Gesamte Rechtsvorschrift für Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, Fassung vom 02.01.2026

Langtitel

Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, GSNE-VO 2013)
StF: BGBl. II Nr. 309/2012

Änderung

BGBl. II Nr. 478/2012
BGBl. II Nr. 479/2013
BGBl. II Nr. 20/2014
BGBl. II Nr. 69/2014
BGBl. II Nr. 370/2014
BGBl. II Nr. 12/2015
BGBl. II Nr. 427/2015
BGBl. II Nr. 425/2016
BGBl. II Nr. 243/2017
BGBl. II Nr. 399/2017
BGBl. II Nr. 85/2018
BGBl. II Nr. 355/2018
BGBl. II Nr. 423/2019
BGBl. II Nr. 254/2020
BGBl. II Nr. 574/2020
BGBl. II Nr. 437/2021
BGBl. II Nr. 557/2021
BGBl. II Nr. 176/2022
BGBl. II Nr. 346/2022
BGBl. II Nr. 408/2022
BGBl. II Nr. 465/2022
BGBl. II Nr. 74/2023
BGBl. II Nr. 396/2023
BGBl. II Nr. 138/2024
BGBl. II Nr. 369/2024
BGBl. II Nr. 102/2025
BGBl. II Nr. 306/2025

Präambel/Promulgationsklausel

Auf Grund des § 70 Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011, BGBl. I Nr. 107/2011 iVm § 12 Abs. 2 Z 1 Energie-Control-Gesetz – E-ControlG, BGBl. I Nr. 110/2010 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 107/2011, wird verordnet:

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.6.2022, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 21 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Text

1. Teil
Allgemeines

Regelungsgegenstand

§ 1. (1) Diese Verordnung bestimmt die folgenden Systemnutzungsentgelte für das Fernleitungsnetz:

1. Kapazitätsbasiertes sowie mengenbasiertes Netznutzungsentgelt;
2. Netzzutrittsentgelt sowie
3. Netzbereitstellungsentgelt.

(2) Diese Verordnung bestimmt das Verfahren der Kostenwälzung gemäß § 83 Abs. 3 GWG 2011, der Verrechnungsmodalitäten der Systemnutzungsentgelte, die Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern eines Netzbereichs, das Entgelt für die Erfüllung der Aufgaben eines Verteilergebietsmanagers für die Verteilergebietsmanager der Verteilergebiete Ost, Tirol und Vorarlberg sowie die folgenden Systemnutzungsentgelte für das Verteilernetz:

1. Netznutzungsentgelt;
2. Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt;
3. Entgelt für Messleistungen sowie;
4. Entgelt für sonstige Leistungen.

Begriffsbestimmungen

§ 2. (1) Im Sinne dieser Verordnung bezeichnet der Ausdruck

1. „Abrechnungsperiode“ grundsätzlich einen Zeitraum von 365 (bzw. 366) Tagen, sofern eine Leistungsmessung oder eine Messung mit einem Verbrauchsaufzeichnungsmessgerät gemäß § 2 Z 10 Lastprofilverordnung 2018 durchgeführt wird, kann ein Zeitraum von einem Monat vereinbart werden;
2. „Betriebsvolumen“ das vom Gaszähler gemessene Gasvolumen im Betriebszustand;

2a. Brennwertbezirk“ jenes Gebiet in einem Netz eines Netzbetreibers, in dem gemäß Kapitel 5 der ÖVGW Richtlinie G O110, Ausgabe Februar 2022 (siehe **Anlage 4**) aufgrund der physikalischen Gegebenheiten der gleiche Monatsbrennwert gilt. Der Netzbetreiber legt dabei nach den Regeln der Technik die Brennwertbezirke in seinem Netzgebiet fest. Die Einteilung der Brennwertbezirke richtet sich dabei nach jenen Faktoren, die eine Auswirkung auf den Brennwert haben. Die Abweichung der Brennwerte zwischen benachbarten Brennwertbezirken seines Netzes ist vom Netzbetreiber so festzulegen, dass die Anzahl der Brennwertbezirke in einem technisch und ökonomisch sinnvollen Ausmaß liegt;

3. „dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK)“ eine Kapazität, die lediglich in Kombination mit spezifizierten Ein- bzw. Ausspeisepunkten als feste Kapazität angeboten werden kann, und eine Nutzung im Zusammenhang mit anderen Ein- bzw. Ausspeisepunkten bzw. dem virtuellen Handelspunkt nur auf unterbrechbarer Basis möglich ist (§ 3 Abs. 2 Z 2 Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012), BGBl. II Nr. 171/2012);
4. „Einspeiser aus inländischer Produktion“ einen Produzenten von Erdgas aus inländischer Produktion, der dieses in ein Netz einspeist;
5. „Energiemenge“ das Produkt aus Normvolumen und Verrechnungsbrennwert;

5a. „kapazitätsbasiertes Netznutzungsentgelt“ ein Netznutzungsentgelt, das auf Basis vertraglich vereinbarter Kapazität verrechnet wird. Soweit nicht ausdrücklich etwas anderes festgelegt wird, ist ein kapazitätsbasiertes Netznutzungsentgelt auf zwei Kommastellen zu runden;

6. „Kundenanlage“ eine an das Netz eines Netzbetreibers angeschlossene Anlage zur Erzeugung bzw. Verwendung von Erdgas eines Netzzugangsberechtigten;
7. „Lastprofilzähler“ ein Messgerät, welches den tatsächlichen Lastgang im Stundenraster erfasst;
8. „Leistungsmessung“ eine mit einem Lastprofilzähler durchgeführte Messung zur Ermittlung der höchsten stündlichen Belastung pro Monat;

8a. „mengenbasiertes Netznutzungsentgelt“ ein Netznutzungsentgelt, das auf Basis der tatsächlichen Nutzung (bestätigte Nominierung) von vertraglich vereinbarter Kapazität verrechnet wird;

9. „Mindestleistung“ den Anteil von 20 % der vertraglich vereinbarten Höchstleistung pro Zählpunkt im Falle einer monatlichen Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils gemäß § 10 Abs. 5. Wird Erdgas ausschließlich in den Monaten von März bis Oktober bezogen und erfolgt eine monatliche Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils gemäß § 10 Abs. 5, beträgt die Mindestleistung 10 % der vertraglich vereinbarten Höchstleistung pro Zählpunkt für den gesamten Abrechnungszeitraum; bei einer tagesbezogenen Verrechnung des Leistungspreises

gem. § 10 Abs. 6a ist eine Mindestleistung von 15 % der vertraglich vereinbarten Höchstleistung pro Zählpunkt anzuwenden;

10. „Normvolumen“ das Volumen einer Gasmenge im Normzustand (bei einer Temperatur von 0°C und einem Druck von 1,01325 bar);
11. „Staffel“ jenen Mengenbereich gemäß § 10, der durch einen Mindest- und einen Höchstwert pro Abrechnungsperiode definiert wird. Der Tarif kommt für die gesamte Menge einer Abrechnungsperiode zur Anwendung;

11a. „Standardkapazität“ die Kapazität an den Ein- oder Ausspeisepunkten in das bzw. aus dem Verteilergebiet. Sie setzt sich aus einem festen und einem unterbrechbaren Anteil zusammen, wobei die Verfügbarkeit des festen Anteils dynamisch ist und vom aktuellen Absatz im Verteilergebiet abhängt.

12. „Umrechnungsbrennwert“ der bei der Überführung der bestehenden volumensbasierenden Transportverträge auf energiebasierende Ein- und Ausspeiseverträge zur Ermittlung der Kapazität in kWh/h herangezogene Brennwert in kWh/Nm³ (0 °C). Dieser beträgt für das Marktgebiet Ost 11,19 kWh/Nm³ (0 °C);
13. „Verrechnungsbrennwert“ denjenigen Wert, der vom Netzbetreiber im jeweiligen Brennwertbezirk gemäß Kapitel 5 der ÖVGW Richtlinie G O110, Ausgabe Februar 2022 (siehe **Anlage 4**) monatlich in kWh/Nm³ ermittelt und bei der Verrechnung an Endverbraucher zur Ermittlung der Energiemenge herangezogenen wird; sollte der Verrechnungsbrennwert eines Brennwertbezirkes nicht ermittelbar sein, ist vorläufig der letztverfügbare Wert heranzuziehen; Die Abweichung der Brennwerte zwischen benachbarten Brennwertbezirken seines Netzes ist vom Netzbetreiber so festzulegen, dass die Anzahl der Brennwertbezirke in einem technisch und ökonomisch sinnvollen Ausmaß liegt;
14. „vertraglich vereinbarte Höchstleistung“ den technischen oder, sofern vereinbart den vertraglichen Anschlusswert, der den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzzugangsberechtigen zu entsprechen hat. Kurzfristige Änderungen des Nutzungsverhaltens berechtigen nicht zu einer Änderung der vertraglich vereinbarten Höchstleistung;
15. „Zählergröße“ das zum 1. Oktober 2002 nach den OIML-Richtlinien R31 und R32 (G-Reihe) der „International Organisation of Legal Metrology“ festgelegte Maß für den minimalen und maximalen Gasdurchfluss in m³/h;
16. „Zählpunkt“ die Einspeise- bzw. Entnahmestelle, an der eine Gasmenge messtechnisch erfasst und registriert wird. Für jede Kundenanlage ist ein Zählpunkt einzurichten, wobei eine Zusammenfassung mehrerer Kundenanlagen zu einem Zählpunkt nicht zulässig ist. Kann aufgrund des Messbereiches einer bestimmten Zählergröße nicht die gesamte in einer Kundenanlage verbrauchte Gasmenge mit einem Messgerät erfasst werden, sind mehrere Messgeräte in einer Messanlage – mit gleichem Druck und einer Anschlussleitung – zur messtechnischen Verbrauchsabgrenzung zu einem Zählpunkt zusammenzufassen;
17. „Zone“ jenen Mengenbereich gemäß § 10, der durch einen Mindest- und einen Höchstwert pro Abrechnungsperiode definiert wird. Das Entgelt setzt sich aus der Summe jener Entgelte zusammen, die auf Grund der jeweils durchlaufenen Zonen gemäß § 5 ermittelt werden.

(2) Im Übrigen gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 7 GWG 2011, § 2 GMMO-VO 2012 und Artikel 2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit Beginn des Gastages 1.1.2026, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 29 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

2. Teil

Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz

Netznutzungsentgelt für Einspeiser und Entnehmer

§ 3. (1) Für das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das bzw. für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz werden auf Grundlage der Referenzpreismethode sowie des Abschnittes zu mengenbasierten Fernleitungsentgelte gemäß Anlage 3 Entgelte bestimmt. Kapazitätsbasierte Netznutzungsentgelte sind, sofern nicht besonders ausgewiesen, in EUR/kWh/h pro Jahr und pro Ein-

bzw. Ausspeisepunkt angegeben und sind vom Netzbenutzer auch dann zu entrichten, wenn die gebuchte Kapazität nicht oder nur teilweise oder für den Transport von erneuerbarem oder kohlenstoffarmem Gas nominiert wird. Mengenbasierte Netznutzungsentgelte sind, sofern nicht besonders ausgewiesen, in EUR/MWh und pro Ein- bzw. Ausspeisepunkt angegeben. Mengenbasierte Netznutzungsentgelte gelten für alle Arten der Kapazität (feste, frei zuordenbare Kapazität, unterbrechbare Kapazität, dynamisch zuordenbare Kapazitäten) in gleichem Ausmaß und werden auf Basis der tatsächlichen Nutzung von vertraglich vereinbarter Kapazität an den Netzbenutzer verrechnet.

(2) Das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger wird für die folgenden Einspeisepunkte, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung für feste, frei zuordenbare Einspeisekapazitäten, wie folgt bestimmt:

1. Baumgarten: 2,77;
2. Oberkappel: 2,77;
3. Überackern: 2,77;
4. Arnoldstein: 2,77;
5. Mosonmagyaróvár: 2,77;
6. Murfeld: 2,77;
7. Petrzalka: 2,77;
8. Reintal: 2,77.

(2a) Das mengenbasierte Netznutzungsentgelt beträgt für alle Einspeisepunkte in das Fernleitungsnetz 0,03322 EUR/MWh.

(3) Das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger wird für die folgenden Ausspeisepunkte, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Ausspeiseleistung für feste, frei zuordenbare Ausspeisekapazitäten, wie folgt bestimmt:

1. Baumgarten: 3,74;
2. Oberkappel: 7,56;
3. Überackern: 7,56;
4. Arnoldstein: 10,52;
5. Mosonmagyaróvár: 3,97;
6. Murfeld: 6,55;
7. Petrzalka: 3,97;
8. Reintal: 3,74;
9. Verteilergebiet: 2,09;
10. Verteilergebiet Kärnten: 7,68.

(3a) Das mengenbasierte Netznutzungsentgelt beträgt für alle Ausspeisepunkte aus dem Fernleitungsnetz 0,11963 EUR/MWh.

(4) Die Vergabe von neuen oder zusätzlichen Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten für die Ein- bzw. Ausspeisepunkte im Fernleitungsnetz erfolgt bis zu dem Zeitpunkt, an dem diese Kapazität erstmals zur Verfügung steht, inklusive eines obligatorischen Mindestaufschlags zum Netznutzungsentgelt gemäß § 3 Abs. 2 bzw. Abs. 3. Der obligatorische Mindestaufschlag bezieht sich auf ein Mindestmengengerüst und reduziert sich im Falle von Buchungen über diesem Mindestmengengerüst proportional. Allfällige Auktionsaufschläge sowie der obligatorische Mindestaufschlag sind zusätzlich zum Netznutzungsentgelt gemäß § 3 Abs. 2 bzw. Abs. 3 für die jeweilige Dauer des Vertrages vom Netzbenutzer zu bezahlen. Ändern sich die Netznutzungsentgelte gemäß § 3 Abs. 2 bzw. Abs. 3 während der Vertragslaufzeit, ist der Gesamtpreis bestehend aus dem Startpreis, dem obligatorischen Mindestaufschlag und einem allfälligen Auktionsaufschlag um die Differenz zwischen ursprünglichem und neuem Startpreis anzupassen. Der obligatorische Mindestaufschlag wird für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger für die folgenden Ein- bzw. Ausspeisepunkte, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Leistung für feste, frei zuordenbare Kapazitäten, wie folgt bestimmt:

1. Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár (Projekt GCA 2021/01, Mindestmengengerüst: 763.726 kWh/h) 1,35;
2. Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár (Projekt GCA 2021/01, Mindestmengengerüst: 916.487 kWh/h) 0,98;
3. Einspeisepunkt Murfeld (Projekt GCA 2015/08, Mindestmengengerüst: 2.775.120 kWh/h) 1,34;
4. Einspeisepunkt Reintal (Projekt GCA 2015/01a, Mindestmengengerüst: 2.658.744

kWh/h) 4,48;

5. Einspeisepunkt Reintal (Projekt GCA 2020/01, Mindestmengengerüst: 1.194.924 kWh/h) .... 5,01.

(4a) Für die in Abs. 4 Z 4 und 5 aufgezählten Projekte wird der f-Faktor im Sinne des Art. 23 der Verordnung (EU) 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013, ABl. Nr. L 72 vom 17.03.2017 S. 1, mit 0,8 festgelegt. Für die in Abs. 4 Z 1 und 2 aufgezählten Projekte wird der f-Faktor im Sinne des Art. 23 der Verordnung (EU) 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013, ABl. Nr. L 72 vom 17.03.2017 S. 1, mit 0,75 festgelegt.

(5) Das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das oder die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger bezogen auf die vertraglich vereinbarte Ein- oder Ausspeiseleistung für dynamisch zuordenbare Kapazität, ermittelt sich durch einen Abschlag iHv 10% gegenüber dem entsprechenden Entgelt für frei zuordenbare Kapazität an dem jeweiligen Ein- oder Ausspeisepunkt.

(Abs.: 6 aufgehoben durch BGBl. II Nr. 138/2024)

(7) Soweit Abs. 7a nichts anderes bestimmt, entspricht das Entgelt für unterbrechbare Kapazitäten grundsätzlich dem Entgelt für die gleiche Leistung auf fester Basis. Im Falle von Unterbrechungen ist dem Netzbenutzer eine Refundierung zu gewähren. Eine allfällige Refundierung innerhalb eines Leistungsmonats wird vom Entgelt für den betreffenden Leistungsmonat abgezogen. Das vom Fernleitungsnetzbetreiber zu refundierende Entgelt (E_{Rm}) errechnet sich anhand der Formel gemäß Anlage 1. Unterbrechbare Transportdienstleistungen auf Basis von dynamisch zuordenbaren Kapazitäten sind von der Refundierung ausgenommen.

(7a) Abweichend von den Regelungen in Abs. 7 wird das Netznutzungsentgelt für unterbrechbare Kapazitäten für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz an den Einspeisepunkten Oberkappel und Überackern mit einem Abschlag von 12% auf das Netznutzungsentgelt für feste, frei zuordenbare Kapazitäten an diesen Einspeisepunkten bestimmt. Dies gilt für Kapazitäten sämtlicher Laufzeiten.

(8) Das Netznutzungsentgelt an Netzkopplungspunkten im Fernleitungsnetz, an denen mehrere maßgebliche Punkte gemäß § 39 GWG 2011 zusammentreffen, wird für den Transport auf fester Basis ausschließlich zwischen diesen maßgeblichen Punkten gemäß § 39 GWG 2011 für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger für die folgenden Ein- und Ausspeisepunkte, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Leistung, wie folgt bestimmt (der Ausspeisepunkt in Klammer bezeichnet jenen Ausspeisepunkt, in dessen Kombination der Transport angeboten wird):

1. Überackern-SUDAL (Überackern-ABG): Einspeisung: 0,14 Ausspeisung: 0,14
2. Überackern-ABG (Überackern- SUDAL): Einspeisung: 0,14 Ausspeisung: 0,14

(Abs.: 8a aufgehoben durch BGBl. II Nr. 138/2024)

(9) Das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz für Verträge mit einer Laufzeit von weniger als einem Jahr errechnet sich auf Basis der Entgelte (E) gemäß Abs. 2, Abs. 5 und Abs. 7 bis 8 anhand der folgenden Formeln:

1. für Quartalsprodukte: (E/365)*Tageszahl des jeweiligen Quartals*1,25;
2. für Monatsprodukte: (E/365)* Tageszahl des jeweiligen Monats*1,5;
3. für Tagesprodukte: (E/365)*2;
4. für Rest of the Day- und Within Day-Produkte: (E/8760)*(Rest-)Stundenzahl des jeweiligen Tages*3.

(9a) Das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz für Verträge mit einer Laufzeit von weniger als einem Jahr errechnet sich auf Basis der Entgelte (E) gemäß Abs. 3 und Abs. 6 bis 8 anhand der folgenden Formeln:

1. für Quartalsprodukte: (E/365)*Tageszahl des jeweiligen Quartals*1,25;
2. für Monatsprodukte: (E/365)* Tageszahl des jeweiligen Monats*1,5;
3. für Tagesprodukte: (E/365)*2;
4. für Rest of the Day- und Within Day-Produkte: (E/8760)*(Rest-)Stundenzahl des jeweiligen Tages*3.

(10) Im Falle von Einschränkungen der Transportdienstleistung aufgrund von ungeplanten Wartungsarbeiten, die vom Fernleitungsnetzbetreiber nicht gemäß Punkt 3.3 Z 1 lit. g des Anhangs 1 zur Verordnung (EG) Nr. 715/2009 42 Tage im Voraus veröffentlicht wurden, sowie von Einschränkungen

der Transportdienstleistung an einem Ein- oder Ausspeisepunkt, die eine Gesamtdauer von 360 Stunden pro Gasjahr überschreiten, ist dem Netzbenutzer für die Dauer und in dem Umfang der Transporteinschränkung eine Entgeltreduktion zu gewähren. Die Entgeltkürzung innerhalb eines Leistungsmonats wird vom Entgelt für den betreffenden Leistungsmonat abgezogen. Die vom Fernleitungsnetzbetreiber zu gewährende Entgeltkürzung (E_{km}) errechnet sich anhand der Formel gemäß Anlage 2.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit Beginn des Gastages 1.1.2026, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 29 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Netznutzungsentgelt für Speicherunternehmen

§ 4. (1) Für das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz in Speicheranlagen werden auf Grundlage der Referenzpreismethode gemäß Anlage 3 Entgelte bestimmt, die, sofern nicht besonders ausgewiesen, in EUR/kWh/h pro Jahr und pro Ausspeisepunkt angegeben werden und in denen die Kosten für Verdichterenergie inkludiert sind. Das Entgelt ist vom jeweiligen Speicherunternehmen auch dann zu entrichten, wenn für gemäß § 16 Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 gebuchte Kapazität nicht oder nur teilweise nominiert wird.

(2) Das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz in Speicheranlagen wird für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr für die folgenden Ausspeisepunkte, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Leistung für feste, frei zuordenbare Ausspeisekapazitäten wie folgt bestimmt:

1. Speicher Penta-West: 3,78;
2. Speicher MAB: 1,87.

(2a) Das mengenbasierte Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz in Speicheranlagen beträgt für alle Arten der Kapazität 0,11963 EUR/MWh.

(3) Die Entgelte gemäß Abs. 6 und 7 sind vom Speicherunternehmen monatlich und zusätzlich zum Entgelt gemäß Abs. 2 sowie § 12 Abs. 2 an den Netzbetreiber, an dessen Netz die Speicheranlage angeschlossen ist, zu entrichten. Ist eine Speicheranlage sowohl an das Fernleitungsnetz als auch das Verteilernetz angeschlossen, sind die Mengen für die Berechnung des Netznutzungsentgelts für die grenzüberschreitende Speichernutzung vom Fernleitungsnetzbetreiber zu ermitteln. Auf Basis der vom Fernleitungsnetzbetreiber ermittelten Mengen legen der Verteilernetzbetreiber und der Fernleitungsnetzbetreiber binnen sechs Wochen nach dem jeweiligen Monatsletzten separate Rechnungen an das jeweilige Speicherunternehmen. Die Aufteilung der Erlöse gemäß Abs. 6 zwischen den Netzbetreibern erfolgt je Bilanzgruppe im Verhältnis der im jeweiligen Monat aus der Speicheranlage in das jeweilige Netz eingespeisten Mengen in kWh. Die Aufteilung der Erlöse gemäß Abs. 7 zwischen den Netzbetreibern erfolgt je Bilanzgruppe im Verhältnis der im jeweiligen Monat in die Speicheranlage aus dem jeweiligen Netz ausgespeisten Mengen in kWh.

(4) Das Entgelt für unterbrechbare Kapazitäten entspricht grundsätzlich dem Entgelt für die gleiche Leistung auf fester Basis. Im Falle von Unterbrechungen ist dem Netzbenutzer eine Refundierung zu gewähren. Eine allfällige Refundierung innerhalb eines Leistungsmonats wird vom Entgelt für den betreffenden Leistungsmonat abgezogen. Das vom Fernleitungsnetzbetreiber zu refundierende Entgelt (E_{Rm}) errechnet sich anhand der Formel gemäß Anlage 1. Unterbrechbare Transportdienstleistungen auf Basis von dynamisch zuordenbaren Kapazitäten sind von der Refundierung ausgenommen.

(5) Im Falle von Einschränkungen der Transportdienstleistung aufgrund von ungeplanten Wartungsarbeiten entsprechend der gemäß § 32 GWG 2011 genehmigten Allgemeinen Bedingungen für den Netzzugang zu Fernleitungsnetzen sowie von Einschränkungen der Transportdienstleistung an einem Ein- oder Ausspeisepunkt, die eine Gesamtdauer von 360 Stunden pro Gasjahr überschreiten, ist dem Netzbenutzer für die Dauer und in dem Umfang der Transporteinschränkung eine Entgeltreduktion zu gewähren. Die Entgeltkürzung innerhalb eines Leistungsmonats wird vom Entgelt für den betreffenden Leistungsmonat abgezogen. Die vom Fernleitungsnetzbetreiber zu gewährende Entgeltkürzung (E_{km}) errechnet sich anhand der Formel gemäß Anlage 2.

(6) Das Netznutzungsentgelt für die grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage im Fernleitungsnetz gemäß Abs. 8 Z 1 wird in Cent/kWh/h pro Tag wie folgt bestimmt:

1. Speicher Penta West: 1,04;
2. Speicher MAB:0,51.

Die Verrechnung des Netznutzungsentgelts erfolgt auf Basis der Summe der Minima der gemäß Abs. 8 Z 1 ermittelten Kontosaldi der Speicherkunden eines Gastages in kWh/h.

(7) Das Netznutzungsentgelt für die grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage im Fernleitungsnetz gemäß Abs. 8 Z 2 wird in Cent/kWh/h pro Tag wie folgt bestimmt:

1. Speicher Penta West: 0,76;
2. Speicher MAB: 0,76.

Die Verrechnung des Netznutzungsentgelts erfolgt auf Basis der Summe der Maxima der gemäß Abs. 8 Z 2 ermittelten Kontosaldi der Speicherkunden eines Gastages in kWh/h.

(8) Eine grenzüberschreitende Nutzung der Speicheranlage liegt vor, wenn der Kontosaldo auf Stundenbasis gemäß Abs. 10 Z 2 ungleich Null ist.

1. Ist der Kontosaldo auf Stundenbasis negativ liegt eine grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage vom Marktgebiet Ost in ein angrenzendes Marktgebiet vor;
2. Ist der Kontosaldo auf Stundenbasis positiv liegt eine grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage von einem angrenzenden Marktgebiet in das Marktgebiet Ost vor.

Die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet sich wechselseitig die entsprechenden Daten gemäß Abs. 9 Z 2 und Z 3 zur Verfügung zu stellen.

(9) Speicherunternehmen haben gegenüber dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Speicheranlage angeschlossen ist, nachzuweisen, dass keine grenzüberschreitende Nutzung der Speicheranlage stattgefunden hat. Sofern eine Speicheranlage an das Fernleitungsnetz und das Verteilernetz angeschlossen ist, hat dieser Nachweis gegenüber dem Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber zu erfolgen. Dazu wird vom Speicherunternehmen ein Speicherstandkonto pro Speicherkunde und Marktgebiet eingerichtet, auf dem Ein- und Ausspeisenominierungen gemäß Z 2 und Z 3 sowie Umbuchungen zwischen den Speicherstandkonten der Marktgebiete abgebildet werden. Daher sind vom Speicherunternehmen folgende Daten an die Netzbetreiber zu übermitteln:

1. stündliche Veränderung des Ist-Werts des Speicherstandkontos pro Speicherkunde, wobei der Netzbetreiber in begründeten Fällen eine Bestätigung dieser Werte durch einen unabhängigen Wirtschaftsprüfer verlangen kann;
2. Einspeisenominierungen in die Speicheranlage pro Speicherkunde und Bilanzgruppe auf stündlicher Basis aus dem Fernleitungsnetz und aus dem Verteilernetz, wobei der Verteilergebietsmanager die entsprechenden Werte gegenüber den Netzbetreibern bestätigt;
3. Ausspeisenominierungen aus der Speicheranlage pro Speicherkunde und Bilanzgruppe auf stündlicher Basis in das Fernleitungsnetz und in das Verteilernetz, wobei der Verteilergebietsmanager die entsprechenden Werte gegenüber den Netzbetreibern bestätigt.

(10) Der stündliche Saldo des Speicherstandkontos pro Speicherkunde (Kontosaldo) wird wie folgt ermittelt:

1. Die stündliche Veränderung des Soll-Werts des Speicherstandkontos pro Speicherkunde ergibt sich aus den Einspeisenominierungen (Abs. 9 Z 2) minus den Ausspeisenominierungen (Abs. 9 Z 3) der zu berechnenden Stunde;
2. Der stündliche Saldo des Speicherstandkontos pro Speicherkunde (Kontosaldo) ergibt sich aus der stündlichen Veränderung des Ist-Werts des Speicherstandkontos pro Speicherkunde (Abs. 9 Z 1) minus der stündlichen Veränderung des Soll-Werts des Speicherstandkontos (Z 1).

Netzzutrittsentgelt im Fernleitungsnetz

§ 5. 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, wobei der Netzbetreiber eine Pauschalierung für vergleichbare Netzbenutzer vorsehen kann.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2018, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 13 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Bestimmung des Netzbereitstellungsentgelts im Fernleitungsnetz

§ 6. Das Netzbereitstellungsentgelt ist 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 zu verrechnen. Es bemisst sich nach dem vereinbarten Ausmaß der Netznutzung und ist anlässlich des Abschlusses des Netzzugangsvertrages bzw. bei einer Erhöhung der vertraglich vereinbarten Höchstleistung einmalig in Rechnung zu stellen. Das Netzbereitstellungsentgelt für leistungsgemessene Anlagen und Speicheranlagen der Fernleitungsnetzebene wird wie folgt bestimmt:

1. für feste Kapazitäten: .....3,00 EUR/kWh/h.
2. für unterbrechbare Kapazitäten: .....0,-- EUR/kWh/h

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit Beginn des Gastages 1.1.2026, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 29 und 30 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Ausgleichszahlungen zwischen Fernleitungsnetzbetreibern

§ 7. (1) Die Gas Connect Austria GmbH ist verpflichtet, an die TAG GmbH jährlich 54 149 240 Euro netto, höchstens jedoch im Ausmaß von 34% zu bezahlen. Die Ausgleichszahlung ist grundsätzlich in zwölf gleichen Teilbeträgen monatlich zu leisten; unterschreiten die Einnahmen der Gas Connect Austria GmbH in einem Monat die anteilige Ausgleichszahlung für diesen Monat, ist diese Differenz mit bisherigen Monatsüberhängen desselben Jahres zu begleichen und der allfällige offene Restbetrag für den nächsten Monat fortzuschreiben.

(2) In Bezug auf das mengenbasierte Entgelt ist die Gas Connect Austria GmbH zusätzlich verpflichtet, monatlich an die TAG GmbH EUR 184.901,- netto, höchstens jedoch im Ausmaß von 12% zu bezahlen; unterschreiten die Einnahmen der Gas Connect Austria GmbH in einem Monat die Ausgleichszahlung für diesen Monat, ist diese Differenz mit bisherigen Monatsüberhängen desselben Jahres zu begleichen und der allfällige offene Restbetrag für den nächsten Monat fortzuschreiben.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2021, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 17).

Bestimmungen zu Auktionen

§ 8. (1) Für Kapazitäten, die gemäß § 6 GMMO-VO 2012 per Auktion vergeben werden, gelten die jeweiligen Entgelte gemäß § 3 als Startpreis für die Auktion.

(2) Für Kapazitäten, die gemäß § 6 Abs. 1 GMMO-VO 2012 per Auktion vergeben werden, ist die Differenz zwischen dem Startpreis und dem in der Auktion erzielten Preis (Aufpreis) zusätzlich zum Startpreis für die jeweilige Dauer des Vertrages vom Netzbenutzer zu bezahlen. Ändern sich die Entgelte gemäß § 3 während der Vertragslaufzeit, ist der Gesamtpreis bestehend aus dem Startpreis und dem Aufpreis um die Differenz zwischen ursprünglichem und neuem Startpreis anzupassen.

(3) Im Falle von impliziten Allokationen gemäß Art. 2 Abs. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 können niedrigere Faktoren als in § 3 Abs. 9 oder Abs. 9a angewendet werden.

(Anm.: Abs. 4 aufgehoben durch BGBl. II Nr. 85/2018)

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2018, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 13 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

3. Teil

Systemnutzungsentgelte im Verteilernetz

Bestimmung des Netzbereitstellungsentgelts im Verteilernetz

§ 9. (1) Für die Netzbereitstellungsentgelte im Verteilernetz werden bezogen auf die vertraglich vereinbarte Höchstleistung folgende Preisansätze bestimmt, wobei die Preisansätze in Euro (€) pro Kilowattstunde pro Stunde (kWh/h) angegeben werden:

1. Netzbereitstellungsentgelt für leistungsgemessene Anlagen und Speicheranlagen der Netzebenen 1 und 2: Bereiche Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Tirol, Vorarlberg und Wien:
   a) für feste Kapazität bzw. Standardkapazitäten: 3,-- €
   b) für unterbrechbare Kapazitäten für Speicheranlagen: 0,-- €
3. Netzbereitstellungsentgelt für leistungsgemessene Anlagen und Speicheranlagen der Netzebene 3 Bereiche Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Tirol, Vorarlberg und Wien:
   a) für feste Kapazitäten bzw. Standardkapazitäten: 5,-- €
   b) für unterbrechbare Kapazitäten für Speicheranlagen: 0,-- €
4. Netzbereitstellungsentgelt für nicht leistungsgemessene Anlagen der Netzebene 3:
   Bereiche Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Tirol, Vorarlberg und Wien: 0,-- €

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit Beginn des Gastages 1.1.2026, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 30 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Netznutzungsentgelt für Endverbraucher und Netzbetreiber

§ 10. (1) Für das von Endverbrauchern sowie von Netzbetreibern innerhalb von Netzbereichen zu entrichtende Netznutzungsentgelt im Verteilernetz gemäß § 73 Abs. 2 GWG 2011 werden Entgelte, bestimmt, die, sofern nicht besonders ausgewiesen, in Cent/kWh pro Zählpunkt für den Arbeitspreis bzw. Cent/kWh/h pro Jahr und pro Zählpunkt für den Leistungspreis oder als Pauschale in Cent/Monat pro Zählpunkt angegeben werden. Für Anlagen, die an die Netzebene 1 angeschlossen sind, gelten die Entgelte der Netzebene 2. Ein Wechsel von Netzebene 3 auf Netzebene 2 für bereits an das Netz angeschlossene Anlagen ist nur zulässig, wenn aufgrund einer für den Betrieb der Anlage notwendigen technischen Änderung nachweislich ein Übergabedruck größer 6 bar erforderlich wird.

(2) Wird die verbrauchte Gasmenge im Normzustand gemessen, wird die Energiemenge als Produkt aus Normvolumen und Verrechnungsbrennwert gemäß § 2 Abs. 1 Z 13 ermittelt.

(3) Wird die verbrauchte Gasmenge im Betriebszustand gemessen, erfolgt die Ermittlung des Normvolumens nach den technischen Methoden der ÖVGW Richtlinie G O110, Ausgabe Februar 2022. Der Luftdruck (pamb) in einer zugeordneten Höhenzone ist einmalig zu bestimmen. Die Energiemenge errechnet sich als Produkt aus Normvolumen und Verrechnungsbrennwert gemäß § 2 Abs. 1 Z 13.

(4) Die Entgelte werden verbrauchs- und leistungsabhängig in Zonen bzw. Staffeln festgelegt. Die Zonen 1-4 sowie die Staffeln 1-4 kommen für nicht leistungsgemessene Anlagen, die Zonen A-F sowie die Staffeln A-F kommen für leistungsgemessene Anlagen zur Anwendung. Der Arbeitspreis wird für die Zonen 1-4 bzw. A-F so festgelegt, dass je nach Jahresverbrauch alle darunter liegenden Zonen durchlaufen werden. Der Leistungspreis wird in den Staffeln A-F bzw. 1-4 festgelegt, wobei der Leistungspreis der Staffel 1-4 als Pauschale bestimmt wird. Die Pauschalen der Staffeln 1-4 sind grundsätzlich auf einen Zeitraum von einem Monat zu beziehen. Ist der Abrechnungszeitraum kürzer oder länger als ein Monat, sind die Pauschalen der Staffeln 1-4 tageweise zu aliquotieren. Es können Zonen bzw. Staffeln zusammengefasst werden, sodass mehrere Zonen bzw. Staffeln denselben Arbeitspreis bzw. denselben Leistungspreis aufweisen können. Die Rechnungslegung hat entsprechend den tatsächlichen Ableseintervallen (§ 15 Abs. 3) zu erfolgen, § 126 Abs. 2 GWG 2011 bleibt davon unberührt.

(5) Zur Ermittlung der Basis für die monatliche Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts für leistungsgemessene Anlagen ist die in der Abrechnungsperiode von einem Monat gemessene höchste stündliche Leistung heranzuziehen und mit dem Zwölftel des verordneten Leistungspreises zu multiplizieren. Bei einer Abrechnungsperiode von einem Jahr ist zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts das arithmetische Mittel der in der letzten Abrechnungsperiode monatlich gemessenen höchsten stündlichen Leistung heranzuziehen und mit dem verordneten Leistungspreis zu multiplizieren. Unabhängig von der tatsächlich gemessenen höchsten stündlichen Leistung eines Monats ist zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts jedenfalls die Mindestleistung gemäß § 2 Abs. 1 Z 9 heranzuziehen. Die Verrechnung der Mindestleistung kommt ausschließlich für Endverbraucher zur Anwendung.

(6) Wird die vertraglich vereinbarte Höchstleistung innerhalb eines Monats pro Zählpunkt überschritten, ist Endverbrauchern für die Leistungsüberschreitung der fünffache Leistungspreis zu

verrechnen. Dieser Verrechnung ist die höchste gemessene stündliche Leistung des Monats zu Grunde zu legen.

Der fünffache Leistungspreis kommt bei einer kurzfristigen Leistungsüberschreitung nicht zur Anwendung, wenn folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

1. die Leistungsinanspruchnahme aufgrund eines vom Verteilergebietsmanager festgestellten Kapazitätsengpasses im Verteilernetz nur nach Können und Vermögen erfolgen kann,
2. die Leistungsüberschreitung zwischen dem Endverbraucher und dem Verteilernetzbetreiber auf Basis der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen vereinbart wurde,
3. die vereinbarte Höchstleistung pro Zählpunkt größer als 50.000 kWh/h ist, sowie
4. die Messwerte dem Verteilernetzbetreiber online zur Verfügung stehen.

(6a) Abweichend von Abs. 5 kann auf Antrag des Endverbrauchers bei Anlagen mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung pro Zählpunkt von mehr als 50.000 kWh/h, die an die Netzebene 2 angeschlossen sind, zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts die täglich gemessene höchste stündliche Leistung herangezogen werden. Zur Ermittlung der Basis für die tägliche Verrechnung ist die täglich gemessene höchste stündliche Leistung mit dem gemäß diesem Absatz verordneten Leistungspreis zu multiplizieren. Eine Änderung der Verrechnungsmodalitäten ist einmal innerhalb von zwölf Monaten möglich. Unabhängig von der tatsächlich gemessenen höchsten stündlichen Leistung eines Tages ist zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts jedenfalls die Mindestleistung gemäß § 2 Abs. 1 Z 9 heranzuziehen.

(6b) Wird die vertraglich vereinbarte Höchstleistung innerhalb eines Tages pro Zählpunkt überschritten, ist Endverbrauchern für die Leistungsüberschreitung der fünffache Leistungspreis gemäß Abs. 6a zu verrechnen. Dieser Verrechnung ist die höchste gemessene stündliche Leistung des Tages zu Grunde zu legen.

Der fünffache Leistungspreis kommt bei einer kurzfristigen Leistungsüberschreitung nicht zur Anwendung, wenn folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

1. die Leistungsinanspruchnahme aufgrund eines vom Verteilergebietsmanager festgestellten Kapazitätsengpasses im Verteilernetz nur nach Können und Vermögen erfolgen kann,
2. die Leistungsüberschreitung zwischen dem Endverbraucher und dem Verteilernetzbetreiber auf Basis der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen vereinbart wurde,
3. die vereinbarte Höchstleistung pro Zählpunkt größer als 50.000 kWh/h ist sowie
4. die Messwerte dem Verteilernetzbetreiber online zur Verfügung stehen.

(6c) Auf Antrag sind Anlagen, die Regelreserve auf Stromregelreservemärkten bereitstellen, an Tagen, an denen der Regelzonenführer gemäß § 23 Abs. 2 Z 6 ElWOG 2010 die angebotene Regelenergie abruft, unter sinngemäßer Anwendung des Abs. 6a abzurechnen. Die gemessene höchste stündliche Leistung der Tage, an denen Regelenergie abgerufen wird, ist bei der Ermittlung der monatlich gemessenen Höchstleistung nach Abs. 5 nicht zu berücksichtigen. Das Leistungsentgelt gem. Abs. 5 ist um jene Tage mit Regelenergieabruf anteilig zu reduzieren. Der Regelreserveanbieter hat dem Gasverteilernetzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die für die Verrechnung notwendigen Daten zu übermitteln.

(7) Weicht die tatsächliche Abrechnungsperiode von einem Zeitraum von 365 bzw. 366 Tagen ab, sind die gemäß Abs. 4 zu durchlaufenden Zonen spezifisch auf die entsprechende Abrechnungsperiode gemäß dem anhand der Lastprofilverordnung ermittelten Lastprofil zu aliquotieren. Bei jeder Änderung der Netznutzungsentgelte ist eine Zonenaliquotierung und, wenn der Zählerstand nicht bekannt ist, eine rechnerische Verbrauchsabgrenzung vorzunehmen. Die Aliquotierung der Zonen sowie die rechnerische Verbrauchsabgrenzung sind bei der Verrechnung transparent und nachvollziehbar darzustellen. Der Netzbetreiber stellt im Internet ein Modell zur Darlegung der Berechnungsmethodik zur Verfügung, anhand dessen die Zonenaliquotierung und die rechnerische Verbrauchsabgrenzung nachvollzogen werden kann. Auf Kundenwunsch sind Kunden, deren Verbrauchsmessung auf Basis des § 3 Abs. 2 Lastprofilverordnung 2018 erfolgt, Monatsverbräuche der letzten Abrechnungsperiode auf Basis der rechnerischen Verbrauchsabgrenzung elektronisch oder in Papierform zur Verfügung zu stellen. Kunden, deren Verbrauchsmessung mit einem Lastprofilzähler, einem Verbrauchsaufzeichnungsmessgerät oder einem intelligenten Messgerät erfolgt, sind auf Kundenwunsch auch Tagesverbräuche zur Verfügung zu stellen.

(8) Für das von Endverbrauchern sowie von Netzbetreibern innerhalb von Netzbereichen zu entrichtende Netznutzungsentgelt im Verteilernetz gemäß § 73 Abs. 2 GWG 2011 werden folgende Entgelte bestimmt:

1. Netznutzungsentgelt für die Netzebene 2:

Netzbereich Burgenland Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6a		Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6a
0 ≤ 5.000.000	**Zone A**	0,8050	1,2075	**Staffel A**	1000	4,1096
>5.000.000 ≤ 10.000.000	**Zone B**	0,4451	0,6677	**Staffel B**	1000	4,1096
>10.000.000 ≤ 100.000.000	**Zone C**	0,2236	0,3354	**Staffel C**	1000	4,1096
>100.000.000 ≤ 200.000.000	**Zone D**	0,1221	0,1832	**Staffel D**	1000	4,1096
>200.000.000 ≤ 900.000.000	**Zone E**	0,1221	0,1832	**Staffel E**	1000	4,1096
>900.000.000	**Zone F**	0,1221	0,1832	**Staffel F**	1000	4,1096

Netzbereich Kärnten Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6a		Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6a
0 ≤ 5.000.000	**Zone A**	0,4603	0,6905	**Staffel A**	776	3,1890
>5.000.000 ≤ 10.000.000	**Zone B**	0,2459	0,3689	**Staffel B**	776	3,1890
>10.000.000 ≤ 100.000.000	**Zone C**	0,1459	0,2189	**Staffel C**	776	3,1890
>100.000.000 ≤ 200.000.000	**Zone D**	0,0995	0,1493	**Staffel D**	776	3,1890
>200.000.000 ≤ 900.000.000	**Zone E**	0,0995	0,1493	**Staffel E**	776	3,1890
>900.000.000	**Zone F**	0,0995	0,1493	**Staffel F**	776	3,1890

Netzbereich Niederösterreich Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6a		Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6a
0 ≤ 5.000.000	**Zone A**	0,1586	0,2379	**Staffel A**	961	3,9493
>5.000.000 ≤ 10.000.000	**Zone B**	0,1461	0,2192	**Staffel B**	961	3,9493
>10.000.000 ≤ 100.000.000	**Zone C**	0,1295	0,1943	**Staffel C**	961	3,9493
>100.000.000 ≤ 200.000.000	**Zone D**	0,1289	0,1934	**Staffel D**	961	3,9493
>200.000.000 ≤ 900.000.000	**Zone E**	0,1289	0,1934	**Staffel E**	961	3,9493
>900.000.000	**Zone F**	0,1289	0,1934	**Staffel F**	961	3,9493

Netzbereich Oberösterreich Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6a		Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6a
0 ≤ 5.000.000	**Zone A**	0,1045	0,1568	**Staffel A**	569	2,3384
>5.000.000 ≤ 10.000.000	**Zone B**	0,1032	0,1548	**Staffel B**	569	2,3384
>10.000.000 ≤ 100.000.000	**Zone C**	0,0699	0,1049	**Staffel C**	569	2,3384
>100.000.000 ≤ 200.000.000	**Zone D**	0,0668	0,1002	**Staffel D**	569	2,3384
>200.000.000 ≤ 900.000.000	**Zone E**	0,0667	0,1001	**Staffel E**	569	2,3384
>900.000.000	**Zone F**	0,0667	0,1001	**Staffel F**	569	2,3384

Netzbereich Salzburg Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6a		Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6a
0 ≤ 5.000.000	**Zone A**	0,3303	0,4955	**Staffel A**	826	3,3945
>5.000.000 ≤ 10.000.000	**Zone B**	0,3303	0,4955	**Staffel B**	826	3,3945
>10.000.000 ≤ 100.000.000	**Zone C**	0,3303	0,4955	**Staffel C**	826	3,3945
>100.000.000 ≤ 200.000.000	**Zone D**	0,0822	0,1233	**Staffel D**	826	3,3945
>200.000.000 ≤ 900.000.000	**Zone E**	0,0822	0,1233	**Staffel E**	826	3,3945
>900.000.000	**Zone F**	0,0822	0,1233	**Staffel F**	826	3,3945

Netzbereich Steiermark Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6a		Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6a
0 ≤ 5.000.000	**Zone A**	0,3036	0,4554	**Staffel A**	868	3,5671
>5.000.000 ≤ 10.000.000	**Zone B**	0,1813	0,2720	**Staffel B**	868	3,5671
>10.000.000 ≤ 100.000.000	**Zone C**	0,1492	0,2238	**Staffel C**	868	3,5671
>100.000.000 ≤ 200.000.000	**Zone D**	0,1152	0,1728	**Staffel D**	868	3,5671
>200.000.000 ≤ 900.000.000	**Zone E**	0,1152	0,1728	**Staffel E**	868	3,5671
>900.000.000	**Zone F**	0,1152	0,1728	**Staffel F**	868	3,5671

Netzbereich Tirol Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6a		Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6a
0 ≤ 5.000.000	**Zone A**	0,7816	1,1724	**Staffel A**	794	3,2630
>5.000.000 ≤ 10.000.000	**Zone B**	0,5638	0,8457	**Staffel B**	794	3,2630
>10.000.000 ≤ 100.000.000	**Zone C**	0,3408	0,5112	**Staffel C**	794	3,2630
>100.000.000 ≤ 200.000.000	**Zone D**	0,3408	0,5112	**Staffel D**	794	3,2630
>200.000.000 ≤ 900.000.000	**Zone E**	0,3408	0,5112	**Staffel E**	794	3,2630
>900.000.000	**Zone F**	0,3408	0,5112	**Staffel F**	794	3,2630

Netzbereich Vorarlberg Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6a		Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6a
0 ≤ 5.000.000	**Zone A**	0,6300	0,9450	**Staffel A**	906	3,7233
>5.000.000 ≤ 10.000.000	**Zone B**	0,3300	0,4950	**Staffel B**	906	3,7233
>10.000.000 ≤ 100.000.000	**Zone C**	0,2500	0,3750	**Staffel C**	906	3,7233
>100.000.000 ≤ 200.000.000	**Zone D**	0,1800	0,2700	**Staffel D**	906	3,7233
>200.000.000 ≤ 900.000.000	**Zone E**	0,1800	0,2700	**Staffel E**	906	3,7233
>900.000.000	**Zone F**	0,1800	0,2700	**Staffel F**	906	3,7233

Netzbereich Wien Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6a		Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6a
0 ≤ 5.000.000	**Zone A**	0,2296	0,3444	**Staffel A**	921	3,7849
>5.000.000 ≤ 10.000.000	**Zone B**	0,1898	0,2847	**Staffel B**	921	3,7849
>10.000.000 ≤ 100.000.000	**Zone C**	0,1319	0,1979	**Staffel C**	921	3,7849
>100.000.000 ≤ 200.000.000	**Zone D**	0,0546	0,0819	**Staffel D**	921	3,7849
>200.000.000 ≤ 900.000.000	**Zone E**	0,0546	0,0819	**Staffel E**	921	3,7849
>900.000.000	**Zone F**	0,0546	0,0819	**Staffel F**	921	3,7849

2. Netznutzungsentgelt für die Netzebene 3:

Netzbereich Burgenland Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6c		Pauschale pro Jahr [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6c
0 ≤ 40.000	**Zone 1**	2,9297		**Staffel 1**	6000		
>40.000 ≤ 80.000	**Zone 2**	2,9297		**Staffel 2**	6000		
>80.000 ≤ 200.000	**Zone 3**	2,3793		**Staffel 3**	6000		
>200.000	**Zone 4**	2,3793		**Staffel 4**	6000		
0 ≤ 5.000.000	**Zone A**	0,9662	1,4493	**Staffel A**		998	4,1014
>5.000.000 ≤ 10.000.000	**Zone B**	0,5721	0,8582	**Staffel B**		998	4,1014
>10.000.000 ≤ 100.000.000	**Zone C**	0,2931	0,4397	**Staffel C**		998	4,1014
>100.000.000	**Zone D**	0,1466	0,2199	**Staffel D**		998	4,1014

Netzbereich Kärnten Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6c		Pauschale pro Jahr Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6c
0 ≤ 40.000	Zone 1	2,6441		Staffel 1	6000		
>40.000 ≤ 80.000	Zone 2	2,6028		Staffel 2	6000		
>80.000 ≤ 200.000	Zone 3	2,2028		Staffel 3	6000		
>200.000	Zone 4	2,2028		Staffel 4	6000		
0 ≤ 5.000.000	Zone A	0,9411	1,4117	Staffel A		891	3,6616
>5.000.000 ≤ 10.000.000	Zone B	0,6075	0,9113	Staffel B		891	3,6616
>10.000.000 ≤ 100.000.000	Zone C	0,4690	0,7035	Staffel C		891	3,6616
>100.000.000	Zone D	0,2430	0,3645	Staffel D		891	3,6616

Netzbereich Niederösterreich Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6c		Pauschale pro Jahr [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6c
0 ≤ 40.000	Zone 1	1,9773		Staffel 1	6000		
>40.000 ≤ 80.000	Zone 2	1,9773		Staffel 2	6000		
>80.000 ≤ 200.000	Zone 3	1,7799		Staffel 3	6000		
>200.000	Zone 4	1,7184		Staffel 4	6000		
0 ≤ 5.000.000	Zone A	0,7284	1,0926	Staffel A		895	3,6781
>5.000.000 ≤ 10.000.000	Zone B	0,6396	0,9594	Staffel B		895	3,6781
>10.000.000 ≤ 100.000.000	Zone C	0,5784	0,8676	Staffel C		895	3,6781
>100.000.000	Zone D	0,5671	0,8507	Staffel D		895	3,6781

Netzbereich Oberösterreich Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6c		Pauschale pro Jahr [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6c
0 ≤ 40.000	Zone 1	2,2339		Staffel 1	6000		
>40.000 ≤ 80.000	Zone 2	1,5363		Staffel 2	6000		
>80.000 ≤ 200.000	Zone 3	1,2522		Staffel 3	6000		
>200.000	Zone 4	1,1983		Staffel 4	6000		
0 ≤ 5.000.000	Zone A	0,4668	0,7002	Staffel A		846	3,4767
>5.000.000 ≤ 10.000.000	Zone B	0,2000	0,3000	Staffel B		846	3,4767
>10.000.000 ≤ 100.000.000	Zone C	0,0785	0,1178	Staffel C		846	3,4767
>100.000.000	Zone D	0,0785	0,1178	Staffel D		846	3,4767

Netzbereich Salzburg Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6c		Pauschale pro Jahr Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6c
0 ≤ 40.000	Zone 1	1,5782		Staffel 1	6000		
>40.000 ≤ 80.000	Zone 2	1,5782		Staffel 2	6000		
>80.000 ≤ 200.000	Zone 3	1,4442		Staffel 3	6000		
>200.000	Zone 4	1,4442		Staffel 4	6000		
0 ≤ 5.000.000	Zone A	0,7956	1,1934	Staffel A		789	3,2425
>5.000.000 ≤ 10.000.000	Zone B	0,5829	0,8744	Staffel B		789	3,2425
>10.000.000 ≤ 100.000.000	Zone C	0,5081	0,7622	Staffel C		789	3,2425
>100.000.000	Zone D	0,5081	0,7622	Staffel D		789	3,2425

Netzbereich Steiermark Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6c		Pauschale pro Jahr Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6c
0 ≤ 40.000	Zone 1	2,2583		Staffel 1	6000		
>40.000 ≤ 80.000	Zone 2	2,1196		Staffel 2	6000		
>80.000 ≤ 200.000	Zone 3	1,7212		Staffel 3	6000		
>200.000	Zone 4	1,4166		Staffel 4	6000		
0 ≤ 5.000.000	Zone A	0,8292	1,2438	Staffel A		1060	4,3562
>5.000.000 ≤ 10.000.000	Zone B	0,1976	0,2964	Staffel B		1060	4,3562
>10.000.000 ≤ 100.000.000	Zone C	0,1631	0,2447	Staffel C		1060	4,3562
>100.000.000	Zone D	0,1257	0,1886	Staffel D		1060	4,3562

Netzbereich Tirol Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6c		Pauschale pro Jahr [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6c
0 ≤ 40.000	Zone 1	2,2565		Staffel 1	6000		
>40.000 ≤ 80.000	Zone 2	2,1280		Staffel 2	6000		
>80.000 ≤ 200.000	Zone 3	1,9918		Staffel 3	6000		
>200.000	Zone 4	1,9918		Staffel 4	6000		
0 ≤ 5.000.000	Zone A	1,0038	1,5057	Staffel A		811	3,3329
>5.000.000 ≤ 10.000.000	Zone B	0,8362	1,2543	Staffel B		811	3,3329
>10.000.000 ≤ 100.000.000	Zone C	0,6692	1,0038	Staffel C		811	3,3329
>100.000.000	Zone D	0,5437	0,8156	Staffel D		811	3,3329

Netzbereich Vorarlberg Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6c		Pauschale pro Jahr [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6c
0 ≤ 40.000	Zone 1	1,6000		Staffel 1	6000		
>40.000 ≤ 80.000	Zone 2	1,6000		Staffel 2	6000		
>80.000 ≤ 200.000	Zone 3	1,6000		Staffel 3	6000		
>200.000	Zone 4	1,6000		Staffel 4	6000		
0 ≤ 5.000.000	Zone A	0,6300	0,9450	Staffel A		906	3,7233
>5.000.000 ≤ 10.000.000	Zone B	0,3300	0,4950	Staffel B		906	3,7233
>10.000.000 ≤ 100.000.000	Zone C	0,2500	0,3750	Staffel C		906	3,7233
>100.000.000	Zone D	0,1800	0,2700	Staffel D		906	3,7233

Netzbereich Wien Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]		Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs. 6c		Pauschale pro Jahr [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs. 6c
0 ≤ 40.000	Zone 1	2,8099		Staffel 1	6000		
>40.000 ≤ 80.000	Zone 2	1,8454		Staffel 2	6000		
>80.000 ≤ 200.000	Zone 3	1,8454		Staffel 3	6000		
>200.000	Zone 4	1,5733		Staffel 4	6000		
0 ≤ 5.000.000	Zone A	0,7789	1,1684	Staffel A		1089	4,4753
>5.000.000 ≤ 10.000.000	Zone B	0,4625	0,6938	Staffel B		1089	4,4753
>10.000.000 ≤ 100.000.000	Zone C	0,2561	0,3842	Staffel C		1089	4,4753
>100.000.000	Zone D	0,2561	0,3842	Staffel D		1089	4,4753

3. Netznutzungsentgelt für die Netzebenen 2 und 3 für öffentliche Anlagen, die zum Betanken von erdgasbetriebenen Fahrzeugen dienen, in den Netzbereichen Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Tirol, Vorarlberg und Wien:
   a) Pauschale/Jahr ....3 480 Euro/Jahr;
   b) Arbeitspreis: ....0,5220 Cent/kWh.

(9) Vereinbart ein Verteilernetzbetreiber auf Basis der Allgemeinen Netzbedingungen mit einem Endverbraucher mit einer vereinbarten Höchstleistung pro Zählpunkt von mehr als 50.000 kWh/h und dessen Messwerte dem Verteilernetzbetreiber online zur Verfügung stehen, dass die vereinbarte Netznutzung des Endverbrauchers auf Veranlassung des Verteilergebietsmanagers (§ 18 Abs. 1 Z 23 GWG 2011) um bis zu 100 % eingeschränkt werden kann, so ist für jede tatsächliche und der Anordnung des Verteilergebietsmanagers entsprechend vorgenommene Einschränkung der Netznutzung der Leistungspreis für den Monat, in dem die Einschränkung erfolgt, wie folgt zu reduzieren: für jede Einschränkung, die dem Endverbraucher

1. bis spätestens 12 Uhr für den darauf folgenden Gastag (6 Uhr bis 6 Uhr) bekannt gegeben wird, um 25 % des der Einschränkung entsprechenden, monatlichen Leistungspreises;
2. bis spätestens Freitag, 12 Uhr für die übernächste Woche (Montag 6 Uhr bis Montag 6 Uhr) bekannt gegeben wird, um 100 % des der Einschränkung entsprechenden, monatlichen Leistungspreises;
3. bis spätestens zum 15. des Monats für den darauf folgenden Monat bekannt gegeben wird, um 100 % des der Einschränkung entsprechenden, monatlichen Leistungspreises.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit Beginn des Gastages 1.1.2026, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 30 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Netznutzungsentgelt im Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze

§ 11. (1) Für das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das bzw. für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze werden gemäß § 73 Abs. 4 GWG 2011 Entgelte bestimmt, die, sofern nicht besonders ausgewiesen, in EUR/kWh/h pro Jahr und pro Ein- bzw. Ausspeisepunkt angegeben werden. Das Entgelt ist vom Netzbenutzer auch dann zu entrichten, wenn für gebuchte Kapazität nicht oder nur teilweise nominiert wird. § 10 Abs. 6 gilt sinngemäß.

(2) Das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger wird für die folgenden Einspeisepunkte, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung für Standardkapazität, wie folgt bestimmt:

1. Freilassing: 2,77;
2. Laa: 2,77;
3. Hochfilzen: 2,77.

(Anm.: Z 4 aufgehoben durch BGBl. II Nr. 427/2015)

(3) Das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger wird für die folgenden Ausspeisepunkte, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Ausspeiseleistung für Standardkapazität, wie folgt bestimmt:

1. Laa: 3,74;
2. Simbach: 9,65;
3. Laufen: 14,98;
4. Freilassing: 7,56;
5. Hochfilzen: 7,56;
6. Gries am Brenner: 14,98;
7. Ruggell: 10,83;
8. Höchst: 10,83.

(4) Das Entgelt für unterbrechbare Kapazitäten entspricht grundsätzlich dem Entgelt für die gleiche Leistung für Standardkapazität. Im Falle von Unterbrechungen ist dem Netzbenutzer eine Refundierung zu gewähren. Eine allfällige Refundierung innerhalb eines Leistungsmonats wird vom Entgelt für den betreffenden Leistungsmonat abgezogen. Das vom Verteilernetzbetreiber zu refundierende Entgelt (ERm) errechnet sich anhand der Formel gemäß Anlage 1.

(5) Das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze bzw. für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze mit einer Laufzeit von weniger als einem Jahr errechnet sich auf Basis der Entgelte (E) gemäß Abs. 2 und 3 anhand der folgenden Formeln:

1. für Quartalsprodukte: (E/365)*Tageszahl des jeweiligen Quartals*1,1;
2. für Monatsprodukte: (E/365)* Tageszahl des jeweiligen Monats*1,2;
3. für Tagesprodukte: (E/365)*1,5.

Im Falle von impliziten Allokationen gemäß Art. 2 Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 können niedrigere Faktoren angewendet werden.

(6) Das Netznutzungsentgelt für Ein- und Ausspeisung im Rahmen der impliziten Allokation im Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze wird für alle Produkte mit einer Laufzeit von weniger als einem Monat mit dem Faktor 1,0 festgesetzt.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit Beginn des Gastages 1.1.2026, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 30 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Netznutzungsentgelt im Verteilernetz für Speicherunternehmen

§ 12. (1) Für das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz in Speicheranlagen werden gemäß § 73 Abs. 5 GWG 2011 Entgelte bestimmt, die, sofern nicht besonders ausgewiesen, in EUR/kWh/h pro Jahr und pro Ausspeisepunkt angegeben werden. Das Entgelt ist auch dann zu entrichten, wenn für gebuchte Kapazität nicht oder nur teilweise nominiert wird. § 10 Abs. 6 gilt sinngemäß.

(2) Das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz in Speicheranlagen wird für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr einheitlich für das gesamte Verteilergebiet, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Leistung für Standardkapazitäten wie folgt bestimmt: 1,47.

(3) Das Entgelt für unterbrechbare Kapazitäten entspricht grundsätzlich dem Entgelt für die gleiche Leistung für Standardkapazität. Im Falle von Unterbrechungen ist dem Speicherunternehmen eine Refundierung zu gewähren. Eine allfällige Refundierung innerhalb eines Leistungsmonats wird vom Entgelt für den betreffenden Leistungsmonat abgezogen. Das vom Verteilernetzbetreiber zu refundierende Entgelt (ERm) errechnet sich anhand der Formel gemäß Anlage 1.

(4) Das Netznutzungsentgelt für die grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage im Verteilernetz gemäß § 4 Abs. 8 Z 1 wird in Cent/kWh/h pro Tag wie folgt bestimmt: 1,04

Die Verrechnung des Netznutzungsentgelts erfolgt auf Basis der Summe der Minima der gemäß § 4 Abs. 8 Z 1 ermittelten Kontosaldi der Bilanzgruppen eines Gastages in kWh/h. § 4 Abs. 8 bis 11 gelten sinngemäß.

(5) Das Netznutzungsentgelt für die grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage im Verteilernetz gemäß § 4 Abs. 8 Z 2 wird in Cent/kWh/h pro Tag wie folgt bestimmt: 0,76

Die Verrechnung des Netznutzungsentgelts erfolgt auf Basis der Summe der Maxima der gemäß § 4 Abs. 8 Z 2 ermittelten Kontosaldi der Bilanzgruppen eines Gastages in kWh/h. § 4 Abs. 8 bis 11 gelten sinngemäß.

(6) Das mengenbasierte Netznutzungsentgelt beträgt für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz in Speicheranlagen 0 EUR/MWh.

(7) Wird die vertraglich vereinbarte Höchstleistung innerhalb eines Tages pro Zählpunkt überschritten, sind für die Leistungsüberschreitung beim Exit aus dem Verteilernetzgebiet 20,14 Cent/kWh/h zu verrechnen. Dieser Verrechnung ist die höchste gemessene stündliche Leistung des Tages zu Grunde zu legen.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit Beginn des Gastages 1.1.2026, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 30 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Netznutzungsentgelt im Verteilernetz für Produktion und die Erzeugung von erneuerbaren Gasen

§ 13. (1) Für das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das Verteilernetz aus Produktion gemäß Abs. 2 Z 1 bis 3 werden gemäß § 73 Abs. 6 GWG 2011 Entgelte bestimmt, die, sofern nicht besonders ausgewiesen, in EUR/kWh/h pro Jahr und pro Einspeisepunkt angegeben werden. Das Entgelt ist auch dann zu entrichten, wenn für gebuchte Kapazität nicht oder nur teilweise nominiert wird. § 10 Abs. 6 gilt sinngemäß. Für die Einspeisung in das Verteilernetz aus Erzeugung von erneuerbaren Gasen gemäß Abs. 2 Z 4 ist das zu entrichtende Netznutzungsentgelt im Verteilernetz als Arbeitspreis in Cent/kWh zu entrichten.

(2) Das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das Verteilernetz aus Produktion bzw. aus Erzeugung von erneuerbaren Gasen wird wie folgt bestimmt:

1. Einspeisung aus Produktion im Netzbereich Niederösterreich: 1,31;
2. Einspeisung aus Produktion im Netzbereich Oberösterreich: 1,42;
3. Einspeisung aus Produktion im Netzbereich Salzburg: 2,35;
4. Einspeisung aus Erzeugung von erneuerbaren Gasen in allen Netzbereichen: ..... 0,0315.

(3) Wird die vertraglich vereinbarte Höchstleistung innerhalb eines Tages pro Zählpunkt überschritten, ist für die Leistungsüberschreitung im Fall des Abs. 2 Z 1 bis 3 die höchste gemessene stündliche Leistung des Tages zu Grunde zu legen; für diese Stunde sind pro kWh/h Leistungsüberschreitung 23,20 Cent zu verrechnen.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit Beginn des Gastages 1.1.2026, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 30 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Kostenwälzung

§ 14. (1) Die Kosten der Netzebene 1 des jeweiligen Netzbetreibers sind unter Berücksichtigung der Erlöse der Netzebene 1 auf die Netzebene 2 zu überwälzen und werden somit Bestandteil der Kosten der Netzebene 2 für jeden Netzbereich. Die Wälzung der Kosten der Netzebene 1 zur Ermittlung der Kosten der Netzebene 1 je Netzbereich erfolgt nach der Maßgabe von zwei Verfahren gemäß Abs. 2 und 3, wobei die Verfahren im Verhältnis 50:50 gewichtet werden. Die Ausgangsbasis bilden die jeweiligen Kosten der Netzebene 1 eines Netzbereiches, die im Verfahren gemäß § 69 GWG 2011 festgestellt wurden.

(2) Beim ersten Verfahren werden die Kosten des Verteilergebietsmanagers gemäß § 74 GWG 2011 den Gesamtkosten der Netzebene 1 hinzugerechnet und diese Gesamtkosten werden im Verhältnis 70 % transportierter Leistung (Netto-Leistung, kWh/h) und 30 % verbrauchter (Gas-)Arbeit (Brutto-Arbeit, kWh) auf den jeweiligen Netzbereich des Verteilergebiets des Marktgebiet Ost verteilt.

(3) Beim zweiten Verfahren werden die Kosten des Verteilergebietsmanagers gemäß § 74 GWG 2011 auf die Netzbereiche entsprechend der aus der Fernleitung bezogenen Arbeit aufgeteilt und bilden einen Teil der jeweiligen Kosten des Netzbereichs der Netzebene 1. Die Kosten des PVS 2 werden unter Berücksichtigung der Erlöse im PVS 2 den Netzbereichen Niederösterreich bzw. Wien entsprechend der jeweils aus dem PVS 2 bezogenen Arbeit zugeordnet. Die dadurch ermittelten Kosten der Netzebene 1 je Netzbereich bilden die Basis für die Verrechnung der ausgetauschten Arbeit zwischen den Netzbereichen.

(4) Die Kosten des jeweiligen Verteilergebietsmanagers gemäß § 24 GWG 2011 werden zu 100 % nach verbrauchter (Gas-)Arbeit (Brutto-Arbeit, kWh) auf den jeweiligen Netzbereich in der Netzebene 2 und 3 verteilt.

(5) Die Kosten der Netzebene 2 sind, unter Berücksichtigung der Erlöse der Netzebene 2, auf die Netzebene 3 zu überwälzen. Dabei werden die Kosten im Verhältnis 70 % nach transportierter Leistung (Netto-Leistung, kWh/h) und 30 % nach verbrauchter Arbeit (Brutto-Arbeit, kWh) im Netzbereich verteilt.

(6) In Marktgebieten ohne Verteilerleitungen der Netzebene 1 finden lediglich die Abs. 4 und 5 Anwendung mit der Maßgabe, dass die Kosten des Verteilergebietsmanagers gemäß § 74 GWG 2011 im Verhältnis 70 % nach transportierter Leistung (Netto-Leistung, kWh/h) und 30 % nach verbrauchter Arbeit (Brutto-Arbeit, kWh) im Netzbereich verteilt werden.

(7) Die Aufteilung der Kosten gemäß Abs. 1 bis 6 auf die einzelnen Netzbereiche führt zu folgenden Nettozahlungen in TEUR. Die Nettozahlungen sind Jahresbeträge und werden in zwölf gleichen Teilbeträgen monatlich in Rechnung gestellt. Alle Rechnungen sind am 15. des dem Leistungserbringungsmonat folgenden Monats fällig.

1. Marktgebiet Ost:

	Austrian Gas Grid Management AG	Gas Connect Austria GmbH
a) WIENER NETZE GmbH zahlt:	30.507,1	4.623,1
b) Netz Niederösterreich GmbH zahlt:	11.474,5	1.934,5
c) Netz Burgenland GmbH zahlt:	2.826,6	447,7
d) Energienetze Steiermark GmbH zahlt:	13.137,6	2.081,0
e) Netz Oberösterreich GmbH zahlt:	19.051,9	4.598,5
f) KNG-Kärnten Netz GmbH zahlt:	2.536,2	401,7
g) Salzburg Netz GmbH zahlt:	3.058,8	484,5

2. Marktgebiet Tirol:
   a) TIGAS-Wärme Tirol GmbH zahlt an Austrian Gas Grid Management AG 6.683,0;
   b) Elektrizitätswerke Reutte AG zahlt an Austrian Gas Grid Management AG ..... 278,5.
3. Marktgebiet Vorarlberg: Vorarlberger Energienetze GmbH zahlt an Austrian Gas Grid Management AG .... 6.791,5.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2020, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 16 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Entgelt für Messleistungen

§ 15. (1) Die gemäß § 77 GWG 2011 festgesetzten Entgelte für Messleistungen sind Höchstpreise, sofern nicht anders ausgewiesen je Monat und gelten für die jeweils eingesetzte Art der Messung, welche die Gasmenge in m^3, Nm^3 oder kWh erfasst. Soweit Messeinrichtungen von Kunden mit Lastprofilzählern selbst beigestellt werden, ist das Entgelt für Messleistungen entsprechend zu vermindern. Für Geräte im Zusammenhang mit Messleistungen, die nicht in Abs. 6 genannt werden und die im Eigentum des Netzbetreibers stehen, dürfen höchstens 1,5 % des Wertes dieser Geräte je Monat als Entgelt für die Beistellung, den Betrieb und die Eichung der Messgeräte verrechnet werden. Messleistungen sind im Rahmen dieser Höchstpreise aufwandsorientiert zu verrechnen. Ist der Abrechnungszeitraum kürzer oder länger als ein Monat, ist das Messentgelt tageweise zu aliquotieren.

(2) Sofern der Netzbetreiber die Errichtung, Demontage oder den Austausch von Zähleinrichtungen auf Veranlassung des Netzbenutzers selbst vornimmt oder vornehmen lässt, hat der Netzbetreiber dem

Kunden einen Kostenvoranschlag für diese Maßnahme zu übermitteln. Montagen durch den Netzbetreiber haben unter Beachtung der verordneten Höchstpreise diskriminierungsfrei und aufwandsorientiert zu erfolgen. Übersteigen die Kosten für die Errichtung der Zähleinrichtung(en) am Zählpunkt 200 Euro, so ist es dem Kunden freizustellen, diese Kosten durch eine Einmalzahlung oder in Raten zu erstatten. Für die auf Veranlassung des Netzbenutzers erfolgte Errichtung und Demontage und die Überprüfung von Zähleinrichtungen, die nicht in Abs. 7 und 8 genannt werden und die im Eigentum des Netzbetreibers stehen, hat die Verrechnung diskriminierungsfrei und aufwandsorientiert zu erfolgen. Ein- und Ausbauten im Zug von Reparaturen, Nacheichungen und durch den Netzbetreiber veranlasste Gerätewechsel dürfen dem Kunden nicht extra verrechnet werden.

(3) Die Zählerablesung hat – mit Ausnahme von Lastprofilzählern und Verbrauchsaufzeichnungsmessgeräten gemäß § 2 Z 10 Lastprofilverordnung 2018, die täglich abzulesen sind, sowie intelligenten Messgeräten, die gemäß § 129 Abs. 1 GWG 2011 ausgelesen werden – jährlich zu erfolgen. Zusätzlich zum Entgelt gemäß Abs. 1 darf für die Datenauslesung von Lastprofilzählern und Verbrauchsaufzeichnungsmessgeräten gemäß § 2 Z 10 Lastprofilverordnung 2018, soweit keine Onlinemessung vereinbart wurde, ein Entgelt von höchstens 8,- € pro Monat verrechnet werden. Dieses Entgelt ist auf der Rechnung getrennt vom Entgelt gemäß Abs. 1 anzuführen.

(4) Zähler, welche von der Nacheichung befreit sind, sind nach spätestens 15 Jahren zu überprüfen. Die erfolgte Überprüfung ist am Messgerät ersichtlich zu machen. Erfolgt diese Überprüfung nicht, so darf das Entgelt ab diesem Zeitpunkt höchstens 0,75 % vom jeweiligen Wert betragen.

(5) Werden Lastprofilzähler und Mengenumwerter nach 15 Jahren nicht erneuert, darf das Entgelt ab diesem Zeitpunkt höchstens 0,75 % vom jeweiligen Wert bzw. höchstens die Hälfte des verordneten Höchstpreises betragen.

(6) Für das von Netzbenutzern zu entrichtende Entgelt für Messleistungen werden folgende Höchstpreise je angefangenem Monat bestimmt.

1. Höchstpreise für Balgengaszähler G 2,5 – G 100 und intelligente Messgeräte sowie Zubehör, Optionen für Betriebsdrücke bis 0,5 bar:

Typ	Balgengaszähler inkl. Verschraubungen [€]	Intelligente Messgeräte ohne Abschaltfunktion[€]
G 2,5 – G 4	1,35	1,95
G 6	1,75	2,35
G 10 – G 16	3,55	4,15
G 25	5,70	6,30
G 40	11,90	12,50
G 65	16,70	17,30
G 100	26,20	

Zubehör, Optionen	[€]
Impulsnehmer	0,30
Temperaturkompensation bis G 6 für Balgengaszähler	0,10
Temperaturkompensation ab G 10 für Balgengaszähler	0,20
Abschaltfunktion	0,30

2. Höchstpreise für Drehkolbengaszähler G 25 – G 1000 (für Betriebsdrücke bis 16 bar) mit zumindest einem Impulsgeber:

Typ	Drehkolbengaszähler [€]
G 25 – G 40	18,60
G 65	19,50
G 100	22,50
G 160	32,85
G 250	35,70
G 400	55,05
G 650	78,75
G 1000	104,40

Für Drehkolbengaszähler welche als intelligentes Messgerät Verwendung finden, kann zusätzlich ein Entgelt von höchstens 2,00 € verrechnet werden.

3. Höchstpreise für Lastprofilzähler (LPZ) mit Übertragung in Euro:
   a) LPZ mit einkanaliger Ausführung 13,50;
   b) LPZ mit zweikanaliger Ausführung 15,00;
   c) LPZ mit Ausführung mit mehr als zwei Kanälen 18,00;
   d) Onlinemessungen ..... 40,00.

4. Höchstpreise für Kompaktmengenumwerter (MUW) und Temperaturumwerter (TUW):

Typ	[€]
Kompaktmengenumwerter ohne LPZ	40,00
Kompaktmengenumwerter mit LPZ und Übertragung	55,00
Kompaktmengenumwerter mit Onlinemessung	80,00
Temperaturumwerter elektronisch	5,00

5. Höchstpreise für Verbrauchsaufzeichnungsmessgeräte gemäß § 2 Z 10 Lastprofilverordnung 2018 mit Übertragung in Euro:
   a) einkanalige Ausführung..... 7,00;
   b) Ausführung mit zwei oder mehr Kanälen..... 10,00;

6. Höchstpreise für 230 Volt Energieversorgung, insbesondere für Mengenumwerter, Lastprofilzähler, Verbrauchsaufzeichnungsmessgeräte und Onlinemessung: 10,00 Euro.

(7) Für die Errichtung oder Demontage von Messeinrichtungen, welche im Eigentum des Netzbetreibers stehen, werden folgende Höchstpreise bestimmt:

1. Höchstpreise für die Errichtung oder Demontage von Balgengaszählern und intelligenten Messgeräten bis zur Größe G 65:

Größe (inkl. Zählerregler)	Errichtung [€]	Demontage [€]
bis G 16	60,00	30,00
G 25 bis G 65	90,00	45,00

2. Höchstpreise für die Errichtung oder Demontage von Onlinemessungen:

Größe	Errichtung [€]	Demontage [€]
Standard	250,00	125

(8) Für die Überprüfung von Messeinrichtungen auf Veranlassung des Netzbenutzers, welche im Eigentum des Netzbetreibers stehen, werden folgende Höchstpreise bestimmt. Die Verrechnung dieser Leistung ist nur bei nicht defekten Messeinrichtungen zulässig:

1. vor Ort ohne Ausbau des Messgerätes (keine Mengenumwerter-Überprüfung): ..... 40,00 €
2. vor Ort ohne Ausbau des Messgerätes, mit Überprüfung von Zusatzeinrichtungen: ..... 80,00 €
3. durch eine kompetente Prüfstelle für Balgengaszähler und intelligente Messgeräte bis G 65 nach Ausbau des Messgeräts: .... 90,00 €
4. vor Ort mit Ausbau für Zähler G 25 bis G 250 (ausgenommen Balgengaszähler und intelligente Messgeräte): .... 200,00 €
5. vor Ort mit Ausbau für Zähler G 400 bis G 1000: .... 300,00 €
6. vor Ort mit Ausbau für Zähler größer G 1000: .... 500,00 €

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2024, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 26 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Verrechnung der Entgelte

§ 16. (1) Die Rechnungslegung hat spätestens sechs Wochen nach der für die Abrechnungsperiode relevanten Zählerstandsermittlung und nach Vorliegen des abrechnungsrelevanten Verrechnungsbrennwerts zu erfolgen. Der Netzbetreiber hat die Rechnung über die Systemnutzungsentgelte innerhalb von drei Wochen an den Versorger zu übermitteln, sofern der Versorger auch die Rechnung über die Netznutzung legt. Die Verteilernetzbetreiber stellen spätestens zum 14. Arbeitstag im Folgemonat die Brennwerte getrennt nach Brennwertbezirken auf ihrer Homepage zur Verfügung. Die Bezeichnung des Brennwertbezirkes ist auf der Rechnung anzuführen.

(2) Weicht eine rechnerische Verbrauchsermittlung gemäß § 73 Abs. 7 GWG 2011 von den tatsächlichen Werten ab, so ist eine unentgeltliche Rechnungskorrektur vorzunehmen.

(3) Die zur Anwendung kommenden Entgelte für Messleistungen sind vom Netzbetreiber in geeigneter Form, etwa im Internet, zu veröffentlichen.

(4) Nimmt der Netzbetreiber bei der Verrechnung des Netzzutrittsentgelts eine Pauschalierung gemäß § 75 Abs. 2 GWG 2011 für vergleichbare Netzbenutzer vor, sind die zur Anwendung kommenden Pauschalen in geeigneter Form, etwa im Internet, zu veröffentlichen.

(5) Der Netzbetreiber hat von Betreibern einer Anlage gemäß § 75 Abs. 3 und Abs. 4 GWG 2011 die von ihm übernommenen Kosten in den ersten 15 Jahren ab Inbetriebnahme der Anlage anteilig zurückzufordern, wenn die Netznutzungsentgelte nach den im ursprünglichen Netzzugangsvertrag vereinbarten Kapazitäten nicht voll entrichtet werden.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit Beginn des Gastages 1.1.2026, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 30 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Ausgleichszahlungen

§ 17. (1) Die Ausgleichszahlungen werden als Nettozahlungen in TEUR, die Jahresbeträge darstellen, festgelegt und sind in zwölf gleichen Teilbeträgen monatlich zu leisten. Alle Rechnungen sind am 15. des dem Leistungserbringungsmonat folgenden Monats fällig.

(2) Für den Netzbereich Kärnten werden folgende Ausgleichszahlungen festgelegt: KNG-Kärnten Netz GmbH zahlt an Energie Klagenfurt GmbH 148,2.

(3) Für den Netzbereich Oberösterreich werden folgende Ausgleichszahlungen festgelegt:

	Empfänger		
Zahler	Linz Netz GmbH	eww ag	Energie Ried GmbH
Netz Oberösterreich GmbH zahlt an	5.955,1	1.588,0	910,3
Stadtbetriebe Steyr GmbH zahlt an	143,0	38,1	21,9

(4) Für den Netzbereich Steiermark werden folgende Ausgleichszahlungen festgelegt:

	Empfänger	
Zahler	Stadtwerke Kapfenberg GmbH	Stadtwerke Leoben e.U.
Energienetze Steiermark GmbH zahlt an	21,6	499,1
Energie Graz GmbH zahlt an	3,4	78,9

(5) Für den Netzbereich Tirol werden folgende Ausgleichszahlungen festgelegt: TIGAS-Wärme Tirol GmbH zahlt an Elektrizitätswerke Reutte AG 1.567,9.

(6) Für den Netzbereich Vorarlberg werden folgende Ausgleichszahlungen festgelegt: Stadtwerke Bregenz GmbH zahlt an Vorarlberger Energienetze GmbH 1.106,8.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit Beginn des Gastages 1.1.2026, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 29 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Bestimmung von Entgelten für sonstige Leistungen

§ 18. (1) Netzbetreiber sind berechtigt, für die Erbringung sonstiger Leistungen, die nicht durch die Entgelte gemäß § 72 Abs. 2 Z 1 bis 4 GWG 2011 abgegolten und vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht sind, folgende Entgelte zu verrechnen:

1. Entgelte für Mahnungen:
   a) erste Mahnung ..... 0 Euro;
   b) jede weitere Mahnung ..... 2 Euro;
   c) letzte Mahnung gemäß § 127 Abs. 3 GWG 2011 ..... 6 Euro.
2. Abschaltungen, Sperrungen und Trennung von Hausanschlüssen:
   a) Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzugangs gemäß § 127 Abs. 3 GWG 2011 vor Ort ..... 30 Euro;
   b) Sperrung oder Wiedereinschaltung aus sicherheitstechnischen Gründen ..... 36 Euro;
   c) Trennung der Anschlussleitung vom Verteilernetz auf unbefestigtem Untergrund samt Freispülung der getrennten Hausanschlussleitung ..... 700 Euro;
   d) Trennung der Anschlussleitung vom Verteilernetz auf befestigtem Untergrund samt Freispülung der getrennten Hausanschlussleitung ..... 1 500 Euro;
   e) Trennung der Anschlussleitung im Zählerkasten bis Zählergröße G 65 samt Freispülung der getrennten Hausanschlussleitung, wenn der Zählerkasten die Eigentumsgrenze zum Verteilernetz darstellt und öffentlich zugänglich ist ..... 90 Euro;
3. Ablesung von Messeinrichtungen und Zwischenabrechnung auf Veranlassung des Netzbenutzers:
   a) Ablesung vor Ort ohne Zwischenabrechnung ..... 12 Euro;
   b) Ablesung vor Ort mit Zwischenabrechnung ..... 18 Euro;
   c) Zwischenabrechnung ohne Ablesung vor Ort ..... 6 Euro;
4. Zur Verfügung stellen von Lastprofilzählerdaten – tagesaktuell:
   a) im Standardformat laut sonstigen Marktregeln ..... 0 Euro;
   b) Sonderformate ..... 12 Euro;
   c) erstmalige Einrichtung der Datenschnittstelle ..... 60 Euro.

(2) Die Entgelte gemäß Abs. 1 Z 4 lit. b sind monatlich verrechenbar, Abs. 1 Z 1 bis 3 und Abs. 1 Z 4 lit. c sind jeweils im Anlassfall verrechenbar.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit Beginn des Gastages 1.1.2026, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 30 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

4. Teil
Entgelt für Verteilergebietsmanager

Höhe und Weiterverrechnung des Entgelts für Verteilergebietsmanager

§ 19. Die zu bezahlenden Anteile am jährlichen Entgelt für den Verteilergebietsmanager werden in TEUR wie folgt bestimmt. Die Entrichtung des Entgelts an den Verteilergebietsmanager erfolgt in zwölf gleichen monatlichen Teilbeträgen:

1. Verteilergebiet Ost:	
a) für den Netzbereich Oberösterreich die Netz Oberösterreich GmbH:	3.507,2
b) für den Netzbereich Niederösterreich die Netz Niederösterreich GmbH:	2.133,6
c) für den Netzbereich Steiermark die Energienetze Steiermark GmbH:	2.441,2
d) für den Netzbereich Burgenland die Netz Burgenland GmbH:	325,8
e) für den Netzbereich Kärnten die KNG-Kärnten Netz GmbH:	318,1
f) für den Netzbereich Salzburg die Salzburg Netz GmbH:	512,9
g) für den Netzbereich Wien die WIENER NETZE GmbH:	3.079,7
2. Verteilergebiet Tirol:	
für den Netzbereich Tirol die TIGAS-Wärme Tirol GmbH:	680,8
3. Verteilergebiet Vorarlberg:	
für den Netzbereich Vorarlberg die Vorarlberger Energienetze GmbH:	377,6

Alle Rechnungen sind am 15. des dem Leistungserbringungsmonat folgenden Monats fällig.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1. Jänner 2017, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 11).

5. Teil
Schlussbestimmungen

Übergangsbestimmung

§ 20. (1) Diese Verordnung findet auch auf die den Netzbetrieb übernehmenden Rechtsnachfolger der von dieser Verordnung erfassten Erdgasunternehmen Anwendung.

(2) Die Zahlungen des § 14 Abs. 7 Z 2 und 3 in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2013 sind abweichend zu § 14 Abs. 7 zweiter Satz Werte für den Zeitraum von Oktober 2013 bis Dezember 2013 und sind ab 1. Oktober 2013 in gleichen Teilbeträgen monatlich in Rechnung zu stellen.“

(3) Die in §§ 9, 10, 15 und 18 GSNE-VO 2013-Novelle 2013 festgelegten Systemnutzungsentgelte gelten in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg ab dem 1. Jänner 2013, 0 Uhr. Die in den §§ 9 bis 13, § 15 und § 18 GSNE-VO 2013-Novelle 2013 gelten im Marktgebiet Ost ab dem 1. Jänner 2013, 6 Uhr.

(4) Das Speicherunternehmen ist verpflichtet, dem Netzbetreiber den von einem unabhängigen Wirtschaftsprüfer bestätigten Ist-Wert des Speicherstandkontos pro Speicherkunde per 1. April 2016, 6.00 Uhr zu melden. Dabei hat die Summe der Speicherstandkonten der Speicherkunden der Summe der Speicherstandkonten der Bilanzgruppen zu entsprechen. Kommt das Speicherunternehmen dieser Verpflichtung bis zum 20. April 2016 nicht nach, wird ein Ist-Wert des Speicherstandkontos pro Speicherkunden von Null angesetzt.

(5) Die Multiplikatoren gemäß § 3 Abs. 9 Z 3 und Z 4 sind erstmals für day-ahead-Kapazitäten sowie für Rest of the Day- und Within Day-Produkte mit einem Laufzeitbeginn ab 1. Oktober 2017, 6 Uhr, anwendbar; bis zu diesem Zeitpunkt gilt der Multiplikator 1.

Inkrafttreten

§ 21. (1) Diese Verordnung tritt mit 1. Jänner 2013 in Kraft.

(2) Die §§ 1, 2 und § 4 Abs. 1 und Abs. 3 Z 2 sowie der 3., 4. und 5. Teil in der Fassung der GSNE-VO 2013-Novelle 2013 treten mit 1. Jänner 2013 in Kraft.

(3) Die Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008, GSNT-VO 2008) verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 021 vom 30. Jänner 2008, in der Fassung der GSNT-VO 2008-Novelle 2009, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 252 vom 24. Dezember 2008, der GSNT-VO 2008-Novelle 2010, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 249 vom 24. Dezember 2009, der GSNT-VO 2008-Novelle 2011, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 249 vom 23. Dezember 2010 sowie der GSNT-VO 2008-Novelle 2012, BGBl. II Nr. 441/2011 tritt mit Ablauf des 1. Jänner 2013, 6 Uhr außer Kraft.

(4) Die Verordnung der Energie-Control Kommission mit der das Netznutzungsentgelt für grenzüberschreitende sonstige Transporte von Erdgas und für grenzüberschreitende Transporte von Erdgas von einem Einspeisepunkt in die Regelzone zu einem Ausspeisepunkt aus der Regelzone bestimmt wird (Sonstige Transporte-Gas-Systemnutzungstarife–Verordnung – SonT-GSNT-VO 2007), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 189 vom 28. September 2007, in der Fassung der SonT-GSNT-VO Novelle 2008 vom 25. Jänner 2008, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 021 vom 30. Jänner 2008, der SonT-GSNT-VO Novelle 2009, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 252 vom 24. Dezember 2008, der SonT-GSNT-VO Novelle 2010, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 249 vom 24. Dezember 2009, der SonT-GSNT-VO Novelle 2011, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 249 vom 23. Dezember 2010 sowie der SonT-GSNT-VO Novelle 2012, BGBl. II Nr. 439/2011 tritt mit Ablauf des 1. Jänner 2013, 6 Uhr außer Kraft.

(5) Die Verordnung der Energie-Control Kommission betreffend das Entgelt für den Regelzonenführer, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 188 vom 30. September 2002, in der Fassung der Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Verordnung der Energie-Control Kommission betreffend das Entgelt für den Regelzonenführer geändert wird vom 19. Mai 2004, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 101 vom 26. Mai 2004; der RZF-VO-Novelle 2005 vom 25. Oktober 2005, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 212 vom 29. Oktober 2005, der Gas-RZF-VO-Novelle 2006 vom 20. Dezember 2006, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 250 vom 28. Dezember 2006, der Gas-RZF-VO-Novelle 2008 vom 25. Jänner 2008, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 021 vom 30. Jänner 2008, der Gas-RZF-VO-Novelle 2009 vom 19. Dezember 2008, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 252 vom 24. Dezember 2008, der Gas-RZF-VO-Novelle 2010 vom 22. Dezember 2009, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 249 vom 24. Dezember 2009, der Gas-RZF-VO-Novelle 2011 vom 20. Dezember 2010, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 249 vom 23. Dezember 2010 sowie der Gas-RZF-VO-Novelle 2012, BGBl. II Nr. 438/2011 tritt mit Ablauf des 31. Dezember 2012 außer Kraft.

(6) Die § 2 Abs. 1, § 9 Abs. 1, § 10 Abs. 6 bis 6b und Abs. 8, § 11 Abs. 2 bis 4, § 12 Abs. 3, § 13 Abs. 2, § 14 Abs. 7, § 15 Abs. 3 und Abs. 6 bis 8, § 16 Abs. 1, § 17 und § 19 Z 1 bis 3 in der Fassung der GSNE-VO 2013-Novelle 2014 treten mit 1. Jänner 2014, 6 Uhr in Kraft. Für Endverbraucher, die bis 31.1.2014 Anträge gemäß § 10 Abs. 6a einbringen, wird zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts rückwirkend ab 1.1.2014, 6 Uhr die täglich gemessene höchste stündliche Leistung angewendet.

(7) Die § 4 Abs. 1 und Abs. 6 bis 11, § 12 Abs. 4 und Abs. 5 sowie § 20 Abs. 4 in der Fassung der 3. GSNE-VO 2013-Novelle 2014 treten mit 1. Mai 2014, 6 Uhr in Kraft.

(8) Die § 2 Abs. 1 Z 13, § 3 Abs. 8, § 4 Abs. 5, § 4 Abs. 9 Z 1, § 7 Abs. 2, § 10 Abs. 6c, § 10 Abs. 7, § 10 Abs. 8 Z 1 und Z 2, § 12 Abs. 2, § 12 Abs. 4, § 13 Abs. 2, § 14 Abs. 7, § 15 Abs. 8 Z 3, § 17 und § 19 in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2015 treten mit 1. Jänner 2015, 6 Uhr in Kraft.

(9) Die § 3 Abs. 2 Z 5, § 3 Abs. 4 Z 2, § 3 Abs. 6a, § 3 Abs. 9, § 4 Abs. 2a, § 4 Abs. 6 Z 1 und § 8 Abs. 4 in der Fassung der GSNE-VO 2013 – 2. Novelle 2015 treten mit 1. Februar 2015, 6 Uhr in Kraft.

(10) Die § 2 Abs. 1 Z 13, § 3 Abs. 2 Z 6, § 3 Abs. 6a Z 1 und Z 2, § 8 Abs. 1 und Abs. 3, § 10 Abs. 3, § 10 Abs. 8 Z 1 und Z 2, § 11 Abs. 2 Z 2,§ 12 Abs.2, § 13 Abs. 2 Z 1 bis 3, § 14 Abs. 7, § 17 und § 19 in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2016, BGBl. II Nr. 427/2015, treten mit 1. Jänner 2016, 6 Uhr in Kraft. § 4 Abs. 6, Abs. 7, Abs. 9, Abs. 10 und Abs. 11 sowie § 10 Abs. 6 und 6b in der

Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2016, BGBl. II Nr. 427/2015, treten mit 1. April 2016, 6 Uhr in Kraft, § 11 Abs. 3 Z 6 in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2016 tritt mit 1. Oktober 2016, BGBl. II Nr. 427/2015, 6 Uhr in Kraft. § 3 Abs. 4 Z 1, § 4 Abs. 2a, § 11 Abs. 2 Z 3 und Z 4 treten mit 1. Jänner 2016, 6 Uhr außer Kraft.

(11) Die Bestimmungen der GSNE-VO 2013-Novelle 2017, BGBl. II Nr. 425/2016, treten mit 1. Jänner 2017, 6 Uhr, in Kraft.

(12) Die Bestimmungen der GSNE-VO 2013 – 2. Novelle 2017, BGBl. II Nr. 243/2017, treten mit dem der Kundmachung folgenden Gastag in Kraft.

(13) Die Bestimmungen der GSNE-VO 2013 – Novelle 2018, BGBl. II Nr. 399/2017, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2018 in Kraft.

(14) Die Bestimmungen der GSNE-VO 2013 – 2. Novelle 2018, BGBl. II Nr. 85/2018, treten mit dem der Kundmachung folgenden Gastag in Kraft.

(15) § 2 Abs. 1 Z 1 und Z 13 zweiter Satz, § 10 Abs. 6c letzter Satz, § 10 Abs. 8 Z 1 und 2, § 11 Abs. 3 Z 6, § 12 Abs. 2, § 13 Abs. 2 Z 2 und 3, § 14 Abs. 7 Z 1, § 14 Abs. 7 Z 2 lit. a und b, § 14 Abs. 7 Z 3, § 15 Abs. 3, § 17 Abs. 2 bis Abs. 6 und § 19 Z 1 bis Z 3, jeweils in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2019, BGBl. II Nr. 355/2018, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2019 in Kraft.

(16) Die Bestimmungen der GSNE-VO 2013 – Novelle 2020, BGBl. II Nr. 423/2019, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2020 in Kraft.

(17) § 3 Abs. 1 bis Abs. 7a sowie Abs. 9 bis Abs. 10, § 4 Abs. 1 und Abs. 2, Abs. 5 bis Abs. 7, § 7 Abs. 2, § 8 Abs. 3, § 12 Abs. 4 und Abs. 5 sowie Anlage 1 und Anlage 3, in der Fassung der GSNE-VO 2013 – 2. Novelle 2020, BGBl. II Nr. 254/2020, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2021 in Kraft.

(18) § 2 Abs. 1 Z 13, § 10 Abs. 8 Z 1 und 2, § 11 Abs. 2 Z 1 und 2, § 11 Abs. 3, § 12 Abs. 4 und 5, § 14 Abs. 7 Z 1 bis 3, § 17 Abs. 2 bis 6 sowie § 19 Z 1 bis 3, in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2021, BGBl. II Nr. 574/2020, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2021 in Kraft.

(19) § 3 Abs. 4 Z 4 und 5 sowie § 3 Abs. 4a in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 437/2021 treten mit dem der Kundmachung folgenden Gastag in Kraft.

(20) § 2 Abs. 1 Z 13, § 10 Abs. 8 Z 1 und 2, § 11 Abs. 1, § 11 Abs. 3 Z 6 und 7, § 12 Abs. 1 und 2, § 13 samt Überschrift, § 14 Abs. 7 Z 1 bis 3, § 16 Abs. 5, § 17 Abs. 2 bis 6 und § 19 Z 1 bis 3, in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2022, BGBl. II Nr. 557/2021, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2022 in Kraft.

(21) § 1 Abs. 1 Z 1, § 2 Abs. 1 Z 5a und Z 8a, § 3 Abs. 1, Abs. 2a und Abs. 3a, § 3 Abs. 4 Z 1 und Z 2, § 3 Abs. 4a, § 4 Abs. 2a, § 7 Abs. 2 und Anlage 3, jeweils in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 176/2022, treten mit Beginn des Gastages 1. Juni 2022 in Kraft.

(22) § 2 Abs. 1 Z 13 zweiter Satz, in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 346/2022, tritt mit Beginn des Gastages 1. Oktober 2022 in Kraft.

(23) § 3 Abs. 2a und Abs. 3a, § 4 Abs. 2a und § 7 Abs. 2 zweiter Satz, jeweils in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 408/2022, treten mit dem der Kundmachung folgenden Gastag in Kraft. Im Monat des Inkrafttretens ist die Ausgleichszahlung nach § 7 Abs. 2 tagesbezogen zu aliquotieren.

(24) § 2 Abs. 1 Z 13, § 10 Abs. 8 Z 1 und 2, § 11 Abs. 3 Z 6 und 7, § 12 Abs. 2 und 6, § 13 Abs. 2 Z 1 bis 3, § 14 Abs. 7 Z 1 bis 3, § 17 Abs. 2 bis 6 und § 19, in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2023, BGBl. II Nr. 465/2022, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2023 in Kraft.

(25) § 2 Abs. 1 Z 13 zweiter Satz, in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 74/2023, tritt mit Beginn des Gastages 1. April 2023 in Kraft.

(26) § 2 Abs. 1 Z 2a erster und zweiter Satz, 11b und 13, § 3 Abs. 2a und 3a, § 4 Abs. 2a, § 7 Abs. 2, § 10 Abs. 3 und 8, § 11 Abs. 3 Z 6 und 7, § 12 Abs. 2, 6 und 7, § 13 Abs. 2 und 3, § 14 Abs. 7, § 16 Abs. 1, § 17 Abs. 2 bis 6 sowie § 19 Z 1 bis 3, in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 396/2023, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2024 in Kraft. § 2 Abs. 1 Z 2a letzter Satz tritt mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2025 in Kraft. Die Anzahl und Einteilung der Brennwertbezirke nach § 2 Abs. 1 Z 2a sind durch die Netzbetreiber auf Aufforderung der Regulierungsbehörde jederzeit vorzulegen und falls erforderlich neu festzulegen.

(27) § 3 Abs. 2 bis Abs. 3a, Abs. 6 und Abs. 6 *(Anm.: offensichtlich gemeint Abs. 5)* sowie Abs. 8a bis Abs. 9a, § 4 Abs. 2, Abs. 2a, Abs. 6 und Abs. 7, § 7 Abs. 2, § 12 Abs. 4 und Abs. 5 sowie Anlage 3a,

in der Fassung der GSNE-VO 2013 – 2. Novelle 2024, BGBl. II Nr. 138/2024, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2025 in Kraft.

(28) § 10 Abs. 8 Z 1 bis 3, § 11 Abs. 2 und 3, § 12 Abs. 2, 4, 5 und 7, § 13 Abs. 1 bis 3, § 14 Abs. 7 Z 1 bis 3, § 17 Abs. 2 bis 6 sowie § 19 Z 1 bis 3, in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 369/2024, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2025 in Kraft.

(29) § 3 Abs. 2 bis Abs. 3a, § 4 Abs. 2 Z 1 und 2, § 4 Abs. 2a, § 4 Abs. 6 Z 1 und 2, § 4 Abs. 7 Z 1 und 2, § 7 und § 18 Abs. 1 Z 1, 3 und 4, in der Fassung der GSNE-VO 2013 – 2. Novelle 2025, BGBl. II Nr. 102/2025, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2026 in Kraft. § 18 Abs. 1 Z 2, in der Fassung der GSNE-VO 2013 – 2. Novelle 2025, BGBl. II Nr. 102/2025, tritt mit dem der Kundmachung folgenden Gastag in Kraft.

(30) § 7 Abs. 1 und 2, § 10 Abs. 8 Z 1 bis 3, § 11 Abs. 2 Z 1 bis 3, § 11 Abs. 3 Z 1 bis 8, § 12 Abs. 2, 4, 5 und 7, § 13 Abs. 2 Z 1 bis 4, § 13 Abs. 3, § 14 Abs. 7 Z 1 bis 3, § 17 Abs. 2 bis 6 sowie § 19 Z 1 bis 3, in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 306/2025, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2026 in Kraft.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2021, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 17).

Anlage 1 (zu § 3 Abs. 7 und § 4 Abs. 4)

$$E_{Rm} = (D_{rf} * F_R) * AvgC_{int} \leq F_m$$

wobei gilt

E_{Rm} ist die Refundierung einer aufgetretenen Unterbrechnung von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten gemäß § 3 Abs. 7 sowie von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten gemäß § 4 Abs. 4. Die Refundierung gilt jeweils für den Tag an dem eine Unterbrechung vorliegt;

D_{rf} ist:

a) im Fall der Unterbrechnung von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten gemäß § 3 Abs. 7 das Netznutzungsentgelt für Tagesprodukte gemäß § 3 Abs. 9 bzw. Abs. 9a oder

b) im Fall der Unterbrechnung von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten gemäß § 4 Abs. 4 das anteilige Netznutzungsentgelt für den Tag der Unterbrechung gemäß § 4 Abs. 2;

F_R ist der Refundierungsfaktor; er entspricht :

a) im Fall der Unterbrechnung von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten gemäß § 3 Abs. 7 dem Wert 3;

b) im Fall der Unterbrechnung von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten gemäß § 4 Abs. 4 dem Wert 1,5;

$AvgC_{int}$ ist die durchschnittliche unterbrechbare Kapazität, die an dem betreffenden Tag unterbrochen wurde, berechnet als

$AvgC_{int} = \left(\frac{\sum_{i=1}^{h_R} c_{diff,i}}{h_R}\right)$ wobei

$c_{diff,i}$ ist die tatsächliche unterbrochene Kapazität des Produkts, berechnet als die Differenz zwischen der angebotenen Kapazität auf Stundenbasis und der tatsächlich verfügbaren Kapazität auf Stundenbasis während jeder von der Unterbrechung betroffenen Stunde;

h_R ist die Anzahl der Stunden eines Gastages;

i ist die relevante Stunde, in der eine Unterbrechung auftritt;

F_m ist das Netznutzungsentgelt, das ungeachtet der Unterbrechung für den Zeitraum, in dem die Unterbrechung eingetreten ist, dem Netzbenutzer in Rechnung zu stellen wäre.

Anlage 2 (zu § 3 Abs. 10 und § 4 Abs. 5)

$$E_{Km} = \left(\frac{E_m}{h_m * q}\right) * \left(\sum_{K=1}^{h_K} q_{diffK} * h_K\right)$$

wobei:

E_{Km} = die Entgeltkürzung pro Monat;

E_m = das Entgelt pro Monat;

h_m = die Gesamtanzahl der Stunden des Monats, in dem die Einschränkung der Transportdienstleistung auftritt;

q = die vertraglich vereinbarte Stundenrate am Ein- bzw. Ausspeisepunkt;

q_{diffK} = die Differenz zwischen nominierter Stundenrate am Ein- bzw. Ausspeisepunkt und der am selben Punkt zur Verfügung gestellten Stundenrate je eingeschränkter Stunde, sofern diese Differenz positiv ist;

h_K = die Anzahl der Stunden innerhalb des Leistungsmonats, für deren Dauer die Transportdienstleistung eingeschränkt wird.

Anlage 3 (zu § 3 und § 4)

Referenzpreismethode gemäß Art. 6 ff der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 sowie Festlegung eines mengenbasierten Entgelts gemäß Art. 4 Abs. 3 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

(Anm.: Anlage 3 und die Ergänzung der Anlage 3 betreffend ein mengenbasiertes Entgelt, BGBl. II Nr. 176/2022 als PDF dokumentiert.

Die Novellierungsanweisung Z 2, BGBl. II Nr. 465/2022, konnte nicht eingearbeitet werden und lautet:

„In § 4 Abs. 2 Z 1, § 4 Abs. 6 Z 1, § 4 Abs. 7 Z 1 sowie in den Kapiteln 1.1, 1.2, 2.1 und 4.3 der Anlage 3 wird jeweils das Wort „7-fields“ durch die Wortfolge „Penta West“ ersetzt.“

Die Novellierungsanweisung Z 18, BGBl. II Nr. 138/2024, konnte nicht eingearbeitet werden und lautet:

„In Anlage 3 wird das Datum „30.9.2024“ durch das Datum „31.12.2024“ ersetzt.“)

Ergänzung der

Anlage 3 zur GSNE-VO 2013

Durchführung der Verordnung (EU) 2017/460 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen, ABl. Nr. L 72 vom 17.03.2017 S. 29, (NC TAR)

Wien, 23.03.2022

Inhalt

5 Mengenbasiertes Entgelt....3

5.1 Erhöhung der zulässigen Erlöse (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. i NC TAR)....3

5.2 Ermittlung des mengenbasierten Entgelts (Art. 26 Abs. 1 lit. c sublit. i NC TAR) 4

5.3 Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern (Art. 10 Abs. 3 NC TAR) 5

5.4 Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. iv NC TAR) 6

5.5 Prüfung der Kostenzuweisung in Bezug auf mengenbasierte Fernleitungsentgelte (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iv NC TAR).... 6

Ergänzung der Anlage 3 zur GSNE-VO 2013 idgF aufgrund gestiegener Kosten für Verdichterenergie um ein mengenbasiertes Entgelt

5 Mengenbasiertes Entgelt

Gemäß Art. 4 Abs. 3 NC TAR kann ein Teil der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen durch ein mengenbasiertes Entgelt erzielt werden, das alle folgenden Kriterien erfüllt:

i) es wird zur Deckung der Kosten erhoben, die primär durch die transportierte Gasmenge bedingt sind;

ii) es wird auf der Grundlage der prognostizierten und/oder vergangenen Gasflüsse berechnet und für alle Einspeisepunkte und für alle Ausspeisepunkte jeweils in gleicher Höhe festgesetzt;

iii) es wird in einer Währungseinheit oder als Sachleistung angegeben.

Aufgrund der deutlichen Erhöhung der Kosten für Verdichterenergie, die durch die gestiegenen Gas-, Strom- und CO_2-Preise bedingt ist, kommt ab 1. Juni 2022 zusätzlich zu den in den Kapiteln 1 bis 4 beschriebenen kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelten ein mengenbasiertes Entgelt zur Anwendung. Dieses wird für die angefallenen und erwarteten Zusatzkosten aufgrund der deutlich angestiegenen Energiepreise (insb. Gaspreise) verrechnet. Aufgrund der Volatilität des mengenbasierten Entgelts wird dieses jährlich evaluiert und bei Bedarf neu berechnet und festgelegt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber verrechnen das mengenbasierte Entgelt an die Netzbenutzer sowie an den Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager und die Speicherunternehmen im Ausmaß ihrer Allokationen (ihrer bestätigten (Re-)Nominierungen) an den Ein- und Ausspeisepunkten.

5.1 Erhöhung der zulässigen Erlöse (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. i NC TAR)

In Kapitel 1.4. der bereits gültigen Referenzpreismethode (Anhang 3 zur GSNE-VO 2013 idgF) sind die bisher festgestellten Kosten dargestellt. Laut der gemäß § 82 GWG 2011 genehmigten Methode ist bei einer maßgeblichen Überschreitung der Energiekosten und Kosten für CO_2-Zertifikate von Ist-Kosten zu Plan-Kosten eine entsprechende Erhöhung der geltenden Tarife auf Antrag des Netzbetreibers zu prüfen. Beide Fernleitungsnetzbetreiber beantragten aufgrund der gestiegenen Energiepreise eine Erhöhung der bisher genehmigten Kosten für Verdichterenergie. Die neuen genehmigten Kosten werden von der Behörde in den Bescheiden V MET G 02/21 und V MET G 03/21 für die verbleibende Zeit der Regulierungsperiode von 2021-2024 wie folgt festgestellt:

	Bisher genehmigte Kosten (EUR/Jahr)	Erhöhung aufgrund gestiegener Verdich-terenergiekosten (EUR/Jahr)	Neue genehmigte Kosten (EUR/Jahr)
Beeinflussbare Kosten GCA	116.261.000		116.261.000
Nicht beeinflussbare Kosten GCA	9.831.600	+ 13.932.930	23.764.530
Gesamtkosten GCA	**126.092.600**	**+ 13.932.930**	**140.025.530**
Beeinflussbare Kosten TAG	209.336.400		209.336.400
Nicht beeinflussbare Kosten TAG	69.496.800	+ 161.466.030	230.962.830
Gesamtkosten TAG	**278.833.200**	**+ 161.466.030**	**440.299.230**
Summe Marktgebiet Ost	**404.925.800**	**+ 175.398.960**	**580.324.760**

5.2 Ermittlung des mengenbasierten Entgelts (Art. 26 Abs. 1 lit. c sublit. i NC TAR)

Das mengenbasierte Entgelt wird auf der Grundlage der Gasflüsse (Allokationen) des Jahres 2021 berechnet und für alle Einspeisepunkte bzw. für alle Ausspeisepunkte jeweils in gleicher Höhe festgesetzt. Die im Jahr 2021 erfolgten tatsächlichen Gasflüsse (Allokationen) an den Ein- und Ausspeisepunkten sind im Folgenden dargestellt.

Einspeisung / Entry (MWh/Jahr)

	GCA	TAG	Gesamt
Allokationen Einspeisepunkte Marktgebiet	79.267.794	343.248.965	422.516.759
Allokationen Einspeisepunkte Speicher	14.570.920	0	14.570.920
Allokationen Einspeisepunkte Verteilergebiet	0	0	0
Summe Allokationen Einspeisepunkte	**93.838.714**	**343.248.965**	**437.087.679**

Ausspeisung / Exit (MWh/Jahr)

	GCA	TAG	Gesamt
Allokationen Ausspeisepunkte Marktgebiet	44.504.631	306.330.089	350.834.720
Allokationen Ausspeisepunkte Speicher	17.324.974	0	17.324.974
Allokationen Ausspeisepunkte Verteilergebiet	60.407.515	8.977.498	69.385.014
Summe Allokationen Ausspeisepunkte	**122.237.120**	**315.307.588**	**437.544.708**

Die Erlöse aus dem mengenbasierten Entgelt (175.398.960 EUR/Jahr) werden unter analoger Anwendung der für die Bewertung der kapazitätsbezogenen Kostenzuweisung für Entgelte gemäß der RPM der kapazitätsgewichteten Distanz im Verhältnis von 20,6% zu 79,4% auf die Entry- und Exit-Punkte verteilt.

Das mengenbasierte Entgelt wird durch Division des Entry-Anteils der Erlöse der zusätzlich festgestellten jährlichen Kosten für Verdichterenergie (EUR 36.132.186) durch die Summe der Allokationen an Einspeisepunkten (437.087.679 MWh/Jahr – ohne Speicher, siehe unten) bzw. des Exit-Anteils der Erlöse der zusätzlich festgestellten jährlichen Kosten für Verdichterenergie (EUR 139.266.775) durch die Summe der Allokationen an Ausspeisepunkten (437.544.708 MWh/Jahr) ermittelt.

Die Höhe des mengenbasierten Entgelts beträgt somit:

Mengenbasiertes Entgelt (vorl.)	EUR/MWh
an Einspeisepunkten	0,08552
an Ausspeisepunkten	0,31829

Diese Entgelte gelten für alle Arten der Kapazität (FZK, DZK, UK) gleich.

Für Nominierungen von Speicherunternehmen gilt in Anlehnung an die Regel des § 72 Abs. 2 GWG 2011 die Vorgabe, dass für die Nominierung zur Einspeicherung, dh. den Exit aus dem Fernleitungsnetz, das mengenbasierte Entgelt verrechnet wird, die Ausspeicherung, also der Entry in das Fernleitungsnetz wird nicht bepreist.

5.3 Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern (Art. 10 Abs. 3 NC TAR)

In Ergänzung zu den Ausführungen in Kapitel 1.5 wird zum Ausgleich der zusätzlich festgestellten jährlichen Kosten für Verdichterenergie und der zusätzlichen Erlöse aus dem mengenbasierten Entgelt eine Ausgleichszahlung festgelegt, die vor Beginn des jeweiligen Gasjahres in

der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 festgelegt wird und in gleichbleibenden 12 monatlichen Raten zu entrichten ist.

5.4 Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. iv NC TAR)

In Ergänzung zu den Ausführungen in Kapitel 3 der bereits gültigen Referenzpreismethode (Anhang 3 zur GSNE-VO 2013 idgF) werden die von den Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb des Ein- und Ausspeisesystems zum Zweck der Fernleitung erbrachten regulierten Dienstleistungen sowohl durch kapazitätsbasierte als auch durch mengenbasierte Fernleitungsentgelte gedeckt.

Die Aufschlüsselung der Erlöse nach Kapazitäts- und Arbeitsentgelten beträgt 69,8:30,2.

5.5 Prüfung der Kostenzuweisung in Bezug auf mengenbasierte Fernleitungsentgelte (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iv NC TAR)

In Kapitel 4.1 der bereits gültigen Referenzpreismethode (Anhang 3 zur GSNE-VO 2013 idgF) erfolgte die Prüfung der Kostenzuweisung in Bezug auf Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen, die durch kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte erzielt werden. Im Folgenden erfolgt die Prüfung der Kostenzuweisung in Bezug auf Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen, die durch mengenbasierte Fernleitungsentgelte erzielt werden.

Gemäß Art. 5 NC TAR hat die nationale Regulierungsbehörde mithilfe einer Bewertung der Kostenzuweisung darzulegen, dass keine Quersubventionierung zwischen verschiedenen Arten der Netznutzung vorliegt. Das Ergebnis dieser Bewertung belegt die Verursachungsgerechtigkeit der vorgeschlagenen Entgelte und ihre Orientierung an den in Art. 5 Abs. 1 NC TAR aufgezählten Kostentreibern.

Die Prüfung der Kostenzuweisung in Bezug auf Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen, die durch mengenbasierte Entgelte erzielt werden, erfolgt auf Basis des Kostentreibers der Gasmenge.

Der Index für den Kapazitätskostenzuweisungsvergleich beläuft sich auf 6,76%. Die Details der Prüfung der Kostenzuweisung sind in dem separat veröffentlichten Excel-Modell dargestellt.

	TEST results	
Ratio intra	216,039	*EUR/MWh*
Ratio cross	201,904	*EUR/MWh*
CAA cap.	6,76%	

Der Index für den Kapazitätskostenzuweisungsvergleich liegt unter dem Wert von 10%, weshalb gemäß NC TAR keine weitere Begründung erforderlich ist. Es zeigt sich, dass das Verhältnis der Erlöse aus der systeminternen Netznutzung und dem Kostentreiber für die systeminterne Netznutzung (Ratio intra) in etwa dem Verhältnis der Erlöse aus der systemübergreifenden Netznutzung und dem Kostentreiber für die systemübergreifende Netznutzung (Ratio cross) entspricht.

Anlage 3 zur GSNE-VO 2013

Durchführung der Verordnung (EU) 2017/460 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen, ABl. Nr. L 72 vom 17.03.2017 S. 29, (NC TAR)

Inhalt

1 Beschreibung der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a NC TAR) 3
1.1 Beschreibung der Referenzpreismethode 3
1.2 In der angewandten Referenzpreismethode verwendete Parameter, die sich auf die technischen Merkmale des Fernleitungsnetzes beziehen (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. i NC TAR) . 7
1.3 Vorgesehene Anpassungen an Einspeisepunkten aus Speicheranlagen und Ausspeisepunkten in Speicheranlagen (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. ii NC TAR) 10
1.4 Zulässige Erlöse (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. i NC TAR) 11
1.5 Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern (Art. 10 Abs. 3 NC TAR) 11
2 Höhe und Vergleich der Fernleitungsentgelte 12
2.1 Referenzpreise (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iii NC TAR) und Unterschied in der Höhe der Fernleitungsentgelte für dieselbe Art der Fernleitungsdienstleistung (Art. 30 Abs. 2 lit. a sublit. i und ii NC TAR) 12
2.2 Erläuterung des Unterschieds in der Höhe der Fernleitungsentgelte für die laufende und die kommende Entgeltperiode (Art. 26(d)(i) NC TAR) 13
2.3 Vereinfachtes Entgeltmodell (Art. 30 Abs. 2 lit. b NC TAR) 14
3 Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. iv NC TAR) 14
4 Bewertung der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a NC TAR) 14
4.1 Prüfung der Kostenzuweisung (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iv NC TAR) 14
4.2 Wahl der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. v NC TAR) 15
4.3 Vergleich mit der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. vi NC TAR) 18

1 Beschreibung der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a NC TAR)

1.1 Beschreibung der Referenzpreismethode

Die für die Berechnung der Netzentgelte für das österreichische Einspeise-Ausspeisesystem zur Anwendung kommende Referenzpreismethode (RPM) ist die Variante B ("Virtueller Referenzpunkt", siehe dazu FN 1 und 2), welche die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agentur) in den beiden Dokumenten *Revised chapter on Cost Allocation and determination of the reference price of the draft Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures* (Überarbeitetes Kapitel zur Kostenzuordnung und Festlegung des Referenzpreises im Entwurf für die Rahmenleitlinie über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen)[1] und *Tariff Methodologies: Examples Illustrating the document Public Consultation on Draft Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas* (Beispiele für die Tarifierung, Ergänzungsdokument zur öffentlichen Konsultation des Entwurfes für die Rahmenleitlinie über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen)[2] erläutert.

Die RPM wird gemäß Art. 6 Abs. 3 NC TAR von allen Fernleitungsnetzbetreibern im österreichischen Einspeise-Ausspeisesystem gemeinsam auf alle Einspeise- und Ausspeisepunkte angewandt. Die ermittelten Referenzpreise sollen für die kommende Entgeltperiode, welche von 1.1.2021 bis 30.9.2024 laufen soll, zur Anwendung kommen.

Die strukturellen Eigenschaften der Netze im Marktgebiet Ost und die vorherrschenden Gasflüsse zeigen den Netzkopplungspunkt Baumgarten als einzig dominanten Knotenpunkt; er ist damit der virtuelle Referenzpunkt.

Diese RPM inkl. der Bestimmung des Kopplungspunktes Baumgarten als virtuellem Referenzpunkt wurde bereits vor Inkrafttreten des NC TAR für die seit 2016 gültige Entgeltperiode gemeinsam angewandt und hat sich seither bereits als allgemein akzeptierte, transparente und kostenorientierte RPM für das österreichische Einspeise-Ausspeisesystem etabliert.

Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen werden durch kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte generiert.

---

[1] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Documents/Revised%20chapter.pdf#page=11 (englische Fassung)
[2] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Documents/TARIFF_METHODOLOGIES_EXAMPLES.pdf#page=24 (englische Fassung)

Über die Referenzpreismethode werden auf Basis:

a. der genehmigten Kosten GK_{Ost} der Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet Ost[3]
b. der technischen Kapazitäten TK_{E_i} bzw. TK_{X_i} und der prognostizierten kontrahierten Kapazitäten K_{E_i} bzw. K_{X_i} für die Einspeisepunkte (bzw. Einspeisecluster) E_i und die Ausspeisepunkte (bzw. Ausspeisecluster) X_i,[4]
c. und der Distanzen D_{E_i} (für Einspeisepunkte E_i) und D_{X_i} (für Ausspeisepunkte X_i) zum virtuellen Referenzpunkt

die Tarife T_{E_i} und T_{X_i} ermittelt.

Folgende Vorgaben stellen die Eckpunkte der RPM „Virtueller Referenzpunkt“ für das österreichische Marktgebiet Ost dar:

1) Die Distanzen zum virtuellen Referenzpunkt entsprechen der jeweiligen Trassenlänge der Gasleitung.[5] Sie bilden die Grundlage für alle weiteren Berechnungsschritte zur Aufteilung der genehmigten Kosten.[6]
2) Für kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte an Ausspeisepunkten zu Speichern kommt ein 50%iger Abschlag zur Anwendung.[7] Dies gilt für frei zuordenbare Kapazität (FZK) und alle weiteren Kapazitätsprodukte, die sich von FZK ableiten.
3) Wie bereits bisher unterliegen kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte für dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) einem Abschlag von 10%.
4) Bereits in der jetzigen Entgeltperiode sind homogene Gruppen von Punkten oder Gruppen von Ein- oder Ausspeisepunkten zu Clustern zusammengefasst. Diese Praxis wird beibehalten, wobei die geographische Lage der Punkte und die Schaffung eines fairen Wettbewerbs auf dem österreichischen Gasmarkt in die Überlegungen einfließen. Die Entfernung eines jeden Clusters zum virtuellen Referenzpunkt entspricht der kapazitätsgewichteten Durchschnittsentfernung der jeweils im Cluster enthaltenen Punkte zum virtuellen Referenzpunkt. Die folgenden Cluster kommen zur Anwendung:
    a. Ein Einspeisecluster für die homogene Gruppe von Einspeise-Kopplungspunkten mit dem Ziel der Schaffung eines fairen Wettbewerbs auf dem österreichischen Gasmarkt;
    b. Ein Cluster für alle Einspeisepunkte aus Speicheranlagen mit dem Ziel der Schaffung gleicher Wettbewerbsbedingungen für die Speicherunternehmen;
    c. Ein interner Ausspeisecluster für alle Ausspeisepunkte aus dem Fernleitungsnetz in das österreichische Verteilergebiet, mit Ausnahme der Ausspeisepunkte aus dem Fernleitungsnetz in Verteilernetze in Kärnten (die nicht mit den anderen Verteilernetzen in

---

[3] Siehe Tabelle in Abschnitt 1.4 unten.
[4] Siehe Tabellen zu Kapazitäten in Abschnitt 1.2 unten.
[5] Siehe Tabelle zu Trassenlängen in Abschnitt 1.2 unten. Ausspeisungen in Baumgarten werden ausschließlich für West-Ost-Gasflüsse vorgenommen, die Entfernung für diesen Ausspeisepunkt wird in diesem Fall mit der Entfernung von Oberkappel nach Baumgarten (242 km) festgelegt.
[6] Gemäß der unter § 82 Gaswirtschaftsgesetz (GWG) 2011 genehmigten Methode.
[7] Gemäß § 74 Abs. 1 GWG 2011 ist für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz aus Speicheranlagen kein kapazitätsbasiertes Fernleitungsentgelt zu entrichten.

Österreich verbunden sind). Die Buchung an sämtlichen inländischen Ausspeisepunkten erfolgt nicht durch die Versorger, sondern gesamthaft durch den Verteilergebietsmanager mit dem Ziel, den Bedarf der Kunden im Marktgebiet Ost abzudecken. Die Kosten dieser Buchungen werden im Wege der Verteilernetzentgelte von den Kunden/Speicherunternehmen im Marktgebiet Ost getragen. Die Clusterbildung vereinfacht die operative Umsetzung dieses Systems;

d. Ein Ausspeisecluster „Kärnten“ für die Ausspeisepunkte aus dem Fernleitungsnetz in die Verteilernetze in Kärnten: die Verteilernetze in Kärnten sind nicht mit den anderen Verteilernetzen in Österreich verbunden. Es wird daher ein eigener Ausspeisecluster für diese Ausspeisepunkte gebildet, um die Unterschiede in den Kostentreibern (Distanz und Kapazität) dieser Ausspeisepunkte reflektieren zu können;
e. Ein Ausspeisecluster „Ost“ für die Ausspeisepunkte Baumgarten, Petrzalka und Mosonmagyarovar: diese Ausspeisepunkte befinden sich nahe beieinander und werden bei der Anwendung der Referenzpreismethode als ein einziger Ausspeisepunkt betrachtet;
f. Ein Ausspeisecluster „West“ für die Ausspeisepunkte Oberkappel und Überackern: diese Ausspeisepunkte befinden sich nahe beieinander und werden bei der Anwendung der Referenzpreismethode als ein einziger Ausspeisepunkt betrachtet. Darüber hinaus stehen diese Punkte in Konkurrenz zueinander und Kapazitäten werden daher im Wege einer konkurrierenden Vermarktung gemäß Art. 8 Abs. 2 des Verordnung (EU) 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen, ABl. Nr. L 72 vom 17.03.2017 S. 1, (NC CAM) angeboten[8]; und
g. Ein Ausspeisecluster „Speicher“ für die Ausspeisepunkte zu den Speicheranlagen 7-fields und MAB: die Bildung eines Ausspeiseclusters erfolgt mit dem Ziel der Schaffung eines fairen Wettbewerbs zwischen den österreichischen Speicherunternehmen.

Mittels dieser Vorgaben und Eingangsgrößen und Modellparameter werden die folgenden Berechnungen durchgeführt:

1) In einem vorgelagerten Schritt wird der Entry-Exit-Split ermittelt. Dazu wird die Entfernung eines jeden Punktes zum virtuellen Referenzpunkt mit der technischen Kapazität pro Richtung gewichtet:

$D_{E_i}^{W} = D_{E_i} \cdot \frac{TK_{E_i}}{\sum_i TK_{E_i}}$ je Einspeisepunkt (bzw. Einspeisecluster) E_i

$D_{X_i}^{W} = D_{X_i} \cdot \frac{TK_{X_i}}{\sum_i TK_{X_i}}$ je Ausspeisepunkt (bzw. Ausspeisecluster) X_i

[8] Beispiel für die Ermittlung der kapazitätsgewichteten Distanz für den Ausspeisecluster „West“: Input für die Ermittlung sind die technischen Kapazitäten der Ausspeisepunkte Oberkappel (15.660.325 kWh/h) und Überackern (7.553.250 kWh/h) sowie deren jeweilige Entfernung zum virtuellen Referenzpunkt (242 km für Oberkappel und 337 km für Überackern). Die Summe der kapazitätsgewichteten Distanzen wird durch die Summe der technischen Kapazitäten dividiert.
Somit ergibt sich eine kapazitätsgewichtete Distanz für den Cluster „Exit West“ von 273 km ($= \frac{15.660.362 \times 242 + 7.553.250 \times 337}{15.660.325 + 7.553.250}$).

2) Das Verhältnis zwischen der gewichteten Entfernung der Einspeisepunkte zum virtuellen Referenzpunkt und der gewichteten Entfernung der Ausspeisepunkte vom virtuellen Referenzpunkt ergibt den Entry-Exit-Split:

$S_E = \frac{\sum_i D_{E_i}^W}{\sum_i D_{E_i}^W + \sum_i D_{X_i}^W}$ für die Zuteilung der Kosten zu Einspeisepunkten (bzw. Einspeiseclustern)

$S_X = \frac{\sum_i D_{X_i}^W}{\sum_i D_{E_i}^W + \sum_i D_{X_i}^W}$ für die Zuteilung der Kosten zu Ausspeisepunkten (bzw. Ausspeiseclustern)

3) Die zu deckenden Kosten werden auf Basis des Entry-Exit-Split auf die Gesamtheit der Ein- und Ausspeisepunkte verteilt:

$GK_{Ost}^E = GK_{Ost} \cdot S_E$ für Kosten zu Einspeisepunkten (bzw. Einspeiseclustern)

$GK_{Ost}^X = GK_{Ost} \cdot S_X$ für Kosten zu Ausspeisepunkten (bzw. Ausspeiseclustern)

4) Zur Tarifermittlung wird initial jeweils ein beliebiger Basis-Einspeisepunkt E_0 und ein Basis-Ausspeisepunkt X_0 ausgewählt. Die Distanzen der anderen Punkte (bzw. Zonen) lassen sich nun relativ dazu über einen Entfernungsfaktor ausdrücken:

$F_{E_i} = \frac{D_{E_i}}{D_{E_0}}$ bzw. $F_{X_i} = \frac{D_{X_i}}{D_{X_0}}$

Auf Ausspeiseseite ergeben sich bei Wahl des Ausspeisepunkts Arnoldstein für X_0 die folgenden Werte:[9]

Clustername	Abstand zum Referenzpunkt (Baumgarten)	Entfernungsfaktor zur Ausgangsdistanz (Arnoldstein mit 382km)
Exit Arnoldstein	382km	1,00
Exit Murfeld	238km	0,62
Exit East	159km	0,42
Exit West	273 km	0,72
Exit VG1	37 km	0,10
Exit VG-Kärnten	338 km	0,89
Exit Storage	98 km	0,26

5) Je Basispunkt wird nun der Tarif (T_0^E bzw. T_0^X) ermittelt:

$T_0^E = \frac{GK_{Ost}^E}{\sum_{i,q} F_{E_i} \cdot f_{E_i}^q \cdot K_{E_i}^q}$ auf Einspeiseseite bzw. $T_0^X = \frac{GK_{Ost}^X}{\sum_{i,q} F_{X_i} \cdot f_{X_i}^q \cdot K_{X_i}^q}$ auf Ausspeiseseite

wobei die Faktoren f_{E_i} und f_{X_i}einen typenabhängigen Abschlag bezeichnen, der die jeweiligen Abschläge für FZK/DZK bzw. die Speicher abbildet.

6) Die anderen Tarife für FZK-Kapazität ergeben sich nun aus dem Tarif des jeweiligen Basispunkts und dem Entfernungsfaktor:

[9] Auf Einspeiseseite wird nur ein einziger Cluster gebildet

$T_{E_i} = T_0^E \cdot F_{E_i}$ auf Einspeiseseite bzw. $T_{X_i} = T_0^X \cdot F_{X_i}$ auf Ausspeiseseite

Abschließend werden die folgenden Anpassungen gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. a NC TAR vorgenommen:

1) Für Ausspeisungen am Punkt Murfeld kommt ein gesondert errechnetes Benchmark-Entgelt zur Anwendung, um ein für diese konkurrierende Transportroute wettbewerbsfähiges Tarifniveau zu erreichen;[10]
2) Zum Schutz bestehender Verträge, im Interesse der Entgeltstabilität und zur Vermeidung von Marktverzerrung, und infolge eines allgemeinen Benchmarkings, wird die maximale Entgeltsteigerung gegenüber den derzeitigen Entgelten auf 10% beschränkt.[11]
3) Für die Anpassung gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. c NC TAR wird das Entgelt an allen Ein- und Ausspeisepunkten mit einer Konstanten (Rescaling-Faktor) multipliziert. Die Notwendigkeit für diese Anpassung ergibt sich aus den Auswirkungen der Speicherabschläge, des Benchmark-Entgelts für den Punkt Murfeld und des generellen Benchmarkings (das die derzeitige 10%ige Entgeltsteigerungsbremse bedingt). Der Rescaling-Faktor beträgt 1,115 und wird auf sämtliche Ein- und Ausspeisepunkte angewendet, mit Ausnahme jener Ein- und Ausspeisepunkte, an denen die Entgeltsteigerung auf 10% beschränkt wird (d.h. die Einspeisepunkte Baumgarten, Mosonmagyarovar, Petrzalka und Arnoldstein DZK sowie die Ausspeisepunkte Baumgarten, Mosonmagyarovar und Petrzalka sowie die Speicherpunkte) sowie dem Ausspeisepunkt Murfeld.

1.2 In der angewandten Referenzpreismethode verwendete Parameter, die sich auf die technischen Merkmale des Fernleitungsnetzes beziehen (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. i NC TAR)

Die folgenden in der angewandten Referenzpreismethode verwendeten Parameter beziehen sich auf die technischen Merkmale des Fernleitungsnetzes:

i. Technisch verfügbare Kapazität (TVK) an Ein- und Ausspeisepunkten
ii. Prognostizierte kontrahierte Kapazität, die den Kapazitätsreferenzwerten laut Abschnitt III.1 der gemäß § 82 GWG 2011 genehmigten Methode entsprechen.[12]

[10] Siehe Abschnitt 4.2
[11] Siehe Abschnitt 4.2
[12] https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Methode+2017-2020+Fernleitungsnetzbetreiber+Gas_TSO_20161212.pdf/e5fa1729-efc0-ab06-06a3-2dd7088ed7c8?t=1481549273080

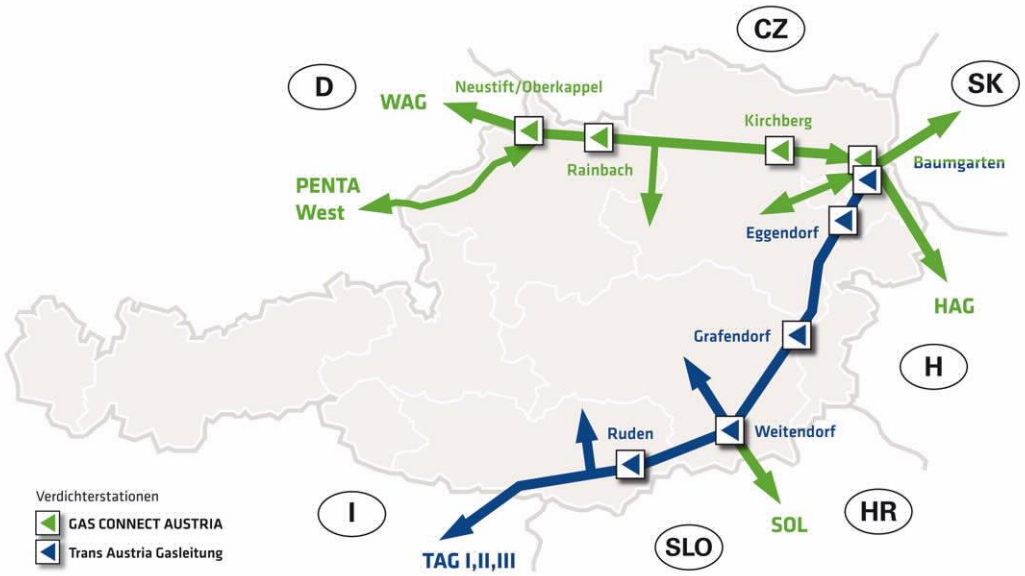
Einspeisung (kWh/h)

Punkt bzw. Cluster	TVK	Referenzwert FZK	Referenzwert DZK
Arnoldstein	17.377.622	0	531.335
Baumgarten	96.080.396	81.872.004	0
Oberkappel	10.349.306	9.651.006	0
Überackern	4.750.155	1.393.155	3.357.000
Speicher MAB	7.273.500	5.749.393	0
Speicher 7-fields	1.765.900	2.950.825	0
Mosonmagyarovar	0	0	0
Murfeld	0	0	0
Petrzalka	0	0	0
Verteilergebiet	10.848.000	10.848.000	0

Ausspeisung (kWh/h)

Punkt/Cluster	TVK	Referenzwert FZK	Referenzwert DZK
Arnoldstein	50.014.969	48.558.893	0
Baumgarten	10.272.000	5.436.471	0
Mosonmagyarovar	6.378.300	6.378.300	0
Murfeld	4.688.610	3.382.424	0
Oberkappel	15.660.327	15.660.327	0
Petrzalka	1.119.000	0	0
Überackern	7.273.500	265.539	6.468.514
Speicher MAB	7.273.500	5.749.393	0
Speicher 7-fields	1.765.900	2.950.825	0
Verteilergebiet	31.999.754	24.985.467	7.014.292
Verteilernetze Kärnten	471.871	471.871	0

iii. Strukturelle Darstellung des Fernleitungsnetzes im Marktgebiet Ost, inkl. Leistung der Verdichterstationen und Leitungsdurchmesser



Weiterführende Informationen:

a. TAG-Fernleitungsnetz: https://www.taggmbh.at/fernleitungssystem/tag-pipeline-system/
b. GCA-Fernleitungsnetz: https://www.gasconnect.at/netzinformationen/unser-netz-im-detail/

iv. Leitungslängen

Punkt	Entfernung (Trassenlänge, gerundet) vom Referenzpunkt Baumgarten (km)
Arnoldstein	382
Baumgarten	0
Mosonmagyarovar	46
Murfeld	238
Oberkappel	242
Petrzalka	36
Überackern	337
Storage MAB	2
Speicher 7-fields	334
Auersthal	24
Kirchberg	78
Gr. Göttfritz	133
Rainbach	185
Bad Leonfelden	202
Arnreith	222
Baumgarten-PVS2	1
Eggendorf	72
Grafendorf	137
St. Margarethen	180
Weitendorf	211
Sulmeck-Greith	231
Ettendorf	269
Waisenberg	300
Ebenthal	321
Finkenstein	361

1.3 Vorgesehene Anpassungen an Einspeisepunkten aus Speicheranlagen und Ausspeisepunkten in Speicheranlagen (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. ii NC TAR)

Gemäß § 74 Abs. 1 GWG 2011 ist für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz aus Speicheranlagen kein kapazitätsbasiertes Fernleitungsentgelt zu entrichten. An den Einspeisepunkten aus Speicheranlagen kommt somit aufgrund des nationalen Gesetzes ein Abschlag in Höhe von 100% zur Anwendung, womit dem Systemwert der Speicher Rechnung getragen wird. Wie in Art. 9 Abs. 1 NC TAR vorgesehen, wird an Ausspeisepunkten in Speicheranlagen ein Abschlag in Höhe von 50% angewandt.

Für Speicheranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungsnetz- oder Verteilernetz verbunden sind und die als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt werden, kommt für die grenzüberquerende Speichernutzung gegenüber dem Kopplungspunkt kein Abschlag zur Anwendung. Dabei kommt zusätzlich zum rabattierten Entgelt ein Netznutzungsentgelt für die grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage zur Anwendung, wobei das resultierende Entgelt an den Einspeisepunkten aus Speicheranlagen und Ausspeisepunkten in Speicheranlagen auf Tagesbasis dem jeweiligen Entgelt des alternativen Kopplungspunktes entspricht.

An Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen sowie an Ein- und Ausspeisepunkten von Infrastrukturen, die errichtet wurden, um die Isolation von Mitgliedstaaten im Bereich der Erdgasfernleitungsnetze zu beenden, werden keine Abschläge gewährt.

1.4 Zulässige Erlöse (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. i NC TAR)

Laut der gemäß § 82 GWG 2011 genehmigten Methode ergeben sich die zulässigen Erlöse für jeden Fernleitungsnetzbetreiber aus den durchschnittlichen genehmigten Kosten pro Jahr während der Entgeltperiode. Die genehmigten Kosten selbst wurden von der Behörde in den Bescheiden V MET G 01/17 und V MET G 02/17 wie folgt festgestellt:

Gesamtkosten GCA in €	126.092.600
Nicht beeinflussbare Kosten GCA in €	9.831.600
Beeinflussbare Kosten GCA in €	116.261.000

Gesamtkosten TAG in €	278.833.200
Nicht beeinflussbare Kosten TAG in €	69.496.800
Beeinflussbare Kosten TAG in €	209.336.400

1.5 Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern (Art. 10 Abs. 3 NC TAR)

Da die beiden Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam dieselbe RPM im Marktgebiet Ost anwenden, kommt es zu einer systematischen Lücke zwischen den sich aus Multiplikation der verordneten Erlöse mit den Kapazitäten in den Kostenbescheiden ergebenden Erlösen und den per Kostenbescheid genehmigten Erlösen jedes Netzbetreibers. Dabei entspricht die Überdeckung des einen Fernleitungsnetzbetreibers der Unterdeckung des anderen, woraus sich direkt die Höhe der notwendigen Ausgleichszahlungen ergibt. Sie wird vor Beginn der jeweiligen Entgeltperiode in der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 festgelegt und ist in gleichbleibenden monatlichen Raten zu entrichten.

2 Höhe und Vergleich der Fernleitungsentgelte

2.1 Referenzpreise (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iii NC TAR) und Unterschied in der Höhe der Fernleitungsentgelte für dieselbe Art der Fernleitungsdienstleistung (Art. 30 Abs. 2 lit. a sublit. i und ii NC TAR)

Die Anwendung der RPM auf die in Abschnitt 1 beschriebenen Parameter ergibt die folgenden kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte in EUR/kWh/h:

GCA

Punkt	kapazitäts-basiertes Entgelt	Entgelt gem. VO 2017	Unterschied absolut	Unterschied relativ
	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h	
FZK Entry Baumgarten	0,85	0,77	0,08	10%
FZK Entry Oberkappel	0,97	1,30	-0,33	-25%
FZK Entry Überackern	0,97	1,30	-0,33	-25%
FZK Entry Mosonmagyarovar	0,85	0,77	0,08	10%
FZK Entry Murfeld	0,97	1,10	-0,13	-12%
FZK Entry Petrzalka	0,85	0,77	0,08	10%
FZK Exit Baumgarten	1,23	1,12	0,11	10%
FZK Exit Oberkappel	3,26	3,44	-0,18	-5%
FZK Exit Murfeld	1,90	3,33	-1,43	-43%
FZK Exit Mosonmagyarovar	1,23	1,12	0,11	10%
FZK Exit Petrzalka	1,23	1,12	0,11	10%
FZK Exit Verteilergebiet	0,42	0,53	-0,11	-21%
FZK Entry Verteilergebiet	0,00	0,00	0,00	
FZK Exit Überackern	3,26	3,44	-0,18	-5%
DZK Entry Überackern (Oberkappel)	0,88	1,17	-0,29	-25%
DZK Exit Verteilergebiet (Baumgarten)	0,38	0,48	-0,10	-21%
DZK Exit Verteilergebiet (Oberkappel)	0,38	0,48	-0,10	-21%
DZK Exit Überackern (Oberkappel)	2,93	2,99	-0,06	-2%
Überackern Sudal (Überackern ABG)	0,14	0,14	0,00	0%
Überackern ABG (Überackern Sudal)	0,14	0,14	0,00	0%
Exit Speicher 7-fields	0,44	0,40	0,04	10%
Entry Speicher 7-fields	0,00	0,00	0,00	
Entry Speicher MAB	0,00	0,00	0,00	
Exit Speicher MAB	0,44	0,40	0,04	10%

TAG				
Punkt	kapazitäts-basiertes Entgelt EUR/kWh/h	Entgelt gem. VO 2017 EUR/kWh/h	Unterschied absolut EUR/kWh/h	Unter-schied relativ
FZK Entry Baumgarten	0,85	0,77	0,08	10%
FZK Entry Arnoldstein	0,97	1,30	-0,33	-25%
FZK Exit Arnoldstein	4,35	4,63	-0,28	-6%
FZK Exit Verteilergebiet	0,42	0,53	-0,11	-21%
FZK Exit Verteilernetze Kärnten	3,85	4,20	-0,35	-8%
DZK Entry Arnoldstein (Verteilernetze)	0,68	0,62	0,06	10%

2.2 Erläuterung des Unterschieds in der Höhe der Fernleitungsentgelte für die laufende und die kommende Entgeltperiode (Art. 26 Abs. 1 lit. d NC TAR)

In diesem Abschnitt wird der Unterschied in der Höhe der Fernleitungsentgelte für dieselbe Art der Fernleitungsdienstleistung zwischen der laufenden Entgeltperiode und der Entgeltperiode, für die die Informationen veröffentlicht werden, erklärt.

Obwohl für beide Entgeltperioden grundsätzlich dieselbe RPM zur Anwendung kommt, ergeben sich Unterschiede in den Entgelten aufgrund der folgenden Faktoren:

i. In der Entgeltperiode 2017-2020 betrugen die genehmigten Kosten EUR 424.811.800 pro Jahr. In der kommenden Entgeltperiode betragen die genehmigten Kosten EUR 404.925.800 pro Jahr. Es kommt somit zu einer Reduktion der genehmigten Kosten von rund 5% und dadurch bei der überwiegenden Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte zu einer Reduktion der Entgelte.

ii. Wie bereits 2016 wird die maximale Entgeltsteigerung gegenüber den derzeit geltenden Entgelten zum Schutz bestehender Verträge, im Interesse der Entgeltstabilität und zur Vermeidung von Marktverzerrung beschränkt. Dies ergibt eine allmähliche Annäherung der Entgelte an den Entry-Exit-Split. Wie rasch die Lücke zwischen tatsächlichen und theoretischen Entgelten geschlossen werden kann, hängt von der Entwicklung der Kostenbasis, der Buchungssituation, den gewährten Abschlägen und dem außerordentlichen Benchmark-Entgelt ab. Es könnte sich daher zwar nicht ab der kommenden, doch möglicherweise ab der darauffolgenden Entgeltperiode Deckungsgleichheit zwischen theoretischen und tatsächlichen Entgelten einstellen.

iii. Das außerordentliche Benchmarking gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. a NC TAR führt zu einer erheblichen Reduktion des ansonsten nicht wettbewerbsfähigen Ausspeiseentgelts am Punkt Murfeld. Durch diese Anpassung ergeben sich geringe Auswirkungen auf die anderen Ein- und Ausspeisepunkte.

2.3 Vereinfachtes Entgeltmodell (Art. 30 Abs. 2 lit. b NC TAR)

S. das separat veröffentlichte Excel-Modell

3 Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. iv NC TAR)

Die „Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen“ entsprechen den in Kapitel 1.4 dargelegten „zulässigen Erlösen“. Die von den Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb des Ein- und Ausspeisesystems zum Zweck der Fernleitung erbrachten regulierten Dienstleistungen werden zur Gänze durch kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte gedeckt.

Die Aufschlüsselung der Erlöse nach kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelten an allen Einspeisepunkten und kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelten an allen Ausspeisepunkten ergibt einen Entry-Exit-Split von 20,6:79,4.

Die Aufschlüsselung in Erlöse aus der systeminternen Netznutzung und Erlösen aus der systemübergreifenden Netznutzung resultiert in einer Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung von 7,5:92,5.

4 Bewertung der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a NC TAR)

4.1 Prüfung der Kostenzuweisung (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iv NC TAR)

Gemäß Art. 5 NC TAR hat die nationale Regulierungsbehörde mithilfe einer Bewertung der Kostenzuweisung darzulegen, dass keine Quersubventionierung zwischen verschiedenen Arten der Netznutzung vorliegt. Das Ergebnis dieser Bewertung belegt die Verursachungsgerechtigkeit der vorgeschlagenen Entgelte und ihre Orientierung an den in Art. 5 Abs. 1 NC TAR aufgezählten Kostentreibern.

Diese sind

i. die prognostizierte kontrahierte Kapazität und
ii. die Entfernung.

Der Index für den Kapazitätskostenzuweisungsvergleich beläuft sich auf 12,29%. Die Details der Prüfung der Kostenzuweisung sind in dem separat veröffentlichten Excel-Modell dargestellt.

	TEST results	
Ratio intra	7,358	*EUR/(km*MWh/h)*
Ratio cross	6,506	*EUR/(km*MWh/h)*
CAA cap.	12,29%	

Der Index für den Kapazitätskostenzuweisungsvergleich liegt etwas über dem Wert von 10%, weshalb gemäß NC TAR eine Begründung erforderlich ist. Es zeigt sich, dass das Verhältnis der Erlöse aus der systeminternen Netznutzung und den Kostentreibern für die systeminterne Netznutzung (Ratio intra) das Verhältnis der Erlöse aus der systemübergreifenden Netznutzung und den Kostentreibern für die systemübergreifende Netznutzung (Ratio cross) übersteigt. Die systeminterne Netznutzung trägt somit einen relativ höheren Anteil der Erlöse in Bezug auf die Kostentreiber bei.

Führt man den Kapazitätskostenzuweisungsvergleich auch auf Basis der Entgelte durch, die sich aus der angewendeten RPM ohne Anwendung der 10%-igen Entgeltsteigerungsbremse und des Benchmark-Entgelts für Ausspeisungen am Punkt Murfeld ergäben, so steigt der Index auf 13,18% (Ratio intra > Ratio cross). Wie in Kapitel 4.3 unten dargestellt, ergibt auch der Kapazitätskostenzuweisungsvergleich auf Basis der Entgelte, die sich aus Anwendung der RPM der kapazitätsgewichteten Distanz gemäß Art. 8 NC TAR ergäben, einen höheren Wert, nämlich 75,71% (Ratio intra > Ratio cross). Von den betrachteten Varianten ergibt der Kapazitätskostenzuweisungsvergleich für die angewendete RPM inkl. der vorgenommenen Anpassungen den geringsten Wert, der auch nur geringfügig über dem Wert von 10% liegt. Aus diesem Grund ist die angewendete RPM am besten geeignet, Quersubventionierung zwischen den verschiedenen Arten der Netznutzung zu vermeiden.

4.2 Wahl der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. v NC TAR)

Bei der Wahl der Referenzpreismethode ist unter anderem eine Abwägung zwischen der Komplexität bzw. Nachvollziehbarkeit der Methode und der Kostenverursachungsgerechtigkeit der auf Basis der Methode ermittelten Entgelte zu treffen. Die vorgesehene Referenzpreismethode der „Distanz zum virtuellen Referenzpunkt“ schafft einen angemessenen Ausgleich zwischen diesen beiden Anforderungen. Die Struktur des Fernleitungsnetzes im Marktgebiet Ost ist gekennzeichnet durch

i. ein nicht vermaschtes Netz in dem die Distanzen zwischen den einzelnen Ein- und Ausspeisepunkten eindeutig identifizierbar sind; und
ii. einen dominanten Netzknoten (Baumgarten), an dem die wesentlichen Fernleitungen zusammenlaufen und die Mehrheit der Gasflüsse gesteuert wird.

Es liegen demnach ideale Bedingungen für die Anwendung der Variante B („virtueller Referenzpunkt“)[13] als Referenzpreismethode für das österreichische Einspeise-Ausspeisesystem vor. Diese RPM basiert auf den Kostentreibern Kapazität und Distanz und kommt bereits für die Entgeltperiode 2017 bis 2020 zur Anwendung.

Der Entry-Exit-Split ergibt sich direkt aus der Methode und entspricht daher der Kostenzuordnung auf Basis der Kostentreiber Kapazität und Distanz.

Im Interesse der Entgeltstabilität und zur Vermeidung von Marktverzerrung werden die für die derzeitige Entgeltperiode geltende Clusterbildung aus Gruppen homogener Punkte und die entgeltlichen Anpassungen innerhalb dieser Cluster beibehalten.

Ebenso zur Wahrung der Entgeltstabilität wird die Entgeltsteigerung von einer Periode zur nächsten, zum Schutz bereits abgeschlossener Verträge und zur Vermeidung von Marktverzerrung mit maximal 10% gedeckelt: Die Buchungssituation im österreichischen Fernleitungsnetz ist von umfangreichen langfristigen Transportverträgen im Zusammenhang mit Transitflüssen über das österreichische Ein- und Ausspeisesystem hinaus geprägt. Um die Inlandsverbraucher nach Vorgabe des Art. 7 lit. d NC TAR vor dem „Mengenrisiko“, d.h. einer signifikanten Tariferhöhung für die Inlandsversorgung als Auswirkung einer nicht vertretbaren Verschlechterung großer Transitverträge zu schützen, darf sich das wirtschaftliche Gleichgewicht für Netzbenutzer nicht maßgeblich verschlechtern. Analog zu vergleichbaren Regelungen in den AGB der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, die einer weitgehend identischen Rechtssystematik unterliegen, wird davon ausgegangen, dass eine jährliche Anpassung in Höhe des Verbraucherpreisindex (VPI) jedenfalls vertretbar erscheint. Mit Stand Ende April 2020 liegen seitens Statistik Austria[14] für die Jahre der dritten Regulierungsperiode (2017-2020) der VPI für 2017 (2,1%) für 2018 (2,0%) und für 2019 (1,5%) vor, unter Berücksichtigung der einschlägigen Prognosen (OeNB, IWF, IHS, WIFO, BMF) für das Jahr 2020 ergibt sich eine Steigerung von in etwa 7,0%-7,5%. In der Interessensabwägung mit einer weitgehenden Annäherung an die RPM-Tarife wird die maximale Entgeltsteigerung mit 10% angesetzt.

Für Ausspeisungen am Punkt Murfeld kommt ein gesondert errechnetes Benchmark-Entgelt (im Vergleich zum Transport über den Punkt Mosonmagyarovar in das kroatische Einspeise-Ausspeisesystem) zur Anwendung, um ein für diese konkurrierende Transportroute wettbewerbsfähiges Tarifniveau zu erreichen.

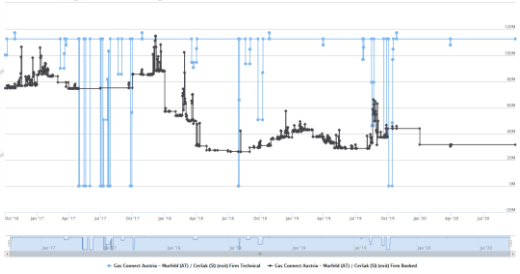
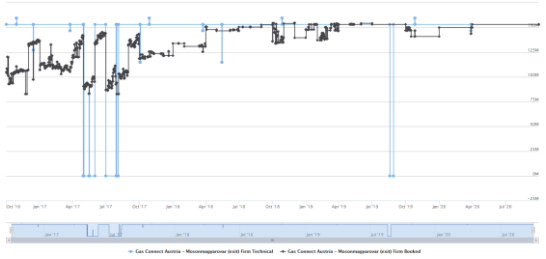
Die im Gasjahr 2018/19 vorherrschende Tarifdifferenz im Marktgebiet Ost von 2,21 €/kWh/h/Jahr hat zu einer Verlagerung von Kapazitätsbuchungen zur Ungarn-Route

---

[13] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Documents/Revised%20chapter.pdf#page=11 (englische Fassung)

[14] https://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/preise/verbraucherpreisindex_vpi_hvpi/index.html

geführt, bis am Punkt Mosonmagyaróvár eine vertragliche Engpasssituation eingetreten ist, wie in der nachfolgenden Grafik der Buchungslage eindeutig erkennbar ist.

Buchungslage 1.10.2016-30.9.2020	
Murfeld[15]	Mosonmagyaróvár[16]
	

Mit der Einführung eines Benchmarkingentgelts in Murfeld soll verhindert werden, dass aus rein tariflichen Gründen Ausbausignale für den Punkt Mosonmagyaróvár (u.a. Auktionspremia i.H.v. 100% des Reservepreises im Jahr 2019) erzeugt werden, während gleichzeitig Kapazitäten am Punkt Murfeld in beträchtlichem Umfang leer stehen und damit keinen Beitrag zur Kostendeckung leisten.

Die nachfolgende Grafik zeigt die Routenkonkurrenz für Transporte nach Kroatien auf Basis der Tarife der Fernleitungsnetzbetreiber zum 1.10.2019.



Route Exit Murfeld (exkl. Tarife MG Ost):

- Entry SI: 2,76 €/kWh/h/Jahr
- Exit SI: 1,54 €/kWh/h/Jahr
- Brenngas* SI: 0,97 €/kWh/h/Jahr
- = 5,27 €/kWh/h/Jahr

Route Exit Mosonmagyaróvár (exkl. Tarife MG Ost):

- Entry HU: 2,67 €/kWh/h/Jahr
- Exit HU: 2,22 €/kWh/h/Jahr
- Brenngas* HU: 1,05 €/kWh/h/Jahr
- = 5,94 €/kWh/h/Jahr

→ Differenz 0,67 €/kWh/h/Jahr

* Historische Auslastung von 86% unterstellt

[15] Siehe https://transparency.entsog.eu, blaue Linie = technische Kapazität, schwarze Linie = gebuchte feste Kapazität

[16] Siehe https://transparency.entsog.eu, blaue Linie = technische Kapazität, schwarze Linie = gebuchte feste Kapazität

Aus diesem Grund wird in der RPM in Murfeld ein Benchmarkingentgelt eingeführt, das die Differenz zum Ausspeisetarif in Mosonmagyaróvár mit 0,67 €/kWh/h/Jahr limitiert (d.h. für einen fiktiven Tarif in Mosonmagyaróvár von 1,00 €/kWh/h/Jahr darf der korrespondierende fiktive Tarif in Murfeld nicht größer als 1,67 €/kWh/h/Jahr sein). Damit werden die alternativen Transportrouten nach Kroatien tariflich gleichgestellt und Leerstandskosten in Murfeld vermieden, während gleichzeitig die Engpasssituation in Mosonmagyaróvár entschärft werden soll.

Die Bewertung der Kostenzuweisung gemäß Art. 5 NC TAR bestätigt die Verursachungsgerechtigkeit der RPM-Ergebnisse und die Übereinstimmung der Kostentreiber mit den Erlösen aus Fernleitungsdienstleitungen, d.h. es liegt keine wesentliche Quersubventionierung vor.

4.3 Vergleich mit der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. vi NC TAR)

Entspricht die vorgesehene Referenzpreismethode nicht der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz, ist gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. vi NC TAR ein Vergleich mit letzterer vorzunehmen.

Die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz umfasst die folgenden Parameter:

i. Den Teil der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen, der durch kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte erzielt wird;
ii. Die prognostizierte kontrahierte Kapazität an jedem Einspeisepunkt bzw. Cluster von Einspeisepunkten sowie an jedem Ausspeisepunkt bzw. Cluster von Ausspeisepunkten;
iii. Soweit Ein- und Ausspeisepunkte in einem relevanten Gasflussszenario miteinander kombiniert werden können, die kürzeste Distanz der Pipeline-Routen zwischen einem Einspeisepunkt oder einem Cluster von Einspeisepunkten und einem Ausspeisepunkt oder einem Cluster von Ausspeisepunkten;
iv. Die Kombinationen von Ein- und Ausspeisepunkten, soweit manche Ein- und Ausspeisepunkte in einem relevanten Gasflussszenario miteinander kombiniert werden können; und
v. Den Entry-Exit-Split in Höhe von 50/50 gemäß Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. v SubZ (2) NC TAR.

Weitere Einzelheiten der Berechnungsmethodik sind Art. 8 des NC TAR zu entnehmen.

Die unten stehende Tabelle enthält einen Vergleich des indikativen Entgelts („kapazitätsbasiertes Entgelt“), des derzeit gültigen Entgelts („Entgelt gemäß VO 2017“’), des in EUR/kWh/h ausgedrückten Entgelts, das sich aus Anwendung der RPM der kapazitätsgewichteten Distanz gemäß Art. 8 NC TAR unter Anwendung eines Entry-Exit-Split in Höhe von 50/50 ergäbe („Entgelt CWD mit 50/50 Entry-Exit-Split“) und des Entgelts, das sich aus Anwendung der RPM der kapazitätsgewichteten Distanz ergäbe unter Anwendung eines Entry-Exit-Split in Höhe von 20,6/79,4 (Entgelt CWD mit 20,6/79,4 Entry-Exit-Split“).

GCA

Punkt	kapazitätsbasiertes Entgelt EUR/kWh/h	Entgelt gemäß VO 2017 EUR/kWh/h	Entgelt CWD mit 50/50 Entry-Exit-Split EUR/kWh/h	Entgelt CWD mit 20,6/79,4 Entry-Exit-Split EUR/kWh/h
FZK Entry Baumgarten	0,85	0,77	1,89	0,78
FZK Entry Oberkappel	0,97	1,30	1,89	0,78
FZK Entry Überackern	0,97	1,30	1,89	0,78
FZK Entry Mosonmagyarovar	0,85	0,77	1,89	0,78
FZK Entry Murfeld	0,97	1,10	1,89	0,78
FZK Entry Petrzalka	0,85	0,77	1,89	0,78
FZK Exit Baumgarten	1,23	1,12	0,45	0,72
FZK Exit Oberkappel	3,26	3,44	1,57	2,49
FZK Exit Murfeld	1,90	3,33	0,46	0,73
FZK Exit Mosonmagyarovar	1,23	1,12	0,45	0,72
FZK Exit Petrzalka	1,23	1,12	0,45	0,72
FZK Exit Verteilergebiet	0,42	0,53	0,52	0,83
FZK Entry Verteilergebiet	0,00	0,00	1,89	0,78
FZK Exit Überackern	3,26	3,44	1,57	2,49
DZK Entry Überackern (Oberkappel)	0,88	1,17	1,70	0,70
DZK Exit Verteilergebiet (Baumgarten)	0,38	0,48	0,47	0,75
DZK Exit Verteilergebiet (Oberkappel)	0,38	0,48	0,47	0,75
DZK Exit Überackern (Oberkappel)	2,93	2,99	1,41	2,24
Überackern Sudal (Überackern ABG)	0,14	0,14	n.a.	n.a.
Überackern ABG (Überackern Sudal)	0,14	0,14	n.a.	n.a.
Exit Speicher 7-fields	0,44	0,40	0,46	0,73
Entry Speicher 7-fields	0,00	0,00	n.a.	n.a.
Entry Speicher MAB	0,00	0,00	n.a.	n.a.
Exit Speicher MAB	0,44	0,40	0,46	0,73

TAG

Punkt	kapazitätsbasiertes Entgelt EUR/kWh/h	Entgelt gemäß VO 2017 EUR/kWh/h	Entgelt CWD mit 50/50 Entry-Exit-Split EUR/kWh/h	Entgelt CWD mit 20,6:79,4 Entry-Exit-Split EUR/kWh/h
FZK Entry Baumgarten	0,85	0,77	1,89	0,78
FZK Entry Arnoldstein	0,97	1,30	1,89	0,78
FZK Exit Arnoldstein	4,35	4,63	2,79	4,42
FZK Exit Verteilergebiet	0,42	0,53	0,52	0,83
FZK Exit Verteilernetze Kärnten	3,85	4,20	2,49	3,95
DZK Entry Arnoldstein (Verteilergebiet)	0,68	0,62	1,70	0,70

Die Bewertung der Kostenzuweisung für Entgelte gemäß der RPM der kapazitätsgewichteten Distanz unter Anwendung eines Entry-Exit-Split in Höhe von 50/50 zeigt, dass der systeminternen Netznutzung hier wesentlich höhere Kosten zugewiesen würden als der systemübergreifenden Netznutzung, so dass sich ein Index für den Kapazitätskostenzuweisungsvergleich von 75,71% ergäbe. Der Grund dafür liegt in der Zuordnung höherer Kosten zu Einspeisungen durch die RPM der kapazitätsgewichteten Distanz; es kommt hier also trotz unveränderter Kostentreiber zu erheblich höheren Einspeiseentgelten für die systeminterne Netznutzung. Die Einspeiseentgelte für die systeminterne Netznutzung und jene für die systemübergreifende Netznutzung sind gleich, d.h. der deutliche Unterschied zwischen den gewichteten Entfernungen der Ausspeisepunkte für die beiden Arten der Netznutzung findet hier keine Beachtung. (Der Unterschied zwischen den kapazitätsgewichteten Distanzen für die systeminterne Nutzung und jenen für die systemübergreifende Netznutzung lässt sich nur durch eine Differenzierung zwischen den beiden Ausspeisepunktekategorien abbilden.)

Die Bewertung der Kostenzuweisung für Entgelte gemäß der RPM der kapazitätsgewichteten Distanz unter Anwendung eines Entry-Exit-Split in Höhe von 20,6/79,4 zeigt, dass hier ebenfalls der systeminternen Netznutzung wesentlich höhere Kosten zugewiesen würden als der systemübergreifenden Netznutzung, so dass sich ein Index für den Kapazitätskostenzuweisungsvergleich von 51,99% ergäbe. Der Grund dafür liegt in der Zuordnung höherer Kosten zu Ausspeisungen für die systeminterne Nutzung.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2025, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 27 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Anlage 3a (zu § 3 und § 4)

Referenzpreismethode ab 2025 gemäß Art. 6 ff der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

(Anm.: Anlage 3a als PDF dokumentiert)

Entwurf

Anlage 3a zur GSNE-VO 2013

Referenzpreismethode ab 2025 gemäß Art. 6 ff der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

Wien, 21.05.2024

Inhalt

1 Beschreibung der vorgeschlagenen Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a Tarife-Netzkodex) 3
1.1 Beschreibung der vorgeschlagenen Referenzpreismethode 3
1.2 In der angewandten Referenzpreismethode verwendete Parameter, die sich auf die technischen Merkmale des Fernleitungsnetzes beziehen (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. i Tarife-Netzkodex) 8
1.2.1 Darstellung der Fernleitungsnetzstruktur (Art. 30 Abs. 1 lit. a sublit. iv Tarife-Netzkodex) 8
1.2.2 Technische Kapazität und prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten (Art. 30 Abs. 1 lit. a sublit. i und Art. 30 Abs. 1 lit. a sublit. ii Tarife-Netzkodex) 8
1.2.3 Zusätzliche technische Informationen zum Fernleitungsnetz (Art. 30 Abs. 1 lit. a sublit. iv Tarife-Netzkodex) 11
1.2.4 Homogene Gruppe von Punkten 12
1.2.5 Menge und Richtung des Gasflusses (Art. 30 Abs. 1 lit. a sublit. iii Tarife-Netzkodex) 13
1.3 Vorgesehene Anpassungen an Einspeisepunkten aus Speicheranlagen und Ausspeisepunkten in Speicheranlagen (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. ii Tarife-Netzkodex) 13
1.4 Zulässige Erlöse (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. i Tarife-Netzkodex) 14
1.5 Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern (Art. 10 Abs. 3 Tarife-Netzkodex) 15

2 Höhe und Vergleich der Fernleitungsentgelte 17
2.1 Referenzpreis (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iii Tarife-Netzkodex) und Unterschied in der Höhe der Fernleitungsentgelte für dieselbe Art der Fernleitungsdienstleistung (Art. 30 Abs. 2 lit. a sublit. i und sublit. ii Tarife-Netzkodex) 17
2.1.1 Referenzpreise für unterbrechbare Kapazität 19
2.2 Mengenbasierte Fernleitungsentgelte (Art. 26 lit. c sublit. i Tarife-Netzkodex) 20
2.2.1 Mengenbasiertes Entgelt (Art. 4 Abs. 3 lit. a Tarife-Netzkodex) 20
2.3 Erläuterung des Unterschieds in der Höhe der Fernleitungsentgelte für die laufende und die kommende Entgeltperiode (Art. 26 lit. d sublit. i Tarife-Netzkodex) 22
2.4 Vereinfachtes Entgeltmodell (Art. 30 Abs. 2 lit. b Tarife-Netzkodex) 23

3 Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. iv Tarife-Netzkodex) 23

4 Bewertung der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a Tarife-Netzkodex) 24
4.1 Bewertung der Kostenzuweisung (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iv Tarife-Netzkodex) 24
4.1.1 Bewertung der Kostenzuweisung für kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte 24
4.1.2 Bewertung der Kostenzuweisung für mengenbasierte Fernleitungsentgelte 24
4.2 Bewertung der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. v Tarife-Netzkodex) 25
4.2.1 Nachvollziehbarkeit 25
4.2.2 Beurteilung der tatsächlichen Kosten 26
4.2.3 Kostenwahrheit, Quersubventionierung und Mengenrisiko 26
4.2.4 Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Handel 26

5 Systemdienstleistungsentgelte (Art. 26 Abs. 1 lit. c Tarife-Netzkodex).....26

6 Anhang.....26

1 Beschreibung der vorgeschlagenen Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a Tarife-Netzkodex)

1.1 Beschreibung der vorgeschlagenen Referenzpreismethode

Die für die Netzentgelte für das österreichische Einspeise-Ausspeisesystem zur Anwendung kommende Referenzpreismethode (RPM) ist die Methode der kapazitätsgewichteten Distanz, welche die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) in den beiden Dokumenten *Revised chapter on Cost Allocation and determination of the reference price of the draft Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures* (Überarbeitetes Kapitel zur Kostenzuordnung und Festlegung des Referenzpreises im Entwurf für die Rahmenleitlinie über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen)[1] und *Tariff Methodologies: Examples Illustrating the document Public Consultation on Draft Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas* (Beispiele für die Tarifierung, Ergänzungsdokument zur öffentlichen Konsultation des Entwurfes für die Rahmenleitlinie über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen)[2] erläutert.

Die Referenzpreismethode wird gemäß Art. 6 Abs. 3 Tarife-Netzkodex von allen Fernleitungsnetzbetreibern im österreichischen Einspeise-Ausspeisesystem gemeinsam auf alle Ein- und Ausspeisepunkte angewandt. Die ermittelten Referenzpreise sollen für die kommende Entgeltperiode, also ab 1. Jänner 2025, zur Anwendung kommen. Während der Regulierungsperiode werden die Entgelte jährlich aktualisiert. Die Regulierungsbehörde behält sich vor, bei maßgeblichen Veränderungen der Entgelte oder nach einer Re-Evaluierung auf Anregung von ACER die Referenzpreismethode während der 5. Regulierungsperiode neu festzulegen.

Zur Ermittlung der durch die kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte abzudeckenden Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen wird eine Referenzpreismethode auf Basis der

[1] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Documents/Revised%20chapter.pdf#page=11

[2] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Documents/TARIFF_METHODOLOGIES_EXAMPLES.pdf#page=24 (englische Fassung)

Methode der kapazitätsgewichteten Distanz gemäß Art. 8 Tarife-Netzkodex vorgeschlagen. Die zulässigen Erlöse werden über einen Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern gedeckt (s. nähere Beschreibung in Abschnitt 1.5).

Die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz berücksichtigt

- einen Entry-Exit-Split in Höhe von 25%/75%
- eine Entgeltangleichung innerhalb der homogenen Gruppe der Einspeisepunkte
- eine Entgeltangleichung innerhalb homogener Gruppen von Ausspeisepunkten, der zu einheitlichen Entgelten pro Gruppe führt
- eine Begrenzung der Entgeltsteigerung an Ausspeisepunkten in das Verteilergebiet, um eine Quersubventionierung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung zu minimieren
- Abschläge in Höhe von 100% für Einspeisepunkte aus Speichern und 50% für Ausspeisepunkte in Speicher
- Abschläge in Höhe von 10% für dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK) gegenüber den Entgelten für die entsprechenden frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) an allen Eins- und Ausspeisepunkten

Die Referenzpreismethode für kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte wird außerdem ergänzt durch

- ein mengenbasiertes Entgelt, mit dem der Kostenverursachung durch Gasmengen Rechnung getragen wird

Die ACER-Empfehlung zu kürzeren Entgeltperioden wird durch die jährliche Neuberechnung der Entgelte innerhalb der 5. Regulierungsperiode umgesetzt. Geänderte Gasflüsse und fluktuierende Nachfrage nach Kapazität können durch die zeitnahe Berücksichtigung von Unter- und Überdeckungen genauer abgebildet werden.

Die Eingangsgrößen für die Referenzpreismethode sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 1: Eingangsgrößen für die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz für Entgelte 2025

Eingangsgröße	Symbol	Wert
Gesamte über die kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte abzudeckende Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen beider Fernleitungsnetzbetreiber	R_{total}	→ Tabelle 8 und Tabelle 9 (Summe der zulässigen Erlöse beider Fernleitungsnetzbetreiber, die über die kapazitätsbasierten Entgelte abzudecken sind)
Entry-Anteil am Entry-Exit-Split (vor Anpassungen gemäß Art. 6 Abs. 4 Tarife-Netzkodex), entspricht dem an Einspeisepunkten einzunehmenden Entgelt	w_E	25%
Prognostizierte kontrahierte Kapazität pro Richtung (Entry E bzw. Exit X), Punkt und Art der Kapazität (FZK/DZK/UK)	C	→ Tabelle 2 und Tabelle 3
Kürzeste Leitungsdistanz zwischen allen Ein- und Ausspeisepunkten, die in einem relevanten Gasflussszenario miteinander kombiniert werden können	D	→ Tabelle 4
Homogene Gruppe von Punkten für die Entgeltangleichung		→ Tabelle 5 und Tabelle 6
Abschlag für Einspeisepunkte aus Speichern	d_E^{UGS}	100%
Abschlag für Ausspeisepunkte in Speicher	d_X^{UGS}	50%
Abschlag für dynamisch zuordenbare Kapazität	d^{DZK}	10%

Es kommt die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz gemäß Art. 8 Tarife-Netzkodex zur Anwendung. Die Berechnung erfolgt anhand der folgenden Schritte:

1. Berechnung des Anteils der kapazitätsbasierten Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen, der Einspeisepunkten (R_E) bzw. Ausspeisepunkten (R_X) zuzuordnen ist:

$$R_E = R_{total} \cdot w_E$$

$$R_X = R_{total} \cdot (1 - w_E)$$

2. Berechnung der durchschnittlichen kapazitätsgewichteten Distanz eines jeden Einspeisepunkts (CWD_{E_i}) und Ausspeisepunkts (CWD_{X_i}):

$$CWD_{E_i} = \frac{\sum_j C_{X_j} \cdot D(E_i, X_j)}{\sum_j C_{X_j}}$$

$$CWD_{X_i} = \frac{\sum_j C_{E_j} \cdot D(E_j, X_i)}{\sum_j C_{E_j}}$$

3. Berechnung der Gewichtung für kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte an jedem Einspeisepunkt ($W_{E_i}^c$) und Ausspeisepunkt ($W_{X_i}^c$):

$$W_{E_i}^c = \frac{C_{E_i} \cdot CWD_{E_i}}{\sum_j C_{E_j} \cdot CWD_{E_j}}$$

$$W_{X_i}^c = \frac{C_{X_i} \cdot CWD_{X_i}}{\sum_j C_{X_j} \cdot CWD_{X_j}}$$

4. Berechnung des Anteils der kapazitätsbasierten Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen, der an jedem Ein- bzw. Ausspeisepunkt abzudecken ist:

$$R_{E_i} = W_{E_i}^c \cdot R_E$$

$$R_{X_i} = W_{X_i}^c \cdot R_X$$

5. Berechnung der vorläufigen Kapazitätsentgelte (FZK) an jedem Einspeisepunkt ($T_{E_i}^{FZK\ ini}$) und Ausspeisepunkt ($T_{X_i}^{FZK\ ini}$):

$$T_{E_i}^{FZK\ ini} = \frac{R_{E_i}}{C_{E_i}^{FZK} + C_{E_i}^{DZK} \cdot (1 - d^{DZK})}$$

$$T_{X_i}^{FZK\ ini} = \frac{R_{X_i}}{C_{X_i}^{FZK} + C_{X_i}^{DZK} \cdot (1 - d^{DZK})}$$

6. Berechnung der vorläufigen DZK-Entgelte an jedem Einspeisepunkt ($T_{E_i}^{DZK\ ini.}$) und Ausspeisepunkt ($T_{X_i}^{DZK\ ini.}$) durch Anwendung des Abschlags d^{DZK}:

$$T_{E_i}^{DZK\ ini} = T_{E_i}^{FZK\ ini} \cdot (1 - d^{DZK})$$

$$T_{X_i}^{DZK\ ini} = T_{X_i}^{FZK\ ini} \cdot (1 - d^{DZK})$$

7. Anpassungen gemäß Art. 6 Abs. 4 Tarife-Netzkodex und Art. 9 Abs. 1 Tarife-Netzkodex:

7.1 Entgeltangleichung: Die Angleichung der Entgelte für alle Einspeisepunkte (E_i) bzw. Ausspeisepunkte (X_i) als Teil des Gruppenentgelts ($T_{G_j}^{FZK\ eq}$) innerhalb jeder homogenen Gruppe von Punkten (G_j) erfolgt durch Division der voraussichtlichen Erlöse aus vorläufigen Entgelten durch die gesamte prognostizierte kontrahierte Kapazität (ggf. unter Anwendung des DZK-Abschlags). Das angeglichene DZK-Entgelt errechnet sich durch Anwendung des DZK-Abschlags.

7.2 Speicherabschläge: Das verminderte Entgelt an Einspeisepunkten aus Speichern (E_i) und Ausspeisepunkten in Speicher (X_i) errechnet sich durch Anwendung des jeweiligen Speicherabschlags:

$$T_{E_i}^{FZK\ disc} = T_{E_i}^{FZK\ eq} \cdot (1 - d_E^{UGS})$$
$$T_{X_i}^{FZK\ disc} = T_{X_i}^{FZK\ eq} \cdot (1 - d_X^{UGS})$$

Anmerkung: An Speicherpunkten wird dzt. keine DZK angeboten.

7.3 Benchmarking: kein Benchmarking für die Entgeltperiode 2025

7.4 Anpassung:

7.4.1 Berechnung der theoretisch abgedeckten Erlöse mit bisher errechneten Entgelten als Summe der mit den prognostizierten kontrahierten Kapazitäten multiplizierten Entgelte ($R_{pre-rescaling}$). Aufgrund der Speicherabschläge liegt dieser Wert unterhalb der zulässigen Erlöse (R_{total}).

7.4.2 Berechnung des globalen Anpassungsfaktors (f^{re}) zur Sicherstellung der Abdeckung der gesamten zulässigen Erlöse:

$$f^{re} = \frac{R_{total}}{R_{pre-rescaling}}$$

7.4.3 Berechnung der endgültigen Entgelte gemäß der Referenzpreismethode durch Anwendung des globalen Anpassungsfaktors (f^{re}) für die folgenden drei Fälle:

7.4.3.1 Fall (a): Das Entgelt unterliegt weder einer Angleichung noch einem Speicherabschlag:

$$T_{E_i}^{FZK} = T_{E_i}^{FZK\ ini} \cdot f^{re}, \qquad T_{E_i}^{DZK} = T_{E_i}^{DZK\ ini} \cdot f^{re},$$
$$T_{X_i}^{FZK} = T_{X_i}^{FZK\ ini} \cdot f^{re}, \qquad T_{X_i}^{DZK} = T_{X_i}^{DZK\ ini} \cdot f^{re}$$

7.4.3.2 Fall (b): Das Entgelt unterliegt einer Angleichung:

$$T_{E_i}^{FZK} = T_{E_i}^{FZK\ eq} \cdot f^{re}, \qquad T_{E_i}^{DZK} = T_{E_i}^{DZK\ eq} \cdot f^{re},$$
$$T_{X_i}^{FZK} = T_{X_i}^{FZK\ eq} \cdot f^{re}, \qquad T_{X_i}^{DZK} = T_{X_i}^{DZK\ eq} \cdot f^{re}$$

7.4.3.3 Fall (c): Das Entgelt unterliegt einem Speicherabschlag:

$$T_{E_i}^{FZK} = T_{E_i}^{FZK\ disc} \cdot f^{re}$$
$$T_{X_i}^{FZK} = T_{X_i}^{FZK\ disc} \cdot f^{re}$$

Weitere Entgeltberechnungsprinzipien für Punkte ohne technische bzw. prognostizierte kontrahierte Kapazität:

- Die Entgelte für verbindliche Kapazität an Punkten mit technischer Kapazität doch ohne prognostizierte kontrahierte Kapazität berechnen sich aus dem Verhältnis zwischen der kapazitätsgewichteten Distanz am jeweiligen Punkt und am nächstgelegenen Entgeltpunkt:

- Das FZK-Entgelt am Ausspeisepunkt Petrzalka leitet sich vom Entgelt am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár durch Division der kapazitätsgewichteten Distanz dieser beiden Punkte ab.

- Die Entgelte für unterbrechbare Kapazität für virtuelle Gegenflüsse (also an Punkten mit technischer Kapazität ausschließlich in Flussrichtung, d.s. die Einspeisepunkte Mosonmagyaróvár, Petrzalka und Murfeld) leiten sich vom einheitlichen FZK-Entgelt für die homogene Gruppe der Einspeisepunkte ab.

1.2 In der angewandten Referenzpreismethode verwendete Parameter, die sich auf die technischen Merkmale des Fernleitungsnetzes beziehen (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. i Tarife-Netzkodex)

Die Auswahl der Eingangsgrößen für die Referenzpreismethode basiert auf den Voraussetzungen des Tarife-Netzkodex. Die prognostizierte kontrahierte Kapazität und die Gasflussmengen beruhen auf tatsächlichen Buchungen von Jahreskapazität und Prognosen für Buchungen kurzfristigerer Kapazitätsprodukte. Die Prognosen beziehen sich auf jeden einzelnen Ein- und Ausspeisepunkt.

1.2.1 Darstellung der Fernleitungsnetzstruktur (Art. 30 Abs. 1 lit. a sublit. iv Tarife-Netzkodex)

Das österreichische Fernleitungsnetz gliedert sich in drei Marktgebiete, von denen nur das Marktgebiet Ost über Fernleitungen verfügt und daher im Anwendungsbereich des Tarife-Netzkodex liegt. Das Marktgebiet Ost ist innerhalb Österreichs nicht an die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg angebunden.

Einen Überblick über das Fernleitungsnetz bieten die Webseiten der Fernleitungsnetzbetreiber:

i. Gas Connect Austria GmbH (GCA): https://www.gasconnect.at/

ii. Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG): https://www.taggmbh.at/

Die technische Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten des Fernleitungsnetzes ist in Tabelle 2 und Tabelle 3 dargestellt.

1.2.2 Technische Kapazität und prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten (Art. 30 Abs. 1 lit. a sublit. i und Art. 30 Abs. 1 lit. a sublit. ii Tarife-Netzkodex)

Die technische Kapazität wurde unter Anwendung der von der E-Control genehmigten Berechnungsmethode gemäß § 34 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) und unter

Verwendung dem Stand der Technik entsprechender Lastfluss-Simulationen berechnet.

Für die Berechnung der prognostizierten kontrahierten Kapazität wurden einerseits vorhandene langfristige Buchungen verwendet, andererseits wurde der erwartete Kapazitätsbedarf für 2025 auf Basis der Daten vom März 2024 prognostiziert. Die prognostizierte kontrahierte Kapazität enthält daher bereits sowohl die auf Jahresbasis skalierten und mit diversen Multiplikatoren gewichteten prognostizierten Buchungen für kurzfristige Kapazitätsprodukte (Quartal, Monat, Day-Ahead, Within-Day) als auch die mit den jeweiligen Abschlägen multiplizierten prognostizierten Buchungen unterbrechbarer Kapazität (die betreffenden Punkte sind in den unten stehenden Tabellen mit * gekennzeichnet). Es sei darauf hingewiesen, dass diese Berechnungsmethode dazu führen kann, dass die prognostizierte kontrahierte Kapazität die technische Kapazität übersteigt.

Tabelle 2: Kapazitäten an Einspeisepunkten (kWh/h)

Einspeisepunkt	technische Kapazität	prognostizierte kontrahierte Kapazität 2025	
		FZK/UK	DZK
Baumgarten	96 080 396	24 670 841	
Arnoldstein	17 377 622	8 746 377	521 331
Oberkappel*	10 349 306	9 945 577	
Überackern*	4 750 155	1 871 338	3 357 000
Mosonmagyaróvár	0	0	
Murfeld	0	0	
Petrzalka	0	0	
Speicher MAB*	7 273 500	7 991 749	
Speicher Penta West	2 950 825	0	
Verteilergebiet	10 848 000	4 028 400	

Tabelle 3: Kapazitäten an Ausspeisepunkten (kWh/h)

Ausspeisepunkt	technische Kapazität	prognostizierte kontrahierte Kapazität 2025	
		FZK/UK	DZK
Baumgarten	10 272 000	4 599 481	
Arnoldstein	50 014 969	6 683 747	
Oberkappel	15 660 325	13 795 957	
Überackern*	7 273 500	324 117	6 431 372
Mosonmagyaróvár*	6 378 300	5 747 513	
Murfeld	4 688 610	638 699	

Ausspeisepunkt	technische Kapazität	prognostizierte kontrahierte Kapazität 2025	
		FZK/UK	DZK
Petrzalka	1 119 000	0	
Speicher MAB*	7 273 500	7 259 626	
Speicher Penta West	2 950 825	0	
Auersthal	4 635 629	0	4 635 629
Kirchberg	0	0	
Gr. Göttfritz	0	0	
Rainbach	0	0	
Bad Leonfelden	2 378 658	0	2 378 663
Arnreith	0	0	
Baumgarten-PVS2	21 422 795	21 422 795	
Eggendorf	1 111 503	1 111 503	
Grafendorf	166 731	166 731	
St. Margarethen	221 439	221 439	
Weitendorf	1 952 543	1 952 543	
Sulmeck-Greith	110 456	110 456	
Ettendorf	55 223	55 223	
Waisenberg	22 022	22 022	
Ebenthal	110 087	110 087	
Finkenstein	284 539	284 539	

1.2.3 Zusätzliche technische Informationen zum Fernleitungsnetz (Art. 30 Abs. 1 lit. a sublit. iv Tarife-Netzkodex)

Die zur Anwendung gelangende Referenzpreismethode verwendet die folgenden Distanzen als Parameter für die Berechnung der kapazitätsgewichteten Fernleitungsentgelte:

Tabelle 4: Leitungsdistanzen zwischen Einspeisepunkten und Ausspeisepunkten (km)

Exit \ Entry	Baumgarten	Oberkappel	Überackern	Mosonmagyaróvár	Petrzalka	Murfeld	Arnoldstein	Speicher Penta West	Speicher MAB	Inland[3]
Baumgarten	-	245	340	49	39	241	385	337	5	27
Oberkappel	245	-	95	288	278	480	624	92	244	218
Überackern	340	95	-	383	373	575	719	3	339	313
Mosonmagyaróvár	49	288	383	-	10	284	428	380	48	70
Petrzalka	39	278	373	10	-	274	418	370	38	60
Murfeld	241	480	575	284	274	-	144	572	240	262
Arnoldstein	385	624	719	428	418	144	-	716	384	406
Speicher Penta West	337	92	3	380	370	572	716	-	336	310
Speicher MAB	5	244	339	48	38	240	384	336	-	26
Auersthal	27	218	313	70	60	262	406	310	26	-
Kirchberg	81	164	259	124	114	316	460	412	80	54
Gr. Göttfritz	136	109	204	179	169	371	515	467	135	109
Rainbach	188	57	152	231	221	423	567	519	187	161
Bad Leonfelden	205	40	135	248	238	440	584	536	204	178
Arnreith	225	20	115	268	258	460	604	556	224	198
Baumgarten-PVS2	3	242	337	46	36	238	382	334	2	24
Eggendorf	75	314	409	118	108	166	310	406	74	96
Grafendorf	140	379	474	183	173	101	244	471	139	161
St. Margarethen	183	422	517	226	216	58	201	514	182	204
Weitendorf	214	453	548	257	247	27	171	545	213	235
Sulmeck-Greith	234	473	568	277	267	48	150	565	233	255
Ettendorf	272	511	606	315	305	85	113	603	271	293
Waisenberg	303	542	637	346	336	117	81	634	302	324
Ebenthal	324	563	658	367	357	137	61	655	323	345
Finkenstein	364	603	698	407	397	178	20	695	363	385

Die Einschränkungen möglicher Gasflussszenarien aufgrund von DZK werden gemäß den Bedingungen für die verbindliche Nutzung der DZK angewandt:

i. Entry Überackern (Exit Oberkappel)
ii. Entry Arnoldstein (Exit Verteilernetze Kärnten; s. weiter unten)
iii. Exit Überackern (Entry Oberkappel)
iv. Exit Verteilergebiet (Entry Baumgarten; s. weiter unten)
v. Exit Verteilergebiet (Entry Oberkappel; s. weiter unten)

1.2.4 Homogene Gruppe von Punkten

Die folgenden homogenen Gruppen von Punkten werden für die Angleichung definiert:

Tabelle 5: Homogene Gruppen Exit

Homogene Gruppe	Punkte
Exit SK	Exit Baumgarten
	Exit Speicher MAB
Exit DE	Exit Oberkappel
	Exit Überackern
	Exit Speicher Penta West
Exit Verteilergebiet	Auersthal
	Kirchberg
	Gr. Göttfritz
	Rainbach
	Bad Leonfelden
	Arnreith
	Baumgarten-PVS2
	Eggendorf
	Grafendorf
	St. Margarethen
	Weitendorf
	Sulmeck-Greith
Exit Verteilernetze Kärnten	Ettendorf
	Waisenberg

Tabelle 6: Homogene Gruppe Entry

Homogene Gruppe	Punkte
Entry	Entry Baumgarten
	Entry Oberkappel
	Entry Überackern
	Entry Arnoldstein

[3] Es gilt die Annahme, dass inländische Einspeisungen (aus dem Speicher) am Punkt Auersthal in das Fernleitungsnetz erfolgen.

	Ebenthal
	Finkenstein

Weitere Detailinformationen zum Fernleitungsnetz (z.B. Leitungslängen, Durchmesser, Verdichterstationen) finden sich auf den Webseiten der Fernleitungsnetzbetreiber:

- https://www.gasconnect.at/
- https://www.taggmbh.at/

1.2.5 Menge und Richtung des Gasflusses (Art. 30 Abs. 1 lit. a sublit. iii Tarife-Netzkodex)

Die Menge und Richtung des Gasflusses an Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen, wie z.B. Angebots- und Nachfrageszenarien für den Gasfluss zu Spitzenzeiten, sind in Abschnitt 5.2.2 des koordinierten Netzentwicklungsplans (KNEP) (Gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe je Ein- Ausspeisepunkt in den Jahren 2022 bis 2031; p. 72ff) abgebildet. Dieser wird von GCA, TAG und dem Markt- und Verteilergebietsmanager AGGM gemeinsam erstellt und von der E-Control genehmigt. (Die Genehmigung des KNEP 2023-2032 erfolge am 31. Mai 2023).

- https://www.e-control.at/bereich-recht/entscheidungen-vorstand-gas/knep-g#/

1.3 Vorgesehene Anpassungen an Einspeisepunkten aus Speicheranlagen und Ausspeisepunkten in Speicheranlagen (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. ii Tarife-Netzkodex)

Die folgenden Abschläge auf die kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte finden bei Ein- und Ausspeisepunkten aus/in Speicher Anwendung.

Tabelle 7: Abschläge an Ein- und Ausspeisepunkten aus/in Speicher

Abschläge an Einspeisepunkten aus Speichern	100%
Abschläge an Ausspeisepunkten in Speicher	50%

Die folgenden Speicheranlagen sind an mehrere Fernleitungs- oder Verteilernetze angeschlossen und stehen daher im Wettbewerb mit den Grenzkopplungspunkten in Österreich:

- Speicher 7fields und Haidach (grenzüberschreitende Nutzung Österreich und Deutschland): Der Ein-/Ausspeisepunkt Speicher Penta West konkurriert mit den Grenzkopplungspunkten Überackern-ABG und Überackern-SUDAL.

- Speicher Lab (grenzüberschreitende Nutzung Österreich und Slowakei): Der Ein-/Ausspeisepunkt Speicher MAB konkurriert mit dem Grenzkopplungspunkt Baumgarten.

Zur Vermeidung einer Wettbewerbsverzerrung war bereits in der Vergangenheit eine Gebühr für die grenzüberschreitende Speichernutzung gemäß Art. 9 Abs. 1 Tarife-Netzkodex eingeführt worden. Sie wird nachträglich auf Basis der tatsächlichen grenzüberschreitenden Nutzung berechnet und in Rechnung gestellt. Diese Gebühr wird fortgeführt:

- Mengenbasis: größte stündliche Menge am Gastag
- Entgeltbasis: FZK-Entgelt am Grenzkopplungspunkt ohne Tages-Multiplikator

1.4 Zulässige Erlöse (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. i Tarife-Netzkodex)

Laut der gemäß § 82 GWG 2011 genehmigten Methode ergeben sich die zulässigen Erlöse für GCA und TAG aus den genehmigten Kosten für die einzelnen Jahre der Regulierungsperiode. Die genehmigten Kosten selbst wurden von der Behörde in den Bescheiden V MET G 01/20 und V MET G 02/20 wie folgt festgestellt:

Tabelle 8: Zulässige Erlöse aus Fernleitungsentgelten der GCA für die Entgeltperiode 2025 (RP 5) und die laufende Entgeltperiode (RP4)

	RP5	RP4
zulässige Erlöse GCA	116 220 077 EUR	126 092 600 EUR
Durch kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte zu deckender GCA-Anteil	99 061 030 EUR	126 092 600 EUR
Durch mengenbasierte Fernleitungsentgelte zu deckender GCA-Anteil	17 159 047 EUR	0 EUR
Durch Systemdienstleistungsentgelte zu deckender GCA-Anteil	0 EUR	0 EUR

Tabelle 9: Zulässige Erlöse aus Fernleitungsentgelten der TAG für die Entgeltperiode 2025 (RP5) und die laufende Entgeltperiode (RP4)

	RP5	RP4
zulässige Erlöse TAG	183 532 570EUR	278 833 200 EUR
Durch kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte zu deckender TAG-Anteil	167 539 670EUR	278 833 200 EUR
Durch mengenbasierte Fernleitungsentgelte zu deckender TAG-Anteil	15 992 900 EUR	0 EUR
Durch Systemdienstleistungsentgelte zu deckender TAG-Anteil	0 EUR	0 EUR

Die obigen zulässigen Erlöse berücksichtigen noch nicht den Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern gemäß Abschnitt 1.5.

Die Veränderung der zulässigen Erlöse 2025 gegenüber jenen 2024 ist insbesondere auf die folgenden Faktoren zurückzuführen:

i. die vierjährige Dauer der Regulierungsperiode, wodurch die Kostenbasis für 2021-2024 bereits 2020 ermittelt wurde

ii. der Übergang von Referenzmengen mit Risikoremuneration auf prognostizierte kontrahierte Kapazität ohne Risikoremuneration, wodurch sich in der Vergangenheit gewährte Risikozuschläge auf die nun gewährten zulässigen Erlöse auswirken

iii. die Auswirkungen des russischen Angriffskriegs in der Ukraine auf die Gasflüsse (die sich auf die erwartbare Menge an Verdichterenergie auswirken) und Energiepreise (die sich auf die erwartbaren Kosten für Verdichterenergie auswirken)

Anmerkung: Die Informationen gemäß Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. iii Tarife-Netzkodex werden vor dem Start der Jahresauktionen im Juli 2024 veröffentlicht.

1.5 Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern (Art. 10 Abs. 3 Tarife-Netzkodex)

Die Fernleitungsnetzbetreiber GCA und TAG betreiben das einheitliche Einspeise-Ausspeisesystem im Marktgebiet Ost gemeinsam und verwenden daher einen einheitlichen Zugang zur Berechnung der Entgelte im gesamten Marktgebiet. Die Entgelte, die aus der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz erwachsen, erlauben keine direkte Zuordnung zu den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern, weshalb ein Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern zur Sicherstellung der Abdeckung ihrer jeweiligen Kosten notwendig ist. Daraus entstehen

i. ein Ausgleichsmechanismus für kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte

ii. ein Ausgleichsmechanismus für mengenbasierte Fernleitungsnetzentgelte (Art. 4 Abs. 3 Tarife-Netzkodex)

Die Anwendung der Referenzpreismethode für die Entgelte 2025 ergibt geplante Ausgleichszahlungen der GCA an die TAG. Da sich die Entgelte auf die prognostizierte kontrahierte Kapazität stützen, weichen die aufgrund tatsächlicher Kapazitätsbuchungen eingehobenen Entgelte von den geplanten Erlösen ab. Die Ausgleichszahlungen sind aufgrund der tatsächlich eingehobenen Entgelte zu leisten, d.h. der Anteil der geplanten Ausgleichszahlungen an den geplanten Erlösen der GCA aus Fernleitungsentgelten stellt die Grundlage für die Berechnung der von der GCA aufgrund der tatsächlich eingehobenen Entgelte zu leistenden Ausgleichszahlung dar. Dieses Prinzip gilt für alle Entgeltkategorien, in denen eine marktgebietsweite Entgeltberechnung stattfindet (d.h. kapazitätsbasierte Entgelte und mengenbasierte Entgelte).

i. Die geplante Ausgleichszahlung ergibt sich aus der Differenz zwischen den geplanten Erlösen der GCA und den zulässigen Erlösen der GCA:$ITC_{plan} = R_{plan}^{GCA} - R_{allowed}^{GCA}$

ii. Die tatsächliche Ausgleichszahlung errechnet sich aus dem Anteil der geplanten Ausgleichszahlung an den geplanten Erlösen des Fernleitungsnetzbetreibers, dem sie erwächst (GCA): $\alpha_{ITC} = \frac{ITC_{plan}}{R_{plan}^{GCA}}$

iii. Dieser Anteil wird auf die tatsächlichen Erlöse angewandt, um die von der GCA an die TAG zu leistende Ausgleichszahlung zu ermitteln: $ITC_{actual} = \alpha_{ITC} \cdot R_{actual}^{GCA}$

iv. Die Höhe der Ausgleichszahlung ist mit der Höhe der geplanten Ausgleichszahlung gedeckelt.

v. Die Berechnung ist für jede Entgeltkategorie (kapazitäts- und mengenbasierte Entgelte) gesondert vorzunehmen.

Die Ausgleichszahlungen für die Entgeltperiode 2025 sind in der unten stehenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 10: Ausgleichszahlungen für die Entgeltperiode 2025, α_{ITC}

GCA-Erlösanteil aus kapazitätsbasierten Entgelten für Ausgleichszahlungen an TAG 2025	49%
GCA-Erlösanteil aus mengenbasierten Entgelten für Ausgleichszahlungen an TAG 2025	29%

2 Höhe und Vergleich der Fernleitungsentgelte

2.1 Referenzpreis (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iii Tarife-Netzkodex) und Unterschied in der Höhe der Fernleitungsentgelte für dieselbe Art der Fernleitungsdienstleistung (Art. 30 Abs. 2 lit. a sublit. i und sublit. ii Tarife-Netzkodex)

Die Anwendung der Referenzpreismethode auf die in Abschnitt 1 beschriebenen Eingangsgrößen ergibt die folgenden kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte in EUR/kWh/h/a: Die untenstehenden Tabellen stellen sie den Entgelten der laufenden Entgelt- und Regulierungsperiode (RP4) gegenüber.

Tabelle 11: Kapazitätsbasierte Entgelte der GCA für die Entgeltperiode 2025

Richtung	Art	Punkt	kapazitätsbasiertes Entgelt	RP4-Entgelt	Unterschied relativ
			EUR/kWh/h/a	EUR/kWh/h/a	%
Entry	FZK	Baumgarten	1,37	0,85	+62%
Entry	FZK	Oberkappel	1,37	0,97	+42%
Entry	FZK	Überackern	1,37	0,97	+42%
Entry	FZK	Verteilergebiet	0,00	0,00	
Exit	FZK	Baumgarten	2,15	1,23	+74%
Exit	FZK	Oberkappel	4,31	3,26	+32%
Exit	FZK	Überackern	4,31	3,26	+32%
Exit	FZK	Mosonmagyaróvár	2,14	1,23	+74%
Exit	FZK	Petrzalka	2,14	1,23	+74%
Exit	FZK	Murfeld	3,74	1,90	+97%
Exit	FZK	Verteilergebiet	1,26	0,42	+200%
Entry	DZK	Überackern	1,24	0,88	+40%
Exit	DZK	Überackern	3,88	2,93	+32%
Exit	DZK	Verteilergebiet Auersthal	1,13	0,38	+198%
Exit	DZK	Verteilergebiet Bad Leonfelden	1,13	0,38	+198%
Entry	FZK	Speicher Penta West	0,00	0,00	
Entry	FZK	Speicher MAB	0,00	0,00	
Exit	FZK	Speicher Penta West	2,15	0,44	+389%

Richtung	Art	Punkt	kapazitätsbasiertes Entgelt	RP4-Entgelt	Unterschied relativ
			EUR/kWh/h/a	EUR/kWh/h/a	%
Exit	FZK	Speicher MAB	1,07	0,44	+144%

Tabelle 12: Kapazitätsbasierte Entgelte der TAG für die Entgeltperiode 2025

Richtung	Art	Punkt	kapazitätsbasiertes Entgelt	RP4-Entgelt	Unterschied relativ
			EUR/kWh/h/a	EUR/kWh/h/a	%
Entry	FZK	Baumgarten	1,37	0,85	+62%
Entry	FZK	Arnoldstein	1,37	0,97	+41%
Exit	FZK	Arnoldstein	5,98	4,35	+38%
Exit	FZK	Verteilergebiet	1,26	0,42	+200%
Exit	FZK	Verteilergebiet Kärnten	4,63	3,85	+20%
Entry	DZK	Arnoldstein	1,24	0,68	+82%

Die folgenden Tabellen stellen die geschätzten Entgelte auf Basis der Referenzpreismethode und prognostizierten kontrahierten Kapazitäten und Mengen für die restliche Regulierungsperiode dar. Dabei werden die Prognosen und Berechnungen jährlich wiederholt, um eine aktualisierte Basis für das Folgejahr zu erstellen. Sie können daher von den unten angeführten, vorläufigen Entgelten abweichen.

Tabelle 13: Geschätzte kapazitätsbasierte Entgelte der GCA für die gesamte Regulierungsperiode

Richtung	Art	Punkt	2025	2026 (vorläufig)	2027 (vorläufig)
			EUR/kWh/h/a	EUR/kWh/h/a	EUR/kWh/h/a
Entry	FZK	Baumgarten	1,37	1,47	1,60
Entry	FZK	Oberkappel	1,37	1,47	1,60
Entry	FZK	Überackern	1,37	1,47	1,60
Entry	FZK	Verteilergebiet	0,00	0,00	0,00
Exit	FZK	Baumgarten	2,15	2,36	2,66
Exit	FZK	Oberkappel	4,31	4,72	5,17
Exit	FZK	Überackern	4,31	4,72	5,17
Exit	FZK	Mosonmagyaróvár	2,14	2,46	2,78
Exit	FZK	Petrzalka	2,14	2,46	2,78

Richtung	Art	Punkt	2025	2026 (vorläufig)	2027 (vorläufig)
			EUR/kWh/h/a	EUR/kWh/h/a	EUR/kWh/h/a
Exit	FZK	Murfeld	3,74	4,20	4,71
Exit	FZK	Verteilergebiet	1,26	1,45	1,67
Entry	DZK	Überackern	1,24	1,32	1,44
Exit	DZK	Überackern	3,88	4,25	4,65
Exit	DZK	Verteilergebiet Auersthal	1,13	1,30	1,50
Exit	DZK	Verteilergebiet Bad Leonfelden	1,13	1,30	1,50
Entry	FZK	Speicher Penta West	0,00	0,00	0,00
Entry	FZK	Speicher MAB	0,00	0,00	0,00
Exit	FZK	Speicher Penta West	2,15	2,36	2,58
Exit	FZK	Speicher MAB	1,07	1,18	1,33

Tabelle 14: Geschätzte kapazitätsbasierte Entgelte der TAG für die gesamte Regulierungsperiode

Richtung	Art	Punkt	2025	2026 (vorläufig)	2027 (vorläufig)
			EUR/kWh/h/a	EUR/kWh/h/a	EUR/kWh/h/a
Entry	FZK	Baumgarten	1,37	1,47	1,60
Entry	FZK	Arnoldstein	1,37	1,47	1,60
Exit	FZK	Arnoldstein	5,98	6,68	7,46
Exit	FZK	Verteilergebiet	1,26	1,45	1,67
Exit	FZK	Verteilergebiet Kärnten	4,63	5,17	5,79
Entry	DZK	Arnoldstein	1,24	1,32	1,44

2.1.1 Referenzpreise für unterbrechbare Kapazität

Die Entgelte für unterbrechbare Kapazität errechnen sich wie in Abschnitt 1.1 (virtuelle Flüsse in Gegenrichtung) bei ex-ante Abschlägen. An Punkten mit ex-post-Abschlägen

entspricht das Entgelt für unterbrechbare Kapazität dem FZK-Entgelt und ist daher in diesem Dokument nicht separat angeführt.

Tabelle 15: Kapazitätsbasierte Entgelte für unterbrechbare Kapazität der GCA für die Entgeltperiode 2025, ohne ex-post-Abschläge

Art	Richtung	Punkt	kapazitätsbasiertes Entgelt	RP4-Entgelt	Unterschied relativ
			EUR/kWh/h/a	EUR/kWh/h/a	%
Unterbrechbar	Entry	Oberkappel	1,21	0,85	+42%
Unterbrechbar	Entry	Überackern	1,21	0,85	+42%
Unterbrechbar (VRF)	Entry	Mosonmagyaróvár	1,37	0,85	+62%
Unterbrechbar (VRF)	Entry	Petrzalka	1,37	0,85	+61%
Unterbrechbar (VRF)	Entry	Murfeld	1,37	0,97	+41%

Das derzeit gültige, verminderte Entgelt für den Transport von Gas zwischen ABG und SUDAL (die beide dem deutschen Fernleitungsnetz angehören) am GCA-Punkt Überackern gilt weiterhin.

Tabelle 16: Entgelt für den unterbrechbaren Transport innerhalb des GCA-Punkts Überackern für die Entgeltperiode 2025

Art	Richtung	kapazitätsbasiertes Entgelt	RP4-Entgelt	Unterschied relativ
		EUR/kWh/h/a	EUR/kWh/h/a	%
Von SUDAL nach ABG	Entry	0,14	0,14	0%
	Exit	0,14	0,14	0%
Von ABG nach SUDAL	Entry	0,14	0,14	0%
	Exit	0,14	0,14	0%

Die Erlöse aus dieser Transportleistung fallen unter die kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte der GCA, jedoch wird für sie keine kontrahierte Kapazität prognostiziert.

2.2 Mengenbasierte Fernleitungsentgelte (Art. 26 lit. c sublit. i Tarife-Netzkodex)

2.2.1 Mengenbasiertes Entgelt (Art. 4 Abs. 3 lit. a Tarife-Netzkodex)

Das mengenbasierte Entgelt errechnet sich aus den durch ein Arbeitsentgelt abzudeckenden zulässigen Kosten und den prognostizierten Mengen. An allen Einspeisepunkten und an allen Ausspeisepunkten kommt ein einheitliches mengenbasiertes Ent-

gelt zur Anwendung. Die zulässigen Kosten werden aufgrund des Strom- und Gasverbrauchs und der jeweiligen Kosten prognostiziert. Die Parameter wurden so gewählt, dass sie die mengengetriebenen Kosten bestmöglich abbilden (s. Art. 4 Abs. 3 lit. a sublit. iii Tarife-Netzkodex).

Wie in Tabelle 19 angegeben, wird der Entry-Exit-Split für das mengenbasierte Entgelt mit 25%/75% festgelegt.

Das Entgelt ist in EUR/MWh angegeben. Die untenstehende Tabelle zeigt die relevanten Größen zur Berechnung des mengenbasierten Entgelts (die jeweiligen zulässigen Erlöse finden sich in Abschnitt 1.4).

Tabelle 17: Prognostizierte Gasflüsse für die Berechnung des mengenbasierten Entgelts

Punkte	prognostizierter Gasfluss 2025
	MWh
Einspeisepunkte GCA	125 195 967
Einspeisepunkte TAG	66 969 421
Ausspeisepunkte GCA	143 526 582
Ausspeisepunkte TAG	45 057 615

Tabelle 18: Mengenbasiertes Entgelt gem. Art. 4(3)(a) Tarife-Netzkodex für die Entgeltperiode 2025

Richtung	mengenbasier-tes Entgelt 2025	RP4-Entgelt[4]
	EUR/MWh	EUR/MWh
Entry	0,04313	0
Exit	0,13184	0

Während der Regulierungsperiode wird das mengenbasierte Entgelt jährlich angepasst.

2.3 Erläuterung des Unterschieds in der Höhe der Fernleitungsentgelte für die laufende und die kommende Entgeltperiode (Art. 26 lit. d sublit. i Tarife-Netzkodex)

Die Unterschiede zwischen den Entgelten der 4. und 5. Regulierungsperiode stammen vor allem aus der Änderung der Referenzpreismethode von der Methode der Distanz zum virtuellen Referenzpunkt auf die Standard-Methode der kapazitätsgewichteten Distanz. Diese Umstellung ergibt sich aus den geänderten Umständen, unter welchen das österreichische Fernleitungsnetz in den kommenden Jahren betrieben werden muss.

Die Methode der 4. Regulierungsperiode ging von Baumgarten als dominantem Knoten aus. In den Jahren vor dem Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine im Februar 2022 spiegelte dies die Situation adäquat wider. Die meisten Einspeisekapazitäten wurden am Grenzkopplungspunkt Baumgarten gebucht und verließen das österreichische Netz wieder als Ausspeisungen am Grenzkopplungspunkt Arnoldstein, in

[4] In der vierten Regulierungsperiode kam von 1. Juni 2022 bis 31. Dezember 2023 ein mengenbasiertes Entgelt zur Anwendung. Von 4. November 2022 bis 31. Dezember 2023 betrug dieses Entgelt 0,20772 EUR/MWh für Entries und 0,69818 EUR/MWh für Exits. Das ursprüngliche Entgelt, das von 1. Juni 2022 bis 4. November 2022 angewandt wurde, betrug 0,08552 EUR/MWh für Entries und 0,31829 EUR/MWh für Exits.

das Verteilergebiet oder über die westlichen Grenzkopplungspunkte Oberkappel und Überackern. Diese Situation hat sich geändert. Der Transit in Richtung Italien wurde eingestellt und Deutschland hat anderweitige Gasquellen erschlossen, so dass der Grenzkopplungspunkt Baumgarten nicht mehr als dominanter Knoten fungiert.

Daher wird auch eine Umstellung von Referenzmengen auf prognostizierte kontrahierte Kapazitäten durchgeführt. Anhand der tatsächlichen Jahresbuchungen und zusätzlicher Prognosen für kurzfristigere Kapazitätsprodukte können die Fernleitungsnetzbetreiber solide Prognosen für das kommende Jahr ableiten.

Die indikativen Entgelte für die restliche Regulierungsperiode (2026, 2027) unterscheiden sich von jenen für 2025 aufgrund der unterschiedlichen prognostizierten kontrahierten Kapazität zum Veröffentlichungszeitpunkt der gegenständlichen Unterlage und der prognostizierten zulässigen Erlöse.

2.4 Vereinfachtes Entgeltmodell (Art. 30 Abs. 2 lit. b Tarife-Netzkodex)

S. das im Anhang befindliche Excel-Modell

3 Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. iv Tarife-Netzkodex)

Die untenstehende Tabelle zeigt die Kennzahlen der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen gemäß Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. v Tarife-Netzkodex.

Tabelle 19: Kennzahlen für die aus Fernleitungsdienstleistungen für das Jahr 2025 (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. v Tarife-Netzkodex)

Kapazitäts-/Arbeitsaufteilung	88,9% / 11,1%
Entry-Exit-Split (Kapazität)[5]	25,1% / 74,9%
Entry-Exit-Split (Arbeit)	25,0% / 75,0%
systeminterne/systemübergreifende Nutzung	22,0% / 78,0%

[5] Dieser Wert weicht aufgrund der Anwendung der Speicherabschläge und Anpassungen vom 25%/75%-Split ab.

4 Bewertung der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a Tarife-Netzkodex)

4.1 Bewertung der Kostenzuweisung (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iv Tarife-Netzkodex)

Die Bewertung der Kostenzuweisung gemäß Art. 5 Tarife-Netzkodex dient der Angabe der Quersubventionierung zwischen unterschiedlichen Netznutzungskategorien innerhalb der vorgeschlagenen Referenzpreismethode.

4.1.1 Bewertung der Kostenzuweisung für kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte

Die in der Bewertung verwendeten Kostentreiber sind die jeweilige Distanz in Kombination mit der prognostizierten kontrahierten Kapazität. Es besteht Übereinstimmung mit den Eingangsgrößen der Referenzpreismethode.

Die Anwendung der Referenzpreismethode mit einem Entry-Anteil von 25% würde ohne Begrenzung der Entgelte an Ausspeisepunkten in das Verteilergebiet laut Bewertung der Kostenzuweisung („cost allocation assessment“) zu einer starken Quersubventionierung zulasten der systeminternen Netznutzung führen. Der Index für den Kostenzuweisungsvergleich für kapazitätsbasierte Entgelte würde ohne diese Begrenzung auf 30% zulasten der systeminternen Netznutzung führen.

Um eine Quersubventionierung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung zu minimieren, wird die Entgeltsteigerung an den Ausspeisepunkten in das Verteilergebiet auf 200% begrenzt, damit die Bewertung der Kostenzuweisung („cost allocation assessment“) in etwa ausgeglichen ist, d.h. in etwa 0% beträgt.

Dadurch wird die 10%-Grenze gemäß Art. 5 Abs. 6 Tarife-Netzkodex unterschritten und eine faire Kostenaufteilung sichergestellt

Tabelle 20: Bewertung der Kostenzuweisung für kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte

Ratio intra	8,5
Ratio cross	8,5
Index für den Kapazitätskostenzuweisungsvergleich (CAA)	0,86%

4.1.2 Bewertung der Kostenzuweisung für mengenbasierte Fernleitungsentgelte

Der für die Bewertung herangezogene Kostentreiber ist die prognostizierte Gasmenge. Die Übereinstimmung mit den Eingangsgrößen für die Berechnung des Arbeitsentgelts

und mit dem Ansatz bei der erstmaligen Einführung eines mengenbasierten Entgelts in Österreich ist gegeben.

Der Index für den Kostenzuweisungsvergleich für mengenbasierte Entgelte beläuft sich auf 6,0%. Dieser Wert liegt unterhalb der in Art. 5 Abs. 6 Tarife-Netzkodex angegebenen Schwelle.

Tabelle 21: Bewertung der Kostenzuweisung für mengenbasierte Fernleitungsentgelte

Ratio intra	82,4
Ratio cross	87,5
Index für den Mengenkosten-zuweisungsvergleich (CAA)	6,0%

4.2 Bewertung der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. v Tarife-Netzkodex)

Aufgrund der drastischen Änderung der Nutzung des österreichischen Fernleitungsnetzes gegenüber dem Beginn der aktuellen Regulierungsperiode war die Wahl einer anderen Referenzpreismethode geboten. Die Methode der Distanz zum virtuellen Punkt mit dem Grenzkopplungspunkt Baumgarten als dominantem Knoten spiegelt die tatsächliche Situation im Fernleitungsnetz nicht mehr wider (s. Abschnitt 2.3). Die vorgeschlagene Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz ist die Standardmethode gemäß Art. 8 Tarife-Netzkodex und stellt daher die logische Option zur Gewährleistung der Kostenwahrheit dar.

4.2.1 Nachvollziehbarkeit

Die Netzbenutzer haben Zugriff auf das vereinfachte Entgeltmodell (s. Abschnitt 2.4) und die relevanten Eingangsgrößen (prognostizierte kontrahierte Kapazität, zugelassene Kosten, Distanzen und Abschläge). Anhand dieser Werte können die Netzbenutzer die Berechnung der Referenzpreise nachvollziehen. Auch die Tatsache, dass die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nur geringfügig angepasst wurde und dass diese Anpassungen (Angleichung innerhalb homogener Gruppen von Punkten, s. Abschnitt 1.2.4, Begrenzung der Kostensteigerung am Exit Verteilergebiet

und verpflichtende Speicherabschläge) transparent dargestellt sind, trägt zur Nachvollziehbarkeit bei.

4.2.2 Beurteilung der tatsächlichen Kosten

Die tatsächliche Kostenbasis und die zulässigen Erlöse für die 5. Regulierungsperiode (2025-2027) wurden auf Basis der gemäß § 82 GWG 2011 genehmigten Methode ermittelt. Die genehmigten Kosten wurden von der Behörde in den Bescheiden V MET G 01/20 und V MET G 02/20 festgestellt.

4.2.3 Kostenwahrheit, Quersubventionierung und Mengenrisiko

Die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz gemäß Art. 8 Tarife-Netzkodex ist die Referenzpreis- und Benchmarkingmethode des Tarife-Netzkodex und garantiert als solche, dass Kostenwahrheit gegeben ist. Die Unkompliziertheit der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz und die einjährige Entgeltperiode stellen sicher, dass Erlöse nur dort entstehen, wo Gasflüsse auch tatsächlich zu erwarten sind. Während das Mengenrisiko innerhalb der bisherigen Referenzpreismethode bei den Fernleitungsnetzbetreibern lag, wird es nun den Netzbenutzern zugewiesen.

4.2.4 Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Handel

Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Handel resultieren klar aus der erheblichen Änderung der Gasflüsse als Konsequenz des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine. Diese geänderten Gasflüsse stellen den Hauptgrund für die grundsätzliche Umstellung auf eine andere Referenzpreismethode dar. Da die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz und die sich daraus ergebenden Entgelte kostenorientiert sind, wird der grenzüberschreitende Handel nicht verzerrt. Die Anpassungen gemäß Art. 6 Abs. 4 Tarife-Netzkodex (die Angleichung und Anpassungen) wirken sich nicht auf alle Punkte aus (s. weiter oben).

5 Systemdienstleistungsentgelte (Art. 26 Abs. 1 lit. c Tarife-Netzkodex)

n.a.

6 Anhang

Abkürzung	Bedeutung
DZK	dynamisch zuordenbare Kapazität
FZK	frei zuordenbare Kapazität
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
KNEP	koordinierter Netzentwicklungsplan

Abkürzung	Bedeutung
RP4	4. Regulierungsperiode (2021-2024)
RP5	5. Regulierungsperiode (2025-2027)
RPM	Referenzpreismethode
TAG	Trans Austria Gasleitung GmbH
UK	unterbrechbare Kapazität
VRF	virtueller Reverse-Flow

Anlage 4

(Auszug aus der ÖVGW-Richtlinie G O110)

5 Ermittlung von Einspeise-, Monats- und Verrechnungsbrennwerten

5.1 Allgemeines

Der Verrechnungsbrennwert wird aus gemessenen Brennwerten oder aus den Einspeisebrennwerten eines Einspeisepunkts oder den Einspeisebrennwerten mehrerer Einspeisepunkte eines Netzes oder Teilnetzes durch mengengewichtete Mittelwertbildung aus den Monatsbrennwerten über den Abrechnungszeitraum bestimmt.

Der Monatsbrennwert gilt jeweils für einen Brennwertbezirk und wird mittels Division der Summe der monatlich eingespeisten Energiemengen durch die Summe der monatlich eingespeisten Gasmengen errechnet.

Prüfungen auf Einhaltung von Grenzwerten müssen für den jeweiligen Monatsbrennwert abgeschlossen sein, um daraus Verrechnungsbrennwerte ermitteln zu dürfen.

Bei Ermittlung des Einspeisebrennwertes gemäß 5.2.3 wird der Monatsbrennwert des vorgelagerten Netzes zum Einspeisebrennwert an dem Einspeisepunkt für ein nachgelagertes Netz.

Die Einspeisebrennwerte zur Ermittlung der Monatsbrennwerte sind grundsätzlich mengengewichtete Monatswerte. Bei Einsatz einer Gasbeschaffenheitsverfolgung gemäß 5.3.2.2 sind für die erforderlichen Eingangsparameter kürzere Zeitintervalle, jedoch längstens 1 Stunde, anzustreben. Für die zugrundeliegenden Messdaten und der diesbezüglichen Datenübermittlung gilt ÖVGW-Richtlinie G B160.

Die für die Netze oder Teilnetze jeweils angewendeten Verfahren mit den zugehörigen Rahmenbedingungen (zB Einspeisepunkte, messtechnische Infrastruktur, Gasflussrichtung, Gasbeschaffenheitsverfolgung) sind nachvollziehbar zu dokumentieren. Bei relevanten Änderungen der Einflussparameter auf die Brennwertermittlung sind die Verfahren für die betroffenen Netze oder Teilnetze entsprechend anzupassen und zu dokumentieren.

5.2 Verfahren für die Ermittlung des Einspeisebrennwertes

Für die Ermittlung der Einspeisebrennwerte stehen folgende Möglichkeiten zur Verfügung, wobei die Priorisierung entsprechend nachstehender Reihenfolge erfolgen sollte.

5.2.1 Einspeisebrennwert aus Energiemessung

Steht an einem Einspeisepunkt in ein Netz oder Teilnetz eine Energiemessung (Brennwert- und Mengenmessung) zur Verfügung, wird aus der Energiemenge und der Gasmenge der Einspeisebrennwert für das Netz berechnet.

5.2.2 Einspeisebrennwert aus örtlich getrennten Messungen

Werden der Brennwert oder die Menge nicht an dem Einspeisepunkt gemessen, darf im Betrieb bei maximalem Zeitversatz (im ungünstigsten Fall) zwischen Gasanalyse und der Mengenmessung der Unterschied zwischen den Brennwerten maximal 2% betragen. Zwischen der Mengenmessung und dem Punkt der Brennwertermittlung dürfen keine anderen Gase eingespeist werden.

Bei einer größeren Brennwertänderung sind eine dementsprechende zeitversetzte Anwendung des Brennwertes zur Berechnung des Monatsbrennwertes oder eine andere geeignete Maßnahme zur Verbesserung anzuwenden.

5.2.3 Einspeisebrennwert vom vorgelagerten Netz

Steht an einem Einspeisepunkt keine Energiemessung zur Verfügung, wird der Einspeisebrennwert vom vorgelagerten Netz entsprechend den Rechenregeln gemäß 5.3 ermittelt.

5.2.4 Alternative Einspeisebrennwertbestimmung

Ändert sich der Brennwert an einem Einspeisepunkt nur geringfügig über die Zeit, kann dieser aus Analysen in regelmäßigen Intervallen, längstens jedoch ein Jahr, von Gasproben ermittelt werden. Bei Überschreitung des Unterschiedes zur letzten Analyse größer 1% ist das Intervall zu halbieren. Liegen drei aufeinanderfolgende Analysen innerhalb einer Abweichung von bis zu 1% darf das Intervall wieder verdoppelt werden.

Der Brennwert kann auch aus einer Brennwertmessung (Wiederholgenauigkeit kleiner/gleich 1%) oder mittels mengengewichtetem Probenentnahmesystem an einer repräsentativen Stelle im Netz ermittelt werden, sofern zwischen der Brennwert-Messstelle und des Einspeisepunkts keine Mischungen mit anderen Gasbeschaffenheiten als an der Brennwert-Messstelle vorliegen.

Dieser ermittelte Brennwert wird für die Berechnung des Monatsbrennwertes ab dem Monat bzw. Folgemonat des Zeitpunktes der Probenahme verwendet.

5.3 Monatsbrennwert

5.3.1 Allgemeines

Für jeden Einspeisepunkt ist der Einspeisebrennwert, wie in 5.2 beschrieben, zu bestimmen. Aus diesen Einspeisebrennwerten ist ein Monatsbrennwert für das nachgeschaltete Netz zu ermitteln.

Wird ein Netz oder Teilnetz ausschließlich durch einen Einspeisepunkt versorgt oder an mehreren Einspeisepunkten Gas mit gleichem Brennwert eingespeist, kann als Monatsbrennwert der ermittelte Einspeisebrennwert verwendet werden.

Andernfalls kommt für die Ermittlung eines der folgenden Verfahren in Betracht, wobei es erforderlich sein kann, das Netz in weitere Teilnetze zu unterteilen:

– Mittelwertverfahren
– Gasbeschaffenheitsverfolgung / Brennwertzuordnung
– Mengenbilanzierung
– Identifizierung

5.3.2 Verfahren für die Ermittlung von Monatsbrennwerten

5.3.2.1 Mittelwertverfahren

Werden in ein Netz oder Teilnetz Gase mit unterschiedlichen Brennwerten örtlich getrennt eingespeist, so entstehen bei der Verteilung Misch- und Pendelzonen. Wird an den Entnahmepunkten keine Brennwertmessung durchgeführt, muss für den Brennwertbezirk der Monatsbrennwert gemäß 5.1 ermittelt und überprüft werden, ob die zugehörigen Einspeisebrennwerte um nicht mehr als 2% von diesem Monatsbrennwert abweichen. Kann dieser Grenzwert eingehalten werden, darf der Brennwertdurchschnitt als Monatsbrennwert angewendet werden (siehe 5.1 und Berechnungsbeispiele Anhang C).

Der 2% - Grenzwert darf in einzelnen Monaten auf bis zu 4 % ausgeweitet werden, sofern sichergestellt ist, dass die 2 % Grenze innerhalb eines Durchrechnungszeitraums von maximal 12 Monaten eingehalten wird (Beispiele siehe C.3 und C.4).

Dazu kann es sinnvoll sein, bereits 1 Jahr vor Anwendung der Monatsbrennwerte in der Verrechnung die jeweiligen Daten aufzubereiten, um zum Start der Anwendung auf einen Durchrechnungszeitraum zurückgreifen zu können.

Kann auch diese Bedingung nicht erfüllt werden, ist ein anderes Verfahren laut 5.3.2.2 bis 5.3.2.4 anzuwenden (Beispiel siehe C.4).

5.3.2.2 Gasbeschaffenheitsverfolgung / Brennwertzuordnung

Mit einer Gasbeschaffenheitsverfolgung wird in Netzen mit unterschiedlichen Einspeisebrennwerten der Brennwert dynamisch berechnet (Zeitintervalle längstens eine Stunde). Mit relevanten Werten an den Einspeisepunkten sowie den Entnahmemengen an den Entnahmepunkten (Messwerte bzw. Werte abgeleitet aus Standardlastprofilen) und ggf. weiteren Hilfsgrößen (zB Netzdrücke, Mengenmessungen im Netz) kann der Gasfluss und der Brennwert an repräsentativen Stellen im Netz ermittelt werden.

Wird für das Netz oder Teilnetz eine Gasbeschaffenheitsverfolgung durchgeführt, werden für Entnahmepunkten bzw. repräsentative Stellen im Netz Zeitreihen für den Brennwert berechnet. Mit diesen Zeitreihen wird ein gewichteter Einspeisebrennwert für nachgelagerte Netze oder Teilnetze ermittelt.

Grundlagen zur Anwendung einer Gasbeschaffenheitsverfolgung sind in der ÖNORM EN ISO 15112 enthalten. Zur Plausibilisierung der Berechnungsergebnisse sind Referenzmessungen an repräsentativen Stellen des Netzes durchzuführen. Diese Referenzmessungen (zB Gaschromatographen, Probesammler, Brennwertmessgeräte) können ortsfest oder örtlich wechselnd betrieben werden. Die zulässige Abweichung der Mittelwerte (längstens 24 Stunden) zwischen dem Berechnungsergebnis und dem Ergebnis der Referenzmessung darf 2% nicht übersteigen. Bei Überschreitung sind die Ursachen zu ermitteln und eine Neuberechnung durchzuführen.

Bei Berechnung mittels Onlinewerten und einer Abweichung über 1% sind Maßnahmen zur Verbesserung einzuleiten (zB Überprüfung der betroffenen Gaschromatographen, Überprüfung des Rechenmodelles, der Mengenbasis und des Schaltzustandes).

5.3.2.3 Mengenbilanzierung

Für das betroffene Netz wird aus den monatlich gemessenen Einspeise- und Entnahmemengen die Misch- und Pendelzone ermittelt. Für diese Misch- und Pendelzone wird ein Teilnetz gebildet und dafür der Monatsbrennwert aus den zugehörigen Einspeisemengen berechnet (Mittelwertverfahren). Allen anderen Entnahmepunkten werden die Monatsbrennwerte aus den zugehörigen Einspeisungen zugeordnet (bildet wiederum Teilnetz(e)).

5.3.2.4 Identifizierung

Sind die Verfahren lt. 5.3.2.1 bis 5.3.2.3 in stark vermaschten Netzen (zB typisch in Mittel- und Niederdrucknetzen) nicht zielführend, kann eine Zuordnung der Zählpunkte zum jeweils hydraulisch nächstgelegenen Einspeisepunkt vorgenommen werden. Diese Zuordnung ist entsprechend Lastflussanalysen und unter Berücksichtigung der typischen Netzlasten (zB Winter/Übergangszeit/Sommer) vorzunehmen.

Alternativ können anhand repräsentativer Messungen von Gasbeschaffenheitsdaten (zB Dichte) im Netz die Brennwerte der Einspeisemessungen entsprechend der zeitlichen Auflösung der Abrechnungsperiode den Entnahmepunkten zugeordnet werden.

Die Grundlagen für diese Zuordnungen sind nachvollziehbar zu gestalten und zu dokumentieren.

Eine Überprüfung der Plausibilität der Zuordnungen muss monatlich erfolgen. Dabei darf die Differenz der tatsächlich je Einspeisepunkt eingespeisten Mengen zur Summe der Entnahmemengen der diesem Einspeisepunkt zugeordneten Zählpunkte max. 10% betragen. Treten in einem Brennwertbezirk wiederholt Überschreitungen der Mengentoleranz auf, sind Verbesserungen (zB netztechnische Maßnahmen wie Änderung der Einspeisemengen, Anpassung der Einspeisebrennwerte, Zusammenlegung der Einspeisepunkte, Anpassung der Versorgungssituation im vorgelagerten Netz) einzuleiten oder ein anderes Verfahren anzuwenden.

5.4 Ermittlung der Verrechnungsbrennwerte

Der Verrechnungsbrennwert eines monatlich abgerechneten Endverbrauchers (zB Zählpunkt mit Lastprofilzähler) ist der Monatsbrennwert.

Der Verrechnungsbrennwert eines jährlich oder unterjährlich abgerechneten Endverbrauchers wird als ein mit seinen Verbrauchsmengen gewichteter Mittelwert je Ableseperiode aus den im Abrechnungszeitraum errechneten Monatsbrennwerten ermittelt (siehe Anhang D).

Sind für die Mengengewichtung keine Monatsmengen bekannt, werden die zugeordneten Standardlastprofile herangezogen.