

Energie Control GmbH
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Ergeht per Email
wechsel-vo@e-control.at

Abteilung für Umwelt-
und Energiepolitik
Wiedner Hauptstraße 63 | A-1045 Wien
T 05 90 900DW | F 05 90 900-269
E up@wko.at
W <http://wko.at/up>

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom	Unser Zeichen, Sachbearbeiter	Durchwahl	Datum
	Up/786/Kr	4222	20.4.2012
	Mag. Cristina Kramer		

Gas-Marktmodell-VO 2012- STELLUNGNAHME

Sehr geehrte Damen und Herren!

Die Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) dankt für die Übermittlung des Begutachtungsentwurf des Gas-Marktmodell-VO 2012 und nimmt dazu wie folgt Stellung:

1. Allgemeines

Innerhalb der Wirtschaftskammer Österreich sind sowohl die größten industriellen Gasverbraucher als auch die Gasversorgungsunternehmen vertreten. Grundsätzlich möchten wir betonen, dass die Wirtschaftskammer Österreich grundlegendes Interesse an einem fairen europäischen Binnenmarkt unter Beibehaltung der Versorgungssicherheit hat.

Vorab wird nochmals festgehalten, dass die Umsetzung der Vorgaben des 3. Energiepaketes sich im Leitungsbereich ausschließlich auf die Fernleitungsebene (Interconnection Points) bezieht. Die Verteilernetzleitungen werden somit nicht im Anwendungsbereich der zukünftig festzulegenden Network-Codes liegen. Eine Vorwegnahme der noch auszugestaltenden Network-Codes und eine Ableitung von entsprechenden Bestimmungen für das Verteilernetz findet aus unserer Sicht daher keine Deckung im europäischen Rechtsrahmen.

Künstliche Barrieren in der Erdgasversorgung die zu höheren Kosten beim Unternehmen führen sind abzubauen. Ob wochenlange Beschwerdefristen für Day-Ahead Kapazität das richtige Mittel ist um zusätzliche Liquidität zu erzeugen, wird bezweifelt. Mit dem gegenständlichen Entwurf der Marktregeln 2012 wird die Grundlage für einen europäischen Binnenmarkt geschaffen. Dass dabei ein Rückschritt im Bereich der effizienten Gasnetzbewirtschaften vorgeesehen ist (Stichwort Tagesbilanzierung) wird in der nachfolgenden Stellungnahme noch im Detail kritisiert. Bereits innerhalb der ENTSOG-Arbeitsgruppen zum Balancing-Network-Code wurde erkannt, dass ein reines Tagesbilanzierungsmodell, wie es derzeit in der Marktregel-

verordnung vorgesehen ist, auf der Fernleitungsebene nicht möglich ist, ohne dadurch Netzstabilität und Versorgungssicherheit zu gefährden. Umso kritischer erscheint die geplante Einführung eines derartigen Bilanzierungsregimes im wesentlich volatileren Verteilernetz. Wir ersuchen daher, die europäischen Erfahrungen in nationale Entscheidungen mit einzubeziehen.

Eine abschließende Beurteilung des vorliegenden Entwurfs war, über der kurzen Begutachtungsfrist nicht möglich. Das Gesamtpaket der Umsetzung des GWG 2011 wird erst mit den SNT 2013 endgültig zu beurteilen sein. Erst zu diesem Zeitpunkt wird es möglich sein die Kostenneutralität bzw. gesteigerte Kosteneffizienz festzustellen. Wir behalten uns deshalb die Möglichkeit vor, weitere Stellungnahmen zu diesem Thema abzugeben.

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 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.

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 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. 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 Verteilergiebts vor, welche im Sinne obiger europäischen Regelungen jedenfalls verfrüht sind. Es droht somit eine erneute, grundlegende Überarbeitung des Marktmodells in absehbarer Zeit.
3. 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 Verteilergiebts dar. Insbesondere entfallen beim vorgeschlagenen Marktmodell die Anreize und Notwendigkei-

ten für den Lieferanten, 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.

4. 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 Verteilergesamt 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 Verteilergesamt wird daher weiterhin abgelehnt.
5. 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 Verteilergesamt für Endverbraucher unter 50.000 kWh/h wird zwangsläufig zu einer Verteuerung des Systems für die Kunden führen, da die dazu erforderliche Speicherleistung in hohem Maße von den Netzbetreibern vorgehalten werden muss. 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. Für die österreichischen Haushalts- & Gewerbekunden würde eine solche Verteuerung jährliche Mehrkosten zwischen € 15-20 Mio. bedeuten.

Die Überführung von Strukturierungskosten vom Wettbewerbsbereich in den „regulierten Bereich“ lässt zudem weniger Effizienz erwarten und führt tendenziell zu einer Benachteiligung von einzelnen Endverbrauchergruppen (Kraftwerke, Industrie und ein mengenmäßig nicht unbeträchtlicher Teil von LPZ-gemessenen Kunden). Betrachtet man die von E-Control derzeit intensiv propagierte Einführung von Intelligenten Messgeräten (Smart Meter), wird die Umstellung von Stunden- auf Tagesbilanzierung noch weniger verständlich. Eine tägliche Bilanzierung im Verteilergesamt wird wegen der dargestellten Bedenken sowie wegen der negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit strikt abgelehnt. Für das Verteilersystem ist daher sicherzustellen, dass das bestehende System der stündlichen Bilanzierung beibehalten wird.

6. Der Begutachtungsentwurf beinhaltet ein komplexes Kapazitätsmanagement zusätzlich zum bisherigen Fahrplanmanagement.
7. 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.).

2. Zum vorliegenden Verordnungsentwurf im Detail

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.

In § 4 Auslagen und Entgelte - Absatz 2 bleibt offen wie die Schlechterstellung einzelner Mitglieder der BG verhindert wird. Siehe dazu Anmerkungen zu § 22 der Regelungen zum Gasmarktmodell.

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 dabei 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. Dies sollte entsprechend korrigiert werden, 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

Die Nutzungsüberlassung ausschließlich über die Online-Plattform wird 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 Bedenken 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 und steht damit im Widerspruch zum immer größer werdenden Bedarf an Flexibilität (Handel am liquiden Hub).

Aus unserer Sicht müsste für die Vorhaltung von fester Day Ahead-Kapazität vom Leitungsnetzbetreiber 10% für kurzfristige Produkte reserviert werden. Ansonsten müsste diese Reservierung dem Bilanzgruppenverantwortlichen finanziell abgegolten werden.

Eine Beschränkung der Re-/Nominierung führt des Weiteren dazu, dass der Bilanzgruppenverantwortliche nicht bedarfsgerecht nominieren kann, was de facto zu einer Erhöhung der Regenergiekosten führen wird. Eine Re-/Nominierung sollte daher unabhängig von der gebuchten Gesamtkapazität am Buchungspunkt jedenfalls bis zu 100% der gebuchten/bezahlten Kapazität der Bilanzgruppe möglich sein.

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 legitimierten 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 Kapazitätsinhaber 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 § 12 Abs. 2 Z 2

Dies bedeutet, dass insbesondere im Fall von Kraftwerken, die marktgetrieben im Einsatz oder auch für mehrere Monate möglicherweise nicht im Einsatz sind, Kapazitätsrechte verloren gehen könnten, was zu einer weiteren Diskriminierung der österreichischen Erzeugung und deutlichen Einschränkung der Versorgungssicherheit beim Strom führen könnte.

Zu § 16 Abs. 1 - Netzzugang für Speicherunternehmen

Diese Bestimmung sieht vor, dass eine Reduktion der Kapazitäten durch das Speicherunternehmen nur unter der Voraussetzung möglich ist, dass der Netzbetreiber diese anderweitig vermarkten kann. Das entspricht de facto einer Abnahmeverpflichtung durch das Speicherunternehmen, selbst wenn kein entsprechender Transportbedarf der Speicherkunden gegeben

ist. Die Tatsache, dass das Speicherunternehmen überhaupt derartige Kapazitäten bucht, ergibt sich aus dem GWG 2011, das vorsieht, dass Speicherkapazitäten dem Kunden direkt am Hub angeboten werden müssen. Diese Regelung kann jedoch nicht dazu führen, dass für nicht vermarktete Speicherkapazitäten weiterhin Transportkapazitäten vom Speicherunternehmen bezahlt werden müssen und diesem dadurch vermeidbare Kosten entstehen. Vielmehr sollten aus unserer Sicht Kapazitätsänderungen von Speicherunternehmen gleich den Kapazitätsänderungen von Endkunden umgesetzt werden. Bei dieser Vorgehensweise führt eine Reduktion der Kapazität auch zu einer Reduktion der Kosten. Diese Systematik sollte auf Speicherunternehmen übertragen werden

§ 16 ist daher aus unserer Sicht inakzeptabel und sieht eine überschießende Verpflichtung im Vergleich zum GWG vor.

Zu § 17 - Netzzugang für Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen

Die vergleichbare Bestimmung für die Produktion ist ebenso abzulehnen, insbesondere aufgrund der Tatsache, dass die Produktion aufgrund des natürlichen Lebenszyklus kontinuierlich abnimmt. Der Produzent muss dann aus unserer Sicht die Möglichkeit haben, die Netznutzung entsprechend anzupassen. Gleichzeitig mit dem Abfall der Kapazität aus der Produktion wird der betriebliche finanzielle Aufwand für die sinkenden Produktionsmengen immer größer. Wenn dann für den Produzenten zusätzlich Kosten für Kapazitäten, welche nicht direkt genutzt werden, anfallen, kommt es zu einer erheblichen Benachteiligung inländischer Produktion gegenüber ausländischen Produzenten.

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass bei netzschonenden Maßnahmen bei der Einspeisung von Produktionsmengen das Entgelt wie auch in der Vergangenheit (Einspeiseentgelt) anzupassen ist.

Zu § 18 Abs. 1 - Grundsätze des Bilanzierungssystems

§ 18 der Verordnung bestimmt, dass jeder Netzbenutzer einer Bilanzgruppe angehören muss. Das GWG 2011 regelt, dass auch Speicherunternehmen zu den Netzbenutzern zählen. Vor diesem Hintergrund ist unklar, ob ein Speicherunternehmen bzw. auch ein Produzent lediglich einer Bilanzgruppe angehören muss oder aber selbst eine Bilanzgruppe zu gründen hat.

Nach unserem Dafürhalten, sollte es ausreichend sein, wenn ein Speicherunternehmen bzw. ein Produzent einer Bilanzgruppe angehört. Dies sollte in der Verordnung entsprechend klar formuliert werden.

Zu § 18 Abs. 2

Wie bereits in der Einleitung dargestellt, sollte das System der Stundenbilanzierung im Sinne der Versorgungssicherheit und Netzstabilität unbedingt für alle Marktteilnehmer beibehalten werden.

Die wichtige Rolle der Versorger in der Verantwortung für die bedarfsgerechte Versorgung bei effizienter Nutzung der Leitungskapazitäten sollte erhalten bleiben. Dies setzt die Möglichkeit einer stündlichen Bilanzierung voraus, bei der auch ein Anreiz zur netzschonenden Nominierung besteht.

Das Modell der Tagesbilanzierung basiert auf der Annahme, dass Netzdruck „gratis“ ist und es ausreichend Netzpuffer gibt um die gesamte Strukturierung im Marktgebiet durchzuführen. Vielmehr hat die Praxis jedoch gezeigt, dass es immer wieder zu Transportengpässen kommt. Darüber hinaus benachteiligen die vorgesehenen unterschiedlichen Bilanzierungsregime nicht nur Industriekunden und Kraftwerksbetreiber, sondern es werden die Systemkosten insgesamt massiv erhöht. Dieses System wird über einen längeren Zeitraum betrachtet auch eine spürbare Erhöhung des Erdgaspreises für Kleingewerbe und Haushalte bewirken.

Wir vertreten jedenfalls die Ansicht, dass das gut etablierte Regime der Stundenbilanzierung unbedingt beibehalten werden sollte.

Zu § 18 Abs 6 Grundsätze des Bilanzierungssystems

Eine tägliche Bilanzierung im Verteilergbiet wird wegen der eingangs dargestellten Bedenken hinsichtlich Kostensteigerungen, Verlust der Kostentransparenz, Systemkomplexität und Versorgungssicherheit strikt abgelehnt. Die verpflichtende Tagesbilanzierung für alle Netzbenutzer unter 50.000 kWh/h bedeutet einen systematischen Rückschritt für den Gasnetzbetrieb und führt zu unnötigen Verteuerungen für alle Gaskunden!

Die durch den vorliegenden Entwurf einzuführende Tagesbilanzierung für Endverbraucher ≤ 50.000 kWh/h gemäß § 18 Abs 5 iVm Abs 6 sowie die Prognose durch den Netzbetreiber wird abgelehnt. Durch die Umstellung auf Tagesbilanzierung für einzelne Kundengruppen ist zu befürchten, dass das System durch die Vereinfachung auf Tagesbänder destabilisiert wird und bisherige Investitionen zur Sicherstellung der Systemintegrität obsolet werden (Stranded Investments).

Da die untertägige Strukturierungskosten auf Basis von Systemnutzungsentgelten über alle Kundengruppen sozialisiert werden müssten, würden Kundengruppen, die selbst stündlich bilanzieren, zusätzlich zu den eigenen Ausgleichenergiekosten noch anteilig mit den sozialisierten Kostenblöcken belastet.

Das im VO-Entwurf vorgestellte System der Tagesbilanzierung erlaubt damit keine verursachungsgerechte Zuordnung der Kosten, insbesondere weil es ja durch Line-packnutzung 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 geltende Grenze von ≤ 50.000 kWh/h ist willkürlich gewählt und umfasst neben SLP-Kunden auch LGZ-Kunden, was zu 3 Bilanzierungskategorien führen würde. Darüber hinaus wäre bei Tagesbandbelieferung von Endverbrauchern bis zu 50.000 kWh/h ein erhöhtes Prognoserisiko im untertägigen Strukturierungsbedarf für das Verteilergebiet gegeben, wodurch insbesondere in einem Hochlastfall die Versorgungssicherheit kurzfristig nicht mehr sicher durch den verfügbaren Netzpuffer gewährleistet werden könnte.

Aus Sicht der Industriekunden liefert eine freiwillige Wahlmöglichkeit für LPZ-Kunden unterhalb der vorgegebenen Grenze das effizienteste Kriterium für Stunden- oder Tagesbilanzierung. Die absolute kWh/h-Grenze sollte nur dazu verwendet werden, dass ab dieser Größenordnung verpflichtend Stundenbilanzierung zu wählen ist. Darunter sollen die Endverbraucher die Wahlmöglichkeit haben (analog zu Deutschland).

Ebenfalls unter § 18 (6) wird darauf verwiesen, dass Bilanzgruppenverantwortliche jeweils getrennte Bilanzgruppen für Netzbenutzer gemäß Abs. 5 und Abs. 6 einzurichten haben und für diese getrennte Einspeisefahrpläne zu erstellen sind. Der Ausgleich zwischen diesen Bilanzgruppen ist nur für die Bilanzierungsperiode gemäß Abs. 5 zulässig.

Die Industrie verweist auf die finanzielle Doppelbelastung durch die erhöhten Dienstleistungskosten. Netzbenutzer haben teilweise Zählpunkte in beiden Systemen. Diese Netzbenutzer würden gezwungen auch zwei getrennten Bilanzgruppen beizutreten. Dadurch werden kundeninterne Portfolio-Effekt verhindert und doppelten Dienstleistungskosten fällig. Dieser Verteuerung ist aus Sicht der Industrie durch eine schlankere Regelung im Sinne der Kostenreduktion zu ersetzen.

Nachstehend ein Formulierungsvorschlag:

§18 Abs 6: Die untertätige Strukturierungskosten die auf Basis von Systemnutzungsentgelten über alle Kundengruppen sozialisiert werden müssten, würden Kundengruppen, die selbst stündlich bilanzieren, zusätzlich zu den eigenen Ausgleichenergiekosten noch anteilig mit den sozialisierten Kostenblöcken belastet. Gleiches gilt für den Falls, dass § 32 Abs 6 so zu verstehen ist, dass die Kosten (bei Unterdeckung des BKO) im Wege einer Umlage an den BGV verrechnet werden, da unklar ist wie die Weiterrechnung erfolgt.

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 Handlungspunktes nach wie vor möglich ist.

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. Die Sinnhaftigkeit der „Verdoppelung“ von Bilanzgruppen gemäß § 18 Abs 10 wird somit 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.

Daher wird diese Verpflichtung abgelehnt und ist zu streichen.

Zu § 19 - Regelung zur Registrierung im Marktgebiet

Es ist aus unserer Sicht sehr bedenklich, dass in einem diskriminierungsfreien Markt eine Institution - nämlich der Marktgebietsmanager - geschaffen wird, der über alle Aktivitäten sämtli-

cher Marktteilnehmer detailliert informiert ist und sogar im Namen und auf Rechnung der Marktteilnehmer handeln kann und dabei der Voraussicht nach im Alleineigentum eines einzigen Marktteilnehmers steht. Die Unabhängigkeit dieser Institution ist aus unserer Sicht in keiner Weise gewährleistet. Der Marktgebietsmanager muss vielmehr eine neutrale Position vertreten können. (z.B. als Gemeinschaftsunternehmen aller Fernleitungsnetzbetreiber).

Eine abschließende Stellungnahme zu § 19 kann aus unserer jedoch nicht vorgenommen werden, verweist diese Bestimmung doch auf § 16 GWG, der vorsieht, dass zwischen Marktgebietsmanager und Bilanzgruppenverantwortlichem ein Vertrag auf Basis der Allgemeinen Bedingungen des Marktgebietsmanagers abzuschließen ist. Diese Bedingungen liegen jedoch noch nicht vor, sodass überhaupt nicht klar ist, wie weit die Kompetenzen des Marktgebietsmanagers tatsächlich reichen. Eine generelle Bevollmächtigung des Marktgebietsmanagers durch welche dieser berechtigt ist, umfassend im Namen des Bilanzgruppenverantwortlichen zu handeln ist, wie bereits ausgeführt, aus unserer Sicht zu weitreichend und daher abzulehnen.

Des Weiteren ist es aus unserer Sicht bedenklich, wenn mit einem Markteintritt eine Zwangsmitgliedschaft an einer Börse verbunden ist. Dies stellt speziell für neue Marktteilnehmer eine massive Eintrittsbarriere dar.

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 wird 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 § 22

Nach § 22 werden den Bilanzgruppenverantwortlichen (neben Strukturierungsbeitrag, Ausgleichsenergiekosten und Clearingentgelt) nun auch die Kosten des Betreibers des Virtuellen Handelspunktes auferlegt. Es wird dringend angeregt, das System hinsichtlich seines Administrationsaufwandes nochmals zu überdenken.

Der Bilanzgruppenverantwortliche leistet den Strukturierungsbeitrag gemäß § 26 gegenüber dem Marktgebietsmanager sowie die Ausgleichsenergiekosten gemäß § 32 und das Clearingentgelt gemäß § 89 GWG 2011 gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator und die Transaktionskosten des Betreibers des Virtuellen Handelspunktes auf Basis der genehmigten Allgemeinen Bedingungen gemäß § 31 Abs. 3 GWG 2011 gegenüber dem Betreiber des Virtuellen Handelspunktes für alle Bilanzgruppenmitglieder und verrechnet diese den Bilanzgruppenmitgliedern weiter.

Dabei handelt es sich um eine weitere Kostensteigerung für die Endverbraucher. Aus dem gesamten Entwurf wird nicht ersichtlich ob diese Zusatzkosten im Rahmen der nächsten SNT-VO 2013 kostenneutral abgebildet werden!

Die Art der Weiterverrechnung dieser Entgelte und Gebühren, wie in Absatz 2 von § 22 beschrieben, werden zwischen dem Bilanzgruppenverantwortlichen und dem unmittelbaren Bilanzgruppenmitglied vereinbart. Eine Schlechterstellung einzelner Mitglieder gegenüber ande-

ren Mitgliedern der Bilanzgruppe ist laut Entwurf unzulässig. Dies gilt auch für zugewiesene Mitglieder.

Aus Sicht der Industrie ist nicht ersichtlich wie die Überwachung der potenziellen Schlechterstellung erfolgen soll. Nachschärfungen seitens des Regulators oder überhaupt eine einheitliche Vorgehensweise je Bilanzgruppen sind für eine missbräuchliche Verrechnung des Strukturierungsbeitrages unbedingt erforderlich. Denkbar wäre eine Regelung, dass SLP-Kunden durch die Tagesbilanzierung einen wesentlich höheren Strukturierungsaufwand auf der FL-Ebene erzeugen als LPZ-Kunden. Der Regulator soll mit einer entsprechenden Formulierung sicherstellen, dass der Strukturierungsbeitrag verursachergerecht zu verrechnen ist. Sonst droht eine pauschalierte Verrechnung vom Maximalbetrag 0,4 Cent/kWh (entspr. § 26 (6)) und entsprechende Windfall-Profits für die BGVs!

Zu § 23

Voraussetzung für die Nominierung oder die Fahrplananmeldung von Gasmengen an Ein- oder Ausspeisepunkten im Marktgebiet ist die Zuordnung der an diesen Punkten gebuchten Kapazitäten zu Bilanzgruppen. Die Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten an den Marktgebietsgrenzen werden vom Netzbenutzer gegenüber dem Netzbetreiber auf Grundlage des zwischen diesen abgeschlossenen Ein- bzw. Ausspeisevertrages unter Angabe der Identifikationsnummer der Bilanzgruppe zugeordnet. Der Netzbenutzer kann gebuchte Kapazitäten ihrer Höhe nach aufteilen und diese Teile unterschiedlichen Bilanzgruppen zuordnen. Der Netzbenutzer muss Bilanzgruppenverantwortlicher oder unmittelbares Bilanzgruppenmitglied jener Bilanzgruppe gemäß § 20 Abs. 2 sein, der er Kapazität zuordnet.

Diese Bestimmung sollte sich lediglich auf die zu bildenden Untergruppen gemäß § 18 Abs 10 beziehen.

Weiters muss kritisiert werden, dass im § 23 nicht geregelt wird wie die Überführung der Kapazitäten, die derzeit in den Netzverträgen mit den Netznutzern definiert sind, auf die Bilanzgruppen geplant ist.

Für Speicherunternehmen würde dieser Regelung dazu führen, dass diese entweder als Bilanzgruppenverantwortlicher (Widerspruch: BGV muss nicht Bilanzgruppen angehören) oder als Bilanzgruppenmitglied sämtlichen Bilanzgruppen angehören müsste, denen es Kapazitäten zuordnet. Dies würde dazu führen, dass ein Speicherunternehmen einer Vielzahl von unterschiedlichen Bilanzgruppen angehören müsste und würde damit die entsprechenden Netzkopplungsverträge aushebeln.

Nicht nur, dass die Sinnhaftigkeit dieser Bestimmung unserer Meinung nach nicht nachvollziehbar ist, scheint auch eine praktische Umsetzung aus unserer Sicht nicht möglich zu sein.

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 § 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. Aufgrund der oben genannten Argumente (§19) ist es ebenso bedenklich, dass der Marktgebietsmanager das Recht hat, bei Unausgeglichenheiten bereits nach nur einer Stunde im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenverantwortlichen Börsentransaktionen durchzuführen. Insbesondere aufgrund derartiger Ermächtigungen sollte die Unabhängigkeit des Marktgebietsmanagers gewährleistet sein.

Unbeschadet dessen ist nochmals 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 § 26 Abs 6

Der Marktgebietsmanager hat von den Bilanzgruppenverantwortlichen einen Strukturierungsbeitrag für die untertägige Strukturierung der stündlichen Unausgeglichenheiten zwischen Ein- und Auspeisung je Bilanzgruppe einzuheben. Die Bemessungsgrundlage dieses Strukturierungsbeitrages stellen die Kosten der untertägigen Strukturierung gemäß Abs. 7 dar. Der Marktgebietsmanager berechnet den Strukturierungsbeitrag mindestens jährlich neu auf der Basis der im Vorjahr zum Ausgleich von Stundenabweichungen abgerufenen Energie und der dafür angefallenen Kosten. Die Berechnung und der festgelegte Strukturierungsbeitrag sind der Regulierungsbehörde anzuzeigen und auf der Online-Plattform zu veröffentlichen. Per 1. Jänner 2013 wird dieser Strukturierungsbeitrag mit maximal 0,4 Cent/kWh festgelegt. Der Marktgebietsmanager hat der Regulierungsbehörde jährlich ein Bericht über das Ausmaß der Beschaffung von untertägigen Strukturierungsmaßnahmen zur Erfüllung der netztechnischen Anforderungen zu übermitteln. Die Abrechnung des Strukturierungsbeitrages ist monatlich binnen fünf Arbeitstagen nach dem jeweiligen Abrechnungsmonat durchzuführen.

Der maximale Betrag von 4 €/MWh ist extrem teuer - entspricht derzeit ca. 15% Aufschlag auf den Spot-Preis und führt zu einer massiven Verteuerung des Gasbezuges und somit zu drama-

tischen Wettbewerbsnachteilen gegenüber internationalen Mitbewerbern und entspricht in manchen Unternehmen den zusätzlichen Kosten für 100 Mannjahre! Solche zusätzlichen Sozialisierungskosten von rund 160 Mio. € ($4 \text{ €/MWh} * 40 \text{ TWh}$) werden aufgrund des systematischen Rückschritts zur Tagesbilanzierung forciert und gefährden die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Industrie und anderen Großabnehmern, nachhaltig! Aufgrund der fehlenden Klarstellungen zur Weiterverrechnung des Strukturierungsbeitrages gemäß § 22(1) ist davon auszugehen, dass die BGVs einheitlich den Maximalwert verrechnen werden.

Z.B. für Bandbezieher Tag und Nacht in der Industrie ist der Strukturierungsbeitrag v. bis zu 4 €/MWh ein Katastrophe. Bei einem Bedarf im üblichen Industriekundenbereich ist von einem höheren zweistelligen Betrag in Millionenhöhe an Zusatzkosten auszugehen. Solche zusätzliche Kosten sind katastrophal und nicht verkraftbar und Standorte innerhalb der Industrie werden ernsthaft in Gefahr geraten.

Darüber hinaus ist die verursachergerechte Verrechnung (wie in den Anmerkungen zu §22 (1) beschrieben) bei der Berechnung des Strukturierungsbeitrages vollständig offen gelassen! Die energieintensive Industrie wird in dem Entwurf der Marktregeln systematisch für jene Kosten aufkommen müssen, die die Kleinverbraucher erzeugen. Diese Belastungen sind unzumutbar und führen langfristig zu höheren Systemkosten als im restlichen EU-Binnenmarkt. Die Anreizwirkung des Strukturierungsbeitrages für die möglichst eine genaue treffsicher (Stunden-)Bilanzierung fehlt - auch aufgrund der falschen Regelungen in §18 (6) und § 22 (1).

Zu § 27

§ 27 Abs 6 erachten 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 Abs 6 - Dieser Absatz sollte gestrichen werden, da die Prognose durch die Verteilernetzbetreiber abgelehnt wird. Gleichfalls sollte die darauf verweisende Wortfolge in Abs 7 entfallen, zumal eine Veröffentlichung von bilanzgruppen-individuellen Daten schon aus datenschutzrechtlichen Gründen abgelehnt wird.

Zu § 28 Regelungen für standardisierte Lastprofile

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

Zu § 29 Netzkopplungsverträge und Netzpuffer

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 Verteilergiebtsmanager die Kosten für Ausgleichenergieabrufe am VHP zur Erfüllung des Rücklieferprogrammes ersetzt werden.

Die Erstellung von ex ante Prognosen durch den jeweiligen Netzbetreiber wird ablehnt, insbesondere da diese Tätigkeit zusätzliche Systemkosten erzeugen würde, die von allen Endkunden getragen werden müssten, und im GWG keine Deckung finden.

Zu § 32 Abs 2

Die Auswirkung des Preisgestaltungsmodells ist aus jetziger Sicht noch nicht klar nachvollziehbar, da die Produkte am VHP noch nicht definiert sind. Weiters ist es 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. Insbesondere wenn keine ausreichende Liquidität auf den verschiedenen Märkten vorhanden ist, müssen entsprechende alternative Modelle für die Gestaltung der AE angewendet werden. Diese fehlen im gegenständlichen Entwurf sind aber aus Sicht der Industrie für die kostengünstige Preisgestaltung der Ausgleichsenergie dringend erforderlich!

Die Industrie begrüßt, dass keine verpflichtende Pönale zwischen Über- und Unternominierung vorgesehen 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

Im Text fehlt die differenzierte Betrachtung der Verrechnung der AE für LPZ- und SLP-Kunden. Die Wälzung der Kosten für AE auf Endverbraucher mit Stundenbilanzierung aufgrund deren exakter und spezifischeren AE-Abrechnung nach dem Verursacherprinzip nicht gerechtfertigt wird damit vehement abgelehnt.

Energieintensive Industriebetriebe managen das eigene Portfolio selbst oder lassen es durch einen Dienstleister bewirtschaften, wobei hierbei bereits auf möglichst bedarfsgerechte Bezugseindeckung abgestellt wird. Im aktuellen Entwurf würden Kosten für die AE zweimal (Strukturierungsbeitrag und Umlage) anfallen, wenn diese dann für alle anderen Netzkunden allgemein auf die Netzkosten umgelegt würden.

Die Industrie als klassischer Bandbezieher und großteils LPZ-Kunde ohne nennenswerte Tageschwankungen verursacht nicht die ausufernden Ausgleichsenergiekosten und lehnt daher die Sozialisierung der Ausgleichsenergiekosten von den Kleinverbrauchern zu den industriellen Großverbräuchen dezidiert ab.

Die Industrie kann die fremdverursachten Schwankungen nicht ausgleichen und muss im gegenständlichen Entwurf aber durch die wesentlich höheren Bezugsmengen die Ausgleichsenergiekosten überproportional mitzahlen.

Weiters würde ein sehr genau nominierender Industrie-Bandbezieher hier für einen anderen Abnehmer mit stark schwankendem Abnahmeprofil ungerechtfertigter Weise für dessen Ausgleichsenergie mitzahlen müssen, da es aus Sicht des Industriegaskunden völlig willkürlich ist, mit welcher Abnehmerstruktur eine BG zusammengesetzt ist, in die er integriert wird.

Die Industrie fordert analog zum Modell in Deutschland die freie Wahlmöglichkeit der Stunden- oder Tagesbilanzierung für Netzbewerber mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von weniger als 50.000 kWh/h. Netzbewerber über dieser Grenze sollen verpflichtet eine Stundenbilanzierung durchzuführen haben.

Es bedarf einer geeigneten Ergänzung, welche klarstellt, dass über die Umlage des Bilanzgruppenkoordinators kein Anteil an Regelleistung (Tagestrukturierung, Rohrleitung, etc.) zu Verrechnung gelangt.

Wir weisen erneut darauf hin, dass unserer Ansicht nach der gesamte Begutachtungsentwurf durch die noch nicht festgelegte Abgrenzung zwischen Regelleistung und Ausgleichsleistung in diesem Punkt unvollständig ist.

Ad Anlage 3

Der Ein/Ausspeisepunkt „ Speicher Haag“ ist zu streichen, da die Ein- /Ausspeicherung über den Speicher Puchkirchen erfolgt.

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 Marktstruktur 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.

3. Marktgebiet Vorarlberg

Die Wirtschaftskammer Vorarlberg begrüßt ausdrücklich die in der Verordnung vorgeschlagene Möglichkeit der Anbindung des Marktgebietes Vorarlberg an den Deutschen NCG Markt und das darin vorgeschlagene Modell.

Zu den Anmerkungen im Detail:

§ 36 (2) wird von uns so verstanden, dass es am Grenzkoppelungspunkt ins Marktgebiet Vorarlberg zu keiner Kapazitätsvergabe durch Versteigerung kommt und sich ein Engpassmanagement erübrigt. Somit würde nach unserem Verständnis § 36 (2) für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg den § 8 ersetzen, was ausdrücklich begrüßt werden würde.

Wenn durch § 37 (3) zum Ausdruck gebracht werden soll, dass der Zugang nur durch die Bildung einer eigenen Bilanzgruppe bzw. eines Bilanzkreises im jeweils korrespondierenden Marktgebiet zu gewährleisten ist, so wird diese von der Wirtschaftskammer Vorarlberg abgelehnt. Der doppelte Aufwand der Gründung einer Bilanzgruppe bzw. eines Bilanzkreises stellt aus unserer Sicht eine unnötige Wettbewerbshürde dar. Die Vorteile des Zugangs zum Marktgebiet ließen sich somit nicht vollständig lukrieren, wodurch wir den in § 35 gestellten Anspruch, für die Teil- und Vollversorgung von Kunden sowie für die übergreifende Bilanzierung eine einfache Abwicklung zu gewährleisten sowie ganz generell auch die Liberalisierungsbestrebungen lt. GWG, gefährdet sehen. Wir erachten die Nennung eines Bilanzkreises, über welchen die Gasbeschaffung organisiert werden kann, als ausreichend und schlagen daher eine dementsprechende Adaptierung des § 37 (3) vor.

Wesentliche Punkte des **§ 39** sind deckungsgleich mit dem **§ 20**. Eine gesonderte Ausführung für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg bedarf es aus Sicht der Wirtschaftskammer lediglich bei einigen Unterpunkten.

Bei Umsetzung von **§ 37 (3)** in der vorliegenden Fassung ergibt sich im **§ 40 (2)** ein Widerspruch, da ja grundsätzlich jeder Bilanzgruppenverantwortliche in einer Person Bilanzkreisverantwortlicher seines korrespondierenden Bilanzkreises in Deutschland sein müsste. Da aus Sicht der Wirtschaftskammer Vorarlberg wie oben angeführt die Nennung der Beteiligten ausreichend erscheint, ist **§ 40 (2)** korrespondierend zum **§ 37 (3)** abzuändern.

Als abschließende Anmerkung zu den Details der Verordnung möchten wir darauf aufmerksam machen, dass bei **§ 43 die Absätze 6 und 7** zu fehlen scheinen.

Abschließend möchte die Wirtschaftskammer Vorarlberg nochmals zum Ausdruck bringen, dass wir dem vorgeschlagenen Marktmodell für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg äußerst positiv gegenüber stehen. Daher möchten wir die E-Control auch ausdrücklich bitten, sich für eine rasche Umsetzung der in der Verordnung für das Marktgebiet Vorarlberg vorgeschlagenen Vorgehensweise einzusetzen.

Die Hintergründe einer gemeinsamen Lösung für Vorarlberg und Tirol scheinen uns nachvollziehbar und plausibel, sollten aber letztendlich nicht als Bedingung und KO-Kriterium gesehen werden. Die Möglichkeit, die beiden Marktgebiete getrennt und unabhängig voneinander zu behandeln, sehen wir durch den vorliegenden Verordnungsentwurf im Speziellen durch die Formulierungen im **§ 35** gegeben. Daher wäre bei unvorhergesehenen Verzögerungen die Einführung getrennter Lösungen für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg vorzusehen.

Die Wirtschaftskammer dankt für die Möglichkeit zur Stellungnahme und ersucht um Berücksichtigung der genannten Anliegen.

Freundliche Grüße

Dr. Christoph Leitl
Präsident

Mag. Anna Maria Hochhauser
Generalsekretärin