

Methode gem § 82 GWG 2011
der 5. Periode für die Fernleitungen der xy GmbH

INHALTSVERZEICHNIS

I.	Umfang der Methode.....	4
II.	Elemente der Methode zur Bestimmung angemessener Netzkosten.....	5
1.	Bestimmung des verzinslichen Anlagevermögens und Abschreibung.....	5
1.1.	Bestimmung des verzinslichen Anlagevermögens.....	5
1.2.	Bestimmung der Abschreibungen.....	6
2.	Berücksichtigung Umstellungseffekte aus geänderter Anerkennung eigenkapitalfinanzierter Netzanlagen.....	6
3.	Kapitalstruktur zur Bestimmung der Finanzierungskosten.....	7
4.	Ermittlung des Finanzierungskostensatzes (WACC).....	8
5.	Operative Kosten.....	9
6.	Individuelle Risikoabgeltung.....	11
7.	Energiekosten und Kosten für CO ₂ -Zertifikate.....	11
8.	Kosten des Marktgebietsmanagers und der Regulierung.....	12
9.	Sonstige Erlöse und Erträge.....	12
10.	Netzzutrittsentgelt bzw. Netzbereitstellungsentgelt.....	12
11.	Erlöse, Erlöse über Plan, Erlöse aus Zeitfaktoren sowie Übererlöse aus Auktionsaufschlägen, Nettoerlöse aus Rückgaben von kontrahierter Kapazität, Erlöse aus unterbrechbarer Kapazität, Erlöse aus der Anwendung des Day-ahead UIOLI Mechanismus und des langfristigen UIOLI.....	14
12.	Anreize für ein Überbuchungs- und Rückkaufsystem.....	15
13.	Weitere Anreize für Fernleitungsnetzbetreiber – Qualitäts- und Leistungskriterien (Bonus/Malus-System).....	15
14.	Aufrollung der Plan-Ist-Differenzen und Aktualisierungen während der Regulierungsperiode.....	16
14.1.	Erfassung von Aufrollungsbeträgen (Regulierungskonto).....	16
14.2.	Aufrollungen mit einem zweijährigen Zeitverzug („T-2-Verzug“).....	16
14.3.	Aufrollungen mit einem dreijährigen Zeitverzug („T-3-Verzug“).....	17
14.4.	Berücksichtigung neuer Planwerte.....	17
14.5.	Vorgehen.....	17
III.	Mengengerüst für Entgeltbestimmung.....	19
1.	Ermittlung des Mengengerüsts.....	19

2.	Mengenrisiko	19
IV.	Behandlung neu zu schaffender Kapazität aus geplanten Investitionsprojekten	20
V.	Ausgleichszahlungen - § 70 Abs. 2 GWG 2011	21
VI.	Forschungs- und Innovationsbudget.....	21

I. Umfang der Methode

Die Methode gilt für die Kostenermittlung und Rahmenbedingungen für die Entgeltfestsetzung der xy GmbH für die 5. Periode, d.h. für den Zeitraum 1.1.2025 bis 31.12.2027. Hiervon umfasst sind sämtliche Ein- und Ausspeisepunkte der Fernleitung(en) des Fernleitungsnetzbetreibers, wobei die angewandte Methode die angemessenen Kosten folgender Fernleitungsanlagen gemäß GWG 2011 Anhang 2 beinhaltet:

- xyz

Bei Änderung der Anlage 2 GWG 2011 während der Periode kann eine vorzeitige Rekalkulation der Kosten vorgenommen werden.

Die Methode legt die Bestimmung der Kosten und des Mengengerüsts sowohl für das kapazitätsbezogene Entgelt als auch für das mengenbezogene Entgelt fest.

II. Elemente der Methode zur Bestimmung angemessener Netzkosten

Die Methode berücksichtigt eine angemessene Rendite auf das im Unternehmen gebundene Kapital (bzw. das verzinsliche Anlagevermögen) sowie angemessene Kosten für Abschreibungen, laufende Betriebskosten (beeinflussbare und nicht beeinflussbare) und anteilige Kosten für den Marktgebietsmanager und die Regulierung. Diese Kosten müssen transparent sein, der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, Ist-Kosten widerspiegeln soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Berücksichtigt sind hierbei auch künftige Investitionen, die grundsätzlich anerkannt werden.

Die durch Anwendung der Methode durch den Fernleitungsnetzbetreiber ermittelte Höhe der Kosten ist der Regulierungsbehörde gemäß § 82 Abs. 3 GWG 2011 nachzuweisen und durch die Vorlage sämtlicher Kosten- und Kalkulationsgrundlagen zu belegen.

Die mit dieser Methode bestimmten Kosten beinhalten die Berücksichtigung allfälliger Über- und Unterdeckungen der vorangegangenen Perioden.

1. Bestimmung des verzinslichen Anlagevermögens und Abschreibung

1.1. Bestimmung des verzinslichen Anlagevermögens

Die Basis zur Bestimmung des verzinslichen Anlagevermögens („regulated asset base“ bzw. „RAB“) bildet neben den, in den Jahresabschlüssen erfassten, langfristigen Anlagegütern (exkl. Finanzanlagen) auch geplante künftige kapazitätserweiternde Ausbaumaßnahmen und geplante künftige (Re-) Investitionen zur Aufrechterhaltung sowie dem sicheren Betrieb des bestehenden Leitungsnetzes.

Für sämtliche Anlagen des RAB wird der unternehmensrechtliche Wert auf Basis der nominellen Werte aus den Jahresabschlüssen (Buchwerte) angesetzt.

Davon abgezogen werden Kapazitätsaufrollungen der Jahre 2017-2024, wenn sich das Unternehmen für die Aufrollung über das RAB gemäß seinem Wahlrecht, wie in der Methode für die 3. bzw. 4. Periode möglich, entschieden hatte (siehe dazu auch Methode 2013 und 2017).

Auf Basis der Bestandsanlagen sowie der geplanten Neuinvestitionen für die 5. Periode wird eine jährliche Gesamt-RAB für die Periode bestimmt. Ziel ist die Bestimmung einer möglichst genauen jährlichen Plan-RAB für die Anwendungsdauer der Methode, um Aufrollungen aus

dem Titel der Kapitalkosten gering zu halten. Die RAB wird entsprechend Kapitel 14.3 jährlich mit einem T-3-Verzug aktualisiert. Dabei erfolgt eine separate Erfassung der Anlagen, die bis Ende 2024 bzw. ab Anfang 2025 angeschafft werden. Dies ist für die Anwendung der unterschiedlichen WACC für Alt- bzw. Neuanlagen gemäß Kapitel 4 notwendig.

1.2. Bestimmung der Abschreibungen

Die Ermittlung der Abschreibungen erfolgt anhand der in den Jahresabschlüssen ausgewiesenen Werte.

2. Berücksichtigung Umstellungseffekte aus geänderter Anerkennung eigenkapitalfinanzierter Netzanlagen

In den vorgehenden Regulierungsperioden wurde die Abgeltung der mittels Eigenkapital finanzierten Netzanlagen (bis 2020) anhand von Wiederbeschaffungswerten und realen Zinssätzen ermittelt. Im Zuge der Umstellung auf ein mit Verteilernetzbetreibern vergleichbares Regulierungssystem inkl. der Einführung eines Regulierungskontos für Erlösdifferenzen, wobei Mehr- und Mindererlöse nachträglich ausgeglichen werden, erfolgt auch ein Abstellen nur auf Buchwerte in der Kapitalkostenanerkennung.

Um einen gleitenden Übergang auf die neue Systematik zu bewerkstelligen, werden nur 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 in der laufenden Regulierungsperiode aus. Die wirtschaftlichen Effekte werden somit in voller Höhe erst ab der kommenden 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

für das Jahr 2022 (dies ist der letztverfügbare Wert) unter Anwendung der zukünftig gültigen Zinssätze (siehe Kapitel 4) und einer Inflation von 2,5 %¹ für die Bestimmung des realen Zinssatzes.

¹ 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%), mit Datenbasis 31. Jänner 2024“

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).

3. Kapitalstruktur zur Bestimmung der Finanzierungskosten

Gemäß § 82 Abs. 1 iVm § 80 Abs. 3 GWG 2011 sind Finanzierungskosten aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie des geltenden Ertragssteuersatzes zu bestimmen. Als Normkapitalstruktur wird ein Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital von 40 zu 60 angenommen.

Die Normkapitalstruktur hat generelle branchenübergreifende Faktoren zu berücksichtigen. Sollte die in der Normkapitalstruktur angegebene Eigenkapitalquote um mehr als 10% (bezogen auf das Eigenkapital – nicht Gesamtkapital) unterschritten werden, so wird basierend auf den Vorgaben des § 80 Abs. 3 GWG 2011 die tatsächliche Kapitalstruktur dieses Unternehmens mit unveränderten Eigen- und Fremdkapitalzinssätzen für die Ermittlung des WACC herangezogen. Ein höherer Eigenkapitalanteil hingegen hat gemäß dem aktuellen gesetzlichen Rahmen keine Auswirkung auf die Festlegung des Zinssatzes.

Im Falle von außerordentlichen Entwicklungen, die auf die Bilanzstruktur einwirken, ohne den Eigenkapitalbestand langfristig und nachhaltig zu verringern, kann auch eine Durchschnittsbildung über die aufzurollende Regulierungsperiode bei der Überprüfung der Normkapitalstruktur erfolgen.

Die Ermittlung der Kapitalstruktur erfolgt auf Basis der Buchwerte und ist vom Unternehmen nachzuweisen. Eine Überprüfung der jährlichen Vergangenheitswerte erfolgt durch die Regulierungsbehörde im Zuge der Ermittlung der Kapitalkosten für die folgende Periode.

Die Überprüfung der Einhaltung der Kapitalstruktur erfolgt folgendermaßen (auf Grundlage der Buchwerte im Jahresabschluss):

+ Immaterielles Anlagevermögen

+ Sachanlagevermögen

- passivierte Baukostenzuschüsse
- +/- etwaige erforderliche Korrekturen

Verzinsliche Kapitalbasis

- verzinsliches Fremdkapital (Pensionsrückstellungen, Darlehen, Anleihen)
-

Durch EK finanziertes Vermögen

EK-Anteil = Durch EK finanziertes Vermögen / Verzinsliche Kapitalbasis

4. Ermittlung des Finanzierungskostensatzes (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 dem Krieg in der Ukraine seit 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 bis 31.12.2024 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 Quantifizierung des $WACC_{\text{Neuinvest}}$ erfolgt auf Basis von Renditen der jüngsten Vergangenheit, um die aktuellen Entwicklungen auf dem Finanzmarkt stärker berücksichtigen zu können.² Im Laufe der Periode wird beim $WACC_{\text{Neuinvest}}$ eine jährliche Aktualisierung der angemessenen Zinsen für Neuinvestitionen durchgeführt, wobei in der WACC-Formel

² 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.

ausschließlich die Fremdkapitalzinsen und der risikolose Basiszins bei der 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.

Die Zusammensetzung der Finanzierungskostensätze für die 5. Periode sowie ein Vergleich zur 4. Periode werden in der folgenden Abbildung 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%	1,16%	3,08%	<i>Wird jährlich aktualisiert</i>
FK-Zins	1,41%	2,26%	3,99%	<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%	7,25%	9,74%	<i>Wird jährlich aktualisiert</i>
EK-Zins nach Steuern	4,91%	5,58%	7,50%	<i>Wird jährlich aktualisiert</i>
FK-Zins vor Steuern	1,61%	2,46%	4,19%	<i>Wird jährlich aktualisiert</i>
WACC vor Steuern	3,58%	4,37%	6,41%	<i>Wird jährlich aktualisiert</i>
WACC nach Steuern	2,69%	3,37%	4,94%	<i>Wird jährlich aktualisiert</i>

Abbildung 1: Festlegung der Finanzierungskostensätze gemäß § 80 GWG 2011.

5. Operative Kosten

Operative Kosten werden nicht für jede Fernleitung einzeln, sondern für die Gesamtheit der Fernleitungen (gemäß Anlage 2 GWG 2011) des Fernleitungsnetzbetreibers ermittelt. Die Prüfung der beeinflussbaren operativen Kosten erfolgt anhand letztverfügbarer Jahresabschlüsse, unter Einbeziehung von Vorjahren, welche mitunter Glättungen nach sich zieht.

Die beeinflussbaren operativen Kosten (d.h. exkl. Energiekosten, Kosten für CO₂-Zertifikate, anteilige Marktgebietsmanager (MGM)-Kosten und anteilige Regulierungskosten gemäß § 32 Abs. 1 E-ControlG sowie eventuell weitere noch zu bestimmende nicht beeinflussbare Kosten) werden auf das erste Jahr der Anwendung der Methode hochgerechnet. Für diese Hochrechnung wird einerseits eine Inflationsabgeltung („Netzbetreiberpreisindex“ bzw. „NPI“) der Jahre 2023 und 2024 (1.1.2023 bis 31.12.2024) angewendet und andererseits ein X_{gen} von 0,4 % p.a.. Dieser orientiert sich an der Festlegung für Verteilernetzbetreiber und ist auf Basis der Vergleichbarkeit der Tätigkeit von Verteilernetz- und Fernleitungsnetzbetreiber als angemessen anzusehen.

Für die 5. Periode von 1.1.2025 bis 31.12.2027 werden somit die Kosten jährlich einerseits weiterhin um den NPI erhöht und andererseits um einen Abschlagsfaktor (bestehend aus genereller („ X_{gen} “) und individueller Einsparungszielvorgabe („ X_{ind} “)) reduziert.

Als Planwert für den NPI wird jeweils ein Wert von 2,5 % angewendet. Dieser Wert wird jeweils mit dem T-3-Verzug (siehe Kapitel 14.3) mit dem tatsächlichen NPI der jeweiligen Periode aktualisiert. Eine Änderung des Kostenwertes bedingt auch eine Änderung der Ausgangsbasis für die Berechnung der darauffolgenden Jahre.

Der Abschlagsfaktor beinhaltet einerseits den bereits oben beschriebenen generellen Abschlagsfaktor X_{gen} von 0,4 %. Um sicherzustellen, dass das Unternehmen einen in § 82 Abs. 1 GWG 2011 geforderten Effizienzfortschritt erzielt, ist auch ein individueller Abschlagsfaktor X_{ind} entsprechend der Effizienz des Unternehmens anzuwenden.

Derzeit läuft noch ein internationaler Effizienzvergleich europäischer Fernleitungsnetzbetreiber von CEER, der vor oder während der laufenden 5. Regulierungsperiode höchstwahrscheinlich abgeschlossen werden wird. Sofern die Daten, Ergebnisse und Ableitungen hieraus von der Regulierungsbehörde als angemessen beurteilt werden, wird ein individueller Abschlagsfaktor (bei einer Aufholdauer der Ineffizienzen von 7,5 Jahren) berechnet werden und dieser nachträglich auf die OPEX während der Regulierungsperiode angewendet und diese somit neu berechnet.

Der gesamte Abschlagsfaktor (X_{gen} und X_{ind}) beträgt in Summe jährlich maximal 2,0 %.

Aus neuen gesetzlichen Anforderungen (z.B. zusätzliche IT-Kosten aufgrund neuer rechtlicher Vorgaben zur Netz- und Informationssicherheit (bzw. „NIS-Guideline“); EU-Verordnung zu Methan-Emissionsreduktion im Energiesektor) entstehen dem Unternehmen voraussichtlich 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).

Nicht beeinflussbare operative Kosten des Fernleitungsnetzbetreibers werden ohne Anwendung von Produktivitätsfaktoren angesetzt. Im Zuge der nächsten Methodenüberprüfungs-Verfahren überprüft die Regulierungsbehörde die Abweichungen zwischen Plan- und Istwerten. Jegliche Abweichungen der nicht beeinflussbaren operativen Kosten werden gemäß Kapitel II.15 einer Aufrollung unterzogen.

6. Individuelle Risikoabgeltung

Aufgrund der Übernahme des Risikos durch das Kundenkollektiv entfällt die individuelle Risikoabgeltung ab der 5. Periode. Für Details zu dieser Überwälzung wird auf Kapitel III.2 verwiesen.

7. Energiekosten und Kosten für CO₂-Zertifikate

Die Energiekosten und Kosten für CO₂-Zertifikate werden getrennt von den sonstigen Betriebskosten ausgewiesen und bei effizienter Gebarung jährlich mit den tatsächlichen Werten ohne Abschlag berücksichtigt. Energiekosten umfassen Brenngas, Strom, Netznutzungsentgelte für Strom, Gebühren und Kosten im Zusammenhang mit geltenden Verordnungen, Netzverluste bzw. Brenngasverluste sowie Messdifferenzen. Diese Kosten sind die Grundlage für das mengenbasierte Entgelt.

Über- oder Unterschreitung der Energiekosten und Kosten für CO₂-Zertifikate von Ist-Kosten zu Plan-Kosten werden mit dem T-3-Verzug entsprechend Kapitel 14.3 jährlich aufgerollt. Ebenso werden die Plankosten für das jeweils nächste Jahr jährlich aktualisiert und entsprechend Kapitel 14.4 neu in der Kostenbasis für das mengenbezogene Entgelt berücksichtigt. Die Beschaffung der Verdichterenergie (Gas und / oder Strom) hat in diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren zu erfolgen und wird von der Regulierungsbehörde auf Angemessenheit geprüft. Die Energiekosten für Elektroverdichter werden vom Unternehmen getrennt für die Energiekosten und die Netznutzungsentgelte der jeweiligen Netzebene ausgewiesen.

8. Kosten des Marktgebietsmanagers und der Regulierung

Die Kosten des Marktgebietsmanagers werden ohne Abschlag berücksichtigt. Die Regulierungskosten sind gemäß § 32 Abs.1 E-ControlG in den dem jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber zugeordneten anteiligen Marktgebietsmanagerkosten enthalten. Für beide Werte wird je ein Planwert ermittelt und in der Folge einer T-2-Aufrollung entsprechend Kapitel 14.2 unterzogen.

9. Sonstige Erlöse und Erträge

Erlöse aus Nebenleistungen für Netzbenutzer im Transportgeschäft sind vom Unternehmen darzulegen und werden in der Berechnung kostenmindernd angesetzt. Für Erlöse außerhalb des regulierten Bereiches (z.B.: Dienstleistungsverrechnungen zwischen Netzbetreibern, Bilanzgruppenbetreuung) ist vom Unternehmen nachzuweisen, dass – wenn die Erlöse nicht entsprechend dieser Bestimmung von den Kosten abgezogen werden – die entsprechenden Kosten ebenfalls nicht dem regulierten Bereich zugeordnet werden. Gelingt dieser Nachweis nicht, werden diese Erlöse ebenfalls in der Berechnung kostenmindernd angesetzt.

10. Netzzutrittsentgelt bzw. Netzbereitstellungsentgelt

Durch das Netzzutrittsentgelt werden dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der Anschlussleistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind. Das Netzzutrittsentgelt ist einmalig zu entrichten und dem Netzbenutzer auf transparente und nachvollziehbare Weise darzulegen. Sofern die Kosten für den Netzanschluss vom Netzbenutzer selbst getragen werden, ist die Höhe des Netzzutrittsentgelts entsprechend zu vermindern. Das Netzzutrittsentgelt ist aufwandsorientiert zu verrechnen.

Das Netzbereitstellungsentgelt wird Netzbenutzern bei der Herstellung des Netzanschlusses oder bei einer Erhöhung der vertraglich vereinbarten Höchstleistung als leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses verrechnet. Es bemisst sich nach dem vereinbarten Ausmaß der Netznutzung. Es ist anlässlich des Abschlusses des Netzzugangsvertrages bzw. bei einer Erhöhung der vertraglich vereinbarten Höchstleistung einmalig in Rechnung zu stellen.

Geleistete Netzbereitstellungsentgelte sind auf Verlangen des Netzbenutzers innerhalb von 15 Jahren ab dem Zeitpunkt der Bezahlung nach einer mindestens drei Jahre ununterbrochen

dauernden Verringerung der gesamten vertraglich vereinbarten Höchstleistung des Netzbenutzers oder drei Jahre nach Stilllegung des Netzanschlusses des Netzbenutzers anteilig im Ausmaß der Verringerung der gesamten vertraglich vereinbarten Höchstleistung rückzuerstatten.

Die Buchwerte der vom Netzbetreiber eingenommenen Baukostenzuschüsse reduzieren die RAB.

11. Erlöse, Erlöse über Plan, Erlöse aus Zeitfaktoren sowie Übererlöse aus Auktionsaufschlägen, Nettoerlöse aus Rückgaben von kontrahierter Kapazität, Erlöse aus unterbrechbarer Kapazität, Erlöse aus der Anwendung des Day-ahead UIOLI Mechanismus und des langfristigen UIOLI

Die gesamten IST-Erlöse (IST-Tarife x IST-Menge) sind mit den Planerlösen (IST-Tarife x Plan-Menge) einer jeweiligen Entgeltperiode zu vergleichen, wobei wesentliche Effekte aus der Entgeltfestlegung (Ausgleichszahlungen) bei der Aufrollung mit zu berücksichtigen sind. Nach erfolgtem Abzug ist wie folgt vorzugehen:

Erlöse über Plan (Mehrmengen gegenüber Tarifmengengerüst) bzw. Mindererlöse unter Plan (inkl. Erlöse aus Zeitfaktoren) sowie Übererlöse aus Auktionsaufschlägen (über dem verordneten Entgelt bzw. über dem Mindestpreis), Erlöse aus unterbrechbarer Kapazität, Engpassmanagement-Maßnahmen, das sind Nettoerlöse³ aus Rückgaben von kontrahierter Kapazität, Erlöse aus der Anwendung des Day-ahead UIOLI (Use It Or Lose It) Mechanismus und des langfristigen UIOLI der Periode vor der Kostenfeststellung, werden aufgerollt.

Diese Über-/Mindererlöse werden entsprechend Kapitel II.14 bzw. 14.2 jährlich bis 15. März des darauffolgenden Jahres überprüft und gemäß Art. 17 ff der Verordnung (EU) 2017/460 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (**TAR NC**) in der jeweiligen Ausgleichsperiode und im Übrigen in der Kostenrekalkulation kostenmindernd/-erhöhend über einen Zeitraum von einem oder mehreren Jahren berücksichtigt.

³ Der Nettoerlös ist die Differenz zwischen dem Entgelt gemäß dem bestehenden Kapazitätsvertrag für die zur Weitervermarktung zurückgegebene Kapazität und einem möglichen vom Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen einer Weitervermarktung erzielten höheren Entgelts inklusive etwaiger Auktionsaufschläge („Surcharges“).

12. Anreize für ein Überbuchungs- und Rückkaufsystem

Ein Überbuchungs- und Rückkaufsystem bietet den Fernleitungsnetzbetreibern einen Anreiz, zusätzliche Kapazität unter Berücksichtigung der technischen Bedingungen, etwa des Brennwertes, der Temperatur und des erwarteten Verbrauchs sowie der in den angrenzenden Netzen verfügbaren Kapazität, bereitzustellen. Die Fernleitungsnetzbetreiber wenden hinsichtlich der Neuberechnung der technischen oder zusätzlichen Kapazität einen dynamischen Ansatz an. Das Überbuchungs- und Rückkaufsystem beruht dabei auf einer Anreizregelung, die sich an den Risiken orientiert, die für den Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Anbieten zusätzlicher Kapazität verbunden sind. Zusätzliche Kapazität wird in diesem Zusammenhang definiert als die verbindliche Kapazität, die zusätzlich zu der technischen Kapazität eines Netzkopplungspunktes angeboten wird.

Die Ausgestaltung des Überbuchungs- und Rückkaufsystems sowie der damit verbundenen Anreizregelung bedarf einer Genehmigung durch die Regulierungsbehörde gemäß Punkt 2.2.2. des Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009. Für die Schaffung dieses Systems und den damit verbundenen Risiken verbleiben bis zu 90% der Erlöse beim Fernleitungsnetzbetreiber.

13. Weitere Anreize für Fernleitungsnetzbetreiber – Qualitäts- und Leistungskriterien (Bonus/Malus-System)

Dieses Kapitel entfällt in der 5. Regulierungsperiode.

14. Aufrollung der Plan-Ist-Differenzen und Aktualisierungen während der Regulierungsperiode

Bei der Rekalkulation der Kosten (CAPEX, nicht beeinflussbare operative Kosten, NPI- und X_{ind} -Aufrollung der beeinflussbaren OPEX, Energiekosten, CO₂-Kosten, MGM-Kosten und Regulierungskosten gemäß § 32 Abs. 1 E-ControlG) sowie der Erlöse ist die Aufrollung von Plan-Ist-Differenzen notwendig. Dabei sollen diese Plan-Ist-Differenzen möglichst zeitnah beseitigt werden.

14.1. Erfassung von Aufrollungsbeträgen (Regulierungskonto)

Grundsätzlich sind im Regulierungskonto (Art. 17 ff TAR NC) Aufrollungen aus zwei unterschiedlichen Bereichen zu erfassen:

- Mengenbasierte Aufrollungen:
 - Erlöse aus dem mengenbasierten Entgelt
 - Ausgleichszahlungen aus dem mengenbasierten Entgelt
 - Energiekosten (Strom und Gas) sowie Netzverluste, Brenngasverluste und Messdifferenzen)
 - CO₂-Kosten
- Kapazitätsbasierte Aufrollungen
 - Alle anderen Positionen

Die Ergebnisse der Differenzermittlungen (Überdeckungen oder Unterdeckungen des Regulierungskontos) müssen im Rahmen des Jahresabschlusses des Unternehmens aktiviert bzw. passiviert werden. Die Bewertung der Posten richtet sich nach den geltenden Rechnungslegungsvorschriften.

Unabhängig von der Bilanzierung der Differenzen erhöhen/reduzieren die jeweiligen Aufrollungsbeträge die Kostenbasis für die nächste(n) Entgeltperiode(n).

14.2. Aufrollungen mit einem zweijährigen Zeitverzug („T-2-Verzug“)

Die Daten für folgende Werte stehen rechtzeitig zur Verfügung und sollen deswegen im Folgejahr berechnet werden und für das dem Folgejahr darauffolgenden Jahr berücksichtigt werden (T-2-Verzug):

- Erlöse aus dem kapazitätsbasierten Entgelt
- Erlöse aus dem mengenbasierten Entgelt

- Erlöse aus Auktionen
- Erlöse aus unterbrechbaren Tarifen
- Erlöse aus Engpassmanagement-Maßnahmen
- Erlöse aus grenzquerender Speichernutzung
- Kosten des Marktgebietsmanagers und Regulierungskosten
- Über-/Unterdeckung aus Tarifierung
- Bezahlte / Erhaltene Ausgleichszahlungen

14.3. Aufrollungen mit einem dreijährigen Zeitverzug („T-3-Verzug“)

Da die finalen Werte nicht rechtzeitig für eine Aufrollung im Folgejahr zur Verfügung stehen, sollen die folgenden Werte im zweiten Jahr nach dem Auftreten berechnet und für das Folgejahr berücksichtigt werden (T-3-Verzug):

- CAPEX (Abschreibungen sowie Finanzierungskosten aufgrund von Buchwertdifferenzen zwischen Plan- und Ist-Daten)
- NPI- und X_{ind} -Aufrollung der beeinflussbaren OPEX
- Energiekosten
- CO₂-Kosten
- Sonstige Erlöse
- Schiedsgerichtskosten
- AGORA-Kosten
- Forschungsprämie

14.4. Berücksichtigung neuer Planwerte

Gleichzeitig sollen die folgenden Planwerte für die restliche Regulierungsperiode jährlich aktualisiert werden:

- Mengengerüst (Kapazität und Arbeit)
- Energiekosten und CO₂-Kosten
- Planinvestitionen

14.5. Vorgehen

Eine jährliche Aufrollungspraxis soll in den Jahren 2025 und 2026 auch ehestmöglich auf noch nicht berücksichtigte Plan-Ist-Differenzen der 4. Regulierungsperiode (2021-2024) angewendet werden. Bereits berechnete aber noch nicht abgeschlossene Aufrollungen aus

vorhergehenden Regulierungsperioden sollen entsprechend der bisherigen Vorgehensweise fortgesetzt werden.

Das letzte Geschäftsjahr, oder die beiden letzten Geschäftsjahre einer Periode ist, oder sind zum Zeitpunkt der Überprüfung noch nicht abgeschlossen und kann, oder können daher jeweils erst im Rahmen von Überprüfungen der darauffolgenden Periode aufgerollt werden.

Die Differenzbeträge der CAPEX sind jedes Jahr mit dem angemessenen Fremdkapitalzinssatz für Neuinvestitionen auf das Jahr der Berücksichtigung aufzuzinsen. Hierdurch soll vermieden werden, dass Anreize zur Über- und Unterschätzung der tatsächlichen Aufwendungen entstehen.

Um die jährliche Aufrollung durchführen zu können, übermittelt das Unternehmen die entsprechenden Daten der Punkte 14.2 und 14.4 bis zum 10. Jänner des Folgejahres und die Daten des Punktes 14.3 bis zum 30. Juni des Folgejahres.

III. Mengengerüst für Entgeltbestimmung

1. Ermittlung des Mengengerüsts

Aufgrund der Überwälzung des Mengenrisikos auf das Netznutzerkollektiv entfällt ab der 5. Regulierungsperiode das Risikomengengerüst.

Wegen der derzeit volatilen Auslastungen der Gasleitungen und der starken Veränderung in den letzten beiden Jahren wird das Mengengerüst nicht anhand des Durchschnitts der Buchungen der Vergangenheit ermittelt, sondern jährlich anhand der bestehenden Buchungen und erwarteten Buchungen. Es fließen darin neben den Jahreskontrakten auch kurzfristigere Kapazitätsbuchungen ein. Um eine Berücksichtigung für die Entgelte des nächsten (Gas-) Jahres zu ermöglichen, hat diese Ermittlung jeweils bis Ende Februar zu erfolgen.

Fernleitungsnetzbetreiber haben alle Anstrengungen zu unternehmen, um bestehende langfristige Verträge über Kapazitätsbuchungen bis zu deren Laufzeitende aufrecht zu erhalten (Prinzip pacta sunt servanda). Langfristige Kapazitätsbuchungsverträge, die aufgrund eines von der Behörde festgestellten Unternehmensverschuldens vorzeitig beendet oder eingeschränkt werden, werden bei der nächstfolgenden Feststellung der Kosten je nach Mitverschulden gänzlich oder teilweise kostensenkend berücksichtigt.

2. Mengenrisiko

Das Mengenrisiko für die Netzbetreiber entfällt. Risikoerlöse und eingetretene Risiken zwischen 2013 und 2024 werden rückabgewickelt. Die Rückabwicklung der Erlöse und Kosten aus dem bisher vom Netzbetreiber übernommenen Risiko erfolgt unverzinst.

IV. Behandlung neu zu schaffender Kapazität aus geplanten Investitionsprojekten

Für neu zu schaffende Kapazität sind die dafür geplanten Kosten und das dafür geplante Mengengerüst an neuen bzw. bestehenden Entry-Exit-Punkten je Projekt und Flussrichtung gesondert auszuweisen. Unter neu zu schaffenden Kapazitäten ist die in Artikel 3 (1) CAM NC angeführte Begriffsbestimmung zu verstehen.

Soweit von der Regulierungsbehörde nicht anders entschieden, müssen die Kosten je Projekt, die durch Erlöse aus dem, durch die neu zu schaffende Kapazität resultierenden Mengengerüst je Projekt abgedeckt sein. Die Kosten werden in diesem Fall mittels Bescheid festgestellt.

Die Kosten geplanter Investitionsprojekte werden grundsätzlich gemäß Kapitel II.1, II.3, II.4 und II.5 der gegenständlichen Methode ermittelt. Unbeschadet der Aufrollung der damit verbundenen CAPEX (vgl. Kapitel II.1 und II.14) werden die Plan-OPEX am Ende der Periode, in der sie erstmalig anfallen, mit den tatsächlichen OPEX verglichen und gegebenenfalls aufgerollt. Ab diesem Zeitpunkt werden die Ist-OPEX entsprechend der dann jeweils gültigen Methode in den Gesamt-OPEX berücksichtigt. Das Mengengerüst wird aufgrund von Planwerten in die Berechnung mitaufgenommen. Sofern das Projekt realisiert wird, erfolgt die zukünftige Mengenfeststellung wie in Kapitel III dargestellt.

V. Ausgleichszahlungen - § 70 Abs. 2 GWG 2011

Entsteht eine Über- oder Unterdeckung der festgesetzten Kosten der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber durch die Entgeltfestsetzung, so sind diese durch monatliche Zahlungen unter den Fernleitungsnetzbetreibern auszugleichen.

Die Ausgleichszahlungen sind aufgrund der tatsächlich eingehobenen Entgelte zu leisten, d.h. der Anteil der geplanten Ausgleichszahlungen an den geplanten Erlösen des ausgleichszahlungspflichtigen Unternehmens aus Fernleitungsentgelten stellt die Grundlage für die Berechnung der von diesem Unternehmen aufgrund der tatsächlich eingehobenen Entgelte zu leistenden Ausgleichszahlung dar. Die genaue Vorgehensweise ist in Kapitel 1.5 der Referenzpreismethode (Anhang 3a zur GSNE-VO 2013 - 2. Novelle 2024) beschrieben.

VI. Forschungs- und Innovationsbudget

In der 5. Periode wird den Fernleitungsnetzbetreibern jährlich ein pauschales Forschungs- und Innovationsbudget (F&I-Budget) in Höhe von 0,6 % der ermittelten beeinflussbaren Betriebskosten gewährt. Die Behörde möchte damit die Innovationskraft der österreichischen Unternehmen stärken. Mit Hilfe dieses Budgets werden den Unternehmen notwendige finanzielle Ressourcen für die Transformation des Gasnetzes im Hinblick auf die Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit gemäß §79 Abs. 1 GWG 2011 zur Verfügung gestellt. Das Ziel ist, die österreichischen Gasnetze im Sinne der europäischen und nationalen Dekarbonisierungsziele hin zu erneuerbaren Gasen modifizieren zu können.

Die Zielsetzung für dieses Budget sind Innovationen innerhalb der folgenden Themenbereiche: Versorgungssicherheit, Wasserstofftauglichkeit sowie alternative Nutzungsmöglichkeiten der Netze, Digitalisierung, Verringerung der Methanemissionen, Redimensionierung von Netzen (bzw. Wirtschaftlichkeitstests) und Förderung der Energieeffizienz. Bei diesen Themenbereichen muss vorab eine grundsätzliche Differenzierung vorgenommen werden:

- Die notwendigen Kosten zur gewöhnlichen Erfüllung der gesetzlich definierten Aufgaben der Fernleitungsnetzbetreiber (§ 58 Abs. 1 GWG 2011), werden bereits von den sonstigen zuerkannten Kosten abgedeckt und können daher nicht im Rahmen des Innovationsbudgets geltend gemacht werden.
- Unter einer Innovation versteht die gegenständliche Systematik, angelehnt an § 2 Z 20 Bundesvergabegesetz 2018, eine Einführung bzw. Realisierung neuer oder deutlich

verbesserter Prozesse und Methoden in Bezug auf die Geschäftspraxis bzw. den Betrieb der Gasnetze.

- Bei den Forschungstätigkeiten, die durch das Innovationsbudget ermöglicht werden sollen, muss stets das Ziel der Zukunftsfähigkeit der österreichischen Gasnetze im Sinne eines Dekarbonisierungs- und Transformationspfades im Vordergrund stehen.⁴ Ein entsprechender Nutzen muss realistisch erwartbar sein.

Um eine effiziente Abwicklung zu gewährleisten, können Forschungsprojekte von den Netzbetreibern selbst oder auch in einem Projektkonsortium abgewickelt werden. Bei zweiterem muss gewährleistet werden, dass es nicht zu mehrfachen Finanzierungen bzw. Kostenanerkennungen bei den Unternehmen sowie externen Forschungseinrichtungen kommt. Zudem ist eine nicht-diskriminierende Auswahl potenzieller Forschungspartner:innen sicherzustellen.

Ein wesentliches Grundprinzip hinter dem F&I-Budget ist, dass von den Netzbetreibern nicht verwendete Mittel nach Ende der Regulierungsperiode kostenmindernd bei jedem Netzbetreiber berücksichtigt werden. Sie fließen somit wieder durch geminderte Netzentgelte an die zahlenden Netzbenutzer zurück. Durch diese Refundierung wird dem Grundsatz der Kostenwahrheit (§ 79 Abs. 1 GWG 2011) Rechnung getragen und sichergestellt, dass das Budget nur für die definierten Zwecke angewendet wird. Auch ist sicherzustellen, dass etwaige Kapitalkosten, die über den Kapitalkostenabgleich abgegolten sind, keine doppelte Berücksichtigung finden. Genauso können keine laufenden Betriebskosten angesetzt werden, die bereits über den Kostenpfad abgegolten werden.

Von einer jährlichen Rückerstattung nicht genutzter Mittel wird abgesehen, da Forschungs- und Innovationsprojekte üblicherweise über mehrere Jahre laufen. Daher wird für die Netzbetreiber das Ansparen bzw. die Nutzung der Mittel während der gesamten Regulierungsperiode möglich sein.⁵ Sollte es allerdings absehbar sein, dass ein wesentlicher Teil der Mittel nicht benötigt wird, kann eine frühere Rückführung der Mittel erfolgen.

Über die Höhe und Verwendung der Mittel hat jeder Netzbetreiber jährlich, jeweils bis zum 31. März des Folgejahres, einen Bericht zu erstellen. Die gemeinsame Erstellung von Berichten ist dabei zulässig. Zudem ist ein weiteres wesentliches Grundprinzip des F&I-

⁴ Vgl. idS auch die Gesetzesmaterialien zum Vergaberechtsreformgesetz (ErlRV 69 dB XXVI. GP, S. 11).

⁵ Hier sei explizit erwähnt, dass beim Ansparen der durch das Innovationsbudget zur Verfügung gestellten Mittel diese nicht mit einem Inflationsindex angepasst werden.

Budgets, dass Fernleitungsnetzbetreiber die aus diesem Budget finanzierten Forschungs- und Innovationsergebnisse nicht einzig bei sich im Unternehmen behalten dürfen, sondern der Öffentlichkeit im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums zur Verfügung stellen müssen. Dadurch möchte die Behörde sicherstellen, dass bspw. auch Studierende von den Projekten profitieren können. Daher müssen die Projekte inklusive einer klaren Beschreibung zumindest auf der jeweiligen Netzbetreiberhomepage publiziert werden.

Die Unternehmen haben hinsichtlich ihrer Innovationstätigkeit der Behörde unbeschadet weitergehender Auskunfts- und Einsichtsrechte, jedenfalls den Auswahl- und Entscheidungsprozess von durchzuführenden Projekten sowie alle wirtschaftlichen und technischen Parameter der Projekte auf Verlangen darzulegen. Falls im Zuge einer Prüfung durch die E-Control der Nutzen oder das Vorliegen einer Innovation gemäß der oben ausgeführten Definition nicht belegt oder das Projekt keinem der oben aufgezählten Themenbereiche zugeordnet werden kann, kann in Konsequenz keine Berücksichtigung des Projektes im Rahmen des Forschungs- und Innovationsbudget erfolgen. Diese nicht ordnungsgemäß verwendeten Mittel aus dem Budget fließen in weiterer Folge wieder an die Netzbetreiber zurück.