



Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen
Sparte Industrie der Wirtschaftskammer Österreich
A-1015 Wien, Schuberttring 14, Postfach 26
Telefon: +43 1 513 15 88-0*
Telefax: +43 1 513 15 88-25
E-Mail: office@gaswaerme.at
Internet: www.gaswaerme.at



An die
Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per Email an: marktregeln@e-control.at

Ihr Zeichen / Ihre Nachricht von

Unser Zeichen

DW

Datum

Zi/DÜ

38

20.04.2012

Stellungnahme des Fachverbandes der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen zum Begutachtungsentwurf einer Verordnung des Vorstandes der E-Control zu Regelungen zum Gas-Marktmodell (Gas-Marktmodell-Verordnung 2012, MMO-VO) vom 30. März 2012

Sehr geehrte Damen und Herren!

I. Allgemeines

Prinzipiell ist anzumerken, dass die festgelegte Frist bis 20. April für die finale Begutachtung dieses Verordnungsentwurfes (zeitgleich mit der WechselVO Gas, der GasdienstleistungsqualitätsVO und anderen Marktregeldokumenten) nach den österr. Gepflogenheiten unüblich kurz ist und daher die Betroffenen aufgrund des Zeitdrucks gezwungen sind, sich auf ihre unmittelbaren Anliegen zu konzentrieren und den Gesamtüberblick außer Acht zu lassen. In Aussicht gestellt wurde von ECA eine Begutachtungsfrist bis 30. April (siehe Präsentation des Projektplans beim Workshop vom 14. November 2011), die somit um 10 Tage signifikant verkürzt wurde. Es ist zwar richtig, dass im informellen Konsultationswege eine Vorversion der MMO-VO bekannt war, jedoch hat sich der jetzt zur Begutachtung vorliegende Verordnungsentwurf in Aufbau und Struktur gegenüber der Vorversion in einem Umfang geändert, der die Verkürzung der Frist nicht rechtfertigt bzw. die Begutachtung erschwert. Eine genauere Beurteilung des vorliegenden Entwurfs war daher weitgehend nicht möglich. Den im Rahmen des Marktregelprozesses eingeforderten Gegenüberstellungen diverser Auswirkungen des neuen Systems wurde nicht nachgekommen.

Die zu den bisherigen Entwürfen der E-Control Austria ergangenen Stellungnahmen des FGW (vom 15.12.2011 sowie vom 9.3.2012) wurden im Rahmen des vorliegenden Begutachtungsentwurfs 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 Zeitpunkt des Inkrafttretens der Verordnung mit 1.1.2013 ist aus zwei Gründen unglücklich gewählt und muss im Hinblick auf das damit eingegangene Risiko als nicht verantwortbar bezeichnet werden. Erstens bedingt das neue Regelwerk einen totalen Systembruch mit neuen Marktteilnehmern, einer Neuverteilung der Aufgaben, Änderungen in den Abwicklungs-, Informations- und Abstimmungsprozessen usw. Mit der MMO-VO allein liegt noch nicht alles Notwendige vor, damit eine EDV-mäßige Umsetzung angegangen werden kann. Es ist damit zu rechnen, dass bei einer Umstellung dieser Größenordnung die neuen Systeme nicht von Anfang an fehlerfrei sein werden bzw. dass der Umgang damit einer gewissen Lernphase bedarf. Bei einem Termin 1.1.2013 gibt es keine Testphase, keinen Spielraum für Fehlererkennung und keine Lernphase für die Nutzer. Es muss gewährleistet werden, dass das neue Marktmodell zum Zeitpunkt seiner Umsetzung ausreichend getestet und einsatzbereit ist.

Verschärft wird die Situation dadurch, dass die Umstellung mitten im Winter (Heizperiode), also in einem Zeitraum höchster Ressourcenanspannung, erfolgt, wobei Fehler, die eventuell bei Normalnutzung noch korrigiert werden können, unweigerlich schwere Auswirkungen auf die Stabilität des Gesamtsystems haben und die Sicherheit der Versorgung gefährdet ist. In diesem Zusammenhang wollen wir insbesondere auf die diesbezüglichen kritischen Ereignisse zu Jahresanfang (Kälteperiode im Februar 2012) im Umfeld Österreichs verweisen, die unserer Meinung nach in Österreich lediglich durch die derzeit bestehende Marktstruktur mit entsprechenden Anreizen zur vollständigen Deckung des Bedarfes durch die betroffenen, direkt beim Kunden agierenden Marktteilnehmer (d.h. die Versorger), ohne Auswirkungen geblieben sind.

Die Verordnung sollte daher nicht am 1.1.2013, sondern erst im Frühsommer 2013 in Kraft treten.

2. Vergleichbare Systemumstellungen in anderen Ländern haben Jahre gedauert, bevor sie zufriedenstellend funktionierten. Angesichts des enormen Zeitdrucks ist es daher strikt abzulehnen, jetzt Anpassungen vorzunehmen, die EU-rechtlich und nach dem GWG 2011 nicht notwendig sind. Insbesondere die Bestimmungen für das Verteilernetz sollten daher jetzt nicht über das unbedingt Notwendige hinaus geändert werden.
3. Der Begutachtungsentwurf der Gas-Marktmodell-VO 2012 würde für das Marktgebiet Ost Regelungen treffen, ohne die derzeit in Ausarbeitung befindlichen 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 europäischer Regelungen jedenfalls verfrüht und im Hinblick auf § 41 Abs 4 GWG 2011 gesetzlich nicht gedeckt sind. Auf eine Harmonisierung der Bilanzierungsperiode und des Gastages im Marktgebiet ist erst nach Inkrafttreten des ENTSO (Gas) Network Codes on Balancing „hinzuwirken“. Es droht somit eine erneute, grundlegende und wiederum kostenverursachende Überarbeitung des Marktmodells in absehbarer Zeit.
4. Im Verteilergebiet 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 Verteilergebiet dar.

Insbesondere entfallen beim vorgeschlagenen Marktmodell die Anreize und Notwendigkeiten für den Versorger, die Verbrauchsstruktur seiner Kunden bestmöglich (im Sinne von sicher und effizient) abzudecken. Durch den 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.

5. Der Entwurf beinhaltet keine exakte Abgrenzung zwischen Regelenergie und Ausgleichsenergie und es bedarf daher einer klaren Abgrenzung in der MMO-VO. Darüber hinaus ist auch hinsichtlich der (unklar geregelten) Weiterverrechnung der Kosten eine transparente Regelung erforderlich (siehe Anmerkung zu § 18 Abs 6 und § 32 Abs 6).
Es besteht ohne diese Basis die Gefahr, dass einzelne Endverbrauchergruppen (Kraftwerke, Industrie und LGZ-gemessenen Kunden) Kosten der Tagesbilanzierung mittragen müssen, welche sie nicht verursachen. Mit der Beibehaltung der stündlichen Bilanzierung im Verteilergebiet 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 Verteilergebiet wird daher – insbesondere wegen der negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit – strikt abgelehnt und die Beibehaltung des bestehenden Systems der stündlichen Bilanzierung gefordert.
6. Das gegenwärtige Regime stellt jedem Marktteilnehmer (auch nach Aussage der von E-Control beauftragten KEMA-Studie) konkurrenzlos günstig Ausgleichsenergie zur stündlichen Strukturierung zur Verfügung. Die Einführung einer Tagesbilanzierung im Verteilergebiet für Endverbraucher unter 50.000 kWh/h wird zwangsläufig zu einer Verteuerung des Systems für die Kunden führen. Ein gutes Beispiel dafür zeigen die explodierenden Kosten für Regelenergie in Deutschland. So ist die Regelenergieumlage im Marktgebiet „NCG“ im Zeitraum 01.10.2008 (Einführung mit 0,005 ct/kWh) bis 01.10.2011 (mit 0,12 ct/kWh) auf das 24-fache angestiegen.
7. Der Begutachtungsentwurf beinhaltet ein komplexes Kapazitätsmanagement zusätzlich zum bisherigen Fahrplanmanagement.
8. Die Komplexität im Rahmen des geplanten Marktmodells 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.).

II. Zum vorliegenden Verordnungsentwurf im Detail

Zu § 2 Abs 1 Z 7 „Gastag“:

Betreffend Gastag ist die Vorgehensweise aus Sicht der Verteilerebene unklar, warum der bei der Markttöffnung 2002 eingeführte Gastag von 0h-0h nun wieder auf 6h-6h zurückgestellt werden muss. Dieselben Argumente wie damals - v.a. Harmonisierung mit dem Strommarkt – gelten auch weiterhin. Zwischenzeitlich hat sich dieses System sehr bewährt.

Die Auswirkungen auf Netzbetreiber müssen bei einer Umstellung im Rahmen der Feststellung der Kostenbasis für Verteilernetzbetreiber auf jeden Fall in voller Höhe anerkannt werden, da die Systeme von externen Firmen betreut werden und die Kosten für die Umstellungen nicht beeinflussbar sind.

Dies betrifft folgende Systeme:

- Die Verwaltung von Standardlastprofilen
- Die Verwaltung von Versorgerzuordnungen der Zählpunkte
- Den Wechselprozess
- Die Verwaltung der stündlich gemessenen Zeitreihen sowie deren Plausibilisierungs- und Umrechnungsprozesse (Einheit, Zeitzone)
- Mengenermittlung (Allokation) im Clearingprozess und die betreffenden Datenmeldungen (egal in welchem Format)
- Das Fahrplanmanagement bzw. den Nominierungsprozess

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 Rückkauf von festen Kapazitäten:

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.

§ 4 Kapazitätsbündelung:

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 (nunmehr Gas Connect Austria) 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.

Da der letzte Satz des Abs 2 nicht Gegenstand einer österreichischen Verordnung sein kann (da andere Rechtsordnungen involviert werden), muss diese Festlegung dem europäischen Regelwerk überlassen werden. Eine derartige Regelung überschreitet jedenfalls die Regelungskompetenz der Regulierungsbehörde.

Zu § 6 Kapazitätszuweisung:

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 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 nicht aus, um Rechtssicherheit für die Marktteilnehmer zu gewährleisten.

Zu § 8 Vertragslaufzeiten:

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 Sekundärmarkt für Ein- und Ausspeisekapazitäten:

Zu den Bestimmungen hinsichtlich der Online-Plattform für das Angebot von Kapazitäten in § 9 ist anzumerken, 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.

Zu § 10 Abs 1:

Wie bereits in den vorangegangenen Stellungnahmen des FGW 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 § 10 Abs 2 Z 1-4:

Die jeweils angeführte Begrenzung des Preises der Kapazität bei den 4 angedachten Vergabemethoden (wonach der Startpreis bzw. Entgelte für angebotene Kapazität das ursprünglich für die entsprechend Primärkapazität zu zahlende Entgelt nicht überschreiten darf) 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 Nominierungs- und Renominierungsregeln:**Zu § 11 Abs 3:**

Ungeachtet der weiterhin aufrechten verfassungsrechtlichen Bedenklichkeit der Enteignung ohne angemessene Entschädigung (§ 12 Abs 2) ist die Einschränkung der Renominierung auf einen Minimalwert jedenfalls gesetzlich nicht gedeckt und daher zu streichen. Die Einschränkung der Möglichkeiten zur Renominierung hindert Marktteilnehmer an einer effizienten Fahrplangestaltung. Jedenfalls sollte diese Regelung für einzelne Versorger, die ihre Kapazitäten aus Effizienzgründen in einer gemeinsamen Bilanzgruppe bündeln, nicht zur Anwendung gelangen; auch dann nicht, wenn keine Subbilanzkonten geführt werden.

Zu § 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:

Wir weisen darauf hin, dass der in § 11 Abs 12 angesprochene § 6 Abs 4 im vorliegenden Entwurf nicht vorhanden ist, weshalb völlig unklar ist, auf welche Kapazitäten in der Bestimmung Bezug genommen werden soll.

Zu § 12 Abs 2:

Eine Enteignung von bereits bezahlten Kapazitäten durch Fernleitungsnetzbetreiber ist verfassungsrechtlich bedenklich und wird strikt abgelehnt. Schließlich handelt es sich dabei um keine triviale Angelegenheit des Geschäftsverkehrs, sondern um einen tiefgreifenden Eingriff in die Rechte Dritter, der in einem Rechtsstaat legitimierte Behörden vorbehalten sein soll. Der Fernleitungsnetzbetreiber soll daher nur zu einer Meldung der Tatbestände an die ECA verpflichtet werden. Er soll nur auf Anweisung der Behörde in einem geregelten Verfahren mit ausreichend Rechtsschutz für die Kapazitätseinhaber in deren Kapazitätsrechte eingreifen können. Weiters geht es an der gaswirtschaftlichen Realität vorbei, dass es

grundsätzlich für eine Kapazitätsentziehung reicht, wenn die Kapazität in nur einem einzigen Monat von Oktober bis März nicht voll genutzt wird. Dies ist jedenfalls dergestalt zu ändern, dass die Kapazität nur entzogen werden kann, wenn sie zumindest in fünf dieser sechs Monate nicht genutzt wird.

Zu § 18 Abs 6:

Eine tägliche Bilanzierung im Verteilerg Gebiet wird wegen der eingangs dargestellten Bedenken hinsichtlich Kostensteigerungen, Verlust der Kostentransparenz, Systemkomplexität und Versorgungssicherheit strikt abgelehnt.

Die durch den vorliegenden Entwurf einzuführende Tagesbilanzierung für Endverbraucher ≤ 50.000 kWh/h gemäß § 18 Abs 5 iVm Abs 6 wird abgelehnt. Durch die Umstellung auf Tagesbilanzierung für einzelne Kundengruppen ist zu befürchten, dass das System durch die Umstellung auf Tagesbänder destabilisiert wird (und bisherige Investitionen zur Sicherstellung der Systemintegrität obsolet werden) und aufgrund der unklaren Bestimmungen über die Weiterverrechnung der Kosten der Tagesstrukturierung einzelne Endverbrauchergruppen, die selbst stündlich bilanzieren, zusätzlich zu den eigenen Ausgleichenergiekosten belastet werden.

Es bedarf einer klaren Abgrenzung zwischen Regelenergie und Ausgleichsenergie. Auf Grund der Bändeinspeisungen anstatt strukturierter Einspeisungen werden wesentlich mehr Regelenergiemengen als heute notwendig sein. Es fehlen ausreichende preisliche Anreize, um die missbräuchliche Nutzung von Ausgleichsenergie zur Beschaffung zu vermeiden, die Gefahren für die Netzstabilität bedeutet. Hohe kaum kalkulierbare untertägige Regelenergieeinsätze müssen befürchtet werden. Das vorgeschlagene Ausgleichsenergiemodell (einschließlich der Berechnungsmethodik für Ausgleichsenergiepreise) gefährdet damit, besonders in Zeiten von Engpässen, die Versorgungssicherheit.

Das im VO-Entwurf vorgestellte System der Tagesbilanzierung erlaubt keine verursachungsgerechte Zuordnung der Kosten, u.a. weil es durch Linepacknutzung zu zeitlichen Verschiebungen zwischen Unausgeglichenheiten und Abrufen von Ausgleichsenergie kommt. Es ist überdies zu erwarten, dass es durch die voraussehbare Struktur des AE-Marktes zu systematischen Preiseffekten kommt, welche die ohnedies ansteigenden Kosten aufgrund eines größeren physischen AE-Bedarfs zusätzlich erhöhen werden.

Mit dem bisherigen System wurden sehr gute Erfahrungen gemacht, zumal dieses praktikabel und wenig verwaltungsaufwendig ist und daher auch kostengünstig für Endkunden umgesetzt werden konnte.

Die Beibehaltung der Stundenbilanzierung wird daher seitens des FGW weiterhin befürwortet.

Davon abgesehen ist die geltende Grenze von ≤ 50.000 kWh/h willkürlich gewählt. Darüber hinaus wäre bei Tagesbandbelieferung von Endverbrauchern bis zu 50.000 kWh/h ein erhöhtes Prognoserisiko im untertägigen Strukturierungsbedarf für das Verteilerg Gebiet gegeben, wodurch insbesondere in einem Hochlastfall die Versorgungssicherheit kurzfristig nicht mehr sicher durch den verfügbaren Netzpuffer gewährleistet werden könnte.

Zu § 18 Abs 8:

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 Sinnhaftigkeit der „Verdoppelung“ von Bilanzgruppen gemäß § 18 Abs 10 wird gänzlich in Frage gestellt. 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.

Zu § 18 Abs 10:

Die zwingende Einführung unterschiedlicher Bilanzgruppen, getrennt nach tages- und stundenbilanzierten 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.

Zu § 20 Bilanzgruppenmitgliedschaft:

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 wird seitens des FGW 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. Zu § 20 Abs 5 Z 4 möchten wir festhalten, dass die Erstellung der langfristigen Planung nicht Aufgabe des Bilanzgruppenverantwortlichen, sondern gemäß § 22 GWG 2011 jene des Verteilergebietsmanagers ist.

Zu § 23 Zuordnung von Kapazitäten zu Bilanzgruppen:

§ 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:

In § 24 des Entwurfes wird festgelegt, dass der besonderen Bilanzgruppe Netzverluste keine Endverbraucher-Zählpunkte zugeordnet werden dürfen. Dies geht insoweit an der Realität vorbei, als Netzbetreiber im Falle unbefugter Entnahme aus dem Erdgasnetz oft keine kurzfristige Möglichkeit zur physischen Trennung haben. Wie ist dann mit solchen Kunden umzugehen, die über keinen Liefervertrag verfügen und bei denen der Netzbetreiber nicht in der Lage ist, die Versorgung zu unterbrechen? Welcher Bilanzgruppe sind diese Zählpunkte sonst zuzuordnen?

Zu § 24 Abs 4 und 5:

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

Zu §25 Abs 8:

Zu Z 1: Da keine Einschränkung beim Endverbraucher getroffen wird, stellt sich die Frage, wofür der BKO bzw. BGV die Messdaten von 1,3 Mio. Gaskunden benötigt/verwendet.

Zu Z 2: Der BGV kann sich in dieser Angelegenheit direkt an den Versorger in seiner Bilanzgruppe wenden, dem alle Daten vorliegen. Eine Schnittstelle zum BGV betreffend Einzeldaten von Endverbrauchern wird abgelehnt.

Zu Z 3: Hier ist eine Änderung wie folgt erforderlich:
„die Erstellung der SLP-Verbrauchsprognosen in Kooperation mit dem Verteilergebietsmanager, vorrangig jedoch der Versand der erforderlichen Basisdaten ...“

Die geforderte Datenbereitstellung insbesondere Z 3 und 4 (Prognose, Basisdaten für Prognose unter täglicher Berücksichtigung der Änderungen im Netzzugang bzw. die tägliche Versendung der gemessenen Zeitreihen) erhöht massiv den Verwaltungsaufwand und erfordert eine Anpassung bzw. Erweiterung der bestehenden Systeme und erhöht dadurch ebenfalls entsprechend die Kosten.

Zu § 26:

Der Verordnungsentwurf bleibt weiterhin in vielen wirtschaftlich relevanten Regelungsbereichen unklar. Beispielsweise lässt der Entwurf in § 26 nur vermuten, für welche Geschäftsfälle die Bilanzgruppenverantwortlichen den Strukturierungsbeitrag zu leisten haben. Sofern dies im Falle stundenweise abweichender Entry- und Exit-Nominierungen zu erfolgen hat, ist zu klären, ob der Beitrag auch dann anfällt, wenn die Abweichung zum Ausgleich einer absehbaren Tagesunausgeglichenheit vorgenommen wird.

Zu § 26 Abs 4:

Eine rechtliche Grundlage für eine derartige Stellvertretungsregelung konnte im GWG nicht gefunden werden. Die Regelung ist daher als gesetzwidrig abzulehnen. Unbeschadet dessen ist anzumerken, dass die genannte Stunde Nachfrist zur Renominierung durch den betroffenen BGV zu kurz ist.

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:

§ 27 Abs 6 erachten wir für nicht erforderlich, da diese Regelungen inhaltlich größtenteils bereits in § 28 Abs 1 festgehalten sind. Eine Streichung des Abs 6 und eine entsprechende Ergänzung des § 28 Abs 1 wird daher angeregt, um Wiederholungen im Verordnungstext zu vermeiden. Sollte dieser Empfehlung nicht nachgekommen werden, sollte dieser Absatz durch eine Klarstellung dahingehend geändert werden, dass die Kooperation des Netzbetreibers durch die Bereitstellung von Basisdaten erfolgt. Die Prognose durch die

Verteilernetzbetreiber wird abgelehnt.

Zu § 27 Abs 7:

Eine Veröffentlichung von bilanzgruppen-individuellen Daten wird schon aus datenschutzrechtlichen Gründen abgelehnt.

Zu § 28:

Analog zur Bestimmung in § 27 Abs 7 halten wir eine Klarstellung für erforderlich, dass der Bilanzgruppenverantwortliche die Prognose erstellen kann.

Weiters wird angemerkt, dass im Verordnungsentwurf zwar Regelungen für standardisierte Lastprofile getroffen werden, nicht jedoch für die Gruppe der Lastganggemessenen Kunden unter 50 MWh/h.

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 Verteilergebietsmanager die Kosten für Ausgleichsenergieabrufe am VHP zur Erfüllung des Rücklieferprogrammes ersetzt werden.

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.

Abschließend möchten wir nochmals darauf hinweisen, dass die Umsetzung des GWG 2011 in den neuen Marktregeln ein umfassendes Vorhaben darstellt, zumal das bestehende Marktmodell neu aufgestellt wird. Aufgrund der gravierenden Änderung der gesamten Marktsystematik halten wir eine Verschiebung des Inkrafttretens der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 in den Frühsommer 2013 für dringend geboten. Das geplante Inkrafttreten mit 1.1.2013, und damit mitten in der Heizperiode, stellt eine massive Gefährdung des Erhalts der Systemsicherheit dar.

Wir ersuchen um Berücksichtigung unserer Anmerkungen und stehen für Rückfragen und Gespräche gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Vorst.Dir. KR Ing. Mag. Helmut Miksits
Fachverbands-Obmann



Mag. Michael Mock
Geschäftsführer