

**Zentrale**

Neubauzeile 99, Postfach 1  
4030 Linz, AUSTRIA  
Telefon +43 (0)59 3883-2460  
Telefax +43 (0)59 3883-92467  
michael.haselauer@oeferngasnetz.at

Energie-Control Austria  
Rudolfsplatz 13A  
1010 Wien

Dipl.-Ing. Michael Haselauer

9.1.2012

**Fragenliste zu „Zwischenbericht“ KEMA-Gutachten zu Entry-Exit Tarifierung und Bilanzierung  
(22.12.2012)**

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir haben Ihre Fragenliste erhalten und dürfen im Folgenden die Antworten und Anmerkungen der OÖ. Ferngas Netz GmbH übermitteln.

**1) Zwischenbericht Entry-Exit**

- *Das Konzept enthält die Empfehlung einer individuellen Kapazitätsvermarktung inkl. eines Erlösausgleichsmechanismus (aufgrund der integrierten Tarifberechnung) zwischen Netzbetreibern, wie sehen Marktteilnehmer diese Empfehlung, welche Alternativen wären vorstellbar?*

Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 sieht keine individuelle Kapazitätsvermarktung – wie in der Fragestellung angemerkt vor – sondern ein zentrales Kapazitätsvergabe- bzw. Buchungsmanagement durch den Marktgebietsmanager. Lediglich hinsichtlich der Rechnungslegung werden alternativen (zentral oder jedes Unternehmen für seine E/E Points) angeführt.

Aufgrund des vertragspfadlosen Netzzugangsmodells zu den Fernleitungsnetzen müssen bei der Zusammenfassung von Netzen mehrerer Fernleitungsnetzbetreiber hinsichtlich des Netzzugangs folglich die Erlöse nach Kostenanteilen aufgeteilt werden.

**Folgerung:** Werden Netze hinsichtlich Kapazitätsvergabe (im Netzzugangsmodell) und Tarifen solidarisch zusammengefasst, sind solidarische Erlösaufteilung oder Ausgleichszahlungen unumgänglich.

- *Wie sehen Marktteilnehmer bei direkter Zuordnung von Netzkosten auf Speicherpunkte die Tarifierung an Speicherpunkten auf Basis simpler Jahreskapazitäten bzw. durch Netzzutrittsentgelte versus einer Tarifierung die die individuelle Speichernutzung reflektiert (z.B. kurzfristige Netzkapazitätsprodukte), also Kostendeckung durch Netznutzungsentgelte?*

Netzausbauten der Netzebene 1, wie sie auch zur Anbindung von Speichieranlagen erfolgen (zB Westschiene), erfüllen mehrere Zwecke. An dieser Stelle sei nochmals darauf verwiesen, dass die Summe der Netznutzungsentgelte bei Nutzung von inländischen Erdgasspeichern zur Endkundenversorgung nicht höher sein soll, als bei Anlieferung der Struktur aus einem benachbarten Marktgebiet.

Aus Gründen der gerechteren Kostenverteilung (zweckentsprechend und zeitlich) ist Netznutzungsentgelten der Vorzug zu geben. Auch muss § 170 Abs 9 GWG 2011 administrierbar bleiben. Netzzutrittsentgelte könnten definitionsgemäß nur auf neu anzuschließende Anlagen angewandt werden, was eine Verzerrung der Wettbewerbssituation, nicht nur aus Anbieter- sondern auch aus Kundensicht (Altverträge vs. Neuverträge), zur Folge hätte.

**Folgerung:** Die Summe aller anfallenden Netznutzungsentgelte (unabhängig vom Rechnungsadressat) für die Endkundenversorgung in Österreich mit oder ohne Zwischenspeicherung in österreichischen Speichieranlagen, die an das Verteilernetz angeschlossen sind, hat gleich hoch zu sein.

Bei der Reduktion der Einspeiseleistung in die Fernleitungen muss mehr gespart werden können, als bei den Speichern an Anschlussentgelten zusätzlich anfällt. Verbrauchsnahe Spitzenabdeckung muss wirtschaftlich attraktiv gestaltet werden so erscheinen auch saisonal differenzierte, unterbrechbare Netznutzungsprodukte an Speicherpunkten zielführend.

- *Inwieweit halten Marktteilnehmer das Angebot von nicht-festen Kapazitäten, z.B. in der Form von unterbrechbaren Kapazitäten in Klassen mit unterschiedlichen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten für sinnvoll und akzeptabel?*

**Folgerung:** Aus Sicht eines Verteilernetzbetreibers sind unterbrechbare Kapazitäten zur Endkundenversorgung inakzeptabel da nicht administrierbar. Unterbrechbare Kapazitäten beschränken sich auf den Anwendungsbereich von „sonstigen Transporten“.

- *Wie werden Kapazitäten mit Beschränkung der freien Zuordenbarkeit durch Marktteilnehmer beurteilt? Sind diese Kapazitäten notwendig um ausreichend feste Kapazitäten bereitzustellen, und können ggf. andere Instrumente wie z.B. unterbrechbare Kapazitäten oder Lastflussszusagen den gleichen Effekt erzielen?*

Das Ausmaß der frei zuordenbaren Kapazitäten ist Entry-seitig beschränkt durch die geringste Exit Kapazität im System (dh. Exit SOL DN500).

Da in vielen Fällen die Kapazitäten ohnehin durch die Marktteilnehmer aufgrund deren Liefervereinbarungen zweckgewidmet sind (zB Inlandsversorgung), ist es sinnvoll einen soliden Stock an Kapazitäten transaktionsbezogen E/E zuzuordnen und ein Höchstmaß an festen (nicht unterbrechbaren) Kapazitäten bereitzustellen.

Beim Transport über mehrere Marktgebiete macht eine unterbrechbare Kapazität auch allfällige feste Kapazitäten in den vor- und nachgelagerten Marktgebieten wertlos.

**Folgerung:** aufgrund eindeutiger langfristiger physischer Gasflüsse ist es gerechtfertigt Zuordnungen E/E seitig vorzusehen, um insgesamt das Ausmaß der nicht unterbrechbaren Kapazitäten hoch zu halten.

- *Wie schätzen Marktteilnehmer das Potenzial für das Angebot von Lastflusszusagen in Österreich ein und wie müssten diese gestaltet sein?*

Die Gaswirtschaft hat immer schon Gegenflussgeschäfte (SWITCH oder SWOP) vereinbart, allerdings traditioneller Weise nach „Können und Vermögen“. Das potentielle Angebot an Lastflusszusagen lässt sich nur an den Konsequenzen bei Nichteinhaltung beurteilen. Der wirtschaftliche Anreiz für eine Lastflusszusage muss jedenfalls deutlich höher sein als die Summe der Transportkosten in beide Richtungen auf unterbrechbarer Basis.

**Folgerung:** Sonst wird es Gegenflussgeschäfte zwischen Marktteilnehmern (Versorger und Händler) auf traditioneller Basis geben, bei denen die Netzbetreiber nicht eingebunden sind und die deshalb dem Kapazitätsmarkt nicht zugeführt werden.

- *Wie beurteilen Marktteilnehmer die Bepreisung von unterjährigen Kapazitäten und die Anwendung von Saisonalitätsfaktoren?*

Ist die Summe der Netznutzungsentgelte (unabhängig davon ob eine Umlage über die Speicherunternehmen erfolgt) für die Endkundenversorgung mit Zwischenspeicherung in österreichischen Erdgasspeichern höher als jene ohne Zwischenstopp zur Speicherung, dann besteht ein falscher Anreiz zur Nutzung ausländischer Speicher, was im Sinne der Versorgungssicherheit und der gesamten volkswirtschaftlichen Betrachtung nicht sinnvoll ist. Aus Gleichbehandlungsgründen ist auch sicherzustellen, daß die Transportkosten bis zu den im Verteilernetz gelegenen Speichern, die durch die gegenständliche Tarifbestimmung abgegolten werden sollen, nicht nochmals in den Tarifen jener Kunden enthalten sind, die aus diesen Speichern versorgt werden (Vermeidung einer Doppelverrechnung).

**Folgerung:** Die angeführten Preismodelle können die oa. Zielerreichung unterstützen.

## 2) Zwischenbericht Balancing

### Fragen unter Annahme getrennter Bilanzierungs- und Ausgleichsenergiesysteme für Fernleitungsnetz und Verteilergesamt

- *Wie können bei unterschiedlichen Ausgleichsenergiepreisen im Fernleitungsnetz und Verteilergesamt individuelle Optimierungsstrategien von Netzbenutzern zulasten des Gesamtsystems verhindert werden?*

Aus Sicht der Netzbetreiber ist die Versorgung von Endkunden über Verteilernetze nicht zur Spekulation bezüglich Ausgleichsenergie geeignet. Das Preismodell „Alt“ für Ausgleichsenergie hat zu erheblichen Kostenbelastungen in den besonderen Bilanzgruppen der Netzbetreiber (Kapitel 5 SoMaGas) geführt. Siehe auch Untersuchungen der E-Control GmbH zum Verfahren K AUS G 01/02.

**Folgerung:** Risikoarme Preisbildungsmechanismen für Ausgleichsenergie in den Verteilernetzen, wie derzeit mit Hilfe der „Merit Order List“ umgesetzt. Aufgrund entsprechend negativer Erfahrungen der Vergangenheit erscheint eine Trennung des Ausgleichsregimes zweckmäßig.

- *Soll es im Fernleitungsnetz Toleranzen pro Bilanzgruppe geben? In welcher Höhe und wie können diese ausgelegt sein (stündlich, kumulativ)?*

Im Fernleitungsnetz wird es Tagesbilanzierung geben (müssen). Daher erübrigt sich die Fragestellung einer stündlichen bzw. stündlich kumulierten Dimensionierung eines Toleranzbandes. Gibt es auf Basis der Tagesmengen zusätzlich Toleranzbreiten, dann gibt es grundsätzlich zwei Ausgestaltungsmöglichkeiten:

- Große Toleranz: Bedeutung des Ausgleichsmarktes gering und Verschiebung der Ausgleichsmechanismen in den Zuständigkeitsbereich Regelenenergie des Marktgebietsmanagers.
- Geringe Toleranz: geringe Toleranz rechtfertigt kaum den zusätzlichen administrativen Aufwand der Toleranzkontenführung durch die Marktteilnehmer.

**Folgerung:** Die Bilanzgruppenverantwortlichen sollen ihren Aufgaben gem. § 91 GWG 2011 nachkommen und der administrative Aufwand im Gesamtsystem soll gering gehalten werden. Daher kein Toleranzband im Zuge der Tagesbilanzierung.

#### Fragen unter Annahme eines einheitlichen Bilanzierungs- und Ausgleichsenergiesystems für das Marktgebiet

- *Soll es unterschiedliche, kundengruppenspezifische Umlagesysteme für die untertägige Strukturierung geben? Wäre eine Wahlfreiheit des Netznutzers, sich einer bestimmten untertägigen Kundengruppe anzuschließen (etwa über einen Modulationstarif) einer zwangsweisen Einordnung vorzuziehen?*

Die Rechtslage im GWG 2011 sieht eindeutig vor, dass Ausgleichsenergie jeweils je Messperiode (= Bilanzierungszeitraum) anfällt (vgl. § 7 Abs 1 Z 2). Innerhalb eines bestimmten Intervalls ist Regelenenergie für den Ausgleich von Druckschwankungen einzusetzen. Diese Druckhaltungskosten sind gem. § 24 Abs 1 leg cit zumindest für das Verteilernetz beim Verteilergebietsmanager anzuerkennen und werden in Verbindung mit §§ 70 Abs 1, 83 GWG (Kostenwälzung) zu kundenunabhängigen (sozialisierten) Bestandteilen der Netznutzungsentgelte.

Einem separaten „Modulationstarif“ oder andere (Zwangs-)Maßnahmen zur Einhaltung des Lastgangs innerhalb der zukünftig definierten „Messperiode“ (Stunde oder Tag) hat der Gesetzgeber keinen Platz eingeräumt.

Wie andeutungsweise in den Erklärungen zum Zwischenbericht erkennbar wurde, besteht die Bestrebung im Verteilernetz Erleichterungen für die Versorger nicht lastprofilgemessener Haushaltskunden zu schaffen. Als Erleichterung wird ein abgehen von Stunden- auf Tagesbilanzierung gesehen. Wie im ersten Absatz angeführt wird diese Systemumstellung, wenn sie tatsächlich erfolgen soll, grundsätzlich und unterschiedslos gleich für alle Kategorien von Netznutzer zu erfolgen haben.

Daher sind die Folgen hinsichtlich einer grundsätzlichen Tagesbilanzierung aller Kundengruppen und sogar antizyklisches Verhalten von Marktteilnehmern zum Tageslastgang zu beurteilen.

**Folgerung:** Bei der Ausdehnung der definierten Messperiode auf 24 Stunden (Tagesbilanzierung) erscheint auf Grundlage des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 eine Verpflichtung gewisser Kundengruppen für untätige Strukturierung nicht durchsetzbar.

Ein Kompromiss könnte darin bestehen die Tagesverteilung der standardisierten Lastprofile zu vereinfachen und somit den gleichen Effekt wie einer Tagesbilanzierung für diese Kundengruppe zu erzielen.

- *Wie können bei unterschiedlichen Ausgleichsenergiepreisen in angrenzenden Marktgebieten individuelle Optimierungsstrategien von Netzbenutzern zulasten des österreichischen Systems verhindert werden?*

**Folgerung:** Ist im vollendeten Binnenmarkt der barrierefreie Ausgleichsenergieaustausch nicht ohnehin auch gewollt und was kann mit unter „zulasten des österreichischen Systems“ gemeint sein?

- *Sollen untätige Beschränkungen auf Stundenbasis oder auf kumulierter Basis gesetzt werden?*

Die Fragestellung kann sich nur bei der Einführung von Toleranzbändern und gleichzeitiger Beibehaltung der stündlichen Bilanzierung beziehen, da bei Ausdehnung der Messperiode auf 24 Stunden (Tagesbilanzierung) der Gesetzgeber keinen zusätzlichen Mechanismen außer der Regelleistung des Verteilernetzbetreibers einen Platz eingeräumt hat.

In weiterer Folge ist die Fragestellung abhängig von der Definition des Gastags. Beginnt der Gastag kurz vor der Morgenspitze, dann hat eine kumulierte Betrachtung wenig Sinn, denn zu Beginn des Gastags sind die kumulierten Abweichungen noch gering und ein Lenkungseffekt wird sich kaum einstellen.

Ein Toleranzband ist in diesem Zusammenhang stark abhängig von der jeweiligen Bezugsgröße. Gerade bei einer kumulierten Betrachtung müsste das Toleranzband entsprechend in Relation zum Fortschreiten des Gastags gesetzt werden.

zB: 5% Toleranz der maximalen Tagesmenge für jede Stunde wäre in der ersten Stunde bei kumulierter Betrachtung 120% der möglichen Stundenmenge.

**Folgerung:** Frage ist der falschen Fragengruppe zugeordnet und setzt die Stundenbilanzierung voraus. Bleiben moderate Ausgleichsenergiepreise im Verteilernetz wie in den letzten zehn Jahren erhalten, dann ist die Einführung von Toleranzbändern ohne relevante Auswirkung.

#### Für beide Ausgestaltungsarten

- *Welche Veröffentlichungs- und Informationspflichten sind notwendig, um den Zielen eines marktorientierten Ausgleichsmodells zu entsprechen?*

**Folgerung:** Das allfällige Ausmaß der Kosten für Leistung- und Druckregelung oder Druckhaltung (Bereitstellung von Regelleistung), die gem. § 24 Abs 1 GWG 2011 abgegolten werden sollen und zukünftig Teile der allgemeinen Netznutzungsentgelte sind. Dem gegenüber stehen keine aktuellen Kosten für Regelleistung/Energie und eine zehnjährige Zeitreihe für Ausgleichsenergie auf Stundenbasis.

- *Welche Bemessungsgrundlage sollte für Toleranzen herangezogen werden?*

Ein Toleranzband hat sich stark an der im jeweiligen Betrachtungszeitraum tatsächlich gelieferten Menge zu orientieren. Orientieren sich Toleranzen an Höchstwerten oder an Maßzahlen, die erst zukünftig erreicht werden sollen, dann sind die Toleranzen relativ groß und können teilweise erst ex post festgestellt werden.

**Folgerung:** Keine Toleranzen, da große Toleranzen weg vom Ausgleichsregime hin zum Regelenergieregime führen bzw. geringe Toleranzen (gleich weglassen) den administrativen Aufwand nicht rechtfertigen.

- *Sollte es zwangsweise ein auf Prognose und zeitnahe Ausgleich basierendes Ausgleichsverfahren etabliert werden oder ist unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit zum nachträglichen Ausgleich eines entstandenen Ungleichgewichts ebenfalls zu berücksichtigen?*

Erstgenannte Alternative entspricht dem etablierten System in dem der Regelzonenführer zeitnah Unausgeglichheiten durch Ausgleichsenergieabrufe im Sinne der Netzstabilität kompensiert und Ausgleichsenergiekosten im Ausmaß der jeweiligen Imbalance zwischen Einspeisung und Entnahmen den Bilanzgruppen in Rechnung gestellt werden.

Unklar ist die zweite Möglichkeit. Soll dabei einem Marktteilnehmer die Möglichkeit eingeräumt werden, kontenmäßig - etwa durch Nachlieferungen - Abweichungen der Vergangenheit ungeschehen zu machen, die wiederum durch Dritte technisch und wirtschaftlich kompensieren müssten, wobei womöglich die Korrekturmaßnahmen die nun laufende Periode erneut in Imbalance bringen?

**Folgerung:** Alleine die Fragestellung spricht für die Beibehaltung des derzeitigen Ausgleichsregimes im Verteilernetz.

- *Sollte es in der Bilanzzone Toleranzen für den Stabilitätsgrad des Gesamtsystems geben? Sollten Netzbetreiber einen Anreiz zum Systemausgleich erhalten?*

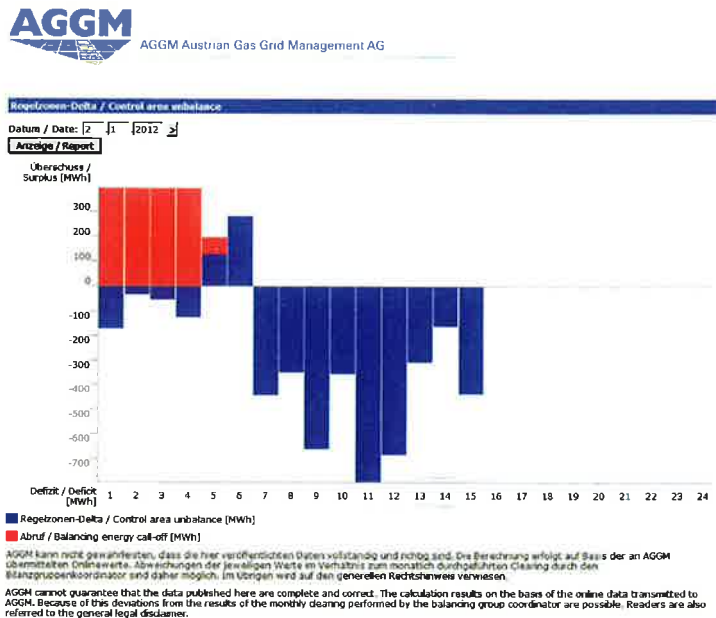
Der Begriff Bilanzzone ist neu und findet keine Grundlage im GWG 2011 (Fundstellensuche bleibt ohne Ergebnis). Derzeit gibt es bereits eine Toleranz für die Stabilität in der Regelzone bzw. im zukünftigen Verteilernetzgebiet die aussagt, dass der Druck im System der Netzebene 1 nicht unter 43 barü fallen soll. Detaillierte technische Kriterien finden sich in den Anhängen zu den Regelzonenführerverträgen mit den Netzbetreibern.

Die durch den Gesetzgeber vorgesehen Instrumente sind mit Ausgleichsenergie und Regelenergie klar umrissen. Ausgleichsenergie ist mit der unausgeglichene Bilanzgruppe direkt zu verrechnen, Regelenergiekosten werden gemäß §§ 70 Abs 1, 83 GWG 2011 über Netznutzungsentgelte sozialisiert.

Je länger die definierte Messperiode nach § 7 Abs 1 Z 2 GWG 2011 ausgestaltet wird, desto größer wird der Bedarf an Regelenergie nach iSd § 7 Abs 1 Z 54 leg cit. Alternativen hat der Gesetzgeber schlichtweg nicht vorgesehen.

**Folgerung:** je kürzer die Messperiode desto geringer der Anfall von Regelenergiekosten, was im derzeitigen System der Stundenbilanzierung keinen Kosten entspricht.

## Allgemeine Ergänzungen:



Wie aus den öffentlichen Publikationen ersichtlich ist, kommt es derzeit bereits zu Abweichungen der Einspeisungen vom Tageslastgang.

Hinsichtlich der Modellierung der Berechnungen durch KEMA dürfen wir ersuchen auch Szenarien aus der Gaskrise 2009 einfließen zu lassen. Dabei haben die Marktteilnehmer pflichtgemäß versucht die Morgenspitze mit den Speicherressourcen abzubilden und das Linepack wurde ganz exzessiv genutzt darüber hinaus fehlende Leistungen abzufedern. Diese Szenarien können unabhängig von deren Ursache (evtl. auch Gebrechen) immer vorkommen und sollten auch bei Wegfall der Verpflichtung zur Einlieferung von Tageslastgängen in ähnlich guter Weise bewältigt werden können.

Wir danken für die Möglichkeit zur Abgabe einer Stellungnahme und ersuchen um Berücksichtigung unserer Argumente. Für allfällige Rückfragen stehen Ihnen Herr Dipl.-Ing. Michael Haselauer MBA (DW 2460) sowie Herr Mag. Dominic Plecr (DW 2439) gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

IV. Mag. Dominic Plecr

IV. Dipl.-Ing. Michael Haselauer MBA