

## 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 der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt 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 § 16 Abs. 1 Z 16 Energie-Regulierungsbehördengesetz - E-RBG von der Energie-Control Kommission erlassen. Gemäß § 23d GWG sind vor der Erlassung der Verordnung die Parteien zu hören und den in § 26a E-RBG genannten Bundesministerien und Körperschaften Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben sowie der Erdgasbeirat zu hören.

## Erläuterungen

### zur Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008 (GSNT-VO 2008) geändert wird (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008-Novelle 2010, GSNT-VO 2008-Novelle 2010)

#### Allgemeiner Teil

Gemäß §§ 23, 23a, 23b und 23c Gaswirtschaftsgesetz - GWG, BGBl. I Nr. 121/2000 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 106/2008, sowie § 16 Abs 1 Z 16 Energie-Regulierungsbehördengesetz - ERBG, BGBl. I Nr. 121/2000 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 113/2008 hat die Energie-Control Kommission die Zuständigkeit, Systemnutzungstarife durch Verordnung festzulegen.

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 § 2 - Begriffsbestimmungen:

**Z 6:** Aufgrund der Aufzeichnungen der Regelzonenführer bzw. Netzbetreiber hat sich gezeigt, dass der arithmetische Mittelwert der Brennwerte über die gewogenen Monatsmittelwerte des vorangegangenen Gasjahres (Oktober bis September) vom bisher gültigen Wert von 11,14 kWh/Nm<sup>3</sup> auf einen stabilen Wert von 11,19 kWh/Nm<sup>3</sup> für die Regelzone Ost angestiegen ist. Dieser Änderung der physikalischen Gegebenheiten wird durch die Änderung des Verrechnungsbrennwerts Rechnung getragen. Darüber hinaus hat sich im Rahmen des Ermittlungsverfahrens gezeigt, dass die Brennwerte in den Regelzonen in einem Ausmaß differieren, dass eine gesonderte Festlegung des Verrechnungsbrennwerts für jede Regelzone erforderlich wurde (Tirol: 11,17 kWh/Nm<sup>3</sup>, Vorarlberg: 11,20 kWh/Nm<sup>3</sup>).

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.

**Z 13 (Mindestleistung):** Bei der Auslegung dieser Bestimmung sind Unklarheiten aufgetreten. Mit der Neufassung soll nunmehr klargestellt werden, dass außerhalb der Monate März bis Oktober kein Erdgas bezogen werden darf, um in den Anwendungsbereich der reduzierten Mindestleistung zu fallen.

##### Zu § 5 – Bestimmung des Netznutzungsentgelts

**Abs 6:** Dieser Absatz wurde neu gefasst, um die Verständlichkeit der Regelung zu erhöhen, wobei der Regelungsinhalt unverändert bleibt. Schon bisher war diese Bestimmung so auszulegen, dass die Verrechnung der Mindestleistung nur für Endverbraucher zur Anwendung kommt, nicht aber für die Verrechnung der Systemnutzungstarife zwischen den Netzbetreibern. Dies wird nunmehr durch eine ausdrückliche Regelung zum Ausdruck gebracht.

**Abs 6a:** Mit der Neufassung dieses Absatzes wird das bisherige Verständnis der geltenden Regelung klarer zum Ausdruck gebracht, dass bei der Leistungsüberschreitung eine Monatsbetrachtung zu Grunde zu legen ist. Bei der Verrechnung des doppelten Leistungspreises dient die höchste gemessene stündliche Leistung des Monats als Basis, wobei der doppelte Leistungspreis (2/12 des verordneten Leistungspreises) lediglich für die Leistungsüberschreitung, dh für die Differenz zwischen der höchsten gemessenen stündlichen Leistung des Monats und der vertraglich vereinbarten Höchstleistung zu verrechnen ist. Dies unabhängig davon, wie oft die vertraglich vereinbarte Höchstleistung im Monat überschritten wurde. Im Rahmen der Evaluierung dieser seit 1.7.2009 gültigen Regelung wird überprüft werden, ob die dadurch gesetzten Anreize ausreichen, um die Ziele zu erreichen, dass durch die Vereinbarung einer zu niedrigen Höchstleistung die Verrechnung einer kostenverursachungsgerechten Mindestleistung nicht umgangen werden kann bzw. Netzbetreiber dazu anzuhalten, realistische Höchstleistungen zu vereinbaren und damit eine verlässliche Kapazitätsplanung zu gewährleisten. Schon bisher war diese Bestimmung so auszulegen, dass die Verrechnung der Mindestleistung nur für Endverbraucher zur Anwendung kommt, nicht aber für

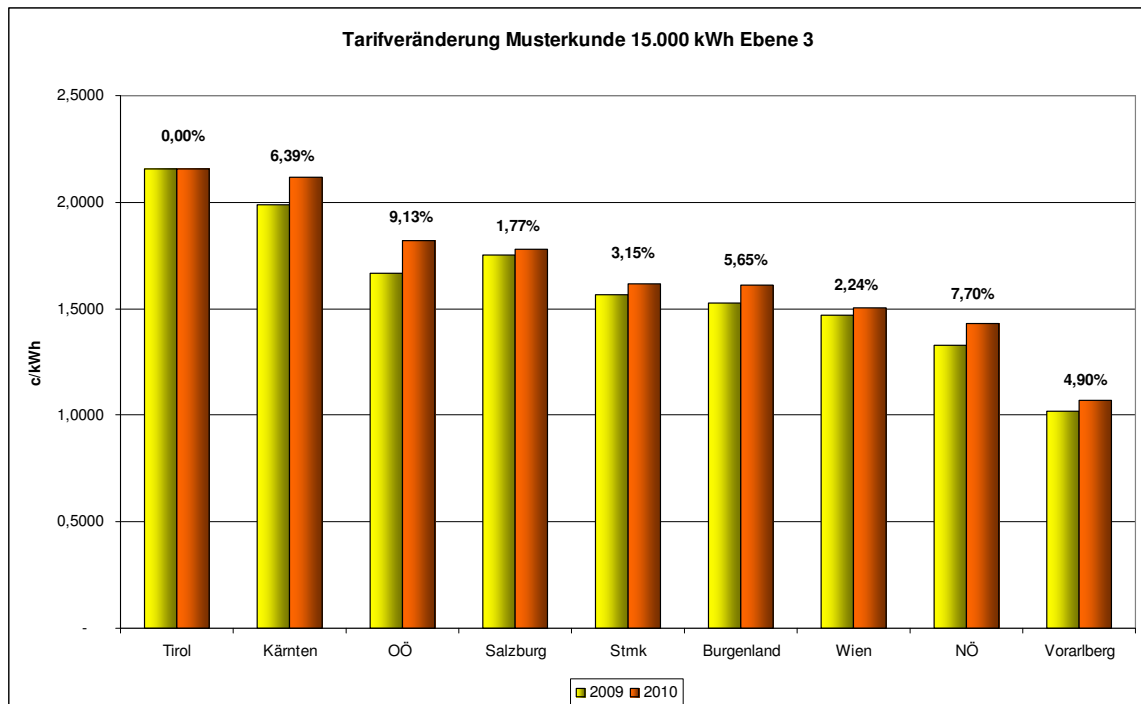
die Verrechnung der Systemnutzungstarife zwischen den Netzbetreibern. Dies wird nunmehr durch eine ausdrückliche Regelung zum Ausdruck gebracht.

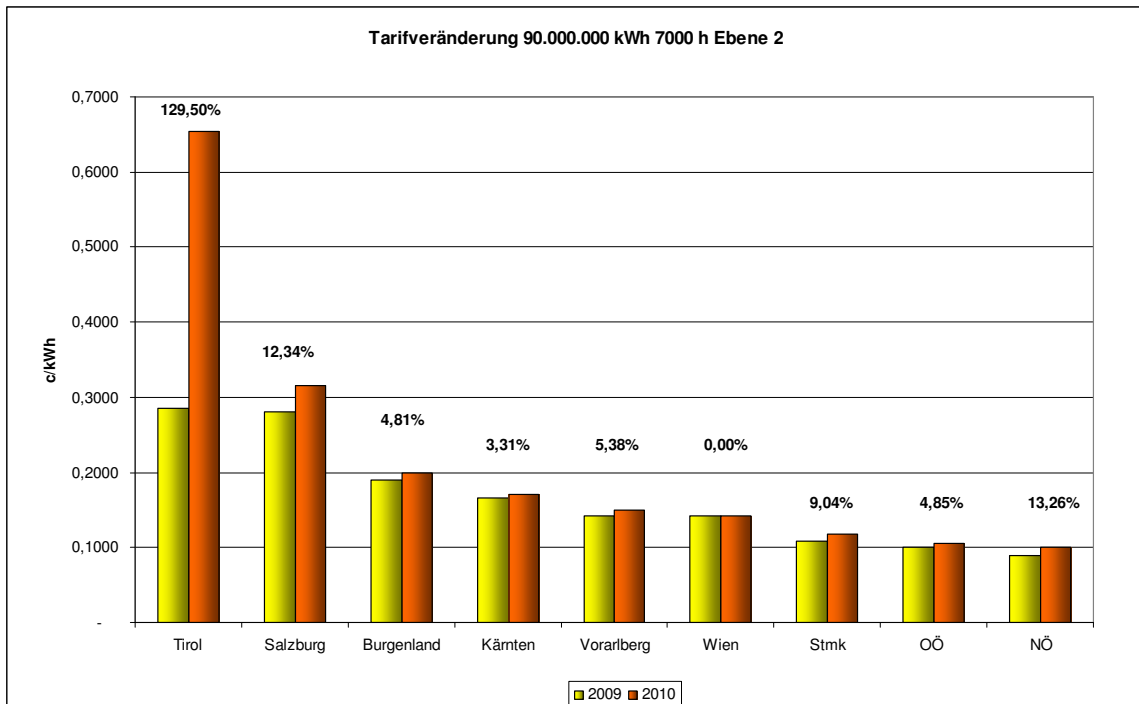
**Abs 6b:** Die Neufassung dieses Absatzes dient dazu, Praktiken der Netzbetreiber bei der Abrechnung von Anlagen ohne Lastprofilzähler zu vereinheitlichen. Unverändert bleibt, dass, eine rechnerische Verbrauchsabgrenzung anhand der standardisierten Lastprofile zu erfolgen hat. Auch der Zonaliquotierung sind diese zu Grunde zu legen, wobei nunmehr festgeschrieben wird, dass bei jeder Tarifänderung eine Zonaliquotierung zu erfolgen hat. Ein Versorgerwechsel berührt grundsätzlich den Lauf der Abrechnungsperiode nicht und es ist daher auch eine Zonaliquotierung nicht durchzuführen. Sofern der neue Versorger auch die Netzrechnung legt (Vorleistungsmodell), kann eine Zwischenabrechnung des Netzentgelts erfolgen. Da diese Rechenvorgänge relativ komplex sind, ist es erforderlich, diese auf der Rechnung transparent darzustellen und darüber hinaus im Internet ein Modell zur Darlegung der Berechnungsmethodik zur Verfügung zu stellen, um die Abrechnung nachvollziehen zu können. Für die Darstellung im Internet wird den Unternehmen eine Übergangsfrist von drei Monaten eingeräumt. Eine gesonderte Regelung hinsichtlich Anlagen mit Lastprofilmessung erscheint nicht erforderlich, da für diese Anlagen die Messwerte vorliegen. Eine rechnerische Verbrauchsabgrenzung ist daher für diese Anlagen nicht erforderlich; bei der Zonaliquotierung ist die gleiche Systematik anzuwenden, wobei dabei das tatsächliche Lastprofil zugrunde zu legen ist.

### 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.

Die Tarife im Netzbereich Tirol haben sich aufgrund der nachhaltigen strukturellen Änderungen der Abnahmesituation auf den einzelnen Netzebenen verändert. Im Rahmen dieses Ermittlungsverfahrens hat sich die Behörde umfassend mit der Kostenzuordnung auf die entsprechenden Netzebenen, mit dem Lastverhalten einzelner Industriekunden sowie mit der Ermittlung der Kostenwälzungsparameter, welche für die Kostenzuordnung auf die Netzebenen 2 bzw 3 maßgeblich sind, auseinandergesetzt. Im Speziellen wird darauf verwiesen, dass bei der Kostenwälzung Auswirkungen des Linepacks sowie des Einsatzes etwaiger Speicher Berücksichtigung gefunden haben und daher die Kostenwälzung im Wesentlichen auf den Übergabestationen aus dem vorgelagerten Netz fokussiert, welches eine Sondersituation des Netzbereichs Tirol zu allen anderen Netzbereichen darstellt.

Hinsichtlich der Berücksichtigung von außerordentlichen Investitionen ist auf die Erläuterungen zur GSNT-VO 2008-Novelle 2009 zu § 6a zu verweisen. Die Tarifierungen im Rahmen der gegenständlichen Verordnungsnovelle sind durch eine Vielzahl von Parametern beeinflusst. Besonders hervorzuheben sind neben der hohen Inflation zu Beginn des Jahres 2009, die Notwendigkeit zusätzlicher Kapazitäten gem. Langfrister Planung sowie die bereits sich mit wesentlichen Kosten niederschlagenden Investitionen in den Ausbau der Netzebene 1 (Ausbau West- und Südschiene); als zusätzlicher Aspekt bei der Ermittlung der Tarife sind die Entwicklungen der an Endkunden abgegebenen Mengen zu berücksichtigen, welche sich im Vergleich zur GSNT-VO 2008 Novelle 2009 um 2,11 % reduziert haben und daher ebenfalls tarifierhöhend wirken.

Die Gebrauchsabgabe wird nach der derzeitigen Praxis unpräjudiziell auf Basis des Erk des VfGH VfSlg. 17.798/2006 und dessen Folgerkenntnissen für den Gasbereich zu 100 % kostenerhöhend berücksichtigt, insofern keine direkte Weiterverrechnung der Gebrauchsabgabe erfolgt.

Im Sinne des VfGH enthält die Gebrauchsabgabe auch ein Gewinnpräzipium, welches weiterführenden Analysen zuzuführen ist, die jedenfalls eine marktkonforme vergleichbare Vorgangsweise zur Abgeltung von Dienstbarkeiten oder Servitutsrechten zu berücksichtigen haben. Bei der Ermittlung der Mengengrundbasis (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 Mengengrundbasis (kWh) für die Regulierungsperiode ist somit:

- 01.01.2010: Menge (kWh) 2008, 2007, 2006
- 01.01.2011: Menge (kWh) 2009, 2008, 2007
- 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:

- - 01.01.2010: Leistung (kW), Zählpunkte 2008
- - 01.01.2011: Leistung (kW), Zählpunkte 2009
- - 01.01.2012: Leistung (kW), Zählpunkte 2010

Im Rahmen der Ermittlung angemessener Tarife in den diesjährigen Ermittlungsverfahren werden nunmehr ausschließlich die o.a. Methoden berücksichtigt und von mengenabhängige Änderungen und Steigerungen aufgrund der Wirtschafts- und Finanzkrise, welche sich auch maßgeblich auf den Absatz im Erdgasbereich ausgewirkt hat, abgesehen. Die Langfristige Planung des Regelzonenführers geht von einer jährlichen Mengen- und Kapazitätssteigerung von 4 % p.a. aus. Um keine falschen ökonomischen Anreize bei der Langfristigen Planung zu setzen, werden die zusätzlichen Kosten verursachungsgerecht den Netzbereichen und Verbraucherkategorien zugeordnet. 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 Tarifierungsmenge 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

(Speicherbetreiber im Falle, dass der Speicherbetreiber das Brenngas in den Speicherleistungen inkludiert hat und oder dasjenige Unternehmens 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. Dies bedeutet, dass aufgrund des niedrigeren als dem wirtschaftlich optimalen Betriebsdruckniveaus die Rohrleitungsdimension größer ausgeführt werden muss, um dieselbe Erdgasmenge durchzuleiten. Unter diesem Aspekt werden bzw wurden seitens der OÖ. Ferngas Netz GmbH entsprechende Investitionen getätigt und fallen höhere Betriebskosten an. Ebenfalls sind die für die aufwendigere Drucksteuerung des Netzes erforderlichen höheren Personal- und Investitionskosten zu berücksichtigen. Diese höheren Kosten werden dem Netzbetreiber OÖ. Ferngas Netz GmbH durch den Verursacher RAG als Produzent mit Leistung des Entgelts für Einspeiser aus inländischer Produktion ersetzt.

Um aber den Gesamtkomplex zu erfassen sind hier auch die durch einen höheren Betriebsdruck hervorgerufenen Opportunitätskosten zu berücksichtigen. Unter die Opportunitätskosten fallen speziell die erforderliche größere Erdgasvorwärmleistung und die daraus resultierenden höheren Investitionskosten für diese technischen Ausrüstungen. Ebenfalls sind auch die höheren Betriebskosten zu berücksichtigen, welche durch die größere Erdgasmenge, die als Brenngas für die Vorwärmung erforderlich wäre, entstehen.

Darüber hinaus beansprucht der Produzent RAG das für die Inlandsversorgung erforderliche Rohrleitungssystem (nachfolgend: „Inlandsrohrleitungssystem“) der OÖ. Ferngas Netz GmbH für Transporte zwischen Produktion und Speicher, die dazu dienen, das auf diesen Rohrleitungen transportierte Erdgas – nach der Entnahme aus dem „Inlandsrohrleitungssystem“ (ca. 25 bar-Schiene) – mittels RAG-eigenen Kompressionsanlagen in Puchkirchen auf ein höheres Druckniveau zu heben und wiederum in das „Inlandsrohrleitungssystem“ auf einem höheren Druckniveau (ca. 50 bar-Schiene) einzuspeisen und damit den Absatz der RAG-Produktion sicher zu stellen. Andernfalls würde in verbrauchsschwachen Zeiten, wenn die Inlandsproduktion auf niedrigerem Druckniveau die Absatzmengen des jeweiligen Leitungssystems übersteigt, der Leitungsdruck ansteigen und in weiterer Folge sowohl die Inlandsproduktion zurückdrängen als auch die Betriebsdruckeinstellungen von Kundenanlagen übersteigen. Dies geschieht ausschließlich zum Nutzen der RAG, und somit sind seitens RAG die Kosten des für diese Betriebsweise erforderlichen „Inlandsrohrleitungssystems“ zu tragen.

Somit wurde unter Heranziehung der diesbezüglichen Messwerte und der Kosten des relevanten Inlandsrohrleitungssystems das von RAG zu leistende Entgelt ermittelt.

### **Zu § 9 Abs 5– Kostenwälzung**

In der Kostenwälzung wurde die Regelung weitergeführt, dass Kapazitätsszukäufe aus dem Transit, die sich zur Bedarfsabdeckung einem Netzbereich direkt zuordnen lassen auch direkt auf den betroffenen Netzbereich überwälzt 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.

Im Rahmen eines neuen Wälzungsmodells sind neben den zusätzlichen Leitungen der Netzebene 1 auch die Notwendigkeit von Transportkapazitäten zu berücksichtigen, wobei der Zusammensetzung der Kosten, sowie der anzuwendenden Wälzungsparameter höchste Aufmerksamkeit zuzuordnen sein wird. Jedenfalls hat auch ein überarbeitetes Wälzungsmodell die Kostenverursachungsgerechtigkeit zu gewährleisten. 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. Jedenfalls mögen diese in einer Änderung des Gesamtsystems mit einbezogen werden, sollten sich jene als nachhaltig, obwohl eventuell auch nachrangig, erweisen und auch die Kostenerhöhungen mit verursachen. Eine Änderung der Systematik der Kostenwälzung kann auch durch die Umsetzung des 3. Liberalisierungspaketes in nationales Gesetz erforderlich werden.

### **Zu § 11 Abs. 3 bis 8 Entgelt für Messleistungen**

Hinsichtlich des Messentgelts wird die Systematik umgestellt und nicht mehr der Wert des jeweiligen Messgerätes samt Zubehör als Berechnungsgrundlage festgeschrieben. Nunmehr werden die Höchstpreise selbst in die Verordnung aufgenommen um eine transparentere und nachvollziehbare Darstellung zu erreichen. Neu aufgenommen wurden Höchstpreise für Kompaktmengenumwerter (MUW) und Temperaturumwerter (TUW).

Das Messentgelt deckt die Kosten für den Zähler, die Errichtung, den Betrieb der Zählgeräte, die Eichung, Datenauslesung und Zählerablesung ab. Durch die Einführung von Smart Metering kann es zu einer strukturellen Veränderung der Kosten- und Erlösblöcke kommen, die derzeit aufgrund der Datengrundlage nicht final behandelt werden können. Einige Effekte der Implementierung von Smart Metering können jedoch Anpassungen der Messentgelte nach sich ziehen. So sind beispielsweise der Zeitraum, die Effizienz der Einführung und des Betriebes von Smart Metering sowie die daraus resultierenden Kosten bei der Festsetzung der Messentgelte zu berücksichtigen.

### **Zu § 13:**

Die GSNT-VO 2008-Novelle 2010 tritt zeitgleich mit der Gas-RZF-VO-Novelle 2010 sowie der SonT-GSNT-VO Novelle 2010 in Kraft.