

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

marktregeln@e-control.at

Wien, 20. April 2012

**Verordnungsentwurf der ECA zu Regelungen zum Gas-Marktmodell (Gas-Marktmodell-Verordnung 2012)
Stellungnahme der EconGas GmbH**

Sehr geehrte Damen und Herren,

EconGas GmbH nimmt zum o. a. Verordnungsentwurf wie folgt Stellung:

Da uns die Funktionsfähigkeit des neuen österreichischen Marktmodells und ein Umstieg mit einem kalkulierbaren Risiko ein großes Anliegen ist, erlauben wir uns, eingangs einige wesentliche generelle Anmerkungen wiederholen:

- Die Erfahrungen aus dem Februar dieses Jahres zeigen klar, dass eine sichere Versorgung der österreichischen Endverbraucher dann gewährleistet ist, wenn eine optimale und aktive Zusammenarbeit aller Beteiligten auf Basis bekannter und eindeutiger Regelungen möglich ist. Dies erscheint auf Grund der vorliegenden Informationen inklusive des gegenständlichen Entwurfs bei Beibehaltung einer Umsetzung zum 1. Januar 2013 sehr fraglich. Da die zur Verfügung stehende Zeit nicht ausreicht, um die notwendige Klarheit für die Umsetzung zu erreichen, müssen wir – wie schon in unserer letzten Stellungnahme - im Hinblick auf die extremen Risiken einer Umstellung zu Beginn des 1. Quartals 2013 (Umstellungszeitpunkt zum Jahreswechsel, größter Erdgasbedarf der Gaskunden im Hochwinter einerseits, gleichzeitig höchstes Risiko einer Anlieferreduktion oder sogar Unterbrechung im vorgelagerten System andererseits) nochmals dringend ersuchen, den Zeitpunkt der Einführung des neuen Modells zu überdenken und eine Einführung zu Beginn des 2. Quartals 2013 (also zum 1.4.2013) zu erwägen.
- In diesem Zusammenhang ist die Verfügbarkeit entsprechender Ausgleichs- und Regelenergieprodukte bzw. Anbieter zum Start des neuen Modells und die diesbezügliche Funktionsfähigkeit des Handelspunktes ein weiterer wichtiger Aspekt. Hier sehen wir aus den Erfahrungen in anderen Märkten einen beachtlichen Risikofaktor.

- Auch im Hinblick auf die bessere Vorbereitung des zukünftigen Handelsplatzes (Transfer des Handels von der Grenze auf den virtuellen Punkt) würde eine Verschiebung ebenfalls eine wesentlich besser abgesicherte Umstellung gewährleisten.
- Leider ist nicht in vollem Umfang verifizierbar, ob die Stellungnahmen unsererseits oder die anderer Marktteilnehmer zu den früheren Dokumenten in irgendeiner Form Eingang in die weiteren Überlegungen der ECA geführt haben bzw. welche der angemerkten Aspekte Berücksichtigung gefunden haben.
- Aufgrund der bisher präsentierten Inhalte der neuen Marktregelungen sowie der bekannt gegebenen Analysen, lassen der letzte und auch der vorliegende Verordnungsentwurf weder eine Abschätzung der Konsequenzen noch belastbare Aussagen über die Umsetzbarkeit des vorgesehenen österreichischen Gasmarktmodells zu.

Zum Entwurf der Verordnung zu Regelungen zum Gas-Marktmodell (Gas-Marktmodellverordnung 2012), Stand 30. März 2012, veröffentlicht am 2. April 2012 bzw. den zugehörigen Erläuterungen

Ganz allgemein möchten wir festhalten, dass auch der nun vorliegende Entwurf in vielen Teilen unklar, und nicht ganz stimmig erscheint. Die Verkürzung der Stellungnahmefrist trägt zusätzlich dazu bei, dass die Analyse, Stellungnahme und Diskussion unter Zeitdruck erfolgt und zu Lasten der Qualität geht.

Ohne Anspruch auf Vollständigkeit nachfolgend eine Liste von Anmerkungen, Fragen und Formulierungsvorschlägen, teilweise in Ergänzung bzw. auch als Wiederholung unserer Stellungnahme vom 9. März 2012:

Zu § 3 (2) 1: Welche Bedingungen liegen den Lastflusszusagen zugrunde bzw. wie werden diese festgelegt?

Zu § 3 (2) 2: Wir ersuchen um Konkretisierung der „bestimmten Zuordnungsaufgaben“ bzw. um Information, ob neben den in den Erläuterungen erwähnten dynamisch zuordenbaren Kapazitäten noch andere Zuordnungsaufgaben überlegt werden.

Zu § 3 (4): Wie ist der Rückkauf von Kapazitäten durch die Fernleitungsnetzbetreiber geregelt bzw. unter welchen Bedingungen erfolgt dieser? Leider geht dies auch aus den Erläuterungen nicht hervor.

Zu § 4 (2): Die Aussage „, darf auf der anderen Buchungsseite“ kann nur gelten, sofern der Altvertrag auf der nicht in Österreich liegenden Seite existiert.

Zu § 6 (1): Im Vergleich zur Version vom 1. Februar 2012 soll nun auch unterbrechbare Kapazität versteigert werden. Im Hinblick auf die §37 (2) GWG sind unterbrechbare Kapazitäten in einer Weise anzubieten, dass sie jene Kapazität nutzbar machen, die von den Inhabern fester Kapazität nicht genutzt wird. Deshalb ist die Sinnhaftigkeit einer Versteigerung von längerfristigen unterbrechbaren Produkten zu hinterfragen, da erst im kurzfristigen Bereich abschätzbar wird, wie

hoch eine Unterbrechungswahrscheinlichkeit anzusetzen ist. Es würde daher unserer Meinung nach eine einfachere und weniger aufwändige Vergabemethode ausreichen.

Die Aussage „rechtzeitig“ scheint uns trotz des Hinweises in den Erläuterungen auf die Vorlaufzeiten im Network Code CAM („NC CAM“) unbestimmt, da dort nur die Zeitpunkte für die im NC CAM definierten Produkte fixiert sind. Unserer Erfahrung nach ist es für einen ordnungsgemäßen Prozess wichtig, die Produkte, die Abläufe und rechtliche Aspekte vollumfänglich definiert und geklärt zu haben, ehe die Plattform online geht. Auch das Inkrafttreten dieser Bestimmung mit 1.10.2012 (§46 (2)) löst diese Frage nicht, da auch durch diese Festlegung dieser Prozess nicht näher definiert wird. In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage, nach welchen Regeln die Versteigerung von Primärkapazität stattfindet, da die Konsultation zum Verfahren in §10 für die Vermarktung der Sekundärkapazität angedacht ist. Wenn die Primärkapazitätsversteigerung auf Basis des NC CAM Festlegungen erfolgen soll, ersuchen wir um Klarstellung.

Zu § 6 (3): Die geplante kurzfristige Versteigerung bzw. hierauf folgende Zuweisung ist zeitlich laut Erläuterungen mit den im NC CAM definierten Zeitpunkten durchzuführen. Dies bedeutet, dass die Bekanntgabe und Einbringung der Kapazität nicht vor 18:00 Uhr stattfinden kann (die Verschiebung der ursprünglich von 15:30 bis 17:00 geplanten Auktion um eine Stunde auf 16:30 bis 18:00 ist unseres Wissens nach in Diskussion). Eine auf Basis der Auktionsergebnisse ggf. notwendige Beschaffung an Handelspunkten wäre dies falls nicht mehr möglich (die Liquidität an manchen Handelspunkten sinkt im Verlauf eines Nachmittages rapide, nach 18:00 Uhr gibt es de facto keinen Handel mehr). Die Zielsetzung des kurzfristigen UIOLI kann daher nicht erreicht werden, weil die ersteigerte day-ahead Kapazität dann nicht nutzbar ist.

Zu § 8 (1): Wir ersuchen, wie bereits in der letzten Stellungnahme erwähnt, um Erläuterung wie sich die Festlegung der Grenzen von 20% bzw. 65% mit der in § 36 (2) des GWG 2011 festgelegten Vorgabe vereinbaren lässt, wonach sich der Anteil der Kapazität, der den Verträgen unterschiedlicher Laufzeit zugewiesen wird, nach der Nachfrage bestimmt.

Zu § 9 (2): Für eine massengeschäftstaugliche automatisierte Abwicklung ist die ehestmögliche Festlegung der entsprechenden Parameter und Schnittstellendefinitionen erforderlich.

Zu § 10 (1): Die Veröffentlichung des Preises sollte im Wege der Systemfunktionalität der Plattform erfolgen und nicht vom Anbieter der Kapazität durchgeführt werden müssen. Dies würde auch dem Ansinnen des § 9 (2) widersprechen.

Zu § 10 (2) bzw. § 12 (3) 1: Eine Festlegung, dass der angebotene Preis den Preis für die Primärkapazität nicht überschreiten darf, widerspricht unserer Meinung nach den Grundsätzen eines wettbewerbsorientierten Systems.

Zu § 11 generell: Die Regelungen zur Nominierung und Renominierung (kurzfristiges UIOLI) stellen aus operativer Sicht eine massive Belastung der Systeme dar, die nur mit hohem Aufwand implementiert und kontinuierlich aufrecht erhalten werden können. Die ersten Erfahrungen aus der im Wesentlichen identen Regelung in Deutschland bestätigen dies. Wir sehen auch aus dem Beispiel Deutschlands, dass die gewünschte Wirkung – nämlich ein gewisses Angebot an firm Kapazität für den Folgetag – zumindest an den Punkten an denen wir aktiv sind, nicht dauerhaft eintritt. Weiter hat die Einschränkung der Renominierungsmöglichkeiten für die Versorger den Nachteil, dass sie den Anforderungen des Verbrauchs nicht im entsprechenden Ausmaß nachkommen können, führt also zu einer Benachteiligung gegenüber solchen Netzbenutzern, die

keine Endkundenbelieferung durchführen. Es ist daher zu hinterfragen, ob diese Regelungen geeignet sind, den an sie gestellten Ansprüchen gerecht zu werden. Jüngste Beispiele mit anderen Vorgangsweisen (TAG day ahead Auktion) zeigen hier vergleichbar bessere Ergebnisse. Mit den vorliegenden Regelungen wird jedenfalls keine Vereinfachung des Marktzuganges erreicht, sondern im Gegenteil aus unserer Sicht eine zusätzliche Hürde aufgebaut.

Zu § 11 (8) bzw. (10): Auf Grund der Erfahrungen mit der deutschen Umsetzung möchten wir anmerken, dass die Matchingprozeduren zwischen den angrenzenden Netzbetreibern rechtzeitig abzustimmen sind. Wir gehen jedenfalls davon aus, dass an der Grenze mit einer Nominierung (Shipper/Shipper) gearbeitet werden kann. Die Aggregation der einzelnen Kapazitätsteile („Basiskapazität“, Day-ahead Kapazität, Subbilanzkonten) ist durch den Netzbetreiber zu gewährleisten.

Zu § 11 (10): Mit Hinweis auf die oben angeführten allgemeinen Anmerkungen stellt sich die Frage nach der Sinnhaftigkeit einer solchen day-ahead Kapazität. Die Nicht-Renominierbarkeit bedeutet zudem, dass diese zwar gekauft aber nicht benutzt werden könnte und damit nicht das gewünschte Ergebnis erzielt wird. Wie auch schon zu § 6 (3) angeführt, ist die Liquidität bzw. der Handel nach 18:00 Uhr faktisch nicht mehr vorhanden. Weshalb zwar die Erläuterung grundsätzlich korrekt ist – ja es braucht Zeit, um die Kapazität zu füllen – mangels Möglichkeiten wird dies aber nicht der Fall sein. Zudem ist die physische Durchführung immer auch von der Verfügbarkeit der gesamten Transportkette beeinflusst, d. h. wird der Nutzer in einem vorgelagerten System eingekürzt, muss auch die day-ahead Kapazität angepasst werden. Jedenfalls ist auch diese Kapazität gesondert (Subbilanzkonto?) zu nominieren.

Zu § 12 (1): Wie wäre die zur Verfügung Stellung der Kapazität an den Netzbetreiber geregelt?

Zu § 12 (2): Für Jahreskapazitäten die in Zusammenhang mit saisonaler Abnahme genutzt werden, ist eine Auslastung von durchschnittlich 80% nicht realistisch. Dies würde daher automatisch dazu führen, dass allen Versorgern, die Endkunden beliefern Kapazitäten entzogen würden bzw. müsste dies in nicht effizienter Weise über den Prozess laut (3) wiederum nachgewiesen werden. Wir sind daher für eine drastische Reduktion dieses Prozentsatzes, da ohnehin nach (1) ungenutzte Kapazitäten unverzüglich auf der Online-Plattform anzubieten sind.

Zu § 12 (5): Wenn dem Netzbenutzer die Kapazität entzogen wurde – also eine Nutzung nicht mehr möglich ist, ist die Aussage, dass die Rechte und Pflichten beim Netzbenutzer verbleiben nicht korrekt. Wir sind jedenfalls dafür, dass, wenn die Rechte entzogen werden, auch die Pflichten gleichartig gehandhabt werden.

Zu § 15 (3): Wie schon in unserer letzten Stellungnahme angemerkt ist die vollständige Anwendung der Regelungen des 1. Abschnittes (wie in den Erläuterungen angeführt) auf Grund der technischen Gegebenheiten (Insulanbindungen) an vielen dieser Punkte nicht möglich. Insbesondere ist eine Renominierungsbeschränkung an diesen Punkten nicht sinnvoll.

Zu § 18 (5): Wir wiederholen unsere Anmerkung, dass die Einführung der täglichen Bilanzierungsperiode aus unserer Sicht nicht sinnvoll ist. Der Nachweis, dass dadurch tatsächlich ein insgesamt positiver Effekt eintritt ist – aus unserer Sicht - weiterhin offen. Auch die Einführung der Umlage laut § 32 (6) lässt vermuten, dass keine Kostenreduktion im Gesamtsystem erwartet wird.

Zu § 18 (6): Im Sinne der zuvor gemachten Anmerkung, stellt sich auch die Frage, warum bis zu einem willkürlich festgelegten Wert Endverbraucher der Tagesbilanzierung unterworfen werden sollen. In den Erläuterungen wird hierzu generell und ohne nähere Darlegung auf technische und wirtschaftliche Überlegungen verwiesen. In diesem Punkt wäre eine genauere Darlegung von Interesse. Eine Reduktion dieser Grenze – wenn sie überhaupt eingeführt wird – auf die SLP Kunden wäre unsere Präferenz.

Zu § 18 (7): Die Erhöhung der Vorlaufzeit auf 2 Stunden ist eine deutliche Verschlechterung gegenüber dem derzeitigen System. In komplexeren Bilanzgruppen ist durch interne Verarbeitungszeiten mit einer zusätzlichen Verzögerung und dadurch größeren Ungenauigkeit zu rechnen. Damit wird im Rahmen der Tagesbilanzierung zusätzlicher Strukturierungs- bzw. Regelenergiebedarf erzeugt. Die Wirtschaftlichkeit des Energieträgers Erdgas wird dadurch weiter belastet.

Zu § 18 (10): Aus unserer Sicht wäre die Anforderung relativ einfach über zwei Komponenten in einem Fahrplan zu erfüllen. Die Erstellung und Übermittlung von getrennten Fahrplänen für die erwähnten Netzbenutzer sehen wir als nicht erforderlich. Keinesfalls ist die Bildung von getrennten Bilanzgruppen dafür sinnvoll, da dadurch unnötiger Aufwand generiert wird, dem keinerlei Nutzen gegenüber steht.

Zu § 20 (4 und 5) bzw 21 (2): Die Erläuterungen deuten die Wichtigkeit der korrekten Kommunikation der Kapazitätsbuchungen an den BGV an. Eine reine Informationspflicht ist jedoch aus unserer Sicht nicht ausreichend. Da das Kapazitätsmanagement zukünftig eine wesentliche Rolle bei der Abwicklung der Bilanzgruppentätigkeit vor allem der Nominierungen darstellen wird, sind unseres Erachtens nach entsprechende Regelungen hier insofern aufzunehmen, als dadurch sichergestellt wird, dass Bilanzgruppenmitglieder jegliche Kapazitätsbuchungsaktivität (long und short term) mit ausreichender Vorlaufzeit mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen abstimmen müssen. Dies ist auch in den AB-BGV zu berücksichtigen.

Zu § 22 (1): Wir gehen davon aus, dass die neu eingeführte Umlage laut § 32 (6) hier inkludiert ist. Eine diesbezügliche Klarstellung wäre wünschenswert.

Zu § 23 (2) Erläuterungen: Zur Klarstellung möchten wir anmerken, dass hier aus unserer Sicht die Erläuterung 2. Satz wie folgt lauten sollte „Eine eventuell erfolgende Einspeisung zum bzw. Ausspeisung vom Virtuellen Punkt ist in den betreffenden Entry bzw. Exit Nominierungen (inkl. ggf. stattfindender Endkundenbelieferungen) der Bilanzgruppe implizit zu berücksichtigen.“

Zu § 25 generell: Die Informationsflüsse sind ein besonders wichtiges Element im Modell und müssen eindeutig und im Wesentlichen über automatisierte Kommunikation ablaufen können. alle Informationen, die der Abwicklung des Systems dienen bzw. auf die eine teilweise sogar verpflichtende Reaktion erfolgen soll, müssen daher aktiv an den jeweiligen Kommunikationspartner zugestellt werden.

Den zugehörigen Erläuterungen entnehmen wir, dass es Sonstige Marktregeln (hier sind Kapitel 2 und 3 erwähnt) geben soll. Um die ohnehin schon herausfordernde zeitliche Thematik nicht zusätzlich zu belasten, ist eine ehestmögliche Bereitstellung dieser Regeln erforderlich. Die ebenfalls erwähnte zusätzliche Bereitstellung von Daten und Informationen muss unter dem Vorbehalt der Realisierbarkeit, Verfügbarkeit und Verhältnismäßigkeit stehen.

Zu § 25 (6) 3: Die Erzeuger von biogenen Gasen sind üblicherweise nicht in der Position nach einem vorgegebenen Fahrplan einzuspeisen. Dies erfolgt daher in umgekehrter Weise, d. h. der Produzent biogener Gase meldet seinerseits dem BGV einen Fahrplan.

Zu § 25 (6) 5: Für den Fall, dass die 50 MW Grenze verändert wird, ist die Übermittlung der Fahrpläne für stundenbilanzierte Verbraucher auf die derzeitige Handhabung (im Sinne der Großkundenfahrpläne) anzupassen.

Zu § 25 (8) Punkt 1 und 4: Die Ergänzung „zeitnah“ lässt schließen, dass es nicht nur um die monatlichen Clearingdaten geht. Dies wird unsererseits ausdrücklich zu begrüßt. Ebenso ist die Klarstellung bzw. Ergänzung bei der Messdatenübermittlung an den Versorger zu begrüßen.

Zu § 25 (9): Hier wäre unserer Meinung nach zu ergänzen, dass diese saldierten Mengen auch an die Bilanzgruppe zu übermitteln sind.

Zu § 26 (4): In Ergänzung zu unseren in der letzten Stellungnahme erwähnten Aspekten betreffend die Renominierungsvorlaufzeiten, ist zusätzlich anzumerken, dass das im Namen des BGV getätigte Geschäft an den BGV zu kommunizieren ist, damit dieser in die Lage versetzt wird, zum ehestmöglichen Zeitpunkt ggf. zu renominieren, um die Strukturierungskosten zu minimieren.

Zu § 27 (7): Zur Klarstellung regen wir an, dass der 1. Satz insofern ergänzt wird, dass die Anmeldung in der Summe der nach § 18 (5) bilanzierten Endverbraucher erfolgt.

Zu § 27 (10): Wir ersuchen um Erläuterung in welcher Weise die Ablesung von Produktionsmengen die Abrechnung beeinflusst, da die Produktion als Einspeisung mit allozierter Nominierung anzusehen ist.

Zu § 28 (2): Die Festlegung zweimal täglich bis 17:00 Uhr scheint uns zu unpräzise. Wir ersuchen um Klarstellung zu welchen Zeitpunkten eine Berechnung und Übermittlung erfolgen soll.

Wir gehen davon aus, dass der in der Vorversion unter § 33 (11) angeführte Punkt betreffend die Übertragung von Endverbraucherdaten durch die Berücksichtigung in § 25 (8) obsolet wurde.

Zu § 31 (12): Zu ergänzen wäre, dass sich der Ausgleichsenergieanbieter der Dienstleistung eines Dritten bedienen kann. Konkret ist sicherzustellen, dass durch einen direkten Abruf z. B. beim jeweiligen Speicherbetreiber eine Zeitverzögerung vermieden wird.

Zu § 32 generell: Die Regelungen zur Preisbildung sind für uns noch nicht vollumfänglich nachvollziehbar. Jedenfalls sollte der tatsächlichen Marktsituation Rechnung getragen werden, insbesondere ist für die Tage an denen keine Abrufe getätigt wurden zu überlegen, ob die Verwendung des Vortageswertes sinnvoll ist.

Zu § 32 (6): Die Einführung einer verbrauchsabhängigen Umlage zeigt, dass es als notwendig erachtet wird, mögliche negative Entwicklungen durch entsprechende Erträge auszugleichen. Dies erfolgt nun zu Lasten der Bilanzgruppenverantwortlichen bzw. der Bilanzgruppenmitglieder. Es ist jedoch nicht eindeutig, ob diese auch nur für die Kosten der Ausgleichsenergie zur Anwendung kommt, die diese durch ihre Unausgeglichenheit verursacht haben, oder ob hier auch Kosten inkludiert sind, die aus anderen Gründen zu Käufen bzw. Verkäufen des VGM geführt haben. Eine



Abgrenzung scheint hier nur schwer möglich. Zusätzlich ist zu überlegen, ob diese Umlage nicht ausschließlich auf die tagesbilanzierten Mengen anzuwenden ist.

Zu § 33 (1): Es ist sicher notwendig, dass die genannten Marktteilnehmer diese Produkte entwickeln, in der Realität müssen aber Händler letztlich bereit und in der Lage sein, diese Produkte anzubieten. Dies führt wiederum zur am Beginn erwähnten Risikodarstellung und den entsprechenden Erfahrungen aus der Einführung derartiger Modelle in anderen Ländern.

Zu § 34 (1): Alle erwähnten drei Formate müssen dementsprechend von allen Marktteilnehmern mit besonderen Funktionen (MGM, VGM, BKO, VHP) unterstützt werden.

Auf die Regelungen für Tirol und Vorarlberg (§ 38 bis § 45) wird in dieser Stellungnahme nicht eingegangen.

Abschließend möchten wir nochmals festhalten, dass die geplanten Änderungen einen massiven Eingriff in die österreichische Gaswirtschaft darstellen und daher alles unternommen werden sollte um die Versorgung der Kunden nicht zu gefährden und dem Energieträger Erdgas keinen unnötigen Schaden zu zufügen. Dazu gehört auch, dass ehestmöglich Klarheit über die Marktregeln, die Qualität und Zuordnungsweise von Kapazitäten und die zu erwartenden Kosten (Tarife) besteht.

Für Rückfragen zu unserer Stellungnahme steht Ihnen Herr Johann Breitenfelder (johann.breitenfelder@eongas.com; DW 8400) gerne zu Verfügung.

Wir ersuchen um entsprechende Berücksichtigung und verbleiben

mit freundlichen Grüßen

EconGas GmbH