksichtigen. Zechner / Randl haben sowohl in *Randl/Zechner (2023)* als auch in *Randl/Zechner (2024b)* ausführlich erläutert, warum sie sowohl beim Basiszinssatz als auch beim Risikoaufschlag die Verwendung eines 5jährigen Durchschnitts statt stichtagsbezogener Werte für sachgerecht halten. Für die Behörde sind die Argumente von Zechner / Randl klar überzeugend und die Verwendung eines stichtagsbezogenen Wertes nicht sachgerecht.

Auch soll an dieser Stelle festgehalten werden, dass die Unternehmensgutachter nicht würdigen bzw. als gegeben hinnehmen, dass Zechner / Randl zu Gunsten der regulierten Unternehmen bei der Quantifizierung der Fremdkapitalkosten eine Peergruppe mit Unternehmen heranziehen, die überwiegend Ratings im BBB-Bereich aufweisen – dies,

obwohl Ratings internationaler Agenturen zeigen, dass die Bonität österreichischer Unternehmen, die auch Energienetze betreiben, überwiegend mit Ratings im A-Bereich eingestuft werden. Auch hierdurch werden den aktuellen Entwicklungen angemessen Rechnung getragen.

5.2.3.4. Kapitalstruktur

KPMG/Bogner (2024b) fassen die Argumentation von *Randl/Zechner* (2024b) zur Kapitalstruktur zusammen und sehen darin sich bestätigt, dass die Kapitalkosten aufgrund einer vorgegebenen ineffizienten Normkapitalstruktur nicht korrekt bestimmt seien. In dem Zusammenhang beziehen sie sich auf die „Modellwelt Modigliani/Miller 1963“ und kommen schließlich zur Schlussfolgerung, dass ein Verschuldungsgrad für Gas-Fernleitungsbetreiber von 1 optimal zu sein scheint. Der WACC nach Steuern beim optimalen Verschuldungsgrad von 1 sei zu erhöhen, wenn man eine Normkapitalstruktur mit einem höheren Verschuldungsgrad von 1,5 vorgebe.

In der wissenschaftlichen Literatur herrscht weitgehend Konsens darüber, dass die optimale Kapitalstruktur von Unternehmen nicht einfach zu bestimmen ist; empirisch wird im Querschnitt große Heterogenität und über die Zeit eine nur partielle Anpassung beobachtet. Verschiedene Einflussfaktoren wirken in unterschiedliche Richtungen: der Steuervorteil von Fremdkapital wirkt etwa WACC-reduzierend, während die im Kreditspread enthaltenen Konkurskosten WACC-erhöhend wirken. *KPMG/Bogner* (2024b) können nicht belegen, dass der von ihnen gewählte Wert von 1 für den Leverage tatsächlich der optimalen Kapitalstruktur entspricht. Sie widersprechen auch nicht grundsätzlich dem Argument, dass eine weniger riskante Geschäftstätigkeit mit einem höheren optimalen Verschuldungsgrad einhergeht. Der Verweis auf die Hypothese, dass *Unternehmen* in der Regel optimal finanziert sind, schließt zudem nicht aus, dass *Unternehmensteile* eine andere optimale Finanzierungsstruktur aufweisen. Wie *Randl/Zechner* (2024b) argumentieren, sind regulierte Unternehmensteile tendenziell risikoarm. Daher ist ein höherer Fremdkapitalanteil adäquat als bei Unternehmen, die neben regulierten Bereichen auch riskantere Unternehmensteile beinhalten. Daher erscheint die Normalkapitalstruktur mit 60% Fremdkapital weiterhin angemessen.

Bei den Auswirkungen der angeblich suboptimalen Kapitalstruktur auf den WACC wiederholen *KPMG/Bogner* (2024b) die bereits widerlegten Argumente für höhere Werte von Einzelkomponenten der WACC Ermittlung. Außerdem quantifizieren *KPMG/Bogner* (2024b) den Unterschied im WACC nach Steuern unter Verwendung der Parameter der Regulierungsbehörde mit Verschuldungsgraden von 1 und 1,5 mit 0,084 Prozentpunkten. Dabei lassen *KPMG/Bogner* (2024b) jedoch außer Acht, dass bei einem niedrigeren Verschuldungsgrad auch die Höhe des Kreditspreads verringert werden müsste. Es ist daher keineswegs klar, dass bei einem Verschuldungsgrad von 1 der regulatorische WACC höher wäre.

5.2.3.5. Gewichtete Kapitalkosten (WACC)

KPMG/Bogner (2024b) bleiben bei ihrer Ansicht, dass Randl/Zechner (2023) die MRP und das Asset Beta deutlich unterschätzen. In Hinblick auf das Asset Beta ist diese Aussage allerdings unverständlich, wo doch die Unternehmensgutachter in ihrer Kalkulation in Tabelle 4 „angemessener Finanzierungskostensatz aus KPMG/Bogner 2024“ den gleichen Betawert ansetzen wie in Randl/Zechner (2023). Also scheint der Wert für die Unternehmensgutachter (zumindest als Untergrenze) durchaus angemessen zu sein.

In Hinblick auf die MRP versuchen die Unternehmensgutachter schließlich ohne nähere Erläuterung zu illustrieren, dass die Obergrenze des 90%-Konfidenzintervalls im Modell von Zechner / Randl zur Schätzung der MRP nahe den Ergebnissen von KPMG/Bogner (2024a) liegen. Dies ist aus Sicht der Behörde allerdings kein valides Argument für die Angemessenheit des MRP-Schätzergebnis der Unternehmensgutachter. Die Behörde möchte hier nochmals wiederholen, dass sie in ihrer Festlegung sogar die obere empfohlene Bandbreite von Zechner / Randl -Empfehlungen zu Gunsten der Unternehmen überschreiten. Die Behörde bleibt prinzipiell bei den Feststellungen des vorläufigen Ermittlungsergebnis, mit der Ausnahme der Aktualisierung der Werte im nächsten Kapitel.

5.2.3.6. Aktualisierung der Werte

Wie im vorläufigen Ermittlungsbericht angekündigt und entsprechend der von der Behörde erstellten Methode werden die Zinssätze noch aktualisiert. Diese Aktualisierung führt zu folgenden im Bescheid anzuwendenden Werten für den WACC:

	WACC 4. Periode	WACC 5. Periode Gas-Fernleitungsnetzbetreiber		
		WACC _{Altbestand}	WACC _{Neuinvest2025}	WACC _{Neuinvest2026-2027}
risikoloser EK-Zins	1,08%	1,16%	3,08%	Wird jährlich aktualisiert
FK-Zins	1,41%	2,26%	3,99%	Wird jährlich aktualisiert
Ausgabekosten FK	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%
Marktrisikoprämie	4,50%	5,00%	5,00%	5,00%
Beta unverschuldet	0,400	0,410	0,410	0,410
Beta verschuldet	0,850	0,884	0,884	0,884
FK-Anteil	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%
EK-Anteil	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%
Steuersatz	25,00%	23,00%	23,00%	23,00%
EK-Zins vor Steuern	6,54%	7,25%	9,74%	Wird jährlich aktualisiert
EK-Zins nach Steuern	4,91%	5,58%	7,50%	Wird jährlich aktualisiert
FK-Zins vor Steuern	1,61%	2,46%	4,19%	Wird jährlich aktualisiert
WACC vor Steuern	3,58%	4,37%	6,41%	Wird jährlich aktualisiert
WACC nach Steuern	2,69%	3,37%	4,94%	Wird jährlich aktualisiert
Inflationsprognose	0,82%	2,50%		
risikoloser EK-Zins real	0,26%	-1,31%		
EK-Zins vor Steuern real	5,44%	4,04%		
EK-Zins nach Steuern real	4,08%	3,11%		

5.2.4. Berechnung der Plan-CAPEX

Für die Berechnung der Plan-CAPEX zieht die Behörde den letztverfügbaren Jahresabschluss des Unternehmens heran. Dieser ist der Jahresabschluss des Jahres 2022 und enthält folgende für die Ermittlung der CAPEX relevanten Daten:

Immaterielles Anlagevermögen	TEUR *****
Sachanlagevermögen	TEUR *****
Abschreibungen auf diese beiden Positionen	TEUR *****

Die Behörde geht bei ihren Annahmen für die Entwicklung der Jahre 2025-2027 davon aus, dass das Unternehmen keine großen zusätzlichen Investitionsprogramme, außer bereits genehmigter Umsetzungsprojekte, durchführen wird. Sie nimmt somit vorerst als Planannahme an, dass das Unternehmen die Abschreibungen reinvestieren wird und die Buchwerte der Anlagegüter somit konstant bleiben.

Aufgrund der unterschiedlichen Behandlung der Investitionen „Alt“ und „Neu“ ist eine Aufteilung in Altanlagen und Neuinvestitionen durchzuführen.

Um die Abschreibungen der Altanlagen ermitteln zu können errechnet die Behörde die Abschreibungsquote der Sachanlagen im Jahr 2022, diese beträgt *****%:

Mit diesen Daten berechnete die Behörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis die Plan-CAPEX des Unternehmens. Diese Berechnung sah wie folgt aus und konnte in Beilage ./04 zum vorläufigen Ermittlungsergebnis nachvollzogen werden:

Im Bescheid V MET G 02/17 hat das Unternehmen entsprechend dem Wahlrecht in der Methode beantragt, dass Übererlöse aus verkauften Produkten über zukünftige Investitionen an die Netznutzer zurückgeführt werden. Dafür hat die Behörde eine sogenannte Negativinvestition gebildet, die von den Neuinvestitionen abgezogen wird. Diese Abzugsposition wird in diesem Bescheid fortgeführt. Die entsprechende Berechnung dazu sieht wie folgt aus und der durchschnittliche Wert von TEUR ***** kommt bei der Ermittlung der CAPEX zum Abzug:

Anmerkung: JA=Jahresanfang, JE=Jahresende

Daher wurde im vorläufigen Ermittlungsergebnis der Durchschnittswert der Jahre 2025 bis 2027 in der Höhe von TEUR ***** von den Kapitalkosten in Abzug gebracht. Siehe dazu auch in der folgenden Tabelle.

Ebenso wird mit den Übererlösen der Aufrollungen der Jahre 2019-2020 und 2021-2022 vorgegangen. Dabei kommt es zu Abzugspositionen in der Höhe von TEUR ***** bzw. TEUR *****.

Übererlöse der Jahre 2019, 2020

Übererlöse der Jahre 2021, 2022

Da zukünftig jährlich ein Abgleich der Planmengen mit den Istmengen durchgeführt wird und dies jährlich aufgerollt wird, werden zukünftig die Mehr-/Mindererlöse bei den verkauften Mengen immer über das Regulierungskonto direkt den Kosten zu- oder abgerechnet. Eine Aufrollung über Investitionen wird nicht mehr möglich sein – dies ist jedoch logisch, da im Fall von Mindererlösen nicht die Investitionen „virtuell“ erhöht werden können und eine Gleichbehandlung in beide Richtungen zu erfolgen hat.

Zusammengefasst ergaben sich folgende CAPEX (vgl. Beilage ./04 zum vorläufigen Ermittlungsergebnis):

Stellungnahmen und Würdigung

Das Unternehmen schreibt in seiner Stellungnahme, dass es über aktualisierte Werte für Planinvestitionen verfüge und übermittelt diese Werte. Da es das Bestreben der Behörde ist, die aktuellsten Unternehmensdaten für ihre Entscheidungen heranzuziehen, verwendet die Behörde die mit der Stellungnahme vom 7. März 2024 neu übermittelten Werte für die Planinvestitionen. Diese sehen somit wie folgt aus:

Aufgrund der hier angeführten neuen Angaben des Unternehmens zu den Planinvestitionen und der Änderungen bei den Zinssätzen kommt es zu geänderten Plan-CAPEX.

Änderung durch Aufrollungen des Bescheids V MET G 02/17

Änderung durch Aufrollungen der Jahre 2019/2020

Änderung durch Aufrollungen der Jahre 2021/2022

Da es zukünftig zu keiner Durchschnittsbildung bei den Kosten kommt, sondern die CAPEX jährlich festgestellt werden, sind diese für die drei Jahre separat anzuführen und unterliegen einer Aktualisierung in jedem kommenden Bescheid. Die entsprechenden Berechnungen befinden sich in Beilage ./04.

Da es sich bei den CAPEX um Planwerte handelt, sind die entsprechenden Plan-Ist-Differenzen aufzurollen und gemäß der Methode mit dem Fremdkapitalzins auf den Start der nächsten Regulierungsperiode aufzuzinsen.

5.3. Berücksichtigung von Synergien gemäß § 80 Abs. 4 GWG 2011 („IRAB“)

Im Verfahren V MET G 02/13 wurde dem Unternehmen ein IRAB aus OPEX-Einsparungen errechnet. Dieses System wird in dieser Periode entsprechend mit dem aktualisierten WACC fortgeführt.

Aus der Darstellung der Berechnung ergibt sich, dass in den Jahren 2025 bis 2027 durchschnittlich TEUR ***** (Summe aus Abschreibungen und Finanzierungskosten 2025 / 2026 / 2027)) als zusätzliche Kosten für die Abgeltung des IRAB anzusetzen sind.

5.4. Betriebskosten

Im nachfolgenden Kapitel werden die Betriebskosten („OPEX“) für den laufenden Betrieb des Fernleitungsnetzes exkl. der Kosten für Verdichterenergie und CO₂-Kompensationen behandelt.

5.4.1. OPEX aus dem normalen Betrieb

Das Unternehmen hat für das Geschäftsjahr 2022 in Summe OPEX in Höhe von TEUR ***** gemeldet.

5.4.1.1. *Verzugszinsen*

Das Unternehmen weist in seiner Saldenbilanz Verzugszinsen in der Höhe von TEUR ***** aus. Da diese Erträge jedoch mit der Tätigkeit des regulierten Unternehmens erzielt werden, müssen diese Erträge auch dem regulierten Bereich hinzugezählt werden.

5.4.1.2. *Service Level Agreements (SLA)*

Das Unternehmen weist in seiner Saldenbilanz einerseits folgende Erlöspositionen aus:

- 832710 SLA ERLÖSE - LUMP SUM: TEUR *****
- 832720 SLA ERLÖSE – EXTRA: TEUR *****

Gleichzeitig zieht es bei den Kosten TEUR ***** als diesen Erlöspositionen zugeordnete Kosten aus den OPEX ab. Die entsprechenden zugeordneten OPEX auch von den Erlösen abzuziehen ist zwar einerseits korrekt, aber andererseits nicht ausreichend, um die Kosten korrekt abzubilden.

Einerseits werden die Tätigkeiten, die hier für die GCA durchgeführt werden, mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit auch mit Werkzeugen, Fahrzeugen, Betriebsanlagen u.a.m. der TAG durchgeführt. Diese CAPEX werden jedoch nicht um den Anteil reduziert, den das Unternehmen davon für die SLAs verwendet.

Andererseits ist nicht akzeptabel, dass die beiden Fernleitungsnetzbetreiber sich gegenseitig Aufwände mit einem Gewinnaufschlag verrechnen und diesen Gewinnaufschlag dem regulierten Bereich entziehen: auf diese Weise würden die Kosten des Gasnetzes hinauf-lizitiert werden, nur um die Gewinne der Eigentümer der Netzbetreiber (bei denen es sich zu einem großen Teil um dieselben Unternehmen handelt) zu erhöhen.

Aus diesen Gründen korrigiert die Behörde die Angaben des Unternehmens insofern, als sie die Erlöse und die Kosten dem Netzbereich zuordnet.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen lehnt diese Herangehensweise mit der Begründung ab, dass dies eine neue Herangehensweise der Behörde sei, die für das Unternehmen nicht nachvollziehbar sei.

Dazu stellt die Behörde fest, dass einerseits das Unternehmen keine neuen Erkenntnisse in der Stellungnahme gebracht hat und andererseits das Vorgehen der Behörde bereits im vorläufigen Ermittlungsergebnis dargelegt wurde. Daher bleibt die Behörde bei der gewählten Vorgehensweise.

5.4.1.3. Förderungen

Das Unternehmen weist in seiner Saldenbilanz Erträge aus Förderungen in der Höhe von TEUR ***** für 2022 aus. Da diese Förderungen jedoch für Tätigkeiten, die mit dem regulierten Bereich des Unternehmens zusammenhängen, gewährt werden, müssen diese Erträge auch dem regulierten Bereich hinzugezählt werden.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen teilt in seiner Stellungnahme mit, dass es das Ziel von Förderungen sei, die Stärkung des Forschungs- und Innovationsstandorts Österreich im globalen Wettbewerb zu sichern. Um dem Unternehmen einen Anreiz zu geben, dieses Förderungspotential voll auszuschöpfen, schlägt es vor, diese Förderungen nur mit 50% abzuziehen.

Dazu stellt die Behörde fest, dass das Unternehmen im Zuge eines effizienten Netzbetriebes ein Eigeninteresse haben sollte, um die Kosten des Netzbetriebes so gering wie möglich zu halten. Ebenso sollte das Unternehmen dieses Interesse haben, um bei einem Benchmark einen möglichst hohen Effizienzwert zu erzielen. Es gibt jedoch keinen Grund, die angemessene Rendite des Eigentümers – die er über den WACC auf den RAB erhält – durch Förderungen, die von der öffentlichen Hand zu bezahlen sind, noch weiter zu erhöhen. Daher wird der Vorschlag des Unternehmens nicht umgesetzt.

5.4.1.4. Operational Balancing Agreement (OBA) GCA/TAG

Das Unternehmen weist in seiner Saldenbilanz im Konto „869300 OBA GCA/TAG income“ Erträge in der Höhe von TEUR ***** aus. Die Behörde geht davon aus, dass diese Erträge im Zuge des regulierten Geschäfts mit Personal und Betriebsmitteln des regulierten Bereichs erwirtschaftet werden, weswegen die entsprechenden Erlöse ebenfalls dem regulierten Bereich zuzuordnen sind und die OPEX reduzieren. Im Übrigen verweist die Behörde auf die Ausführungen in Kapitel 5.4.1.2.

Stellungnahme und Würdigung

Dazu schreibt das Unternehmen, dass es sich bei den OBA mit der GCA um ein kontinuierliches Ausgleichskonto zwischen TAG und GCA, das zur Verwaltung von

Steuerungs­differenzen verwendet wird, handeln würde. Dieses könne positiv oder negativ sein und würde sich über die Jahre gegen 0 ausgleichen.

Die Behörde kann die Argumentation des Unternehmens nachvollziehen und nimmt keine Kostenanpassung gegenüber dem vorläufigen Ermittlungsergebnis vor.

5.4.1.5. Dienstgeberbeiträge Sozialversicherung Italien

Das Unternehmen hat in der Saldenliste die Position „587700 DG BEITRÄGE SV ITALIEN“ mit Kosten von TEUR *****. Da es sich bei der TAG um ein österreichisches Unternehmen handelt, das auch nur im Inland tätig ist, ist es nicht nachvollziehbar, weswegen das Unternehmen für italienische Dienstnehmer Sozialversicherungsabgaben in Italien bezahlen sollte. Deswegen werden diese Kosten aus der Kostenbasis ausgeschieden.

Das Unternehmen wurde aufgefordert, im Zuge der Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis bekannt zu geben, ob noch weitere Kosten für italienische Dienstnehmer übernommen werden und die damit in Zusammenhang stehenden Kosten.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen teilt in seiner Stellungnahme vom 7. März 2024 mit, dass das EU-Recht die Möglichkeit bietet, Dienstnehmer, die das Land ihrer Tätigkeit ändern, noch über eine bestimmte Zeit im Sozialversicherungssystem des ursprünglichen Landes zu verbleiben.

Die Behörde kann die Angaben zum EU-Recht nachvollziehen und führt in diesem Zusammenhang keine Anpassung mehr vor.

5.4.1.6. Balancing

Das Balancing wies im Betrachtungsjahr 2022 einen Saldo von TEUR ***** aus. Die Behörde hat diesen Betrag mit den Jahressaldi im Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2022 verglichen. Die Behörde zieht für derartige Vergleiche grundsätzlich einen Zeitraum von drei Jahren heran, um einerseits die Feststellung auf Basis letztverfügbarer pagatorischer Werte aufzubauen und andererseits eine repräsentative Anzahl an Vergleichsperioden zu berücksichtigen.

Der Vergleich hat gezeigt, dass die Position im Jahresvergleich überdurchschnittlich volatil ist, da im betrachteten Zeitraum der maximale Wert sogar zwischen Kosten und Erlösen schwankt.

Ein volatiler Kostenverlauf hat zur Folge, dass der pagatorische Wert im maßgeblichen Beurteilungsjahr eine unzureichende Größe darstellt, um die Kostenbasis zu bestimmen. Durch die volatile Entwicklung ist ein einzelner Jahreswert im Durchschnitt entweder deutlich zu niedrig oder deutlich zu hoch, um in der standardisierten Kostenbasis für eine Regulierungsperiode berücksichtigt werden zu können. Um für die bevorstehende

Regulierungsperiode einen repräsentativen Kostenwert zu erhalten, glättet die Behörde das Konto daher auf das Mittel des Betrachtungszeitraumes iHv TEUR *****. Dies führt zu einer Anpassung in Höhe von TEUR ***** und zu anerkannten Kosten iHv TEUR *****.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen schlägt in seiner Stellungnahme vom 7. März 2024 vor, für das Balancing die tatsächlichen Kosten heranzuziehen und nicht den Durchschnittswert.

Dazu stellt die Behörde fest, dass bei einem solchen volatilen Wert nicht die Kosten des einzelnen Jahres herangezogen werden können. Ein Vorgehen, wie vom Unternehmen gefordert, würde bedeuten, dass das Unternehmen bei einem Betrachtungsjahr 2020 nicht mehr Kosten dafür erhalten würde, sondern einen kostenreduzierenden Erlös. Diese großen Unterschiede können nur mittels der von der Behörde durchgeführten Mittelwertbildung ausgeglichen werden.

5.4.1.7. Covid-Kosten

Im Kapitel 4.9 beantragt das Unternehmen zusätzliche Kosten wegen COVID in der Höhe von TEUR *****. Diese Kosten erhält das Unternehmen separat und sind in der OPEX-Basis enthalten. Um zu verhindern, dass das Unternehmen diesen Betrag, der einmalig angefallen ist, insgesamt vier Mal erhält, muss er aus der Kostenbasis ausgeschieden werden.

Stellungnahme und Würdigung

Dazu schreibt das Unternehmen, dass diese Kostenposition bereits bei der Berechnung der OPEX Basis durch den Abzug der nicht-beeinflussbaren Kosten in 2022 in Abzug gebracht worden wäre, daher seien diese Kosten nicht erneut abzuziehen.

Die Behörde hat die Angaben des Unternehmens überprüft und es hat sich herausgestellt, dass diese korrekt sind. Daher wird diese Anpassung nicht durchgeführt.

5.4.1.8. Kapitel VI

Im Kapitel 4.8 beantragt das Unternehmen Kosten aus Projekten Kapitel VI in der Höhe von TEUR *****. Diese Kosten sind Kosten, die über die Standard-OPEX hinausgehen und müssen aus der Kostenausgangsbasis für die nächste Regulierungsperiode ausgeschieden werden.

5.4.1.9. Gebühren CEGH – Fuel-Gas

Das Unternehmen beantragt Gebühren für den CEGH-Zugang in der Höhe von TEUR *****. Das Unternehmen beantragt diese Kosten jedoch auch in den Kosten für Verdichterenergie. Da diese Kosten an dieser Stelle vergütet werden, sind sie aus der Kostenbasis der sonstigen OPEX auszuscheiden.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen teilt in seiner Stellungnahme dazu mit, dass CEGH-Gebühren bereits im Abzug für Energiekosten in Höhe von TEUR ***** enthalten seien, da sie stets als Nebenkosten zu den Gaskäufen für die Kompressoren betrachtet wurden und seien somit nicht erneut abzuziehen

Die Behörde hat die Angaben des Unternehmens überprüft und dabei folgendes festgestellt: In der Saldenbilanz gibt es eine Position „Summe Energiebezug mit Kosten in der Höhe von TEUR *****“. In dieser Position sind Wasser-/Kanalgebühren in der Höhe von TEUR ***** enthalten, die nicht zum Energiebezug dazu gehören. Die CEGH-Gebühren in der Höhe von TEUR ***** befinden sich an einer anderen Stelle in der Saldenbilanz und sind somit den Kosten hinzuzurechnen. Berücksichtigt man diese drei Positionen, so erhält man den Abzug in der Höhe von TEUR ***** , die das Unternehmen in Abzug der OPEX-Kostenbasis gebracht hat. Somit unter diesem Punkt keine Anpassung der Kostenbasis mehr vorzunehmen.

*5.4.1.10. Verträge mit ******

Das Unternehmen bezieht weiterhin große Beträge über Dienstleistungsverrechnungen mit dem Unternehmen ***** – in diesem Fall über dessen Tochterunternehmen *****. Die Behörde hat im Bescheid V MET G 02/17 bereits ausgeführt, dass es nicht nachvollziehbar ist, weswegen so viele verschiedene Tätigkeiten von einem einzigen Beratungsunternehmen durchgeführt werden und dass spezialisierte Beratungsunternehmen für die einzelnen Themenbereiche in der Regel günstiger sind. Auch in diesem Jahr übermittelt das Unternehmen eine breit gestreute Liste an Tätigkeiten, die der Berater für die TAG durchführt:

Da sich am Sachverhalt gegenüber dem letzten Ermittlungsverfahren nichts geändert hat, geht die Behörde genauso wie im Verfahren V MET G 02/17 vor und reduziert im vorläufigen Ermittlungsergebnis die OPEX um 30 %, um auf angemessene Kosten zu kommen.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen hält in seiner Stellungnahme fest, dass der regulatorische Rahmen bereits alle notwendigen und wirksamen Instrumente enthalten würde, um Anreize zu schaffen und die Effizienz der Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber zu überprüfen. Eine willkürliche Kostensenkung untergräbt die Glaubwürdigkeit von Anreizregulierungsmechanismen, wenn die Regulierungsbehörde rückwirkend die Betriebskostenbasis des Fernleitungsnetzbetreibers in Frage stellt, indem sie angeblich ineffiziente Kosten in Zweifel zieht. Dies könne nicht nur zu potenziellen Ineffizienzen führen, sondern auch dazu, dass der Fernleitungsnetzbetreiber die Qualität seiner Dienste und die Zuverlässigkeit seines Netzes verringert, weil er die Ungewissheit einer unerwarteten rückwirkenden Überprüfung seiner Kosten durch die Behörde berücksichtigen würde.

Dazu stellt die Behörde einerseits fest, dass das Unternehmen nicht zwischen „rückwirkend“ und „zukunftsbezogen“ unterscheidet: Eine rückwirkende Anpassung würde bedeuten, dass die Behörde rückwirkend die Kostenbasis für das Jahr 2022 ändern würde – dies macht sie jedoch nicht. Die Behörde prüft die Kosten des Jahres 2022 an und stellt fest, welche Kosten als angemessen zu beurteilen sind und setzt anhand dieser Kosten zukunftsbezogen die Kosten für die Jahre 2025 bis 2027 fest. Andererseits bedingt der maximale Abschlagsfaktor von 2 %, dass beim Unternehmen von einer Mindesteffizienz von 88,5 % (bei einer Abbaudauer der Ineffizienz über 7,5 Jahre wie bei Verteilernetzbetreibern) ausgegangen wird. Alle Ineffizienzen unter diesem Wert finden bei der Aufholung der Ineffizienzen keine Berücksichtigung. Dieser Effizienzanalyse und Vorgabe ist allerdings die Ermittlung angemessener Kosten für das Unternehmen über die gesamte Regulierungsperiode vorgelagert. Deswegen sind von der Behörde solche Anpassungen durchzuführen.

Um darzulegen, dass die Kosten von der Firma ***** nicht überhöht seien, übermittelt das Unternehmen eine anonymisierte Aufstellung mit Tagessätzen, wobei hier jene von ***** am niedrigsten dargestellt werden. Dazu stellt die Behörde fest, dass der Tagessatz des Beraters die eine Eingangsgröße in die Kosten darstellt, die zweite ist jedoch die Anzahl an verrechneten Tagessätzen. Dabei ist davon auszugehen, dass spezialisierte Unternehmen bei weitem weniger Beratertage benötigen und somit auch verrechnen, um die gleiche Leistung zu erbringen, da diese bereits größeres Vorwissen und Erfahrung in den einzelnen Bereichen haben.

Die Argumente des Unternehmens konnten somit nicht überzeugen und die Behörde bleibt bei den im vorläufigen Ermittlungsergebnis getroffenen Feststellungen.

5.4.1.11. Verträge mit GCA und SNAM

Das Unternehmen wurde in der Anforderungsliste im Punkt 2.26 aufgefordert, Kosten / Erträge für einzelne Verträge mit GCA und SNAM zu übermitteln. Dieser Aufforderung kam das Unternehmen nicht nach. Deswegen wird es nochmals aufgefordert, die entsprechenden Verträge an die Behörde zu übermitteln und kann es im Bescheid noch zu einer Kostenanpassung entsprechend dem Bescheid V MET G 02/17 kommen.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen teilt in seiner Stellungnahme mit, dass diese Unterlagen bereits im Punkt 2.20 der Anforderungsliste übermittelt worden wäre.

Bei diesen Daten hat das Unternehmen folgende Verträge übermittelt:

Der Vertrag H2 Readiness wird bereits im Kapitel 5.4.1.8 berücksichtigt und ist somit hier nicht zu behandeln. Die sonstigen Kosten, die von der TAG an die Muttergesellschaft SNAM S.p.A. bezahlt werden, betragen TEUR *****. Auch hier sieht die Behörde den gleichen Sachverhalt

gegeben wie im Verfahren V MET G 02/17, dass ohne Ausschreibungen Verträge an die Konzernmutter vergeben werden. Deswegen geht die Behörde auch hier wie im Vorverfahren vor und reduziert die Kosten um 30 %, das sind TEUR *****, um eine angemessene Kostenbasis zu ermitteln.

5.4.1.12. Gasverkauf

Das Unternehmen weist in seiner Saldenbilanz im Konto „832010 GASVERKAUF ÜBERSCHUSS“ Erträge in der Höhe von TEUR ***** aus. Das Unternehmen wird aufgefordert, im Zuge der Stellungnahme bekanntzugeben, um welche Erlöse es sich dabei handelt und wo ein mögliches entsprechendes Gegenkonto zu finden ist.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen schreibt in seiner Stellungnahme, dass es sich dabei um Erlöse aus Gasverkäufen handelt, die das Unternehmen erzielte, weil es durch Take-or-Pay-Verträge Gasmengen übernehmen musste, die es nicht benötigte und diese Mengen am Markt verkauft hat. Die Behörde hat dazu im Verfahren V MET G 02/23 die Angaben des Unternehmens zu den Energiekosten überprüft – und in diesem Verfahren hat das Unternehmen die Energie- und CO₂-Kosten mit TEUR ***** angegeben und somit die Erlöse von den Kosten abgezogen. Somit ist hier keine Anpassung vorzunehmen.

5.4.1.13. Übersicht der Anpassungen

Daraus ergeben sich in Summe nach Stellungnahmen die folgenden Anpassungen in Höhe von TEUR ***** und somit von der Regulierungsbehörde anerkannte OPEX in Höhe von TEUR *****.

Da diese Kosten im Vergleich zu den OPEX gemäß Pfad (TEUR *****; vgl. Bescheid V MET G 02/17) um über 10 % angestiegen sind, wurde das Unternehmen im vorläufigen Ermittlungsergebnis aufgefordert, diese Kostensteigerung im Zuge der Stellungnahme zu erläutern.

Dazu ergänzt das Unternehmen, dass sich diese Kostensteigerungen auf die außerordentliche Inflation zurückführen ließe, die sich auf die Personalkosten basierend auf die kollektivvertraglichen Abschlüsse als auch die Kosten der Kontraktoren auswirke, sowie auf erhöhten Wartungsbedarf sowie mit der Flussumkehr verbundene erhöhte Kosten im Betrieb (manuelle Interventionen auch außerhalb der normalen Arbeitszeiten). Weiters würden sich neue gesetzliche Anforderungen wie NIS und die dadurch bedingte Stuserhebung als kostenerhöhender Faktor auswirken.

Die Behörde nimmt die dazu ergänzten Ausführungen zur Kenntnis, verweist aber darauf, dass es für die Zukunft unumgänglich ist, bei einem Wegfall eines großen Teils der Geschäftsgrundlage entsprechende Einsparungsmaßnahmen zu planen und umzusetzen.

5.4.2. Hochrechnung auf die Regulierungsperiode

Der oben errechnete Wert wird um den tatsächlichen Netzbetreiberpreisindex für 2023 (wobei der Baupreisindex im vorläufigen Ermittlungsergebnis noch geschätzt werden muss) und um die erwarteten Inflationssteigerungen 2024 erhöht. Gleichzeitig wird bei der Hochrechnung auch ein genereller Produktivitätsfaktor (X_{gen}) in der Höhe von 0,4 % angesetzt. Dieser wird aus den Ermittlungen der generellen Produktivität für Gas-Verteilernetzbetreiber abgeleitet. Aus Sicht der Behörde ist dieser Wert auch als repräsentativ für die Gasfernleitungsunternehmen anzusehen (im Akt 2024-02-05-D-000646 und 2024-02-05-D-000647). Insbesondere deswegen, weil exaktere Werte für Gas-Fernleitungsunternehmen nicht vorliegen und daher eine möglichst gute Näherung zu finden ist. Hierbei bieten sich die Gas-Verteilernetzbetreiber am besten an.

Entsprechend der Methode des vorläufigen Ermittlungsergebnisses gelten diese Kosten während der gesamten Regulierungsperiode und werden nur adaptiert, wenn die Inflation in einem Jahr über 7 % liegen sollte.

Stellungnahme und Würdigung

Zur Nicht-Anwendung einer Inflationsanpassung bzw. eines Abschlagsfaktors schreibt das Unternehmen, dass es nicht nachvollziehbar sei, dass die Inflation für die Jahre nach 2025 in der OPEX-Kalkulation der Behörde vollkommen unberücksichtigt bleibt. Zur Kalkulation der Kosten des Marktgebietsmanagers und der Regulierung bringe die Behörde einen Effizienzfaktor von 0 und eine Inflationsannahme (VPI 2025) von 3,10% zur Anwendung. Dies erscheine TAG GmbH ein vernünftiger Ansatz. Weiters fordert das Unternehmen, dass die OPEX 2022 noch außertourlich um ca. ***** MEUR erhöht werden, die sich vor allem aus dem Anstieg von Kontraktorenkosten und einem Anstieg bedingt durch die Kollektivvertragserhöhungen (+9,5%) ergeben würden, die sich in den angewandten Inflationsindizes nicht gut widerspiegeln würden.

Zu dieser Forderung stellt die Behörde fest, dass eine Erhöhung der OPEX einerseits aufgrund der Inflation durchgeführt werden kann – und diese führt die Behörde auch durch. Um die Lohnerhöhungen abzubilden, ist im NPI auch der Tariflohnindex enthalten. Andere Erhöhungen werden durch den Baupreisindex und den Verbraucherpreisindex abgebildet. Ein weiteres Erfordernis für eine Erhöhung der OPEX wird von der Behörde nicht gesehen. Es wäre beim Unternehmen auf Basis des Rückgangs der Geschäftstätigkeit (nur mehr 25 % seiner Kapazitäten werden nun verkauft) eher von einem Rückgang der OPEX auszugehen. In einem wettbewerblichen Umfeld wäre dies unumgänglich.

Aufgrund der Stellungnahmen des Unternehmens ändert die Behörde jedoch die Behandlung der jährlichen Aktualisierung der OPEX: Es wird auch für die Zeit während der 5. Regulierungsperiode sowohl ein NPI als auch ein Abschlagsfaktor angewendet werden. Als

Inflationsabgeltung soll der tatsächliche NPI, wie er weiter oben beschrieben ist, angewendet werden. Da dieser jedoch erst im Nachhinein errechnet werden kann, soll als Planwert eine Inflationsabgeltung von 2,5 % herangezogen werden. Dies ist der Durchschnitt aus Mittelwert aus dem Wert des EUR Inflation Swap Zero Coupon Ex Tobacco 5Y am 31.1. 2024 in Höhe von 1,9938% und der OeNB Inflationsprognose für 2025 (3,0%), den Randl/Zechner in ihrer „Aktualisierung des WACC für Gas-Fernleitungsbetreiber mit Datenbasis 31. Jänner 2024“ (im Akt: 2024-04-11-D-000496) berechnen. Die so errechneten Plan-OPEX werden mittels T-3-Verzug (siehe Kapitel 14.3 der Methode – Beilage ./01) im zweiten Jahr nach dem Geschäftsjahr aufgerollt werden.

Der Abschlagsfaktor setzt sich einerseits aus einem generellen Abschlagsfaktor und andererseits aus einem individuellen Abschlagsfaktor zusammen. Für den generellen Abschlagsfaktor (x_{gen}) wird wie auch im vorläufigen Ermittlungsergebnis ein Wert von 0,4 % jährlich angewendet. Ein individuelle Abschlagsfaktor (x_{ind}) lässt sich am besten mittels eines Benchmarking-Vergleichs ermitteln. Da es in Österreich nur 2 Fernleitungsnetzbetreiber gibt und diese Zahl für die Ermittlung eines belastbaren Benchmarkings viel zu gering ist, kann kein nationales Benchmarking durchgeführt werden. Seit 2021 wird jedoch ein europäischer Benchmarking Vergleich (TCB 21) durchgeführt. Der erzielte Effizienzwert des Unternehmens soll dabei für die Berechnung des x_{ind} herangezogen werden. Die Ineffizienzen des Unternehmens sollen dabei innerhalb von 7,5 Jahren – derselbe Werte wie bei allen Verteilnetzbetreibern) abgebaut werden.

Die Zielvorgabe (ZV) und somit der jährliche Abschlagsfaktor des Unternehmens errechnet sich somit mit der folgenden Formel:

$$ZV = 1 - (1 - X_{gen})x^{7,5}\sqrt[7,5]{ES_{TCB21}}$$

Da die Ergebnisse des europäischen Benchmarking Vergleichs noch nicht vorliegen, wird vorläufig x_{ind} mit 0% angenommen und kommt es somit nur zu einem Abschlagsfaktor in der Höhe des x_{gen} , das sind 0,4% jährlich. Sobald das Ergebnis von TCB21 vorliegt, wird die Behörde die Ergebnisse evaluieren. Im Falle eines positiven Ergebnisses dieser Evaluierung wird die Zielvorgabe mit diesen Daten neu berechnet und die OPX der Jahre 2025-2027 entsprechend aufgerollt.

Es ist der Behörde bewusst, dass ein im Nachhinein neu berechneter Abschlagsfaktor – und somit neue Kosten – für den Netzbetreiber problematisch sein könnten, da dies die Planung des Unternehmens erschwert. Um diese Unsicherheit zu reduzieren, wird der maximale Abschlagsfaktor in dieser Periode ausnahmsweise mit 2 % jährlich begrenzt.

Durch diese Vorgehensweise kommt es zu folgenden Plan-OPEX für die einzelnen Jahre, deren Werte ehestmöglich aktualisiert und deren Differenz aufgerollt werden:

5.4.3. Betriebskosten aufgrund von neuen Aufgaben und Herausforderungen

Aus neuen gesetzlichen Anforderungen entstehen dem Unternehmen zusätzliche operative Kosten, die in den letztverfügbaren OPEX noch nicht enthalten waren. Für diese zusätzlichen OPEX wird vorab ein Pauschalbetrag in die Kostenbasis aufgenommen, der im Zuge der Aufrollung der Periode mit den tatsächlichen Kosten verglichen und durch diese ersetzt wird. Diese zusätzlichen Kosten sind der Regulierungsbehörde nachzuweisen (z.B. neu dafür eingestelltes Personal oder neue (DL-) Verträge mit nicht konzernverbundenen Unternehmen). Hierbei handelt es sich um folgende zusätzliche Aufgaben:

- Zusätzliche IT-Kosten aufgrund der Vorgaben des Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetzes (NIS-G)
- EU Verordnung zu Methan-Emissionsreduktionen im Energiesektor)⁶
- Flanschverschraubungsnorm EN 1591-4
- ÖVGW Richtlinie G B210 zu Gasqualität (Wasserstoffbeimischung von bis zu 10%)
- Kontinuierliches Emissionsüberwachungssystem aufgrund der Emissionsmessverordnung-Luft (EMV-L)
- Wiederkehrende Safety Integrity Level (SIL) Kreis-Überprüfungen gemäß internationaler Normung EN 61508 zur Erhaltung des Sicherheitslevels der Verdichter auf dem vorgeschriebenen Niveau
- Zusätzliche Überprüfungen der Gaschromatographen aufgrund der Brennwertverfolgung gemäß Gas-Marktmodellverordnung 2020

Entsprechend den Angaben der vorläufigen Methode setzte die Behörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis für diese Aufgaben Kosten iHv 3 % der OPEX gemäß Kapitel 5.4.1 an. Diese betragen somit TEUR *****.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen verweist in seiner Stellungnahme vom 7. März 2024 auf die übermittelte Darstellung der einzelnen zusätzlichen Kosten und fasst diese wie folgt zusammen:

Die Behörde hat die Liste der zusätzlichen Kosten des Unternehmens geprüft. Um sicherzustellen, dass das Unternehmen in der kommenden Periode nicht unterfinanziert ist,

⁶ REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942 (noch nicht final)

setzt die Behörde die gesamten angeführten Kosten in der Höhe von TEUR ***** in den entsprechenden Jahren als zusätzliche Plan-OPEX an. Die Behörde weist jedoch ausdrücklich darauf hin, dass nicht genutzte Beträge einer Aufrollung unterliegen und entsprechend rückzuführen sind.

5.5. Kosten des Marktgebietsmanagers und der Regulierung

Die Kosten des Marktgebietsmanagers inklusive der Kosten der Regulierung betragen im Jahr 2023 TEUR *****. Diese Kosten werden ebenfalls wie die OPEX mit den Planwerten des VPI auf die einzelnen Jahre der Regulierungsperiode hochgerechnet, wobei jener des Jahres 2025 auch für die weiteren Jahre angewendet wird. Anschließend wird daraus der Durchschnitt berechnet:

Die Kosten des Marktgebietsmanagers werden für die kommende Regulierungsperiode mit durchschnittlich TEUR ***** festgesetzt. Die Gesamtkosten beinhalten die Kosten der Regulierung und werden im Ausmaß der transportierten Menge (kWh) auf die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber verteilt.

Die Aufteilung zwischen den beiden Fernleitungsnetzbetreibern sieht wie folgt aus:

		2022	2023	Gesamt
AT Entry	GWh/y	336.994	160.702	497.696
TAG Entry	GWh/y	193.335	48.840	242.175
	%	57,4%	30,4%	48,7%
GCA (+BOG) E	GWh/y	143.659	111.862	255.521
	%	42,6%	69,6%	51,3%

Die Behörde hat die Aufteilung in den beiden Jahren 2022 und 2023 analysiert, da es im Jahr 2022 zu grundlegenden Änderungen bzw. Verwerfungen im europäischen Gassystem gekommen ist. Da davon auszugehen ist, dass das Jahr 2023 repräsentativer für die kommende Regulierungsperiode ist, wird dieses als Basis für die Verteilung der Kosten herangezogen. Somit werden dem Unternehmen 30,4 % der Kosten zugeordnet. Das sind TEUR *****. Da es sich hier um Planwerte handelt, werden die Kosten bei Feststehen der Ist-Werte laufend aufzurollen sein.

5.6. Sonstige Erlöse und Erträge

Erlöse aus Nebenleistungen für Netzbenutzer im Transportgeschäft, die auf Basis von verordneten Entgelten verrechnet werden, sind vom Unternehmen darzulegen und werden in der Berechnung kostenmindernd angesetzt. Das Unternehmen hat in den Aufrollungen der Jahre 2019 bis 2022 sehr niedrige sonstige Erlöse oder Erträge ausgewiesen. Da diese Beträge am Ende der Regulierungsperiode wieder aufzurollen sind und somit im Nachhinein wieder dem Markt zurückgeführt werden, werden sie vorab mit TEUR ***** festgesetzt. Da es

sich hier um Planwerte handelt, werden die Kosten bei Feststehen der Ist-Werte laufend aufzurollen sein.

5.7. Erlöse aus Auktionen

Wie in den Kapiteln 3.6 und 4.2 dargestellt, erzielte das Unternehmen am Entry Punkt in Arnoldstein jährlich hohe Auktionserlöse, die ab dem Jahr 2022 deutlich angestiegen sind. Diese betragen im Jahr 2021 noch TEUR ***** und sind in 2022 auf TEUR ***** angestiegen. Derzeit ist noch nicht absehbar, dass dieser Engpass in naher Zukunft beseitigt wird. Daher geht die Behörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis davon aus, dass diese Engpasserlöse auch in der folgenden Regulierungsperiode bestehen werden. Um spätere Aufrollungen zu reduzieren, setzt die Behörde Planerlöse für Auktionserlöse kostenmindernd in der Ausgangskostenbasis an.

Die Behörde ging im vorläufigen Ermittlungsergebnis davon aus, dass weiterhin mit sehr hohen Auktionserlösen zu rechnen ist und bildet für die Berechnung des Wertes einen 3-Jahresdurchschnitt. Da jedoch die Werte des Jahres 2023 noch nicht vorhanden sind, wird der Wert des Jahres 2022 doppelt gerechnet. Das Unternehmen wird jedoch aufgefordert, im Zuge der Stellungnahme die Auktionserlöse des Jahres 2023 zu übermitteln, sodass auch diese Werte in die Überlegung eingehen können.

Im vorläufigen Ermittlungsergebnis werden nun Planerlöse mit TEUR ***** festgesetzt. Dieser Betrag berechnet sich wie folgt: Zwei Jahre mit hohen Erlösen wie in 2022 und ein Jahr wie in 2021 *****.

Da es sich hierbei um einen Planwert handelt, werden die Kosten bei Feststehen der Ist-Werte laufend aufzurollen sein.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen schreibt in seiner Stellungnahme, dass diese Herangehensweise den Intentionen des TAR NC widersprechen würde, in dem eindeutig von einem erzielten Auktionsaufschlag, also tatsächlich realisierten Auktionsaufschlag, die Rede sei. Ein Abzug vorab würde schon die Intention zur Beseitigung des Engpasses von vornherein verunmöglichen.

Weiters merkt es an, dass im Jahr 2022 85 % der Auktionsprämien in Höhe von ***** Mio. EUR an nur drei Tagen (28.09. bis 30.09.2022) erzielt worden wären, in einer Situation, in der die Spreads zwischen dem österreichischen und dem italienischen Markt auf das ungewöhnliche Niveau von 30 EUR/MWh angestiegen seien (der normale Spread sei etwa 1,5-2 EUR/MWh in die entgegengesetzte Richtung), was extrem hohe Auktionsprämien auf die Day-Ahead-Produkte verursacht hätte. Es sei kaum erwartbar, dass eine solche außergewöhnliche Situation in naher Zukunft wieder einstellen würde.

Dazu stellt die Behörde fest, dass das Unternehmen glaubhaft dargestellt hat, dass die Auktionserlöse in den zukünftigen Jahren bei weitem nicht mehr das Niveau des Jahres 2022 erreichen werden. Somit sind die Erlöse auf einem Niveau, das nicht vorab in der Kostenbasis berücksichtigt werden muss und eine Aufrollung im Nachhinein auch ausreichend ist. Daher wird diese Vorabberücksichtigung von Auktionserlösen im Bescheid nicht durchgeführt.

5.8. Aufrollung der Methodengenehmigung aus vergangenen Jahren

Die Aufrollungen der Vergangenheit setzen sich aus 3 Positionen zusammen, die nach Stellungnahmen wie folgt aussehen:

- Aufrollung der Jahre 2019, 2020 – TEUR ***** zu Gunsten des Unternehmens
- Aufrollung der Jahre 2021, 2022 – TEUR ***** zu Gunsten des Unternehmens
- Vorläufiger Aufrollbetrag der zu viel erhaltenen Risikoprämien – TEUR *****

Der vorläufige Aufrollbetrag der Risikoprämien ab 2013 wird – wie auch bereits die Errechnung des Betrages – unverzinst berechnet. Die Behörde setzt den Aufrollzeitraum vorerst mit 15 Jahren fest. Dieser Wert kann zukünftig an die Dauer von Regulierungsperioden angepasst werden. Die jährliche Aufrollung beträgt somit TEUR ***** und der in der nächsten Periode mit finalen Werten für die Jahre 2023 und 2024 zu errechnende Betrag ist um TEUR ***** zu reduzieren und auf die weiteren Perioden zu verteilen.

Da es sich beim restlichen Betrag um keinen besonders hohen Wert handelt, wird dieser innerhalb von einer Regulierungsperiode aufgerollt. Wenn die beiden Werte zusammengerechnet werden, ergibt dies, dass das Unternehmen noch einen Betrag von TEUR ***** über die nächste Regulierungsperiode erhält. Dividiert man diesen Betrag durch die 3 Jahre der Regulierungsperiode, so erhält das Unternehmen jährlich zusätzlich TEUR *****.

6. Zusammenfassung der Kostenfeststellung

Auf Basis der zuvor beschriebenen Ermittlungsschritte ergibt sich nach Stellungnahme folgende für die Anerkennung maßgebliche Kostenübersicht in TEUR für die einzelnen Jahre der Regulierungsperiode (vgl. hierzu auch Beilage ./04):

Im Zuge der Stellungnahme des Unternehmens wurde auch darauf verwiesen, dass das vorläufige Ermittlungsergebnis zu deutlich negativen Ergebnissen ab 2025 führen würde. Dabei würden sich negative Netto-Ertragswerte von -***** bis -***** Mio. EUR in den

kommenden Jahren ergeben und entsprechend hohe Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit des Unternehmens, die Nachhaltigkeit und die Fähigkeit, Investitionen zu tätigen, haben.

Diese Kalkulation war für die Behörde nicht nachvollziehbar und sie hat auf Basis einer nachgereichten Detailaufstellung einige Adaptionen in der Kostenanerkennung vorgenommen.

Nach Anpassungen des vorläufigen Ermittlungsergebnisses und weiteren Bereinigungen stellt sich aus Sicht der Behörde folgendes Bild dar, wobei es sich hierbei nicht um eine exakte Finanzplanung handelt (Werte in Mio. EUR für das Jahr 2025):

Hierbei zeigt sich, dass durch die Anpassungen im Zuge der Bescheiderstellung das Ergebnis signifikant positiv ausfallen wird und mit einem Wert von mehr als ***** Mio. EUR zu rechnen ist. Allerdings wurden bei dieser Kalkulation keine steuerlichen Effekte berücksichtigt.

Zusätzlich ist auch im Bereich der Fremdkapitalzinsen darauf zu verweisen, dass es zu einer signifikanten Differenz zwischen anerkannten und erwarteten Kosten kommt. Diese kann allerdings auf die Finanzierungsstrategie des Unternehmens zurückgeführt werden, da für das Unternehmen demnächst eine komplette Neufinanzierung im Fremdkapitalbereich umzusetzen ist. Die Finanzierungssystematik der Behörde war allerdings dem Unternehmen bekannt und es hätte auch die Möglichkeit gehabt, laufend Refinanzierungen umzusetzen und nicht den gesamten Fremdkapitalbedarf auf einmal zu decken.

Anhand dieser Bereinigungen zeigt sich, dass die Regulierungssystematik grundsätzlich zu positiven Finanzergebnissen für das regulierte Unternehmen führt. Unstrittige Änderungen bei der Risikotragung und Finanzierungsentscheidungen bewirken allerdings entsprechend geringere Ergebnisse als in der Vergangenheit.

in Mio. EUR		2013*	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
TAG	Verzinsliches Vermögen	565,0	586,0	537,1	513,5	554,0	595,4	613,3	600,6	597,5	589,3
	Eigenkapital	163,1	220,4	217,8	223,0	211,4	200,3	222,0	232,7	216,8	319,2
	EBIT	93,1	122,7	117,4	120,9	120,0	107,3	136,6	150,0	36,8	143,2
	Gesamtrendite	16,48%	20,94%	21,86%	23,54%	21,66%	18,02%	22,27%	24,98%	6,16%	24,30%
	Jahresüberschuss	63,8	86,3	83,8	89,1	87,8	76,6	98,3	109,1	23,9	102,5
	Eigenkapitalrendite	39,12%	39,16%	38,48%	39,96%	41,53%	38,24%	44,28%	46,88%	11,02%	32,11%
	Referenzzinssatz WACC andere Netzbetreiber (vor Steuer)	6,42%	6,42%	6,42%	6,42%	6,42%	4,88%	4,88%	4,88%	4,88%	4,88%
	Referenzzinssatz EK-Zins andere Netzbetreiber (nach Steuer)	6,72%	6,72%	6,72%	6,72%	6,72%	6,12%	6,12%	6,12%	6,12%	6,12%

* BOG GmbH und Anlagen zwischen GCA und TAG bereinigt zur Vergleichbarkeit

Die Tabelle zeigt, dass das Unternehmen durch die Abgeltung der Mengenrisiken und der Kostenabgeltung anhand von Wiederbeschaffungswerten jährliche Eigenkapitalrenditen (bezogen auf den Eigenkapitalzinssatz) und Gesamtkapitalrenditen (bezogen auf den WACC) erzielen konnte, die weit über den Werten vergleichbarer Netzbetreiber ohne Risikoabgeltung gelegen sind.

7. Energiekosten und Kosten für CO₂-Zertifikate

Aufgrund der Änderungen der Aufbringungssystematik der Kosten für Verdichterenergie und CO₂-Zertifikate werden diese Kosten auch separat ermittelt. Diese werden zukünftig nur mehr über ein mengenabhängiges Entgelt verrechnet und nicht mehr über die Kapazitätsentgelte.

Das Unternehmen hat folgendes Preis-/Mengengerüst für die Energiekosten und Kosten für CO₂-Zertifikate für die Jahre 2025-2028 (im Akt: 2023-10-31-D-000531) übermittelt:

Bei den CO₂-Zertifikaten fallen lediglich die Kosten der Mitgliedschaft für die Beschaffungsmöglichkeit in der Höhe von TEUR ***** an, die sich bis 2028 auf TEUR ***** erhöht.

Bei den Preisen übernimmt das Unternehmen die Preise, die auch der zweite Fernleitungsnetzbetreiber eingereicht hat – das sind für Gas 36 EUR/MWh und beim Strom 100 EUR/MWh. Somit berechnen sich die Kosten für Brennerenergie wie folgt:

Die Behörde übernimmt die Kosten des Jahres 2025 aus folgenden Gründen als Kostenbasis für die gesamte Regulierungsperiode: Einerseits ist es wahrscheinlich, dass das Unternehmen auch in zukünftigen Auktionen Mengen für die Jahre 2026 und 2027 verkaufen wird und somit die Energiemengen nicht außerordentlich reduziert werden. Andererseits gibt die neue Methode vor, dass bei einer maßgeblichen Über- oder Unterschreitung der Energiekosten und Kosten für CO₂-Zertifikate von Ist-Kosten zu Plan-Kosten eine entsprechende Erhöhung/Reduktion der geltenden Tarife durchzuführen ist. Dies ist auch im Zusammenhang mit den Änderungen im Mengengerüst (vgl. Kapitel 8) zu sehen.

Stellungnahme und Würdigung

Das Unternehmen schreibt in seiner Stellungnahme, dass es aufgrund des veränderten Marktumfelds der Behörde bezüglich Annahmen des Gas-Preises und der CO₂ Kosten betreffend folgen könne. Jedoch dürften in den Annahmen der Behörde für den Strompreis die Netzbühren nicht inkludiert sein. Dazu übermittelt das Unternehmen folgende Aufstellung:

Dazu stellt die Behörde fest, dass einerseits der vom Unternehmen angesetzte Preis für das Netznutzungsentgelt nicht nachvollzogen werden kann. Dieser Preis erscheint bei den derzeitigen Netznutzungsentgelten zu hoch. Andererseits handelt es sich zur Errechnung dieser Kosten auch bei den Mengenangaben um einen sehr volatilen Wert, der nicht genau

geschätzt werden kann. In Verbindung mit der Tatsache, dass diese Kosten gemeinsam mit den Erlösen aus dem mengenbasierten Entgelt und den damit entstandenen Kosten auch der Jahre der vierten Regulierungsperiode (in dem das Unternehmen angibt, dass es einen Überschuss von ca. ***** Mio. EUR gehabt habe) aufgerollt wird, bleibt die Behörde bei der Kostenbasis des vorläufigen Ermittlungsergebnisses.

8. Mengengerüst

Da mit dem vorliegenden Bescheid das Mengenrisiko aufgelöst und rückabgewickelt wird, ist im Gegensatz zu vergangenen Bescheiden kein Risikomengengerüst mehr festzustellen. Das Mengengerüst ist jedoch trotzdem zweizuteilen: in jenes der Kapazitäten und in jenes für die transportierte Menge.

Es ist somit ein Planmengengerüst festzustellen, dass die tatsächlich vermarkteten Kapazitäten möglichst genau wiedergibt. Vergangenheitswerte sind aufgrund der geänderten Gasflüsse in diesem Fall wenig aussagekräftig und können deswegen hier nicht herangezogen werden. Das Unternehmen übermittelte im Verfahren ein Mengengerüst, das sich vor allem aus bereits gebuchten Kapazitäten zusammensetzt. Dementsprechend nehmen die Mengen im Mengengerüst in den einzelnen Jahren 2025, 2026 und 2027 noch weiter ab.

Die Behörde übernimmt das Mengengerüst des Jahres 2025 aus folgenden Gründen als Mengengerüst für die gesamte Regulierungsperiode: Einerseits ist es wahrscheinlich, dass das Unternehmen auch in zukünftigen Auktionen Mengen für die Jahre 2026 und 2027 verkaufen wird, die in das bisher übermittelte Mengengerüst noch nicht einberechnet wurden. Andererseits gibt die neue Methode vor, dass das Mengengerüst jährlich neu festzustellen ist. Insofern wird dieses hier festgesetzte Mengengerüst im nächsten Jahr aktualisiert.

8.1. Kapazitäts-Mengengerüst

Das Kapazitäts-Mengengerüst sieht daher wie folgt aus:

Entry-/Exit-Punkt	kWh/h
FZK Entry Baumgarten	9.211.831
FZK Entry Arnoldstein	8.746.377
FZK Exit Arnoldstein	6.683.747
FZK Exit Verteilergebiet	3.562.672
FZK Exit VG-Kärnten	471.871
DZK Entry Arnoldstein (VG)	521.331
Exit Eggendorf	1.111.503
Exit Grafendorf	166.731
Exit St. Margarethen	221.439
Exit Weitendorf	1.952.543
Exit Sulmeck-Greith	110.456
Exit Ettendorf	55.223
Exit Waisenberg	22.022
Exit Ebenthal	110.087
Exit Finkenstein	284.539

8.2. Mengengerüst für Arbeitsentgelt

Entsprechend der geänderten Referenzpreismethode (im Akt 2024-02-05-D-000648) sowie der Kostenermittlungsmethode (Beilage .01) wird das Mengengerüst für transportiertes Gas wie folgt festgesetzt:

Entry-/Exit-Punkt	kWh
Entry Baumgarten	10.071.000.000
Exit Arnoldstein	37.122.472.878
Exit Distribution Area	7.935.141.704
Entry Arnoldstein	56.898.421.144

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

Mit Einbringung der Beschwerde ist eine Eingabegebühr von **EUR 30,00** gemäß § 14 TP 6 Abs. 5 Z 1 lit. b Gebührengesetz 1957, BGBl. Nr. 267/1957 idgF, iVm § 2 BuLVwG-EGebV, BGBl. II Nr. 387/2014 idgF, fällig. Es wird ersucht, die Gebühr unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gem § 1 Abs. 3 BuLVwG-EGebV, 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.

IV. Gebührenhinweis

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

Wien, am 29.05.2023

Der Vorstand

Beilagen: (Beilagen nicht Teil der Veröffentlichung)