



Energie-Control Austria
Vorstand
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

herwig.hauenschild@energieallianz.at
80/FGW/Stellungnahme120420
Tel. +43 1 904 10-13419
Wien, 20.04.2012

Stellungnahme Marktmodellverordnung Gas

Sehr geehrter Herr DI Bolz!
Sehr geehrter Herr Ing. Mag. Graf!

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, zum vorliegenden Entwurf der Verordnung des Vorstandes der E-Control zu Regelungen zum Gas-Marktmodell (**Gas-Marktmodell-Verordnung 2012**) Stellung zu nehmen.

I. Allgemeine Anmerkungen zum Begutachtungsentwurf der „Gas-Marktmodell-Verordnung 2012“:

Die im Rahmen des Begutachtungsentwurfs vorgesehenen Bestimmungen stellen eine tiefgreifende Umgestaltung der bisherigen Marktsystematik in Österreich dar, wobei auf Basis des vorliegenden Begutachtungsentwurfes noch keine vollständig schlüssige Systematik vorliegt. Zahlreiche Regelungen sind unbestimmt und lassen somit einen weiten Interpretationsspielraum zu.

Die zu den bisherigen Entwürfen der Energie-Control ergangenen Stellungnahmen der EAA wurden im Rahmen des vorliegenden Begutachtungsentwurfes über weite Strecken nicht berücksichtigt. Auf diese Stellungnahmen, die zur Vermeidung von Wiederholungen hier nicht nochmals zur Gänze referiert werden, wird verwiesen.

Nochmals hervorzuheben ist insbesondere Folgendes:

1. Der Begutachtungsentwurf der „Gas-Marktmodell-Verordnung 2012“ würde für das Marktgebiet Ost Regelungen treffen, ohne die derzeit in Ausarbeitung befindlichen ACER Rahmenleitlinien und die ENTSO (Gas) Netzkodizes abzuwarten. Darüber hinaus sieht der Begutachtungsentwurf eine Vielzahl an Regelungen zur Harmonisierung und Neugestaltung der Marktsystematik des Verteilergebiets vor, welche im Sinne obiger europäischen Regelungen jedenfalls verfrüht sind. Es droht somit eine erneute, grundlegende Überarbeitung des Marktmodells in absehbarer Zeit.
2. Im Verteilgebiet führt die Einführung einer Tagesbilanzierung für Endverbraucher unter 50 MWh/h zu einer teuren und komplexen Doppelstruktur. Das geplante Mischsystem der Bilanzierung führt zu Doppelgleisigkeiten, ist kostenintensiv und komplex und stellt einen energiewirtschaftlichen Rückschritt im Vergleich zum bestehenden, auch im Sinne der Versorgungssicherheit gut funktionierenden Marktsystem im Verteilgebiet dar.

Insbesondere entfallen beim vorgeschlagenen Marktmodell die Anreize und Notwendigkeiten für den Lieferanten, die Verbrauchsstruktur seiner Kunden bestmöglich (im Sinne von sicher und effizient) abzudecken. Durch diesen Wegfall dieser Verantwortlichkeit kommt es notwendigerweise zu einer Verschlechterung der Versorgungssicherheit und / oder zu einer Verteuerung des Systems.

Weiters widersprechen die diesbezüglichen Regelungen auch den Intentionen der Energieeffizienz.

3. Der Entwurf beinhaltet keine exakte Abgrenzung zwischen Regelenergie und Ausgleichsenergie, da diese gemäß GWG 2011 nicht Aufgabe der MM-VO darstellt. Es besteht ohne diese Basis jedoch die Gefahr, dass Kundengruppen Kosten mittragen müssen, welche sie nicht verursachen. Mit der Beibehaltung der stündlichen Bilanzierung im Verteilgebiet würden solche falschen Kostenzuordnungen erst gar nicht entstehen und darüber hinaus ergibt sich über die entsprechenden Anreize eine wesentlich höhere Versorgungssicherheit. Eine tägliche Bilanzierung im Verteilgebiet wird daher weiterhin abgelehnt.

4. Der Begutachtungsentwurf beinhaltet ein komplexes Kapazitätsmanagement zusätzlich zum bisherigen Fahrplanmanagement.
5. Die Komplexität im Rahmen des geplanten Markmodells erhöht das Risiko in der operativen Erdgasversorgung der Endkunden in Österreich. Funktionalität in der Zusammenarbeit aller Marktteilnehmer, kurze Informationswege, einfache Administration, transparente Zuordnung der Verantwortlichkeiten sowie Kostenverursachungsgerechtigkeit müssen deshalb elementare Bausteine eines solchen Modells sein. Erdgas muss als Energieträger langfristig attraktiv bleiben, auch im Sinne zukünftiger neuer Endanwendungen (Biogas, Methanisierung, etc.).
6. Ganz grundsätzlich ist fraglich, ob nicht bei Erlass einer Verordnung im vorliegenden Umfang gemäß § 41 Abs 2 und Abs 3 GWG 2011 zuvor das Inkrafttreten des Netzkodex abzuwarten ist.

II. Zu den einzelnen Bestimmungen der „Gas-Marktmodell-Verordnung 2012“:

Zu § 2 Abs. 1 Z 17:

Die vorgesehene Begriffsbestimmung wird abgelehnt, letzter Satz ist zu streichen, weil eine „kurzfristige Änderung des Nutzungsverhaltens“ Rechtsfolgen regelt und keine Begriffsbestimmung darstellt. Darüber hinaus wird dadurch in unzulässiger Weise in die privatautonome Vertragsgestaltung eingegriffen.

Zu § 3 Abs. 4:

Die geplante Regelung wird abgelehnt. Eine Doppelveräußerung von Kapazitäten, welche nicht unterbrechbar sind bzw. denen keine Gegenmaßnahmen des Netzbetreibers gegenüberstehen (z.B. Lastflusszusagen), kann im Fall einer vollständigen Nutzung der gekauften Kapazität durch die Netzbenutzer zur Systemgefährdung führen, da diese ja voraussichtlich im Fall hoher Netzbelastungen auftritt.

Darüber hinaus ist die praktische Umsetzung auf Basis des vorliegenden Verordnungstextes als auch der Erläuterungen nicht hinreichend definiert.

Zu § 4 Abs 2:

Die derzeit angedachte Ausnahme für Altverträge in Bezug auf gebündelte Kapazitäten in § 4 Abs 2 führt zu einer Benachteiligung der Versorger, welchen gemäß § 170 (7) GWG 2011 per 1.1.2013 die gebuchten Einspeisekapazitäten der OMV Gas GmbH übertragen werden. Durch die verpflichtende Übernahme erhalten die Versorger lediglich ungebündelte Kapazitäten (nur Einspeisekapazität in das österreichische Marktgebiet) ohne korrespondierende Ausspeisekapazität aus dem ausländischen Netz. Ab 1.1.2013 werden neue Kapazitätsverträge allerdings nur mehr für gebündelte Produkte abgeschlossen. Daher besteht die Gefahr, dass es hinsichtlich ungebündelter Produkte zu Liquiditätsproblemen am Sekundärmarkt kommen kann.

Zu § 6 Abs 3:

Hinsichtlich der Regelungen zur Kapazitätszuweisung in § 6 Abs 3 bestehen Bedenken hinsichtlich der ausreichenden Determinierung der unmittelbar anwendbaren Verordnung. Da keine genaue Uhrzeit für die Versteigerung von Day Ahead-Kapazitäten gemäß § 11 angeführt wird, ist für die Marktteilnehmer unklar, ob ausreichend Zeit für Handelsaktivitäten gewährleistet ist. Die Beendigung der Auktion um 17.00 Uhr, wie derzeit im ENTSOG CAM Network Code festgehalten, scheint aus unserer Sicht zu spät, da die relevanten europäischen Erdgasmärkte um 18.00 Uhr schließen und die Liquidität gegen 18.00 Uhr erheblich abnimmt. Es bleibt daher wenig Zeit nach Erwerb der Kapazität sich am Gasmarkt mit den entsprechenden Gasmengen einzudecken.

Ein ausschließlich in den Erläuterungen vorgenommener Verweis auf den ENTSOG CAM Network Code, reicht dabei nicht aus, um Rechtssicherheit für die Marktteilnehmer zu gewährleisten.

Zu § 8:

Die Erläuterungen zu § 8 stimmen in Bezug auf die Vertragslaufzeiten (bis zu zwei Jahren und bis zu vier Jahren) sowie in Bezug auf die Prozentgrenzen (35%) nicht mit den Bestimmungen in § 8 überein. Ebenso sind die in § 8 Abs 2 letzter Satz angesprochenen 35% nicht nachvollziehbar. Nach unserer Ansicht handelt es sich um ein redaktionelles Versehen, welches entsprechend korrigiert werden sollte um Unklarheiten zu vermeiden.

Zu § 10 Abs. 1:

Wie bereits in den vorangegangenen Stellungnahmen angemerkt, wird die Nutzungsüberlassung ausschließlich über die Online-Plattform für markteinschränkend erachtet. Ein OTC-Handel ist jedenfalls allen Marktteilnehmern zu ermöglichen. In diesem Fall kann das Handelsergebnis in transparenter Weise auf der Online-Plattform dargestellt werden.

Zu den Bestimmungen hinsichtlich der Online-Plattform für das Angebot von Kapazitäten in § 9 dürfen wir weiters anmerken, dass weder im Verordnungstext noch in den Erläuterungen darauf eingegangen wird, auf welcher rechtlichen Basis die Geschäfte, welche über die Online Plattform abgewickelt werden sollen, tatsächlich zustande kommen. Eine Klarstellung, inwiefern die Käufer von Kapazitäten in bestehende Vertragswerke eintreten können, ist dringend erforderlich. Es muss gewährleistet sein, dass alle Varianten von Kapazitäten in Form von Standardprodukten gehandelt werden können.

Die Festlegung in § 10 Abs 1, wonach der Anbieter von Kapazität den Preis, zu dem der Kapazitätshandel über die Handelsplattform abgewickelt wurde – logischerweise nur im Nachhinein möglich – zu veröffentlichen hat, führt zu einem erheblichen administrativen Aufwand für den Anbieter. Die Veröffentlichungspflicht sollte – sofern ein automatisierter Ablauf nicht möglich ist – jedenfalls den Betreiber der Onlineplattform und nicht die Anbieter von Kapazitäten treffen.

Die Beschränkung des Entgelts für Kapazitätsverkäufe auf der Sekundärplattform in Zi 3 und Zi 4 stellt einen Eingriff in den Marktmechanismus dar und wird daher abgelehnt.

Zu § 10 Abs. 2 Z 1-4:

Die jeweils angeführte Begrenzung des Preises der Kapazität bei den 4 angedachten Vergabemethoden führt zu einer massiven Markteinschränkung, ist an dieser Stelle unpassend und somit zu streichen, da mit § 12 Abs. 3 Z 1 eine ausreichende Regelung vorliegt.

Zu § 11 Abs. 3:

Ungeachtet der weiterhin aufrechten verfassungsrechtlichen Bedenklichkeit der Enteignung ohne angemessene Entschädigung ist die Einschränkung der Renominierung auf einen Minimalwert jedenfalls gesetzlich nicht gedeckt und daher zu streichen.

Zu § 11 Abs. 10:

§ 11 Abs 10 zweiter Satz bezieht sich nach unserem Verständnis nicht auf gemäß § 6 Abs 3 vergebene Day Ahead-Kapazitäten, weshalb angeregt wird, die Bestimmung, wonach eine Renominierung von Day-Ahead-Kapazitäten nach 20 Uhr ausgeschlossen ist, zu § 11 Abs 3 bzw. in einen neuen Absatz zu verschieben.

Zu § 11 Abs. 12:

Es bedarf einer Klarstellung, welche Kapazitäten durch den Fernleitungsnetzbetreiber angeboten werden. Darüber hinaus wird in keiner Weise auf die Erlöse für den Fernleitungsnetzbetreiber eingegangen, welche durch die Veräußerung dieser Kapazitäten lukriert werden.

Es wird außerdem auf § 6 Abs. 4 verwiesen, welcher nicht vorhanden ist.

Zu § 12 Abs. 3:

Bei den Bestimmungen zu den Ausnahmen des langfristigen Use-it-or-lose-it in § 12 Abs 3 ist eine Klarstellung dringend erforderlich, dass der schriftliche Nachweis vom Netzbenutzer binnen 14 Tagen „nach schriftlicher Ankündigung des Entzugs“ zu erfolgen hat. Ansonsten sind Unklarheiten, ab welchem Zeitpunkt die zweiwöchige Frist zur Darlegung des Nachweises beginnt, zu erwarten.

Zu § 18 Abs. 10:

Die zwingende Einführung unterschiedlicher Bilanzgruppen, getrennt nach tages- und stundenbilanzierter Endkunden, erhöht die Komplexität der Abwicklung erheblich, ohne dass dadurch eine bessere verursachungsgerechte Kostenzuordnung ermöglicht wird. Daher wird diese Verpflichtung abgelehnt und ist zu streichen.

Die bewirkte Änderung der Bilanzierungssystematik steht nach unserem Erachten den bestehenden Bestrebungen zur Steigerung der Energieeffizienz auf europäischer und nationaler Ebene entgegen. Durch die Umstellung auf Tagesbilanzierung für einzelne Kundengruppen sind keine klaren Vorteile erkennbar, im Gegenteil wird befürchtet, dass das System durch die Vereinfachung auf Tagesbänder destabilisiert wird und bisherige Investitionen zur Sicherstellung der Systemintegrität obsolet werden.

Die Verlängerung der Vorlaufzeit für Fahrpläne und Nominierungen von 1 Stunde auf 2 Stunden laut §18 Abs 7 verschlechtert die Prognosegüte spürbar und ist nicht im Sinne einer Effizienzverbesserung und wird daher abgelehnt.

Hinsichtlich § 18 Abs 8 halten wir eine Klarstellung für dringend erforderlich, dass eine Übertragung von Gasmengen in Speichern sowie zwischen verschiedenen Speichern zwischen Bilanzgruppen auch abseits des Virtuellen Handelspunktes nach wie vor möglich ist.

Die „getrennten Bilanzgruppen“ nach § 18 Abs 10 sind vom Gesetzgeber klar von Bilanzgruppen iSd § 7 Abs 1 Z 4 GWG 2011 zu differenzieren, um insbesondere eine Abgrenzung von den Regelungen nach § 18 Abs 8

zu ermöglichen. Die allgemeinen Regelungen zu Bilanzgruppen sind auf die aufgrund der Bilanzierungsregeln künstlich zu bildenden Untergruppen nach § 18 Abs 10 nicht anzuwenden. Eine eindeutige Unterscheidung in der Terminologie ist unbedingt notwendig. Die Bildung von „Untergruppen“ innerhalb von bestehenden Bilanzgruppen ist aus unserer Sicht ausreichend, um den gewünschten Zweck der differenzierten Fahrpläne für Tages- und Stundenbilanzieren zu gewährleisten.

Wir bezweifeln die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit des Ausgleichs zwischen „diesen Bilanzgruppen“, da lediglich der Mengenausgleich möglich ist, der stündliche Ausgleichenergiepreis der Stundenbilanzierer sich jedoch vom täglichen Ausgleichenergiepreises der Tagesbilanzierer unterscheidet. Es ist daher unwahrscheinlich, dass solche Ausgleiche tatsächlich stattfinden werden, was wiederum eine Verschlechterung des status quo bedeuten würde.

Zu § 20:

In § 20 Abs 2 letzter Satz wird festgehalten, dass die Mitgliedschaft in mehreren Bilanzgruppen zulässig ist, jedoch ein Zählpunkt nur einer Bilanzgruppe angehören kann. Das System der Mehrfachmitgliedschaft von Marktteilnehmern in verschiedenen Bilanzgruppen ist nicht erforderlich und wird klar abgelehnt. Durch die neue Regelung, die eine Abkehr vom bestehenden System darstellt, wird ein erheblicher organisatorischer und administrativer Aufwand erwartet, wohingegen die Vorteile einer Systemänderung nicht ersichtlich sind. Wir gehen davon aus, dass mit den hier angesprochenen „Bilanzgruppen“ eigentlich die nach § 18 Abs 10 zu bildenden „Untergruppen“ gemeint sind, weshalb eine diesbezügliche Klarstellung gefordert wird.

Zu § 20 Abs 5 Z 4 erlauben wir uns festzuhalten, dass die Erstellung der langfristigen Planung nicht Aufgabe des Bilanzgruppenverantwortlichen, sondern gemäß § 22 GWG 2011 jene des Verteilergebietsmanagers ist.

Zu § 23:

§ 23 Abs 1 hält fest, dass Netzbenutzer gebuchte Kapazitäten unterschiedlichen Bilanzgruppen zuordnen können, sofern sie Bilanzgruppenverantwortliche oder unmittelbare Bilanzgruppenmitglieder

jener Bilanzgruppe sind, denen sie Kapazitäten zuordnen. Diese Bestimmung sollte sich lediglich auf die zu bildenden Untergruppen gemäß § 18 Abs 10 beziehen.

Zu § 24 Abs. 4 und 5:

Es ist nicht festgelegt, ob es sich beim Netzverlustfahrplan um einen Fahrplan im Stunden- oder Tagesraster handelt.

Zu § 26 Abs. 4:

Eine rechtliche Grundlage für eine derartige Stellvertretungsregelung ist im GWG nicht vorhanden. Die Regelung ist daher als gesetzwidrig abzulehnen.

Zu § 26 Abs. 5:

Es ist nicht ausreichend definiert, wie eine Tagesunausgeglichenheit im nächsten Gastag berücksichtigt werden soll. Hierzu bedarf es genauerer Regelungen.

Zu § 27 Abs 6:

Die im VO-Entwurf vorgesehene Ausgleichsenergieabrechnung erlaubt keine verursachungsgerechte Zuordnung der Kosten. Die für die Stundenbilanzierer relevanten stündlichen Ausgleichsenergiepreise nach § 32 können durch VHP-Abrufe des Verteilgebietsmanagers aufgrund von Unausgeglichenheiten der Tagesbilanzierer beeinflusst werden. Darüber hinaus kommt es zu einer zeitlichen Verschiebung zwischen Unausgeglichenheiten im Netz und VHP-Abrufen bei Nutzung des Netzpuffers.

§ 27 Abs 6 halten wir für nicht erforderlich, da diese Regelungen inhaltlich größtenteils bereits in § 28 Abs 1 festgehalten sind. Eine Löschung und eine entsprechende Ergänzung des § 28 Abs 1 wird daher angeregt um Wiederholungen im Verordnungstext zu vermeiden.

Zu § 29:

Der Unterschied der Regelungsgegenstände in § 29 Abs 5 und Abs 6 sind nicht klar abgrenzbar. Eine Klarstellung und konsistente Terminologie ist für die Verständlichkeit der Verordnung unbedingt erforderlich.

In § 29 Abs 5 ist unklar, wie dem Verteilgebietsmanager die Kosten für Ausgleichsenergieabrufe am VHP zur Erfüllung des Rücklieferprogrammes ersetzt werden. Darüber hinaus ist – parallel zu § 27 Abs 5 – eine Klarstellung notwendig, dass das Rücklieferprogramm vorrangig im Wege der Nutzung des Netzpuffers zu erfolgen hat.

Zu § 32 Abs. 2:

Es ist unklar, wie der mengengewichtete Durchschnittspreis je Stunde für die Endverbraucher gemäß § 18 Abs. 6 gebildet wird, insbesondere, ob sich der Durchschnitt auf die einzelne Stunde oder den jeweiligen rest-of-day bezieht. Es sollte auch sichergestellt werden, dass keine Möglichkeit zur Arbitrage zwischen Ausgleichsenergie- und Marktpreisen besteht, was mit einer Durchschnittspreisbildung nicht notwendigerweise der Fall ist.

Zu § 32 Abs. 3:

Die Verwendung eines in der Vergangenheit liegenden Grenzpreises widerspricht dem in Abs. 1 angeführten Prinzip, dass marktpreisbasierte Ausgleichsenergiepreise zu ermitteln sind. Auch hier muß auf die Vermeidung von Arbitragemöglichkeiten Bedacht genommen werden.

Allgemein könnten beispielsweise bewährte Elemente der Ausgleichsenergiepreisbildung beim Strom hinsichtlich Anwendbarkeit bei Gas überprüft werden.

Zu § 32 Abs. 6:

Es bedarf einer geeigneten Ergänzung, welche klarstellt, dass über die Umlage des Bilanzgruppenkoordinators kein Anteil an Regelenergie (Tagestrukturierung, Rohratmung, etc.) zu Verrechnung gelangt. Wir weisen erneut darauf hin, dass unserer Ansicht nach, der gesamte Begutachtungsentwurf durch die noch nicht festgelegte Abgrenzung

zwischen Regelenergie und Ausgleichsenergie in diesem Punkt unvollständig ist.

Aufgrund der gravierenden Änderung der gesamten Marktsystematik halten wir eine Verschiebung des Inkrafttretens der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 für geboten. Das geplante Inkrafttreten mit 1.1.2013, 6 Uhr und damit zum Jahreswechsel und mitten in der Heizperiode, stellt eine massive Gefährdung des Erhalts der Systemsicherheit dar.

Wir ersuchen um entsprechende Berücksichtigung unserer Anmerkungen.

Mit freundlichen Grüßen



Dr. Herwig Hauenschild
Leiter Recht