

Erläuterungen – Vorblatt

Inhalt:

Mit dem Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) wurde die Systematik der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte umfassend geändert. Diese Änderungen wurden in einem ersten Schritt mit der GSNE-VO 2013, BGBl. II Nr. 309/2012, die Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz festsetzte, ab 1. Jänner 2013 umgesetzt. Danach erfolgten jeweils zu Beginn jeder Regulierungsperiode, bei Bedarf auch unterperiodisch, Anpassungen der Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz. Mit der vorliegenden Novelle werden die Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz, die betragsmäßig auf Grundlage der gemäß § 69 Abs. 2 iVm § 82 GWG 2011 genehmigten Kostenmethoden festzulegen sind, entsprechend den Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/460 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen, ABl. Nr. L 72 vom 17.03.2017 S. 29, (NC TAR) verordnet.

Alternativen:

Keine.

Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort Österreich:

Kostenorientierte Netztarife und effizient geführte Gasnetze ermöglichen einen liberalisierten Gasmarkt, welcher sich positiv auf die Gesamtwirtschaft auswirkt.

Finanzielle Auswirkungen:

Keine Auswirkungen auf Bundes- oder Landesbudgets.

Verhältnis zu Rechtsvorschriften der Europäischen Union:

Mit der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz wird das im GWG 2011 abgebildete Regelwerk basierend auf der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 94, sowie des NC TAR umgesetzt und durchgeführt. Gemäß Art. 6 Abs. 1 und Art. 27 Abs. 4 NC TAR ist die einen Teil der Fernleitungsnetzentgelte bildende Referenzpreismethode durch die Regulierungsbehörde zu erlassen.

Besonderheiten des Normsetzungsverfahrens:

Die Verordnung ist gemäß § 12 Abs. 2 Z 1 Energie-Control-Gesetz von der Regulierungskommission der E-Control zu erlassen. Dies umfasst insbesondere auch die Festlegung der Referenzpreismethode, welche einen Teil der Fernleitungsnetzentgeltfestlegung, wie zB die Kostenverteilung, beinhaltet. Gemäß § 69 Abs. 3 GWG 2011 ist vor der Erlassung der Verordnung den betroffenen Netzbetreibern, Netzbenutzern und den in § 69 Abs. 3 genannten Interessenvertretungen die Möglichkeit zur Stellungnahme einzuräumen. Die Referenzpreismethode ist einem Konsultationsverfahren gemäß Art. 26 und Art. 27 NC TAR zu unterziehen. Darüber hinaus ist die Verordnung gemäß § 19 Abs. 2 E-ControlG im Regulierungsbeirat zu erörtern.

Erläuterungen

Allgemeiner Teil

Durch das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011, wurde mit 1. Jänner 2013 eine wesentliche Umstellung des Gasmarktmodells vollzogen. Das Systemnutzungsentgelt im Fernleitungsnetz wird demnach pro Ein- und Ausspeisepunkt getrennt voneinander festgelegt (Entry/Exit System) und ist von den Einspeisern bzw. Entnehmern bzw. für die Ausspeisepunkte in das Verteilernetz vom Verteilergebietsmanager zu entrichten. Die Entgelte sind auf Basis der durch den Vorstand der E-Control gemäß § 82 GWG 2011 festgestellten Kosten und des Mengengerüsts festzulegen. Die Feststellung der Kosten erfolgt für die Dauer einer Regulierungsperiode, welche bislang je vier Jahre betrug. Während der nunmehrigen 5. Regulierungsperiode werden die Entgelte jährlich aktualisiert und somit für die Jahre 2025 bis 2027 auf Kalenderjahren basierende Entgeltperioden festgelegt.

Die bisherige Regulierungspraxis zur Festlegung der Entgelte im Fernleitungsnetz sah eine Übereinstimmung der Entgeltperioden mit den Regulierungsperioden vor. Die jeweiligen Entgelte blieben somit für die Dauer von vier Jahren konstant. So erfolgte die erstmalige Festlegung der Entgelte im Fernleitungsnetz mit der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 (GSNE-VO 2013), BGBl. II Nr. 309/2012, für die Entgeltperiode vom 1. Jänner 2013 bis zum 31. Dezember 2016. Danach erfolgten Festlegungen der Fernleitungsentgelte für die Perioden 2017 bis 2020 und 2021 bis 2024, welche nun mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf jahresindividuell für die nächsten drei Jahre ab 1. Jänner 2025 bestimmt werden.

Die Ermittlung der Entgelte im vorliegenden Verordnungsentwurf erfolgt auf Basis des NC TAR und wurden auf Basis einer Referenzpreismethode ermittelt, welche in Anlage 3a beschrieben ist. Die Referenzpreismethode wurde gemäß Art. 26 NC TAR konsultiert. Die Konsultation fand von 21. Dezember 2023 bis 21. Februar 2024 statt. Auf Basis der erhaltenen Stellungnahmen und der Rückmeldung durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) gemäß Art. 27 Abs. 2 und 3 NC TAR erfolgten Änderungen der Referenzpreismethode, die in den Erläuterungen zu Anlage 3a beschrieben werden. Gleichzeitig mit der Konsultation der Referenzpreismethode erfolgte auch die Konsultation der Abschlüge, Multiplikatoren und saisonalen Faktoren gemäß Art. 28 NC TAR.

Die Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz und die einen Teil dieser Festsetzung bildende Festlegung der Referenzpreismethode gemäß den Vorgaben des NC TAR werden durch die Regulierungskommission der E-Control durch Verordnung festgelegt, wobei der Verordnungserlassung ein Stellungnahmeverfahren sowie die Befassung des Regulierungsbeirats vorauszugehen hat.

Besonderer Teil

Zu § 3 (Netznutzungsentgelt für Einspeiser und Entnehmer):

Die Netznutzungsentgelte für die Einspeisung in das bzw. für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz in § 3 Abs. 2, 2a, 3 und 3a werden für die Entgeltperioden 2025 bis 2027 unter Anwendung der Referenzpreismethode gemäß Anlage 3a bestimmt. Die angewendete Referenzpreismethode wird in der Anlage 3a beschrieben.

Zu § 3 Abs. 5 und 6:

Die Entgelte für dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) werden durch einen Abschlag iHv 10% gegenüber dem entsprechenden Entgelt für frei zuordenbare Kapazität (FZK) an dem jeweiligen Ein- oder Ausspeisepunkt ermittelt. Dieser Absatz enthält eine generelle Regelung dazu und ersetzt somit die zuvor in den Abs. 5 und 6 angeführte Auflistung der DZK-Entgelte an den einzelnen Ein- und Ausspeisepunkten. Abs. 6 entfällt daher.

Zu § 3 Abs. 8a:

Dieser Absatz entfällt, da die Pilotphase für das „Trading Region Upgrade“ Service ausgelaufen ist.

Zu § 3 Abs. 9 und Abs. 9a:

Die Höhe der Multiplikatoren wurde gemäß Art. 28 NC TAR mit den nationalen Regulierungsbehörden aller direkt mit dem Marktgebiet Ost verbundenen Mitgliedstaaten und den relevanten Interessengruppen konsultiert. Im Vergleich zu den derzeit angewendeten Multiplikatoren kommt es für alle Standardkapazitätsprodukte zu einer Erhöhung. Dies erfolgt vor dem Hintergrund der veränderten Gasflüsse in Europa und des Auslaufens der langfristigen Kapazitätsverträge und der damit

einhergehenden allgemeinen Zunahme der Buchung kurzfristiger Kapazitätsprodukte. Innerhalb der Grenzen des Tarife-Netzkodex sollen durch die Erhöhung der Multiplikatoren längerfristige Buchungen durch Netzbenutzer beanreizt werden. Dabei ist auch zu beachten, dass die Kapazitäten für die Inlandsversorgung, Inlandsproduktion und Gasspeicher nicht dem kurzfristigen Bedarf folgend strukturiert gebucht werden können und dadurch von Leerstandskosten der profilierten Buchung für die systemübergreifende Nutzung asymmetrisch betroffen sind. Aufgrund dieser Asymmetrie ist auch aus dem Gesichtspunkt des Schutzes der Inlandsverbraucher nach Vorgabe des Art. 7 lit. d NC TAR eine Erhöhung der Multiplikatoren erforderlich.

Aufgrund der erhaltenen Stellungnahmen während der Konsultation gemäß Art. 28 NC TAR erfolgt eine Differenzierung der Multiplikatoren für die einzelnen Standardkapazitätsprodukte. Für das Quartalsprodukt reduziert sich die Höhe des Multiplikators somit von 1,5 auf 1,25 und für das Tagesprodukt von 3 auf 2. Es ist sachgerecht, kürzerfristige Produkte höher zu beaufschlagen.

Zu § 4:

Die Netznutzungsentgelte für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz in Speicheranlagen in § 4 Abs. 2 und 3 werden für die Entgeltperioden 2025 bis 2027 auf Grundlage der Referenzpreismethode gemäß Anlage 3a bestimmt. Die angewendete Referenzpreismethode wird in der Anlage 3a beschrieben.

Zu § 4 Abs. 6 und 7 sowie § 12 Abs. 4 und 5:

Speicherkunden, die eine grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage in Anspruch nehmen, müssen gleich wie jene Netzbenutzer gestellt werden, die grenzüberschreitende Transporte über Grenzkopplungspunkte durchführen und dafür die jeweiligen Entgelte an den Grenzkopplungspunkten zu entrichten haben. Dieser Grundsatz wurde bisher bereits bei der Festlegung der Netznutzungsentgelte für die grenzüberschreitende Speichernutzung angewendet und ist nun auch gemäß Art. 9 Abs. 1 NC TAR geboten.

§ 4 Abs. 6 bzw. § 12 Abs. 4 regeln den Fall einer grenzüberschreitenden Nutzung einer Speicheranlage vom Marktgebiet Ost in ein angrenzendes Marktgebiet. Für den Speicher Penta West, der in der Nähe des Grenzkopplungspunktes Überackern liegt, orientiert sich die Höhe der in § 4 Abs. 6 Z 1 bzw. § 12 Abs. 4 verordneten Entgelte am Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung am Grenzkopplungspunkt Überackern und berücksichtigt, dass für die Ausspeisung aus dem österreichischen Netz in die Speicheranlagen bereits das Entgelt gemäß § 4 Abs. 2 Z 1 verrechnet wurde. Für den Speicher MAB (Láb 4), der in der Nähe des Grenzkopplungspunkts Baumgarten liegt, orientiert sich die Höhe des in § 4 Abs. 6 Z 2 verordneten Entgelts am Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung am Grenzkopplungspunkt Baumgarten und berücksichtigt, dass für die Ausspeisung aus dem österreichischen Netz in die Speicheranlage bereits das Entgelt gemäß § 4 Abs. 2 Z 2 verrechnet wurde.

§ 4 Abs. 7 bzw. § 12 Abs. 5 regeln den Fall einer grenzüberschreitenden Nutzung einer Speicheranlage von einem angrenzenden Marktgebiet in das Marktgebiet Ost. Die Höhe der in § 4 Abs. 7 Z 1 bzw. § 12 Abs. 5 verordneten Entgelte (Speicher Penta West) orientiert sich an den Netznutzungsentgelten für die Einspeisung am Grenzkopplungspunkt Überackern. Die Höhe des in § 4 Abs. 7 Z 2 verordneten Entgelts (Speicher MAB) orientiert sich am Netznutzungsentgelt für die Einspeisung am Grenzkopplungspunkt Baumgarten.

Auf die grenzüberschreitende Nutzung von Speichern erfolgen keine Aufschläge gemäß § 3 Abs. 9 und Abs. 9a.

Zu § 7 Abs. 2:

Durch die gemeinsame Anwendung derselben Referenzpreismethode für die beiden Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet Ost kommt es zu einer systematischen Lücke zwischen den sich aus der Multiplikation der verordneten Erlöse mit den Kapazitäten und Mengen 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. Gemäß § 70 Abs. 2 GWG 2011 sind die Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern durch Verordnung festzulegen. Die vorliegenden Ausgleichszahlungen werden entsprechend der in Punkt 1.5 der Anlage 3a beschriebenen Systematik ermittelt, und zwar sowohl für die kapazitätsbasierten als auch für mengenbasierten Fernleitungsentgelte.

Zu § 21 Abs. 16:

Die Festlegung der neuen Entgelte erfolgt mit dem Beginn des Gastages am 1. Jänner 2025. Die bisherigen Entgelte sind nur für Transportdienstleistungen bis 31. Dezember 2024 zu verrechnen.

Zu Anlage 3a:

Der NC TAR enthält Regelungen zur Festsetzung von Fernleitungsentgelten und zur Konsultation dieser Entgelte. Gemäß Art. 27 Abs. 5 NC TAR ist das Verfahren zur regelmäßigen Konsultation der Referenzpreismethode (RPM) gemäß Art. 26 NC TAR ab dem 31. Mai 2019 mindestens alle fünf Jahre zu wiederholen.

Die aktuelle Regulierungsperiode der österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber endet am 31. Dezember 2024. Ab dem 1. Jänner 2025 kommen neue zulässige Erlöse und neue Netzentgelte zur Anwendung, weshalb die Entgeltermittlungsmethode aktualisiert werden muss. Aus diesem Grund hat die E-Control von 21. Dezember 2023 bis 21. Februar 2024 eine Konsultation der vorgeschlagenen Referenzpreismethode (Methode der kapazitätsgewichteten Distanz – CWD) durchgeführt. Die Stellungnahmen zu dieser Konsultation wurden auf der Website der E-Control veröffentlicht.

Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine hat zu einer Umwälzung des europäischen Gassektors geführt und bedingt gemeinsam mit dem Auslaufen wesentlicher langfristiger Verträge eine grundlegende Überarbeitung der derzeitigen RPM, die seit drei Regulierungsperioden (also seit 1. Jänner 2013) zur Festsetzung der Fernleitungsentgelte verwendet wird. Die aktuelle, mit ACER abgestimmte RPM endet am 31. Dezember 2024 und wurde unter der Prämisse erarbeitet und erfolgreich angewandt, dass das österreichische Fernleitungsnetz vornehmlich dem Transport russischen Gases (zur Durchleitung oder für den Inlandsverbrauch) dient. In dieser Konfiguration nahm Baumgarten die Rolle des dominanten Netzknotens ein. Diese Prämisse gilt nun nicht mehr. Vielmehr wird Gas aus unterschiedlichen Ländern (Deutschland, Italien, Slowakei) nach Österreich importiert, während der Transit stark nachgelassen hat.

Um die Referenzpreismethode an diese veränderte Situation anzupassen, erfolgt eine Umstellung auf die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz (CWD). Diese stellt laut NC TAR die Standard-Methode dar und sorgt für robuste und kostenorientierte Entgelte trotz Unsicherheiten bezüglich künftiger Gasflüsse.

Anlage 3a enthält die Beschreibung der Referenzpreismethode, die zur Berechnung der Referenzpreise (kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte) und der mengenbasierten Fernleitungsentgelte in § 3 und § 4 angewendet wird.

Die Referenzpreismethode hat den in Art. 7 NC TAR angeführten Anforderungen zu entsprechen:

- „a) es den Netznutzern zu ermöglichen, die Berechnung der Referenzpreise sowie deren genaue Prognose nachzuvollziehen;*
- b) den bei der Erbringung der Fernleistungsdienstleistungen tatsächlich entstandenen Kosten unter Berücksichtigung der Komplexität des Fernleitungsnetzes Rechnung zu tragen;*
- c) Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten und eine unzulässige Quersubventionierung zu verhindern, wobei unter anderem die Bewertungen der Kostenzuweisung gemäß Artikel 5 zu berücksichtigen sind;*
- d) sicherzustellen, dass ein erhebliches Mengenrisiko, insbesondere in Verbindung mit dem Gastransport über ein Ein- und Ausspeisesystem hinweg, nicht von den Endkunden dieses Ein- und Ausspeisesystems zu tragen ist;*
- e) zu gewährleisten, dass die resultierenden Referenzpreise den grenzüberschreitenden Handel nicht verzerren.“*

Zusammenfassung der Stellungnahmen zur Konsultation der Referenzpreismethode (21. Dezember 2023 bis 21. Februar 2024):

In der Mehrzahl der Stellungnahmen wurde auf die negativen Auswirkungen auf den österreichischen Gasmarkt bei Implementierung der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz (CWD) in der vorgeschlagenen Ausgestaltung hingewiesen, da dies zu teilweise extremen Tarifänderungen, insb. zu einer starken Erhöhung der Tarife an den Einspeisepunkten Oberkappel (+206%) und Arnoldstein (+330%) führe. Dies erschwere die Diversifizierung der Gasquellen und führe zu einer Abschottung des österreichischen Gasmarkts.

Aus diesem Grund wurde in vielen Stellungnahmen die Beibehaltung der derzeit angewendeten Referenzpreismethode (Distanz zum virtuellen Referenzpunkt) gefordert, um eine übermäßige Erhöhung

der Tarife an den Einspeisepunkten Oberkappel und Arnoldstein zu vermeiden sowie eine gleichmäßigere Veränderung der Tarife über alle Punkte zu erzielen.

Weiters wird in der Mehrzahl der Stellungnahmen angemerkt, dass die starke Erhöhung der Exits ins Verteilergbiet (+163%) und Speicher (+463%) zu einer übermäßigen Belastung der österreichischen Endverbraucher und Speicher führen würde. Aus Perspektive der Marktteilnehmer stellt dies, in Kombination mit den geringeren Exit Tarifen, eine erhebliche Verschiebung in der Kostenverteilung und somit eine Quersubventionierung der systemübergreifenden Netznutzung zulasten der systeminternen Netznutzung dar. Die Erfüllung der Speicherverpflichtungen wird ebenfalls als gefährdet gesehen.

Gemäß den Stellungnahmen machen hohe Multiplikatoren kurzfristige Buchungen unattraktiv und können in weiterer Folge eine Preisspirale auslösen (prognostizierte kurzfristige Kapazitätsbuchungen könnten nicht erreicht werden und daraus resultierende Mindererlöse erhöhen die Tarife im Folgejahr). Dies birgt aus Sicht der Marktteilnehmer ein hohes Risiko für die Liquidität des Handelsplatzes, die heimischen Gaspreise und somit die Wettbewerbsfähigkeit. Einige Stellungnahmen warnen vor einem Standortnachteil für Österreich.

Die prognostizierten Kapazitätsbuchungen werden als zu optimistisch hinterfragt und wiederum vor einer generellen Preisspirale an den Entry Punkten gewarnt. Marktteilnehmer argumentieren daher für die Berücksichtigung eines konservativeren Szenarios.

Die Mehrzahl der Stellungnahmen regt eine Re-Evaluierung spätestens in der Mitte der Regulierungsperiode bzw. Verkürzung der Periode an, um die Nachhaltigkeit der Veränderungen im internationalen Gastransit besser evaluieren zu können.

Darüber hinaus wird von Marktteilnehmern betont, dass die Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber für die Tarife entscheidend sind, und die Behörde und die Netzbetreiber selbst alle Möglichkeiten zur Steigerung der Effizienz und zur Kostenreduktion auszuschöpfen haben.

Anpassungen aufgrund der erhaltenen Stellungnahmen:

Auf Basis der erhaltenen Stellungnahmen hat die E-Control die im Folgenden beschriebenen Anpassungen der konsultierten Referenzpreismethode vorgenommen. An der Umstellung auf die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz wird jedoch aufgrund der geänderten Gasflüsse festgehalten. Die Marktteilnehmer wurden am 5. April 2024 über diese Anpassungen informiert. Im Rahmen einer ergänzenden Konsultation hatten Marktteilnehmer die Gelegenheit von 5. bis 26. April 2024 Stellung zu nehmen.

Änderung des Entry-Exit Splits:

In der Konsultation der vorgeschlagenen Referenzpreismethode wurde ein Entry-Exit Split 50%:50% vorgeschlagen. Vor dem Hintergrund der erhaltenen Stellungnahmen wird der Entry-Anteil nun auf 25% gesenkt. Der Entry-Exit Split in der aktuell angewendeten Referenzpreismethode der Distanz zum virtuellen Punkt (Regulierungsperiode 2021-2024) beträgt 20,6%:79,4%. Ein niedrigerer Entry-Anteil spiegelt daher auch die aktuelle Aufteilung der Erlöse zwischen Entries und Exits wider und trägt somit dazu bei, dass die Tarifveränderungen an den einzelnen Punkten nicht zu stark divergieren.

Equalisierung der Entry-Tarife:

Auf Basis der erhaltenen Stellungnahmen erfolgt eine Equalisierung der Entry-Tarife mit dem Ziel der Schaffung eines fairen Wettbewerbs auf dem österreichischen Gasmarkt und der Ermöglichung der Diversifizierung der Gasimporte. Dies entspricht grundsätzlich der Systematik, die aktuell zur Anwendung kommt (Regulierungsperiode 2021 bis 2024): die Entry-Tarife in Baumgarten, Oberkappel, Überackern und Arnoldstein sind derzeit in etwa gleich hoch. Mit Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine kam es zu einer grundlegenden Veränderung der europäischen Gasflüsse. Die Aufspeisung des Marktgebiets Ost soll bzw. wird in Zukunft nicht mehr überwiegend über den Einspeisepunkt Baumgarten erfolgen, sondern diversifiziert über sämtliche Einspeisepunkte. Eine Equalisierung der Entry-Tarife unterstützt diese Zielsetzung.

Cap der Exits zum Verteilergbiet zur Sicherstellung einer fairen Kostenaufteilung:

Um eine Quersubventionierung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung zu minimieren, werden die Exit-Entgelte in das Verteilergbiet derart begrenzt, dass die Bewertung der Kostenzuweisung („cost allocation assessment“, CAA) in etwa ausgeglichen ist, dh. in etwa 0% beträgt. Die Anwendung der CWD-Methode mit einem Entry-Anteil von 25% würde ohne diese Begrenzung laut Bewertung der Kostenzuweisung („cost allocation assessment“) zu einer starken Quersubventionierung zulasten der systeminternen Netznutzung führen. Die Begrenzung der Exit-Entgelte in das Verteilergbiet soll diese Quersubventionierung minimieren und übermäßige Tarifsprünge vermeiden helfen.

Einführung eines Abschlags auf Exits zu Speichern iHv 50%:

In der Konsultation der vorgeschlagenen Referenzpreismethode wurde an Speicherpunkten ein Abschlag von 100% für Entries und kein Abschlag für Exits zu Speicheranlagen vorgesehen. Aufgrund der erhaltenen Stellungnahmen und vor dem Hintergrund der derzeitigen Abschläge an Speicherpunkten, soll künftig an Exits zu Speicheranlagen ein Abschlag von 50% zur Anwendung kommen.

Anpassung des Mengengerüsts für kapazitätsbasierte Entgelte

Aufgrund der Senkung des Multiplikators für Quartalsprodukte von 1,5 auf 1,25 und des Multiplikators für Tagesprodukte von 3 auf 2 erfolgt eine Senkung des Mengengerüsts im Vergleich zur Begutachtungsfassung. Die Absenkung der Multiplikatoren führt dazu, dass die prognostizierten kurzfristigen Kapazitätsbuchungen entsprechend geringere Erlöse beitragen können. Durch das geringere Mengengerüst kommt es zu einer Erhöhung der Entgelte, die es den Fernleitungsnetzbetreibern ermöglicht, die zulässigen Erlöse zu erzielen.

Anpassung des mengenbasierten Entgelts

Aufgrund einer Korrektur der prognostizierten Gasflüsse an Einspeisepunkten im Vergleich zur Begutachtungsfassung erfolgt eine Neuberechnung des mengenbasierten Entgelts an Einspeisepunkten. Damit einhergehend wird auch die Ausgleichszahlung entsprechend korrigiert.

Berücksichtigung der Rückmeldung der Agentur

Die Agentur hält unter anderem fest, dass aufgrund des deutlichen Rückgangs der Kapazitätsbuchungen und transportierten Mengen, die Festlegung der Tarife besonders herausfordernd ist, da es zu einer Erhöhung der Tarife an allen Ein- und Ausspeisepunkten kommt. Darüber hinaus haben sich die Nutzungsmuster des Netzes stark verändert, was laut Agentur eine Abkehr von der bisherigen RPM rechtfertigen kann. Die Agentur verweist in diesem Zusammenhang auf die Bedeutung der Bewertung der Kostenzuweisung (CAA), die es zu berücksichtigen gilt.

Die Agentur hält weiters fest, dass im Zuge der ergänzenden Konsultation (5. bis 26. April 2024) auf die in den Stellungnahmen vorgebrachten Argumente eingegangen wurde und entsprechende Anpassungen vorgenommen wurden. Eine der Anpassungen ist die Einführung einer Obergrenze für die Erlöse, die den inländischen Ausspeisepunkten zugewiesen werden. Die Obergrenze soll den Anstieg der Tarife auf 200 % begrenzen, wodurch die CAA auf 0 % gesenkt werden kann. Die Erlöse, die über die Obergrenze hinausgehen, werden über ein „Rescaling“ auf die anderen Ein- und Ausspeisepunkte umgelegt. Aus Sicht der Agentur waren allerdings die in der ergänzenden Konsultation mitgeteilten Informationen nicht ausreichend, um die Probleme und die gewählten Lösungen (insbesondere Obergrenze der Erlöse der Exits zum Verteilergebiet) beurteilen zu können.

Die Agentur verweist darauf, dass die CAA nicht als Korrekturinstrument für die Referenzpreismethode verwendet werden sollte. Sie soll vielmehr dazu dienen, die Auswirkungen von Anpassungen einer Methodik, durch Vergleich der CAA-Berechnung mit und ohne Berücksichtigung der Anpassungen, zu bewerten. Eine Korrektur der vorgeschlagenen Referenzpreise auf der Grundlage der CAA-Ergebnisse würde laut Agentur einen eindeutigen Nachweis darüber erfordern, wie die Referenzpreise ohne Berücksichtigung der Anpassungen zu einer Quersubventionierung führt und wie die CAA diesen Effekt in die richtige Richtung korrigieren würde. In Summe schlägt daher die Agentur vor, die geplante RPM-Systematik während des kommenden Jahres zu evaluieren.

Aus Sicht der Behörde ist die Obergrenze für die Erlöse, die den inländischen Ausspeisepunkten zugewiesen werden, aus den nachstehenden Gründen erforderlich. Grundsätzlich bildet die CWD-Methode die geänderten Nutzungsmuster des österreichischen Fernleitungsnetzes besser ab als die alte Referenzpreismethode der Distanz zum virtuellen Punkt. Ein Übergang zur CWD-Methode ist daher aus Sicht der E-Control sachgerecht. Aufgrund der Topologie des österreichischen Fernleitungsnetzes, in dem es aufgrund der fehlenden Vermaschung jeweils nur eine Kombination zwischen einem jeweiligen Einspeise- und einem jeweiligen Ausspeisepunkt gibt, bildet die CWD-Methode die Kostenträger Distanz und Kapazität für die systemübergreifende Netznutzung korrekt ab. Die systeminterne Nutzung wird von der CWD-Methode jedoch nicht korrekt abgebildet. Dies liegt daran, dass die CWD-Methode die Distanz der Ausspeisepunkte zum Verteilergebiet als durchschnittliche Entfernung zu allen Einspeisepunkten darstellt. Diese durchschnittliche Entfernung ist jedoch nicht repräsentativ für die tatsächlichen Gasflüsse: die Aufspeisung der Ausspeisepunkte in das Verteilergebiet erfolgt immer über die jeweils nächstgelegenen Einspeisepunkte. Die Anwendung der CWD-Methode führt somit zu einer überhöhten Gewichtung der Distanz bei der Ermittlung der Referenzpreise an den Ausspeisepunkten zum Verteilergebiet. Die eingeführte Obergrenze ermöglicht somit aus Sicht der E-Control eine kostenorientiertere Kostenzuweisung und vermeidet zudem eine Quersubventionierung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung.

Die Regulierungsbehörde behält sich vor, bei maßgeblichen Veränderungen der Entgelte oder nach einer Re-Evaluierung auf Anregung der Agentur die Anlage 3a (Referenzpreismethode) während der 5. Regulierungsperiode neu festzulegen.