

## Vorblatt

### **Inhalt:**

Mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf werden die Systemnutzungstarife im Gasbereich neu bestimmt.

### **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 den vorgesehenen Regelungen wird das im GWG abgebildete Regulierungsregime basierend auf der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG unter Beachtung der Grundsätze der Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen umgesetzt.

### **Besonderheiten des Normsetzungsverfahrens:**

Die Verordnung wird gemäß § 170 Abs. 5 GWG 2011, BGBl I Nr. 107/2011 von der Regulierungskommission erlassen. Vor der Erlassung der Verordnung sind die Parteien zu hören und den in § 19 E-ControlG genannten Bundesministerien und Körperschaften Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben sowie der Regulierungsbeirat zu hören.

## **Erläuterungen**

### **zur Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008 (GSNT-VO 2008) geändert wird (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008-Novelle 2012, GSNT-VO 2008-Novelle 2012)**

#### **Allgemeiner Teil**

Gemäß § 23 bis § 23b, § 23d Gaswirtschaftsgesetz - GWG, BGBl. I Nr. 121/2000 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 45/2009, iVm § 170 Abs. 5 GWG 2011, BGBl. I Nr. 107/2011, hat die Regulierungskommission der E-Control die Zuständigkeit, Systemnutzungstarife durch Verordnung festzulegen.

Mit der Bestimmung des § 170 Abs. 5 GWG 2011 wurde trotz des während des laufenden Verfahrens in Kraft getretenen GWG 2011 gewährleistet, dass das laufende Verfahren nach den bisher geltenden Rechtsgrundlagen zu Ende geführt werden kann und die neuen Verfahrensregelungen hinsichtlich der Festlegung der Kosten, der Zielvorgaben und des Mengengerüsts durch Bescheid des Vorstands der E-Control und darauf aufbauend die Bestimmung der Entgelte durch die Regulierungskommission erst für künftige Verfahren anwendbar ist. Obwohl die Bestimmungen des mittlerweile im Nationalrat beschlossenen GWG 2011 zum Zeitpunkt der Begutachtung noch nicht in Kraft sind, die Novellen jedoch erst mit 1.1. 2012 in Kraft treten sollen, wird die zum Zeitpunkt der Erlassung der Verordnung geltende Rechtslage bereits im Begutachtungsentwurf vorweggenommen.

Die Führung des noch von der Energie-Control Kommission eingeleiteten Verfahrens wurde von der Regulierungskommission der E-Control übernommen. Durch die GSNT-VO 2008 wurde ein längerfristiges Modell der Tarifbestimmung gemeinsam mit den Gasnetzbetreibern, vertreten durch den Fachverband der Gas- und Wärmeunternehmen vereinbart, welches vorsieht, dass eine jährliche Anpassung der Tarife gem. einer definierten Regulierungsformel zu erfolgen hat. Diesem Modell entsprechend werden die Tarife mit der vorliegenden Novelle angepasst.

#### **Besonderer Teil**

##### **Zu § 1 Abs. 3 – Regelungsgegenstand:**

Gem. § 170 Abs. 5 GWG 2011 iVm § 70 Abs. 2 GWG 2011 sind die Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern eines Netzbereichs in den Regelungsgegenstand aufzunehmen. Vgl. auch die Erläuterungen zu § 11a.

##### **Zu § 2 - Begriffsbestimmungen:**

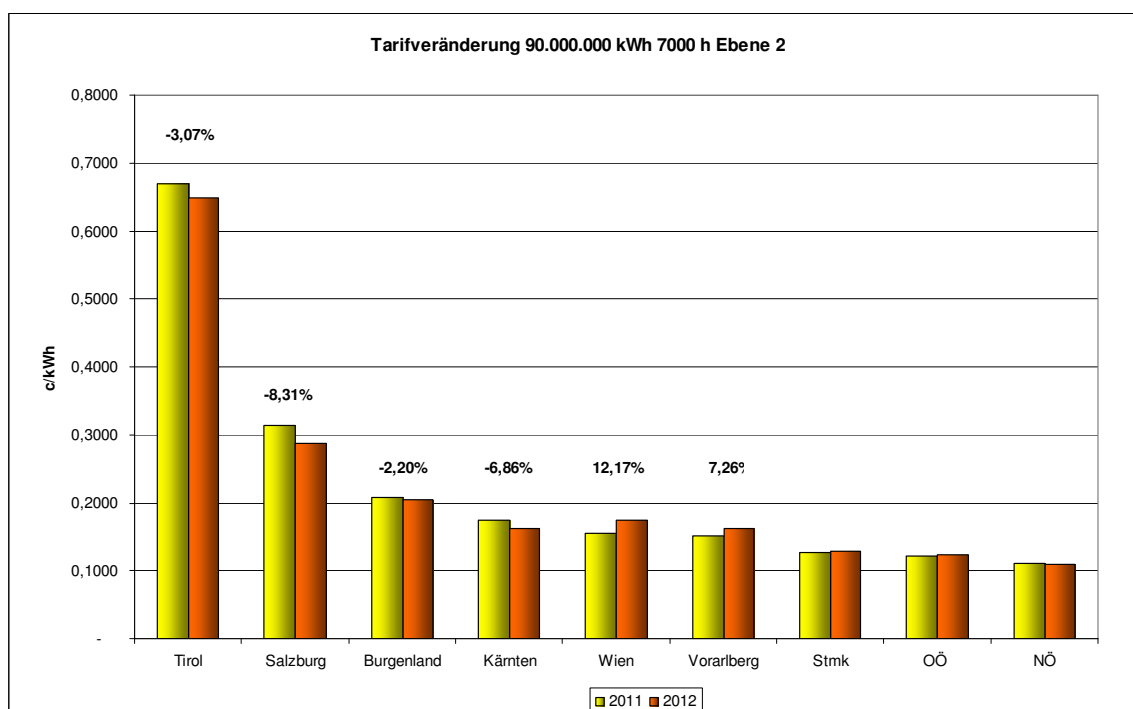
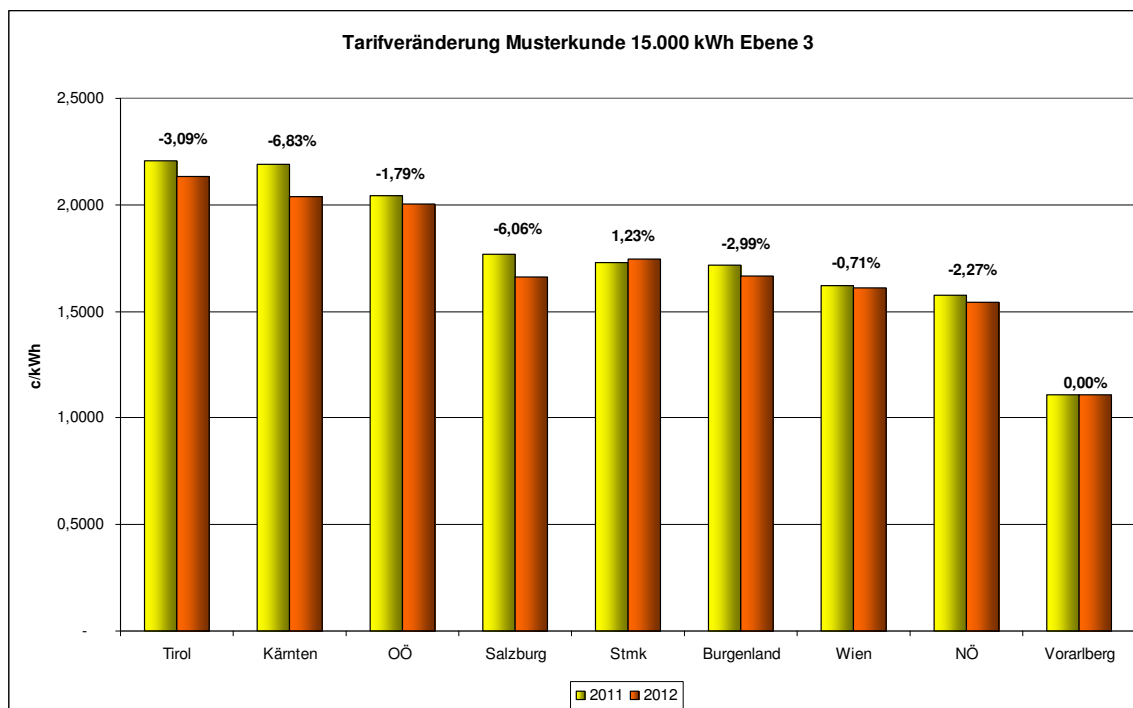
**Z 6:** Die Brennwerte werden jährlich aufgrund der von den Regelzonenführern gemeldeten und veröffentlichten Brennwerten festgesetzt und basieren auf gemessenen Werten ("Onlinemessung"). Erdgas ist ein Naturprodukt, daher ist eine kontinuierliche Qualitätsbestimmung notwendig. Änderungen der Gasqualität (zB. Brennwert) ergeben sich beispielsweise durch geänderte Gasflüsse und durch Einbindung neuer Förderstätten. Die Verrechnungsbrennwerte in den Regelzonen Tirol und Vorarlberg werden auf 11,21 kWh/Nm<sup>3</sup> bzw. 11,23 kWh/Nm<sup>3</sup> angehoben, der Verrechnungsbrennwert in der Regelzone Ost bleibt angesichts der geringen Abweichung des Durchschnittswerts im Verhältnis zum verordneten Wert von 0,002 kWh/Nm<sup>3</sup> unverändert.

Weicht der tatsächliche durchschnittliche Brennwert auf Monatsbasis vom verordneten Verrechnungsbrennwert um mehr als 2 % ab, ist für den Zeitraum, in dem diese Abweichung besteht, der tatsächliche Brennwert als Verrechnungsbrennwert heranzuziehen. Voraussetzung dafür ist, dass vom Regelzonenführer bzw. von einem vom Regelzonenführer beauftragten Netzbetreiber die tatsächlichen Brennwerte veröffentlicht werden.

**Zu § 5 Abs 8**

Die Tarife für das Netznutzungsentgelt wurden den Ergebnissen der Tarifiermittlungsverfahren entsprechend angepasst. Die umgesetzte Anpassung der Netznutzungsentgelte wird anhand zweier Standardabnahmefälle für Netzebene 2 (90.000.000 kWh/ 7.000 h) und Netzebene 3 (15.000 kWh) gezeigt:

## Grafische Darstellung der Netznutzungsentgelte



Anm.: Die Netztarife im Netzbereich Vorarlberg enthalten keine Fernleitungskosten da diese im vorgelagerten Netz außerhalb des Netzbereiches anfallen und über den Energiepreis abgebildet werden

Allgemein wird hier angemerkt, dass gem § 23a Abs 2 GWG die Systemnutzungstarife kostenorientiert zu bestimmen sind und dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen haben. Verordnungen, denen eine Prognosebeurteilung zu Grunde liegt, sind regelmäßig daraufhin zu überprüfen, ob die der Prognose zugrundeliegenden Annahmen noch zutreffen. Solche Verordnungen sind gegebenenfalls abzuändern. Um dieser Revisionspflicht gerecht zu werden, werden periodisch Tarifprüfungsverfahren eingeleitet, damit die in § 23a Abs 2 GWG festgelegten Grundsätze der Kostenorientiertheit, Kostenverursachung und Kostenwahrheit umgesetzt werden können.

Kommt in einem Tarifprüfungsverfahren zu Tage, dass in vorangegangenen Tarifprüfungsverfahren einzelne Kosten- bzw Erlöspositionen aufgrund von unrichtigen oder unvollständigen Angaben der geprüften Unternehmen oder Prüfungsannahmen der Behörde bei der Kosten- bzw Erlösfeststellung nicht in der richtigen Höhe berücksichtigt wurden, ist es der Behörde möglich, diese Erkenntnisse im aktuellen Tarifprüfungsverfahren zu verwerten. Diese Ermittlungsergebnisse müssen dann in die Kostenprüfung und Tarifierung in das aktuelle Verfahren einfließen. Nur durch diese nachträgliche Berücksichtigung der korrekten Daten kann erreicht werden, dass die Grundsätze der Kostenorientiertheit, Kostenverursachung und Kostenwahrheit bei der Tariffestsetzung eingehalten werden.

Abgesehen von den inhaltlichen Unterschieden haben Kosten auch eine zeitliche Dimension, die im Unterschied zum „Aufwands“-Begriff eine Normalisierung mit sich bringt. Das bedeutet, dass besondere Aufwendungen oder Erträge eines Tarifierungsjahres zu ungerechtfertigten Ergebnissen führen können. Aus diesem Grund ist es sachgerecht, wenn außerordentliche Effekte in Hinblick auf deren Nachhaltigkeit eliminiert werden. Bei der Definition dieser Effekte muss allerdings aus Vergleichbarkeitsüberlegungen ein besonders strenger Maßstab angesetzt werden, um übermäßige Einzelfallbetrachtungen zu vermeiden. Es ist daher sinnvoll, einmalige Effekte nur bei strukturellen Änderungen zur Anwendung zu bringen. In diesen Fällen sind die identifizierten besonderen Aufwendungen und Erträge durch repräsentative Werte zu ersetzen.

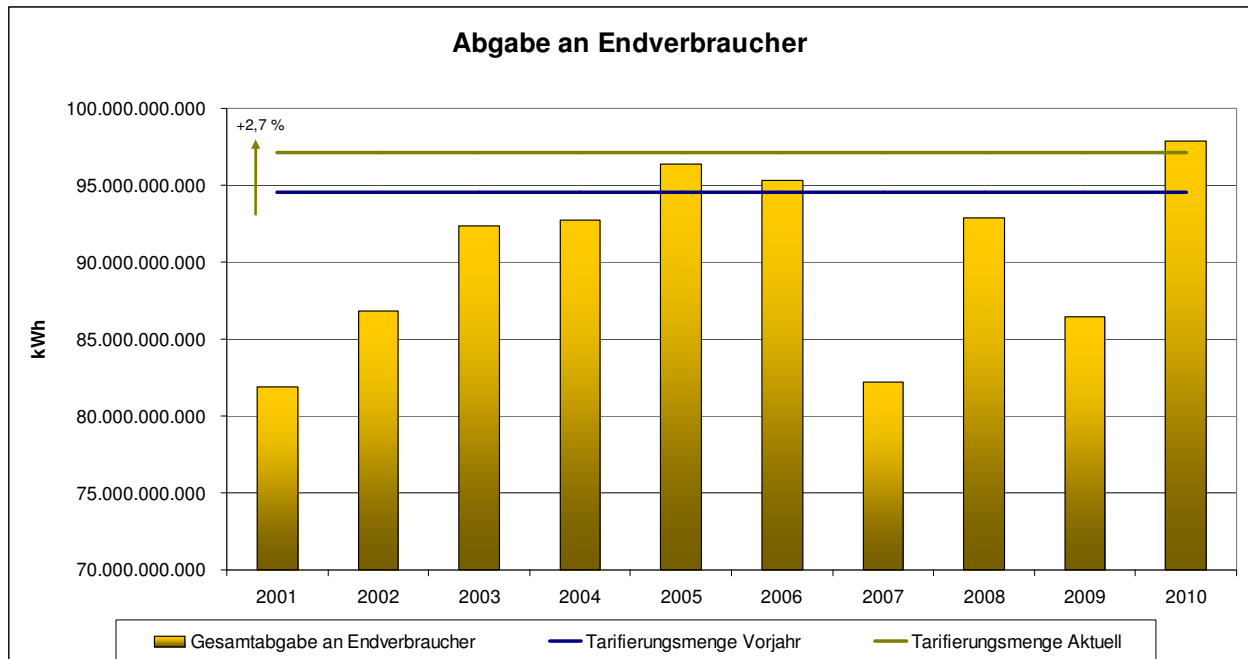
Mit 31.12.2010 endete gemäß Lastprofilverordnungs-Novelle 2008 die Übergangsfrist für den Einbau von Lastprofilzählern für Kunden mit einem Jahresverbrauch ab 400.000 kWh/a. Daher können ab 1.1. 2011 keine Kunden mehr in der Zone 7 zur Abrechnung gelangen. Die Abrechnung dieser Kunden erfolgt zukünftig in der Zone A. Deswegen wurde die Zone 7 ab 01.01.2011 nicht mehr abgebildet. Um die Abgrenzungsproblematik zwischen der Verrechnung von Zone 1-6 bzw A-F zu vermeiden, wird die Zone 6 auch noch im gegenständlichen Verfahren nach oben offen gestaltet. Gem. der Lastprofilverordnung sind jedoch umgehend Lastprofilzähler einzubauen, sobald der Grenzwert von 400.000 kWh überschritten wird und ab dem Einbau eines Lastprofilzählers hat die Abrechnung gem. der Zonen A-F zu erfolgen.

Bei der Ermittlung der Tarifierungsmenge wurde das arithmetische Mittel dahingehend angepasst, dass bestehende „Zone 7 Kunden“ zonendurchlaufend herausgerechnet werden und zur Gänze in der Zone A berücksichtigt werden. Da für diese Kunden noch kein Leistungswert zur Verfügung steht, wird aus den bestehenden „Zone A Kunden“ eine durchschnittliche Verrechnungsleistung ermittelt und diese für die neuen Kunden in Ansatz gebracht. Den Entwicklungen der jeweiligen Komponenten der Netznutzungstarife ist zu entnehmen, dass eine Harmonisierung österreichweit angestrebt wird, um standortspezifische Fragestellungen nicht zu beeinflussen. Besonders positiv ist hierbei die Harmonisierung der Pauschale für nicht leistungsgemessene Kunden hervorzuheben. Die Spreizung im Bereich des Leistungspreises auf Netzebene 2 legt dar, dass gerade im Netzbereich Salzburg ein im Österreichvergleich deutlich unterdurchschnittlicher Leistungspreis zur Anwendung kommt.

Die Tarifierungsanpassungen im Rahmen der gegenständlichen Verordnungsnovelle sind durch eine Vielzahl von Parametern beeinflusst. Besonders hervorzuheben sind neben der Inflation, die Notwendigkeit zusätzlicher Kapazitäten gem. Langfristiger Planung sowie die bereits getätigten Investitionen in den Ausbau der Netzebene 1 (Süd- und Westschiene).

Den großen Investitionen positiv entgegen wirken die Entwicklungen der an Endkunden abgegebenen Menge. Durch die Wirtschafts- und Finanzkrise sind die Mengen und Leistungswerte im Industriebereich gravierend zurückgegangen. Die Grafik zeigt, dass sich die Abgabe an Endverbraucher ab dem Geschäftsjahr 2010 erholt und auf dem hohen Niveau von 2005 liegt.

Bei der Ermittlung der Mengenbasis (kWh) für die Tarifierung wird das arithmetische Mittel der letzten 3 Jahre verwendet. Durch das Miteinbeziehen der Jahre 2008 und 2009 erhöht sich die Tarifierungsmenge dennoch um 2,7%, was bei dem verwendeten Regulierungsmodell, indem die Kosten auf die Netzaufgabe umgelegt werden, in moderaten Tarifierungssenkungen resultiert.



Bei der Ermittlung der Mengenbasis (kWh) für die Tarifierung erfolgt eine Glättung von Absatzschwankungen durch Anwendung des rollierenden arithmetischen Mittelwertes der letzten 3 Jahre. Die Durchschnittsbildung gewährleistet, dass insbesondere witterungsbedingte Effekte, die zu „atypischen Jahren“ führen, geglättet werden. Durch Differenzierung der Mengenentwicklung pro Zone und Ebene wird die Abbildung der Absatzstruktur im Netzbereich bestmöglich gewährleistet. Dadurch werden auch 3 „kalte“ oder „warme“ Jahre dann in den Tarifen entsprechend abgebildet und werden weder den Kunden noch den Netzbetreibern als wirtschaftliche Risikoposition zugerechnet, sondern durch eine angemessene Festlegung der Absatzstruktur für die Bestimmung der Systemnutzungstarife berücksichtigt. Die relevante Mengenbasis (kWh) für die Regulierungsperiode ist somit:

- 01.01.2012: Menge (kWh) 2010, 2009, 2008

Für die Basis für Leistungswerte sowie Anzahl der Zählpunkte wird davon ausgegangen, dass die verrechnete Leistung und die Anzahl der Zählpunkte keinen signifikanten witterungsbedingten Schwankungen unterworfen sind. Aus diesem Grund werden wie bisher einheitlich die letzt verfügbaren Istwerte herangezogen. Daraus folgt für die relevanten Werte für die Regulierungsperiode:

- 01.01.2012: Leistung (kW), Zählpunkte 2010

Gem. § 10 Abs 6 GSNT-VO 2008 iVm § 23a Abs 2 GWG sind deutliche außerordentliche Mengeneffekte bei der Mengenermittlung, sowohl bei der Arbeits- als auch bei der Leistungskomponente sowie der Anzahl der Zählpunkte, zu berücksichtigen. Außerordentliche Mengeneffekte, die etwa durch den Wegfall bzw das Hinzukommen von wesentlichen Großabnehmern oder durch zulässige Netzebenenwechsel verursacht werden, werden daher bei der Tarifizierungsmenge zeitnah berücksichtigt, um sicherzustellen, dass einerseits die Kosten der Unternehmen abgedeckt sind und andererseits nicht gerechtfertigte windfall-profits vermieden werden.

Ein Netznutzungsentgelt für Einspeiser ist in den Netzbereichen Oberösterreich und Niederösterreich zu bestimmen.

#### **Einspeisentgelt Netzbereich Niederösterreich**

Erdgas wird mit relativ konstanter Leistung in Baumgarten importiert. Aufgrund der saisonal unterschiedlichen Verbrauchsstruktur werden die im Sommer importierten aber nicht konsumierten Erdgasmengen eingespeichert. Für die Einspeicherung und auch für die Entnahme (in den Herbst- und Wintermonaten) aus den OMV Speichern in Niederösterreich ist die Benutzung des Primärverteilersystems (PVS) erforderlich.

Ebenso wird das Brenngas für den Betrieb der Kompressorantriebe (Gasturbinen), Glykolregenerationen usw der Erdgasspeicher durch das PVS System zum Nutzen des Netzbenutzers transportiert (bzw. des Speicherbetreibers im Falle, dass der Speicherbetreiber das Brenngas in den Speicherleistungen inkludiert hat und oder dasjenige Unternehmen, welches das einzuspeichernde und in weiterer Folge zu entnehmende

Erdgas samt Brenngas zum Speicher transportiert). Der durch diese Transporte benutzte PVS-Anteil und die daraus resultierenden PVS-Kosten sind durch den jeweiligen Netzbenutzer abzudecken.

Aus der installierten Kompressorantriebsleistung wird – unter Zuhilfenahme des Wirkungsgrades von Gasturbinen – die benötigte Spitzenleistung für den Brenngastransport (Leistungskomponente) errechnet. Ebenso wurde die durch das PVS transportierte Brenngasmenge (Arbeitskomponente) – unter Berücksichtigung der Volllastbetriebsstunden pro Jahr ermittelt.

Mittels Multiplikation von 70 % der PVS-Kosten mit der Relation der benötigten Spitzenleistung für die Brenngastransporte zur relevanten Spitzenleistung des PVS wurden die Leistungskomponentenkosten ermittelt.

Die Arbeitskomponente wurde ermittelt, indem 30 % der PVS-Kosten mit dem Verhältnis der für den Speicherbetrieb transportierten zu der im PVS transportierten Erdgasmenge multipliziert wurden. Die Summe aus der Leistungs- und Arbeitskomponente ist durch den jeweiligen Netzbenutzer abzudecken.

### **Einspeisentgelt Netzbereich Oberösterreich**

Gemäß § 23a Abs 6 hat die Energie-Control Kommission jedenfalls Netznutzungstarife für die Netzebenen 2 und 3 (§ 23b Abs 1 Z 2 und 3) für Entnehmer und Einspeiser von Erdgas durch Verordnung zu bestimmen. Ein Netznutzungsentgelt für Einspeiser aus inländischer Produktion fällt im Netzbereich Oberösterreich an, da Erdgas von der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) als inländischer Produzent gefördert wird und der Netzbetreiber des Netzes, in welches der inländische Produzent einspeist, das Netz oder zumindest Teile davon so dimensioniert und betreibt, dass als Konsequenz erhebliche Abweichungen vom möglichen wirtschaftlichen Optimum auftreten.

Hinsichtlich der neu verordneten Beträge für das Einspeisentgelt Netzbereich Oberösterreich wird auf die Langfristige Planung der AGGM verwiesen. Diese hat zu relevanten Veränderungen hinsichtlich der Berechnung des Einspeisentgeltes geführt, die in dieser Verordnung ihren Niederschlag finden.

### **Zu § 9 Abs 5– Kostenwälzung**

In der Kostenwälzung wurde die Regelung weitergeführt, dass Kapazitätszukäufe aus dem Transit, die sich zur Bedarfsabdeckung einem Netzbereich direkt zuordnen lassen auch direkt auf den betroffenen Netzbereich überwält werden. Diese Regelung in der Kostenwälzung ist deshalb notwendig, um das Prinzip einer kostenverursachungsgerechten Tarifgestaltung zu gewährleisten.

Darüber hinaus ist bereits absehbar, dass aufgrund der umfassenden Investitionen in Leitungen der Netzebene 1, welche ab dem Zeitpunkt der Aktivierung auch zu einer Änderung der Ermittlung der Fernleitungskomponente führen werden sowie der zunehmenden Kapazitäten eine Anpassung des Wälzungsmodells zukünftig notwendig wird, um dieses wiederum den aktualisierten Gegebenheiten anzupassen. Der Zeitpunkt der Aktivierung ist wesentlich für etwaige Anpassungen bei der Kostenwälzung der Netzebene 1, weil durch die vollständige Inbetriebnahme die Möglichkeit des Transportes erst besteht und davor lediglich die Vorfinanzierungskosten bzw. Teilaktivierungsaspekte gem. § 6a berücksichtigt werden. Um daher eine kostenverursachungsgerechte Zuordnung der Kosten der Netzebene 1 in der Regelzone Ost zu gewährleisten, sind daher die tatsächlichen Gegebenheiten (nutzbare Kapazitäten) und die daraus resultierenden Konsequenzen zu berücksichtigen.

Der Netzausbau der Ebene 1 wirkt sich auf das Kostenwälzungsmodell aus, da die Zuordnung von Transportkapazitäten auf die einzelnen Netzbereiche auch Auswirkungen auf die zu wälzenden Kosten bewirkt. Um die Kostenverursachungsgerechtigkeit ausreichend zu berücksichtigen, wird es daher zu einer Anpassung des Wälzungsmodells kommen. Bei der Bestimmung der Wälzungsparameter sind auch etwaige asymmetrische Entwicklungen der Leistungs- und Arbeitskomponenten der Netzebenen 2 und 3 zu beachten, die eine Verzerrung der Kostenzuordnung auf die jeweilige Netzebene nach sich ziehen würden. Darüber hinaus wird zu evaluieren sein, ob Transporte im Erdgasnetz durchgeführt werden, welchen derzeit kein Netznutzungsentgelt gegenübersteht.

### **Zu § 11 Abs 8 Entgelt für Messleistungen**

Die Messentgelte wurden entsprechend den Ermittlungsergebnissen angepasst.

### **Zu § 11a: Ausgleichszahlungen**

Gem. § 70 Abs. 2 GWG 2011 sind soweit erforderlich Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern eines Netzbereiches zu bestimmen. Diese Bestimmung wird in § 170 Abs. 5 GWG 2011 auch schon für die gegenständliche Verordnung für anwendbar erklärt. Daher sind erstmals die Ausgleichszahlungen unmittelbar in der GSNT-VO festzulegen.

In Netzbereichen mit mehreren Ausgleichzahlungsempfängern bzw. Ausgleichzahlungszahlern ist von den betroffenen Netzbetreibern ein Treuhänder mit der Abwicklung der Zahlungen zu beauftragen, das bedeutet, dass die Netzbetreiber gemeinsam einen Treuhänder beauftragen, die Zahlungen von den Ausgleichzahlungszahlern auf ein vom Treuhänder eingerichtetes Treuhandkonto zu überweisen sind und in weiterer Folge vom Treuhänder an die Ausgleichzahlungsempfänger auszuzahlen sind. Die Kosten für die treuhändige Zahlungsabwicklung sind anteilig nach Köpfen von den Netzbetreibern zu tragen. Als Treuhänder kann auch einer der betroffenen Netzbetreiber beauftragt werden.

**Zu § 13:**

Die GSNT-VO 2008-Novelle 2012 tritt zeitgleich mit der Gas-RZF-VO-Novelle 2012 sowie der SonT-GSNT-VO Novelle 2012 in Kraft.