

Erläuterungen zur

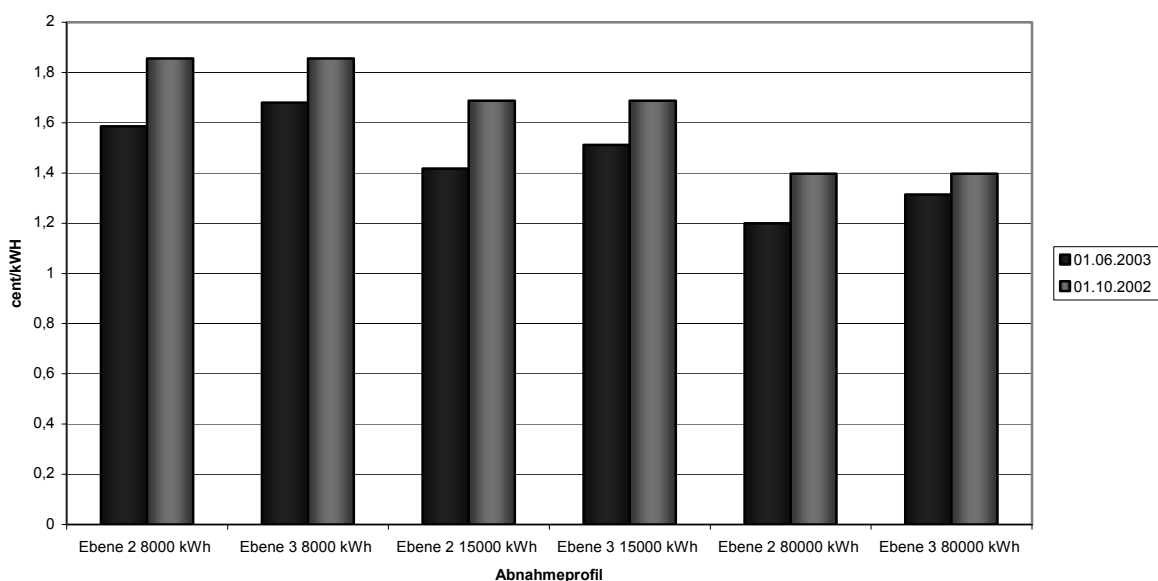
**Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife  
für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden  
(Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung, GSNT-VO 2004)**

**Allgemeiner Teil**

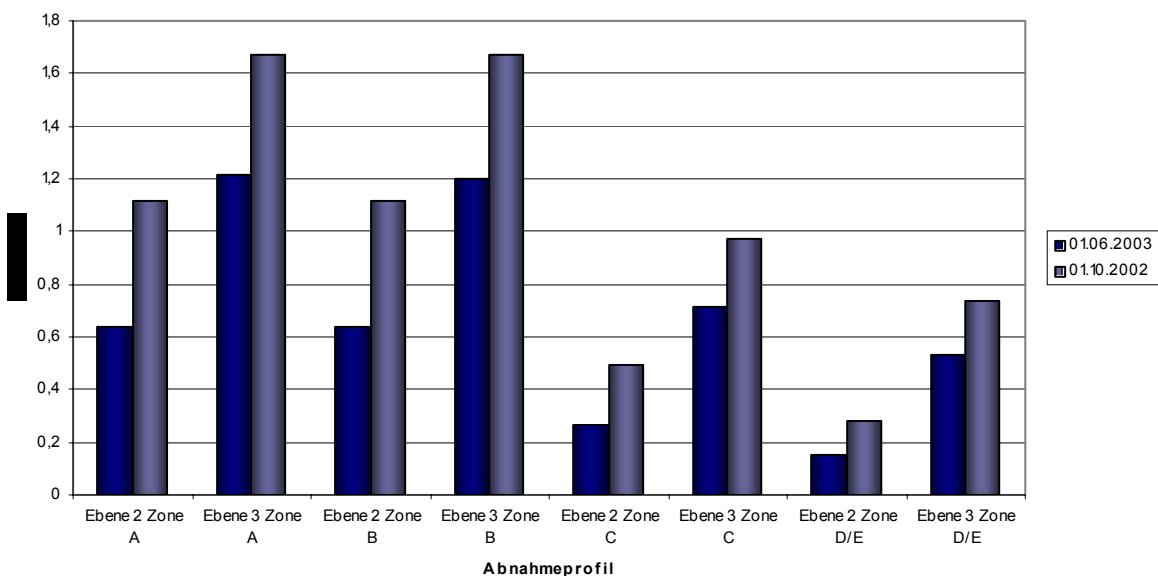
Die vorliegende GSNT-VO 2004 ersetzt die Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden, (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung, GSNT-VO), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 188 vom 30. September 2002, in der Fassung der Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung, GSNT-VO) geändert wird, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 093 am 15. Mai 2003.

Eine wesentliche Grundlage für die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO) vom 25.9.2002 stellte das im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit erstellte Gutachten von o.Univ.-Prof. Dr. Stefan Bogner und Dipl.-Ing. Dr. Peter Christoph (Gutachten Bogner/Christoph) dar. Die damalige Kostenbasis wurde den jeweiligen Netzbetreibern - nach Abstimmung mit diesen - im Zuge des Verfahrens zur Erlassung dieser Verordnung mitgeteilt und diente als Grundlage für die mit 1.10.2002 in Kraft getretene Verordnung. Die von den Gutachtern Bogner und Christoph eruierte Kostenbasis wurde von der verordnungserlassenden Behörde im Zuge der Tarifierung vom 25.9.2002 anerkannt. Bereits zum Zeitpunkt der Erlassung der GSNT-VO vom 25.9.2002 erschienen die von den betroffenen Netzbetreibern vorgelegten und auch der Verordnung zugrundegelegten Tarifansätze der Bereiche „Niederösterreich“, „Salzburg“ und „Kärnten“ im Vergleich zu Tarifen anderer Bereiche als überdurchschnittlich hoch. Eine detaillierte Überprüfung konnte im Rahmen und aufgrund der äußerst kurzen Verfahrensdauer jedoch nicht erfolgen: Die Verlautbarung der Novelle zum GWG, die die gesetzliche Grundlage der GSNT-VO vom 25.9.2002 darstellt, war erst am 23.8.2002 erfolgt (BGBl. I Nr. 148/2002 – „GWG II“). Um jedoch ein kostenorientiertes Systemnutzungsentgelt garantieren zu können, hat die verordnungserlassende Behörde bereits am 25.9.2002 beschlossen, für die Netzbereiche „Niederösterreich“, „Salzburg“ und „Kärnten“ ein neues Verfahren zur Bestimmung von Systemnutzungstarifen gemäß § 23d GWG einzuleiten. Die Ergebnisse dieser Verfahren wurden in der am 1.6.2003 in Kraft getretenen Novelle zur GSNT-VO vom 12.5.2003, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 93 am 15.5.2003, umgesetzt. Die durchgeführten Ermittlungen ergaben eine von den Grundsätzen der Kostenverursachung abweichende Tarifstruktur im Bereich „Niederösterreich“; in den Bereichen „Kärnten“ und „Salzburg“ ergaben die bis Mai 2003 durchgeführten Ermittlungen, dass kein diesbezüglicher Handlungsbedarf besteht. Anhand nachfolgender Grafiken ist ersichtlich, dass es aufgrund der Novelle zu einer Senkung der Tarife für alle Kunden im Netzbereich Niederösterreich gekommen ist:

### Tarifvergleich Tarifkunden Niederösterreich



### Tarifvergleich Industriekunden Niederösterreich



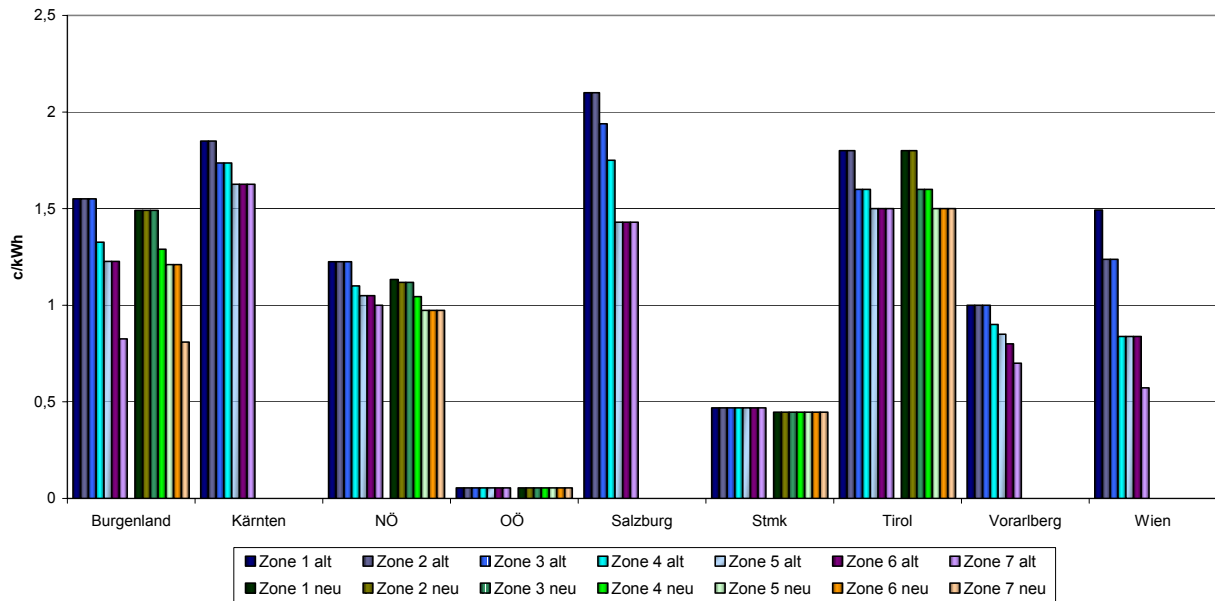
(Anm.: Die Senkungen des Netznutzungsentgeltes sind für Musterkunden im Netzbereich Niederösterreich berechnet.)

Eine eingehende Prüfung der Kostenbasis nach Grundsätzen für die Kostenzuordnung bei allen Verteil- und Fernleitungsnetzbetreibern sowie bei den Regelzonenführern AGGM Austrian Gas Grid Management AG, Tiroler Regelzone AG (TIRAG) und VKW Übertragungsnetz AG erfolgte durch die verordnungserlassende Behörde erstmals im Zuge der dieser Neuerlassung der GSNT-VO zugrunde liegenden Prüfungsverfahren. Gemäß den einschlägigen Gesetzesbestimmungen war die Energie-Control GmbH mit der Durchführung des Ermittlungsverfahrens betraut. Eine Neuerlassung der GSNT-VO bietet sich an, da sich

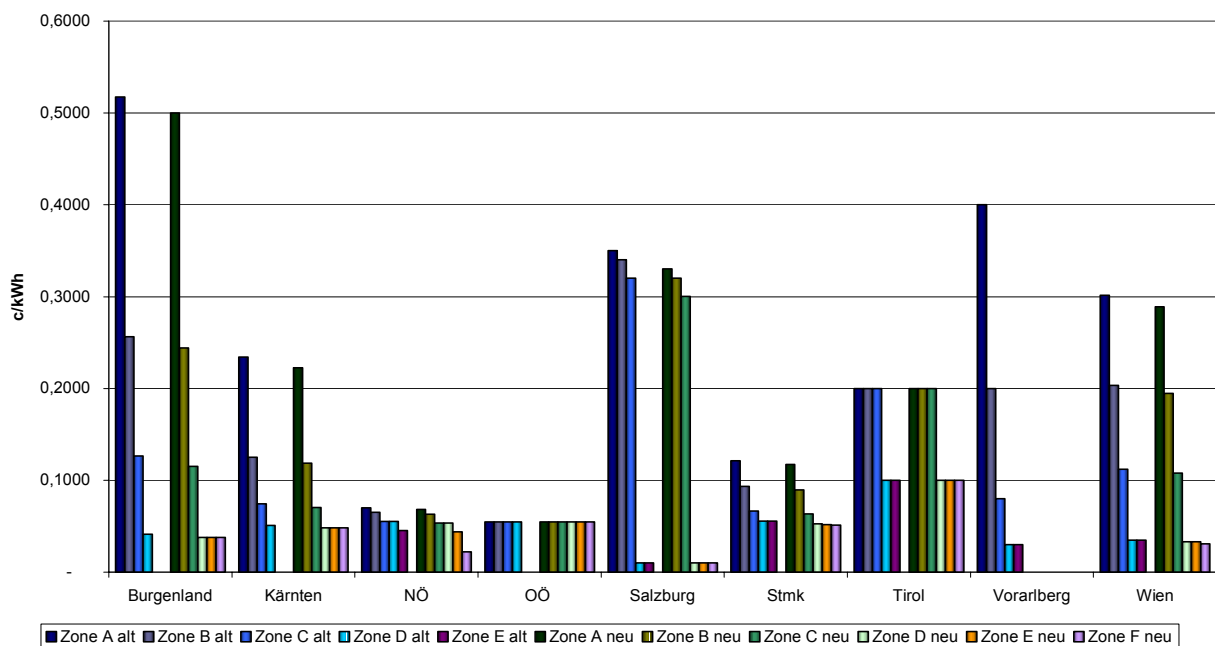
einerseits aufgrund der Ergebnisse der Prüfungsverfahren eine Änderung der Tarife durch die Wälzung der Kosten der Ebene 1 auf die nachgelagerten Netzebenen 2 und 3 in den einzelnen Netzbereichen der Regelzonen ergibt und andererseits eingehendere Bestimmungen betreffend Grundsätze der Kostenermittlung, Finanzierungskosten und Grundsätze der Kostenzuordnung für integrierte Unternehmen in den Verordnungstext aufgenommen werden.

Die Auswirkungen der nun vollzogenen Neutarifizierung werden aus folgenden Grafiken ersichtlich:

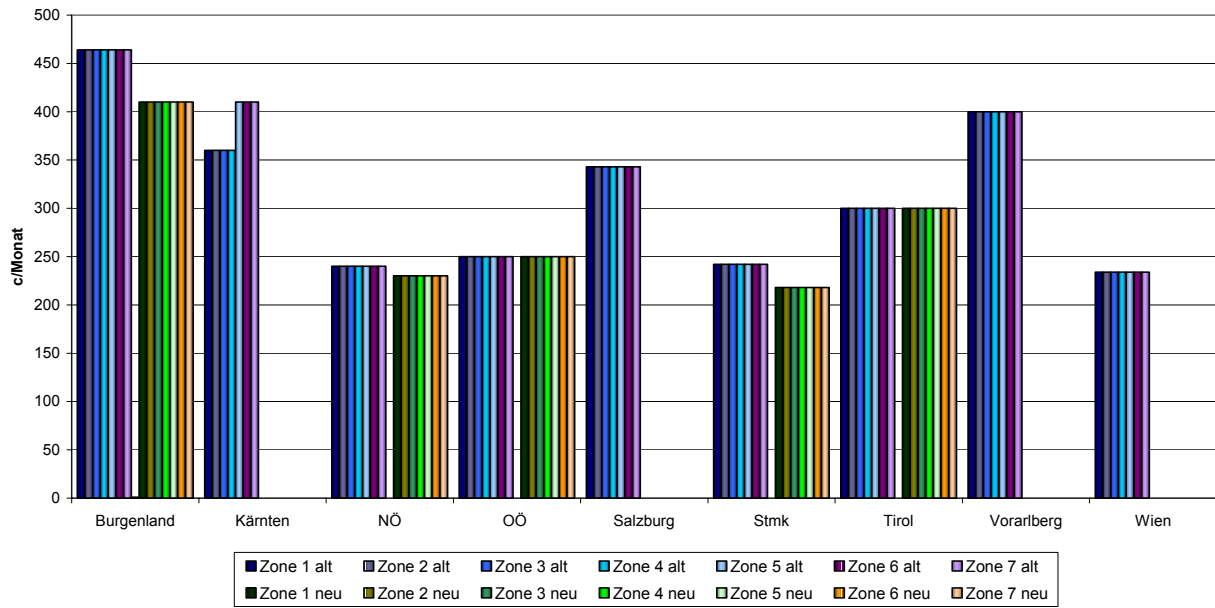
Arbeitspreis Ebene 2 Zone 1-7



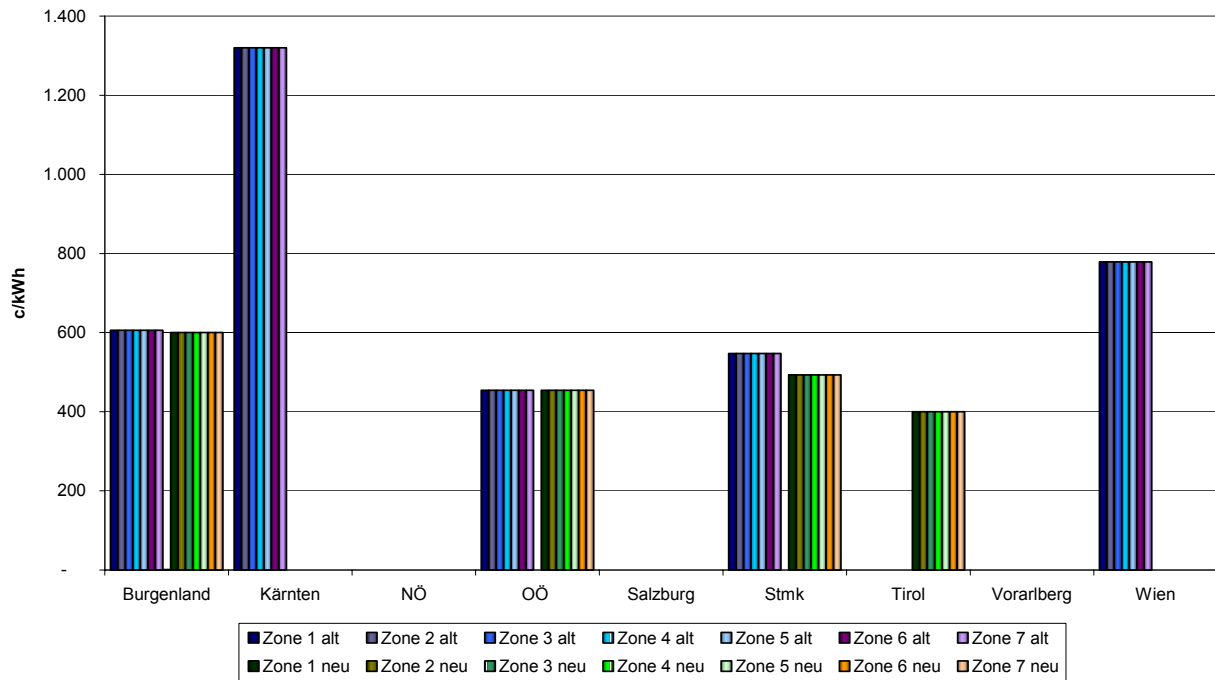
Arbeitspreis Ebene 2 Zone A-F



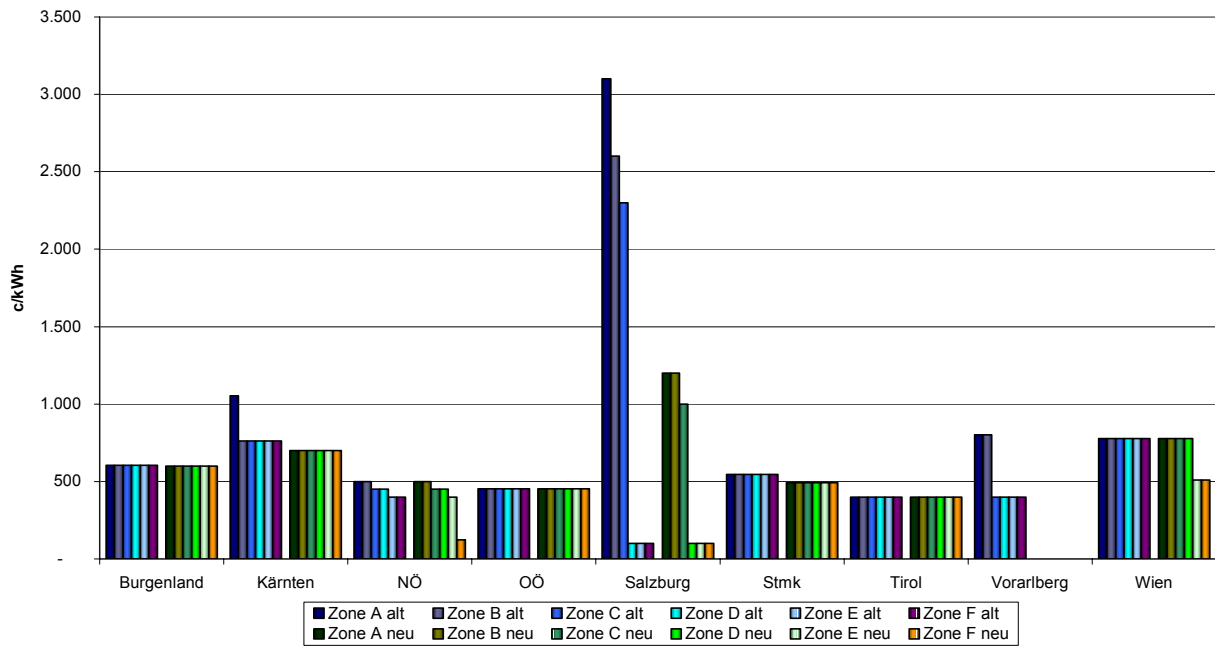
### Pauschale Ebene 2



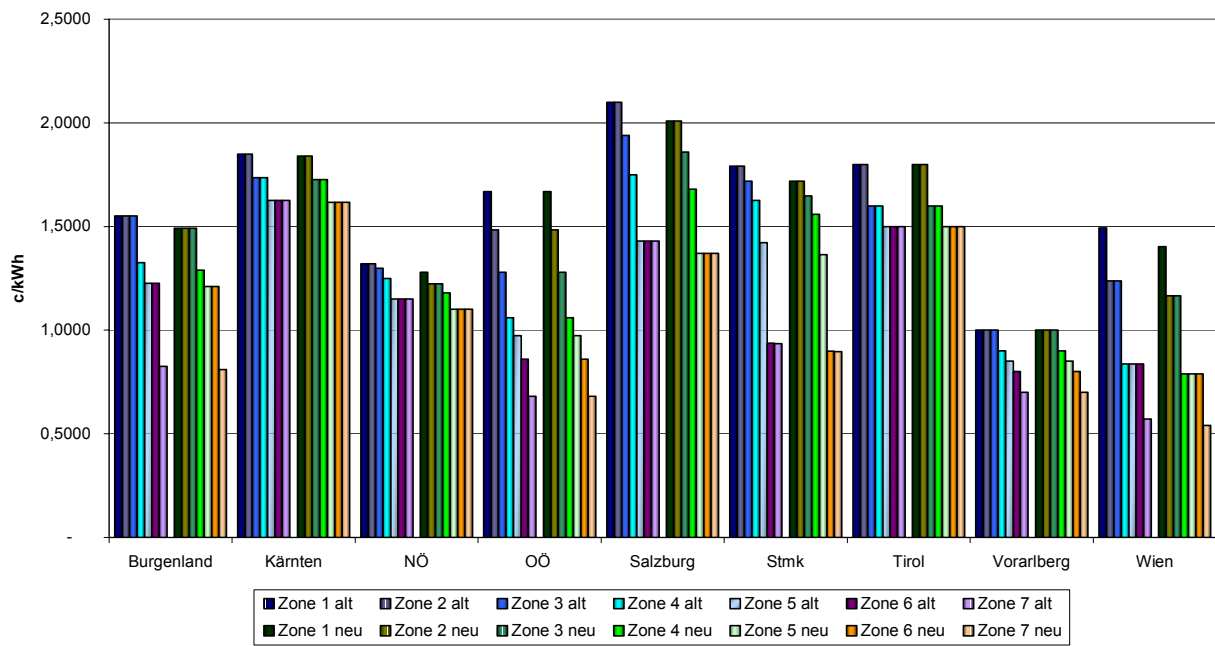
### Leistungspreis Ebene 2 Zone 1-7



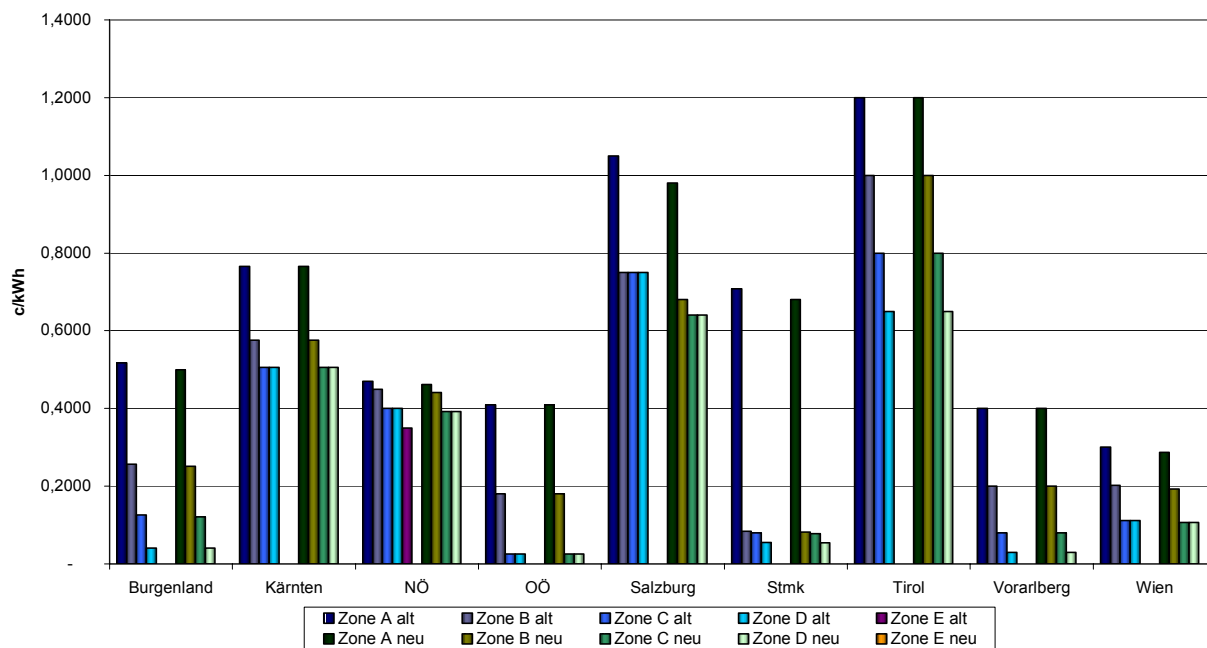
### Leistungspreis Ebene 2 Zone A-F



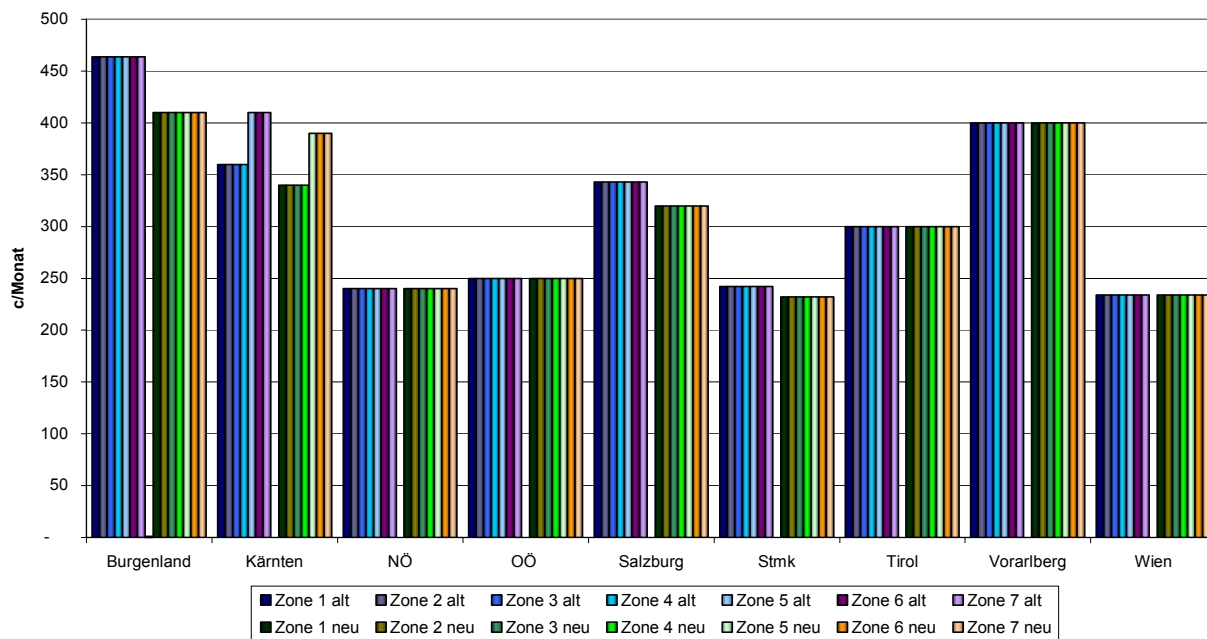
### Arbeitspreis Ebene 3 Zone 1-7



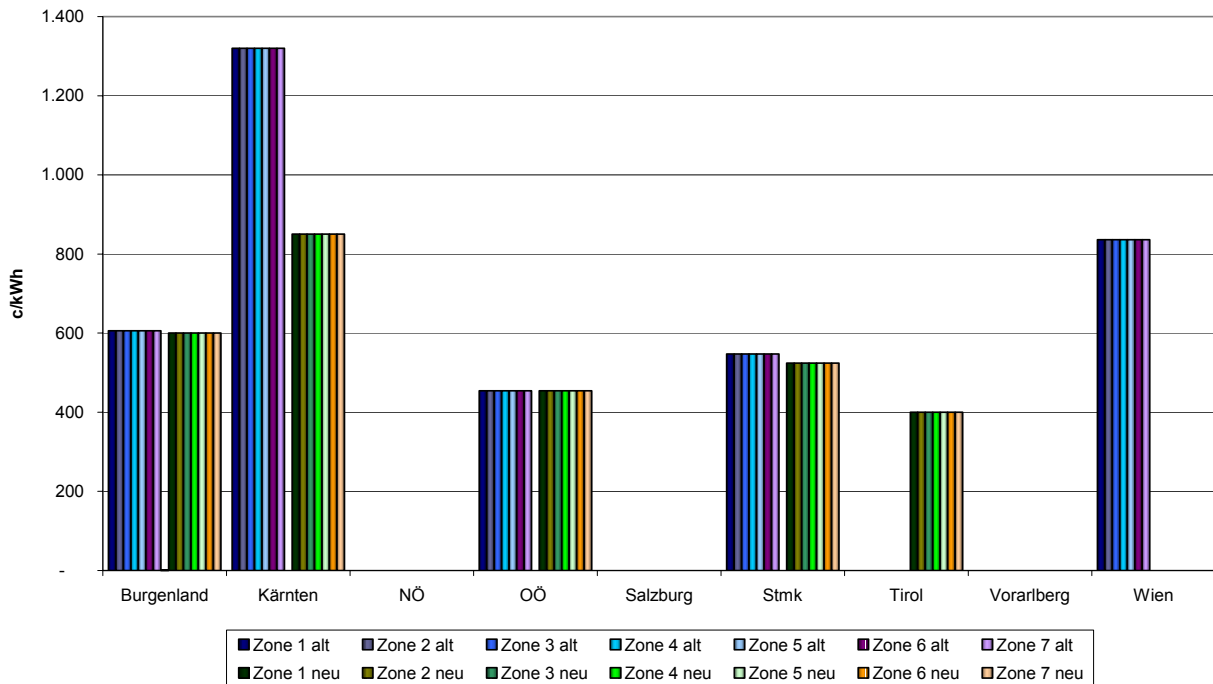
### Arbeitspreis Ebene 3 Zone A-E



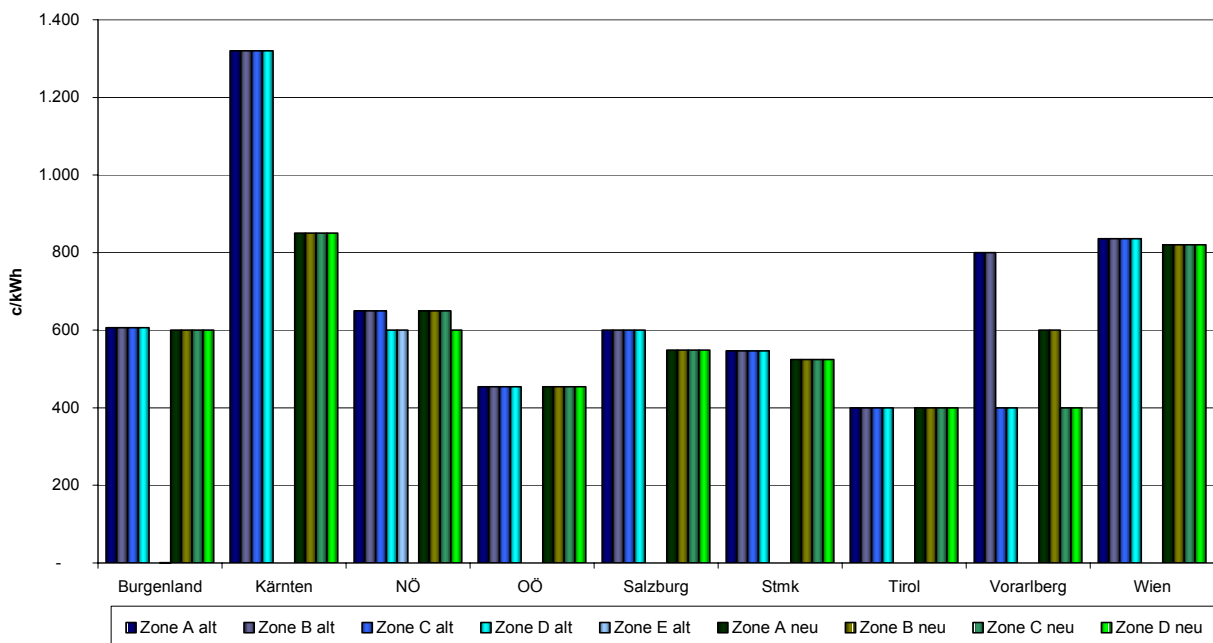
### Pauschale Ebene 3



### Leistungspreis Ebene 3 Zone 1-7



### Leistungspreis Ebene 3 Zone A-E



Zieht man Vergleiche der Komponenten Systemnutzungsentgelte und Energiepreise, so wird eine starke regionale Streuung der Systemnutzungstarife erkennbar. Ein durchschnittlicher Haushaltkunde zahlt für eine vergleichbare Systemnutzung im Netzbereich Salzburg etwa 78 % mehr als im Netzbereich Vorarlberg. Es ist auch eine interessante Wechselwirkung zwischen der Höhe der Systemnutzungsentgelte und den Energiepreisen des „Local Player“ zu beobachten: In Netzbereichen mit höheren Systemnutzungsentgelten tendieren die Energiepreise niedriger zu sein als in Gebieten mit niedrigeren Systemnutzungstarifen.

Diese Konstellation deutet auf eine mögliche Quersubventionierung zwischen dem Netz- und dem Energiebereich hin, die potenziell wettbewerbshemmend wirkt. Netzbetreiber eines Netzbereiches mit relativ hohen Systemnutzungstarifen bieten meist Erdgas zu relativ niedrigen Preisen an. Damit wird auch der Markteintritt eines landesweit agierenden, im Systemnutzungsgeschäft nicht tätigen Wettbewerbers behindert. Die Senkung von ungerechtfertigt hohen Systemnutzungstarifen ist ein wichtiges Element zur Belebung des Wettbewerbs im Segment Energielieferung.

Im Folgenden werden die einzelnen Bestimmungen der Verordnung näher erläutert, wobei insbesondere auf die nun vorgenommenen Änderungen gegenüber der bislang in Kraft stehenden Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung idF vom 12.5.2003 Bezug genommen wird:

## **Besonderer Teil**

### **Zu § 1 Regelungsgegenstand**

#### **Zu § 1 Abs. 1:**

Das für die Netznutzung zu entrichtende Entgelt (Systemnutzungsentgelt) setzt sich aus dem Netznutzungsentgelt, dem Entgelt für Messleistungen sowie einem allfälligen einmalig zu leistenden Netzbereitstellungsentgelt und dem Netzzutrittsentgelt zusammen.

Das Netzbereitstellungsentgelt ist eine einmalige Zahlung, die bei Anschluss an das Netz entrichtet werden muss, um die Investitionen in das vorgelagerte Netz abzudecken. Hier ist jedoch ein Augenmerk auf den Gesamtkostencharakter des Systemnutzungsentgelts zu legen: Wird ein Netzbereitstellungsentgelt verordnet, so verrechnet der Netzbetreiber mit dem Netzbereitstellungsentgelt die Kosten des zur Ermöglichung des Anschlusses bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbaus des Netzes betreffend die Netzebenen 2 und 3, die nicht über Netzzutrittsentgelt und Netznutzungsgebühr abgegolten werden, im Ausmaß der vereinbarten Inanspruchnahme des Netzes. Netzbereitstellungsentgelt ist dem Kunden diskriminierungsfrei nach dem Verursachungsprinzip anlässlich der erstmaligen Herstellung des Netzanschlusses oder der Änderung eines Anschlusses infolge der Änderung der Kapazität einmalig als Pauschale in Rechnung zu stellen.

Der Netzbenutzer hat dem Netzbetreiber die Aufwendungen, die mit der Herstellung seines Anschlusses an das Netz verbunden sind, durch Bezahlung des Netzzutrittsentgelts abzugelten. Dieses Netzzutrittsentgelt ist aufgrund der tatsächlichen Aufwendungen des Netzbetreibers zu berechnen und wird nicht in dieser Verordnung festgelegt. Bei Netzanschlüssen kann eine Pauschalierung auf Basis der gesamten Aufwendungen des Netzbetreibers für die Herstellung von vergleichbaren Anschlüssen erfolgen. Der Netzbetreiber kann eine Teilvorauszahlung oder eine entsprechende Sicherheitsleistung verlangen. Das Netzzutrittsentgelt entfällt, wenn der Netzbenutzer die Aufwendungen für den Netzanschluss selbst getragen hat.

Durch das Netznutzungsentgelt werden dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems abgegolten. Davon sind insbesondere nachstehende Leistungen umfasst:



- a) Abgeltung für die Nutzung sämtlicher vorgelagerter Netzebenen;
- b) Übernahme des Erdgases gem. den Fahrplänen der Sonstigen Marktregeln bis zur maximal vereinbarten Transportkapazität am Einspeisepunkt und Bereitstellung am Entnahmepunkt;
- c) Befüllung des Netzes mit Erdgas durch den Netzbetreiber;
- d) Druckhaltung: Der Netzbetreiber stellt in Zusammenarbeit mit dem Regelzonenführer gemäß den gesetzlichen Bestimmungen des GWG die Druckhaltung und das Gleichgewicht von Einspeisung und Entnahme unter Berücksichtigung einer wirtschaftlichen Fahrweise sicher;
- e) Steuerung des Gasflusses: Die Systemsteuerung beinhaltet insbesondere die Steuerung des Gasflusses, die Erstellung von Erdgasbilanzen, den Ausgleich von Messdifferenzen und den Eigenverbrauch sowie die Bereitstellung von Regelenergie;
- f) Odorierung des Erdgases durch den Netzbetreiber;
- g) Störungs- und Erdgasgebrechendienst: Für die Behebung allfälliger im Netz auftretender Störungen und Gebrechen und für Maßnahmen zur Beseitigung von Gefahren in gastechnischen Anlagen im Rahmen seiner gesetzlichen Verpflichtungen stellt der Netzbetreiber einen permanenten 24-Stunden-Notdienst sicher (Störungs- und Erdgasgebrechendienst);
- h) Kosten der Regelzonenführung und Kosten der Regulierung.

Durch das Entgelt für Messleistungen werden dem Netzbetreiber von den Kunden jene direkt zuordenbaren Kosten abgegolten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zählerinrichtungen, der Eichung und der Datenablesung verbunden sind. Das Entgelt für Messleistungen ist grundsätzlich aufwandsorientiert zu verrechnen. Die in den Berechnungen genannten Preise sind als Höchstpreise zu verstehen.

Zur Steigerung der Transparenz des für die Netznutzung zu zahlenden Entgeltes in der Ebene 2 und 3 sind diese Entgelte gesondert auf den Rechnungen für die Netznutzung auszuweisen.

Gegenüber der bislang gültigen GSNT-VO idF vom 12.5.2003 wurde der Regelungsgegenstand der Verordnung nun insoweit konkretisiert, als dieser nun auch ausdrücklich die Grundsätze für die Ermittlung und die Zuordnung der Kosten und die Kriterien für die Tarifbestimmung beinhaltet.

## **Zu § 2 Begriffsbestimmungen:**

### **Zu Z 2, 10 und 11**

Diese Definitionen entsprechen jenen der derzeit geltenden Verordnung der Energie-Control GmbH betreffend Zuordnung, Erstellung und Anpassung von standardisierten Lastprofilen (Lastprofilverordnung) kundgemacht im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 25. September 2003. Der Text der konsolidierten Fassung ist auf der Homepage [www.e-control.at](http://www.e-control.at) abrufbar.

### **Zu Z 5**

Mit der im Zuge der Überarbeitung der Marktregeln (Marktregeln II) vorgenommenen Umstellung auf die Verrechnungseinheit kWh wurde eine Lösung geschaffen, die durch Definition klarer Parameter einen in der vorgegebenen Zeit (Umstellungszeitpunkt 1.1.2004) möglichst reibungslosen Umstieg ermöglicht und durch die Festlegung eines einheitlichen

Umrechnungsfaktors von 11,07 kWh/Nm<sup>3</sup> als „universeller“ Multiplikator eine Basis festlegt, die die Einheitlichkeit der Verrechnung gewährleistet.

Die Ermittlung und Veröffentlichung des gewogenen Mittelwerts des Brennwertes aufgrund der tatsächlich in die Regelzone eingespeisten Gasqualitäten erfolgt durch den Regelzonenführer mittels der ihm zur Verfügung gestellten Daten gemäß Kapitel 6 der Sonstigen Marktregeln. Speicher bleiben hier unberücksichtigt, da die in Speicher eingelagerten Mengen bereits zuvor bei der Einspeisung in die Regelzone berücksichtigt wurden. Solange der vom Regelzonenführer veröffentlichte Wert nicht mehr als 2% von 11,07 kWh/Nm<sup>3</sup> abweicht, gilt 11,07 kWh/Nm<sup>3</sup> als Verrechnungsbrennwert.

### **Zu Z 6-9**

Die ergänzten Begriffsdefinitionen dienen der Erläuterung des Verrechnungsbrennwertes.

### **Zu § 3 Umschreibung der Netzbereiche:**

Gemäß den Vorgaben des GWG wurde die Netzebene 1 für den ostösterreichischen Bereich mit den in der Anlage 2 zum GWG genannten Leitungen definiert. Aufgrund der zeitgleich mit dieser Verordnung erlassenen Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die in den Anlagen 2 und 3 zum Gaswirtschaftsgesetz enthaltenen Aufzählungen der Fernleitungsanlagen und Erdgasunternehmen entsprechend den tatsächlichen Verhältnissen angepasst werden (Fernleitungsanlagenverordnung – FLAVO, Zl. K FLA G 01/03), sind die dort genannten Fernleitungsanlagen ebenfalls in der Netzebene 1 zu berücksichtigen. Für den Bereich Tirol und Vorarlberg umfasst die Ebene 1 die die Bundesgrenzen überschreitenden Leitungsstücke in diesen Bundesländern.

In der Netzebene 2 und 3 existieren weiterhin neun Netzbereiche, die sich aus allen Netzbetreibern eines Bundeslandes zusammensetzen und sich nicht mit den Bundesländergrenzen decken müssen. Auch Namensänderungen und sonstige Änderungen der Netzbetreiber wurden entsprechend der FLAVO angepasst.

#### **Zu Z 2 c)**

Die Korneuburg Gas Vertriebs- und Verteilungs-GmbH wurde mit dem Netzbetreiber EVN AG verschmolzen.

#### **Zu Z 2 c) und i)**

Da die OMV Erdgas GmbH über direkt an ihr Netz angeschlossene Abnehmer in den Netzbereichen Niederösterreich und Wien verfügt, wird in § 3 Z 2 lit. c und i die OMV Erdgas GmbH als Netzbetreiber angeführt.

#### **Zu Z 2 f)**

Die Namen der Energie Graz GmbH & Co KG und der Stadtwerke Kapfenberg GmbH wurden den tatsächlichen Verhältnissen angepasst.

#### **Zu Z 2 g)**

Der Netzbetrieb der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG wird nunmehr von der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH wahrgenommen. Die EVA-Erdgasversorgung Außerfern GmbH & Co KG ist nunmehr konzessionierter Netzbetreiber iS von § 13 GWG.

#### **Zu Z 2 i)**

Der Firmenname Wiengas GmbH wurde in WIEN ENERGIE Gasnetz GmbH geändert.

#### **Zu § 4 Bestimmung des Netzbereitstellungsentgelts:**

Vom Netzbereitstellungsentgelt ist das Netzzutrittsentgelt abzugrenzen, das der Netzbenutzer für Aufwendungen des Netzbetreibers, die mit der Herstellung seines Anschlusses an das Netz verbunden sind, dem Netzbetreiber abgelten muss und welches nicht in der GSNT-VO 2004 festgelegt wird. Das Netzbereitstellungsentgelt umfasst jene Kosten, die im Zusammenhang mit dem bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Netzanschlusses aufgewendet wurden. Das Netzbereitstellungsentgelt ist einmalig als Pauschale bei der erstmaligen Herstellung des Netzanschlusses oder der Änderung des Anschlusses infolge der Änderung der Kapazität dem Netzkunden vom Netzbetreiber zu verrechnen. Aufgrund des Gesamtkostencharakters des Systemnutzungsentgelts ist es zulässig, ein Netzbereitstellungsentgelt für die Netzebenen 2 und 3 in Höhe von 0,-- € zu bestimmen. Aus abrechnungstechnischen Gründen ist diese Vorgangsweise üblicherweise zu bevorzugen.

In den Netzbereichen Steiermark und Salzburg wird das Netzbereitstellungsentgelt gegenüber der Letzttarifierung nunmehr in Höhe von 0,-- € bestimmt. Diese beiden Netzbereiche waren die beiden einzigen, in denen im Rahmen der Letzttarifierung ein Netzbereitstellungsentgelt verordnet worden war. Diese Änderung ist der Einheitlichkeit und Vergleichbarkeit der Tarifierung dienlich. In beiden Netzbereichen wurde zuletzt nur Kunden der Netzebene 3 ein Netzbereitstellungsentgelt verrechnet. Für den Netzbereich Salzburg war in der zuletzt geltenden Fassung der Verordnung das Netzbereitstellungsentgelt nur in der Zone 1-3 auf der Ebene 3 verordnet. Gegenüber der Letzttarifierung nun entfallende Erlöse der betroffenen Unternehmen werden von den sonstigen Tarifierlösen der betroffenen Unternehmen abgedeckt, dies ist insbesondere vor dem Hintergrund des Gesamtkostencharakters des Systemnutzungsentgelts zu berücksichtigen.

#### **Zu § 5 Bestimmung des Netznutzungsentgelts**

##### **Zu § 5 Abs. 1:**

Das Netznutzungsentgelt für Entnehmer und Einspeiser aus inländischer Produktion wird pro Netzbereich einheitlich verordnet, auch wenn in einem Netzbereich mehrere Netzbetreiber existieren, wie dies etwa in Oberösterreich, Kärnten, Steiermark und Vorarlberg der Fall ist. Gemäß § 23c Abs. 1 GWG sind hier erforderlichenfalls Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern durchzuführen. Näheres ist in der Verordnung der Energie-Control GmbH, mit der die Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern in der Gaswirtschaft geregelt werden (Gas-Ausgleichszahlungsverordnung, GAZ-VO), zu bestimmen. Diese Vorgangsweise ist insbesondere aufgrund der gesetzlich geforderten Einheitlichkeit der Tarifstruktur angebracht. Der Verordnungstext hält fest, dass Arbeit und Leistung auf der Faktura (Netzrechnung) in kWh und kWh/h anzugeben sind. Den Erläuterungen wird deshalb eine beispielhafte Musterrechnung als Anlage hinzugefügt.

Zum Zwecke der Transparenz ist es jedenfalls ratsam, auf Kundenwunsch die Parameter zur Bestimmung der Umrechnung von Betriebs- auf Normalkubikmeter nach der ÖVGW Richtlinie G 177 Ausgabe November 2002 bekannt zu geben.

### **Zu § 5 Abs. 2 und 3**

Alle Tarife werden in Cent/kWh bzw. Cent/kWh/h in der Verordnung festgelegt und veröffentlicht. Zu unterscheiden ist die Messung des Normvolumens oder des Volumens im Betriebszustand bei Endkunden und die sich daraus ergebenden Unterschiede in der Berechnung der Energiemenge.

### **Zu § 5 Abs. 4:**

Die Berechnung des Arbeitspreises folgt dem Prinzip des Einkommenssteuertarifes (§ 33 EStG). Damit werden im Gegensatz zu anderen Modellen komplizierte Einschleifregelungen vermieden.

Der Arbeitspreis wird für die Zonen so festgelegt, dass je nach Jahresverbrauch alle darunter liegenden Zonen durchlaufen werden. Für die ersten 8.000 kWh kommt der Tarif in der Zone 1 zur Anwendung, für die folgenden 7.000 kWh der Tarif in der Zone 2 und für die darauf folgenden 25.000 kWh der Tarif in der Zone 3 usw. Ab einem Verbrauch von umgerechnet 1.107.001 kWh muss gemäß § 3 Abs. 3 der Lastprofilverordnung ein Lastprofilzähler eingebaut werden. Ab dieser Menge werden die ersten 7 Zonen nicht durchlaufen. Die Zonung beginnt mit Zone A neu. Die weitere Zonung bis Zone F folgt dem gleichen Prinzip wie in den Zonen 1-7. Ein von 365 (bzw. 366) Tagen abweichender Verrechnungszeitraum wird anteilig berücksichtigt.

Ein allfälliger Versorgerwechsel während einer Abrechnungsperiode des Netzbetreibers hat keine Auswirkungen auf die Berechnung des Netznutzungsentgelts, d.h. dass während der begonnenen einjährigen Abrechnungsperiode bisher verbrauchte Mengen zu berücksichtigen sind und eine Zonung bzw. Staffelung deshalb nicht bei einem Verbrauch von 0 kWh bzw. 0 kWh/h zu laufen beginnt. Gleiches gilt auch für das Inkrafttreten dieser neuen GSNT-VO 2004: Dies bewirkt nicht, dass der bisherige Verbrauch einer laufenden Abrechnungsperiode nicht zu berücksichtigen ist. In der laufenden Abrechnungsperiode verbrauchte Mengen sind grundsätzlich weiter zu berücksichtigen, die Zonung bzw. Staffelung fängt mit Inkrafttreten dieser GSNT-VO nicht automatisch bei einem Verbrauch von 0 kWh bzw. 0 kWh/h zu laufen an. Zulässig ist es allerdings, dass ein Netzbetreiber aus abrechnungstechnischen Gründen ein Rumpfabrechnungsjahr bildet. In diesem Fall ist allerdings eine zeitanteilige Verrechnung durch Transformation der Zonengrenzen geboten, sodass gewährleistet wird, dass ein Kunde nicht schlechter gestellt wird.

Was die nun erfolgte Differenzierung der Zonen betrifft, so wurden im Rahmen der Tarifierungsverfahren Unterlagen von den Netzbetreibern vorgelegt, aus denen die Abnahmestruktur (Arbeits- und Leistungsdaten pro Kunde) hervorgeht. Diese Daten lagen bei der Ersttarifizierung nicht vor. Aufgrund dieser Detailunterlagen war es geboten, eine weitergehende Differenzierung der Tarifierung (Zonen E und F) vorzunehmen. Damit kann erreicht werden, dass dem Grundsatz der Kosten- und Verursachungsgerechtigkeit bestmöglich Rechnung getragen wird. Beispielsweise kann mit der Zonendifferenzierung vermieden werden, dass durch Einsatz- und Standortverlagerungen von im Abnahmeverhalten bedeutenden Kunden (flexibler Gaseinsatz durch verschiedene Fahrweisen von Kraftwerken bzw. Standortverlegung von energieintensiven Industriebetrieben) die bestehenden Netzkosten auf alle anderen Kundengruppen im Netzbereich umgelegt werden.

#### **Zu § 5 Abs. 5:**

Eine Pauschale kommt in den Zonen 1-7 zur Anwendung, um unabhängig vom Verbrauch fixe Kostenbestandteile der Administration, der Verrechnung, des Störungsdienstes sowie der laufenden Wartung des Rohrnetzes abzudecken.

#### **Zu § 5 Abs. 6:**

Bei einem Kunden darf der Leistungsanteil nicht mehr als 80 % des Netznutzungsentgelts betragen. Mit der Ergänzung „pro Netzebene“ wird der § 23a Abs. 3 GWG präzisiert, demzufolge die Tarife so zu gestalten sind, dass der leistungsbezogene Anteil 80 % an den (jeweiligen) Netznutzungspreisen je Netzebene nicht übersteigt.

Zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts ist das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten stündlichen Durchschnittsbelastung heranzuziehen.

Bei Kunden, bei denen bisher keine Leistungsmessung möglich war oder keine Lastprofilzähler gemäß der Lastprofilverordnung eingebaut werden konnten, sind die vertraglich vereinbarten Leistungen als Leistungspreis zu verrechnen. Die Pauschale entfällt bei Verrechnung des Leistungspreises.

#### **Zu § 5 Abs. 6 Z 2 und 4**

Ein Netznutzungsentgelt für Einspeiser aus inländischer Produktion fällt in den Netzebenen im Netzbereich Oberösterreich an. Da gem. § 23a Abs. 6 GWG ein Netznutzungsentgelt für Einspeiser nur für die Ebenen 2 und 3 zu bestimmen ist, kann davon ausgegangen werden, dass sämtliche Kosten der Einspeisung unabhängig von der Netzebene zu berücksichtigen sind. Da das Erdgas ein bundeseigener mineralischer Rohstoff ist, hat die Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) als inländischer Produzent gegenüber dem Eigentümer die Verpflichtung, dieses Erdgas bis an die wirtschaftlichen Grenzen auszufördern. Diese Verpflichtung stößt einerseits auf technische und andererseits auf aus den technischen Restriktionen resultierende ökonomische Grenzen.

Die Umsetzung dieser Verpflichtung seitens des inländischen Produzenten kann dazu führen, dass der Netzbetreiber des Netzes, in welches der inländische Produzent einspeist, das Netz auf einem Betriebsdruck betreibt, der für den Netzbetreiber nicht das wirtschaftliche Optimum darstellt. Dies bedeutet, dass aufgrund des niedrigeren als dem wirtschaftlich optimalen Betriebsdruckniveaus die Rohrleitungsnennweiten größer ausgeführt werden müssen, um dieselbe Erdgasmenge durchzuleiten. Unter diesem Aspekt wurden seitens der Oberösterreichische Ferngas AG entsprechende Investitions- und Betriebskosten getätigt. Die für die aufwendigere Drucksteuerung des Netzes erforderlichen höheren Personal- und Investitionskosten sind gleichfalls zu berücksichtigen. Diese höheren Kosten werden dem Netzbetreiber Oberösterreichische Ferngas AG durch den Verursacher RAG als inländischer Produzent mit Leistung des Entgelts für Einspeiser aus inländischer Produktion ersetzt.

Um aber den Gesamtkomplex zu erfassen, sind hier auch durch ein höheres Betriebsdruckniveau hervorgerufene Opportunitätskosten zu berücksichtigen. Unter die Opportunitätskosten fallen speziell die erforderliche größere Erdgasvorwärmleistung und die daraus hervorgehenden höheren Investitionskosten für diese technischen Ausrüstungen.

Weiters sind auch die höheren Betriebskosten zu berücksichtigen, welche durch die größere Erdgasmenge, die als Brenngas für die Vorwärmung erforderlich wäre, entstehen.

#### **Zu § 5 Abs. 7:**

Um die Zonen auf die verschiedenen Kundenstrukturen in den Netzbereichen anzupassen, ist es möglich, mehrere Zonen gleich zu tarifieren. Die gleiche Vorgangsweise ist auch bei den Staffeln zulässig, unabhängig von der Tarifierung der Zonen.

Ab einem Verbrauch von umgerechnet 1.107.001 kWh muss gemäß § 3 Abs. 3 der Lastprofilverordnung ein Lastprofilzähler eingebaut werden. Ab dieser Menge werden nicht die ersten 7 Zonen durchlaufen, sondern die Zonung wird mit Zone A neu begonnen.

#### **Zu § 5 Abs. 8:**

Bei Verrechnung des Leistungspreises (Staffel 1-7 bzw. A-F) ist die gesamte der Verrechnung zugrunde gelegte Leistung mit dem entsprechenden Staffeltarif zu verrechnen.

### **Zu § 6 Entgelt für Messleistungen**

#### **Zu § 6 Abs. 1:**

Stellt ein Kunde alle Messgeräte bei, ist nur das unter § 6 Abs. 4 genannte Entgelt zu verrechnen. Die Beistellung von Messgeräten durch den Kunden ist nur für Kunden mit Lastprofilzählern (ab 1.107.000 kWh/a) möglich.

#### **Zu § 6 Abs. 2:**

Da Zählermontagen nicht ausschließlich durch Netzbetreiber erfolgen, ist eine Festlegung von Preisen für die Errichtung und Demontage nicht möglich. Erfolgt die Errichtung und Demontage durch den Netzbetreiber, so ist dem Kunden ein Kostenvoranschlag zu übermitteln. Dadurch hat der Kunde die Möglichkeit, zu überprüfen, ob die Kosten aufwandsorientiert und marktüblich sind, bzw. ob durch Eigenleistungen Einsparungen möglich sind.

#### **Zu § 6 Abs. 3:**

Aufgrund verschiedener Druckstufen und Nennweiten gibt es eine sehr große Anzahl an Kombinations- und Auswahlmöglichkeiten. Daher ist eine Höchstpreisfestlegung mittels einer erschöpfenden Aufzählung aller Messgeräte nicht möglich. § 6 Abs. 7 enthält eine Tabelle mit Wiederbeschaffungswerten für vielfach eingesetzte Messgeräte. Wie mit der GSNT-VO idF vom 12.5.2003 bereits klargestellt wurde, ist hier gemeint, dass für jene Messgeräte, für die keine Wiederbeschaffungswerte in der Verordnung angeführt werden können, höchstens 1,5% vom Wiederbeschaffungswert pro Monat verrechnet werden dürfen.

#### **Zu § 6 Abs. 4:**

Zu den pro Monat festgelegten 1,5% des Wiederbeschaffungswertes kann zusätzlich ein Entgelt für die Ablesung verrechnet werden. Bei jährlicher Ablesung beträgt das Entgelt € 4,--

Es ist somit zulässig, € 0,3340 zu den 1,5% des Wiederbeschaffungswertes monatlich hinzuzurechnen.

#### **Zu § 6 Abs. 5:**

Die Typen Drehkolbengaszähler und Turbinenradzähler sind Zähler, welche von der Nacheichung befreit wurden.

#### **Zu § 6 Abs. 6:**

Hersteller von Mengenumwertern und Lastprofilzählern gehen üblicherweise bei elektronischen Gasmessgeräten von einer Lebensdauer von 15 Jahren aus. Das entspricht bei Mengenumwertern einer zweimaligen Nacheichung.

#### **Zu § 6 Abs. 7:**

Die Wiederbeschaffungswerte wurden auf Basis aktueller Preislisten erstellt, d.h. der Preis gilt ab dem ersten Gerät. Balgengaszähler können nach Herstellerangaben zumindest einmal nachgeeicht werden. Die Anschlussplatte und der Kugeleckhahn können ebenso lange verwendet werden und müssen bei der Nacheichung nicht ausgewechselt werden.

#### **Zu § 7 Allgemeine Grundsätze der Kostenermittlung**

Die Vorgaben für die Ermittlung der dem Grundsatz der Kostenverursachung entsprechenden Kosten, welche dem kostenorientierten Netznutzungstarif zugrunde liegen, finden sich im § 23a Abs. 2 GWG, der Gesetzestext ist ausreichend bestimmt. Gemäß § 3 Abs. 3 lit c) E-RBG ist der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit ermächtigt, eine Verordnung über die Grundsätze, die bei der Bestimmung der Systemnutzungstarife gemäß §§ 23 bis 23e GWG anzuwenden sind, zu erlassen. Der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit hat von dieser Ermächtigung zulässigerweise keinen Gebrauch gemacht. Im Rahmen der vorliegenden GSNT-VO 2004 werden allgemeine Grundsätze der Kostenermittlung verordnet, dies ist aufgrund der gesetzlichen Verpflichtung zur Preisbestimmung zulässig. Diese Grundsätze sollen insbesondere helfen ein gewisses Maß an Rechtssicherheit und Transparenz zu gewährleisten. Bei der Ermittlung der Kostenbasis für das Systemnutzungsentgelt ist von den ursprünglichen Anschaffungskosten auszugehen, weshalb höhere Wertansätze aufgrund Veräußerungen und Umgründungen (zB Firmenwerte) zu eliminieren sind. Damit wird erreicht, dass Kosten nur einmal geltend gemacht werden können.

Ein wesentliches Kriterium für Kostenermittlung stellt die Tatsache dar, dass nur die für den Betrieb von Erdgasfern- und -verteilerleitungen notwendigen Kosten zu berücksichtigen sind.

Einige Unternehmen sind zur Zahlung einer Gebrauchsabgabe verpflichtet, der überwiegende Teil jedoch nicht. Es erscheint somit nicht sachgerecht, die Abgabe als Kostenbestandteil anzuerkennen. Die Beschränkung der Verpflichtung zur Leistung der Gebrauchsabgabe auf einen bestimmten Kreis von Unternehmen (in der Regel „gemeindeeigene Unternehmen“) zeigt deutlich, dass die Gebrauchsabgabe für den Betrieb eines Gasnetzes keinen allgemeinüblichen und notwendigen Aufwandsposten darstellt. Sie wird daher auch nicht als Kostenbestandteil der Systemnutzungstarife anerkannt.

Die Ergebnisrechnung gemäß § 7 Abs. 4 GWG, die auf die Gewinn- und Verlustrechnung des Gesamtunternehmens überzuleiten ist, beinhaltet definitionsgemäß Werte der handelsrechtlichen Rechnungslegungsvorschriften. Wiewohl „Aufwand“ und „Kosten“ als zentrale betriebswirtschaftliche Begriffe unterschiedlich definiert sind und unterschiedliche Begriffsinhalte haben, hat sich in der betrieblichen Kalkulation eine weitgehende Annäherung dieser Begriffe entwickelt. Gemäß bereits geübter Behördenpraxis (auch im Elektrizitätsbereich) wurden durch das Abstellen auf Anschaffungskosten pagatorische Werte und durch das Abstellen auf die Ist-Verhältnisse eines bestimmten Tarifierungsjahres wesentliche Elemente der Aufwandsgleichheit angenommen.

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. Dies kann insbesondere dann eintreffen, wenn ein Tarifierungsjahr als Beginn einer Regulierungsperiode für einen längeren Zeitraum wirkt. 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 (zB im Bereich des Sozialkapitales oder aber bei wesentlichen Dotierungen von Vorruhestandsrückstellungen) zur Anwendung zu bringen. In diesen Fällen sind die identifizierten besonderen Aufwendungen und Erträge durch repräsentative Werte zu ersetzen.

Zusatzkosten sind definitionsgemäß nur dann Zusatzkosten, wenn sie die im Tarifierungszeitraum festgestellte Summe der Kosten übersteigen. Dabei ist es wesentlich festzustellen, ob nicht durch die Veränderung aller anderen Kostenpositionen eine Kompensation dieser Zusatzkosten möglich ist. Eine gesicherte Beurteilung, inwieweit „Zusatzkosten“ zusätzlich zu genehmigen sind, kann letztlich erst nach jenem Tarifierungszeitraum beurteilt werden, in welchem diese Kosten anfallen. Bei wesentlichen Kostenänderungen oder Kostenminderungen steht betroffenen Unternehmen das im § 23d GWG vorgesehene Anrechnungsrecht auf Neufestsetzung des Systemnutzungsentgelts zur Verfügung.

## **Zu § 8 Finanzierungskosten**

Die Bestimmung angemessener Finanzierungskosten ist eine wesentliche Grundlage für die Investitionsbereitschaft und damit für die Versorgungssicherheit betreffend Erdgasfern- und –verteilerleitungen. Stellen Investoren Netzbetreibern Kapital zur Verfügung, so verlangen sie dafür üblicherweise aufgrund des Opportunitätskostenprinzips eine entsprechende Vergütung. Regulierte Unternehmen müssen zur Sicherstellung der zukünftigen Kapitalbereitstellung durch den Kapitalmarkt den Kapitalgebern im Rahmen der Regulierung jene Rendite gewähren, die diese für eine Investition ihrer Mittel in einer Anlage mit vergleichbarer Risikostruktur erhalten.

Die im Zuge der Bestimmung des Systemnutzungsentgelts gewonnenen Erfahrungen sowie die steigende Komplexität der betrieblichen Finanzierung und die Erkenntnisse anderer regulierter Bereiche im In- und Ausland führten zu Untersuchungen, inwieweit die Ermittlung der Finanzierungskosten bestmöglich modernisiert und weiterentwickelt werden kann.



Eine neue Systematik sollte folgenden Anforderungen Rechnung tragen:

- Marktgerechte Abgeltung des entstehenden Risikos
- Anreizwirkung zur Optimierung der Finanzierungsstruktur
- Konsistente Anwendung bei allen Unternehmensgrößen und -strukturen
- Transparente und überprüfbare Ermittlungsvorschriften
- Kein Eingriff in unternehmensspezifische Finanzierungsentscheidungen

Hierbei wurde die Ermittlung der Finanzierungskosten gem. eines WACC-Ansatzes (weighted average cost of capital), also die Ermittlung eines gewichteten Eigen- und Fremdkapitalzinssatzes, der auf das eingesetzte Kapital Anwendung findet, durchgeführt. Dieses Verfahren wird von den europäischen Regulierungsbehörden in verschiedenen Formen angewendet.

Zur Ermittlung angemessener Finanzierungskosten sind dies:

- Risikoloser Zinssatz
- Marktrisikoprämie
- Beta-Faktor (Maß für nicht diversifizierbares Risiko)
- Kapitalstruktur
- Fremdkapitalzinsen

Zu diesem Problemkreis liegen folgende Gutachten vor:

- Bernhard Haider: „Gutachten zur Bestimmung eines angemessenen Kapitalkostensatzes für Gasnetzbetreiber in Österreich“, November 2003
- London Economics (im Auftrag des Fachverbandes Gas / Wärme): „Die Ermittlung des gewogenen durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (WACC) für Gasnetzbetreiber in Österreich“, Juli 2003
- Dockner / Zechner (im Auftrag der EVN AG): „Gutachten zur Ermittlung eines angemessenen Kapitalkostensatzes für Gasnetzbetreiber in Österreich“, August 2003

Das Gutachten von Unternehmensberater Bernhard Haider wurde aufgrund der detaillierten und sachgerechten Auseinandersetzung und den schlüssigen und widerspruchsfreien Folgerungen als Grundlage für die Feststellungen der verordnungserlassenden Behörde zu den Finanzierungskosten herangezogen.

Die verordnungserlassende Behörde setzte sich eingehend mit den in den drei vorliegenden Gutachten vorgebrachten Argumenten und empfohlenen Vorgehensweisen auseinander und erachtete folgende Parameter für die Bestimmung angemessener Finanzierungskosten als sachgerecht:

Der risikolose Zinssatz entspricht dem Zinssatz für Staatsanleihen. Für die Bestimmung des risikolosen Zinssatzes stehen einerseits historische Daten (Durchschnittswerte österreichischer Staatsanleihen) aber auch stichtagsbezogene Werte zur Verfügung. Im Gutachten London Economics wird die durchschnittliche Rendite von 10-jährigen österreichischen Staatsanleihen unter einem zukunftsorientierten risikolosen Zinssatz basierend auf dem Durchschnitt der letzten Jahre von Jänner 1999 iHv 5,0% ermittelt. Da es sich bei der Bestimmung von Systemnutzungstarifen um eine zukunftsorientierte Entscheidung handelt, sind möglichst aktuelle, für die Zukunft relevante Parameter zu berücksichtigen. Diese Vorgehensweise wird im Gutachten Haider gewählt. Als Grundlage für aktuelle Markterwartungen über zukünftige Zinssätze bzw Inflationserwartungen wird der aktuelle

Zinssatz österreichischer Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren herangezogen, der mit Stichtag 30. Juni 2003 3,94 % beträgt. Der risikolose Zinssatz ist Ausgangsbasis für die Berechnung der Fremdkapitalzinsen und der Eigenkapitalzinsen. Die verordnungserlassende Behörde erachtet daher einen risikolosen Zinssatz von 3,94 % als sachgerecht.

Die Marktrisikoprämie wird aus dem Vergleich der Renditen im Aktienmarkt und Renditen längerfristiger staatlicher Anleihen gewonnen. Abhängig vom Betrachtungszeitraum sowie dem relevanten Kapitalmarkt weichen die Marktrisikoprämien zum Teil stark voneinander ab. Von London Economics wird die Marktrisikoprämie mit 6,13 % ermittelt. Auf Basis empirischer Untersuchungsergebnisse (Bandbreite von 4,5 % bis 5,5 %), wird von Haider die Marktrisikoprämie mit 5 % angesetzt, dies wird auch im Gutachten Dockner / Zechner in der selben Höhe angesetzt. Aus Sicht der verordnungserlassenden Behörde liegt die relevante Marktrisikoprämie daher bei 5 % .

Das unverschuldete Beta, das heißt die Risikoeinschätzung des nicht diversifizierbaren Risikos, ist für Netzbetreiber einzuschätzen. Ein Betawert von 1 entspricht definitionsgemäß der Markterwartung des Gesamtmarktes. London Economics führt ein Beta von 0,40 an. Von Haider wird die Bandbreite des unverschuldeten Beta von 0,28 bis 0,33 ermittelt. Diese Einschätzungen werden von der verordnungserlassenden Behörde auch unter Berücksichtigung der von den Gutachtern Dockner / Zechner und London Economics vorgegebenen Bandbreite (0,30 bis 0,37 bzw. bis 0,40) als angemessen betrachtet.

Die zugrunde liegende Kapitalstruktur, also die Aufteilung zwischen Eigen- und Fremdkapital, hat maßgeblichen Einfluss auf die gewichteten Finanzierungskosten. Im Gutachten Haider wird von einem Anteil des Eigenkapitals von 40% bis 50% ausgegangen. Im Vergleich dazu führt London Economics einen Anteil des Eigenkapitals von 40% bis 45% aus – die Gutachter Dockner / Zechner führen einen Anteil von 58% Eigenkapital an.

Das Gutachten von London Economics geht davon aus, dass ein Risikozuschlag auf den risikolosen Zinssatz für Fremdkapital in der Bandbreite von 221 Basispunkten angemessen ist, um die Fremdkapitalkosten zu bestimmen. Von Haider wird ebenfalls ein Zuschlag zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten angesetzt, dieser allerdings mit 60 Basispunkten fixiert. Dieser Wert ist nach den Erwägungen der verordnungserlassenden Behörde auch bei der Ermittlung der Fremdkapitalzinsen heranzuziehen.

Unter Berücksichtigung eines risikolosen Zinssatzes von 3,94 %, einer Marktrisikoprämie von 5 %, einem unverschuldeten Beta von 0,28 bis 0,33, ergibt sich ein Eigenkapitalkostensatz von rund 10,1 % vor Steuern. Der Fremdkapitalkostensatz beträgt rund 4,54 % vor Steuern.

Es ist zu beachten, dass dieser Finanzierungssatz lediglich auf das verzinsliche Kapital angewendet wird. Auf Basis der Kapitalstrukturen wurde ein repräsentativer Branchendurchschnitt untersucht, anhand dessen ein repräsentativer Schnitt unverzinslich zur Verfügung stehender Kapitalteile ermittelt wurde. Hierbei wurde ausgehend von der Aktiv-Seite der entsprechenden entflochtenen Bilanz zum Ende des Geschäftsjahres 2001 Finanzanlagen, Wertpapiere und Anteile, Kassenbestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten sowie Baukostenzuschüsse und etwaig festgestellte Korrekturen in Abzug gebracht.

Auf Basis der ermittelten Parameter sowie der entsprechenden Verteilung von Eigen- und Fremdkapital ermittelt der Gutachter Haider einen durchschnittlichen Finanzierungszinssatz (WACC) iHv 6,78 % bis 7,31 % vor Steuern. Dem gegenüber führt London Economics eine

Bandbreite von 10,31 % bis 10,39 % vor Steuern, sowie die Gutachter Dockner / Zechner eine Bandbreite von 8,40 % bis 8,86 % vor Steuern.

Da die Kapitalstruktur der einzelnen Netzbetreiber sehr deutlich divergiert, wurde eine unternehmensspezifische verzinsliche Kapitalbasis ermittelt, welche bei der Kalkulation angemessener Finanzierungskosten als Grundlage dient und in der Kalkulation der Kosten Berücksichtigung fand.

Zur Ermittlung der angemessenen Finanzierungskosten ist daher die unternehmensspezifische verzinsliche Kapitalbasis mit dem Zinssatz von 6,5 % vor Steuern zu berechnen. Dies wird seitens der verordnungserlassenden Behörde als angemessen beurteilt.

### **Zu § 9 Grundsätze der Kostenzuordnung für integrierte Unternehmen**

Integrierte Erdgasunternehmen müssen gemäß § 7 Abs. 4 GWG eine nachvollziehbare und transparente sowie verursachungsgerechte Abgrenzung der Kosten für Erdgasfernleitungen, -verteilerleitungen und –speichertätigkeiten sowie für sämtliche Tätigkeiten außerhalb des Erdgasbereiches vornehmen.

Dies erfolgt durch ein Szenario vollständig entflochtener Unternehmen, die ihre Aktivitäten gleichwertig gegenüberstellen und Synergievorteile fair und symmetrisch aufteilen.

Die im Auftrag der verordnungserlassenden Behörde durchgeführten Prüfungen der Kostenbasis betroffener Unternehmen für die Bestimmung des Systemnutzungsentgelts haben gezeigt, dass die Zuordnung der Kosten der einzelnen Unternehmen zu den jeweiligen Tätigkeitsbereichen nicht durchgängig auf transparente und nachvollziehbare Weise geschieht. So wird beispielsweise bei der Aufteilung der Kosten für Kundenberatung von einem Konzept ausgegangen, das noch aus einer Zeit stammt, in welcher der Markt erst für einen Teil der Kunden geöffnet war. Seit der Liberalisierung des Erdgasmarktes für alle Kunden ist jedoch in dieser Hinsicht von anderen Voraussetzungen und einer geänderten adäquaten Aufteilung dieser Kosten auszugehen.

Grundsätzlich wurde bei der Aufschlüsselung der Kosten nicht von allen Unternehmen eine sachlich gerechtfertigte Belastung der Netzkosten im Vergleich zu den Belastungen des Wettbewerbsbereichs und der sonstigen Bereiche durchgeführt. Zur Vermeidung von Diskriminierungen wurden diese übergreifenden Bereiche einer besonders sorgfältigen Prüfung unterzogen.

Die Zuordnung der Kosten hat prinzipiell direkt, auf Ebene des Einzelkontos bzw des Einzelbelegs, zu erfolgen. Sofern eine direkte Zuordnung nicht möglich ist oder mit unverhältnismäßig hohem Aufwand verbunden ist, kann eine Schlüsselung, die den Grundsätzen der Nachvollziehbarkeit und Sachlichkeit entspricht, vorgenommen werden. Eine materielle Sachgerechtigkeit der Aufteilung ist dann gegeben, wenn sie entsprechend den wahren wirtschaftlichen Verhältnissen erfolgt. Von einer Nachvollziehbarkeit für Dritte kann gesprochen werden, wenn eine ausreichende Dokumentation, etwa in Form von Stundenaufzeichnungen jener Mitarbeiter, die bereichsübergreifend tätig sind, vorgelegt werden kann. Weiters können beispielsweise Organigramme und Funktionsbeschreibungen zur Plausibilisierung herangezogen werden.

Sofern die Vorgehensweise der jeweiligen Unternehmen nicht nachvollziehbar und transparent dokumentiert wurde und/oder keiner Plausibilitätsprüfung standhielt, wurden von der verordnungserlassenden Behörde insbesondere die Personal- und Verwaltungskosten nach einer sachgerechten Schlüsselung auf die einzelnen damit belasteten Unternehmensbereiche aufgeteilt.

### **Zu § 10 Abs. 1 Kostenwälzung**

In der Regelzone Ost setzt sich die Netzebene 1 aus den in der Anlage 2 zum Gaswirtschaftsgesetz sowie den in der Fernleitungsanlagenverordnung genannten Fernleitungen zusammen. Da die Fernleitungsnetzbetreiber OMV Erdgas GmbH, Steirische Gas-Wärme GmbH, EVN AG, BEGAS Burgenländische Erdgasversorgungs AG, Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation und Oberösterreichische Ferngas AG unterschiedliche Kosten aufweisen, sind Zahlungen zwischen den Netzbetreibern durchzuführen. Für die Verrechnung dieser Kosten sieht das Gaswirtschaftsgesetz keine spezifischen Regelungen vor. Die Summe der Netzkosten des Inlandsteiles der Fernleitungen werden als ein Kostenblock im Verhältnis 70% nach transportierter Leistung (Netto-Leistung, kWh/h) und 30% nach verbrauchter (Gas-)Arbeit (Brutto-Arbeit, kWh) auf die jeweiligen Netzbereiche der Netzebene 2 verteilt.

Unter verbrauchter Arbeit (Brutto-Arbeit) sind jene Mengen an Erdgas zu verstehen, die das gesamte Verbraucherkollektiv eines Netzbereiches während eines Abrechnungszeitraumes verbraucht. Die in Anspruch genommene Leistung (Netto-Leistung) stellt jene Leistung (kWh/h) dar, die zur Versorgung des gesamten Verbraucherkollektivs eines Netzbereiches in der nachgelagerten Netzebene für den jeweiligen Abrechnungszeitraum benötigt wird.

Gemäß § 23 b Abs. 2 Z 1 Gaswirtschaftsgesetz BGBl. I Nr. 121/2000 idF BGBl. I Nr. 148/2002 sind als Netzbereiche für die Netzebene 1 die in Anlage 2 angeführten Fernleitungsanlagen vorzusehen. Darüber hinaus sind jene Leitungen in die Ebene 1 einzubeziehen, die Eintritt und Austritt eines Netzbereiches oder der Regelzone miteinander verbinden. Eine Fortsetzung einer Verteilleitung wird dann in die Ebene 1 miteinbezogen, wenn dadurch eine neue Verbindung in ein anderes Verteil- oder Fernleitungsnetz oder in eine andere Regelzone begründet wird.

Gemäß Abs. 3 *leg cit* sind die in den Anlagen 2 und 3 enthaltenen Aufzählungen der Fernleitungsanlagen und Erdgasunternehmen durch Verordnung der Energie-Control Kommission entsprechend den tatsächlichen Verhältnissen abzuändern.

Zugleich mit Inkrafttreten der GSNT-VO 2004 tritt die Fernleitungsanlagenverordnung (FLAVO) K FLA G 01/03 in Kraft. Zu den mit dieser Verordnung vorgenommenen Änderungen der Anlagen 2 und 3 zum Gaswirtschaftsgesetz finden sich nähere Informationen in den Erläuterungen der FLAVO ([www.e-control.at](http://www.e-control.at)).

Da in den Regelzonen Tirol und Vorarlberg für die grenzüberschreitenden Leitungsstücke keine Kosten angesetzt werden, ist keine Wälzung dieser Fernleitungskosten notwendig.

Wie in den Erläuterungen zur RZF-VO Novelle 2004 dargelegt wird, gibt es in den Netzbereichen Wien und Kärnten keine Fernleitungsunternehmen und das diese Netzbereiche

betreffende Entgelt wird nun von der OMV Erdgas GmbH als größtem und überregionalem Fernleitungsnetzbetreiber entrichtet. Wirtschaftlich wird diese Änderung dadurch kompensiert, dass in § 10 der GSNT-VO 2004 nun zusätzliche Ausgleichszahlungen der Netzbetreiber KELAG-Kärntner Elektrizitäts AG, WIEN ENERGIE Gasnetz GmbH und Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation an die OMV Erdgas GmbH in einer Höhe vorgesehen werden, dass das von der OMV Erdgas GmbH aufgrund dieser Verordnung zu entrichtende Regelzonenführerentgelt zur Gänze abgedeckt wird.

### **Zu § 10 Abs. 2:**

In der Netzebene 2 und 3 wird in Verteilerleitungen > 6 bar und < 6 bar unterschieden. Diese Unterteilung geht auf die Abbildung der Netzstruktur im österreichischen Gasnetz zurück, das die Gaswirtschaft im Rahmen der „Allgemeinen Netzbedingungen“ gemäß § 19 GWG, BGBl. I Nr. 121/2000, erstellt hat.

### **Zu § 10 Abs. 3 bis Abs.5:**

Mit dem Bilanzgruppenmodell ist im Hinblick auf die Tarifierung das sogenannte Briefmarkenmodell eng verbunden. Diesem System folgend, werden die Kosten der Rohrleitungen (Investition und Betrieb) auf der Ebene 1 ermittelt und als Kostenblock, welcher aus der notwendigen Bruttoarbeit und Nettoleistung, die auf der Ebene 1 für die Ebenen 2 und 3 bereitgestellt wird, resultiert, auf die Verteilerleitungen der jeweiligen Netzbetreiber gewälzt.

Die Anwendung des Briefmarkensystems in Österreich lässt Faktoren wie z.B. die mehr oder minder vorgegebene Erdgasflussrichtung (auf der WAG und EVN West größtenteils von Osten nach Westen bzw. auf TAG und EVN Süd fast nur von Osten nach Südwesten) als auch die geographischen Gegebenheiten (Verlauf der Alpen) unberücksichtigt

Die reine Anwendung des Briefmarkensystems würde dazu führen, dass Verteilnetzbetreiber mit hoher Nettoleistung, nahe des Entry-points in Baumgarten, bedingt durch die erforderlichen Nennweiten der Erdgasrohrleitungen, erheblich benachteiligt würden. Ebenso würden Verteilnetzbetreiber, die zwar an die Ebene 1 angeschlossen sind, die aber keine eigenen Rohrleitungen auf der Ebene 1 betreiben, aber trotzdem zur Betriebsgrößendegression als auch zur Aggregatgrößendegression der Kosten beitragen, benachteiligt werden. Die Einbringung der in der Anlage 2 zum Gaswirtschaftsgesetz genannten Fernleitungen in den Kostenblock der Ebene 1 führt zu dem Effekt, dass einerseits das Netzzugangsmodell „Gasee in der Ebene 1“ durch die Zusammenfassung der Fernleitungsnetzkosten bestmöglich abgebildet wird und andererseits die Netzkosten der 7 Netzbereiche der Regelzone Ost aufgrund des unterschiedlichen Ausmaßes der Einbringung von Fernleitungen in die Ebene 1 in hohem Ausmaß abweichend von der bisherigen Zuordnung der vorgelagerten Fernleitungskosten auf die Netzbereiche unter Berücksichtigung der gesetzlichen Wälzungsvorgaben auf die Netzbereiche aufgeteilt werden. Um eine kostenverursachungsgerechte Zuordnung der Kosten der Netzebene 1 in der Regelzone Ost zu gewährleisten, sind die tatsächlichen Gegebenheiten und die daraus resultierenden Konsequenzen so zu berücksichtigen, dass systemerforderliche Ausgleichsfaktoren Vorteile und Nachteile nach dem Prinzip der Kostenverursachungsgerechtigkeit ausgleichen. Die nachfolgende Tabelle, die bereits berücksichtigt, dass erstmalig im Netzbereich Burgenland Fernleitungen der Ebene 1 gemäß der Fernleitungsanlagenverordnung zugeordnet wurden, zeigt den Anteil eigener Fernleitungen an den gesamten Fernleitungen sowie die sich daraus

ergebende Ableitung des Ausgleichsfaktors, der nach der Wälzung gem § 10 Abs. 1 zur kostenverursachungsgerechten Verteilung der Kosten der Ebene 1 zur Anwendung kommt:

Netzbereiche in der Regelzone Ost	Anteil in %	Ausgleichsfaktor
Niederösterreich	20	1,3
Oberösterreich	18	1,1
Steiermark	14	1,1
Burgenland	1	1,1
Wien	0	0,7
Kärnten	0	0,7
Salzburg	0	0,7

Auf Basis der in der GSNT-VO vom 25.9.2002, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 188 vom 30. September 2002, festgelegten Tarifansätze wurde den Tarifansätzen eine neu festgelegte Kostenbasis eines Geschäftsjahres unter Berücksichtigung einer definierten Mengenbasis zugrundegelegt. Aufgrund der hohen Mengenänderungen, die vor allem witterungsbedingt im Gasabsatz auftreten können (zB. Verbrauchssteigerung im Jahr 2003 über 10%) wird hier eine Glättung der der Tarifierung zugrundeliegenden Mengenbasis vorgenommen. Aufgrund dieser Systematik wird somit die Kontinuität und Planungssicherheit der Tarifgestaltung ermöglicht. Diese Mengenbasis beruht auf dem Durchschnitt der im Netzbereich geleisteten Arbeit für 3 Jahre unter Berücksichtigung einer durchschnittlichen Steigerungsrate von 1,9%. Die Höhe dieser Steigerungsrate wurde von der verordnungserlassenden Behörde im Verfahren GZ K RZF G 01/02, in welcher die Langfristplanung der AGGM AG gemäß § 12e GWG bescheidmäßig genehmigt wurde, bereits akzeptiert. Bei den meisten Netzbetreibern wurden die Jahre 1999, 2000 und 2001 herangezogen, im Netzbereich Niederösterreich wurden als Grundlage für die Mengenbasis die Jahre 2000, 2001 und 2002 herangezogen. Damit wird eine über insgesamt drei Jahre und um die durchschnittlichen Steigerungen von 1,9% geglättete Mengenbasis ermittelt. Diese wird den Kosten des Jahres 2001 (für EVN AG: 2002) gegenübergestellt.

### **Zu § 12:**

Mit der Neuerlassung der GSNT-VO wird die bislang geltende Verordnung außer Kraft gesetzt. Die GSNT-VO 2004 tritt zeitgleich mit der Novelle zur RZF-VO und der FLAVO in Kraft.

Herr  
 Max Mustermann  
 Musterkundengasse 4  
 A-1010 Musterkundenstadt

Kundennummer: [0123456789]  
 Rechnungsnummer: [987654]  
 Bilanzgruppe: [Musterbilanzgruppe]  
 Tarifmodell: [Mustertarif]  
 Rechnungsauskunft: ☎ 0800 000 000  
 email: [rechnung@gasmuster.at](mailto:rechnung@gasmuster.at)  
 Bank Konto: 000 00 000, BLZ 10000

Gasmusterstadt, am [01.07.2004]

## Jahresabrechnung für den Gasverbrauch und die Netzdienstleistung

Abrechnungszeitraum: [01.01.2003] bis [31.12.2003]  
 Gesamtverbrauch: [15000 kWh]  
 Zählpunkt(e): [AT000000000000000000001000098765432]

<b>Übersicht</b>	<u>Netto</u>	<u>USt</u>	<u>Brutto</u>
Energiepreis Versorger: [Gas Muster]	233,23	46,65	279,88
Systemnutzungsentgelt für die Netzdienstleistung Netzbetreiber: [Gas Muster]	250,39	50,08	300,47
gesetzliche Abgabe, Zuschläge, Beiträge	78,82	15,76	94,58
<b>Gesamtpreis</b>	562,44	112,49	674,93
verrechnete Teilbeträge (6 x 90 €)	-450,00	-90,00	-540,00
<b>Abrechnungsdifferenz</b>	112,44	22,49	134,93
zuzüglich 1. Teilbetrag neu	93,74	18,75	112,49
<b>Rechnungsendbetrag</b>	206,18	41,24	<b>247,42</b>
<b>Fälligkeit</b>			<b>[Datum]</b>

Der neue Teilbetrag wird bis zur nächsten Jahresabrechnung noch [5] mal eingehoben. Bitte überweisen Sie diesen Betrag bis spätestens [Fälligkeitsdatum] mit dem beigefügten Zahlschein / Dieser Betrag wird in den nächsten Tagen von Ihrem Konto [Knt.nr.] bei der [Bank, Blz.] abgebucht.

Die nächste Zählerablesung erfolgt im [Monat]. Der genaue Ablesestermin wird von Ihrem Netzbetreiber rechtzeitig vorangekündigt. Sie werden ersucht, zum angekündigten Ablesestermin den Zutritt zu den Messgeräten zu ermöglichen. Nach zweimaliger Nichtdurchführbarkeit der Ablesung kann eine Schätzung aufgrund [der Verbrauchswerte Ihrer Letztjahresabrechnung bzw. der durchschnittlichen Werte Ihrer Verbrauchskategorie] erfolgen.

Netznutzung (der Energiepreis) sowie Messpreis sind nach dem [Wiener] Gebrauchsabgabengesetz mit einer [6] %igen Abgabe belastet („Gebrauchsabgabe“).

### Zusatzinformationen zur Netznutzung:

Die Verrechnung der Netznutzung erfolgt im Namen und auf Rechnung Ihres Netzbetreibers [Gas Muster Netz] aufgrund des behördlich verordneten Systemnutzungsentgeltes gemäß Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung.

Der Faktor für die Umrechnung von einem Kubikmeter Gas in kWh an Ihrem Standort beträgt [10,7] .

### Zusatzinformationen zu Ihrem Gasliefervertrag:

Zahlungsart: [Abbuchungsauftrag]

Bindefrist: [keine]

Zahlungsintervall: [zweimonatlich]

Kündigungsfrist: [1 Monat, Monatsende]

Firma Gas Muster  
 Gasmusterplatz Gerichtsstand:  
 A-1020 Gasmusterstadt  
 Tel.: +43 1 0000-0UID.  
 Fax.: +43 1 0000-10  
 Mail: [office@gasmuster.at](mailto:office@gasmuster.at)  
<http://www.gasmuster.at>

FN 000000  
 Musterstadt  
 DVR 000  
 ATU 0000000





**GAS MUSTER**

**Jahresabrechnung für den Gasverbrauch und die Netzdienstleistung im Detail**

Verbrauchsmessung	Gesamtverbrauch in m <sup>3</sup>	Gesamtverbrauch Vorperiode in m <sup>3</sup>	Gesamtverbrauch in kWh	Abrechnungszeitraum	Zählerstand in m <sup>3</sup>			
Lastprofiltyp / gemessene Leistung	1.402	1.600	15.000 <sup>(2)</sup>	01.01.03 31.12.03	5.500 6.902	K/N/J/G <sup>(1)</sup> K/N/J/G <sup>(1)</sup>		
Bezeichnung	Zusammensetzung	Datum		Grundpreis		Arbeitspreis		Gesamtpreis €
		von	bis	Monate	Cent/Monat	kWh Cent/kWh		
<b>Gaspreis</b>								
[Versorger Gas Muster Vertrieb]	Grundpreis <sup>(3)</sup>	01.01.03	31.12.03	12,00	234			28,08
[Tarifmodell bzw. -name]	Arbeitspreis <sup>(4)</sup>					15.000		206,07
[Vertragsnummer]	0-8.000 kWh (Zone 1)	01.01.03	31.12.03			8.000	1,4928	119,42
Bonus für Bankeinzug	8.001-15.000 kWh (Zone 2)	01.01.03	31.12.03			7.000	1,2378	86,65
								<b>-0,92</b>
<b>Summe</b>								<b>233,23</b>
<b>Entgelt für die Netzdienstleistung<sup>(5)</sup></b>								
[Netzbetreiber Gas Muster Netz]	Pauschale <sup>(6)</sup>	01.01.03	30.09.03	12,00	234			28,08
[Netzbereich Musterstadt]	Arbeitspreis <sup>(7)</sup>	01.01.03	31.12.03			15.000		206,07
[Netzebene 3, nicht gemessenen Leistung]	0-8.000 kWh (Zone 1)	01.01.03	31.12.03			8.000	1,4928	119,42
[Vertragsnummer]	8.001-15.000 kWh (Zone 2)	01.01.03	31.12.03			7.000	1,2378	86,65
Entgelt für Ablesung <sup>(8)</sup>		01.01.03	31.12.03					4,00
Entgelt für Messleistungen	[Seriennummer] [G4] <sup>(9)</sup>	01.01.03	31.12.03	12,00	1,02			12,24
<b>Summe</b>								<b>250,39</b>
<b>Gesetzliche Abgaben, Zuschläge, Beiträge</b>								
Erdgasabgabe		01.01.03	31.12.03			15.000	0,3938	59,07
Gebrauchsabgabe		01.01.03	31.12.03					19,75
<b>Summe</b>								<b>78,82</b>
<b>Gesamtpreis netto</b>								<b>562,44</b>
<b>Umsatzsteuer 20 %</b>								<b>112,49</b>
<b>Gesamtpreis brutto</b>								<b>674,93</b>

Herr Max Mustermann  
 Kundennummer: [0123456789]  
 Rechnungsnummer [987654]  
 Zählpunkt:[AT000000000000000000000001000098765432]

## Erläuterungen zu Ihrer Jahresabrechnung für den Gasverbrauch und die Netzdienstleistung

### (1) Zählerstand jeweils am Tag der Ablesung

K- Selbstablesung durch den Kunden

N - Ablesung durch den Netzbetreiber

J - Verbrauch analog zur Vorjahresabrechnung festgesetzt. Ihr Netzbetreiber kann eine Einstufung vornehmen, wenn eine Ablesung durch den Netzbetreiber zu den vorangekündigten Ableseterminen nicht erfolgen konnte bzw. keine Selbstablesung durch den Kunden durchgeführt wurde.

G - Verbrauch vom Netzbetreiber geschätzt. Ihr Netzbetreiber kann eine Schätzung vornehmen, wenn eine Ablesung durch den Netzbetreiber zu den vorangekündigten Ableseterminen nicht erfolgen konnte bzw. keine Selbstablesung durch den Kunden durchgeführt wurde und keine Vorjahresabrechnung vorliegt (Neukunde).

(2) Die Errechnung des Faktors für die Umrechnung von einem Kubikmeter Gas in kWh erfolgt gem. §5 Abs. 3 Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung, GSNT-VO 2004.

(3) Der Grundpreis ist ein Bestandteil Ihres Gastarifes, mit dem verbrauchsunabhängige Fixkosten der Energielieferung pauschaliert abgedeckt werden.

(4) Der Arbeitspreis ist ein Bestandteil Ihres Gastarifes. Ein von 365 Tagen abweichender Verrechnungszeitraum wird anteilig berücksichtigt.

(5) Das Entgelt für die Netznutzung (Systemnutzungsentgelt) ist in der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung behördlich festgelegt.

(6) Die Pauschale ist ein Teil des behördlich festgesetzten Netznutzungsentgeltes und deckt verbrauchsunabhängige Fixkosten – etwa Administration, Verrechnung, Störungsdienste sowie laufende Wartung und Instandhaltung des Netzes - ab.

(7) Der Arbeitspreis ist ein Teil des behördlich festgesetzten Netznutzungsentgeltes und wird für die Zonen so festgelegt, dass je nach Jahresverbrauch alle darunter liegenden Zonen durchlaufen werden. Für die ersten [8.000] kWh kommt der Tarif in der Zone 1 zur Anwendung, für die folgenden [7.000] kWh der Tarif in der Zone 2 usw. Ein von 365 Tagen abweichender Verrechnungszeitraum wird anteilig berücksichtigt.

(8) Das Entgelt für Ablesungen deckt für Ihren Netzbetreiber entstehenden Kosten der Zählerablesung ab. Die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung legt Höchstpreise für das Entgelt für Ablesung mit max. EUR [8.-] bei monatlicher Ablesung bzw. max. EUR [4.-] bei jährlicher Ablesung durch Ihren Netzbetreiber fest. Bei Selbstablesung durch den Kunden darf kein Entgelt für Ablesung in Rechnung gestellt werden.

(9) Das Entgelt für Messleistungen deckt die Kosten für Bereitstellung, den Betrieb und die Eichung der Messgeräte ab und ist für verschiedene Geräte am Zählpunkt aufzugliedern. Die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung legt Höchstpreise für Messentgelte fest; hierbei werden zB. die Zählertypen G 2,5; G 4; G 6 usw. ihrer Größe nach unterschieden.