

Vorblatt

Inhalt:

Mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf werden Festlegungen zum Netzzugang und zur Bilanzierung gemäß § 41 GWG 2011 getroffen.

Alternativen:

keine

Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort Österreich:

Effiziente und marktbasierende Mechanismen zur Kapazitätszuweisung in Erdgasnetzen sowie damit zusammenhängende Bilanzierungsregeln fördern einen wettbewerbsfähigen, EU-weit integrierten Erdgasmarkt und tragen zu einer sicheren und kostengünstigen Erdgasversorgung bei.

Finanzielle Auswirkungen:

Keine Auswirkungen auf Bundes- oder Landesbudgets.

Verhältnis zu Rechtsvorschriften der Europäischen Union:

Mit den vorgesehenen Regelungen wird das im Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011 abgebildete Regulierungsregime der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt unter Berücksichtigung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen umgesetzt.

Besonderheiten des Normsetzungsverfahrens:

Die Verordnung wird gemäß § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz vom Vorstand der E-Control erlassen. Gemäß § 41 Abs. 1 GWG 2011 ist eine öffentliche Konsultation zu den beabsichtigten Festlegungen durchzuführen; zudem ist die Verordnung gemäß § 19 Energie-Control-Gesetz dem Regulierungsbeirat vorzulegen.

Erläuterungen zur Gas-Marktmodell-Verordnung 2012

Allgemeiner Teil

Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) sieht wesentliche Neuerungen beim Netzzugang zu Fernleitungen vor. Das bisherige System von Kapazitätsbuchungen auf der Basis von vertraglich vereinbarten Transportpfaden wird abgelöst durch ein Entry/Exit-System, in dem Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten unabhängig voneinander gebucht und gehandelt werden können. Kapazitäten an Einspeisepunkten sind von Händlern und Versorgern zu buchen und berechtigen zur Einspeisung von Gasmengen in das Fernleitungsnetz eines Marktgebiets und zum Transport der Gasmengen zum virtuellen Handelspunkt des Marktgebiets. Kapazitäten an Ausspeisepunkten berechtigen zum Transport vom virtuellen Handelspunkt zum Ausspeisepunkt und zur Ausspeisung dieser Gasmengen aus dem Fernleitungsnetz. Der virtuelle Handelspunkt ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht es den Marktteilnehmern, auch ohne Kapazitätsbuchung Erdgas zu kaufen oder zu verkaufen. Die Zuweisung und Verwaltung von Kapazitäten obliegt dem Marktgebietsmanager, der zu diesem Zweck eine Online-Plattform einzurichten hat.

Aus § 90 GWG 2011 ergibt sich, dass jeder Netzbenutzer einer Bilanzgruppe angehören muss. Die Verwaltung der Bilanzgruppen zählt zu den Tätigkeiten des Marktgebietsmanagers. Die Ermittlung und Verrechnung der Ausgleichsenergie im Verteilnetz ist Aufgabe des Bilanzgruppenkoordinators.

§ 41 Abs. 1 GWG 2011 ermächtigt die Regulierungsbehörde, zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs sowie einheitlicher Regeln für alle betroffenen Marktteilnehmer und der Ziele dieses Gesetzes Festlegungen zum Netzzugang durch Verordnung zu treffen. Dabei sind die gemäß Art. 6 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 angenommenen Netzkodizes und Leitlinien gemäß Art. 23 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 zu berücksichtigen. Ein in diesem Sinne angenommener, rechtlich verbindlicher Netzkodex zu Kapazitätszuteilungsmechanismen liegt zum Zeitpunkt der Erlassung der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 noch nicht vor; die Regeln zur Kapazitätszuweisung und –bündelung sind jedoch an die dem Netzkodex zugrunde liegende Rahmenleitlinie¹ und den darauf basierenden Entwurf eines Netzkodex² angelehnt.

Überdies kann die Regulierungsbehörde gemäß § 41 Abs. 4 GWG 2011 Festlegungen zu den Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen im Marktgebiet, zur Nominierungs- und Fahrplanabwicklung, zum Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmern und der Definition des Gastags mit Verordnung treffen.

Die vorliegende Verordnung enthält sowohl Festlegungen zum Netzzugang in Fernleitungs- und Verteilernetzen als auch zur Bilanzierung in den Marktgebieten gemäß § 12 GWG 2011. Für das Marktgebiet Ost gelten die Teile 2 und 3 der Verordnung, für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg gilt Teil 3 der Verordnung. Da diese beiden Marktgebiete physisch nicht mit dem Marktgebiet Ost, sondern nur mit dem Marktgebiet NetConnect Germany in Deutschland verbunden sind, zielen die Bestimmungen dieses Teils darauf ab, den Zugang zu diesem Marktgebiet zu erleichtern und die relevanten Netzzugangs- und Bilanzierungsregeln mit dem benachbarten Marktgebiet weitgehend abzustimmen.

Besonderer Teil

Zum 1. Teil: Grundsätze

Zu § 1: Anwendungsbereich

Hier wird der Regelungsgegenstand der Verordnung definiert.

Zum 2. Teil: Regelungen für das Marktgebiet Ost

¹ Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, Framework Guidelines on Capacity Allocation Mechanisms for the European Gas Transmission Network, FG-2011-G-001 vom 3. August 2011.

² European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), CAM Network Code, <http://www.entsog.eu/publications/camnetworkcode.html>

Zu § 3: Kapazitätsangebot

Abs. 1: Diese Bestimmung konkretisiert den Grundsatz des Entry/Exit-Systems, nach dem ein Gastransport zwischen Einspeisung und anschließender Ausspeisung ohne Festlegung eines konkreten Transaktionspfades möglich sein muss (vgl. Art. 13 der Verordnung (EG) 715/2009). Damit erhalten die Netzbenutzer die Möglichkeit, den Gastransport entsprechend ihren Bedürfnissen zu steuern und das Gas nach der Einspeisung und vor der Ausspeisung zu handeln. Diese Möglichkeit macht den Gasmarkt erst flexibel. Die Fernleitungsnetzbetreiber müssen die freie Zuordenbarkeit bereits bei der Ermittlung der verfügbaren Transportkapazitäten berücksichtigen und erforderlichenfalls kapazitätserhöhende Maßnahmen nach Absatz 2 prüfen und veranlassen.

Abs. 2: Diese Bestimmung verpflichtet den Marktgebietsmanager in enger Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern und dem Verteilergebietsmanager, Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung zu prüfen, die das Ziel haben, im jeweils benötigten Umfang verfügbare Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten ausweisen zu können. Je mehr Kapazitätsrechte zur Verfügung gestellt werden, desto besser sind grundsätzlich die Voraussetzungen, um eine Belegung des Wettbewerbs auf dem Gasmarkt zu erreichen. Bei der Prüfung der möglichen Maßnahmen haben der Marktgebietsmanager in enger Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern und dem Verteilergebietsmanager die angegebene Prüfungsreihenfolge einzuhalten, die zuerst die geringste Beeinträchtigung der freien Zuordenbarkeit und dann die Maßnahme mit der größeren Beeinträchtigung der freien Zuordenbarkeit vorsieht. Die Nachfrage nach Lastflusszusagen und die Vorgaben zu Zuordnungsaufgaben sind so gering wie möglich zu halten, um eine mögliche Beeinträchtigung des Wettbewerbs bzw. gegebenenfalls vorhandenes Diskriminierungspotential so weit wie möglich zu reduzieren. Ein Beispiel für eine Zuordnungsaufgabe sind „dynamisch zuordenbare Kapazitäten“, deren Nutzung in Kombination mit spezifischen Ein-/Ausspeisepunkten garantiert ist; eine Nutzung von anderen Ein-/Ausspeisepunkten bzw. dem Virtuellem Handlungspunkt ist auf unterbrechbarer Basis möglich.

Abs. 3: Diese Bestimmung verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber Lastflusszusagen und Zuordnungsaufgaben transparent und diskriminierungsfrei abzuwickeln. Unter angemessenen Bedingungen ist die marktgerechte Ausgestaltung von z.B. der Losgröße und den Laufzeiten zu verstehen. Die Maßnahmen des Absatz 2 sind erforderlichenfalls in der dort genannten Reihenfolge vom Fernleitungsnetzbetreiber zu ergreifen. Dies gewährleistet, dass die Flexibilität des Gasmarktes in möglichst geringem Umfang beeinträchtigt wird. Vor diesem Hintergrund ist eine enge Kooperation zwischen Marktgebietsmanager, den Fernleitungsnetzbetreibern und dem Verteilergebietsmanager vorgesehen, um kapazitätserhöhende Maßnahmen nur in möglichst geringem Umfang anzuwenden. Unter ausweisbarer Kapazität ist die gemäß § 34 Abs. 2 GWG 2011 ermittelte Kapazität zu verstehen.

Abs. 4: Diese Bestimmung gibt Fernleitungsnetzbetreibern die Möglichkeit, Verfahren einzuführen, mit denen sie zusätzliche feste frei zuordenbare kurzfristige Kapazitäten anbieten können, die über die bereits ausgewiesene technische Kapazität hinausgehen. Hierzu können sie unter anderem ein Überbuchungsmodell mit Rückkaufoption für Kapazitäten (sog. „capacity-buy-back“) einführen. Dies insbesondere vor dem Hintergrund, dass aufgrund statistischer Erkenntnisse grundsätzlich davon ausgegangen werden kann, dass nicht alle Netzbenutzer ihre gebuchte Kapazität jederzeit in vollem Umfang nutzen. Dieser „statistische Nichtnutzungsgrad“ ist von den Fernleitungsnetzbetreibern abzuschätzen. In diesem Umfang sollen Fernleitungsnetzbetreiber berechtigt sein, über die technische Kapazität hinaus gehende Kapazitäten als verfügbar anzubieten. Sobald die Grenze der – mit Blick auf Systemssicherheit und –integrität– (noch) zulässigen Kapazitätsüberbuchung erreicht wird, soll der Netzbetreiber die „zuviel“ verkaufte Kapazität in dem notwendigen Umfang zurückkaufen. Die Möglichkeit zum „capacity-buy-back“ findet an dem Punkt ihre Grenze, an dem die Versorgung von Endverbrauchern mit Gas gefährdet würde.

Abs. 5: Dieser Absatz verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, in Zusammenarbeit mit dem Marktgebietsmanager zur Prüfung des bedarfsgerechten Ausbaus des Netzes ein standardisiertes und verbindliches Kapazitätserhebungsverfahren auf der Online-Plattform durchzuführen und mit den angrenzenden Netzbetreibern abzustimmen sowie die Ergebnisse zu veröffentlichen. Diese Bestimmung konkretisiert die in § 35 Abs. 2 GWG 2011 normierte Pflicht der Fernleitungsnetzbetreiber zur Prüfung des bedarfsgerechten Ausbaus des Netzes.

Zu § 4: Kapazitätsbündelung

Abs. 1: Dieser Absatz enthält die Vorgabe zur Bündelung von buchbaren Ausspeise- und Einspeisepunkten. Beide Seiten eines Grenzkopplungspunkts sollen pro Flussrichtung zum gebündelten Buchungspunkt zusammengefasst werden. Allerdings gibt es eine Ausnahme der Bündelungsverpflichtung, soweit und solange ein ausländischer Netzbetreiber eine Bündelung für den jeweiligen Grenzkopplungspunkt nicht ermöglicht.

Abs. 2: Dieser Absatz stellt klar, dass an einem gebündelten Buchungspunkt die Bündelung von Ausspeise- und Einspeisekapazität sowohl für feste, als auch für unterbrechbare Kapazität gilt. Der Transport über einen gebündelten Buchungspunkt ist durch Abgabe einer einzelnen gebündelten Nominierung möglich. Kapazitäten, die bereits gebucht sind, d.h. Verträge, die bis einschließlich zum 31. Dezember 2012 abgeschlossen wurden (Altverträge), sind von der Verpflichtung zur Bündelung ausgenommen. Sofern ein Netzbenutzer jedoch korrespondierende Ausspeise- und Einspeisekapazitätsverträge, d.h. zumindest zum Teil Kapazitäten auf beiden Seiten in gleicher Höhe besitzt, kann eine Umstellung der Verträge verlangt werden. Verfügbare Kapazitäten dürfen schließlich nur solange ungebündelt vermarktet werden, bis auf der anderen Buchungsseite weitere gebuchte ungebündelte Kapazitäten durch Auslaufen von Altverträgen zur Verfügung stehen, um somit zukünftig eine Bündelung zu ermöglichen.

Abs. 3: Diese Bestimmung ermöglicht es den Fernleitungsnetzbetreibern Kapazitäten auch mit Zuordnungsaufgaben, sofern diese gemäß § 3 erforderlich sind, anzubieten. Diese Regelung gilt sowohl für gebündelte als auch für nicht gebündelte Kapazitäten.

Zu § 5: Ein- und Ausspeisezonen

Abs. 1 und Abs. 2: Diese Absätze verpflichten die Fernleitungsnetzbetreiber, buchbare Einspeise- und Ausspeisepunkte in ihren Netzen zu so genannten Ein- oder Ausspeisezonen zusammenzufassen. Die Verpflichtung wird durch die Grenzen der technischen Machbarkeit und der wirtschaftlichen Zumutbarkeit begrenzt. Die Regelung ermöglicht eine flexiblere Nutzung des Gasnetzes und trägt dazu bei, den Umfang verfügbarer technischer Kapazitäten zu erhöhen. Vor einer in Aussicht genommenen Zusammenfassung zu Ein- oder Ausspeisezonen ist eine Konsultation der Marktteilnehmer durchzuführen und die Regulierungsbehörde zu informieren.

Abs. 3: Diese Bestimmung regelt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin verpflichtet sind, die technischen Kapazitäten zu maximieren.

Zu § 6: Kapazitätszuweisung

Abs. 1: Absatz 1 regelt das Verfahren zur Vergabe fester und unterbrechbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten. Grundsätzlich werden feste und unterbrechbare Ein- und Ausspeisekapazitäten von den Fernleitungsnetzbetreibern über die Online-Plattform (Primärkapazitätsplattform) versteigert. Die Versteigerung verfügbarer Kapazitäten soll erstmalig rechtzeitig, d.h. mit den im ENT SOG CAM Network Code definierten Vorlaufzeiten für die unterschiedlichen Kapazitätsprodukte, vor dem 1. Jänner 2013 erfolgen. Die Versteigerung von Ein- und Ausspeisekapazitäten vermeidet Diskriminierungen, wie sie bei Anwendung eines reinen Prioritätsprinzips („first-come-first-served“) z. B. durch Informationsvorsprünge etablierter Netzbenutzer gegenüber neuen bzw. kleineren Netzbenutzern entstehen können. So wird im Gegensatz zum Prioritätsprinzip gewährleistet, dass einzelne Netzbenutzer nicht aufgrund eines Informationsvorsprungs gegenüber anderen Netzbenutzern bevorzugt werden. Bei einer Auktion der knappen Kapazitäten werden zudem verlässlichere, marktbasiertere Ausbausignale gesetzt, die sich im jeweiligen Kapazitätspreis widerspiegeln.

Abs. 2: Diese Regelung ermöglicht es den Fernleitungsnetzbetreibern, unterbrechbare Kapazität differenziert nach Klassen, die die Unterbrechungswahrscheinlichkeit reflektieren, zu vergeben. Unterbrechbare Kapazitäten können theoretisch in unbegrenztem Umfang vergeben werden, wobei das spezifische Unterbrechungsrisiko jedoch ansteigt, je mehr unterbrechbare Kapazitäten bereits vergeben wurden.

Abs. 3: Diese Regelung verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber zur Versteigerung der Day Ahead-Kapazität, d.h. täglich für den darauf folgenden Tag, die aus der Anwendung der Renominierungsbeschränkung gemäß § 11 resultiert. Die Vergabe erfolgt bis zu dem im ENT SOG CAM Network Code festgelegten Zeitpunkt.

Zu § 7: Sonderregelungen zur Kapazitätszuweisung und Kapazitätsnutzung

Diese Regelung stellt klar, dass die §§ 4, 5, 6, 11 und 12 nicht auf Ausspeisekapazitäten zur Ausspeisung aus den Fernleitungsnetzen zu den Verteilernetzen im Marktgebiet, zu Speichereinrichtungen und Endverbrauchern sowie auf Einspeisekapazitäten zur Einspeisung aus Speicher- und Produktionsanlagen sowie aus Anlagen von Erzeugern biogener Gase in das Fernleitungsnetz Anwendung finden. Da an diesen Buchungspunkten nur ein Marktteilnehmer, z.B. der Verteilergebietsmanager, zur Buchung berechtigt ist, sind die Bestimmungen in den §§ 4, 5, 6, 11 und 12 für diese Punkte nicht sinnvoll. Da an diesen Buchungspunkten kein Diskriminierungspotential besteht, erfolgt die Vergabe der Kapazitäten nach dem Prioritätsprinzip. Sollten Endverbraucher an das Fernleitungsnetz angeschlossen sein (vgl. dazu § 31 Abs. 4 GWG 2011), gelten die §§ 13 und 14 sinngemäß.

Zu § 8: Vertragslaufzeiten

Abs. 1: Dieser Absatz legt bestimmte Laufzeitgrenzen fest, bis zu denen prozentuale Anteile der technischen Jahreskapazität eines Grenzübergangspunktes gebucht werden können. Die vorgegebenen Grenzen sind für jeden einzelnen Grenzkopplungspunkt anzuwenden, so dass für jeden dieser Punkte konkret die entsprechenden Grenzen gelten. Durch die Beschränkung des Anteils langfristig buchbarer Kapazitäten auf einen festgelegten Prozentsatz der technischen Kapazität und die Staffelung zulässiger Vertragslaufzeiten (2- 4 Jahre bzw. bis 2 Jahre einschließlich) für den übersteigenden Kapazitätsanteil wird in regelmäßigen Abständen der Wettbewerb um den Erwerb dieser Kapazitätsrechte eröffnet und neuen Wettbewerbern die Möglichkeit zum Markteintritt gegeben. Die Begrenzung des langfristig buchbaren Kapazitätsanteils ist daher geeignet, das Ziel der Schaffung eines funktionierenden Wettbewerbs auf dem Gasmarkt zu erreichen.

Abs. 2: Diese Bestimmung verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber jene Kapazitäten, die durch das Auslaufen langfristiger Kapazitätsverträge frei werden, zuerst als Kapazitätsprodukte mit Vertragslaufzeiten von bis zu einschließlich zwei Jahren anzubieten, solange bis der Anteil von 20 Prozent erreicht ist und danach als Kapazitätsprodukte mit Vertragslaufzeiten von bis zu einschließlich vier Jahren anzubieten, solange bis der Anteil von 35 Prozent erreicht ist. Dadurch werden die frei werdenden Kapazitäten in regelmäßigen Abständen zuerst mit Vertragslaufzeiten von bis zu einschließlich zwei Jahren verfügbar gemacht, was den Wettbewerb um diese Kapazitäten zwischen den jeweils auf dem Gasmarkt tätigen Wettbewerbern eröffnet.

Abs. 3: Diese Bestimmung ermöglicht eine Anpassung der Anteile, damit diese mit den Regelungen und den daraus jeweils resultierenden technischen Jahreskapazitäten benachbarter Staaten übereinstimmen. Selbst wenn an einem Grenzkopplungspunkt im benachbarten Ausland auch die in Absatz 1 genannten Anteile gelten, können sich aufgrund von den an dem Grenzkopplungspunkt angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern in unterschiedlicher Höhe ausgewiesenen technischen Jahreskapazitäten durch die Anwendung der Anteile auch jeweils unterschiedliche resultierende technische Jahreskapazitäten ergeben. Die angrenzenden Fernleitungsnetzbetreiber haben, bevor eine Anpassung der Anteile im Einzelfall erfolgen kann, eng zusammenzuarbeiten, um in möglichst hohem Ausmaß aufeinander abgestimmte technische Jahreskapazitäten zu erreichen. Eine Anpassung der Anteile ist vorab der Regulierungsbehörde anzuzeigen und zu begründen.

Zu § 9: Online-Plattform für das Angebot von Kapazitäten

Um im Interesse eines funktionierenden Kapazitätsmarktes eine möglichst effiziente Kapazitätsvergabe zu ermöglichen und insbesondere auch neue Marktteilnehmer besser in die Lage zu versetzen, einen Gastransport durchzuführen, soll die Zahl der „Anlaufstellen“ für eine Kapazitätsbuchung verringert werden. Um einen Transport durchführen zu können, muss der Netzzugangsberechtigte möglichst einfach und unkompliziert Ein- und Ausspeisekapazität buchen können. Von der Zusammenführung des Primärkapazitätenhandels auf einer Primärkapazitätsplattform und einem gemeinsamen Internetauftritt der Primär- und Sekundärhandelsplattformen ist eine erhebliche Vereinfachung für Netzzugangsberechtigte zu erwarten.

Abs. 1: Diese Regelung verpflichtet den Marktgebietsmanager in Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern, die Errichtung und den Betrieb der Online-Plattform zu organisieren, wobei es den genannten Unternehmen in diesem Zusammenhang frei steht, anstelle der Errichtung auch eine bereits bestehende Plattform zu nutzen. Dieser Absatz regelt jedoch nicht die Details der Errichtung und des Betriebs der Online-Plattform; deren Ausgestaltung unterliegt der unternehmerischen Entscheidung des Betreibers der Online-Plattform.

Abs. 2: Absatz 2 verpflichtet den Betreiber der Online-Plattform eine einfache, massengeschäftstaugliche und automatisierte Abwicklung des Kapazitätshandels zu ermöglichen.

Abs. 3: Dieser Absatz verpflichtet den Betreiber der Online-Plattform, den Kapazitätshandel zu vereinfachen, indem die Transparenz über Angebote und Nachfragen nach gleichartiger Kapazität erhöht wird.

Abs. 4: Gemäß § 39 Abs 2 und 3 GWG 2011 zu veröffentlichende Information soll allen Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt werden und darf nicht von einer Registrierung abhängig gemacht werden. Die Nutzung der Online-Plattform ist unentgeltlich, wobei angemessene Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Plattform im Verfahren gemäß § 82 GWG 2011 zu berücksichtigen sind.

Abs. 5: Die für die Buchung von Kapazität notwendige Registrierung erfolgt entsprechend den Allgemeinen Bedingungen des Marktgebietsmanagers.

Abs. 6: Diese Regelung ermöglicht es Fernleitungsnetzbetreibern gebündelte Kapazitäten an Grenzkopplungspunkten auch auf einer anderen Plattform als der Online-Plattform gemäß § 39 GWG 2011 zu vergeben, wenn diese die Anforderungen dieser Verordnung erfüllt. Diese Ausnahme soll es Fernleitungsnetzbetreibern ermöglichen, die Zuweisung von Kapazitäten auch auf einer auf regionaler oder europäischer Ebene übergeordneten Plattform zu vergeben.

Zu § 10: Sekundärmarkt für Ein- und Ausspeisekapazitäten

Abs. 1: Dieser Absatz schreibt vor, den Sekundärhandel mit Transportkapazitäten auf einer einheitlichen Plattform abzuwickeln. Ziel ist, größere Transparenz über die auf dem Sekundärmarkt verfügbaren Kapazitäten zu erhalten und so einen funktionierenden Wettbewerb zu ermöglichen. Vor diesem Hintergrund gibt dieser Absatz Netzbenutzern das Recht, erworbene Kapazitäten an Dritte weiter zu veräußern oder diesen die Kapazitätsrechte zur Nutzung zu überlassen. Die Anbahnung des Handelsvorgangs muss vollständig anonym erfolgen. Mit dieser Vorgabe wird insbesondere eines der wichtigsten Hemmnisse auf dem Weg zu einem funktionierenden Sekundärmarkt behoben. Bei einem vollständig anonymisierten Ablauf der Anbahnung des Handels ist ausgeschlossen, dass Marktbeteiligte Einblicke in die Geschäftsabläufe des Anbietenden oder Nachfragenden erhalten, die zur Marktmanipulation genutzt werden könnten.

Abs. 2: Dieser Absatz bestimmt die Verfahren für den Sekundärhandel. Zu den einzelnen Verfahren wird bestimmt, dass die Entgelte für gehandelte Kapazitäten die ursprünglichen Entgelte nicht überschreiten dürfen. Die Vorschrift dient dem Schutz der Netzbenutzer und letztlich der Endverbraucher vor spekulativ überhöhten Netzentgelten und soll vermeiden, dass der reine Handel mit Kapazitätsrechten (also ohne dahinter liegendes Transportbedürfnis) zum Nachteil der Netzkunden zum Geschäft wird.

Zu § 11: Nominierungs- und Renominierungsregeln

Die zentrale Zielvorstellung dieser Bestimmung ist es, die technisch ungenutzten aber gebuchten Kapazitäten wirtschaftlich nutzbar zu machen. Hierdurch soll einer größeren Anzahl von Netzbenutzern der gleichzeitige Netzzugang ermöglicht werden. Absehbar ungenutzte Kapazitäten sollen kurzfristig („Day Ahead“) an den Markt zurückgegeben werden, so dass sie von anderen Netzbenutzern genutzt werden können. Im Kern geht es hierbei um einen verbesserten Ausgleich der gegenläufigen Interessen etablierter und neuer Marktteilnehmer.

Abs. 1: Dieser Absatz normiert, dass der Bilanzgruppenverantwortliche, dessen Bilanzgruppe die Kapazitäten vom Netzbenutzer gemäß § 23 Abs 1 zugeordnet wurden, für die Nominierungen und Renominierungen seiner Bilanzgruppenmitglieder verantwortlich ist.

Abs. 2: Die Nominierung der zu transportierenden Gasmengen erfolgt bis 14.00 Uhr. Sollte in einem ENTSOG Network Code ein anderer Zeitpunkt verbindlich festgelegt werden, gilt aufgrund des Anwendungsvorrangs von Unionsrecht jedenfalls dieser Zeitpunkt. Die gegenständlich Verordnung müsste zur Klarstellung entsprechend angepasst werden.

Abs. 3: Die in diesem Absatz festgelegte Einschränkung der Renominierung soll gewährleisten, dass immer ein gewisser Kapazitätsanteil am Tag vor dem Liefertag dem Markt als feste Day Ahead-Kapazität in beiden Transportrichtungen angeboten werden kann.

Abs. 5: Diese Regelung stellt sicher, dass die Vorgaben zur Einschränkung des Renominierungsrechts nicht umgangen werden. Jener Teil einer Renominierung, der die zulässigen Grenzen überschreitet, wird wie eine Nominierung von unterbrechbarer Kapazität behandelt und zuerst unterbrochen. Es ist also ausgeschlossen, dass den Transportkunden aus der Nichtbeachtung der Renominierungsgrenzen ungerechtfertigte Vorteile erwachsen.

Abs. 7: Dieser Absatz sieht eine Ausnahme von der Renominierungsbeschränkung der Netzbenutzer vor, die insgesamt, d.h. in Summe über alle Kapazitätsbuchungen am betreffenden Buchungspunkt, weniger als 10% der ausgewiesenen technischen Jahreskapazität gebucht haben. Dieser Ausnahme liegt die Überlegung zugrunde, dass Netzbenutzer mit kleinen Portfolien über einen geringeren Portfolioeffekt verfügen und zugleich in vielen Fällen über geringere Flexibilitätsinstrumente verfügen.

Abs. 8: Diese Regelung berücksichtigt Fälle, in denen mehrere Netzbenutzer Kapazitäten an einem Buchungspunkt in die selbe Bilanzgruppe einbringen und ermöglicht, dass Renominierungsbeschränkungen pro unmittelbarem Bilanzgruppenmitglied berechnet und zugeordnet werden können und somit die Anwendung der Renominierungsbeschränkungen für Netzbenutzer mit kleinem Portfolio nicht zur Anwendung kommt, auch wenn die Gesamtkapazität, die in eine Bilanzgruppe eingebracht wird, die relevanten Grenzen überschreiten würde.

Abs. 9: Diese Regelung stellt sicher, dass Netzbenutzer im Falle von gebündelten Produkten, diese auch möglichst unkompliziert nutzen können. Dies wird durch die Einführung einer gebündelten Nominierung erreicht.

Abs. 10: Day Ahead-Kapazitäten müssen bis 20.00 Uhr nominiert werden. Hintergrund dieser späten Nominierung ist, dass ab dem Bekanntwerden der Verfügbarkeit von Day Ahead-Kapazitäten noch ein ausreichendes Zeitfenster für den Abschluss von Handelsgeschäften zur Verfügung stehen muss.

Zu § 12: Langfristiges Use-it-or-lose-it

Abs. 1: Absatz 1 verpflichtet die Netzbenutzer, nicht benötigte Kapazitätsrechte auf dem Sekundärmarkt oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung anzubieten. Ziel ist, die

Verfügbarkeit fester Kapazitätsrechte zu erhöhen, die durch die ausgewiesene technische Kapazität und den Umfang der bereits gebuchten Kapazitäten beschränkt wird. Feste Kapazitäten haben aus Netzbenutzersicht grundsätzlich einen höheren Wert als unterbrechbare Kapazitäten, so dass es nicht ausreicht, Netzbenutzer lediglich die Möglichkeit zu geben, Kapazitätsrechte auf dem Sekundärmarkt anzubieten. Es ist vielmehr eine Freigabepflicht erforderlich. Damit werden die Voraussetzungen für eine Belegung der (Handels-)Aktivitäten auf dem Gasmarkt verbessert.

Abs. 2: Absatz 2 soll den Nichtgebrauch oder die Hortung von Kapazität verhindern. Ziel ist es, eine Einschränkung der Liquidität auf dem Primärkapazitätsmarkt durch Kapazitätshortung zu vermeiden, da u. a. ein liquider Kapazitätsmarkt eine wichtige Voraussetzung für mehr Wettbewerb auf den Gasmärkten ist. Vor diesem Hintergrund ist der Ein- oder Ausspeisenetzbetreiber verpflichtet, dem Netzbenutzer die Kapazitäten zu entziehen, wenn die Kapazitäten dauerhaft nicht in Anspruch genommen wurden. Der Umfang, in dem Kapazitäten entzogen werden, entspricht dabei dem Umfang, in dem die Kapazitäten vom Netzbenutzer nicht genutzt wurden.

Abs. 3 - 6: Die Bestimmung in Absatz 3 ermöglicht es dem Netzbenutzer unter bestimmten Voraussetzungen einer Entziehung der Kapazitäten zu widersprechen. Zudem enthalten die Vorschriften bestimmte Vorhalte- und Informationsübermittlungspflichten, die der Regulierungsbehörde die Möglichkeit geben, die Anwendung des Instruments zu kontrollieren.

Zu § 13: Netzzugangsantrag und Kapazitätserweiterung

Diese Bestimmung regelt die Mindestanforderungen an Anträge auf Netzzugang und auf Kapazitätserweiterung. Die Mindestanforderungen sind in Anlage 1 aufgelistet. Wurde ein Netzzugangsantrag vom Verteilernetzbetreiber angenommen, so hat dieser den Netzzugangsvertrag umgehend dem Netzbenutzer zu übermitteln.

Zu § 14: Netzzutrittsantrag

Diese Bestimmung regelt die Anforderungen an die erstmalige Herstellung oder die Änderung des Netzanschlusses (Netzzutritt).

Zu § 15: Kapazitätsmanagement im Verteilergesamt

Diese Bestimmung regelt, dass Kapazitäten an den Ausspeisepunkten vom Fernleitungsnetz ins Verteilernetz ausschließlich der Verteilergesamtsmanager bucht, sodass sich hier eine Kapazitätsvergabe durch Versteigerung ebenso erübrigt wie ein Engpassmanagement. In einigen wenigen Fällen liegen die Grenzkopplungspunkte im Verteilernetz. Für diese Fälle sollen Regelungen zum Netzzugang im Fernleitungsnetz sinngemäß anwendbar sein. Sinngemäß bedeutet in diesem Zusammenhang, dass sämtliche Bestimmungen des 1. Abschnitts („Netzzugang im Fernleitungsnetz“) auch für den Netzzugang an den Grenzkopplungspunkten des Verteilernetzes gelten.

Zu § 16: Netzzugang für Speicherunternehmen

Diese Bestimmungen regeln die Modalitäten der Vereinbarung zwischen Speicherunternehmen und Netzbetreiber zur maximal vorzuhaltenden festen Kapazität. Auf der einen Seite wird der Netzbetreiber verpflichtet, die zuletzt vom Speicherunternehmen gebuchte feste Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Auf der anderen Seite ist für das Speicherunternehmen eine Reduktion der jährlichen Buchung gegenüber der dauerhaft vorzuhaltenden Kapazität nur in jenem Umfang möglich, als der Netzbetreiber diese Kapazität an anderer Stelle vermarkten kann. Die Bestimmungen des Abschnitts 2 gelten auch für Speicherunternehmen, deren Speicheranlagen an ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind.

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

Diese Bestimmungen regeln die Modalitäten der Vereinbarung zwischen Produzenten bzw. Erzeugern von biogenen Gasen und Netzbetreiber zur maximal vorzuhaltenden festen Kapazität. Auf der einen Seite wird der Netzbetreiber verpflichtet, die zuletzt vom Produzenten bzw. Erzeuger von biogenen Gasen gebuchte feste Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Auf der anderen Seite ist für den Produzenten bzw. den Erzeuger von biogenen Gasen eine Reduktion der jährlichen Buchung gegenüber der dauerhaft vorzuhaltenden Kapazität nur in jenem Umfang möglich, als der Netzbetreiber diese Kapazität an anderer Stelle vermarkten kann.

Zu § 18: Grundsätze des Bilanzierungssystems

Abs. 1: Diese Bestimmung besagt, dass die Registrierung von Bilanzgruppen für alle Netzbenutzer beim Marktgebietsmanager zu erfolgen hat. Die Bildung mehrerer Bilanzgruppen durch einen Bilanzgruppenverantwortlichen beim Marktgebietsmanager ist zulässig.

Abs. 2: Der Marktgebietsmanager führt einen Bilanzausgleich aller vorab bekannten und bereits angemeldeten Gasmengen im Marktgebiet durch. Dies kann als „ex-ante“ Bilanzierung verstanden werden. Der Bilanzgruppenkoordinator ist für die Ermittlung und die Abrechnung der Gasmengen im Verteilerggebiet, hinsichtlich der besonderen Bilanzgruppen der Verteilernetze, der Abweichungen zwischen angemeldeten und gemessenen Einspeisungen von Biogasanlagen und der Abweichungen zwischen Endverbraucherfahrplänen und dem tatsächlichen Verbrauch (gemessen oder berechnet) der Endverbraucher zuständig („ex-post Bilanzierung“).

Abs. 3: Der Zugang zum Virtuellen Handelspunkt ist nach der Registrierung beim Marktgebietsmanager für alle Bilanzgruppen auch ohne Kapazitätsbuchung möglich. Den unmittelbaren Bilanzgruppenmitgliedern ist über Regelungen im Vertrag zwischen Bilanzgruppenverantwortlichen und dem unmittelbaren Bilanzgruppenmitglied die Möglichkeit der Nutzung des Virtuellen Handelspunktes zu gewährleisten.

Abs. 4: Diese Bestimmung verpflichtet die Bilanzgruppenverantwortlichen innerhalb ihrer Bilanzgruppen möglichst stündlich bzw. täglich ausgeglichen zu sein und die wirtschaftliche Verantwortung hinsichtlich der Ausgleichsenergieabwicklung zu übernehmen.

Abs. 5 und 6: Als Grenze zwischen Tages- und Stundenbilanzierung wird auf Basis von technischen und wirtschaftlichen Überlegungen eine mit dem Netzbetreiber vertraglich vereinbarte stündliche Leistung von 50.000 kWh/h herangezogen - darunter sind Ein-/Ausspeise- bzw. Zählpunkte in der Tagesbilanzierung, bei selbiger oder darüber liegender Leistung fällt der Ein-/Ausspeise- bzw. Zählpunkt in die Stundenbilanzierung.

Abs. 7: Die Vorlaufzeit im Marktgebiet wird harmonisiert auf zwei volle Stunden festgelegt und entspricht somit dem international üblichen Standard.

Abs. 8: Diese Bestimmung verpflichtet die Marktteilnehmer, den Handel und die Übergabe von Gasmengen am Virtuellen Handelsplatz zu tätigen. Dies schafft nicht nur eine höhere Liquidität, sondern ist aufgrund der Zusammenführung von Fernleitungen und dem Verteilerggebiet in einem gemeinsamen Marktgebiet auch nicht anders sinnvoll und abwickelbar.

Abs. 9: Diese Bestimmung verpflichtet den Marktgebietsmanager und den Verteilerggebietsmanager für die Beschaffung von Ausgleichsenergiemengen die Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt heranzuziehen. Dies erfolgt um eine marktbasierende, transparente und diskriminierungsfreie Ausgleichsenergiebeschaffung zu gewährleisten.

Zu § 19: Regelungen zur Registrierung im Marktgebiet

Abs. 1, 2, 4 und 6: Der Marktgebietsmanager soll als „one-stop-shop“ für neue Marktteilnehmer bzw. zukünftige Bilanzgruppenverantwortliche auftreten. Er ist die zentrale Anlaufstelle für Fragen zur Registrierung, Kapazitätsmanagement und Bilanzierung und generell auch die zentrale Informationsplattform. Hinsichtlich der Vertragsorganisation und den daraus resultierenden Fragestellungen mit anderen Institutionen (Betreiber des Virtuellen Handelspunktes, Verteilerggebietsmanager und Bilanzgruppenkoordinator) agiert er als bevollmächtigter Vertreter sowie als „first level support“. Detailfragen, wie z.B. zur Höhe der Sicherheiten hinterlegung und der Rechnungsabwicklung beim Bilanzgruppenkoordinator, sind mit dem jeweiligen Vertragspartner direkt abzuwickeln.

Abs. 3: Die Abwicklung im Verteilerggebiet betreffen die Versorgung von Endverbrauchern, die Ein- und Ausspeisung von Gasmengen zu/von Speicheranlagen, die Einspeisung von Gasmengen aus Produktionsanlagen, die Einspeisung biogenen Gases aus Biogasanlagen, sowie die Ein- und Ausspeisung von Gasmengen an den Netzkopplungspunkten an der Marktgebietsgrenze im Verteilerggebiet („Kleiner Grenzverkehr“).

Abs. 7: Für die Abwicklung der Bilanzierungserfordernisse des Marktgebietsmanagers ist es erforderlich, dass zumindest eine Mitgliedschaft als „non-clearing member“ an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt besteht. Der Zugang und das Erlangen dieser Mitgliedschaft sollen vom Betreiber des Virtuellen Handelspunktes möglichst einfach und effizient ermöglicht werden.

Abs. 8: Für Versorger von Endverbrauchern im Verteilerggebiet ist verpflichtend eine Bonitätsprüfung durch den Bilanzgruppenkoordinator vorgesehen, an deren Ergebnis auch eine entsprechende Hinterlegung von Sicherheiten gekoppelt ist.

Abs. 10: Der Registrierungsprozess kann auch parallel bei der Regulierungsbehörde durchgeführt werden. Zur endgültigen Zulassung benötigt die Behörde jedoch die Bestätigung des Marktgebietsmanagers.

Zu § 20: Bilanzgruppenmitgliedschaft

Abs. 1: Erdgasunternehmen gemäß § 7 Abs. 1 Z 16 GWG 2011 umfassen auch Speicherunternehmen sowie Erzeuger von biogenen Gasen.

Abs. 2: Die Mitgliedschaft eines Bilanzgruppenmitglieds zu mehreren Bilanzgruppen ist zulässig. Eine Mitgliedschaft zu einer Bilanzgruppe kann auch durch Zuweisung der Regulierungsbehörde erfolgen, wenn dies aufgrund der Auflösung einer Bilanzgruppe erforderlich wird.

Abs. 3: Die Zuordnung mehrerer Zählpunkte eines Bilanzgruppenmitglieds zur selben Bilanzgruppe bewirkt keine mehrfache Mitgliedschaft des Bilanzgruppenmitglieds in dieser Bilanzgruppe. Das jeweilige Mitglied ist nur einmal Mitglied dieser Bilanzgruppe.

Abs. 4: Diese Bestimmung verpflichtet unmittelbare Bilanzgruppenmitglieder dazu, bei beabsichtigter Aufnahme der aufgezählten Tätigkeiten, den Bilanzgruppenverantwortlichen so darüber in Kenntnis zu setzen, dass dieser ausreichend Zeit hat, dies in seinem System abzubilden. Für die Abwicklung von Energiegeschäften unmittelbarer Bilanzgruppenmitglieder an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt ist es notwendig, klare Haftungsregeln zu haben, da im Falle einer erforderlichen Rückabwicklung eines Börsegeschäfts der gesamte Handelsplatz betroffen sein kann. Die Kosten für eine etwaige Übernahme der Haftung können vom Bilanzgruppenverantwortlichen an das jeweilige Bilanzgruppenmitglied weiterverrechnet werden.

Zu § 21: Regelungen für Bilanzgruppenverantwortliche

Diese Bestimmung regelt das Verhältnis zwischen Bilanzgruppenverantwortlichem und Bilanzgruppenmitglied.

Abs. 2: Bilanzgruppenverantwortliche haben die ihren Bilanzgruppenmitgliedern zugeordneten Kapazitäten in ihrem System zu führen und entsprechend anzumelden. Bilanzgruppenmitglieder haben den Bilanzgruppenverantwortlichen zeitnah über Art und Umfang der gebuchten Kapazitäten zu informieren.

Zu § 22: Auslagen und Entgelte der Bilanzgruppenverantwortlichen

Diese Bestimmung verpflichtet den Bilanzgruppenverantwortlichen für die Kosten der Abwicklung im Marktgebiet in Vorleistung zu treten und ermächtigt ihn weiters zur Weiterverrechnung dieser Kosten an seine unmittelbaren Bilanzgruppenmitglieder, wobei eine Gleichbehandlung dieser zu gewährleisten ist.

Zu § 23: Zuordnung von Kapazitäten zu Bilanzgruppen

Diese Bestimmung verpflichtet Netzbenutzer zur Zuordnung von gebuchten Kapazitäten zu einer Bilanzgruppe, bevor diese genutzt werden können.

Abs. 2: Für den reinen Handel von Gasmengen am Virtuellen Handelspunkt benötigt man keine Kapazitätsbuchung. Für die Einspeisung zum bzw. Ausspeisung vom Virtuellen Handelspunkt ist diese allerdings notwendig.

Zu § 24: Regelungen zu besonderen Bilanzgruppen

Diese Bestimmung regelt die Abwicklung der besonderen Bilanzgruppen für Netzverluste und Eigenverbrauch im Verteilergbiet.

Abs. 1: In der besonderen Bilanzgruppe für Netzverluste und Eigenverbrauch (Netzverlustbilanzgruppe) sind gegebenenfalls auch die Messdifferenzen zu berücksichtigen. Netzverlustbilanzgruppen sind nur im Verteilergbiet zu bilden und beim Bilanzgruppenkoordinator einzurichten.

Zu § 25: Informationsflüsse zwischen Marktteilnehmern

Diese Bestimmung verpflichtet Marktteilnehmer bestimmte Daten und Informationen an Dritte zu kommunizieren bzw. diese zu veröffentlichen. Dies hat gemäß den Vorgaben in Kapitel 2 (Formate) und Kapitel 3 (zeitlicher Ablauf) der Sonstigen Marktregeln zu erfolgen. Zusätzliche, für das reibungslose und optimierte Funktionieren des Marktes notwendige, Daten- und Informationserfordernisse sind von den Marktteilnehmern, auch ohne die demonstrative Aufzählung in dieser Bestimmung, bei Bedarf bereitzustellen.

Zu § 26: Bilanzierung des Marktgebietsmanagers

Diese Bestimmung regelt die vom Marktgebietsmanager durchgeführte Bilanzierung aller angemeldeten Gasmengen, auch als „ex-ante“ Bilanzierung bezeichnet.

Abs. 4: Die Überprüfung der Tagesausgeglichenheit der Bilanzgruppen erfolgt laufend beim Marktgebietsmanager. Der Ausgleich einer etwaigen Unausgeglichenheit erfolgt marktbasierend an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt mit dem Zweck, transparent und verursachungsgerecht zu agieren. Die Reaktions- bzw. Renominierungsfrist von einer Stunde nach Bekanntgabe der Unausgeglichenheit durch den

Marktgebietsmanager muss in der Abwicklung eingehalten werden, um die Unausgeglichenheit nicht über die Maßen zu verschleppen und um zu vermeiden, dass sie sich negativ auf die Systemsteuerung auswirkt.

Abs. 6: Der Strukturierungsbeitrag stellt einen Anreiz für eine stündliche Ausgeglichenheit der nominierten Gasmengen innerhalb der Bilanzierungsperiode dar. Es soll damit vermieden werden, dass Bilanzgruppenverantwortliche das System absichtlich und ohne Konsequenzen ausnutzen. Im Normalbetrieb sollte jeder Bilanzgruppenverantwortliche in der Lage sein, auf Stundenbasis in sich konsistente Gasmengen hinsichtlich der Ein- und Ausspeisung ins Marktgebiet anzumelden. Der Strukturierungsbeitrag berechnet sich aus den beim Marktgebietsmanager für die Durchführung der Strukturierung anfallenden jährlichen Kosten.

Zu § 27: Bilanzierung des Bilanzgruppenkoordinators

Diese Bestimmung regelt die vom Bilanzgruppenkoordinator durchgeführte Bilanzierung der Abweichungen zwischen angemeldeten und gemessenen Gasmengen, auch als „ex-post“ Bilanzierung bezeichnet.

Abs. 6 und 7 regeln die Erstellung von SLP-Verbrauchsprognosen durch den Verteilergebietsmanager, wobei diese Dienstleistung optional von den Bilanzgruppenverantwortlichen in Anspruch genommen werden kann. Die Mengenermittlung für die Abrechnung erfolgt auf Basis der Ist-Temperatur des jeweiligen Tages.

Abs. 8 und 9 regeln die Abwicklung und Beschaffung der physikalischen Ausgleichsenergie durch den Verteilergebietsmanager.

Zu § 28: Regelungen für standardisierte Lastprofile

Diese Bestimmung verpflichtet die Verteilernetzbetreiber zur Kooperation bei der Erstellung der SLP-Verbrauchsprognosen durch den Verteilergebietsmanager, wobei dieser die Daten bei Bedarf den jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen zur Verfügung zu stellen hat, jedenfalls aber die aggregierte Summe der prognostizierten Verbräuche an den Marktgebietsmanager zur Veröffentlichung übermitteln muss.

Zu § 29: Netzkopplungsverträge und Netzpuffer

Diese Bestimmung regelt die, innerhalb der vertraglichen Vereinbarung kostenfreien, Nutzung und Abwicklung des Netzpuffers der Fernleitungen und des Netzpuffers im Verteilergebiet, wobei unter Netzpuffer insbesondere die Netzatmung bzw. das „Linepack“ zu verstehen ist.

Zu § 30: Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen

Diese Bestimmung regelt die Voraussetzungen für die Bereitstellung von Ausgleichsleistungen beim Bilanzgruppenkoordinator. Für die Erbringung von Ausgleichsleistungen an der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt sind keine gesonderten Anforderungen vorgesehen, da dies im normalen Handelsbetrieb abgewickelt wird (siehe § 33 Abs. 2).

Zu § 31: Regelungen zur Merit Order List

Diese Bestimmung regelt die Abwicklung der beim Bilanzgruppenkoordinator abgegebenen Ausgleichsenergieangebote und deren Abrufe durch den Verteilergebietsmanager, sowie das Vorgehen bei keinen oder unzureichenden Ausgleichsenergieangeboten.

Zu § 32: Regelungen zur Preisgestaltung der Ausgleichsenergie

Diese Bestimmung regelt die Bildung der Ausgleichsenergiepreise in den jeweiligen Ausprägungen.

Abs. 2: Der Ausgleichsenergiepreis der stundenbilanzierten Endverbraucher richtet sich nach dem mengengewichteten Durchschnitt der Preise pro Stunde aller Ausgleichsenergieabrufe des Verteilergebietsmanagers.

Abs. 3: Die Ausgleichsenergiepreise je Bezugs- bzw. Lieferichtung richten sich nach den Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergebietsmanagers, wobei jeweils der höchste Einkaufspreis bzw. der niedrigste Verkaufspreis herangezogen werden.

Abs. 4: Die besonderen Bilanzgruppen und die Biogaseinspeisungen werden mit dem Börsereferenzpreis auf Tagesbasis abgerechnet.

Abs. 6: Aufgrund der neuen Bilanzierungsstruktur ist zu erwarten, dass der Bilanzgruppenkoordinator durch seine Ausgleichsenergieverrechnung eine Unter- bzw. Überdeckung erfährt. Um diese Unter- bzw. Überdeckung transparent zu verteilen, wird eine verbrauchsabhängige Umlage an alle Bilanzgruppenverantwortliche verrechnet, die Bilanzgruppen mit Endverbrauchern vertreten.

Zu § 33: Regelungen für den Virtuellen Handelspunkt

Abs. 1: Der Betreiber des Virtuellen Handelspunktes hat dafür Sorge zu tragen, dass die vom Markt geforderten Produkte zur Abwicklung und Erfüllung des Ausgleichsenergiebedarfs am Virtuellen Handelspunkt zur Verfügung stehen. Als Standard für den untertägigen Börsehandel wird im ersten Schritt ein „rest-of-the-day“ bzw. „balance-of-the-day“ Produkt eingeführt.

Zu § 34: Regelungen zu Formaten für den Datenaustausch, Fahrpläne und Nominierungen

Diese Bestimmung regelt die für die Mengenanmeldungen und Informationsflüsse vorgesehenen Datenformate und Kommunikationswege.

Abs. 1: Nähere Spezifikationen dazu sind in Kapitel 2 der Sonstigen Marktregeln enthalten.

Abs. 5: Die „lesser rule“ ist ein internationaler Standard gemäß EASEE-gas CBP 2003-002/02.

Zum 3. Teil: Regelungen für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg

Zu § 35: Grundsätze

Diese Bestimmung regelt, dass für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg eine Versorgung von Endverbrauchern aus dem angrenzenden Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) einfach abgewickelt werden können muss.

Zu § 36: Kapazitätsmanagement im Verteilergesamt

Kapazitäten an den Ausspeisepunkten von den vorgelagerten Netzbetreibern ins Verteilernetz in Tirol und Vorarlberg bucht ausschließlich der Verteilergesamtsmanager, sodass sich hier eine Kapazitätsvergabe durch Versteigerung ebenso erübrigt wie ein Engpassmanagement.

Zu § 37: Grundsätze des Bilanzierungssystems

Abs. 1: Diese Bestimmung besagt, dass die Registrierung von Bilanzgruppen für alle Netzbenutzer beim Bilanzgruppenkoordinator zu erfolgen hat. Die Bildung mehrerer Bilanzgruppen durch einen Bilanzgruppenverantwortlichen beim Marktgebietsmanager ist zulässig.

Abs. 2: Der Zugang zum Virtuellen Handelspunkt ist nach der Registrierung beim BKO über die Zuordnung eines korrespondierenden (Sub-)Bilanzkreises im angrenzenden Marktgebiet NetConnect Germany gegeben.

Abs. 7: In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg ist einheitlich eine Tagesbilanzierung für alle Netzbenutzer vorgesehen.

Abs. 8: Die Vorlaufzeit im Marktgebiet wird harmonisiert auf zwei volle Stunden festgelegt und entspricht somit dem international üblichen Standard.

Abs. 9: Diese Bestimmung verpflichtet die Marktteilnehmer, den Handel und die Übergabe von Gasmengen am Virtuellen Handelspunkt des NCG zu tätigen.

Abs. 10: Diese Bestimmung verpflichtet den Verteilergesamtsmanager für die Beschaffung von Ausgleichsenergiemengen die Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt des NCG heranzuziehen. Dies erfolgt um eine marktbasierende, transparente und diskriminierungsfreie Ausgleichsenergiebeschaffung zu gewährleisten.

Zu § 38: Regelungen zur Registrierung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Abs. 1 und 2: Der Bilanzgruppenkoordinator soll als „one-stop-shop“ für neue Marktteilnehmer bzw. zukünftige Bilanzgruppenverantwortliche auftreten. Er ist die zentrale Anlaufstelle für Fragen zur Registrierung, Kapazitätsmanagement und Bilanzierung und generell auch die zentrale Informationsplattform. Hinsichtlich der Vertragsorganisation und den daraus resultierenden Fragestellungen mit dem Verteilergesamtsmanager und ist er als „first level support“ zu sehen. Detailfragen sind mit dem Verteilergesamtsmanager direkt abzuwickeln.

Abs. 6: Der Registrierungsprozess kann auch parallel bei der Regulierungsbehörde durchgeführt werden. Zur endgültigen Zulassung benötigt die Behörde jedoch die Bestätigung des Bilanzgruppenkoordinators.

Abs. 7: Bilanzkreise müssen gemäß den im Marktgebiet NCG geltenden rechtlichen und organisatorischen Vorschriften gegründet und abgewickelt werden.

Zu § 39: Bilanzgruppenmitgliedschaft

Abs. 1: Erdgasunternehmen § 7 Abs. 1 Z 16 GWG 2011 umfassen auch Speicherunternehmen sowie Erzeuger von biogenen Gasen.

Abs. 2: Die Mitgliedschaft eines Bilanzgruppenmitglieds zu mehreren Bilanzgruppen ist zulässig. Eine Mitgliedschaft zu einer Bilanzgruppe kann auch durch Zuweisung der Regulierungsbehörde erfolgen, wenn dies aufgrund der Auflösung einer Bilanzgruppe erforderlich wird.

Abs. 3: Die Zuordnung mehrerer Zählpunkte eines Bilanzgruppenmitglieds zur selben Bilanzgruppe bewirkt keine mehrfache Mitgliedschaft des Bilanzgruppenmitglieds in dieser Bilanzgruppe. Das jeweilige Mitglied ist nur einmal Mitglied dieser Bilanzgruppe.

Abs. 4: Diese Bestimmung verpflichtet unmittelbare Bilanzgruppenmitglieder dazu, bei beabsichtigter Aufnahme der aufgezählten Tätigkeiten, den Bilanzgruppenverantwortlichen so darüber in Kenntnis zu setzen, dass dieser ausreichend Zeit hat, dies in seinem System abzubilden.

Zu § 40: Regelungen für Bilanzgruppenverantwortliche

Diese Bestimmung regelt das Verhältnis zwischen Bilanzgruppenverantwortlichem und Bilanzgruppenmitglied.

Abs. 2: Bilanzgruppenverantwortliche haben für ihre Bilanzgruppen korrespondierende (Sub-)Bilanzkreise im Marktgebiet NCG anzugeben. Ergänzung um die Verpflichtung für Bilanzgruppenverantwortliche Daten der Bilanzgruppenmitglieder bekannt zu geben, sofern dies für die Aufgabenerfüllung von Verteilergebietsmanager oder Netzbetreiber erforderlich ist.

Zu § 41: Ausgleichsenergieabwicklung

Diese Bestimmung regelt die Abwicklung der Ausgleichsenergiebeschaffung am Virtuellen Handelspunkt des NCG und die Ausgleichsenergieermittlung für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg für Abweichungen zum Endverbraucher, in den Netzverlustbilanzgruppen und für Abweichungen aus Biogaseinspeisungen.

Abs. 5 und 6 regeln die Erstellung von SLP-Verbrauchsprognosen durch den Verteilergebietsmanager, wobei diese Dienstleistung optional von den Bilanzgruppenverantwortlichen in Anspruch genommen werden kann. Die Mengenermittlung für die Abrechnung erfolgt auf Basis der Ist-Temperatur des jeweiligen Tages.

Zu § 42: Regelungen für standardisierte Lastprofile

Diese Bestimmung verpflichtet die Verteilernetzbetreiber zur Kooperation bei der Erstellung der SLP-Verbrauchsprognosen durch den Verteilergebietsmanager, wobei dieser die Daten bei Bedarf den jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen zur Verfügung zu stellen hat, jedenfalls aber die aggregierte Summe der prognostizierten Verbräuche an den Verteilergebietsmanager zur Veröffentlichung übermitteln muss.

Zu § 43: Netzkopplungsverträge und Netzpuffer

Diese Bestimmung regelt die, innerhalb der vertraglichen Vereinbarung kostenfreien, Nutzung und Abwicklung des Netzpuffers der den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg vorgelagerten Netzbetreiber und des Netzpuffers im Verteilergebiet von Tirol und Vorarlberg, wobei unter Netzpuffer auch die Netzatmung bzw. das „Linepack“ zu verstehen ist.

Zu § 44: Regelungen zur Preisgestaltung der Ausgleichsenergie

Diese Bestimmung regelt die Ausgleichsenergiepreisbildung für die Tagesbilanzierung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg.

Abs. 2: Die Ausgleichsenergiepreise je Bezugs- bzw. Lieferichtung richten sich nach den Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergebietsmanagers, wobei jeweils der höchste Einkaufspreis bzw. der niedrigste Verkaufspreis herangezogen werden, unter Berücksichtigung etwaiger Kosten oder Erlöse aus der Abwicklung der OBA-Konten.

Abs. 5: Aufgrund der neuen Bilanzierungsstruktur ist zu erwarten, dass der Bilanzgruppenkoordinator durch seine Ausgleichsenergieverrechnung eine Unter- bzw. Überdeckung erfährt. Um diese Unter- bzw. Überdeckung transparent zu verteilen, wird eine verbrauchsabhängige Umlage an alle Bilanzgruppenverantwortliche verrechnet, die Bilanzgruppen mit Endverbrauchern vertreten.

Zu § 45: Fahrplan- und Nominierungsabwicklung

Diese Bestimmung regelt die Anmeldung der Gasmengen für Endverbraucher in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg unter Einbezug der Abwicklung mit dem angrenzenden Marktgebiet NCG.

Abs. 1: Die Mengenanmeldung erfolgt trotz Tagesbilanzierung als Stundenzeitreihe beim Verteilergbietsmanager.

Abs. 2: Zur Abwicklung im angrenzenden Marktgebiet NCG übermittelt der Verteilergbietsmanager die Summe der Anmeldungen an den Marktgebietsverantwortlichen als Ausspeisenominierung im korrespondierenden (Sub-)Bilanzkreis.