

**Stellungnahme Gas Connect Austria:
Begutachtungsentwurf der Gas-Marktmodell-
Verordnung 2012**

(Stand 20. April 2012)

Inhalt:

Präambel	3
1 Grundsätzliche Ausführungen und Änderungsbedarfe	4
1.1 Lastflusszusagen und Zuordnungsbeschränkungen	4
1.2 Sonderregelungen zur Kapazitätszuweisung und Kapazitätsnutzung	6
1.3 Anpassung der Regelungen zum Inkrafttreten	9
1.4 Kapazitätsbündelung	12
1.5 Vertragslaufzeiten	13
1.6 Langfristiges Use-it-or-lose-it	15
1.7 Kapazitätsrückgabe	16
1.8 Registrierung im Fernleitungsnetz	17
1.9 Renominierungsverbot für Day Ahead Kapazitäten	17
1.10 Ausnahmeregelung für Renominierungsbeschränkungen	18
1.11 Preisvorgaben Sekundärmarkt	19
1.12 Getrennte Bilanzgruppen für LPZ und sonstige Endkunden	20
1.13 Bilanzierung der besonderen Bilanzgruppen gem. § 24 (1)	21
1.14 Umstellung auf Energieeinheiten	22
2 Weitere Änderungsbedarfe	22
2.1 Weitere inhaltliche Änderungsbedarfe	22
2.1.1 Begriffbestimmungen	22
2.1.2 Nutzungsüberlassung	23
2.1.3 Zulässiger Renominierungsbereich	24
2.1.4 Anhebung von Renominierungen	25
2.1.5 Kapazitätsbuchung des Verteilergebietsmanagers	26
2.1.6 Datenbereitstellung	27
2.1.7 Umgang mit dem Übertrag von nicht marktfähigen bzw. nicht rechtzeitig erfüllbaren Restausgeglichenheiten	28
2.1.8 Netzzutrittsantrag im Verteilernetz	28
2.2 Redaktionelle Änderungsbedarfe	29
2.3 Änderungsbedarfe zu den Erläuterungen Gas-Marktmodell-Verordnung 2012	30
2.3.1 Allgemeiner Teil	30
2.3.2 Registrierung auf der Online-Plattform	30

PRÄAMBEL

Der vorliegende Begutachtungsentwurf der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 stellt in wesentlichen Punkten eine Weiterentwicklung und Konkretisierung der vorhergehenden Entwurfsfassung vom 1.2.2012 dar.

Gas Connect Austria sieht sich aufgrund des gemessen an der Komplexität der Regelungsmaterie zu kurzen Begutachtungszeitraums nicht in der Lage, den vorliegenden Begutachtungsentwurf inklusive dessen Erläuternde Bemerkungen vor dem Hintergrund der zukünftigen operativen Durchführbarkeit in allen Details und Zusammenhängen zu analysieren und dementsprechend vollumfänglich zu kommentieren.

Es wird auf die bisherigen Stellungnahmen verwiesen (Stellungnahme zum ECA-Eckpunktepapier, Stellungnahme zu den KEMA-Zwischenberichten, Stellungnahme zur Entwurfsfassung 1.2.2012), in denen Gas Connect Austria dargelegt hat, wie einerseits das zukünftige Kapazitätsmodell und andererseits das zukünftige Bilanzierungsmodell markt- und gesetzeskonform umgesetzt werden sollten.

Zu jenen Teilen des Begutachtungsentwurfs, die zur Entwurfsfassung vom 1.2.2012 weitgehend unverändert sind, verweist Gas Connect Austria in Abschnitt 1 explizit auf die diesbezüglichen Anmerkungen und Reformulierungsvorschläge der Stellungnahme von Gas Connect Austria vom 9.3.2012. Diese haben aus Sicht von Gas Connect Austria weiterhin Bedeutung und Gültigkeit.

Sofern nicht explizit angeführt, gelten unsere Ausführungen in dieser Stellungnahme zur Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 sinngemäß auch für die entsprechenden Erläuternden Bemerkungen.

Zu den Entwürfen von Musterfassungen diverser Allgemeiner Bedingungen, welche erst später als der VO-Entwurf veröffentlicht wurden, nehmen wir gesondert und später Stellung, da Voraussetzung für deren detaillierte Formulierung die Endversion des Verordnungstextes ist.

1 GRUNDSÄTZLICHE AUSFÜHRUNGEN UND ÄNDERUNGSBEDARFE

1.1 LASTFLUSSZUSAGEN UND ZUORDNUNGSBESCHRÄNKUNGEN

Gas Connect Austria sieht sich gezwungen, auch in dieser Stellungnahme erneut auf den Widerspruch zwischen

- der Vorgabe einer Reihenfolge für den Einsatz von Lastflusszusagen bzw. für das Angebot von Kapazitäten mit Zuordnungsaufgaben (§3 Abs. 2 Gas-Marktmodell-Verordnung 2012) und
- der eindeutigen gesetzlichen Verpflichtung zur Umwandlung bestehender Vertragsrechte in Kapazitätsverträge mit garantiertem bzw. unterbrechbarem Zugang zum VHP (§ 170 Abs. 6 GWG 2011)

hinzuweisen.

Nach dem Wortlaut des Gesetzes ist für bestehende Vertragsbeziehungen der Einsatz von Lastflusszusagen explizit ausgeschlossen. § 170 Abs. 6 GWG 2011 sieht explizit vor, dass bestehende Vertragsrechte (die sich auf Punkt-zu-Punkt Transportrechte beziehen) durch die Regelungen des GWG unberührt bleiben mit der Maßgabe, dass (neben der Umwandlung in Entry-/Exitverträge und der Zahlungspflicht für die veröffentlichten Tarife) im Ausmaß der technischen Möglichkeit ein garantierter Zugang zum virtuellen Handelspunkt einzuräumen ist. Falls die technischen Möglichkeiten einen garantierten Zugang nicht ermöglichen, ist ein unterbrechbarer Zugang zum VHP einzuräumen.

Neben der rein rechtlichen Perspektive steht die Anwendung von Lastflusszusagen im Rahmen der Umstellung bestehender Transportverträge vor folgenden praktischen Problemen:

- Lastflusszusagen können durch Transportkunden erst nach Kenntnis der zugeteilten Kapazitäten angeboten werden.
→ Damit muss vor einer Einholung von Lastflusszusagen bereits eine Kapazitätsteilung gemäß § 170 Abs. 6 GWG 2011 erfolgt sein.
- Lastflusszusagen können durch den Transportkunden erst nach Kenntnis der zukünftigen Entry-/Exit-Tarife angeboten werden
→ Allerdings sind Kosten für Lastflusszusagen bereits im Zuge des Tarifiermittlungsverfahrens anzusetzen (Zirkelbezug)
- Erfahrungen in Deutschland im Zusammenhang mit Lastflusszusagen haben gezeigt, dass Lastflusszusagen nur für einen relativ kurzen Vorschauzeitraum verfügbar sind und zu wirtschaftlich sinnvollen Konditionen angeboten werden.
→ Damit sind Lastflusszusagen für langfristige Kapazitätsszusagen (d.h. bestehende vertragliche Verpflichtungen) und die verpflichtend weit in die Zukunft reichende Kapazitätsvermarktung (15 Jahre) untauglich.
- Anbieter von Lastflusszusagen müssen jedenfalls über alternative Transportpfade verfügen, um im Fall eines Abrufs die zur Versorgung notwendigen Gasströme umleiten zu können. Erfahrungsgemäß erfüllt (jedenfalls im Transitbereich) nur ein kleiner Kreis der (etablierten) Transportkunden diese Möglichkeiten. Dieser kleine Kreis von Transportkunden exponiert sich mit jedem Angebot von Lastflusszusagen als marktbeherrschendes Unternehmen und muss sich regelmäßig Fragen hinsichtlich der unrecht-

mäßigen Nutzung dieser Marktmacht (Preisstellung) und der Hortung von (zum Angebot der Lastflusszusagen notwendigen) Redundanz-Kapazitäten stellen. Letztendlich hat das vielfach dazu geführt, dass Lastflusszusagen von etablierten Transportkunden grundsätzlich nicht angeboten werden.

Gas Connect Austria erkennt das Interesse von ECA nach einer Maximierung von frei zuordenbaren Kapazitäten und hat gemeinsam mit allen anderen Fernleitungsnetzbetreibern ebenso das Interesse, höherwertige Kapazitäten wirtschaftlich sinnvoll bereitzustellen.

Die grundsätzliche Verpflichtung zur Prüfung von Lastflusszusagen (sofern wirtschaftlich zumutbar) bildet diese Interessen bereits ausreichend ab, ohne dass dazu noch die Vorgabe einer verpflichtenden Reihenfolge mit den oben angeführten rechtlichen und operativen Problemen erforderlich ist.

Allein aufgrund dieser Verpflichtung sind die Fernleitungsnetzbetreiber und koordinierend der Marktgebietsmanager nach Umsetzung des § 170 Abs. 6 GWG 2011 gezwungen, den Einsatz von Lastflusszusagen für die Erhöhung der als „frei zuordenbar“ vermarktbar Kapazitäten zu prüfen.

Daneben ergibt sich ein weiterer Aspekt, dem in der Verordnung Rechnung getragen werden muss: Lastflusszusagen bzw. Kapazitäten mit Zuordnungsaufgaben sind grundsätzlich nicht wirkungsgleich und haben damit gesonderte Einsatzzwecke (s.u.), die nicht einer festen Einsatzreihenfolge unterliegen können.

- Kapazitäten mit Zuordnungsaufgaben dienen der Erhöhung der langfristig garantiert vermarktbar Kapazitäten über das Ausmaß der garantiert frei zuordenbaren Kapazität hinaus und reflektieren darüber hinaus die Marktanforderungen in einem Transitland.
- Lastflusszusagen¹ dienen ausschließlich dazu, zu Lasten der freien Zuordenbarkeit Einzelner (Anbieter der Lastflusszusagen) zusätzliche frei zuordenbare Kapazität für andere Netzbenutzer an Entry-/Exitpunkten anbieten zu können. D.h. der Umfang der insgesamt verfügbaren frei zuordenbaren Kapazität erhöht sich nicht (ist durch die Netztopologie vorgegeben), sondern durch den Verzicht Einzelner auf die freie Zuordenbarkeit ergibt sich für andere die Möglichkeit der freien Zuordnung in gleicher Höhe.

Diese Ziele (Erhöhung der festen Kapazität vs. Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität) sind im Rahmen der Formulierung zu unterscheiden.

Dies wird im Hinblick auf § 3 Abs. 3 offensichtlich. *„Ergibt die Prüfung, dass wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen nach Abs. 2 möglich und geeignet sind, das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten zu erhöhen, sind sie vom Marktgebietsmanager in enger Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern und dem Verteilergebietsmanager in der in Abs. 2 genannten Reihenfolge zu ergreifen.“*

¹ Dabei ist hervorzuheben, dass Lastflusszusagen den Zugang zum virtuellen Handelspunkt nicht erhöhen: Ein Anbieter einer Lastflusszusage muss im selben Maße wie ein Netzbenutzer mit DZK damit rechnen, dass der virtuelle Handelspunkt für ihn zeitweise nicht erreichbar ist. Beide können somit den virtuellen Handelspunkt erreichen, solange die physikalische Netzsituation dies erlaubt.

Nachdem lediglich Lastflusszusagen geeignet sind die frei zuordenbaren Kapazitäten zu erhöhen (zu Lasten Dritter), ist die Vorgabe einer Reihenfolge obsolet.

Damit stehen die beiden Maßnahmen nicht in Konkurrenz zu einander, sondern können in sinnvoller Kombination eingesetzt werden - i.e.:

- Zuordnungsaufgaben zur Maximierung der langfristig garantiert vermarktbar Kapazität und
- Lastflusszusagen zur Maximierung der verfügbaren (i.S. nicht gebuchten) frei zuordenbaren Kapazitäten.

FORMULIERUNGS- VORSCHLAG

§ 3 Abs. 2: Der Marktgebietsmanager hat in enger Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern und dem Verteilergebietsmanager für das Gesamtsystem wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zur Erhöhung der ausweisbaren festen **und** frei zuordenbaren Kapazität gemäß § 35 Abs. 1 GWG 2011 ~~in der nachstehenden Reihenfolge~~ **unter Berücksichtigung von § 170 Abs. 6 GWG 2011** zu prüfen und erforderlichenfalls zu koordinieren:

...

§ 3 Abs. 3: ... Ergibt die Prüfung, dass wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen nach Abs. 2 möglich und geeignet sind, das Angebot **fester und** frei zuordenbarer Kapazitäten zu erhöhen, sind sie **von den Fernleitungsnetzbetreibern in enger Zusammenarbeit mit dem** ~~vom Marktgebietsmanager in enger Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern und dem Verteilergebietsmanager in der in Abs. 2 genannten Reihenfolge~~ zu ergreifen.

1.2 SONDERREGELUNGEN ZUR KAPAZITÄTSZUWEISUNG UND KAPAZITÄTSNUTZUNG

Anmerkung: die nachstehenden Ausführungen konzentrieren sich aufgrund der aktuellen Netzanschluss-Situation auf den Zugang von Speicherbetreibern, sind aber sinngemäß ebenso auf zukünftige Kopplungspunkte zu Produktionseinrichtungen anzuwenden.

Die derzeit in Diskussion befindlichen Ein- und Ausspeisepunkte zu Speicher auf Fernleitungsebene (Baumgarten MAB und Überackern 7Fields) haben hinsichtlich der in § 7 Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 abgebildeten Sonderregelungen folgende problematische Eigenschaften:

1. Der Kapazitätsausweis und die Kapazitätsvergabe an diesen Punkten stehen in unmittelbarer Konkurrenz zu dem Kapazitätsausweis und der Kapazitätsvergabe an Grenzkopplungspunkten. Das heißt Kapazitäten können entweder an den Ein-/Ausspeisepunkten zu Speicher, oder am Grenzübergangspunkt vergeben werden, da identische Transportsegmente genutzt werden und damit physische Engpässe geteilt werden.
2. Damit im Zusammenhang stehend erbringen die jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber eine zum konkurrenzierenden Grenzkopplungspunkt identische Transportleistung an den Ein-/Ausspeisepunkten zum Speicher.

3. Die Ein-/Ausspeisepunkte zu Speicher bieten in beiden Fällen die Möglichkeit, auch ohne Nutzung des Speichers für grenzüberschreitende Transporte genutzt zu werden, da die jeweiligen Speicher über ihre Anbindungssituation auch Ein- und Ausspeisungen in dem jeweils benachbarten Marktgebiet ermöglichen.
4. Im Fall des Punktes Überackern 7Fields schließt unmittelbar am Grenzkopplungspunkt Überackern SUDAL ein weiterer österreichischer Speicherstandort an das Fernleitungsnetz an, der durch eine bevorzugte Behandlung eines konkurrierenden Speicherbetreibers auf österreichischer Seite sowohl in der Kapazitätsvergabe (siehe Punkt 1) als auch hinsichtlich des Transportentgelts diskriminiert würde.

Aufgrund dieser Eigenschaften widersprechen die in § 7 Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 abgebildeten Sonderregelungen und die beabsichtigte Vereinheitlichung des Tarifs für den Speicherzugang auf Fernleitungs- und Verteilernetzebene folgenden Regelungsinhalten der Fernleitungs-Verordnung 2009-715-EG:

- Artikel 14 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, grundsätzlich allen Netzbenutzern ihre Dienstleistungen ohne Diskriminierung anzubieten. Dabei wird explizit darauf abgestellt, dass verschiedenen Kunden gleiche Dienstleistungen zu gleichwertigen vertraglichen Bedingungen zu gewähren sind. § 4 Abs. Ziffer 41 GWG 2011 normiert den Begriff Netzbenutzer als *„jede natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die in ein Netz einspeist, aus einem Netz ausspeist oder daraus versorgt wird bzw. deren Anlage an ein Netz angeschlossen ist“* und subsumiert damit auch Speicherbetreiber und Produzenten. Wie bereits oben dargestellt, erbringen die Fernleitungsnetzbetreiber an den Ein-/Ausspeisepunkten zu Speicher identische Dienstleistungen zu konkurrierenden Grenzkopplungspunkten, sodass auch hinsichtlich der Dienstleistung keine argumentierbare Differenzierung erfolgt.
- Artikel 13 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber darüber hinaus, kostenorientierte Tarife zu bilden, Quersubventionen zwischen Netznutzern zu vermeiden und stellt den Anspruch auf nicht-diskriminierende Tarife klar. Diese Nicht-Diskriminierung ist nicht gegeben, wenn an sich konkurrenzierenden Punkten einerseits Auktionsverfahren die Tarifhöhe bestimmen und andererseits in einer monopolisierten Nachfragesituation gegebenenfalls marktgebietsweit vereinheitlichte Tarife zur Anwendung kommen.
- Artikel 16 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, im Rahmen der Kapazitätszuweisung ebenso nicht-diskriminierende Verfahren umzusetzen. Nachdem die Ein-/Ausspeisepunkte zu Speicher, wie bereits oben dargestellt, um identische Transportkapazitäten konkurrieren, gilt auch, dass im Fall physischer Engpässe laut Artikel 16 Ziffer 4 nicht-diskriminierende und transparente Kapazitätszuweisungen erfolgen müssen.

Dementsprechend sind die Sonderregelungen in § 7 Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 nicht im Einklang mit der für Fernleitungsnetzbetreiber unmittelbar verpflichtenden Fernleitungs-Verordnung 2009-715-EG und sind demnach entsprechend zu ändern.

**FORMULIERUNGS-
VORSCHLAG**

§ 7: Die §§ 4, 5, 6, 11 und 12 werden nicht angewendet auf Ausspeisekapazitäten zur Ausspeisung aus den Fernleitungsnetzen zu den Verteilernetzen im Marktgebiet, ~~zu Speicheranlagen~~ und Endverbrauchern sowie auf Einspeisekapazitäten zur Einspeisung ~~aus Speicher- und Produktionsanlagen sowie aus Anlagen~~ von Erzeugern biogener Gase in das Fernleitungsnetz. Diese Kapazitäten werden in der zeitlichen Reihenfolge der Anfragen vergeben. Sie sind vom angeschlossenen ~~Speicherunternehmen, Endverbraucher, Produzenten,~~ Verteilergewietsmanager oder vom Erzeuger biogener Gase gemäß §§ 22 19 bzw. ~~und~~ 23 zu buchen.

§ 16 Abs. 1: Speicherunternehmen, ~~deren Anlage an ein Verteilernetz angeschlossen ist (oder angeschlossen werden soll),~~ vereinbaren einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr mit dem ~~betreffenden Verteilernetzbetreiber, an dessen Netz die Speicheranlage angeschlossen ist (oder angeschlossen werden soll),~~ die für die Ein- und Ausspeicherung maximal vorzuhaltende feste Kapazität. Die ~~Verteilernetzbetreiber~~ sind verpflichtet, die zuletzt gebuchte feste Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Eine Reduktion der jährlichen Buchung gegenüber der dauerhaft vorzuhaltenden Kapazität ist nur in jenem Umfang möglich, in dem der ~~Verteilernetzbetreiber~~ diese Kapazität an anderer Stelle vermarkten kann. Eine Erhöhung der jährlichen Buchung gegenüber der vorgehaltenen festen Kapazität ist im Wege des Netzzugangsantrags gemäß § 13 möglich.

§ 16 Abs. 2: ~~Die Bestimmungen des 2. Abschnitts gelten auch für Speicherunternehmen, deren Speicheranlagen an ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind.~~ Die gemäß Abs. 1 zwischen Speicherunternehmen und Verteilernetzbetreiber vertraglich vereinbarte Leistung dient als Berechnungsgrundlage für das Netznutzungsentgelt gemäß § 73 Abs. 5 GWG 2011.

§ 16 Abs. 3: Die Bestimmungen des 2. Abschnitts gelten für Speicherunternehmen, die an ein Verteilernetz angeschlossen sind. Für Speicherunternehmen, die an ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind, gelten die Bestimmungen des ersten Abschnitts mit der Maßgabe, dass an Ein-/Ausspeisepunkten, die ausschließlich unmittelbaren Zugang zu einer Speicheranlage bieten, nur das betreffende Speicherunternehmen zur Buchung berechtigt ist.

(FORTSETZUNG)

§ 17 Abs. 1: Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen, deren Anlage an ein Verteilernetz angeschlossen ist (oder angeschlossen werden soll), vereinbaren einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr mit dem betreffenden Verteilernetzbetreiber an deren Netz ~~deren Anlage angeschlossen ist (bzw. angeschlossen werden soll)~~ die maximal für die Produktion vorzuhaltende feste Kapazität. Die Verteilernetzbetreiber sind, verpflichtet, die zuletzt gebuchte feste Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Eine Reduktion der jährlichen Buchung gegenüber der dauerhaft vorzuhaltenden Kapazität ist nur in jenem Umfang möglich, in dem der Verteilernetzbetreiber diese Kapazität an anderer Stelle vermarkten kann. Eine Erhöhung der jährlichen Buchung gegenüber der vorgehaltenen festen Kapazität ist im Wege des Netzzugangsantrags gemäß § 13 möglich.

§ 17 Abs. 2: Die gemäß Abs. 1 zwischen Produzenten und Erzeugern von biogenen Gasen und Netzbetreiber vertraglich vereinbarte Leistung dient als Berechnungsgrundlage für das Netznutzungsentgelt gemäß § 73 Abs. 6 GWG 2011.

§ 17 Abs. 3: Die Bestimmungen des 2. Abschnitts gelten für Erzeuger von biogenen Gasen und für Produzenten, die an ein Verteilernetz angeschlossen sind. Für Produzenten, die an ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind, gelten die Bestimmungen des ersten Abschnitts mit der Maßgabe, dass an dem betreffenden Einspeisepunkt nur der Produzent zur Buchung berechtigt ist.

1.3 ANPASSUNG DER REGELUNGEN ZUM INKRAFTTRETEN

Gas Connect Austria hat bereits in den bisherigen Stellungnahmen auf den kurzen Umsetzungszeitraum und die Notwendigkeit von detaillierten Regelungen für eine zeitgerechte und vollständige Implementierung des Marktmodells hingewiesen.

Dies gilt umso mehr, als die zum derzeitigen Zeitpunkt vorliegenden Marktregeln lediglich einen vorläufigen Charakter haben.

Speziell die Regelungen mit Änderungen der kurzfristigen operativen Transportabwicklung erfordern eine umfassende Vernetzung der IT-Systeme, die nach derzeitiger Analyse nicht mit den vorhandenen IT-Systemen und daher nicht zum 1.1.2013 zu bewerkstelligen ist. Dies betrifft insbesondere:

- Renominierungsbeschränkungen,
- zentrale Online-Plattform für das Angebot von Kapazitäten
- die damit im Zusammenhang stehende Day Ahead Kapazitätsvergabe garantierter Kapazitäten mittels Auktion und
- die untertägige Kapazitätsvergabe.

Umsetzungsaufwand und -dauer werden auch deutlich, wenn man berücksichtigt, dass analoge Regeln in Deutschland sich mit erheblichen Verzögerungen in einer immer noch nicht abgeschlossenen Umsetzung befinden. Dies obwohl

- der Diskussionsprozess bereits im ersten Halbjahr 2009 gestartet wurde,

- die deutsche Regulierungsbehörde bereits Anfang 2010 konkrete Vorgaben für Standardkapazitätsverträge veröffentlicht hatte,
- die entsprechende Festlegung der Bundesnetzagentur am 24.2.2011 formal beschlossen wurde und
- die Umsetzung von Entry-/Exit-Systemen (2005), Bilanzierungsmodell (GABi Gas 2008) etc. bereits lange vorher abgeschlossen waren.

Begründung:

Die Umsetzung der derzeit im Begutachtungsstatus befindlichen Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 bedingt hochkomplexe und umfassende Anpassungen der Ablauforganisation und IT-Applikationen auf Seiten aller Marktrolle. Die grundlegende Neuregelung des Netzzugangs-Regimes

- etabliert neue Marktrolle (Marktgebietsmanager, Betreiber des virtuellen Handelspunkts),
- führt zu vollkommen veränderten Vertragsstrukturen (Entry-/Exitverträge, Bilanzgruppen/Sub-Bilanzkonten) und
- stellt teils neue, teils vollkommen veränderte Anforderungen an massengeschäftstaugliche IT-Funktionen.

Die nachfolgende Grafik zeigt die derzeitige IT-Implementierungsplanung von Gas Connect Austria, basierend auf vertraulichen indikativen Angeboten von IT-Anbietern. Aus Sicht von Gas Connect Austria ist der dargestellte Implementierungsplan außerordentlich ambitioniert und auf Basis internationaler Erfahrungen als überaus optimistisch anzusehen.

Stand: 20.04.2012		2012												2013											
Nr.	Umsetzungsschritt	Jän.	Feb.	März	April	Mai	Juni	Juli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jän.	Feb.	März	Apr.	Mai	Juni	Juli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.
	Meilensteine	Veröffentlichung der Marktregeln				1.10.2012 Kapazitäts-zuordnung Go-Live				Mitte Dez. 2012: Kapazitäts-auktionen				01.01.2013 Marktstart				31.12.2013 Start Day Ahead Auktionen, Renominierungs-beschränkungen, etc.							
Neu-Implementierung Marktgebietsplattform (Bilanzgruppenregistrierung und -verwaltung)																									
1	Erstellung Lastenheft																								
2	Ausschreibung und Bieterauswahl																								
3	Implementierung																								
4	Funktionstests																								
5	Betriebsübergabe																								
Adaption bestehender Systeme Teil 1 (Auktionierung lfr. Kapazitäten, Vertrags-, Kapazitätsmanagement)																									
1	Erstellung Lastenhefte																								
2	Implementierung																								
3	Funktionstests																								
4	Betriebsübergabe																								
Adaption bestehender Systeme Teil 2 (Nominierungsmanagement, Marktgebietsbilanzierung, Abrechnung)																									
1	Erstellung Lastenhefte																								
2	Implementierung																								
3	interne Funktionstests																								
4	Parametrierung																								
5	Betriebsübergabe																								
6	Markttests																								
7	Fehlerbehebung und Stabilisierung																								
Neugestaltung TSO-Systeme (Vollautomatisierung und Integration von Vertrags-, Kapazitäts & Nom.-mgm: inkl. Schnittstellen Primärkapazitätsplattform)																									
1	Anbieter- und Lösungsscreening																								
2	Überarbeitung/Ergänzung Lastenhefte																								
3	Ausschreibung und Bieterauswahl																								
4	Implementierung																								
5	interne Funktionstests																								
6	Parametrierung																								
7	Betriebsübergabe																								
8	Markttests																								
Neu-Implementierung Primär-/Sekundärkapazitätsplattform																									
1	Definition Betreibermodell																								
2	Anbieter- und Lösungsscreening																								
3	Überarbeitung/Ergänzung Lastenheft																								
4	Ausschreibung und Bieterauswahl																								
5	Implementierung																								
6	interne Funktionstests																								
7	Schnittstellen-Tests (TSO-Systeme)																								
8	Betriebsübergabe																								

Eine vollständige IT-Abbildung der in der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 geforderten und aus der obigen Tabelle auszugsweise ersichtlichen Funktionalitäten bis zum 1.1.2013 ist in den bestehenden IT-Systemen der Gas Connect Austria nicht möglich - diese sind teilweise strukturell für das neue Netzzugangsmodell ungeeignet.

Der Zukauf von neuen IT-Applikationen und eine rechtzeitige Implementierung dieser Applikationen sind aufgrund mehrerer Gründe nicht bis 1.1.2013 möglich:

- Benennungsproblematik: Eine rechtsgültige Benennung des Marktgebietsmanagers ist bis zum derzeitigen Zeitpunkt nicht erfolgt. Damit ist das mit Investitionen verbundene Risiko massiv erhöht und ab einer gewissen Summe nicht mehr vertretbar.
- Anforderungsdefinition: Grundlage einer Ausschreibung ist ein fest definiertes Lastenheft. Ein derartiges Lastenheft kann erst nach der endgültigen Ausformulierung der entsprechenden Marktregeln erstellt werden.
- Verfügbarkeit von geeigneten IT-Applikationen: Die Marktanalyse von Gas Connect Austria zeigt als Ergebnis, dass keine der derzeit am Markt befindlichen IT-Applikationen die geforderten Funktionalitäten abdeckt, und dass daher ein umfassender Weiterentwicklungsaufwand neben der IT-Integration zu leisten wäre.

Im Endergebnis ist davon auszugehen, dass die geforderten Kernfunktionalitäten des neuen Netzzugangsmodells nur teilautomatisiert (d.h. mit maßgeblichen manuellen operativen Abwicklungsfunktionen) in den derzeitigen IT-Applikationen abgebildet werden können.

Damit können die zeitkritischen und nur vollautomatisiert abbildbaren Funktionen der

- Renominierungsbeschränkungen,
- der zentralen Online-Plattform für die Vergabe von Kapazitäten,
- day-ahead Auktionen und within-day Vergabe

frühestens zum 1.1.2014 in dem Vergaberecht unterliegenden Neu-Applikationen abgebildet werden.

Ein derart verzögertes Inkrafttreten der diesbezüglichen Regelungen ist im Übrigen aufgrund der diesbezüglichen Erfahrungen in Deutschland als durchaus optimistisch zu bezeichnen.

FORMULIERUNGS- VORSCHLAG

§ 46 Abs. 3: *Abweichend von Abs. 2 tritt § 6 Abs. 3 mit 1. Jänner 2014 in Kraft.*

§ 46 Abs. 4: *Abweichend von Abs. 1 treten die Regelungen zur Zulässigkeit von Renominierungen in § 11 Abs. 3, 5, 6, 7, 8 mit 1. Jänner 2014 in Kraft.*

§ 46 Abs. 5: *Abweichend von Abs. 1 treten die §§ 9 u. 10 mit 1. Jänner 2014 in Kraft.*

§ 6 Abs. 1: *Fernleitungsnetzbetreiber haben feste und unterbrechbare Ein- und Ausspeisekapazität über die Online-Plattform gemäß § 9 in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren, erstmalig rechtzeitig vor dem 1. Jänner 2013, zu versteigern.*

1.4 KAPAZITÄTSBÜNDELUNG

Die in § 4 Abs. 1 normierte Bündelung von Kapazitäten an Grenzübergangspunkten wird theoretisch aufgrund der gegengleichen Verpflichtung deutscher Netzbetreiber zum 1.1.2013 unmittelbar wirksam. Eine Umsetzung zu diesem Datum kann allerdings aufgrund der nachfolgend angeführten Gründe nicht parallel zur Einführung des österreichischen Entry-Exit-Systems erfolgen.

Erste Abstimmungen mit den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern und auf europäischer Ebene ergeben, dass auf europäischer Ebene kein diesbezüglich abgestimmtes Modell zur vertraglichen Abwicklung der Kapazitätsbündelung vorliegt - offene Punkte sind beispielhaft:

- Nach welchem nationalen Recht wird die gebündelte Kapazität vergeben und auf welcher Plattform?
- Ist gebündelte Kapazität gleichbedeutend mit einem einzigen Vertrag, der Ein- und Ausspeisekapazitäten bündelt (z.B. Modell GATRAC)? Oder werden simultan 2 Verträge vergeben?
- Mit welchem Fernleitungsnetzbetreiber wird nach welchem nationalen Recht ein gebündelter Kapazitätsvertrag abgeschlossen?

- Wie wird mit Auktionserlösen umgegangen (erschwerend bei Diskrepanzen zwischen nationalen Tarifmodellen z.B. Auktionsaufschlag auf reguliertes, jährlich veränderbares Entgelt vs. Auktionspreis der für die Vertragslaufzeit fixiert ist)?
- In diesem Zusammenhang: Wie wird mit Tarifänderungen umgegangen?
- Welcher Netzbetreiber trägt die Risiken der (dauerhaften) Erfüllbarkeit des Kapazitätsvertrags?
- Wie werden gebündelte Kapazitäten auf welchem Sekundärmarkt gehandelt?
- Bei welchem Netzbetreiber werden gebündelte Kapazitäten nominiert?

Bestehende Modelle (GATRAC, EUCABO, Link4hubs, Capsquare) vergeben aus diesen Gründenderzeit ausschließlich Day Ahead Kapazitäten nach dem „first-come-first-served“ Prinzip in unterschiedlichen Vertragskonstruktionen (1 oder 2 Verträge). Selbst innerhalb von Deutschland (ein nationaler Rechts- und Regulierungsraum) wurde an Marktgebietsgrenzen trotz der diesbezüglichen Festlegung der Bundesnetzagentur am 24.2.2011 lediglich der simultane Abschluss von Ein- und Ausspeiseverträgen, die wiederum gesondert nominiert werden, umgesetzt.

Die derzeit in § 4 Abs. 1 formulierte Verpflichtung ist daher erst aufgrund klarer europäischer Vorgaben umsetzbar. Da diese ohnehin auf europäischer Ebene verbindlich sein werden, ist § 4 zu streichen oder allenfalls unter der folgenden aufschiebenden Bedingung zu formulieren:

FORMULIERUNGS- VORSCHLAG

§ 4 Abs. 1: *An den Grenzkopplungspunkten, an denen Fernleitungsnetze miteinander verbunden sind, werden die Ein- und Ausspeisepunkte benachbarter Marktgebiete pro Flussrichtung zu einem gebündelten Buchungspunkt zusammengefasst, sofern **entsprechende europäische Vorgaben existieren und** der benachbarte Netzbetreiber eine Bündelung **auf dieser Grundlage** für den jeweiligen Grenzkopplungspunkt ermöglicht.*

1.5 VERTRAGSLAUFZEITEN

Die Fernleitungs-Verordnung 2009-715-EG legt fest, dass auf Fernleitungsebene die von ENTSOG erstellten Netzkodizes gelten sollen und beschränkt die Gültigkeit von nationalen Netzkodizes auf rein inländische Angelegenheiten.

Der von ENTSOG auf dieser Basis erstellte ENTSOG CAM Network Code normiert, dass zumindest 10% der technischen Kapazitäten an Grenzkopplungspunkten für Kapazitätsverträge mit einer Laufzeit von bis zu einem Quartal zu reservieren sind.

Die derzeitige Formulierung des § 8 Abs. 1 weicht explizit von dieser zwingenden europäischen Vorgabe – und damit vom europäischen Harmonisierungsgedanken – in mehreren Punkten ab, in dem abweichende Prozentsätze und abweichende Vertragslaufzeiten vorgegeben werden.

Nachdem nationale Netzkodizes auf rein inländische Angelegenheiten beschränkt sind, stellt sich die grundsätzliche Frage, inwieweit die abweichenden Vorgaben der nationalen Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 an Grenzkopplungspunkten wirksam werden können.

Die darüber hinausgehende Verpflichtung, maximal 65% der technischen Jahreskapazität mit Vertragslaufzeiten von mehr als 4 Jahren zu vergeben, findet keine Deckung im ENT-SOG CAM Network Code.

Der als Öffner gedachte §8 Abs. 3, der ermöglichen soll, dass von den Regelungen aufgrund anders lautender Regelungen benachbarter Staaten abgewichen werden kann, widerspricht abermals dem europäischen Harmonisierungsgedanken und führt gegebenenfalls zu dauerhaft unterschiedlichen Regelungen je angrenzendem Nachbarstaat bzw. überlässt es den Regelungen der Nachbarstaaten, die harmonisierten Vorgaben umzusetzen. Ziel der Fernleitungs-Verordnung 2009-715-EG ist nicht, dass sich die österreichischen Regelungen den Regelungen anderer Staaten bilateral unterwerfen, sondern dass über die europäischen Netzkodizes einheitliche Regelungen für den gesamten Binnenmarkt zu Anwendung kommen.

Neben den rein rechtlichen Problemen stellt bereits der auf europäischer Ebene vorgeschlagene Prozentsatz von mindestens 10% der technischen Kapazität in dem vom Transit dominierten Österreich einen sehr hohen Kapazitätsanteil dar, der etwa 50% der für die Inlandsversorgung genutzten Einspeisekapazitäten entspricht.

Die derzeit formulierte abweichende Regelung in § 8 stellt eine deutliche und nicht zu rechtfertigende Schlechterstellung gleichermaßen für Transportkunden und Fernleitungsnetzbetreiber dar und verringert die Konkurrenzfähigkeit österreichischer Transitsysteme. Damit wächst die Gefahr, dass Transitströme zu längerfristig buchbaren europäischen Leitungsverbindungen umgeleitet werden und sich damit das Risiko einer Minderauslastung und daraus resultierend erhöhten Tarifen ergibt.

Um die Verpflichtung zur Umsetzung von ENTSOG erstellten Netzkodizes zu erfüllen, einen Regelungskonflikt zwischen nationalem Netzkodex und den europäischen Vorgaben zu vermeiden und die Konkurrenzfähigkeit österreichischer Leitungssysteme zu erhalten, müssen die Regelungen des § 8 1:1 die diesbezüglichen Regelungen im CAM Network Code abbilden.

Daneben ist eine Ausnahmeregelung für neue (oder die Erweiterung der bestehenden) Infrastruktur vorzusehen, um nicht durch eine zusätzliche Hürde für diese Kapazitätserweiterungsmaßnahmen und zugehörige Open Season Verfahren den Ausbau des Leitungsnetzes zu verhindern.

Ungeachtet der final festgelegten Prozentsätze und der diesbezüglichen Regelungen ist ein daraus resultierendes erhöhtes Risiko aufgrund der Einschränkung in der Vermarktungstätigkeit im Zuge des Tarifiermittlungsverfahrens bei der Festlegung der Verzinsungshöhe in vollem Umfang zu berücksichtigen.

**FORMULIERUNGS-
VORSCHLAG**

§ 8 Abs. 1: An Grenzkopplungspunkten sind ~~2~~10 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Einspeisepunktes für Kapazitätsprodukte reserviert, die mit Vertragslaufzeiten von bis zu einem Jahr **Quartal** vergeben werden. ~~Maximal 65 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Einspeisepunktes dürfen mit Vertragslaufzeiten von mehr als vier Jahren vergeben werden.~~ An Grenzkopplungspunkten sind ~~2~~10 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Ausspeisepunktes für Kapazitätsprodukte reserviert, die mit Vertragslaufzeiten von bis zu einschließlich einem Jahr **Quartal** vergeben werden. ~~Maximal 65 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Ausspeisepunktes dürfen mit Vertragslaufzeiten von mehr als vier Jahren vergeben werden.~~ Zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Verordnung bestehende Kapazitätsverträge **und im Rahmen von Open Season Procedures abgeschlossene Kapazitätsverträge** sind von der Anwendung dieser Bestimmung ausgenommen.

1.6 LANGFRISTIGES USE-IT-OR-LOSE-IT

Die derzeitigen Regelungen in § 12 sind nicht in Übereinstimmung mit dem aktuellen Ergänzungsentwurf zur Fernleitungs-Verordnung 2009-715-EG hinsichtlich „Congestion Management Procedures“ (CMP) und lassen bedeutsame Ausgestaltungsfragen offen. Letztendlich hat die Anwendung dieser Regelungen aber bedeutsame Konsequenzen (Kapazitätsentzug) für Netzbenutzer.

Zu den (auch im Ergänzungsentwurf zur Fernleitungs-Verordnung 2009-715-EG) offenen Ausgestaltungsfragen zählen unter anderem:

- Wie wird die Nutzung von Einzelkapazitäten mehrerer Transportkunden innerhalb einer Bilanzgruppe ermittelt? (Diese kann nicht allein auf Basis der Gesamtnominierung durch den Bilanzgruppenverantwortlichen vom Fernleitungsnetzbetreiber ermittelt werden.)
- Wie wird ein Engpassfall, in dem ein Kapazitätsentzug durchgeführt werden muss, durch den Fernleitungsnetzbetreiber mit ausreichender Vorlaufzeit für Entziehungsmaßnahmen identifiziert? (mögliche Anlassfälle: keine vermarktbare Jahreskapazität oder keine vermarktbare Quartalskapazität oder keine vermarktbare Monatskapazität, oder keine vermarktbare Tageskapazität oder ...)
- Für welchen Zeitraum wird Kapazität entzogen? (Auf Dauer, für die Dauer des identifizierten Engpasses, ...)
- Wie weist ein Netzbenutzer nach,
 - dass Kapazitäten in vollem Umfang zur Erfüllung vertraglicher Verpflichtungen erforderlich sind,
 - dass er über verschiedene vertragliche Gasbeschaffungsalternativen verfügt?
- Nach welchen Kriterien prüft der Fernleitungsnetzbetreiber die Nachweise des Transportkunden?

Aufgrund dieser offenen Ausgestaltungsfragen sehen sich die Fernleitungsnetzbetreiber derzeit ohne eine aktive Unterstützung der ECA außer Stande, die entsprechende Bestimmung

umzusetzen - ggf. wäre sogar zu prüfen, ob die derzeitige Regelung die Ansprüche für eine konkrete Umsetzungspflicht aufgrund der offenen Gestaltungsfragen erfüllt.

Zudem sind die Regelungen des § 12 mit dem aktuellen Ergänzungsentwurf zur Fernleitungs-Verordnung 2009-715-EG hinsichtlich „Congestion Management Procedures“ (CMP) hinsichtlich der betroffenen Vertragslaufzeiten („contracted capacities with an effective duration of more than one year“) zu harmonisieren.

FORMULIERUNGS- VORSCHLAG

§ 12 Abs. 2: Der Fernleitungsnetzbetreiber entzieht einem Netzbenutzer teilweise oder zur Gänze seine auf fester Basis gebuchten, jedoch systematisch ungenutzten Kapazitäten *auf Anweisung der Regulierungsbehörde, sofern und soweit [...]*

§ 12 Abs. 2 Ziffer 1: der Netzbenutzer weniger als durchschnittlich 80 Prozent seiner gebuchten Kapazität *mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr* nicht in Anspruch genommen hat; oder

§ 12 Abs. 2 Ziffer 2: der Netzbenutzer seine gebuchte feste Kapazität *mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr* dauerhaft während eines Zeitraums von mindestens drei aufeinander folgenden Monaten innerhalb des vorangegangenen Kalenderjahres auf Stundenbasis nicht in Anspruch genommen hat. [...]

§ 12 Abs. 4: Von dem Vorliegen eines Tatbestandes gemäß Abs. 2 hat der Fernleitungsnetzbetreiber die Regulierungsbehörde umgehend zu verständigen sowie gegebenenfalls die Nachweise gemäß Abs. 3 zu übermitteln. *Die Regulierungsbehörde weist den Fernleitungsnetzbetreiber auf dieser Basis an, ob die Kapazität in dem ermittelten Umfang zu entziehen ist.*

1.7 KAPAZITÄTSRÜCKGABE

In § 12 Abs. 2 und Abs. 3 Ziffer 1 wird auf die Möglichkeit verwiesen, dass Transportkunden den Bestimmungen zum Kapazitätsentzug entgehen würden, wenn sie bereits kontrahierte Kapazitäten den Fernleitungsnetzbetreibern wiederum zur Verfügung stellen.

Diese Kapazitätsrückgabe ist an keiner anderen Stelle der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 geregelt. Somit fehlen diesbezügliche Durchführungsbestimmungen vollständig.

Die Verordnung und § 38 GWG 2011 normieren eine ausschließliche Nutzungsüberlassung an registrierte Netzbenutzer über den Sekundärmarkt. Dies ist auch sachlogisch, da eine Nutzungsüberlassung an Fernleitungsnetzbetreiber den Sekundärmarkt umgeht und bei einem funktionierenden Sekundärmarkt eine nicht-marktkonforme Maßnahme darstellt.

**FORMULIERUNGS-
VORSCHLAG**

§ 12 Abs. 2: Der Fernleitungsnetzbetreiber entzieht einem Netzbenutzer [...] sofern und soweit andere Netzbenutzer an dem jeweiligen Netzkopplungspunkt feste Kapazität nachfragen, ein vertraglicher Engpass vorliegt und der Netzbenutzer die ungenutzte Kapazität nicht gemäß Abs. 1 auf der Online-Plattform angeboten hat ~~oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung gestellt hat.~~

§ 12 Abs. 4 Ziffer 3: über verschiedene vertragliche Gasbeschaffungsalternativen verfügt, für die Kapazitäten an unterschiedlichen Einspeisepunkten gebucht sind, die von ihm alternativ genutzt werden, und dass er die nicht benötigten Kapazitäten für den Zeitraum der Nichtnutzung im Umfang der Nichtnutzung auf dem Sekundärmarkt ~~oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung gestellt hat.~~

1.8 REGISTRIERUNG IM FERNLEITUNGSNETZ

Der Vertragsabschluss des Bilanzgruppenverantwortlichen mit dem Betreiber des virtuellen Handelspunkts beinhaltet umfangreiche Gestaltungs- und Auswahlmöglichkeiten (z.B. Auswahl der Clearingbank), die vom Marktgebietsmanager nicht qualifiziert unterstützt werden können. Gas Connect Austria geht davon aus, dass eine entsprechend detaillierte Begründung in der Stellungnahme des CEGH enthalten sein wird.

**FORMULIERUNGS-
VORSCHLAG**

§ 19 Abs. 2: Der Marktgebietsmanager schließt einen Vertrag mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen auf Basis der genehmigten allgemeinen Bedingungen gemäß § 16 GWG 2011. Der Marktgebietsmanager **organisiert** ~~schließt~~ **überdies den Abschluss** eines Vertrags ~~im Namen und auf Rechnung des~~ **zwischen dem** Betreibers des Virtuellen Handelspunktes **und mit** dem Bilanzgruppenverantwortlichen auf Basis der genehmigten Allgemeinen Bedingungen gemäß § 31 Abs. 3 GWG 2011. ~~Der Betreiber des virtuellen Handelspunktes hat den Marktgebietsmanager zum Vertragsabschluss in seinem Namen und auf seine Rechnung zu bevollmächtigen.~~

1.9 RENOMINIERUNGSVERBOT FÜR DAY AHEAD KAPAZITÄTEN

Ein Renominierungsverbot für Day Ahead Kapazitäten kann ausschließlich über sogenannte „Vergiftungsregeln“ (siehe dazu auch diesbezügliche Regelungen des deutschen Netzzugangsmodells) durchgesetzt und überprüft werden. Diese Vergiftungsregeln besagen, dass Bilanzgruppen, denen Day Ahead Kapazitäten zugeordnet wurden, insgesamt nicht mehr renominierbar sind. Damit ist es zur Wahrung der Renominierungsfähigkeit der übrigen Kapazitäten erforderlich, dass für Day Ahead Kapazitäten eigene Bilanzgruppen (oder Sub-Bilanzkonten) eingerichtet werden müssen. Ist eine Zuordnung zu gesonderten Sub-Bilanzkonten, die mit der Bilanzgruppe saldiert werden, möglich, so können große Marktteilnehmer das Renominierungsverbot dieses Sub-Bilanzkontos jederzeit durch Nominierung anderer Sub-Bilanzkonten dieser Bilanzgruppe kompensieren. Kleinere Marktteilnehmer oh-

ne diese Möglichkeiten, sind dagegen durch die Einschränkung der Renominierungsmöglichkeit im Nachteil.

Das Renominierungsverbot schränkt außerdem die Attraktivität des Produktes für die Inlandsversorgung ein, da eine untertägige Prognoseaktualisierung nicht mehr berücksichtigt werden kann. Gleichzeitig verhindert das Renominierungsverbot von Day Ahead Kapazitäten eine Verwendung dieser Kapazitäten für das Angebot von balance-of-day-Produkten am VHP.

Im Ergebnis tritt der erhoffte Effekt, dass nur Marktteilnehmer Day Ahead Kapazitäten erwerben, die diese auch vollständig nutzen wollen nicht ein, da dies durch eine Mindernutzung anderer Kapazitätsverträge jedenfalls von großen Marktteilnehmern kompensiert wird.

Die Nachteile einer eingeschränkten Verwendung für die Inlandsversorgung, für das Angebot von balance-of-day-Produkten und die Erhöhung der Komplexität im Bilanzgruppen- und Nominierungsmanagement sind dagegen jedenfalls gegeben.

FORMULIERUNGS- VORSCHLAG

~~§ 11 Abs. 10: Day Ahead-Kapazitäten sind bis 20.00 Uhr zu nominieren. Eine Renominierung von Day Ahead-Kapazitäten nach 20.00 Uhr ist ausgeschlossen. Bei der Bestimmung des zulässigen Renominierungsbereiches gemäß Abs. 3 werden keine Day Ahead-Kapazitäten berücksichtigt.~~

1.10 AUSNAHMEREGLUNG FÜR RENOMINIERUNGSBESCHRÄNKUNGEN

In § 11 Abs. 7 wird eine Ausnahme für die grundsätzliche Beschränkung von zulässigen Nominierungen für Netzbenutzer mit weniger als 10% der Punkt-Kapazität formuliert.

Diese Regelung widerspricht dem grundsätzlichen und rechtlich verbindlichen Diskriminierungsverbot der Fernleitungs-Verordnung 2009-715-EG (Artikel 14) und ist damit unzulässig. Eine derartige Ausnahme könnte erst nach Inkrafttreten der derzeit im Entwurf vorliegenden Ergänzung zur Fernleitungs-Verordnung 2009-715-EG hinsichtlich CMP erfolgen, sofern dort eine ähnliche Regelung tatsächlich aufgenommen wird. Auf europäischer Ebene ist die derzeit im Entwurf enthaltene Ausnahme genau wegen des eingangs angeführten Diskriminierungsverbots sehr umstritten.

Auf Basis der derzeitigen Fernleitungs-Verordnung 2009-715-EG ist eine derartige Regelung jedenfalls unzulässig und daher zu streichen.

Falls die Ausnahmeregel beibehalten wird, ist sie entsprechend der CMP der Europäischen Kommission auszugestalten, die auf Netzbenutzer, die weniger als 10% der festen technischen Jahreskapazität am Buchungspunkt halten, abstellt.

Das Konzept von Gas Connect Austria zur Abbildung von Renominierungsbeschränkungen sieht vor, dass Bilanzgruppenverantwortliche Subbilanzgruppen einrichten können. Das Prüfungsobjekt für § 11 Abs. 7 ist dabei immer die konkrete (Sub-)Bilanzgruppe.

**FORMULIERUNGS-
VORSCHLAG**

§ 11 Abs. 7: Auf den Netzbenutzer, der ~~in den vorangegangenen zwölf Monaten~~ weniger als 10 Prozent der ~~durchschnittlichen~~ **jährlichen festen** technischen Kapazität am Buchungspunkt gebucht hat, finden die Renominierungsbeschränkungen gemäß Abs. 3 bis 6 keine Anwendung.

§ 11 Abs. 8: Bringen mehrere Netzbenutzer an einem Buchungspunkt gebuchte Kapazitäten in die gleiche Bilanzgruppe ein, dann kann durch den zuständigen Bilanzgruppenverantwortlichen für jedes unmittelbare Bilanzgruppenmitglied dieser Bilanzgruppe jeweils ein Sub-Bilanzkonto eingerichtet werden. Die Nominierung von Gasmengen erfolgt in diesem Fall durch den zuständigen Bilanzgruppenverantwortlichen pro unmittelbarem Bilanzgruppenmitglied auf das entsprechende Sub-Bilanzkonto. In diesem Fall gelten die Grenzen der Renominierung nach Abs. 3 und 7 für die Summe der in das Sub-Bilanzkonto eingebrachten Kapazitäten des unmittelbaren Bilanzgruppenmitgliedes am jeweiligen Buchungspunkt. Sofern keine Sub-Bilanzkonten gebildet werden, ~~wird für die Anwendung der Renominierungsbeschränkung~~ **gelten die Grenzen der Renominierung nach Abs. 3 und 7 für die Summe der Kapazitäten am Buchungspunkt in einer Bilanzgruppe zu Grunde gelegt.**

1.11 PREISVORGABEN SEKUNDÄRMARKT

Der Sekundärmarkt für Kapazitäten unterliegt keiner Preisregulierung. Diesbezüglich finden sich keinerlei Regelungen oder Regelungsermächtigungen im GWG 2011. Dementsprechend können Verfahrensregeln zur Gestaltung des Sekundärmarktes maximal Regelungen für den Startpreis von Auktionen vorgeben, nicht aber Vorgaben machen, die den letztendlich erzielten Preis regulieren.

Die derzeitigen Regelungen in § 10 Abs. 2 Ziffer 2, 3 u. 4 sowie § 12 Abs 3 Z 1 beinhalten derzeit Regelungen, die den Preis der am Sekundärmarkt gehandelten Kapazitäten final regulieren, da hier nicht Vorgaben für einen Startpreis, sondern de facto für den letztendlich erzielbaren Preis gemacht werden.

Daher ist es erforderlich die Verfahrensvorgaben entsprechend dem unten stehenden Formulierungsvorschlag anzupassen.

**FORMULIERUNGS-
VORSCHLAG**

§ 10 Abs. 2: Die Online-Plattform hat neben dem Suchverfahren zu-
mindest eines der in den Z 1 bis 4 genannten Verfahren zur Abwicklung
des Kapazitätshandels vorzusehen. Der Marktgebietsmanager richtet
die Verfahren nach Konsultation der Marktteilnehmer ein.

- 1. Auktionsverfahren: Auf ein Angebot werden Gebote abgegeben.
Das höchste Gebot erhält den Zuschlag. Der Startpreis darf das ur-
sprünglich für die entsprechende Primärkapazität an den Fernlei-
tungsnetzbetreiber zu zahlende Entgelt nicht überschreiten.
- 2. Sofortkaufverfahren: Der erste Bieter auf ein Festpreisangebot
erhält den Zuschlag für die angebotene Kapazität. ~~Das Entgelt für
angebotene Kapazität darf das ursprünglich für die entsprechende
Primärkapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlende Ent-
gelt nicht überschreiten.~~
- 3. Chiffreverfahren: Auf eine anonyme Anzeige werden anonyme
Gebote abgegeben, aus denen der Anbieter wählen kann. ~~Das Ent-
gelt für angebotene Kapazität darf das ursprünglich für die entspre-
chende Primärkapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zah-
lende Entgelt nicht überschreiten.~~
- 4. Suchverfahren: Auf eine Kapazitätssuche werden Angebote ab-
gegeben, aus denen der Suchende wählen kann. ~~Das Entgelt für
angebotene Kapazität darf das ursprünglich für die entsprechende
Primärkapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlende Ent-
gelt nicht überschreiten.~~

§ 12 Abs. 3 Z 1: [...] die Kapazitäten in Übereinstimmung mit Abs. 1 auf
dem Sekundärmarkt zu einem Preis, der das ursprünglich für die ent-
sprechende Primärkapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zah-
lende Entgelt nicht überschreitet, **im Umfang der Nichtnutzung** angebo-
ten [...];

1.12 GETRENNTE BILANZGRUPPEN FÜR LPZ UND SONSTIGE ENDKUNDEN

§ 18 Abs. 10 verlangt die Einrichtung zweier getrennter Bilanzgruppen für die Belieferung
von Endkunden mit Lastprofilzählern (Abs. 6) und sonstigen Endkunden (Abs. 5).

Eine derartige Trennung von Bilanzgruppen ist aus dem Bilanzierungsmodell heraus nicht
erforderlich und nicht begründbar. Zur Umsetzung der unterschiedlichen Bilanzierungsperio-
den ist die in § 25 Abs. 6 Ziffer 6 vorgegebene getrennte Anmeldung von Endverbraucher-
fahrplänen für die Endverbraucher § 18 Abs. 5 und § 18 Abs. 6 vollkommen ausreichend. Im
Rahmen der Bilanzierung des Bilanzgruppenkoordinators werden diese getrennten Endver-
braucherfahrpläne den tatsächlichen Verbrauchsdaten in den entsprechenden Bilanzie-
rungsperioden gegenübergestellt und abgerechnet.

Eine Trennung von Bilanzgruppen ist aus Sicht der Bilanzierung damit nicht erforderlich, hät-
te aber folgende negative Auswirkungen für die Inlandsversorgung:

- Die für die Versorgung von Endkunden gem. § 18 Abs. 5 und § 18 Abs. 6 benötigten
Einspeisekapazitäten müssten getrennten Bilanzgruppen zugeordnet werden und be-

reits bei der Einspeisung in das Marktgebiet getrennt nominiert werden. Damit wird die gemeinsame Nutzung von Einspeisekapazitäten für die Versorgung von Endkunden gem. § 18 Abs. 5 und § 18 Abs. 6 verunmöglicht. Zur Versorgung von Endkunden gem. § 18 Abs. 5 aktuell nicht benötigte Einspeisekapazitäten könnten nicht (oder nur nach Änderung der Bilanzgruppenzuordnung) für die Versorgung von Endkunden gem. § 18 Abs. 6 genutzt werden und vice versa. Damit würden sich der Kapazitätsbedarf an den Einspeisepunkten in das Marktgebiet und die Kosten der Endkundenversorgung unnötig erhöhen.

- Die laut derzeitigem Bilanzierungsmodell lediglich in der Bilanzierung des Bilanzgruppenkoordinators erforderliche Trennung zwischen den Kundengruppen würde auch in der Marktgebietsbilanzierung wirksam werden, sodass jedenfalls stündliche Ungleichgewichte dieser getrennten Bilanzgruppen nicht saldiert, sondern gesondert abgerechnet würden.

FORMULIERUNGS- VORSCHLAG

~~§ 18 Abs. 10: Bilanzgruppenverantwortliche haben jeweils getrennte Bilanzgruppen für Netzbewutzer gemäß Abs. 5 und Abs. 6 einzurichten und für diese getrennte Einspeisefahrpläne zu erstellen. Der Ausgleich zwischen diesen Bilanzgruppen ist nur für die Bilanzierungsperiode gemäß Abs. 5 zulässig.~~

1.13 BILANZIERUNG DER BESONDEREN BILANZGRUPPEN GEM. § 24 (1)

Die Bestimmungen der Absätze 3 – 8 von § 24 sind unklar und wirken inkonsistent. Insbesondere scheint das Wort „Fahrplan“ hier nicht die übliche Bedeutung zu haben.

Aus den Bestimmungen des Entwurfs kann man zwei unterschiedliche Möglichkeiten herauslesen, mit dem Eigenverbrauch eines Verteilernetzbetreibers umzugehen:

1. Der Eigenverbrauch wird wie ein normaler Endverbrauch behandelt. Das würde bedeuten, dass der Verteilernetzbetreiber einen Eigenverbrauchsfahrplan (EVFP) erstellt, der einem Endkundenverbrauchsfahrplan gleichgestellt wird. Der Verteilernetzbetreiber müsste dann auch beim Marktgebietsmanager als Bilanzgruppenverantwortlicher registriert sein und eine dem EVFP entsprechende Einkaufsnominierung am VHP abgeben. Der Marktgebietsmanager würde dann die Nominierung gegen den EVFP bilanzieren und der Bilanzgruppenkoordinator den EVFP gegen die Istwerte. Die Istwerte könnten in etwa wie im Entwurf in §24 (4) beschrieben ermittelt werden.
Diese Interpretation wird von §24 (5) nahegelegt sowie von §24 (3), wenn man das Wort „Fahrplan“ in der üblichen Weise versteht.
2. Der Verteilernetzbetreiber gibt ex ante überhaupt nichts bekannt, sondern deckt seinen Eigenverbrauch einfach aus dem Netz. Dem Bilanzgruppenkoordinator gibt er dann die Istwerte bekannt, die klarerweise zu einer genau so großen Unausgeglichenheit führen. Letztere wird dann gem. §32 (4) abgerechnet.
Diese Interpretation wird durch §32 (4) und den Text von §24 (4) nahegelegt, sofern man über das Wort „Fahrplan“ hinwegsieht und §24 (4) wie unter 1 als Weg zur Ermittlung der Istwerte versteht.

Die Verordnung sollte entsprechend dem gewünschten Modell angepasst werden, wobei davon auch weitere §§ betroffen sein können.

1.14 UMSTELLUNG AUF ENERGIEEINHEITEN

In der Verordnung sollte im Hinblick auf die europäischen Vorgaben klargestellt werden, dass nur Energieeinheiten für Kapazitätsausweis, Nominierung, Mengenermittlung und Bilanzierung zulässig sind.

Zur Umsetzung dieser Vorgabe im Hinblick auf den Kapazitätsausweis und die Kapazitätsvergabe ist es sinnvoll und erforderlich, in der Verordnung Vorgaben zur Ermittlung des Umrechnungsbrennwertes (pro Entry-/Exitpunkt) festzulegen, um Rechtssicherheit für alle Marktteilnehmer zu schaffen.

2 WEITERE ÄNDERUNGSBEDARFE

Zusätzlich haben wir folgende redaktionelle Anmerkungen, die in der Endversion der Verordnung berücksichtigt werden müssen:

2.1 WEITERE INHALTLICHE ÄNDERUNGSBEDARFE

2.1.1 Begriffbestimmungen

FORMULIERUNGS- VORSCHLAG	<p>§ 2. Abs. 1:</p> <p>[...]</p> <p><i>Nr. X. Im Sinne dieser Verordnung bezeichnet der Ausdruck „Dynamisch zuordenbare Kapazität“ eine Kapazität, deren Nutzung in Kombination mit spezifizierten Entry/Exit-Punkten garantiert ist, eine Nutzung im Zusammenhang mit anderen Entry/Exit-Punkten (bzw. VHP) ist auf unterbrechbarer Basis möglich.</i></p> <p>[...]</p>
BEGRÜNDUNG	<ul style="list-style-type: none"> ■ Siehe auch Abschnitt 1.1 ■ Im Hinblick auf die mögliche Abbildung von Zuordnungseinschränkungen im Rahmen der Maximierung von garantierter Kapazität im Kapazitätsmodell ist diese Qualitätsart vorzusehen.

2.1.2 Nutzungsüberlassung

FORMULIERUNGS- VORSCHLAG	<p>§ 10 Abs. 1: Netzbenutzer dürfen Ein- und Ausspeisekapazitäten an Dritte weiterveräußern oder diesen zur Nutzung überlassen. Eine Weiterveräußerung oder Nutzungsüberlassung ist ausschließlich über die Online-Plattform (Sekundärkapazitätsplattform) zulässig. Der Anbieter von Kapazität veröffentlicht den Preis, zu dem ein Kapazitätshandel über die Handelsplattform abgewickelt wurde, in anonymisierter Form auf der Online-Plattform. Die Anonymität des Handelsvorgangs gegenüber Anbietenden, Nachfragenden und Dritten ist zu gewährleisten.</p>
BEGRÜNDUNG	<ul style="list-style-type: none"> ■ Eine Nutzungsüberlassung ist für Fernleitungsnetzbetreiber nicht transparent und überlagert sich mit der Zuordnung von Kapazitäten zu Bilanzgruppen (spezielle Form der Nutzungsüberlassung). ■ Nutzungsüberlassungen genügen damit auch nicht der für eine Online-Plattform erforderlichen Produktstandardisierung, sondern unterliegen individuellen Bedingungen (etwa die Zugehörigkeit zu einer Bilanzgruppe bzw. den Bestand eines Belieferungsverhältnisses), die nicht über eine Online-Plattform abbildbar sind.

2.1.3 Zulässiger Renominierungsbereich

FORMULIERUNGS- VORSCHLAG	<p>§ 11 Abs. 3: [...] Eine Renominierung ist zulässig, wenn diese nicht 90 Prozent der vom Netzbenutzer insgesamt am Buchungspunkt gebuchten der Bilanzgruppe/Subbilanzkonto zugeordneten Kapazität überschreitet und nicht 10 Prozent der gebuchten Kapazität unterschreitet. Bei ursprünglichen Nominierungen von mindestens 80 Prozent der gebuchten der Bilanzgruppe/Subbilanzkonto zugeordneten Kapazität wird die Hälfte des nicht nominierten Bereiches für die Renominierung nach oben zugelassen. Bei ursprünglichen Nominierungen von höchstens 20 Prozent der gebuchten der Bilanzgruppe/Subbilanzkonto zugeordneten Kapazität wird die Hälfte des nominierten Bereiches für die Renominierung nach unten zugelassen. [...]</p>
BEGRÜNDUNG	<ul style="list-style-type: none"> ■ Der Netzbenutzer kann Kapazitäten an einem Buchungspunkt mehreren Bilanzgruppen zuordnen, dementsprechend erfolgt auch die (Re-)Nominierung des BGV für unterschiedliche Bilanzgruppen. ■ Der BGV kennt dabei die insgesamt vom Netzbenutzer am Buchungspunkt kontrahierte Kapazität nicht und kann dies somit nicht in der Renominierung berücksichtigen. ■ Selbst wenn alle BGVs, in deren BG/SBG der Netzbenutzer Kapazität eingebracht hat, die insgesamt am Buchungspunkt gebuchten Kapazitäten des Netzbenutzers kennen würden, müssten sie ihre Renominierungen wechselseitig so abstimmen, dass die Beschränkung eingehalten würde. ■ Ebenso kann der Fernleitungsnetzbetreiber nicht die Renominierungen der BGVs für Kapazitäten des Netzbenutzers in Summe prüfen, da diese im Allgemeinen vollständig asynchron und in unterschiedlicher Anzahl erfolgen werden. ■ Das Prüfungsobjekt muss daher immer die Bilanzgruppe/Subbilanzgruppe sein, nicht der Netzbenutzer.

2.1.4 Anhebung von Renominierungen

FORMULIERUNGS-VORSCHLAG	§ 11 Abs. 6: Unterschreitet eine Renominierung von fester Kapazität den nach Abs. 3 zulässigen Bereich, ist diese anzunehmen. Falls eine Unterbrechung in Gegenstromrichtung notwendig würde, ist die Renominierung auf den minimal zulässigen Renominierungswert anzuheben.
BEGRÜNDUNG	<p>Diese Bestimmung ist zu streichen, da sie in der Praxis keinen Sinn macht und lediglich einen administrativen Zusatzaufwand verursachen, aber keine endgültige Lösung des Problems herbeiführen würde.</p> <p>Beispiel:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Selbst wenn das Recht eines Fernleitungsnetzbetreibers besteht, eine Renominierung gegenüber einem Bilanzgruppenverantwortlichen einseitig anzuheben, so wirkt sich diese Anhebung nur auf der österreichischen Seite (z.B. in Baumgarten) erhöhend aus, ohne dass der Bilanzgruppenverantwortliche die Chance hätte, seinem eigenen Lieferanten auf der anderen Seite der Grenze (z.B. Slowakei) entsprechende Informationen rechtzeitig zukommen zu lassen. Ggf. besteht auch aus einem Liefervertrag heraus kein Recht, Gas entsprechend des erhöhten Wertes zu beziehen. ■ Ein Matching mit dem angehobenen Wert müsste daher aufgrund der lesser rule – mangels rechtzeitigen Vorliegens einer geänderten Anlieferung – wiederum eingekürzt werden. ■ → Aufgrund der Rückkürzung des angehobenen Wertes keine Veränderung im Ergebnis, aber dennoch viel administrativer Aufwand.

2.1.5 Kapazitätsbuchung des Verteilergebietsmanagers

FORMULIERUNGS- VORSCHLAG	<p>§ 15 Abs. 1: Der Verteilergebietsmanager vereinbart einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr mit dem jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber die an den einzelnen Ausspeisepunkten des jeweiligen Fernleitungsnetze zu den Verteilernetzen im Marktgebiet maximal in Summe zu buchende feste Kapazität im Rahmen der Kapazitätsbedürfnisse, die sich aus der genehmigten Langfristigen Planung gemäß § 22 GWG 2011 ergeben. <i>Eine Reduktion der jährlichen Buchung gegenüber der dauerhaft vorzuhaltenden Kapazität ist nur in jenem Umfang möglich, in dem der Fernleitungsnetzbetreiber diese Kapazität an anderer Stelle vermarkten kann.</i> Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die zuletzt gebuchte feste Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Die Anpassung der vorzuhaltenden festen Kapazitäten erfolgt im Zuge der Langfristigen Planung gemäß § 22 GWG 2011. Für das Jahr 2013 ergibt sich die Buchung aus § 170 Abs. 6 GWG 2011.</p>
BEGRÜNDUNG	<ul style="list-style-type: none"> ■ Der Verteilergebietsmanager ist an den Ausspeisepunkten zu Verteilernetzen analog zu Speicherbetreibern und Produzenten in einer Alleinstellung hinsichtlich der Buchungsnachfrage. Zur Sicherstellung des diskriminierungsfreien Netzzugangs ist es erforderlich die Regelungen des § 15 konsistent zu den Regelungen in § 16 und § 17 zu gestalten. ■ Für den Übergang zum neuen Marktmodell ist zusätzlich zu beachten, dass die derzeitigen Verträge für die Inlandsversorgung auf langfristigen Kapazitätsbuchungen basieren und gem. § 170 Abs. 6 GWG 2011 bezüglich Laufzeit und Höhe unverändert bleiben. Damit würde eine Reduktion auf Basis der derzeitigen Regelungen gegen den Fortbestand der bestehenden Verträge verstoßen und ist daher nicht zulässig.

2.1.6 Datenbereitstellung

FORMULIERUNGS- VORSCHLAG	<p>§ 25 Abs. 3 Ziffer 2: die stündliche Versendung der <i>auf Basis von (Re-)Nominierungen geänderten</i> Einspeise-, Ausspeise- und Differenzmengen je Bilanzgruppe an den jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen;</p> <p>§ 25 Abs. 7 Ziffer 4: die Versendung von <i>Nominierungen für den Eigenbedarf an den Marktgebietsmanager.</i></p>
BEGRÜNDUNG	<p>Gas Connect Austria geht grundsätzlich davon aus, dass Details zum Datenaustausch in entsprechenden Marktregeln gesondert geregelt werden müssen und interpretiert die Formulierung „Die Datenbereitstellung des Marktgebietsmanagers beinhaltet <u>insbesondere</u>“ dementsprechend. Nachdem die Erstellung von entsprechenden Marktregeln die Aufnahme und Detailspezifikation zusätzlicher Informationsflüsse, aber keine Reduktion der Informationsflüsse ermöglicht, sollte die Verordnung nach Möglichkeit den tatsächlich erforderlichen Mindestumfang regeln.</p> <p>Die stündliche Versendung von Einspeise-, Ausspeise- und Differenzmengen bedeutet einen extrem hohen Datenbereitstellungsaufwand auf Seiten des Marktgebietsmanagers und andererseits einen ebenso hohen Datenprüfungs- und -bearbeitungsaufwand auf Seiten des Bilanzgruppenverantwortlichen ohne tatsächlich neuen Informationsgehalt.</p> <p>Dementsprechend schlägt Gas Connect Austria vor die allokierten Ein-, Ausspeise und Differenzmengen auf Basis der initialen Nominierung und im Fall einer Renominierung nur durch die Renominierung veränderte Zeitreihen zu versenden.</p> <p>In § 24 wurden sämtliche Regelungen zu besonderen Bilanzgruppen im Hinblick auf Fernleitungsnetzbetreiber gestrichen. Grundsätzlich schließen wir uns der Auffassung an, dass Fernleitungsnetzbetreiber nicht „zur Bildung solcher Verlustbilanzgruppen gezwungen“ werden sollten, allerdings benötigt der Marktgebietsmanager Informationen zur Eigenbedarfsbeschaffung (z.B. Linepackbewegungen) der Fernleitungsnetzbetreiber, damit die Bilanzierungsergebnisse in Summe stimmen. Diese Daten könnten der Einfachheit halber auch mittels Nominierungen an den Marktgebietsmanager übermittelt werden. Im Zuge der Umsetzung ist lediglich ein noch zu definierender „spezieller Ausspeisepunkt“ innerhalb des Marktgebietes anzugeben, da diese Einspeisungen als Ziel das Netz selbst haben.</p>

2.1.7 Umgang mit dem Übertrag von nicht marktfähigen bzw. nicht rechtzeitig erfüllbaren Restunausgeglichenheiten

FORMULIERUNGS-VORSCHLAG	<p>§ 26 Abs. 5: Der Ausgleich gemäß Abs. 4 wird nicht durchgeführt, wenn die Tagesunausgeglichenheit einer Bilanzgruppe geringer als die börsenfähige Menge von 1 MWh/h ist. Kann der Ausgleich aufgrund der Vorlaufzeiten am Virtuellen Handelspunkt nicht mehr rechtzeitig bis zum Tagesende durchgeführt werden, wird diese Tagesunausgeglichenheit für den Gastag D in der Bilanzierung des folgenden Gastages D+2 berücksichtigt.</p>
BEGRÜNDUNG	<ul style="list-style-type: none"> ■ Falls der Übertrag in der Bilanzierung des folgenden Gastages D+1 berücksichtigt werden sollte, wäre eine Renominierung des BGV spätestens bis 03:00 Uhr erforderlich, um bereits mit Beginn um 06:00 wirksam zu sein. ■ Da jedoch bis 03:00 Uhr noch Renominierungen möglich sind (mit entsprechenden Matching- und ggf. Kürzungsprozessen), kann die Übertragsmenge für D nicht rechtzeitig zur Berücksichtigung an D+1 bereitgestellt werden. ■ Der Formulierungsvorschlag ermöglicht, dass der BGV nach 06:00 an D+1 über die endgültige Übertragsmenge für D informiert wird und bereits im initialen Nominierungsprozess für D+2 (bis 14:00 Uhr an D+1) vom BGV berücksichtigt werden kann.

2.1.8 Netzzutrittsantrag im Verteilernetz

FORMULIERUNGS-VORSCHLAG	<p>§ 14 Abs. 2: Der Verteilernetzbetreiber schließt die Anlage des Netzzutrittswerbers unter Beachtung der Allgemeinen Anschlusspflicht des nach Maßgabe der Bestimmungen des § 59 GWG 2011 am technisch geeigneten Verteilernetzanschlusspunkt unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen des Netzzutrittswerbers an sein Verteilernetz an.</p>
BEGRÜNDUNG	<p>§ 59 GWG regelt den Netzzutritt wesentlich detaillierter als §14(2) des Verordnungsentwurfs. Insbesondere ist im dortigen Abs. 2 auch eine Ausnahme von der Allgemeinen Anschlusspflicht vorgesehen. Da die VO gesetzliche Bestimmungen nicht aufheben oder relativieren darf, ist §14 Abs. 2 wie oben umzuformulieren.</p>

2.2 REDAKTIONELLE ÄNDERUNGSBEDARFE

NR.	FORMULIERUNGSVORSCHLAG
1.	§ 6 (3) Die Zuweisung von Day Ahead-Kapazität gemäß § 104 erfolgt durch Versteigerung täglich für den darauf folgenden Tag.
2.	§ 11 (1) Der Bilanzgruppenverantwortliche, dessen Bilanzgruppe die Kapazitäten vom Netzbenutzer gemäß § 23 Abs 1 zugeordnet wurden, ist für die Nominierungen und Renominierungen seiner Bilanzgruppenmitglieder verantwortlich.
3.	<p>§ 19 (4) Der Marktgebietsmanager schließt im Fall von Abs. 3 mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen Verträge im Namen und auf Rechnung des Verteilergebietsmanagers auf Basis der genehmigten Allgemeinen Bedingungen gemäß § 26 GWG 2011 ab. Wenn auch Mengen für Endverbraucher betroffen sind, schließt der Marktgebietsmanager mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen zusätzlich einen Vertrag im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators auf Basis der genehmigten Allgemeinen Bedingungen gemäß § 88 GWG 2011 ab. Der Bilanzgruppenkoordinator und der Verteilergebietsmanager haben den Marktgebietsmanager zum Vertragsabschluss in ihrem Namen und auf ihre Rechnung zu bevollmächtigen. Der Marktgebietsmanager hat die Vollmachtsgeber über Vertragsabschlüsse zu informieren. Der Marktgebietsmanager ist zum Vertragsabschluss mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen nach Abschluss der Prüfung gemäß Abs. 98 berechtigt.</p> <p>(5) Der Marktgebietsmanager hat das Angebot zum Abschluss der Verträge binnen fünf Arbeitstagen ab Einlangen des vollständigen Antrags und nach dem Abschluss der Prüfung gemäß Abs. 89 dem Antragsteller zu übermitteln.</p>
4.	<p>§ 19 (11) Für zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Verordnung eingerichtete Bilanzgruppen haben die Bilanzgruppenverantwortlichen die bestehenden Verträge mit dem Verteilergebietsmanager und dem Bilanzgruppenkoordinator zu erneuern. Für den Fall, dass mit dem Marktgebietsmanager und dem Betreiber des Virtuellen Handelspunktes noch keine Verträge abgeschlossen wurden, sind diese und die zusätzlich erforderlichen Verträge mit dem Marktgebietsmanager, dem Betreiber des Virtuellen Handelspunktes abzuschließen, ansonsten zu erneuern.</p>

2.3 ÄNDERUNGSBEDARFE ZU DEN ERLÄUTERUNGEN GAS-MARKTMODELL-VERORDNUNG 2012

2.3.1 Allgemeiner Teil

Diese Formulierung ist in keiner Weise durch das Gesetz abgedeckt und ist daher zu streichen:

FORMULIERUNGS- VORSCHLAG	<i>Die Zuweisung und Verwaltung von Kapazitäten obliegt dem Marktgebietsmanager, der zu diesem Zweck eine Online-Plattform einzurichten hat.</i>
-------------------------------------	---

2.3.2 Registrierung auf der Online-Plattform

Grundsätzlich erfordert der Betrieb der Online-Plattform, die dort gewährten Daten-Einsichtsrechte, und Handlungen zur Schaffung der benötigten Rechtssicherheit entsprechender Regelungen. Dies wurde in § 9 Abs. 5 dadurch berücksichtigt, dass die für eine Buchung erforderliche Registrierung entsprechend den allgemeinen Bedingungen des Marktgebietsmanagers erfolgen soll.

Gas Connect Austria ersucht um eine Konkretisierung in den Erläuterungen der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012, dass die in § 9 Abs. 5 angeführten Allgemeinen Bedingungen des Marktgebietsmanagers separate Portal-Nutzungsbedingungen darstellen. Damit kann sichergestellt werden, dass Transportkunden, die die Plattform zu reinen Buchungszwecken nutzen und nicht gleichzeitig Bilanzgruppenverantwortliche sind, gezielte Regelungen zur Nutzung der Plattform erhalten und nicht für den Buchungsprozess deutlich umfangreichere und in diesem Fall irrelevante Regelungen des Marktgebietsmanagers anerkennen müssen. (→ Klare Trennung der Rollen Bilanzgruppenverantwortlicher und Netzbenutzer)