



- Beschlusskammer 7 -

Beschluss

Az.: BK7-10-001

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Festlegung in Sachen Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor

hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Matthias Kurth,

durch ihren Vorsitzenden Christian Mielke,
ihren Beisitzer Dr. Chris Mögelin
und ihre Beisitzerin Dr. Stephanie Ruddies

am 24.02.2011 beschlossen:

1. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, in abgeschlossene und abzuschließende Kapazitätsverträge für Marktgebietskopplungspunkte und Grenzkopplungspunkte die in Anlage 1 („Standardkapazitätsvertrag Gas“) festgelegten Regelungen mit Wirkung zum 01.10.2011 aufzunehmen. Abweichend hiervon sind die Regelungen zur Rückgabe von Kapazitäten gemäß [§ 4] Standardkapazitätsvertrag Gas und zur Nominierung und Renominierung gemäß [§ 5] Standardkapazitätsvertrag Gas unbeschadet weitergehender Vorgaben der Gasnetzzugangsverordnung erst zum 01.04.2012 umzusetzen.
2. In Ausnahme von Ziffer 1. gilt Folgendes:
 - a) Für Grenzkopplungspunkte muss eine Bündelung von Kapazitäten gemäß [§ 4] Standardkapazitätsvertrag Gas nicht vorgenommen werden, soweit und solange der ausländische Netzbetreiber eine Bündelung für den jeweiligen Grenzkopplungspunkt nicht ermöglicht; in diesem Fall gelten die Regelungen zur Bündelung von Kapazitäten an diesen Punkten nicht. Für den Fall, dass sich die beteiligten inländischen und ausländischen Fernleitungsnetzbetreiber auf eine Bündelung einigen, können sie vom Standardkapazitätsvertrag Gas abweichende Regelungen treffen, um die Bündelung zu ermöglichen.
 - b) Die Regelungen des Standardkapazitätsvertrags Gas zur Bündelung von Kapazitäten gelten nicht für Kapazitätsverträge, die bis zum 31.07.2011 einschließlich abgeschlossen werden, es sei denn, der Transportkunde, der Ausspeise- und damit korrespondierende Einspeisekapazitätsverträge hält, verlangt eine Umstellung seiner Verträge.

3. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet,
 - a) der Beschlusskammer Ausnahmen nach Ziffer 2. lit. a) unverzüglich mitzuteilen; die Beschlusskammer kann einer Ausnahme widersprechen, wenn dies zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke erforderlich ist,
 - b) in geeigneter Weise bis zum 01.08.2011 zu veröffentlichen, für welche Punkte die Regelungen in Ziffer 2. lit. a) Anwendung finden,
 - c) der Beschlusskammer Ausnahmen nach Ziffer 2. lit. b) bis zum 01.10.2011 mitzuteilen,
 - d) der Beschlusskammer mitzuteilen und zu veröffentlichen, wenn Kapazitätsverträge mit Zuordnungsaufgaben oder Nutzungseinschränkungen angeboten werden,
 - e) die kundenspezifischen Nominierungen und Renominierungen für Marktgebietskopplungspunkte und Grenzkopplungspunkte ab dem 01.10.2011 für einen Zeitraum von fünf Jahren aufzubewahren und der Beschlusskammer auf Verlangen in einem für die elektronische Weiterverarbeitung durch Standardsoftware nutzbaren Format zur Verfügung zu stellen. Das Format ist mit der Beschlusskammer abzustimmen.
4. Die Primärkapazitätsplattform der Fernleitungsnetzbetreiber nach § 12 Abs. 1 GasNZV hat folgenden Anforderungen zu genügen:
 - a) Die Plattform ist als selbständige Plattform auszugestalten, auf der Transportkunden Kapazitätsbuchungen unmittelbar vornehmen können.
 - b) Alle Prozesse sind massengeschäftstauglich und in automatisierter Form durchzuführen.
 - c) Alle Transaktionen sind zu dokumentieren.
5. Für Kapazitätsversteigerungen an Marktgebietskopplungspunkten und Grenzkopplungspunkten nach § 13 GasNZV gilt Folgendes:
 - a) Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, das Verfahren für Kapazitätsversteigerungen mit der Beschlusskammer abzustimmen. Die Beschlusskammer kann dem Verfahren insbesondere dann widersprechen, wenn dies zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke erforderlich ist. Für die erstmals ab dem 01.08.2011 zu versteigernden Kapazitäten gilt das Konzept der Fernleitungsnetzbetreiber „Primärkapazitätsplattform 4.0 (Stand 25.11.2010)“ (Anlage 2) nach folgenden Maßgaben als abgestimmt:
 - aa) Die bei einer Versteigerung erzielten Preise sind grundsätzlich Aufschläge auf das Entgelt nach § 17 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV. Abweichend hiervon bildet bei der Versteigerung von Day Ahead-Kapazitäten der bei der Versteigerung erzielte Preis den Gesamtpreis.
 - bb) Kein Bieter kann in ein laufendes Versteigerungsverfahren einsteigen, wenn er kein Erstgebot abgegeben hat. Die Erhöhung der nachgefragten Kapazitäten ist im laufenden Versteigerungsverfahren ebenfalls nicht möglich.

- cc) Die Bekanntgabe der Höhe angebotener Kapazitäten hat rechtzeitig vor dem Beginn der Versteigerung zu erfolgen. Versteigerungen von Jahreskapazitäten und Quartalskapazitäten dürfen nicht gleichzeitig durchgeführt werden.
 - dd) Bietern ist mindestens ein Zeitraum von einem Werktag vor dem Beginn der Versteigerung zur Verfügung zu stellen, um ihr Erstgebot einstellen zu können. Dies gilt nicht für die Vergabe von Day Ahead-Kapazitäten.
- b) Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, das Versteigerungsverfahren unter Beteiligung der tatsächlichen und potentiellen Versteigerungsteilnehmer regelmäßig zu evaluieren und der Beschlusskammer mindestens ein Mal jährlich spätestens zum 01.05. über die Ergebnisse der Evaluierung zu berichten.
- c) Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, Erlöse aus den Versteigerungen, soweit sie das Entgelt nach § 17 Abs. 1 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV übersteigen („Mehrerlöse“), wie folgt zu verwenden:
- aa) Wenn dauerhafte Engpässe vorliegen, sind Mehrerlöse unverzüglich für Maßnahmen zur Beseitigung dieser Engpässe einzusetzen oder für solche Maßnahmen zurückzustellen.
 - bb) Wenn vorübergehende Engpässe vorliegen, sind Mehrerlöse für Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung zurückzustellen oder entgeltmindernd in den Netzentgelten zu berücksichtigen.
6. In Ausnahme von Ziffer 4. und Ziffer 5. lit. a) gilt für gebündelte Kapazitäten an Grenzkopplungspunkten, dass solche Kapazitäten auf einer anderen Plattform und nach einem anderen Vergabeverfahren, insbesondere einem anderen Versteigerungsverfahren, vergeben werden können. Der Beschlusskammer sind solche Ausnahmen unverzüglich mitzuteilen; die Beschlusskammer kann einer Ausnahme widersprechen, wenn dies zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke erforderlich ist.
7. Zur Bestimmung des Entgeltes für feste Kapazitätsprodukte an Marktgebietskopplungspunkten und Grenzkopplungspunkten nach § 17 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV ist folgende Entgeltbildungsregel anzuwenden: Die Entgelte für Kapazitätsprodukte mit einer Laufzeit von mehr als einem Tag entsprechen der Summe der sich rechnerisch ergebenden Entgelte nach § 17 Abs. 1 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV für Tageskapazitäten innerhalb dieser Laufzeit.
8. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.
9. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft Festlegungen im Zusammenhang mit der Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im Gassektor. Das Verfahren richtet sich an diejenigen Fernleitungsnetzbetreiber, bei denen Transportkapazitäten an Marktgebiets- bzw. an Grenzkopplungspunkten gebucht werden können. Diese Unternehmen sind: bayernets GmbH, Eni Gas Transport Deutschland S.p.A., Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG, EWE NETZ GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, GVS Netz GmbH, ONTRAS - VNG Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, Statoil Deutschland Transport GmbH, Thyssengas GmbH, WINGAS TRANSPORT GmbH (im Folgenden „Fernleitungsnetzbetreiber“ bzw. „12 FNB“).

Die Buchung und Nutzung von Kapazitäten ist gegenwärtig die Grundlage des Zugangs zu den Fernleitungsnetzen. Um im Gasmarkt Transporte durchführen zu können, müssen Transportkunden Einspeise- und Ausspeisekapazitäten halten, die sie bei den Fernleitungsnetzbetreibern buchen. Die tatsächliche Nutzung der Infrastruktur ist den Transportkunden im Rahmen ihrer Buchung bislang völlig freigestellt. Dies bedeutet, dass sie den gewünschten Gastransport lediglich beim Netzbetreiber anmelden müssen (Nominierung) und noch sehr kurzfristig vor seiner tatsächlichen Durchführung in beliebiger Höhe abändern können (Renominierung). Bei der tatsächlichen Nutzung der wichtigen Netzkopplungspunkte an Marktgebietsgrenzen und an internationalen Grenzen hat die Bundesnetzagentur insbesondere im Rahmen ihres jährlichen Monitoring festgestellt, dass die physischen Lastflüsse an vielen dieser Punkte keineswegs einer Vollaustattung des Netzes entsprechen. Gleichzeitig sind viele Punkte komplett und oft langfristig ausgebucht. Es bestehen also überwiegend nicht etwa physische, sondern vertragliche Engpässe. Dies führt dazu, dass der Markteintritt neuer Wettbewerber buchungsseitig nicht abgewickelt werden kann, obwohl dies physikalisch in vielen Fällen problemlos möglich wäre.

Ausgangspunkt für die Diskussion über die Neugestaltung des Kapazitätsmanagements mit der Branche bildete der Workshop „Kapazitätsbewirtschaftung und Engpassmanagement im Gasbereich“ am 01.04.2009, in dem die Bundesnetzagentur mit den Marktbeteiligten verschiedene Grundüberlegungen zur Neuausrichtung des Kapazitätsmanagements erörterte. Flankierend hierzu wurde die KEMA Consulting GmbH (KEMA) damit beauftragt, den Status quo sowie die Entwicklungsmöglichkeiten des Kapazitätsmanagements zu untersuchen (Gutachten „Kapazitätsallokation und Engpassmanagement in deutschen Gasnetzen“ der KEMA, Endfassung vom Juli 2009, im Folgenden „KEMA-Gutachten“).

Basierend auf den Erkenntnissen aus dem Monitoringbericht und dem Workshop sowie auf der Grundlage der gutachterlichen Beratung durch die KEMA hat die Bundesnetzagentur am

22.05.2009 ein Konzept für eine umfassende Kapazitätsbewirtschaftung in Form des Eckpunktepapiers „Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Gasmarkt“ zur Diskussion gestellt. Hierzu sind 35 Antworten von Verbänden und Unternehmen bei der Bundesnetzagentur eingegangen. Das KEMA-Gutachten, die Dokumente zum Workshop sowie zum Eckpunktepapier hat die Beschlusskammer zu diesem Verfahren beigezogen.

Die Beschlusskammer 7 hat nach Auswertung der Kommentierungen zum Eckpunktepapier die aus ihrer Sicht wichtigsten Regelungskomplexe des Eckpunktepapiers für das vorliegende Verfahren ausgewählt und auf dieser und auf Grundlage der abschließenden Fassung des KEMA-Gutachtens am 09.02.2010 das Festlegungsverfahren zur Neugestaltung des Kapazitätsmanagements eingeleitet. Die Einleitung des Verfahrens ist im Amtsblatt (ABl. BNetzA 04/2010 vom 03.03.2010, S. 554) und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gegeben worden. Mit der Einleitungsverfügung hat die Beschlusskammer konkrete Vorgaben für die Erarbeitung eines Standardangebots sowie Vorschläge für ergänzende Festlegungen zur Konsultation gestellt. Die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber sind aufgefordert worden, bis zum 12.04.2010 ein den Vorgaben in der Einleitungsverfügung entsprechendes, vorzugsweise gemeinsames Standardangebot vorzulegen. Stellungnahmen der Netzbetreiber, tatsächlicher oder potenzieller Nachfrager sowie sonstiger Marktbeteiligter zu diesem Festlegungsverfahren hat die Beschlusskammer bis zum 30.04.2010 erbeten. Auf Antrag der betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber sind die Frist zur Erstellung eines Standardangebotes vom 12.04.2010 auf den 30.04.2010 und die Frist für eine Stellungnahme interessierter Marktkreise entsprechend vom 30.04.2010 auf den 19.05.2010 verlängert worden.

Im Rahmen dieser Konsultation sind – neben den gemeinsamen Stellungnahmen der betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber – insgesamt 18 Stellungnahmen von Unternehmen, Unternehmensgruppen und Verbänden bei der Beschlusskammer eingegangen. Eine gemeinsame Stellungnahme haben der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., der Verband Deutscher Papierfabriken e.V., der Verband der Chemischen Industrie e.V., der Bundesverband der Energieabnehmer und die Wirtschaftsvereinigung Stahl (VIK u.a.) einerseits sowie die im deutschen Gasmarkt als Netznutzer tätigen E.ON-Unternehmen (E.ON) ebenso wie die RheinEnergie AG, die RheinEnergie Trading GmbH sowie die Rheinische NETZGesellschaft mbH (RheinEnergie) andererseits abgegeben. Darüber hinaus sind von folgenden Verbänden, Unternehmensgruppen und Unternehmen Stellungnahmen eingegangen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), BP Gas Marketing Ltd (BP), DONG Energy (DONG), E.ON Ruhrgas AG (ERAG), European Energy Exchange (EEX); EFET Deutschland – Verband deutscher Gas- und Stromhändler (EFET), Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), Energienet.dk, Eni spa – gas and power division (Eni spa), Europäischer Verband der unabhängigen Gas- und Stromverteilerunternehmen (GEODE), MVV Energie AG (MVV), RWE Supply & Trading GmbH (RWE S&T), RWE Vertrieb Aktiengesellschaft (RWE Vertrieb) und Statkraft Markets GmbH (Statkraft). Nach dem Ende der Stellungnahmefrist hat der

Bundesverband neuer Energieanbieter e.V. (bne) mit einem im Juni 2010 eingegangenen Schreiben Stellung genommen. Alle Stellungnahmen sowie das vorgelegte gemeinsame Standardangebot sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht worden.

Am 13.08.2010 hat die Beschlusskammer 7 mit den Fernleitungsnetzbetreibern zum Zwecke der weiteren Anhörung einen Erörterungstermin zum vorläufigen Stand des Festlegungsverfahrens durchgeführt. Hierbei hat die Kammer den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern die mit dem Festlegungsverfahren aus ihrer Sicht verbundenen maßgeblichen Zielsetzungen sowie die Ergebnisse der Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen vorgestellt. Des Weiteren hat sie Gelegenheit gegeben, sich hierzu zu äußern.

Nach der Auswertung der Ergebnisse der ersten Konsultationsrunde sowie der ergänzenden Hinweise der Fernleitungsnetzbetreiber hat die Beschlusskammer Änderungen an dem Standardangebot vorgenommen und den beabsichtigten Festlegungstenor entworfen. Sowohl den Fernleitungsnetzbetreibern als auch den sonstigen Marktbeteiligten hat sie hierzu abschließend bis zum 29.10.2010 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Zudem haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Beschlusskammer ein Konzept zur Ausgestaltung einer Primärkapazitätsplattform sowie des Auktionsdesigns (zunächst mit Stand 19.08.2010, unter dem 09.09.2010 und 15.10.2010 in überarbeiteten Fassungen und zuletzt mit Stand 25.11.2010) vorgelegt. Dieses Konzept ist gemeinsam mit Vorstellungen verschiedener Händler zur Kapazitätsauktion ebenfalls zur Konsultation gestellt worden. In diesem Zusammenhang hat die Beschlusskammer darauf hingewiesen, dass die Festlegungsentscheidungen auf der Grundlage der neuen Gasnetzzugangsverordnung vom 03.09.2010 ergehen und der Gegenstand des Verfahrens um die Ausgestaltung der Primärkapazitätsplattform und zentrale Aspekte des Auktionsdesigns erweitert wird.

Neben der gemeinsamen Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber sind insgesamt 17 weitere Stellungnahmen eingegangen, von BDEW, bne, BP, DONG, eine gemeinsame Stellungnahme der E.ON Unternehmen aus Netznutzersicht, EEX, EFET, EnBW, ENSO Netz GmbH (ENSO), GEODE, MVV, RheinEnergie, RWE S&T, Statkraft, Fluxys SA (Fluxys) und des Verbandes European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas (EASEE-gas). Der VIK hat auf seine im Rahmen der ersten Konsultation abgegebene Stellungnahme verwiesen.

Die Beschlusskammer hat am 10.02.2010 gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG die Landesregulierungsbehörden sowie den Länderausschuss und das Bundeskartellamt über die Einleitung des Verfahrens informiert. Die Landesregulierungsbehörden, der Länderausschuss und das Bundeskartellamt haben durch die Übersendung des Entscheidungsentwurfs am 15.02.2011 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG bzw. gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme erhalten. Das Bundeskartellamt begrüßte in seiner Stellungnahme die von

der Beschlusskammer vorgesehenen Maßnahmen und sah darüber hinaus inhaltlich keinen Anlass für eine Stellungnahme.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

II.

Aufgrund des Umfangs der Darstellung wird den folgenden Entscheidungsgründen eine Gliederungsübersicht vorangestellt, welche sich zur besseren Übersichtlichkeit auf vier Gliederungsebenen beschränkt.

1. Zuständigkeit	8
2. Rechtsgrundlage	8
3. Formelle Anforderungen	10
3.1. Aufforderung zur Vorlage eines Standardangebots	10
3.2. Möglichkeit zur Stellungnahme und Anhörung	11
3.3. Beteiligung zuständiger Behörden	11
4. Materielle Anforderungen	11
4.1. Adressaten der Festlegung	12
4.2. Berücksichtigung von Grenzen und Zweck der Ermächtigungsgrundlagen: Vereinbarkeit der Festlegung mit der GasNZV	13
4.2.1. Zentrale Ziele der Festlegung	13
4.2.2. Festlegung des Standardkapazitätsvertrages (Tenor zu 1.)	14
4.2.3. Ausnahmen für Grenzkopplungspunkte und Bestandsverträge hinsichtlich des Bündelungsgebots (Tenor zu 2.)	20
4.2.4. Zusätzliche Informations- und Veröffentlichungspflichten (Tenor zu 3.)	21
4.2.5. Anforderungen an die Primärkapazitätsplattform (Tenor zu 4.)	22
4.2.6. Ausgestaltung der Versteigerungsverfahren (Tenor zu 5.)	23
4.2.7. Ausnahmen für gebündelte Grenzkopplungspunkte hinsichtlich der Primärkapazitätsplattform und der Versteigerungsverfahren (Tenor zu 6.)	26
4.2.8. Laufzeitsynchrone Entgeltbildung (Tenor zu 7.)	26
4.3. Vereinbarkeit mit sonstigem höherrangigem Recht	27
4.3.1. Festlegung ist vereinbar mit dem EnWG	27
4.3.2. Festlegung ist vereinbar mit dem Europarecht	29
4.3.2.1. Vereinbarkeit mit den einschlägigen Richtlinien	29
4.3.2.2. Vereinbarkeit mit den einschlägigen EG-Verordnungen	30
4.3.2.3. Leitlinien zum europäischen Engpassmanagement und zur Kapazitätsallokation	31
4.4. Festlegung ist erforderlich und geboten	33
4.5. Konkrete Ausgestaltung der Festlegung ist ermessensfehlerfrei	36
4.5.1. Festlegung zum Standardkapazitätsvertrag (Tenor zu 1.)	37
4.5.1.1. Definitionen, § [1] Standardvertrag	37
4.5.1.2. Gebündelte Buchungspunkte und Kapazitäten , § [2] Ziffer 1 und 2 Standardvertrag	37

4.5.1.3. Zuordnungsaufgaben und standardisierte Kapazitätsprodukte, § [2] Ziffer 3 und 4 Standardvertrag	41
4.5.1.4. Nutzung gebuchter Kapazität, § [3] Standardvertrag	43
4.5.1.5. Rückgabe von Kapazität, § [4] Standardvertrag.....	45
4.5.1.6. Nominierung und Renominierung, § [5] Standardvertrag.....	49
4.5.1.7. Keine Festlegung von nicht mit der Neuordnung des Kapazitätsmanagements in unmittelbarem Zusammenhang stehenden Regelungen	54
4.5.2. Festlegung zu Ausnahmen für Grenzkopplungspunkte und Bestandsverträge hinsichtlich des Bündelungsgebots (Tenor zu 2.)	55
4.5.3. Festlegung zur Erweiterung der Informations- und Veröffentlichungspflichten (Tenor zu 3.).....	58
4.5.4. Festlegung zu Anforderungen an die Primärkapazitätsplattform (Tenor zu 4.)... 59	
4.5.5. Festlegung zur Ausgestaltung der Versteigerungsverfahren (Tenor zu 5.)..... 61	
4.5.5.1. Abstimmung des Versteigerungsverfahrens mit der Beschlusskammer: Das Konzept „Primärkapazitätsplattform 4.0 (Stand 25.11.2010)“ nach Ziffer 5. lit. a).....	61
4.5.5.2. Evaluierung des Versteigerungsverfahrens nach Ziffer 5. lit. b).....	72
4.5.5.3. Verwendung der Erlöse aus dem Versteigerungsverfahren nach Ziffer 5. lit. c).....	73
4.5.6. Festlegung zu Ausnahmen für gebündelte Grenzkopplungspunkte hinsichtlich der Primärkapazitätsplattform und der Versteigerungsverfahren (Tenor zu 6.).....	75
4.5.7. Festlegung zu laufzeitsynchronen Entgeltbildung (Tenor zu 7.)	76
4.6. Widerrufsvorbehalt (Tenor Ziffer 8.)	76
5. Kosten (Tenor zu 9.).....	77

Im Einzelnen:

1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die nachfolgende Festlegung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Hs. 1, Abs. 3 EnWG, die der Beschlusskammer aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

2. Rechtsgrundlage

Die Festlegung beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 50 Abs. 7 i.V.m. Abs. 1 Nr. 1, § 50 Abs. 1 Nr. 4, 6, 11 und 12, § 50 Abs. 2, § 50 Abs. 5 GasNZV sowie § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 30 Abs. 2 Nr. 7 i.V.m. § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV. Das Festlegungsverfahren wurde noch unter dem Regime der Gasnetzzugangsverordnung vom 25.07.2005 in der Fassung vom 17.10.2008 (GasNZV a.F.) eingeleitet. Die neue Gasnetzzugangsverordnung vom 03.09.2010 (GasNZV) ist am 09.09.2010 in Kraft getreten. Die Festlegung ergeht daher in Anwendung der Vorschriften der aktuell geltenden Gasnetzzugangsverordnung, die den maßgeblichen Rahmen für die Rechtslage zum Zeitpunkt des Erlasses der Festlegung bildet.

(1) Die Regelungen zu Ziffer 1. des Tenors beruhen auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 50 Abs. 7 i.V.m. Abs. 1 Nr. 1 GasNZV. Hiernach kann die Beschlusskammer Festlegungen zu den Inhalten von Verträgen für den Gastransport nach § 3 Abs. 3 GasNZV treffen. Hierzu zählen auch standardisierte Verträge, durch die Kapazitäten des Transportkunden begründet werden (§ 3 Abs. 3 S. 1 GasNZV). Die hier festgelegten Vertragsklauseln betreffen die Grundlagen des Kapazitätsmanagements und sind deshalb zwingend im Standardkapazitätsvertrag zu regeln.

In diesem Zusammenhang kann die Beschlusskammer insbesondere ein Standardangebot festlegen (§ 50 Abs. 7 GasNZV). Die Regelungen im Standardangebot zur konkreten Ausgestaltung von Kapazitätsprodukten finden ihre Rechtsgrundlage in § 50 Abs. 7 S. 1, Abs. 1 Nr. 1 und 4 sowie § 11 GasNZV. Die Festlegungen zur Nominierung und zur Möglichkeit der Renominierung beruhen auf § 50 Abs. 7 S. 1, Abs. 1 Nr. 1 und 12 sowie § 15 GasNZV. Die im Standardvertrag geregelte Ausgestaltung zur Rückgabe gebuchter Kapazität ergibt sich aus § 50 Abs. 7 S. 1, Abs. 1 Nr. 1 sowie § 16 GasNZV.

(2) Die Ausnahmeregelung in Ziffer 2. lit a) S. 1 des Tenors ergeht vor dem Hintergrund, dass die Beschlusskammer ausländische Netzbetreiber an Grenzübergangspunkten nicht verpflichten kann, die hier festgelegten Regelungen außerhalb des Geltungsbereichs des Energiewirtschaftsgesetzes anzuwenden. Der Satz 2 dieser Ausnahmeregelung stellt klar, dass Fernleitungsnetzbetreiber in Fällen, in denen sie eine Bündelung von grenzüberschreitender Kapazität ermöglichen, von anderen Regelungen des Standardkapazitätsvertrages abweichen können. Die Übergangsregelung in Ziffer 2. lit b) teilt die Rechtsgrundlage der korrespondierenden Regelungen.

(3) Die Vorgaben in Ziffer 3. des Tenors sind auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 50 Abs. 5 und § 40 GasNZV gestützt. Danach können Festlegungen die Netzbetreiber verpflichten, über die Angaben nach § 40 GasNZV hinaus weitere Informationen zu veröffentlichen. Die im Tenor zu 3. festgelegten Veröffentlichungspflichten dienen der Konkretisierung der insbesondere in § 40 Abs. 1 Nr. 1 GasNZV geregelten Pflichten gegenüber den einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern. Soweit in Ziffer 3 lit. a), c) und d) Mitteilungspflichten an die Beschlusskammer geregelt werden, ist die Mitteilung als Minusmaßnahme in der weiterreichenden Verpflichtung zur Veröffentlichung enthalten.

(4) Die Ausgestaltung der Primärkapazitätsplattform in Ziffer 4. des Tenors findet ihre Rechtsgrundlage in § 50 Abs. 1 Nr. 6 GasNZV. Hiernach kann die Beschlusskammer Regelungen zu den Kapazitätsplattformen nach § 12 GasNZV durch eine Festlegung treffen.

(5) Die Festlegungen zu den Kapazitätsauktionen in Ziffer 5. des Tenors beruhen auf § 50 Abs. 2 GasNZV. Demgemäß kann die Beschlusskammer die Ausgestaltung der Versteigerungsverfahren nach § 13 GasNZV für Kapazitätsrechte festlegen.

(6) Die in Ziffer 6. des Tenors geregelte Ausnahme von Ziffer 4 und Ziffer 5 lit. a) wird auf § 50 Abs. 1 Nr. 6 und Abs. 2 gestützt. Ausnahmeregelungen können hiernach insbesondere dann getroffen werden, wenn dies der Kopplung der Märkte dient. Die hier geregelten Ausnahmetatbestände betreffen gebündelte Kapazitäten an Grenzkopplungspunkten. Diese dürfen, da sie eine Marktkoppelung herstellen, auf einer anderen Plattform und im Rahmen eines abweichenden Vergabeverfahrens zugeteilt werden.

(7) Die in Ziffer 7. des Tenors enthaltene Regel für die Entgeltbildung ergeht auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 30 Abs. 2 Nr. 7 i.V.m. § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV.

(8) Der Widerrufsvorbehalt in Ziffer 5. des Tenors beruht auf § 36 Abs. 2 Nr. 3 VwVfG.

3. Formelle Anforderungen

Die formellen Anforderungen an die Rechtmäßigkeit der Festlegung sind erfüllt. Die Beschlusskammer hat die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber zur Vorlage eines Standardangebots aufgefordert (siehe folgenden Abschnitt 3.1.), die erforderliche Anhörung der Marktteilnehmer durchgeführt (siehe folgenden Abschnitt 3.2.) und die betroffenen Behörden beteiligt (siehe folgenden Abschnitt 3.3.).

3.1. Aufforderung zur Vorlage eines Standardangebots

Das Verfahren nach § 50 Abs. 7 S. 1 und 2 GasNZV sieht vor, dass die Regulierungsbehörde Netzbetreiber auffordern kann, ihr innerhalb einer bestimmten Frist ein Standardangebot vorzulegen. Dabei kann sie Vorgaben für einzelne Bedingungen machen.

In der Einleitungsverfügung vom 09.02.2010 hat die Beschlusskammer die Fernleitungsnetzbetreiber formal aufgefordert, ihr innerhalb einer Frist bis zum 12.04.2010 ein Standardangebot vorzulegen. In dieser Aufforderung hat die Beschlusskammer Vorgaben für die Ausgestaltung einzelner Bedingungen eines Standardangebotes für einen Kapazitätsvertrag gemacht, die in der Einleitungsverfügung näher erläutert wurden. Das Standardangebot musste keinen kompletten Kapazitätsvertrag, aber umfassende Klauseln für die Umsetzung der folgenden Regelungen enthalten:

- Zusammenfassung von Netzkopplungspunkten zu einheitlichen Buchungspunkten,
- Vereinheitlichung von Kapazitätsprodukten in zeitlicher Hinsicht,
- Ausgestaltung des Rechts zur Rückgabe von Kapazitätsrechten,
- Vorziehen der initialen Nominierung und Einschränkung der Renominierung.

Zudem hat die Beschlusskammer Vorschläge für weitere Festlegungen in Bezug auf die Ausgestaltung von Kapazitätsauktionen unterbreitet. Dieser Aufforderung der Beschlusskammer

sind die Fernleitungsnetzbetreiber nach Verlängerung der ursprünglich gesetzten Frist am 27.04.2010 nachgekommen.

3.2. Möglichkeit zur Stellungnahme und Anhörung

Die Vorschrift des § 50 Abs. 7 S. 3 GasNZV verlangt zudem, dass den Verbänden der Netzbetreiber und den Verbänden der Transportkunden in geeigneter Form Gelegenheit zur Stellungnahme zum Standardangebot gegeben wird. Am 04.05.2010 hat die Beschlusskammer das Standardangebot der Fernleitungsnetzbetreiber auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zum Abruf bereitgestellt. Hierzu wurde allen Marktbeteiligten Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 19.05.2010 gegeben, so dass die erforderliche Konsultation der tatsächlichen oder potenziellen Nachfrager und der Netzbetreiber durchgeführt wurde.

Nach Auswertung der im Rahmen der ersten Konsultationsrunde eingegangenen Stellungnahmen und ergänzenden Hinweisen der Fernleitungsnetzbetreiber hat die Beschlusskammer gem. § 50 Abs. 7 S. 3 GasNZV Änderungen an dem Standardangebot vorgenommen und den beabsichtigten Festlegungstenor entworfen. Sowohl die Fernleitungsnetzbetreiber als auch die sonstigen Marktbeteiligten konnten hierzu erneut und abschließend bis zum 29.10.2010 Stellung nehmen.

Insgesamt sind im Rahmen der ersten Konsultationsrunde 18 Stellungnahmen und bei der zweiten Konsultation 17 Stellungnahmen von Unternehmen und Verbänden zu dem Festlegungsverfahren eingegangen. Die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber haben jeweils gemeinsame Stellungnahmen abgegeben. Sämtliche Stellungnahmen wurden im Internet veröffentlicht und bei der Entscheidungsfindung berücksichtigt.

3.3. Beteiligung zuständiger Behörden

Die zuständigen Behörden und der Länderausschuss wurden durch Übersendung der Einleitungsverfügung am 10.02.2010 von der Eröffnung des Festlegungsverfahrens unterrichtet. Die förmliche Beteiligung des Länderausschusses nach § 60a Abs. 2 EnWG ist am 15.02.2011 erfolgt. Das Bundeskartellamt und die nach Landesrecht zuständigen Behörden haben ebenfalls am 15.02.2011 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme erhalten. Das Bundeskartellamt begrüßte in seiner Stellungnahme die von der Beschlusskammer vorgesehenen Maßnahmen.

4. Materielle Anforderungen

Die Voraussetzungen für den Erlass der Festlegung liegen vor. Die Festlegung wendet sich an einen für die Zweckerreichung zutreffenden Adressatenkreis (siehe folgenden Abschnitt 4.1.). Zweck und Grenzen der Ermächtigungsgrundlagen in der GasNZV wurden berücksichtigt (siehe folgenden Abschnitt 4.2.). Die Festlegung ist auch mit den höherrangigen rechtlichen Vorgaben

des EnWG und des Europarechts vereinbar (siehe folgenden Abschnitt 4.3.). Die Beschlusskammer hat das ihr zustehende Aufgreif- und Auswahlermessen fehlerfrei ausgeübt: Die Festlegungen zum Standardkapazitätsvertrag, zur Primärkapazitätsplattform und Versteigerungsverfahren sowie zu Ausnahmen und zusätzlichen Transparenzverpflichtungen sind erforderlich und geboten (siehe folgenden Abschnitt 4.4.), deren konkrete Ausgestaltung ist rechtmäßig (siehe folgenden Abschnitt 4.5.). Ebenfalls nicht zu beanstanden ist die Regelung eines Widerrufsvorbehalts (siehe folgenden Abschnitt 4.6.).

4.1. Adressaten der Festlegung

Das Verfahren richtet sich an diejenigen Fernleitungsnetzbetreiber, bei denen Transportkapazitäten an Marktgebiets- bzw. an Grenzkopplungspunkten gebucht werden können. Diese zwölf Unternehmen sind: bayernets GmbH, Eni Gas Transport Deutschland S.p.A., Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG, EWE NETZ GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, GVS Netz GmbH, ONTRAS - VNG Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, Statoil Deutschland Transport GmbH, Thyssengas GmbH, WINGAS TRANSPORT GmbH. Zum Zeitpunkt der Einleitung des Festlegungsverfahrens gehörte auch die DONG Energy Pipelines GmbH zu diesem Adressatenkreis. Mit Schreiben vom 03.01.2011, eingegangen am 06.01.2011, hat die DONG Energy Pipelines GmbH die Beschlusskammer über den Übergang ihres Fernleitungsnetzes auf die Gasunie Deutschland Transport Services GmbH zum 31.12.2010 in Kenntnis gesetzt. Die DONG Energy Pipelines GmbH ist damit nicht mehr Adressatin der vorliegenden Festlegungsentscheidung. Ihr gegenüber wird das Verfahren hiermit eingestellt.

Marktgebiets- und Grenzkopplungspunkte sind diejenigen Netzkopplungspunkte unterschiedlicher Marktgebiete oder Staaten, an denen Fernleitungsnetze miteinander verbunden sind und die von Transportkunden gebucht werden können. Nicht betroffen sind mithin interne, durch Transportkunden nicht buchbare Netzkopplungspunkte innerhalb der Marktgebiete. Die Festlegung konzentriert sich vielmehr auf die Stufe der marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetze, da die Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten und den Marktgebietsgrenzen für den Marktzutritt und damit für den Wettbewerb elementar sind. Aus diesem Umstand erklärt sich die begrenzte Anzahl der betroffenen Netzbetreiber. Die Beschlusskammer geht aufgrund der ihr vorliegenden Informationen davon aus, dass ungefähr 150 buchbare Punkte (Marktgebiets- und Grenzkopplungspunkte) von der Festlegung betroffen sind.

4.2. Berücksichtigung von Grenzen und Zweck der Ermächtigungsgrundlagen: Vereinbarkeit der Festlegung mit der GasNZV

Sowohl die zentralen Ziele der vorliegenden Entscheidung (siehe folgenden Abschnitt 4.2.1.) als auch die festgelegten Regelungen im Einzelnen stehen im Einklang mit den Zielen und Zwecken der GasNZV. Dies gilt für die Standardbedingungen für Kapazitätsverträge (siehe folgenden Abschnitt 4.2.2.), die insoweit geregelten Ausnahmen (siehe folgenden Abschnitt 4.2.3.), die zusätzliche Veröffentlichungs- und Informationspflichten (siehe folgenden Abschnitt 4.2.4.), die Vorgaben zur Primärkapazitätsplattform und zu den Versteigerungsbedingungen (siehe folgenden Abschnitt 4.2.6.), die ebenfalls insoweit geregelten Ausnahmen (siehe folgenden Abschnitt 4.2.7.) sowie die Vorgaben zur laufzeitsynchronen Entgeltbildung, die auch an den Vorgaben der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) zu messen sind (siehe folgenden Abschnitt 4.2.8.).

4.2.1. Zentrale Ziele der Festlegung

Die Neugestaltung des Kapazitätsmanagementsystems verfolgt insbesondere die folgenden grundlegenden Ziele. Die zentrale Zielvorstellung der Festlegung zum Kapazitätsmanagement ist es, die technisch ungenutzten aber gebuchten Kapazitäten bei einem vertraglichen Engpass wirtschaftlich nutzbar zu machen und damit auf einen effizienteren Netzzugang hinzuwirken. Hierdurch soll einer größeren Zahl von Transportkunden der gleichzeitige Netzzugang ermöglicht werden. Absehbar ungenutzte Kapazitäten sollen spätestens kurzfristig („Day Ahead“) an den Markt zurückgegeben werden, so dass sie von anderen Transportkunden genutzt werden können. Während bislang eine Buchung das unbegrenzte Recht umfasste, die Nutzung der gebuchten Kapazität noch zwei Stunden vor dem Transport anzupassen („Renominierung“), wird dieses Recht nunmehr moderat eingeschränkt. Die nicht mehr durch eine Renominierung erreichbaren Anteile der gebuchten Kapazität können anderen Transportkunden zur Verfügung gestellt werden, die damit Gas zwischen zwei benachbarten Marktgebieten transportieren und letztlich Gashandelsmärkte miteinander verbinden können. Hierdurch entsteht nicht nur ein besserer Ausgleich zwischen den Interessen der etablierten und denjenigen neuer Marktteilnehmer. Die Einschränkung des Renominierungsrechts dürfte darüber hinaus auch eine deutliche Zunahme der Handelsliquidität bewirken.

Zudem soll der Transaktionsaufwand bei der Kapazitätsbuchung minimiert werden. Während bislang bei jeder Buchung genau der einzelne Ausspeise- und Einspeisepunkt angegeben werden musste, auf den sich die Buchung bezieht, enthält die Festlegung den Ansatz, dass dieser physikalische Bezug perspektivisch aufgelöst und ein Übergang zu ausschließlichen Bündelbuchungen vollzogen werden soll, ohne dass die Anforderungen an einen sicheren Netzbetrieb beeinträchtigt werden. Eine Buchung soll sich demnach auf den Übergang des Gases aus dem einen Markt in einen anderen Markt beziehen.

Schließlich verfolgt die Festlegung das Ziel, die Buchung von Kapazitäten marktgerecht auszugestalten. Sie regelt daher die zentralen Eckpfeiler der Ausgestaltung der einzurichtenden Primärkapazitätsplattform sowie des anzuwendenden Auktionsverfahrens. Die Ausgestaltung eines Versteigerungsverfahrens und die Standardisierung von Kapazitätsprodukten sowie die Ausformung des Verfahrens zur Rückgabe von Primärkapazitäten bedeuten gemeinsam mit der Einschränkung des Renominierungsrechts überdies einen weiteren Schritt in Richtung einer bedarfsgerechten Buchung von Kapazitäten.

4.2.2. Festlegung des Standardkapazitätsvertrages (Tenor zu 1.)

Der Tenor zu 1., mit dem die Regelungen der Anlage 1 „Standardkapazitätsvertrag Gas“ (im Folgenden „Standardvertrag“) festgelegt werden, erstreckt sich in zulässiger Weise auf den Regelungsgegenstand „Kapazitätsvertrag“ im Sinne der GasNZV. Die festgelegten Regelungen des Standardvertrages richten sich an den ordnungsrechtlichen und gesetzlichen Zwecken aus.

(1) Die mögliche Regelungsdichte ergibt sich aus § 50 Abs. 7 und Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. § 3 Abs. 3 GasNZV. Hierbei stellt § 50 Abs. 1 Nr. 1 GasNZV klar, dass der Inhalt von Verträgen für den Netzzugang nach § 3 GasNZV durch Festlegung geregelt werden kann. Zu diesen Verträgen gehört nach § 3 Abs. 3 S. 1 GasNZV auch der Kapazitätsvertrag. Die in diesem Zusammenhang möglichen inhaltlichen Vorgaben werden beispielhaft („insbesondere“) in § 50 Abs. 7 S. 1 GasNZV sowie in § 50 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 12 GasNZV genannt.

Die vertraglichen Materien, die durch die Entscheidung der Beschlusskammer vereinheitlicht werden können, sind lediglich durch den Vertragstypus „Kapazitätsvertrag“ beschränkt. Damit können grundsätzlich alle Vertragsbestimmungen vorgegeben werden, die im Zusammenhang mit der Begründung und Nutzung von Kapazitätsrechten eines Transportkunden an Aus- und Einspeisepunkten eines Fernleitungsnetzbetreibers stehen (vgl. § 3 Abs. 3 GasNZV).

Diese Grenzen werden von der Festlegung beachtet. § [1] Standardvertrag enthält lediglich Definitionen, die zur besseren Lesbarkeit des Standardvertrages vorab zusammengefasst wurden. Hierbei handelt es sich bereits nicht um Regelungen im eigentlichen Sinne sondern nur um ein Festhalten eines einheitlichen Begriffsverständnisses. In § [2] Standardvertrag ist zunächst die Bündelung von Kapazitäten geregelt; also das Zusammenfassen von miteinander korrespondierender Aus- und Einspeisekapazität. § [2] Ziffer 4 enthält die im Rahmen der Neustrukturierung des Kapazitätsmanagements erforderliche Standardisierung von Kapazitätsprodukten. Die Voraussetzungen für die Nutzung der gebuchten Kapazität werden in § [3] Standardvertrag umschrieben. Nachdem das „Ob“ der Kapazitätsrückgabe nunmehr durch die GasNZV selbst geregelt ist (§ 16 Abs. 1 S. 1 Alt. 2 GasNZV), gestaltet die Regelung in § [4] Standardvertrag die Modalitäten der Rückgabe gebuchter Kapazität aus. Während in § [3] Standardvertrag die Voraussetzungen für die Nutzung der gebuchten Kapazität geregelt werden,

beschreiben die Regelungen in § [5] Standardvertrag die Nutzung selbst. Die Bestimmungen zur Nominierung und Renominierung gebuchter Kapazität umschreiben den Rahmen, in welchem der Transportkunde einen gewünschten Gastransport beim Netzbetreiber anmelden (Nominierung) und abändern kann (Renominierung). Sämtliche dieser Vertragsvorschriften beinhalten daher solche Regelungen, die für einen Kapazitätsvertrag typisch und erforderlich sind.

Die Standardisierung im Kapazitätsvertrag bedeutet allerdings nicht, dass nicht auch andere Verträge und auch Leitfäden zur Abwicklung der neuen Vorgaben anzupassen sind. Vielmehr dürften die neuen Regelungen im Kapazitätsvertrag Auswirkungen auch auf andere Verträge (z.B. den Bilanzkreisvertrag) haben. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die insoweit notwendigen Anpassungen von den betroffenen Vertragspartnern umgesetzt werden, um die Konsistenz der Transportabwicklung sicherzustellen.

(2) Die im Einzelnen von der Beschlusskammer vorgegebenen Bedingungen orientieren sich auch in ihrer inhaltlichen Ausgestaltung an Zweck und Grenzen der Ermächtigungsgrundlagen.

Hinsichtlich der Bedingungen des Standardkapazitätsvertrags ergibt sich der Zweck der Verordnungsermächtigungen aus den §§ 50 Abs. 1 bzw. Abs. 7 GasNZV. Neben der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs verweisen diese Vorschriften auf die in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas. Nach § 50 Abs. 1 GasNZV sind Entscheidungen zu den Inhalten der Verträge außerdem unter Beachtung der Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs zu treffen.

Die von der Beschlusskammer vorgegebenen Regelungen zum Standardvertrag beruhen auf folgenden Grundentscheidungen, die gleichsam die Eckpfeiler des neuen Kapazitätsmanagements bilden. Dies sind:

- der schrittweise Übergang zu ausschließlichen Bündelbuchungen,
- die Vereinheitlichung von Kapazitätsprodukten,
- die Stärkung des Primärmarktes durch Ausformung des Rechts zur Rückgabe von Kapazitäten und
- die Etablierung eines Day Ahead-Kapazitätsmarktes.

Die weiteren Regelungen im Standardvertrag dienen im Wesentlichen der Konkretisierung dieser Grundsätze und der Absicherung ihrer praktischen Wirksamkeit, insbesondere durch Informations- und Transparenzpflichten. Für die Übereinstimmung der Festlegung mit Zweck und Grenzen der Ermächtigungsgrundlagen ist daher entscheidend auf die zuvor skizzierten Grundüberlegungen zur Neugestaltung des Kapazitätsmanagements abzustellen.

(3) Der Übergang zu ausschließlichen Bündelbuchungen trägt dem Erfordernis eines effizienten Netzzugangs und einer möglichst sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas in besonderer Weise Rechnung. Soweit § 1 Abs. 1 EnWG des Weiteren auf eine möglichst umweltverträgliche und verbraucherfreundliche Versorgung abstellt, ergeben sich aus dem neuen Kapazitätsmanagement insgesamt keine Veränderungen zum bisherigen System. Die gesetzlichen Vorgaben zum effizienten Netzzugang und zur effizienten Versorgung der Allgemeinheit mit Gas schließen die effiziente Nutzung der Netzinfrastruktur ein. Darüber hinaus dient eine effiziente Nutzung der vorhandenen Infrastruktur auch der preisgünstigen Versorgung mit Gas und der Versorgungssicherheit nach § 1 Abs. 1 EnWG.

Kapazitätsbündelung bedeutet, dass sowohl Ausspeise- als auch Einspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten sowie an Marktgebietsgrenzen durch die Netzbetreiber zusammen angeboten werden, so dass für die Netznutzer nur noch eine Buchung und eine Nominierung notwendig ist. Dies ermöglicht den Transportkunden – auch im Zusammenspiel mit der in § 11 Abs. 2 GasNZV geregelten Zonung – einen deutlich effizienteren Netzzugang als unter dem bisherigen System. Die Bündelung ermöglicht Transportkunden, in einem Schritt aus einem Markt in den angrenzenden Markt zu kommen, was deren Transaktionsaufwand erheblich reduziert. Schließlich muss der Transportkunde nur noch in einem Schritt bei einem Ansprechpartner seine gewünschte Transportkapazität an den Marktgebietsgrenzen bzw. Staatsgrenzen buchen und nominieren.

Des Weiteren verspricht sich die Beschlusskammer von der Bündelung eine Belebung des Day Ahead- und Intraday-Marktes. Da der Transportkunde künftig innerhalb eines sehr engen Zeitfensters nicht mehr prüfen muss, ob Ausspeise- und Einspeisekapazitäten gleichermaßen zur Verfügung stehen, entfällt sein Risiko, nur eine der beiden Kapazitäten zu erhalten, die notwendig für den Transport sind. Damit kann er mit einer gebündelten Kapazität schneller auf Marktgegebenheiten reagieren. Bei kurzfristigen Kapazitätsprodukten ist dies die einzige Möglichkeit, effektiven Netzzugang zu erhalten und innerhalb der zur Verfügung stehenden Zeit eine tatsächlich nutzbare Kapazität zu buchen. Aus diesem Grund gibt es einen kurzfristigen Kapazitätshandel bisher auch nicht.

Durch die Verlegung des Gashandels an die virtuellen Punkte werden diese mit Liquidität unterfüttert, da die Anzahl der Handelsmärkte und damit die Zersplitterung des Gasmarktes deutlich reduziert werden. Dies hat einen starken wettbewerbsbelebenden Effekt, da ein Handlungspunkt auf diese Weise über gebündelte Kapazitäten unmittelbar und mittelbar mit den Märkten in Nachbarländern bzw. benachbarten Marktgebieten verbunden ist. Mittelbar wird die Kapazitätsbündelung den sog. Flanschhandel begrenzen und zu einer Verlagerung des Handels auf die zentralen virtuellen Handlungspunkte führen. Flanschhandel bedeutet, dass der Verkauf der Gasmengen am Marktgebiets- bzw. Grenzkopplungspunkt stattfindet. Bei großen

Importverträgen ist dies heute die Regel. Der zentrale negative Effekt einer solchen separaten Buchung von Ausspeise- und Einspeisekapazitäten ist die hierdurch bewirkte Marktabschottung. Ein einfacher und damit effektiver Zutritt auf den Markt „in einem Schritt“ wird so verhindert. Demgegenüber erleichtert die Bündelung den Marktzutritt und verringert die Transaktionskosten. Die Beschlusskammer setzt damit konsequent einen Weg zur Stärkung der virtuellen Handlungspunkte fort, der in vorangegangenen Entscheidungen (vgl. BNetzA, Beschluss vom 18.10.2006, Az. BK7-06-047, „Zweivertragsmodell“, Beschluss vom 28.05.2008, Az. BK7-08-002, „GABI Gas“) und bei der Konsolidierung der Marktgebietslandschaft beschritten wurde.

Indem die Beschlusskammer einen schrittweisen Übergang zu ausschließlichen Bündelprodukten vorgibt, hält sie auch die Grenzen der Ermächtigungsgrundlage in § 50 Abs. 1 Nr. 4, Abs. 7 i.V.m. § 11 GasNZV ein. Entgegen einer in der Konsultation vertretenen Auffassung (E.ON) steht insbesondere die Regelung in § 8 Abs. 2 S. 2 GasNZV der Einführung ausschließlicher Bündelbuchungen nicht entgegen. Diese Vorschrift bestimmt, dass es Transportkunden zu ermöglichen ist, Einspeise- und Ausspeisekapazitäten unabhängig voneinander zu buchen. Zunächst verbleibt nach wie vor ein gewisser Anwendungsbereich für die Regelung in § 8 Abs. 2 S. 2 GasNZV. Denn die Festlegung konzentriert sich auf die Ferntransportstufe und geht ausschließlich auf die Kapazitäten an den für den Marktzugang zunächst entscheidenden Grenzübergangspunkten sowie Marktgebietsgrenzen ein. Andere Einspeise- und Ausspeisepunkte innerhalb eines einzelnen Marktgebietes (z.B. Speicher, Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern) werden dagegen nicht von der Bündelung betroffen, so dass für die Regelung des § 8 Abs. 2 S. 2 GasNZV ein Anwendungsbereich verbleibt. Dies gilt auch für die Möglichkeit, die (gebündelte) Einspeisebuchung innerhalb eines Marktgebietes unabhängig von einer Ausspeisebuchung in diesem Marktgebiet vorzunehmen.

Des Weiteren ist die Regelung in § 8 Abs. 2 S. 2 GasNZV im Spannungsverhältnis zu der Regelung in § 11 Abs. 1 S. 2 GasNZV zu interpretieren. Während § 8 Abs. 2 GasNZV eine Einzelbuchung der Einspeise- bzw. Ausspeisekapazität zu intendieren scheint, fordert die Regelung in § 11 GasNZV die Fernleitungsnetzbetreiber auf, in möglichst großem Umfang aufeinander abgestimmte Kapazitätsprodukte anzubieten. In der Verordnungsbegründung hierzu wird ausdrücklich klargestellt, dass gerade auch die an beiden Seiten eines Punktes angebotenen Kapazitätsprodukte möglichst umfassend miteinander kompatibel sein sollen (Begr. zu GasNZV § 11, BR Drs. 312/10 vom 20.05.2010, S. 67). Dies umschreibt in letzter Konsequenz nichts anderes als das Angebot eines Bündelproduktes. Die Regelungen in § 8 und § 11 GasNZV formulieren daher einen Zielkonflikt, dessen Auflösung durch die Beschlusskammer im Rahmen der vorliegenden Festlegung erfolgt. Ein funktionierendes Netzzugangssystem setzt nicht nur eine Vielzahl von einheitlichen Regelungen und Verfahren voraus. Es muss vielmehr auch lernfähig sein, um zu gewährleisten, dass die Vorgaben nicht an den Bedürfnissen der Praxis vorbei gehen. Die Bündelung von Kapazitäten erleichtert in diesem Zusammenhang den Netzzugang, indem der Transaktionsaufwand verringert wird. Ein weiterer

positiver Effekt der Bündelung von Kapazitäten ist die Verlegung des Gashandels an die virtuellen Handlungspunkte. Infolge der Bündelung werden diese mit Liquidität unterfüttert. Dies hat wiederum zur Folge, dass Handelsgeschäfte dort getätigt werden, wo sich alle Marktteilnehmer beteiligen können, nämlich an den zentralen Markt- und Börsenplätzen. Die Vorgabe eines schrittweisen Übergangs zu ausschließlichen Bündelbuchungen berücksichtigt diese gaswirtschaftlichen Effekte und löst den Zielkonflikt zwischen Einzelbuchung und Buchung einer gebündelten Kapazität zugunsten des Bündelproduktes auf. Im Übrigen ist § 8 Abs. 2 GasNZV auch dahingehend zu verstehen, dass eine getrennte Buchung von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten bei unterschiedlichen Punkten ermöglicht werden muss, nicht jedoch, dass eine getrennte Buchung bei Ausspeise- und Einspeisekapazitäten am gleichen Punkt gewährleistet sein muss. Insofern steht auch der Wortlaut des § 8 Abs. 2 GasNZV Bündelprodukten nicht entgegen.

Das Regelungsbedürfnis für die noch in der Einleitungsverfügung vorgesehene Zusammenfassung buchbarer Ausspeise- und Einspeisepunkte eines oder mehrerer Fernleitungsnetzbetreiber (sog. Zonung) in einer Festlegung ist durch das Inkrafttreten der neuen GasNZV entfallen. Der Verordnungsgeber hat diese in der Einleitungsverfügung unter B.I.1.a) adressierte Vorgabe in § 11 Abs. 2 GasNZV aufgegriffen und dort geregelt.

(4) Mit der Einführung standardisierter Kapazitätsprodukte in § [2] Ziffer 4 Standardvertrag trägt die Beschlusskammer insbesondere dem Effizienzgedanken Rechnung. Bislang folgen die von den Fernleitungsnetzbetreibern angebotenen Kapazitätsprodukte hinsichtlich Beginn und Laufzeit keiner besonderen Ordnung oder gar Standardisierung. Vielmehr existieren für jeden Transportkunden spezielle Lösungen. Das Angebot einer begrenzten Anzahl vereinheitlichter Kapazitätsprodukte aller Fernleitungsnetzbetreiber vereinfacht den Netzzugang und vermeidet insbesondere eine zeitliche Überlappung unterjähriger Produkte. Überdies bildet die Standardisierung von Kapazitätsprodukten die Grundvoraussetzung für deren Bündelung und die Durchführung von einheitlichen Versteigerungsverfahren.

Nach § 11 Abs. 1 S. 1 GasNZV haben Fernleitungsnetzbetreiber den Transportkunden Kapazitätsprodukte auf Jahres-, Monats-, Quartals- und Tagesbasis anzubieten. Die Festlegung im Standardvertrag greift ebendiese Laufzeiten auf und bewegt sich daher innerhalb der Grenzen der Ermächtigungsgrundlage in §§ 50 Abs. 7 S. 1, Abs. 1 Nr. 4 und § 11 GasNZV.

(5) Das Rückgaberecht von Kapazitätsrechten für Transportkunden soll zur Erhöhung der durch die Fernleitungsnetzbetreiber angebotenen Primärkapazitäten führen und dient daher der Effizienz des Netzzugangs. Ziel der Rückgabe ist es, die Verfügbarkeit fester Kapazitätsrechte zu erhöhen, die durch die ausgewiesene technische Kapazität und den Umfang der bereits gebuchten Kapazitäten beschränkt wird. Die Ausgestaltung des Rückgaberechts leistet daher einen wesentlichen Beitrag zur Behebung vertraglicher Engpässe an den Buchungspunkten und damit zur bestmöglichen Auslastung der vorhandenen Gasversorgungsnetze.

Wenn Transportkunden absehen können, dass sie ihre Kapazitäten nicht benötigen, haben sie neben dem Angebot auf dem Sekundärmarkt die Möglichkeit, sie über die Primärkapazitätsplattform an den Netzbetreiber zurückzugeben, der sie in das sonstige Kapazitätsangebot integriert. Der Netzbetreiber kombiniert die zurückgegebene Kapazität mit etwaiger verfügbarer Primärkapazität und weiterer zurückgegebener Kapazität, um entsprechende Standardprodukte zusammzusetzen bzw. neu aufteilen zu können. Anders als bei der Sekundärvermarktung kommt bei der Rückgabe an den Netzbetreiber kein Vertrag zwischen dem alten und dem neuen Inhaber von Kapazitäten zustande. Somit bleibt der seine Kapazitäten zurückgebende Transportkunde dem Markt gegenüber anonym.

Nach § 16 Abs. 1 S. 1 Alt. 2 GasNZV hat der Transportkunde die Option, dem Fernleitungsnetzbetreiber nicht benötigte Kapazität „zur Verfügung zu stellen“, mithin diese zurückzugeben. Nachdem das „Ob“ der Rückgabe in der Verordnung geregelt wurde, befassen sich die Bestimmungen in § [4] Standardvertrag mit den Modalitäten der Rückgabe und neuerlichen Vermarktung und bewegen sich daher im Rahmen der Festlegungsbefugnis, § 50 Abs. 7 S. 1, Abs. 1 Nr. 1, 11 und § 16 GasNZV. Hierbei ist entsprechend der Fristenregelung die Rückgabe von Kapazitäten über die Buchungsplattform erst zum 01.04.2012 umzusetzen, während die Rückgaberegulierung selbst gemäß §16 Abs. 1 GasNZV durch das in Krafttreten der Verordnung schon vorher möglich sein muss.

(6) Die Einschränkung des Rechts zur Renominierung verfolgt das Ziel, vorhandene Fernleitungsnetze effektiver zu nutzen und die Gashandelsmärkte miteinander zu verbinden, indem zu jeder Zeit ein kurzfristiges Angebot fester Kapazität (Day Ahead) gewährleistet wird.

Momentan haben die Kapazitätsinhaber die unbeschränkte Möglichkeit, die erste Nominierung bis zwei Stunden vor dem physischen Transport in beliebiger Höhe abzuändern. Bisher hat der Transportkunde grundsätzlich drei Möglichkeiten, bis zwei Stunden vor dem Transport zu reagieren: Der Transportkunde kann

- sich an die initiale Nominierung halten,
- die initiale Nominierung bis ggf. auf Null absenken oder
- die initiale Nominierung bis ggf. auf die maximale Kapazitätsbuchung erhöhen.

Die derzeitige Praxis der Renominierung hat dazu geführt, dass die Nominierung am Vortag nur eine grobe Indikation über die tatsächliche Nutzung der gebuchten Kapazität gibt (siehe auch KEMA-Gutachten, S. 53). Dieser Flexibilität bis kurz vor dem tatsächlichen Gastransport steht eine erhebliche Planungsunsicherheit auf Seiten des Netzbetreibers gegenüber, die ihm eine rechtzeitige Vergabe ungenutzter Kapazität unmöglich macht. Obwohl die Möglichkeit der Renominierung der Tatsache Rechnung trägt, dass sich die Gasabnahme (vor allem wegen ihrer Temperaturabhängigkeit) nicht exakt planen lässt, steht sie umgekehrt einer Weitergabe nicht benötigter Transportkapazität auf fester Basis im Wege. Das derzeit uneingeschränkte

Renominierungsrecht für Transportkunden stellt daher ein wesentliches Hindernis für eine optimale Ausnutzung der vorhandenen Transportkapazitäten dar. Insbesondere steht die Flexibilität der etablierten Netznutzer diametral dem Interesse derjenigen Netznutzer gegenüber, die neu in den Markt eintreten wollen und sich vertraglichen Kapazitätsengpässen ausgesetzt sehen.

Es gilt daher, einen angemessenen Ausgleich zwischen der Freigabe ungenutzter Kapazitäten einerseits und dem Interesse von Transportkunden mit fest gebuchten Transportrechten andererseits zu finden. Das derzeitige Kapazitätssystem mit unbeschränkten Renominierungsrechten für fest gebuchte Kapazitäten bevorzugt einseitig die Inhaber entsprechender Transportrechte und kann daher dazu führen, dass gebuchte aber nicht genutzte Kapazitäten aufgrund der Unsicherheit über die damit verbundene Nutzung auch nicht von Dritten genutzt werden kann. Die in § [5] Standardvertrag vorgesehene behutsame Einschränkung der Renominierung gewährleistet, dass immer ein gewisser Kapazitätsanteil in beiden Flussrichtungen am Tag vor dem Liefertag dem Markt als feste Day Ahead-Kapazitäten angeboten werden kann, und sie trägt somit auch zu einem effizienteren Netzzugang bei.

Nach § 50 Abs. 7 S. 1, Abs. 1 Nr. 12 GasNZV kann die Beschlusskammer insbesondere Festlegungen treffen zum Zeitpunkt, bis zu dem eine Nominierung erfolgen muss und zum Umfang der Möglichkeiten für nachträgliche Änderungen der Nominierung (Renominierung). Die Bestimmungen in § [5] Standardvertrag bewegen sich daher im Rahmen dieser Ermächtigungsgrundlage.

4.2.3. Ausnahmen für Grenzkopplungspunkte und Bestandsverträge hinsichtlich des Bündelungsgebots (Tenor zu 2.)

Die Ausnahmeregelung zur Bündelung von Kapazitäten in Ziffer 2. des Tenors verfolgt ebenso wie die in Bezug genommene Regelung in Ziffer 1. die Sicherstellung eines effizienten und effektiven Netzzugangs, einer effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas sowie der Verwirklichung des EU-Binnenmarkts.

(1) Die Beschlusskammer kann ausländische Netzbetreiber an Grenzübergangspunkten nicht verpflichten, die hier festgelegten Regelungen außerhalb des Geltungsbereichs des Energiewirtschaftsgesetzes anzuwenden. Dies stellt Ziffer 2. lit. a) S. 1 erster Halbsatz klar. Gleichwohl fördert die Regelung auf zwei Weisen die mit der Bündelung verfolgten energiewirtschaftlichen Ziele. Zum einen bestimmt Ziffer 2 lit. a) S. 1 zweiter Halbsatz, dass eine Bündelung von Kapazitäten vorgenommen werden muss, wenn der ausländische Netzbetreiber dies ermöglicht. Zum anderen setzt die Regelung in Ziffer 2. lit. a) S. 2 Anreize zur Umsetzung einer grenzüberschreitenden Kapazitätsbündelung, indem sie Abweichungen von anderen Regelungen des Standardkapazitätsvertrages erlaubt, wenn inländischer und ausländischer Fernleitungsnetzbetreiber dergestalt zusammenarbeiten, dass sie eine Bündelung von

grenzüberschreitender Kapazität ermöglichen. Im Einzelfall könnte es unter Umständen zu divergierenden nationalen Vorgaben kommen, die eine vertiefte Zusammenarbeit über nationale Grenzen hinweg verhindern würden. Die in dieser Festlegung vorgesehene Flexibilität ermöglicht dagegen die konkrete Kooperation, sofern das übergeordnete Ziel der Bündelung von Kapazitätsprodukten erreicht wird. Damit wird die Verwirklichung des europäischen Binnenmarktes aktiv vorangetrieben (vgl. § 1 Abs. 3 EnWG).

(2) Auch die Regelung in Ziffer 2. lit. b) des Tenors fördert den perspektivischen Übergang zu ausschließlichen Bündelbuchungen und die damit verfolgten Ziele. Obgleich die Regelung bestimmt, dass insbesondere Altverträge von einer Pflicht zur Bündelung ausgenommen werden, ermöglicht sie eine Umstellung dieser Verträge auf die Kapazitätsbündelung. Verlangt ein Transportkunde, der Ausspeise- und damit korrespondierende Einspeisekapazität hält, die Umstellung seines Vertrages, so wird der Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, diesem Verlangen nachzukommen. Dies gilt nicht, wenn eine Bündelung gemäß Ziffer 2 lit. a) S. 1 des Tenors generell nicht angeboten werden muss.

(3) Die Übergangsregelungen teilen schließlich die Rechtsgrundlage der korrespondierenden Regelung in Ziffer 1. und bewegen sich jeweils im Rahmen von deren Grenzen.

4.2.4. Zusätzliche Informations- und Veröffentlichungspflichten (Tenor zu 3.)

Die Vorgaben in Ziffer 3. des Tenors, mit dem den Fernleitungsnetzbetreibern Veröffentlichungs- bzw. Mitteilungspflichten auferlegt werden, berücksichtigen ebenfalls Zweck und Grenzen der verordnungsrechtlichen Ermächtigungsgrundlage.

(1) Voraussetzung für die im Ermessen der Beschlusskammer stehende Festlegung von Veröffentlichungspflichten nach § 50 Abs. 5 GasNZV ist, dass die Informationen für den Wettbewerb im Gashandel oder bei der Belieferung von Kunden erforderlich sind. Die von den Fernleitungsnetzbetreibern künftig zu veröffentlichenden bzw. der Beschlusskammer mitzuteilenden Angaben werden jedenfalls für den Wettbewerb im Gashandel benötigt.

(2) Die Vorgaben zu Ziffer 3. lit. b) und lit. d) dienen der Information der Transportkunden darüber, welche Bedingungen (Bündelung, Zuordnungsaufgabe etc.) für welche Punkte Anwendung finden. So können sich die Transportkunden vorab ein Bild darüber machen, auf welcher Grundlage sie ihre Gashandels- und Buchungsaktivitäten organisieren wollen.

(3) Die Mitteilungspflichten an die Beschlusskammer dienen zumindest mittelbar dem Wettbewerb, weil sie der Beschlusskammer die Überwachung der praktischen Wirksamkeit der Festlegung und damit auch die Entscheidung über eventuell erforderlich werdende Weiterentwicklungen ermöglichen.

4.2.5. Anforderungen an die Primärkapazitätsplattform (Tenor zu 4.)

Mit dem Tenor zu 4. werden die zentralen Anforderungen an die von den Fernleitungsnetzbetreibern einzurichtende und zu betreibende Primärkapazitätsplattform geregelt. Die Vorgaben halten sich an Zweck und Grenzen der verordnungsrechtlichen Bestimmung in § 12 GasNZV.

(1) Hiernach haben die Fernleitungsnetzbetreiber spätestens bis zum 01.08.2011 für die Vergabe von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten eine gemeinsame Plattform einzurichten und zu betreiben, über die die Kapazitäten nach § 13 GasNZV vergeben werden (Primärkapazitätsplattform). Nach § 50 Abs. 1 Nr. 6 GasNZV kann die Beschlusskammer Festlegungen zur Ausgestaltung dieser Plattform treffen.

(2) Die Regelung in Ziffer 4. lit. a) dient der Ausformung des verordnungsrechtlichen Rahmens, indem vorgegeben wird, dass es sich bei der „gemeinsamen Plattform“ (§ 12 Abs. 1 GasNZV) nicht nur um eine bloße „Verlinkung“ von 12 eigenen Plattformen der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber handeln soll, sondern um eine „selbständige“ Plattform, auf welcher Transportkunden Kapazitätsbuchungen vornehmen können. Dieses Verständnis steht im Einklang mit den Regelungen und Zielen des § 12 GasNZV.

Bereits die in der Verordnung enthaltene Differenzierung zwischen einer „gemeinsamen Plattform“ (§ 12 Abs. 1 GasNZV) und einem „gemeinsamen Internetauftritt“ (§ 12 Abs. 4 GasNZV) deutet darauf hin, dass es sich bei der gemeinsamen Plattform um mehr handeln muss, als um eine bloße Verlinkung von 12 eigenen Plattformen. Insoweit ist unter dem „gemeinsamen Internetauftritt“ für die „Abwicklung des Erwerbs von Primär- und Sekundärkapazitäten“ gem. § 12 Abs. 4 GasNZV die übergeordnete Ebene zu verstehen, unter der die eigenständigen beiden Plattformen für Primärkapazitäten und Sekundärkapazitäten zu erreichen sind. Die Verordnungsbegründung spricht in diesem Zusammenhang von dem gemeinsamen Internetauftritt als einem Online-Portal, in dem über Links die jeweiligen Angebote der beiden Vermarktungsplattformen erreichbar sind. Hinzu kommt, dass § 12 Abs. 3 S. 1 GasNZV eine Transparenzanforderung an die Primär- sowie Sekundärkapazitätsplattform stellt, alle gleichartigen Kapazitätsangebote und -nachfragen auf diesen Plattformen zu veröffentlichen. Diese Anforderung ist mit einer bloßen Linksammlung nicht zu erfüllen.

Dieses Verständnis wird auch dem Zweck der Vorschrift gerecht, den Aufwand für Transportkunden bei Kapazitätsbuchungen möglichst gering zu halten und entspricht dem in der Verordnungsbegründung dargelegten Ziel, die Zahl der Anlaufstellen für eine Kapazitätsbuchung zu verringern (BR Drs. 312/10 vom 20.05.2010, S. 68). Überdies stellt die Verordnungsbegründung klar, dass es sich jeweils um eine „einheitliche“ Plattform handeln muss (BR Drs. 312/10 vom 20.05.2010, S. 68 f.). Schließlich ist in diesem Zusammenhang zu bedenken, dass § 11 Abs. 2 GasNZV die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, Einspeisekapazitäten an unterschiedlichen Einspeisepunkten zu Einspeisezonen

zusammenzufassen und entsprechend bei Ausspeisepunkten zu verfahren. Die hierbei zu bildenden Zonen können auch fernleitungsnetzbetreiberübergreifend sein. Die Vergabe der Kapazitäten der Ausspeise- bzw. Einspeisezone ist nur über eine gemeinsame Plattform zu realisieren.

Die Zusammenführung des Primärkapazitätshandels auf einer Primärkapazitätsplattform und einem gemeinsamen Internetauftritt stellt eine erhebliche Vereinfachung für den Transportkunden dar und dient daher in besonderem Maße der Effektivität und Effizienz des Netzzugangs. Um einen Transport durchführen zu können, muss der Transportkunde möglichst einfach Kapazitäten buchen können. Insbesondere für neue Marktteilnehmer stellt es eine erhebliche Vereinfachung dar, wenn sie sich künftig nicht auf verschiedenen Internetseiten von Fernleitungsnetzbetreibern am jeweiligen Kapazitätsvergabeprozess beteiligen müssen, sondern sich ihr Transaktionsaufwand durch die Zusammenführung des Primärkapazitätshandels auf einer Plattform und einem gemeinsamen Internetauftritt erheblich verringert.

(3) Der Tenor zu Ziffer 4. lit. b) greift die Regelung in § 12 Abs. 4 GasNZV auf und beinhaltet die Verpflichtung der Betreiber der Primärkapazitätsplattform, eine einfache und massengeschäftstaugliche Abwicklung des Kapazitätshandels zu ermöglichen. Die massengeschäftstaugliche Ausgestaltung von Verfahrensabläufen fördert den Zweck, einen effektiven Netzzugang sicherzustellen und verfolgt hierdurch ebenfalls das Ziel einer möglichst preisgünstigen Energieversorgung.

(4) Die in Ziffer 4. lit. c) enthaltene Pflicht, alle Transaktionen auf der Plattform angefangen von den einzelnen Gebotsrunden bis hin zur Kapazitätsvergabe zu dokumentieren, stellt ebenfalls eine im Rahmen der Festlegungsbefugnis mögliche Ausgestaltung der Plattform dar. Insbesondere wird hierdurch eine Evaluierung der Versteigerungsverfahren ermöglicht. Damit wird also sichergestellt, dass Ineffizienzen erkannt und behoben werden können, aber auch, dass etwaigen Beschwerden auf sicherer Tatsachengrundlage nachgegangen werden kann. Insbesondere die Möglichkeit der faktenbasierten Evaluierung leistet einen wichtigen Beitrag zur effektiven Ausgestaltung des Netzzugangs. Schließlich gewährleisten die massengeschäftstaugliche Abwicklung des Kapazitätshandels und die Dokumentation der Transaktionen einen möglichst sicheren Netzbetrieb. Denn hierdurch wird eine rasche, effiziente und nachvollziehbare Abwicklung der Prozesse ermöglicht. Fehler oder Missbrauchspotenziale können auf diese Weise lokalisiert und abgestellt werden, was den Netzbetrieb sicherer gestaltet.

4.2.6. Ausgestaltung der Versteigerungsverfahren (Tenor zu 5.)

Die Festlegungen zur Ausgestaltung der Versteigerungsverfahren bewegen sich innerhalb der durch § 50 Abs. 2 und § 13 GasNZV vorgegebenen Grenzen.

(1) Soweit in Ziffer 5. des Tenors konkrete Vorgaben zur Ausgestaltung des Versteigerungsverfahrens gemacht werden (Ziffer 5. lit. a) aa) bis dd)), bewegen sich diese innerhalb des der Beschlusskammer durch die Festlegungskompetenz in § 50 Abs. 2 GasNZV gesetzten Rahmens. Hiernach kann die Regulierungsbehörde die Ausgestaltung des Versteigerungsverfahrens nach § 13 für Kapazitätsrechte festlegen. Diese Ausgestaltung muss diskriminierungsfrei sein. Inhaltlich wird der Beschlusskammer die Möglichkeit eröffnet, sämtliche Inhalte des Auktionsverfahrens zu gestalten. § 50 Abs. 2 S. 2 GasNZV hebt nur beispielhaft auf die Art und Weise der Bekanntmachung und die Zeitpunkte der Versteigerungstermine ab, ist inhaltlich aber nicht eingrenzend oder abschließend formuliert („insbesondere“). Die Festlegungen zur Preisbildung, zum Einstieg in ein laufendes Versteigerungsverfahren, zur Erhöhung der Nachfrage in einem laufenden Versteigerungsverfahren und zur Mindestnachfragegröße stellen thematisch Kernfragen eines Auktionsdesigns dar und sind daher von der Festlegungsbefugnis umfasst. Sie tragen sämtlich dazu bei, ein effizientes Versteigerungsverfahren zu etablieren, mittels dessen Kapazitätsrechte diskriminierungsfrei erworben werden können und welches daher einen effizienten Netzzugang verwirklicht.

(2) Die Festlegung bewegt sich auch insoweit im Rahmen der Ermächtigungsgrundlage, als die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet werden, das Verfahren für Kapazitätsversteigerungen mit der Beschlusskammer abzustimmen, sich die Beschlusskammer ein Widerspruchsrecht vorbehält und für das initiale Versteigerungsverfahren das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegte Konzept „Primärkapazitätsplattform 4.0“ grundsätzlich akzeptiert (Ziffer 5. lit. a) des Tenors). Hierzu gilt Folgendes:

Nach § 13 Abs. 1 S. 1 GasNZV haben die Fernleitungsnetzbetreiber feste Kapazitäten über die Primärkapazitätsplattform in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu versteigern. Der Ordnungsgeber nimmt insoweit zunächst die Fernleitungsnetzbetreiber in die Pflicht, ein transparentes und diskriminierungsfreies Auktionsverfahren zu entwickeln und zu implementieren, welches den weiteren Anforderungen in § 13 GasNZV genügen muss. Der Regulierungsbehörde wird in § 50 Abs. 2 GasNZV die Kompetenz vermittelt, die Ausgestaltung der Versteigerungsverfahren festzulegen.

Regelungssystematisch kann die Beschlusskammer ihre Ausgestaltungsbefugnis und damit ihre Festlegungskompetenz innerhalb des insoweit eingeräumten Ermessens auf verschiedene Weisen vornehmen. Der normgeberische Rahmen reicht hier von der eigenen Konzeption eines Versteigerungsverfahrens durch die Beschlusskammer bis dahin, diese Aufgabe (zunächst) in den Händen der Fernleitungsnetzbetreiber zu belassen. Das in Tenor Ziffer 5. festgelegte Abstimmungskonzept bewegt sich als eine Form der Regulierung des Verfahrens innerhalb dieses Rahmens und ist zugleich geeignet, den wechselseitigen Interessen der betroffenen Marktteilnehmer an einer rechtssicheren Ausgestaltung der Versteigerungsverfahren Rechnung

zu tragen. Hierfür spricht auch die Begründung zu § 50 GasNZV. Danach kann die Festlegungskompetenz nicht ausschließlich durch Vorgaben inhaltlicher Art wahrgenommen werden, sondern gleichermaßen eine Regulierung des Verfahrens in Betracht kommen, indem darauf abgestellt wird, dass

„ein funktionierendes Netzzugangssystem [...] eine Vielzahl von einheitlichen Regelungen und Verfahren“

voraussetzt (BR Drs. 312/10 vom 20.05.2010, S. 108). Eine Strukturierung des Netzzugangs kann mithin gleichermaßen durch die verbindliche Vorgabe eines Verfahrens durch die Beschlusskammer erfolgen.

Vorliegend dient dieser Ansatz in besonderem Maße den Zielen, die der Verordnungsgeber mit der Überantwortung einer Festlegungskompetenz an die Beschlusskammer verfolgt. Angesichts der Vielgestaltigkeit möglicher – insbesondere kleinerer Änderungen – und des Umstandes, dass bislang kaum belastbare Erfahrungen bei der Kapazitätsversteigerung vorliegen, gewährleistet die Vorgabe des Abstimmungskonzepts die Lernfähigkeit des Systems und dessen Flexibilität. Insofern sind die Anforderungen an einen effizienten und sicheren Netzbetrieb gewährleistet.

Der Rechtssicherheit wird insoweit Rechnung getragen, als die Beschlusskammer ihre Missbrauchsaufsicht hinsichtlich der inhaltlichen Ausgestaltung des Versteigerungsverfahrens durch das Abstimmungserfordernis antizipiert. Insofern stellt die Abstimmungslösung ein „Mehr“ gegenüber der alleinigen Konzeption der Versteigerungsverfahren durch die Fernleitungsnetzbetreiber dar und vermittelt hierdurch die erforderliche Rechtssicherheit für alle Beteiligten.

(3) Zugleich wird durch die Festlegung einer Pflicht zur Evaluierung unter Beteiligung der tatsächlichen und potentiellen Auktionsteilnehmer und der Anordnung einer Berichtspflicht an die Beschlusskammer (Ziffer 5. lit. b) des Tenors) gewährleistet, dass nach Durchführung der ersten Versteigerungen Änderungen am Auktionsdesign in einem schlanken Abstimmungsprozess vorgenommen werden können. Die Festlegung bietet damit die Grundlage dafür, dass nach einer regelmäßigen Evaluierung insbesondere solche Anpassungen vorgenommen werden können, die erforderlich werden, um einen zuverlässigen und effizienten Ablauf des Versteigerungsverfahrens für alle Beteiligten zu gewährleisten. Eine bestimmte Form für die Abstimmung wird daher auch nicht vorgegeben.

(4) Die Vorgaben zur Verwendung der Erlöse (Ziffer 5. lit. c) des Tenors) berücksichtigen die Grenzen des § 13 Abs. 4 GasNZV. Die Regelung stellt sicher, dass die Versteigerungserlöse dazu genutzt werden, bei dauerhaften Engpässen zusätzliche Kapazitäten zu schaffen, die für den Gastransport zur Verfügung gestellt werden können. Der effiziente Netzzugang wird dadurch gefördert, dass die aufgrund eines steigenden Kapazitätspreises erzielten Erlöse im

Netz verwendet werden um dauerhafte Engpässe zu beseitigen. Im Fall vorübergehender Engpässe obliegt es dem Fernleitungsnetzbetreiber, die Mehrerlöse für kapazitätserhöhende Maßnahmen zurückzustellen oder entgeltmindernd in den Netzentgelten zu berücksichtigen.

4.2.7. Ausnahmen für gebündelte Grenzkopplungspunkte hinsichtlich der Primärkapazitätsplattform und der Versteigerungsverfahren (Tenor zu 6.)

Die Ziffer 6. des Tenors legt fest, dass gebündelte Kapazitäten an Grenzkopplungspunkten in Ausnahme von Ziffer 4. und Ziffer 5. lit. a) des Tenors auf einer anderen Plattform und nach einem anderen Vergabeverfahren, insbesondere einem anderen Versteigerungsverfahren, vergeben werden können.

Diese Ausnahmeregelung in Ziffer 6 des Tenors bewegt sich im Rahmen der Grenzen, die § 50 Abs. 1 Nr. 6 GasNZV eröffnet. Die Vorschrift vermittelt der Beschlusskammer nicht nur die Kompetenz, Festlegungen zu den Kapazitätsplattformen zu treffen. Sie bestimmt zugleich, dass die Beschlusskammer in Abweichung von den durch sie grundsätzlich festgelegten Vorgaben solche Ausnahmeregelungen treffen darf, die insbesondere dazu geeignet sind, durch eine Koppelung der Märkte die Liquidität des Gasmarktes zu erhöhen. Die Festlegungsbefugnis eröffnet hierbei ausdrücklich auch die Möglichkeit zu regeln, dass Kapazitäten in anderer Weise (als durch Auktionen) zugewiesen werden können.

Gerade Bündelprodukte sind in besonderer Weise geeignet, Märkte miteinander zu verbinden. Dies rechtfertigt es, dass grenzüberschreitende Initiativen der Fernleitungsnetzbetreiber ausnahmsweise auf anderen Plattformen und unter Anwendung anderer Vergabeverfahren realisiert werden dürfen. Insofern verdeutlicht der Tenor der Festlegung zugleich, dass die Beschlusskammer eindeutig eine Präferenz für die Anwendung eines (ggf. im Einzelfall abweichenden) Versteigerungsverfahrens hat.

Auch für diesen Teil des Tenors ist die Festlegung durch Regulierung des Verfahrens in der Weise vorgesehen, dass Ausnahmen der Beschlusskammer unverzüglich mitzuteilen sind, wobei die Beschlusskammer der Ausnahme widerspricht, wenn dies zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke erforderlich ist. Der Regelungsgehalt des Tenors zu Ziffer 6. geht somit dahin, neben einem Abstimmungserfordernis festzulegen, dass es überhaupt Ausnahmen für grenzüberschreitende und damit den Binnenmarkt verwirklichende Projekte geben soll.

4.2.8. Laufzeitsynchrone Entgeltbildung (Tenor zu 7.)

Die Vorgabe einer laufzeitsynchronen Entgeltbildung wahrt die durch § 30 Abs. 2 Nr. 7, § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV gesetzten Grenzen. Sie stellt insbesondere eine sachgerechte Ermittlung der Netzentgelte sicher und setzt Anreize für eine effiziente Nutzung der vorhandenen Kapazitäten in den Fernleitungsnetzen.

Die derzeit von einigen Fernleitungsnetzbetreibern praktizierte Staffelung der Entgelte mit teils hohen Aufschlägen für Kapazitätsprodukte mit unterjähriger Laufzeit führt dazu, dass Transportkunden einen wirtschaftlichen Anreiz haben, Kapazitäten mit einer Laufzeit zu buchen, die sie ggf. nicht benötigen. Dieses Verhalten entzieht dem Markt Primärkapazität und führt zu einer volkswirtschaftlich ineffizienten Kapazitätsallokation und ggf. zu Fehlanreizen beim Netzausbau.

Die Regelung in Ziffer 7. des Tenors zielt darauf, diese Effekte zu vermeiden und einen effizienten Netzzugang zu fördern, indem vorgegeben wird, dass die Entgelte für Kapazitätsprodukte mit einer Laufzeit von mehr als einem Tag der Summe der sich rechnerisch ergeben regulierten Entgelte für Tageskapazitäten innerhalb dieser Laufzeit entsprechen müssen. Die so ermittelten Entgelte bilden die Basisgröße für die Aufschlagsauktion nach Ziffer 5. lit. a) aa) S. 1 des Tenors.

4.3. Vereinbarkeit mit sonstigem höherrangigem Recht

Die Festlegung steht auch im Einklang mit dem EnWG (siehe folgenden Abschnitt 4.3.1.) und den europarechtlichen Vorgaben (siehe folgenden Abschnitt 4.3.2.).

4.3.1. Festlegung ist vereinbar mit dem EnWG

Die von der Beschlusskammer festgelegten Regelungen sind mit höherrangigem nationalem Recht vereinbar. Sie beachten insbesondere die in §§ 1 Abs. 2, 20 Abs. 1 S. 2, 4 EnWG formulierten Ziele und Vorgaben.

(1) Die gesetzlichen Vorgaben zum effizienten Netzzugang nach § 20 Abs. 1 S. 2 EnWG und zur effizienten Versorgung der Allgemeinheit mit Gas nach § 1 Abs. 1 EnWG schließen die effiziente Nutzung der Netzinfrastruktur ein. Darüber hinaus dient eine effiziente Nutzung der vorhandenen Infrastruktur auch der preisgünstigen Versorgung mit Gas und der Versorgungssicherheit nach § 1 Abs. 1 und 2 EnWG. Die Effizienz der Zugangsregeln ist insbesondere daran zu messen, ob die vorhandenen Gasversorgungsnetze „optimal“ ausgelastet werden. Hier setzt die vorliegende Festlegung an.

Die Einführung von Versteigerungen und standardisierten Produkten für die Vergabe von Primärkapazitäten sowie das Verfahren zur Rückgabe von Primärkapazitäten und die Einschränkung des Renominierungsrechts bedeuten einen wichtigen Schritt hin zu einer bedarfsgerechten Buchung von Kapazitäten und zielen damit auf eine optimale Auslastung der vorhandenen Infrastruktur. Die Ausgestaltung der Modalitäten der Kapazitätsrückgabe und die Einschränkung des Renominierungsrechts bewirken eine Stärkung des Primärkapazitätsmarktes. Können genug Kapazitäten auf dem Primärmarkt zur strukturierten Beschaffung erworben werden, besteht kein Anreiz zu deren strukturellen „Hortung“. Die Beschlusskammer erhofft sich hier den Effekt, dass weniger Kapazitäten in einem Jahresband

auf Basis der zu erwartenden Spitzenlast gebucht werden. Dies hätte wiederum zur Folge, dass sich die Buchungen stärker am tatsächlichen Bedarf orientierten und die vorhandene Infrastruktur insoweit effizienter genutzt würde.

Ein funktionierendes Netzzugangssystem setzt überdies eine Vielzahl von einheitlichen Regelungen und Verfahren voraus, die einen massengeschäftstauglichen Netzzugang ermöglichen. Die Festlegung standardisiert Kapazitätsprodukte und legt damit die Grundlagen für deren massengeschäftstaugliche Versteigerung auf der hierfür einzurichtenden Primärkapazitätsplattform.

(2) Ziel der Regulierung ist nach § 1 Abs. 2 EnWG auch die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Gas. Die Regulierung der Gasversorgungsnetze soll gerade dazu dienen, den Wettbewerb bei denjenigen Tätigkeiten zu ermöglichen, die außerhalb des Netzbereichs stehen. Damit ist der Wettbewerb bei der Versorgung mit Gas („Gas-zu-Gas-Wettbewerb“) ein zentrales Anliegen der Regulierung der Netze. Die Beschlusskammer hat deshalb die Auswirkungen ihrer Entscheidungen auf den Gas-zu-Gas-Wettbewerb zu berücksichtigen.

Dabei spielt die Liquidität der Handelsmärkte eine besondere Rolle. Liquidität in diesem Sinne bedeutet hierbei insbesondere die Möglichkeit, Produkte jederzeit ohne Einschränkungen handeln zu können. Die Verfügbarkeit von Gas wird in erster Linie über Import- und Förderverträge sichergestellt und durch verschiedene kartellrechtliche Maßnahmen (Einschränkungen hinsichtlich langfristiger Lieferverträge) beeinflusst. Diese Maßnahmen sind nicht Gegenstand der Netzregulierung. Dagegen kommt es bei der Möglichkeit, das Produkt jederzeit ohne Einschränkungen handeln zu können, maßgeblich auf die Ausgestaltung des Netzzugangs an. Durch die Ausgestaltung des Netzzugangs können liquide Handelsplätze und damit ein wirksamer Gas-zu-Gas-Wettbewerb gefördert werden. Hierbei ist insbesondere auf die Auswirkungen der Festlegung zur Kapazitätsbündelung abzustellen.

Die Zusammenfassung von Ausspeise- und Einspeisekapazitäten an den deutschen Grenzen sowie an den Marktgebietsgrenzen durch die Netzbetreiber wirkt dem sog. Flanschhandel (d.h. dem Verkauf der Gasmengen am Marktgebiets- bzw. Grenzkopplungspunkt) und dem hiermit verbundenen negativen Effekt der durch eine separate Buchung von Ausspeise- und Einspeisekapazitäten bewirkten Marktabschottung auf der darunter liegenden Transportebene entgegen. Während der Flanschhandel einen einfachen Zutritt auf den Markt verhindert, ermöglicht die Bündelung den Marktzutritt „in einem Schritt“. Die verpflichtende Bündelung von Kapazitäten an den innereuropäischen Grenzen – sofern der ausländische Netzbetreiber dies ermöglicht – zielt darauf, sämtliche Gasmengen an die virtuellen Handlungspunkte der Mitgliedstaaten zu bringen. Gleiches gilt auch innerhalb Deutschlands auf der Ebene der Marktgebiete. Die Verlegung des Gashandels an die virtuellen Handlungspunkte hat einen starken wettbewerbsbelebenden Effekt. Dadurch, dass sich an den virtuellen Handlungspunkten der

Gesamtmarkt begegnet, besteht für alle Marktteilnehmer eine bessere Möglichkeit, mit alternativen Angeboten oder Nachfragern ins Geschäft zu kommen. Als Folge davon werden die Handelsmärkte mit Liquidität unterfüttert, da die Anzahl der (physischen) Handelsmärkte und damit die Zersplitterung des Gasmarktes deutlich reduziert werden. Die bestehenden virtuellen Handlungspunkte können auf diese Weise über gebündelte Kapazitäten unmittelbar mit den Märkten in allen deutschen Nachbarländern verbunden werden.

Im Zentrum der Förderung des Gas-zu-Gas-Wettbewerbs durch die Netzregulierung steht deshalb, die Fragmentierung des Handels an selektiven Punkten zugunsten liquider zentraler Handelsplätze abzulösen, indem die hierfür notwendigen Voraussetzungen auf der Ebene des Gastransports geschaffen werden (vgl. zur Stärkung der virtuellen Handlungspunkte auch BNetzA, Beschluss vom 18.10.2006, Az. BK7-06-047, „Zweivertragsmodell“, Beschluss vom 28.05.2008, Az. BK7-08-002, „GABi Gas“).

4.3.2. Festlegung ist vereinbar mit dem Europarecht

Die Entscheidungen zur Ausgestaltung des Standardvertrages einschließlich der Festlegungen zur Primärkapazitätsplattform und den anzuwendenden Versteigerungsverfahren stehen schließlich auch mit den relevanten europarechtlichen Bestimmungen im Einklang. Dies gilt sowohl für die Vorgaben der einschlägigen Binnenmarkttrichtlinien (siehe folgenden Abschnitt 4.3.2.1.) als auch der EG-Verordnungen (siehe folgenden Abschnitt 4.3.2.2.). Die Festlegung fügt sich darüber hinaus nahtlos in den noch in der Entwicklung befindlichen europäischen Prozess, insbesondere in die sich bereits konkret abzeichnenden Vorgaben der laufenden Verfahren zur Harmonisierung des Engpassmanagements sowie zur Harmonisierung der Kapazitätsallokation ein (siehe folgenden Abschnitt 4.3.2.3.).

4.3.2.1. Vereinbarkeit mit den einschlägigen Richtlinien

Die Vorgaben der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, ABl. EG Nr. L 176/57 vom 15.07.2003 („GasRL“) sowie deren Nachfolgeregelung, die Richtlinie 2009/73/EG („GasRL n.F.“) vom 13.07.2009, ABl. EG Nr. L 211/94 sind eingehalten.

(1) Nach Art. 25 Abs. 1 lit. a), b) und d) GasRL obliegt es den Regulierungsbehörden, die Regeln für das Management und die Zuweisung von Verbindungskapazitäten sowie etwaige Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen im nationalen Erdgasnetz und die Veröffentlichung angemessener Informationen über die Kapazitätszuweisung zu überwachen. Nach Art. 25 Abs. 2 lit. a) GasRL dürfen sie ferner einzelne Bedingungen für den Zugang zu den nationalen Netzen festlegen. Gemäß Art. 25 Abs. 4 GasRL sind die Regulierungsbehörden befugt, falls erforderlich von den Fernleitungsnetzbetreibern zu verlangen, die in den Absätzen

1, 2 und 3 genannten Bedingungen, einschließlich der Tarife und Methoden, zu ändern, um sicherzustellen, dass diese angemessen und nicht diskriminierend angewendet werden. Nach Erwägungsgrund 1 der GasRL n.F. soll der zu schaffende Erdgasbinnenmarkt den grenzüberschreitenden Handel fördern und auf diese Weise Effizienzgewinne, wettbewerbsfähige Preise und höhere Dienstleistungsstandards bewirken und zu mehr Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit beitragen.

(2) Hier setzen insbesondere die Regelungen zur Beschränkung des Renominierungsrechts an. Um dem Ziel eines einheitlichen Erdgasbinnenmarktes in Europa näher zu kommen, müssen die regionalen und nationalen Märkte zunächst in ausreichendem Maße transporttechnisch miteinander verbunden sein. Zudem sollen die Transportkapazitäten auch flexibel und effizient nutzbar sein. Dies setzt voraus, dass den Marktteilnehmern genügend Transportkapazitäten vor allem auch kurzfristig zur Verfügung stehen. Dies ermöglicht es u.a., Gaspreisunterschiede zwischen den Märkten durch entsprechende Gastransporte auszugleichen. Hierzu muss das kurzfristige Angebot fester Kapazität zumindest für den Folgetag im Idealfall stets gewährleistet sein. Die Festlegung realisiert dies durch eine behutsame Begrenzung der Flexibilitäten der Kapazitätsinhaber, indem das Recht zur unbeschränkten Abänderung einer Nominierung begrenzt und somit sichergestellt wird, dass immer ein gewisser Kapazitätsanteil als feste Day Ahead-Kapazität dem Markt angeboten werden kann.

Die Ausnahmeregelungen für grenzüberschreitende Bündelprodukte stellen eine Förderung des europäischen Binnenmarktes dar, da unter Berücksichtigung unterschiedlicher nationaler Rahmenbedingungen das grenzüberschreitende Angebot von Kapazitätsprodukten erst ermöglicht wird.

4.3.2.2. Vereinbarkeit mit den einschlägigen EG-Verordnungen

Die Festlegung ist ebenfalls vereinbar mit der unmittelbar geltenden Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28.09.2005 über die Bedingungen für den Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen, ABl. EG Nr. L 289/1 vom 03.11.2005 („FernleitungsVO“) als auch mit deren Nachfolgeregelung, die Verordnung (EG) Nr. 715/2009 vom 13.07.2009, ABl. EG Nr. L 211/36 („FernleitungsVO n.F.“).

(1) Unmittelbar anwendbare Regelungen für Kapazitätszuweisungsmechanismen und Verfahren für das Engpassmanagement, zu Transparenzanforderungen und zur Schaffung eines freien Handels mit Kapazitätsrechten enthalten Art. 5, 6 und 8 FernleitungsVO bzw. deren Nachfolgeverordnung in Art. 16, 18 und 22 FernleitungsVO n.F. Die in Art. 5 FernleitungsVO (bzw. Art. 16 FernleitungsVO n.F.) formulierten Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen und Verfahren für das Engpassmanagement zielen auf eine effiziente und maximale Nutzung der technischen Kapazität durch Anwendung nicht diskriminierender und transparenter Zuweisungsverfahren, die angemessene ökonomische

Signale setzen, die Netzzugangsregeln beachten und perspektivisch geeignet sind, den grenzüberschreitenden Erdgashandel zu erleichtern. Im Fall vertraglicher Engpässe soll ungenutzte Kapazität auf dem Primärmarkt zumindest auf „Day Ahead“-Basis als unterbrechbare Kapazität angeboten werden.

Nach Art. 6 Abs. 1 und 3 (bzw. Art. 18 Abs. 1 und 3) sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, ausführliche Informationen über die von ihnen angebotenen Dienstleistungen und die einschlägigen Bedingungen sowie solche technische Informationen zu veröffentlichen, die die Netznutzer für den tatsächlichen Netzzugang benötigen. Insbesondere sind in nutzerfreundlicher und standardisierter Weise numerische Informationen über die technischen, kontrahierten und verfügbaren Kapazitäten zu veröffentlichen. In diesem Zusammenhang bestimmt Art. 20 FernleitungsVO n.F., dass die Fernleitungsnetzbetreiber alle Informationen, auf die in Art. 18 Bezug genommen wird, für die Dauer von fünf Jahren aufbewahren und diese der nationalen Regulierungsbehörde bei Bedarf zur Verfügung stellen müssen.

Vorgaben zum Handel mit Kapazitätsrechten finden sich schließlich in Art. 8 bzw. 22 der FernleitungsVO. Insbesondere werden die Fernleitungsnetzbetreiber in diesem Zusammenhang verpflichtet, auf dem Primärmarkt harmonisierte Transportverträge und Verfahren zu entwickeln.

(2) Bei all diesen Vorgaben handelt es sich jedoch nur um allgemein gehaltene Mindestvorgaben, da Art. 12 FernleitungsVO (bzw. 26 FernleitungsVO n.F.) die Rechte der Mitgliedstaaten unberührt lässt, Maßnahmen beizubehalten oder einzuführen, die detailliertere Bestimmungen als die FernleitungsVO und die Leitlinien beinhalten. Um solche detaillierten Maßnahmen handelt es sich bei der vorliegenden Entscheidung.

4.3.2.3. Leitlinien zum europäischen Engpassmanagement und zur Kapazitätsallokation

Die Festlegung berücksichtigt schließlich die sich bereits konkret abzeichnenden Vorgaben der laufenden Verfahren zur europäischen Harmonisierung des Engpassmanagements (Congestion Management Procedures – „CMP“) sowie der Kapazitätsallokation (Capacity Allocation Mechanisms – „CAM“).

(1) Konkretere Vorgaben zum Engpassmanagement finden sich unter anderem in Kapitel 2 des Anhangs 1 der FernleitungsVO („Fernleitungsnetzbetreiber betreffende Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen und Engpassmanagementverfahren und ihre Anwendung bei vertraglich bedingten Engpässen.“). Dabei wird die Europäische Kommission ermächtigt, die darin enthaltenen Leitlinien nach dem in Art. 28 Abs. 2 FernleitungsVO n.F. genannten Verfahren zu ändern. Die ERGEG (European Regulators Group for Electricity & Gas) wurde von der Europäischen Kommission aufgefordert, Empfehlungen zur Verbesserung des Engpassmanagements zu formulieren. Am 08.09.2010 wurden diese Empfehlungen der ERGEG veröffentlicht und an die Europäische Kommission übermittelt (Ref. E10-GWG-67-04, im Folgenden „ERGEG-Entwurf CMP“). Auf Basis dieser Empfehlungen stellte die Europäische

Kommission im Rahmen des 18. Madrid Forums (27. und 28.09.2010) ihren Vorschlag zur Änderung der Leitlinien zum Engpassmanagement vor. Der Vorschlag soll Anfang 2011 konsultiert werden. Die endgültige Verabschiedung durch Publikation im Amtsblatt nach Abschluss des Verfahrens wird voraussichtlich bis Ende 2011, Anfang 2012 dauern.

Inhaltlich sieht dieser Vorschlag Regeln zu den Themen Kapazitätsberechnung, Kapazitätsmaximierung durch Überbuchung und Rückkaufmechanismen sowie der Rückgabe von bereits gebuchten Kapazitäten vor. Darüber hinaus soll eine Einschränkung von Renominierungsrechten und eine Harmonisierung des initialen Nominierungszeitpunktes eingeführt werden. Neben den kurzfristigen Engpassmechanismen ist auch ein langfristiger Mechanismus vorgesehen, der im Falle von systematischer Nichtinanspruchnahme gebuchter Kapazitäten angewandt werden soll.

Die Beschlusskammer sieht in den sich entwickelnden konkreten europäischen Vorgaben keinen grundsätzlichen Widerspruch zur Festlegung. Vielmehr zielen beide in die gleiche Richtung. Zwar ist es derzeit nicht auszuschließen, dass einzelne Vorgaben (z.B. zur Renominierung) im Detail von der Festlegung abweichen werden. Solche Detailabweichungen können jedoch durch eine spätere Anpassung der Festlegung beseitigt werden. Vielmehr ist entscheidend, dass auf europäischer Ebene Einschränkungen bei Renominierungsrechten diskutiert werden und in bisherigen Entwurfsfassungen auch vorgesehen sind. Es ist deshalb nicht zu befürchten, dass sich der deutsche Markt in eine andere Richtung entwickeln wird als die, die derzeit auf europäischer Ebene diskutiert wird. Durch verbindliche Vorgaben für den wichtigen deutschen Markt dürfte die europäische Diskussion vielmehr einen weiteren Impuls bekommen, so dass die Festlegung auch für ein weiteres Zusammenwachsen des Binnenmarkts förderlich ist.

(2) Die auf europäischer Ebene diskutierten Regelungen zur Kapazitätsallokation folgen nicht dem Verfahren zum Engpassmanagement, sondern sollen zunächst in einem Netzkodex nach Art. 6 der FernleitungsVO n.F. festgelegt werden, ehe dieser durch das in Art. 28 Abs. 2 der FernleitungsVO n.F. genannte Verfahren verrechtlicht werden kann.

Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of European Regulators – „ACER“) kann von der Europäischen Kommission beauftragt werden, Rahmenleitlinien zur Ausgestaltung des Netzkodex zu erarbeiten. Da die Verordnung zur Gründung von ACER erst ab März 2011 Anwendung findet, wurde auf dem 16. Madrid Forum entschieden, dass ERGEG die Aufgaben der Agentur kommissarisch übernimmt. Die Europäische Kommission beauftragte folglich ERGEG am 22.09.2009 mit der Anfertigung einer Pilot-Rahmenleitlinie zur Kapazitätsallokation. Am 10.06.2010 veröffentlichte ERGEG die Pilot-Rahmenleitlinie und übermittelte sie der Europäischen Kommission (Ref: E10-GWG-66-03). Die Europäische Kommission hat nach Art. 6 Abs. 4 FernleitungsVO n.F. ein Prüfungsrecht. Nach abgeschlossener Prüfung wurde ERGEG aufgefordert die Rahmenleitlinie zu überarbeiten,

da sie nicht in allen Punkten den Vorstellungen der Kommission entsprach. Die überarbeitete Pilot-Rahmenleitlinie wurde am 07.12.2010 veröffentlicht (Ref: E10-GWG-71-03, im Folgenden „EREG-Entwurf CAM“). Diese sieht u.a. sowohl eine Bündelung als auch eine Zonung von buchbaren Marktgebiets- und Grenzkopplungspunkten vor. Die Bündelung ist nicht nur auf verfügbare Kapazitäten (Neuverträge) beschränkt, sondern gilt fünf Jahre nach Inkrafttreten des Netzkodex auch für Kapazitäten, die bereits vermarktet wurden (Altverträge). Die Kapazitätsvergabe ist standardmäßig über Versteigerungen vorgesehen. Des Weiteren werden standardisierte Kapazitätsprodukte vorgesehen und eine Rückstellung von 10% der verfügbaren festen Kapazität für Laufzeiten unter einem Jahr.

Da es sich bei der Rahmenleitlinie um ein Pilotprojekt handelt, welches von ERGEG entwickelt wurde, muss diese von ACER nochmals konsultiert und verabschiedet werden. Nach dem Arbeitsprogramm von ACER ist die finale Version für Ende Juni 2011 geplant. Nach erneuter Überprüfung durch die Europäische Kommission und der Erarbeitung des Netzkodex durch den Verband der Fernleitungsnetzbetreiber auf Gemeinschaftsebene (ENTSO-G), sowie dem sich anschließenden Verfahren nach Art. 28 Abs. 2 FernleitungsVO n.F. ist eine Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Kommission nicht vor 2013 wahrscheinlich.

Die vorliegende Festlegung hat auch diese Entwicklungen auf europäischer Ebene im Blick und fügt sich hinsichtlich der verfolgten Maßnahmen (Bündelprodukte, Kapazitätsversteigerungen) nahtlos in den bisher absehbaren zukünftigen europäischen Rechtsrahmen ein.

4.4. Festlegung ist erforderlich und geboten

Die Festlegung ist erforderlich und geboten, weil das bisherige Kapazitätsmanagement mit erheblichen Problemen verbunden ist und damit ein wesentliches Hindernis für die Verbesserung des Wettbewerbs im Markt darstellt. Das bisherige System des Kapazitätsmanagements führt nicht zu einer optimalen Nutzung der vorhandenen Infrastruktur und vermag insofern Zugangshindernisse für neue Marktteilnehmer nicht wirkungsvoll zu beseitigen. Insbesondere besteht an den für den Wettbewerb bedeutenden Netzkoppelpunkten zwischen Marktgebieten und an Staatsgrenzen sowohl für den kurz- als auch für den längerfristigen Kapazitätsbedarf ein umfassender Optimierungsbedarf. Nach der Einführung des Zweivertragsmodells, der Festlegung zum Lieferantenwechselprozess („GeLi Gas“) und der Neugestaltung des Bilanzierungsregimes („GABi Gas“) stellt die vorliegende Festlegung zur Verbesserung des Kapazitätsmanagements einen weiteren zentralen Baustein zur fundamentalen Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen im Gasbereich dar. Zudem trägt die Festlegung zur Rechtssicherheit sowohl für Fernleitungsnetzbetreiber als auch für bestehende und potentielle Transportkunden bei.

(1) Die bisherigen Rahmenbedingungen für die Vergabe und Bewirtschaftung von Kapazitäten stehen in mehreren Bereichen der Entwicklung des Gaswettbewerbs entgegen. Das jährliche

Monitoring der Bundesnetzagentur hat ergeben, dass die verfügbaren Kapazitäten an nationalen Grenzen und an den Marktgebietsgrenzen oft langfristig ausgebucht sind (vgl. auch KEMA-Gutachten, S. 2 f.). Die Netze sind aber tatsächlich physikalisch sehr häufig nicht bis zur Leistungsgrenze ausgelastet. Folge ist, dass der Markteintritt neuer Wettbewerber physikalisch in vielen Fällen möglich wäre, aber organisatorisch nicht abgewickelt werden kann. Die derzeitigen Regeln zu Allokation und Engpassmanagement gewährleisten die Nutzbarkeit kurzfristig frei werdender Kapazitäten sowie die Verfügbarkeit ansonsten ungenutzter Kapazität nicht in ausreichendem Maße.

Die Nutzung der Infrastruktur ist für die etablierten Transportkunden im Rahmen ihrer Buchung bisher sehr flexibel möglich. Dies bedeutet, dass sie den gewünschten Gastransport beim Netzbetreiber zwar anmelden müssen (Nominierung), aber noch sehr kurzfristig vor seiner tatsächlichen Durchführung in beliebiger Höhe abändern können (Renominierung). Letztlich hat der Kapazitätsinhaber kurzfristig auch die Möglichkeit, das Netz ungenutzt zu lassen und es damit anderen Transportkunden vorzuenthalten. Die langfristigen Entzugsregeln (use-it-or-lose-it) greifen nicht in ausreichendem Maße (vgl. hierzu auch KEMA-Gutachten, Seite 41).

Zudem sind Kapazitätsprodukte nicht in ausreichendem Maße aufeinander abgestimmt und definiert. Vielmehr gibt es für etablierte Kunden „maßgeschneiderte“ Lösungen. Das Verfahren der Kapazitätsallokation nach dem „Windhundprinzip“ (first come first served) genügt nicht den Anforderungen an die erforderliche Transparenz und Diskriminierungsfreiheit. Schließlich verhindert das überkommene System der Einzelbuchung von Ausspeise- und Einspeisekapazität einen freien Zutritt auf den Markt und die hinreichende Verbindung der Marktgebiete, da es dem Inhaber der Einspeisekapazität ermöglicht, das Marktgebiet zu kontrollieren und ggf. auch abzuschotten. Überdies bedeuten netzkoppelpunktscharfe nicht gebündelte Buchungen und Nominierungen einen nicht unerheblichen Transaktionsaufwand.

(2) Die Neugestaltung des Kapazitätsmanagementsystems durch die Festlegung ist daher erforderlich, um die technisch ungenutzten aber gebuchten Kapazitäten wirtschaftlich nutzbar zu machen und damit einer größeren Zahl von Transportkunden den gleichzeitigen Netzzugang zu ermöglichen. Absehbar ungenutzte Kapazitäten sollen spätestens kurzfristig („Day Ahead“) an den Markt zurückgegeben werden, so dass sie von anderen Transportkunden genutzt werden können. Hierzu ist es erforderlich und geboten, das Recht zur Renominierung moderat einzuschränken. Die infolge dieser Einschränkung nicht mehr durch eine Renominierung erreichbaren Anteile der gebuchten Kapazität können anderen Transportkunden zur Verfügung gestellt werden, die damit Gas zwischen zwei benachbarten Marktgebieten transportieren und letztlich Gashandelsmärkte miteinander verbinden können. Hierdurch entsteht nicht nur ein besserer Ausgleich zwischen den Interessen der etablierten und denjenigen neuer Marktteilnehmer. Die Einschränkung des Renominierungsrechts dürfte darüber hinaus auch eine deutliche Zunahme der Handelsliquidität bewirken.

Die Einführung von Bündelbuchungen und der perspektivisch ausschließliche Übergang zu gebündelten Kapazitäten sind erforderlich, um die negativen Effekte der bislang nur möglichen separaten Buchung von Ausspeise- und Einspeisekapazitäten abzustellen. Die Bündelung von Kapazitäten verlegt den Gashandel von dem Flansch an die virtuellen Punkte. Dadurch werden diese mit Liquidität unterfüttert, da die Anzahl der Handelsmärkte und damit die Zersplitterung des Gasmarktes deutlich reduziert werden. Dies hat einen starken wettbewerbsbelebenden Effekt, da ein Handelspunkt auf diese Weise über gebündelte Kapazitäten unmittelbar und mittelbar mit den Märkten in Nachbarländern bzw. benachbarten Marktgebieten verbunden ist. Zudem ist der Übergang zu Bündelbuchungen erforderlich und geeignet, den Transaktionsaufwand bei der Kapazitätsbuchung zu minimieren.

Nachdem die GasNZV in § 16 Abs. 1 Satz 1 Alt. 2 die Freigabeverpflichtung in Form einer Kapazitätsrückgabe normiert hat, ist es erforderlich, das Rückgaberecht wie geschehen auszuformen, damit es wirkungsvoll zur Erhöhung der durch die Fernleitungsnetzbetreiber angebotenen Primärkapazitäten beitragen kann. Ziel der Rückgabe ist es, die Verfügbarkeit fester Kapazitätsrechte zu erhöhen. Die Ausgestaltung des Rückgaberechts ist daher geboten um eine bestmögliche Auslastung der vorhandenen Gasversorgungsnetze zu gewährleisten.

Schließlich ist die Festlegung erforderlich, um die Buchung von Kapazitäten marktgerecht auszugestalten. Die neue GasNZV hat hier bereits die entscheidenden Verbesserungen durch die Veränderungen des Vergabeverfahrens vom „Windhundprinzip“ zum Versteigerungsverfahren mit sich gebracht. Die Festlegung gestaltet nun die zentralen Eckpfeiler der einzurichtenden Primärkapazitätsplattform sowie des Auktionsdesigns aus.

(3) Verschiedentlich wurde gefordert, die Neuordnung des Kapazitätsmanagements erst vorzunehmen, nachdem die Vorgaben der laufenden Verfahren zur europäischen Harmonisierung des Engpassmanagements (CMP) sowie der Kapazitätsallokation (CAM) endgültig feststehen bzw. verrechtlicht wurden (12 FNB, BP, E.ON). Diesem Vorschlag ist die Beschlusskammer nicht gefolgt. Angesichts des unklaren Zeitfensters bei der Verabschiedung dieser konkreteren Harmonisierungsvorgaben (siehe oben, Abschnitt 4.3.2.3.) kommt ein schlichtes Abwarten nicht in Betracht. Indes trägt die Festlegung der geforderten Harmonisierung jedenfalls insoweit Rechnung, als sie die Entwicklungen auf europäischer Ebene im Blick hat und sich hinsichtlich der verfolgten Maßnahmen nahtlos in den bisher absehbaren zukünftigen europäischen Rechtsrahmen einfügt.

(4) Im Rahmen ihrer Entscheidungsbefugnisse ist die Beschlusskammer schließlich gehalten, zu prüfen, ob der Nutzen der beabsichtigten Festlegung in einem angemessenen Verhältnis zu den damit für die Netzbetreiber und Netznutzer verbundenen Kosten steht (vgl. Begründung zu § 50 GasNZV, BR Drs. 312/10 vom 20.05.2010, S. 108). Die Beschlusskammer ist bei der Ausformung der Zugangsregeln gehalten, Ausgestaltungen so vorzunehmen, dass sie für alle Beteiligten in einem angemessenen Kosten-Nutzen-Verhältnis stehen. Dies ist bezüglich aller

Vorgaben der Fall. Insbesondere haben sich im Rahmen der Konsultationsrunden keine substantiellen Hinweise darauf ergeben, dass die Neugestaltung des Kapazitätsmanagements Regelungen enthalten könnte, die im Verhältnis zu ihrem Nutzen einen unangemessen hohen Kostenaufwand erzeugen würden.

Insbesondere hat die Beschlusskammer bei der Frage der Umsetzung einzelner Maßnahmen stets die Erforderlichkeit der Umsetzung im Hinblick auf relevante Kostenaspekte abgewogen. So wurde beispielsweise davon abgesehen, die Einführung von Wochenprodukten vorzugeben, weil die Konsultation ergab, dass hierfür im Markt kein Bedürfnis besteht. Während in der Einleitungsverfügung noch die Vorverlegung des Zeitpunktes für die initiale Nominierung vorgesehen war, verzichtet die Beschlusskammer nun darauf (siehe im Detail hierzu unten, Abschnitt 4.5.1.6.). Im Laufe des Verfahrens ist die Beschlusskammer auf der Grundlage der Stellungnahmen zu der Überzeugung gelangt, dass sich die wettbewerbsbelebenden Effekte eines Day Ahead-Kapazitätsmarktes bereits durch die isolierte Einschränkung des Renominierungsrechts erreichen lassen und es zur Zusammenführung der Märkte ausreicht, den Zeitpunkt der initialen Nominierung – der bisherigen Praxis entsprechend – auf 14:00 Uhr festzulegen.

Nichts anderes gilt im Hinblick auf die tenorierten Veröffentlichungs- und Mitteilungspflichten. Hierbei ist die Beschlusskammer zusätzlich zur Abwägung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses gehalten, auch sicherheitsrelevante Aspekte zu berücksichtigen (vgl. Begründung zu § 50 GasNZV, BR Drs. 312/10 vom 20.05.2010, S. 108). Anhaltspunkte dafür, dass die Festlegung weiterer Veröffentlichungs- bzw. Mitteilungspflichten unter sicherheitsrelevanten Aspekten problematisch sind, haben sich nicht ergeben.

4.5. Konkrete Ausgestaltung der Festlegung ist ermessensfehlerfrei

Bei der Entscheidung zur Ausgestaltung der Festlegung hat die Beschlusskammer das ihr zustehende Auswahlermessen fehlerfrei ausgeübt. Die konkrete Ausgestaltung der in der Anlage 1 festgelegten Regelungen zum Standardkapazitätsvertrag Gas (siehe folgenden Abschnitt 4.5.1.) sowie die Ausnahmen für Grenzkopplungspunkte und Bestandsverträge hinsichtlich des Bündelungsgebots (siehe folgenden Abschnitt 4.5.2.) und die damit im Zusammenhang stehenden Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten (siehe folgenden Abschnitt 4.5.3.) sind ermessensfehlerfrei. Auch die konkrete Ausgestaltung der Festlegungen zur Primärkapazitätsplattform (siehe folgenden Abschnitt 4.5.4.) und zum Versteigerungsverfahren (siehe folgenden Abschnitt 4.5.5.) sowie die entsprechenden Ausnahmen für gebündelte Grenzkopplungspunkte (siehe folgenden Abschnitt 4.5.6.) sind nicht zu beanstanden. Schließlich ist die Festlegung zu laufzeitsynchronen Entgelten (siehe folgenden Abschnitt 4.5.7.) ermessensfehlerfrei.

4.5.1. Festlegung zum Standardkapazitätsvertrag (Tenor zu 1.)

Die Festlegung zum Standardkapazitätsvertrag beinhaltet vor allem Regelungen zur Bündelung, Rückgabe, Nominierung und Renominierung von Kapazitäten (siehe folgende Abschnitte 4.5.1.1. bis 4.5.1.6.). Das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegte Standardangebot vom 30.04.2010 sah weitere Regelungen vor, die von der Beschlusskammer nicht mit festgelegt wurden (siehe folgenden Abschnitt 4.5.1.7.).

4.5.1.1. Definitionen, § [1] Standardvertrag

In dem folgenden Abschnitt werden die Festlegungen im Standardvertrag zu zentralen Definitionen dargestellt (siehe folgenden Abschnitt 4.5.1.1.1.) und begründet (siehe folgenden Abschnitt 4.5.1.1.2.).

4.5.1.1.1. Regelungen im Standardvertrag

Im Standardvertrag sind folgende Begriffsbestimmungen aufgenommen worden: „Day Ahead-Kapazität“, „gebündelter Buchungspunkt“, „gebündelte Kapazität“, „gebündelte Nominierung“, „Rest of the Day-Kapazität“ sowie „Within Day-Kapazität“.

4.5.1.1.2. Gründe

Die Beschlusskammer legt aus Klarstellungsgründen auch die Definitionen für wesentliche Begriffe des Standardvertrages fest. Insbesondere waren die Begriffe zu definieren, die mit den neu eingeführten Bündelprodukten in Zusammenhang stehen. Zu den von der Beschlusskammer vorgeschlagenen Definitionen, die lediglich redaktionell von den Vorschlägen der Fernleitungsnetzbetreiber abweichen, gab es keine Stellungnahmen. Zudem wurden Begriffsbestimmungen zum Day Ahead-, Rest of the Day- und Within Day-Produkt aufgenommen.

4.5.1.2. Gebündelte Buchungspunkte und Kapazitäten , § [2] Ziffer 1 und 2 Standardvertrag

In den folgenden Abschnitten werden die Festlegungen im Standardvertrag zur Bündelung von Kapazitäten dargestellt (siehe folgenden Abschnitt 4.5.1.2.1.) und begründet (siehe folgenden Abschnitt 4.5.1.2.2.).

4.5.1.2.1. Regelungen im Standardvertrag

§ [2] Ziffer 1 des Standardvertrages enthält die Vorgabe zur Bündelung von buchbaren Ausspeise- und Einspeisepunkten. Beide Seiten eines Marktgebiets- bzw. Grenzkopplungspunktes sollen pro Flussrichtung zum gebündelten Buchungspunkt zusammengefasst werden. Allerdings gibt es für Grenzkopplungspunkte eine Ausnahme der

Bündelverpflichtung, soweit und solange ein ausländischer Netzbetreiber eine Bündelung für den jeweiligen Grenzkopplungspunkt nicht ermöglicht. Weiterhin ist es für Grenzkopplungspunkte möglich, nach Tenor Ziffer 2. lit. a) S. 2 abweichende Regelungen vom Standardvertrag zu treffen, sofern diese der Beschlusskammer nach Ziffer 3. lit. a) der Festlegung mitgeteilt werden und der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs sowie der möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas dienen (§ 1 Abs. 1 EnWG).

§ [2] Ziffer 2 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 die Abgabe einer einzelnen gebündelten Nominierung möglich. Kapazitäten, die bereits gebucht sind, d.h. Verträge, die bis einschließlich zum 31.07.2011 abgeschlossen wurden und werden (Altverträge), sind von der Verpflichtung zur Bündelung ausgenommen. Sofern ein Transportkunde 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.

4.5.1.2.2. Gründe

Die Regelungen im Standardvertrag zur Zusammenfassung von buchbaren Ausspeise- und Einspeisepunkten verfolgen zum einen das Ziel, die Liquidität der virtuellen Handelspunkte zu erhöhen. Zum anderen sollen die Regelungen zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs die Verringerung des Transaktionsaufwandes und der Kosten für Transportkunden sicher stellen.

(1) Durch das Zusammenfassen der bis heute separat buchbaren Seiten des Netzkopplungspunktes, also der Ausspeisung des „vorgelagerten“ Fernleitungsnetzbetreibers und Einspeisung des „nachgelagerten“ Fernleitungsnetzbetreibers, wird die Anzahl der notwendigen Buchungen zum marktgebiets- bzw. grenzüberschreitenden Transport halbiert. Dies führt wiederum zu einem geringeren Transaktionsaufwand und vermindert gleichzeitig die Transaktionskosten. Mit dem zukünftigen Marktzutritt „in einem Schritt“ wird zudem eine Marktabschottung an diesem Punkt verhindert, weil eine einseitige Buchung von Ausspeise- und Einspeisekapazität ausgeschlossen ist, die in der Vergangenheit dazu geführt hat, dass der Zutritt zum Marktgebiet einfach blockiert werden konnte. Der Zusatz, dass die Zusammenfassung zum gebündelten Buchungspunkt pro Flussrichtung zu erfolgen hat, ist notwendig, da weiterhin relevant ist, ob in das betroffene Marktgebiet ein- oder ausgespeist wird

(vgl. 12 FNB). Der Transport vom Marktgebiet A nach B erfordert eine andere gebündelte Buchung als der gegenläufige Transport vom Marktgebiet B nach A.

Die Zusammenlegung zu einem einzelnen buchbaren Punkt erhöht zudem die Liquidität der virtuellen Handelspunkte, indem der sog. Flanschhandel beendet wird (siehe oben, S. 16). Die komplette Abschaffung der Einzelbuchung ist entgegen einiger Stellungnahmen (vgl. BDEW, RWE S&T, E.ON) dringend notwendig und gerechtfertigt. Zwar reduziert die Verlagerung der Handelsaktivitäten auf den virtuellen Handelspunkt die Möglichkeiten, in bilateralen Handelsverträgen individuelle Vereinbarungen in Bezug auf den Handels- bzw. Erfüllungsort („Flansch“) zu treffen, da hierdurch die Basis für den Flanschhandel entfällt. Allerdings wird dieser Nachteil durch die oben genannten Vorteile (geringere Transaktionskosten, Vermeidung der Marktabschottung, höhere Liquidität an den virtuellen Handelspunkten) mehr als ausgeglichen. Eine lediglich „optionale Bündelung“ würde dagegen nicht in ausreichendem Maße zur gewünschten Liquiditätssteigerung an den virtuellen Handelspunkten beitragen. Die genannten Vorteile der ausschließlichen Bündelung werden in vielen Stellungnahmen unterstützt (u.a. bne, GEODE, MVV, VIK u.a., Statkraft, EEX). Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass es den Unternehmen selbstverständlich frei steht, ob und mit wem sie ihr Gas handeln möchten. Entgegen mancher Befürchtungen bedeutet die Bündelung von Kapazitätsprodukten keinen Eingriff in die Struktur der Handelsgeschäfte. Zutreffend ist aber, dass künftig ein Unternehmen seinen Vertragspartner nicht mehr aus dem Marktgebiet „fernhalten“ kann. Insgesamt erhalten sowohl etablierte wie auch neue Marktteilnehmer durch die Bündelung einen Zugewinn an Möglichkeiten, weil sie mit dem Zutritt zum Marktgebiet den Zugang zum virtuellen Handelspunkt und damit zu mehreren potentiellen Handelspartnern erhalten. Die grundsätzliche Verpflichtung zur Bündelung entspricht zudem dem aktuellen Stand der europäischen Überlegungen (vgl. Ziffer 2.4.1 ERGEG-Entwurf CAM).

(2) Die Regelung in § [2] Ziffer 2 weicht insofern vom ursprünglichen Vorschlag ab, als Kapazitäten, die bis zum 31.07.2011 kontrahiert wurden, nicht gebündelt werden müssen. Die Einleitungsverfügung sah noch vor, dass die Vorgaben zur Bündelung von Kapazitäten verpflichtend auch in bereits bestehenden Kapazitätsverträgen umzusetzen sind. Zur Vermeidung von Umsetzungsproblemen hat sich die Beschlusskammer indes entschlossen, hier einen konkreten Umsetzungszeitpunkt vorzugeben, der zugleich geeignet ist, eine Harmonisierung bei der Vertragsabwicklung herbeizuführen. Da die Fernleitungsnetzbetreiber nach § 12 Abs. 1 GasNZV verpflichtet sind, bis zum 01.08.2011 eine gemeinsame Plattform für die Vergabe von Kapazitäten mit einem Laufzeitbeginn ab dem 01.10.2011 einzurichten, wurde der 31.07.2011 als Stichtag für die Bestimmung von solchen Kapazitätsverträgen ausgewählt, die zwingend der Pflicht zur Kapazitätsbündelung unterliegen. Hierdurch wird gewährleistet, dass sämtliche Verträge, die über die Plattform vergeben werden, einheitlichen Regelungen unterfallen. Zudem wird eine doppelte Umstellung – entweder vor oder nach Umsetzung der

Plattform – verhindert. Damit werden die vorzunehmenden IT-Umstellungen bei den Fernleitungsnetzbetreibern auf einen Zeitpunkt konzentriert und damit der Aufwand verringert.

Durch Satz 1 wird klargestellt, dass sowohl feste als auch unterbrechbare Kapazität als gebündeltes Produkt buchbar sein muss. Dies stellt sicher, dass neben den angebotenen frei zuordenbaren Kapazitäten, grundsätzlich auch eine Bündelverpflichtung für andere denkbare Kapazitätsprodukte besteht (z.B. bedingt feste frei zuordenbare Kapazitäten oder beschränkt zuordenbare Kapazitäten). Der Transport der gebuchten gebündelten Kapazität wird nach Satz 2 durch die Abgabe einer einzelnen „gebündelten Nominierung“ möglich. Diese Vorgabe ist erforderlich, da nur durch die Abgabe einer einheitlichen Nominierungserklärung der Transport über einen gebündelten Buchungspunkt vereinfacht und eine Verringerung des Transaktionsaufwands bei den Transportkunden realisiert wird. Sie entspricht den aktuellen Überlegungen auf europäischer Ebene (vgl. Ziffer 2.4.1 ERGEG-Entwurf CAM).

Satz 4 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, auch vor dem 01.08.2010 geschlossene Kapazitätsverträge auf die Kapazitätsbündelung umzustellen, sofern dies vom Transportkunden gewünscht wird und dieser zumindest teilweise Ausspeise- und korrespondierende Einspeisekapazität hält. Dieser Ansatz stellt sicher, dass durch die Zusammenfassung die neue gebündelte Kapazität im gleichen Umfang vorhanden ist, wie die ehemals ungebündelte Kapazität. Zum anderen erhält der entsprechende Transportkunde ein Wahlrecht, ob er weiterhin getrennte Ausspeise- und Einspeisekapazität halten und separate Nominierungen abgeben möchte, oder bereits vor Auslaufen der Altverträge von den Vorteilen des gebündelten Produktes profitieren möchte. Dieses Wahlrecht ist angemessen, weil die festgelegte Ausnahme für Altverträge vor allem den Bedenken einiger Transportkunden Rechnung trägt.

Die in Satz 5 enthaltene Harmonisierungsklausel stellt sicher, dass es keine dauerhaften Einzelbuchungen geben soll. Sofern auf der einen Buchungsseite noch ein Altvertrag besteht, darf auf der anderen Buchungsseite die nicht gebündelte Kapazität maximal bis zum Ende der Laufzeit dieses Altvertrages vermarktet werden. Die freiwerdende Kapazität darf also nur solange entbündelt vermarktet werden, bis die korrespondierende Kapazität, die zur Bündelung notwendig ist, auf der jeweils anderen Seite des Buchungspunktes frei wird.

Der perspektivische Übergang zu ausschließlichen Bündelbuchungen wird somit schrittweise vollzogen. Erstens wird vorgegeben, dass auf der Plattform vergebene Kapazitäten grundsätzlich nur noch als Bündelprodukte vergeben werden, (wobei in der Phase bis zur vollständigen Umstellung auf Bündelprodukte auch ungebündelte Kapazitätsprodukte auf der Plattform angeboten werden müssen, § 13 Abs. 1 GasNZV). Zweitens wird für Bestandsverträge die Umstellung auf gebündelte Kapazität bei Vorliegen der Voraussetzungen auf Wunsch des Transportkunden ermöglicht. Schließlich gewährleistet die Harmonisierungsklausel, dass bei Auslaufen von Altverträgen bereits in dem Moment eine Bündelung vorgenommen werden kann, in dem der erste der korrespondierenden Verträge ausgelaufen ist. Aus diesem Grund wurde

von der vollständigen Anpassung aller Verträge, wie in der Einleitungsverfügung zunächst vorgesehen, Abstand genommen. Schließlich beachtet dieser flexible Ansatz auch den Umstand, dass bisher europäisch einheitliche Regelungen fehlen. Da es bislang weder eine europäische Verpflichtung zur Bündelung bzw. Anpassung von Altverträgen, noch eine Lösung des Vergabeproblems bei unterschiedlichen Kapazitätsinhabern gibt, könnte es nur in Fällen, in denen der ausländische Netzbetreiber die deutschen Regelungen akzeptiert, zu einer Anpassung bei Buchung an Grenzübergangspunkten kommen.

(3) Entgegen früherer Entwürfe wurde im finalen Text des Standardvertrages auch auf eine Regelung zur Zusammenfassung von Einspeisepunkten zu Einspeisezonen und analog von Ausspeisepunkten zu Ausspeisezonen verzichtet (sog. Zonung). Dies findet seinen Grund darin, dass die Verpflichtung zur Zonung nunmehr in § 11 Abs. 2 GasNZV geregelt und daher ein Bedürfnis für eine Festlegung entfallen ist. Die Beschlusskammer erwartet, dass die verordnungsrechtliche Vorgabe von den Fernleitungsnetzbetreibern rasch umgesetzt wird und wird deren Einhaltung im Einzelfall überprüfen.

4.5.1.3. Zuordnungsaufgaben und standardisierte Kapazitätsprodukte, § [2] Ziffer 3 und 4 Standardvertrag

Die folgenden Abschnitte erläutern die Festlegungen des Standardvertrages zu Zuordnungsaufgaben und standardisierten Kapazitätsprodukten (siehe folgenden Abschnitt 4.5.1.3.1.) sowie die für ihre Ausgestaltung maßgeblichen Gründe (siehe folgenden Abschnitt 4.5.1.3.2.).

4.5.1.3.1. Regelungen im Standardvertrag

In § [2] Ziffer 3 Standardvertrag wird den Fernleitungsnetzbetreibern die Möglichkeit eröffnet, Kapazitäten auch mit Zuordnungsaufgaben und Nutzungseinschränkungen anzubieten. Die Regelung gilt sowohl für gebündelte als auch für nicht gebündelte Kapazitäten.

Die Vorgaben in § [2] Ziffer 4 Standardvertrag befassen sich mit der Einführung eines einheitlichen Starttermins für jährliche Kapazitätsprodukte und der Standardisierung von Quartals- und Monatsprodukten, indem vorgegeben wird, dass Quartalsprodukte am 01.01., 01.04., 01.07. oder 01.10. eines Jahres und Monatsprodukte am 01. eines Monats beginnen.

4.5.1.3.2. Gründe

(1) Die zeitliche Vereinheitlichung von Kapazitäten soll den Netzzugang für Transportkunden deutlich erleichtern und die derzeitige Fragmentierung des Kapazitätsmarktes aufgrund zu vieler unterschiedlicher Produkte verringern. Bislang folgen die von den Fernleitungsnetzbetreibern angebotenen Kapazitätsprodukte hinsichtlich Beginn und Laufzeit keiner besonderen Ordnung oder gar Standardisierung. Vielmehr konnten die Netzbetreiber den Beginn und das Ende ihrer

Kapazitätsprodukte im Rahmen des § 4 Abs. 1 GasNZV a.F. frei bestimmen. Dies hat dazu geführt, dass für jeden etablierten Transportkunden speziell angefertigte Lösungen existieren.

Diese Handhabung mag auf den ersten Blick besonders kundenfreundlich erscheinen. Tatsächlich verhält es sich jedoch so, dass hierdurch ein funktionierender Kapazitätsmarkt stark eingeschränkt wird, weil die Produkte der vielen Fernleitungsnetzbetreiber nicht aufeinander abgestimmt sind. Eine Rückgabe von Kapazitätsrechten und deren neuerliche Zusammensetzung sind ebenfalls nur dann sinnvoll möglich, wenn diese vorher standardisiert wurden. Die Regelung soll deshalb die zeitliche Identität von Kapazitätsprodukten aller Fernleitungsnetzbetreiber sicherstellen und hierdurch den Netzzugang vereinfachen. Zugleich wird eine zeitliche Überlappung insbesondere unterjähriger Produkte vermieden. Überdies bildet die Standardisierung von Kapazitätsprodukten die Grundvoraussetzung für deren Bündelung und die Durchführung von Versteigerungsverfahren.

(2) Die Festlegung eines einheitlichen Starttermins für jährliche Kapazitätsprodukte erfolgt in § [2] Ziffer 4 S. 1. Diese Regelung bestimmt, dass jährliche Kapazitätsprodukte entweder immer am 01.01. oder immer am 01.10 eines Jahres beginnen.

In der Einleitungsverfügung wurde zunächst vorgeschlagen, jährliche Kapazitätsprodukte immer am 01.01. eines Jahres beginnen zu lassen. Die Überlegungen gingen zu diesem Zeitpunkt dahin, dass neben einer den Netzzugang erleichternden Standardisierung auch eine Harmonisierung mit der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ermöglicht werden sollte. Sofern es Gaslieferverträge gibt, die für ein Gaswirtschaftsjahr (zum 01.10.) abgeschlossen werden, bestünde bei einem Starttermin am 01.01. die Möglichkeit, die hierfür erforderlichen Kapazitäten auf Monats- bzw. Quartalsbasis zu kontrahieren.

Die Konsultation hat allerdings kein eindeutiges Bild vermitteln können, auf welches Datum der einheitliche Starttermin für Jahresprodukte festgelegt werden soll. Es gab sowohl Stellungnahmen, die sich für den 01.01. aussprechen (bne, VIK u.a., Statkraft) als auch solche, die den 01.10. präferieren (RWE S&T, Rheinenergie). Aus regulatorischer Sicht sind die Argumente, die für die jeweiligen Termine sprechen gleichwertig einzustufen. Während für den 01.01. die Harmonisierung mit der ARegV spricht, bedeutet der 01.10. einen Gleichlauf mit dem Gaswirtschaftsjahr. Die Beschlusskammer hat sich daher dazu entschlossen, lediglich das primäre Ziel – nämlich die Vereinheitlichung – vorzugeben und die Entscheidung für einen der beiden Starttermine den Fernleitungsnetzbetreibern zu überlassen. Für die Erreichung der mit der Standardisierung verfolgten Ziele ist es allein wichtig, dass nur ein einziger Starttermin existiert. Nicht entscheidend ist hingegen, ob dies der 01.01. oder der 01.10. ist. Die Formulierung in § [2] Ziffer 4 stellt daher sicher, dass sich die Fernleitungsnetzbetreiber zwar zwischen den beiden in Rede stehenden Startterminen entscheiden können, sich allerdings auf einen der genannten Termine einigen müssen. Es steht ihnen damit frei, den in ihrer gemeinsamen Stellungnahme am 29.10.2010 bevorzugten 01.10. als Starttermin für sämtliche

Jahreskapazitätsprodukte an den Marktgebietsgrenzen bzw. Grenzübergangspunkten zu wählen.

4.5.1.4. Nutzung gebuchter Kapazität, § [3] Standardvertrag

In den folgenden Abschnitten werden die Festlegungen im Standardvertrag zu den Voraussetzungen für die Nutzung der gebuchten Kapazität dargestellt (siehe folgenden Abschnitt 4.5.1.4.1.) und eingehend begründet (siehe folgenden Abschnitt 4.5.1.4.2.).

4.5.1.4.1. Regelungen im Standardvertrag

Während die Regelungen in § [5] Standardvertrag die Nutzung von gebuchten Kapazitäten selbst beschreiben, werden in § [3] Standardvertrag die Voraussetzungen für die Nutzung solcher Kapazitäten geregelt. Die Vorgaben erfassen hierbei sowohl gebündelte als auch nicht gebündelte Kapazitätsprodukte. Hierbei betreffen die Regelungen in § [3] Standardvertrag die Schaffung von Grundvoraussetzungen der Kapazitätsnutzung, wie etwa den Abschluss von Bilanzkreisverträgen, die Bestimmung eines Verantwortlichen für die Abgabe einer einheitlichen Nominierungserklärung gegenüber dem Fernleitungsnetzbetreiber, das Vorhandensein technischer Rahmenbedingungen für die Nutzung der Kapazität oder die Einbringung von Day Ahead-Kapazität in die Bilanzkreise.

4.5.1.4.2. Gründe

Grundvoraussetzung für die Nutzung gebündelter Kapazität ist die Einbringung des gebündelten Buchungspunktes als Ausspeisepunkt in dem abgebenden und als Einspeisepunkt in dem aufnehmenden Marktgebiet in die jeweils gebildeten Bilanzkreise (vgl. § [3] Ziffer 1 Standardvertrag). Hintergrund ist, dass alle Gastransporte, die durch die Nutzung der Kapazitäten erfolgen, bilanziert werden müssen und damit die Zuordnung aller Ausspeise- und Einspeisepunkte und der jeweils individuell gebuchten Kapazitätshöhe zu Bilanzkreisen zwingend erforderlich ist (§ 22 Abs. 1 S. 3 GasNZV).

(1) Die Nutzung von gebündelter Kapazität soll künftig durch die Abgabe nur einer Nominierungserklärung möglich sein. Der Transportkunde muss hierfür zunächst denjenigen Bilanzkreisverantwortlichen bestimmen, der für die gebündelte Nominierung verantwortlich ist, und dies den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern mitteilen (§ [3] Ziffer 2 Standardvertrag). Die Bestimmung eines zur Nominierung Verpflichteten ist erforderlich, damit es nicht zu Doppelnominierungen kommt.

Zudem muss im Fall der gebündelten Nominierung der nominierende Bilanzkreisverantwortliche von dem anderen Bilanzkreisverantwortlichen, in dessen Bilanzkreis sich die Nominierung auswirkt, hierzu in Textform gegenüber den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern einmalig

ermächtigt worden sein. Dieses Erfordernis ergibt sich aus den wirtschaftlichen und technischen Auswirkungen der Nominierung.

(2) Bevor gebuchte Kapazitäten genutzt werden können, ist es erforderlich, entsprechende Bilanzkreisverträge abzuschließen. Bei nicht gebündelter Kapazität reicht der Abschluss eines Bilanzkreisvertrages aus. Da gebündelte Kapazitäten aber die Zusammenfassung des Ausspeisepunktes in dem abgebenden und des Einspeisepunktes in dem aufnehmenden Marktgebiet darstellen, ist hier der vorherige Abschluss zweier Bilanzkreisverträge erforderlich. Die weiteren Implementierungspflichten sind nicht Gegenstand des Kapazitätsvertrages, sondern sind im Bilanzkreisvertrag zu regeln.

(3) Voraussetzung für die Nutzung gebuchter Kapazität ist des Weiteren, dass die technischen Rahmenbedingungen zuvor hergestellt wurden. Insbesondere sind in diesem Zusammenhang etwa erforderliche Registrierungen vorzunehmen oder vorab ein Kommunikationstest zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und dem benannten Bilanzkreisverantwortlichen erfolgreich durchzuführen.

(4) Die Einbringung von Day Ahead-Kapazität in die Bilanzkreise hat unverzüglich, grundsätzlich bis spätestens 18:00 Uhr des Tages vor dem Liefertag zu erfolgen (§ [3] Ziffer 4 Standardvertrag). Diese Regelung hat hinsichtlich des Zeitpunktes für die Einbringung eine Änderung gegenüber der Fassung des Standardvertrages in der überarbeiteten Fassung vom 15.10.2010 erfahren. Ursprünglich war vorgesehen, dass eine Einbringung in die Bilanzkreise bis 13:00 Uhr erfolgen sollte. Dieser Zeitpunkt musste nach hinten verlegt werden, nachdem der Zeitpunkt für die initiale Nominierung nicht mehr auf 10:00 Uhr, sondern auf 14:00 festgelegt wird. Die Kapazitätsversteigerung für Day Ahead-Produkte kann daher erst nach 14:00 Uhr starten, so dass für die Einbringung in die Bilanzkreise ein entsprechend späterer Zeitpunkt vorgesehen werden musste. Es wurde hier 18:00 Uhr als maßgeblicher Zeitpunkt gewählt, weil es aus Sicht der Beschlusskammer durchaus denkbar ist, dass auch am Nachmittag noch Kapazitäten über den Primär- und Sekundärmarkt erworben werden können.

(5) Die Vorgabe in § [3] Ziffer 5 Standardvertrag betrifft die Einbringung eines gebündelten Buchungspunktes in mehrere Bilanzkreise. Wünscht der Transportkunde eine Aufteilung der von ihm an einem gebündelten Buchungspunkt gebuchten gebündelten Kapazität auf verschiedene Bilanzkreise oder Subbilanzkonten, so wird dies über Ziffer 5 ermöglicht. Diese Möglichkeit besteht indes nicht für Day Ahead-Kapazität. Dies findet seinen Grund in dem Umstand, dass es sich bei der Buchung von Day Ahead-Kapazität um einen zeitkritischen Prozess handelt, der (zumindest zum jetzigen Zeitpunkt) keinen Raum für eine aufwändigere Bilanzkreiszuordnung lässt. Die Beschlusskammer hat insoweit die Anregungen der Fernleitungsnetzbetreiber aufgegriffen. Möchte der Transportkunde in solchen Fällen eine Aufteilung auf mehrere Bilanzkreise erreichen, steht es ihm frei, dies durch Abgabe mehrerer Gebote beim

Kapazitätserwerb verbunden mit der Angabe von jeweils unterschiedlichen Bilanzkreisen bei der Kapazitätsnutzung zu realisieren.

4.5.1.5. Rückgabe von Kapazität, § [4] Standardvertrag

In den folgenden Abschnitten werden die Festlegungen im Standardvertrag zur Kapazitätsrückgabe dargestellt (siehe folgenden Abschnitt 4.5.1.5.1.) und eingehend begründet (siehe folgenden Abschnitt 4.5.1.5.2.).

4.5.1.5.1. Regelungen im Standardvertrag

§ [4] Ziffer 1 des Standardvertrages greift die Freigabeverpflichtung in § 16 Abs. 1 S. 1 Alt. 2 GasNZV auf und regelt, dass der Transportkunde seine gebuchte feste Kapazität ganz oder teilweise, bezogen auf Buchungszeitraum und -höhe, über die gemeinsame Buchungsplattform jederzeit, spätestens jedoch bis 14:00 Uhr des Tages vor dem Liefertag, an die jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber zurückgeben kann. Die Rückgabe ist für beliebige in der Zukunft liegende Tage und für beliebige Anteile der ursprünglich gebuchten Kapazität möglich (vgl. § [4] Ziffer 4 Standardvertrag).

§ [4] Ziffer 2 stellt klar, dass gebündelte feste Kapazität nur gebündelt zurückgegeben werden kann. Die konkrete Abwicklung der Kapazitätsrückgabe und die Modalitäten der Vermarktung zurückgegebener Kapazitätsrechte werden in § [4] Ziffer 3 und 5 bis 7 und Ziffer 9 vorgegeben. In diesem Zusammenhang sind Regelungen zur Bestätigung der Rückgabe, zum Fortbestehen bzw. zur Befreiung von der Zahlungsverpflichtung und zur zeitlichen Reihenfolge der Vermarktung bei mehreren Rückgaben durch verschiedene Transportkunden vorgesehen.

§ [4] Ziffer 5 sieht vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die zurückgegebenen Kapazitäten zwar im Grundsatz nachrangig zu anderer für den betreffenden Zeitraum verfügbarer Primärkapazität, allerdings stets als Primärkapazität und deshalb nach den dafür geltenden Regelungen vermarkten. Hierbei können sie die zurückgegebenen Kapazitäten und ggf. noch verfügbare Primärkapazität zu Produkten mit längerer Laufzeit kombinieren. Im Fall der Rückgabe von Kapazitätsrechten ist jede Primärnutzung oder Sekundärvermarktung der zurückgegebenen Kapazitäten durch den Transportkunden ausgeschlossen, es sei denn, die zurückgegebene Kapazität konnte nicht vermarktet werden und wird dem Transportkunden daher wieder zur Verfügung gestellt (§ [4] Ziffer 8 Standardvertrag).

4.5.1.5.2. Gründe

Der Regelungsgegenstand des Festlegungsverfahrens hat durch das Inkrafttreten der neuen GasNZV Änderungen erfahren. Nach § 16 Abs. 1 GasNZV sind Transportkunden nunmehr bis zum Nominierungszeitpunkt verpflichtet, vollständig oder teilweise ungenutzte feste Kapazitäten unverzüglich entweder als Sekundärkapazitäten auf der vorgesehenen

Sekundärhandelsplattform anzubieten oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung zu stellen. Wenn Transportkunden mithin absehen können, dass sie ihre Kapazitäten nicht benötigen, haben sie neben dem Angebot auf dem Sekundärmarkt die Möglichkeit, die Kapazität an den Netzbetreiber zurückzugeben, der sie in das sonstige Kapazitätsangebot integriert. Nachdem das „ob“ der Rückgabe nunmehr in der Verordnung geregelt ist, befassen sich die Bestimmungen in § [4] Standardvertrag mit den Modalitäten der Rückgabe und der neuerlichen Vermarktung.

(1) Die Fernleitungsnetzbetreiber haben sowohl in dem Erörterungstermin am 13.08.2010 als auch in ihrer gemeinsamen Stellungnahme betont, die Umsetzung der neuen Vorgaben sei für sie mit erheblichen Problemen verbunden, da die Rückgabe von Kapazitäten als Prozess bislang nicht in den Vertragsmanagementsystemen vorgesehen sei und es daher einer Anpassung der IT-Systeme bedürfe. Diesen Umsetzungsschwierigkeiten hat die Beschlusskammer durch die Einräumung einer Übergangsfrist Rechnung getragen. Hierzu gilt im Einzelnen Folgendes:

Die Pflicht zur Freigabe ungenutzter Kapazitäten erfasst entsprechend der verordnungsrechtlichen Vorgaben unmittelbar alle Kapazitätsverträge – mithin auch Bestandsverträge – und ist ab Inkrafttreten der GasNZV umzusetzen. Die Rückgabe selbst ist daher von den Fernleitungsnetzbetreibern unabhängig von der Festlegung bereits seit dem 09.09.2010 zu ermöglichen, wobei die Art und Weise der Abwicklung in Ermangelung einheitlicher und massengeschäftstauglicher Vorgaben zunächst bilateral zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Kapazitätsinhaber erfolgen kann.

Soweit die Fernleitungsnetzbetreiber auf Umsetzungsschwierigkeiten bei der Anpassung und Implementierung von IT-Systemen abstellen, werden diese im Rahmen der Festlegungsentscheidung dergestalt berücksichtigt, dass die Einführung einheitlicher Verfahren für die Rückgabe von Kapazitätsrechten erst zu einem späteren Zeitpunkt verbindlich vorgegeben wird. Der Tenor zu Ziffer 1 bestimmt, dass die Regelungen zur Rückgabe von Kapazitäten gemäß § [4] Standardvertrag unbeschadet der Vorgaben der GasNZV erst zum 01.04.2012 umzusetzen sind. Diese Umsetzungsfrist betrifft ausschließlich die Modalitäten der Rückgabe, also etwa die Regelung, dass die Kapazitätsrückgabe über die gemeinsame Buchungsplattform abzuwickeln ist.

(2) Die Festlegungen zur Kapazitätsrückgabe betreffen ausschließlich feste Kapazitäten. Sie gelten sowohl für gebündelte als auch für nicht gebündelte Kapazitäten. Die Kapazitätsrückgabe kann alle gebuchten festen Kapazitäten umfassen oder nur Teile davon. Die Bestimmungen in § [4] Ziffer 1 und 4 Standardvertrag konkretisieren die insoweit gewählte Formulierung durch den Bezug auf den Buchungszeitraum und die Buchungshöhe. Beliebige Anteile der Kapazitätsrechte können sowohl als Tages-, Monats-, Quartals- oder Jahreskapazitäten zurückgegeben werden. Zur Sicherstellung des perspektivischen Übergangs zu

ausschließlichen Bündelprodukten ist geregelt, dass gebündelte Kapazität auch nur gebündelt zurückgegeben werden kann.

Die Regelung in § [4] Ziffer 1 S. 1, dass eine Rückgabe jederzeit, spätestens jedoch bis 14:00 Uhr des Tages vor dem Liefertag erfolgen kann, formt die verordnungsrechtliche Vorgabe in § 16 Abs. 1 S. 1 Hs. 1 GasNZV aus. Die Verordnung bestimmt, dass eine Rückgabe „bis zum Nominierungszeitpunkt“ zu erfolgen hat. Da im Rahmen der Festlegung zum Kapazitätsmanagement auch der späteste Zeitpunkt der initialen Nominierung geregelt wird (vgl. § 50 Abs. 1 Nr. 12 GasNZV), war bereits in den Regelungen zur Rückgabe von Kapazitätsrechten die maßgebliche Uhrzeit aufzunehmen, obgleich detaillierte Vorgaben zu Nominierung und Renominierung erst in § [5] Standardvertrag festgelegt werden.

(3) Die von den Fernleitungsnetzbetreibern einzurichtende Buchungsplattform wird ab 01.04.2012 eine zentrale Rolle bei der Abwicklung der Kapazitätsrückgabe spielen. Die Rückgabe selbst, deren Bestätigung und die weitere Vermarktung der Kapazitäten sind ab diesem Zeitpunkt ausschließlich über die Plattform abzuwickeln. Dies ermöglicht sowohl für die Fernleitungsnetzbetreiber als auch für die Transportkunden bundesweit einheitliche und massengeschäftstaugliche Prozesse für die Rückgabe der Kapazität.

(4) Die Vermarktung der zurückgegebenen Kapazität erfolgt nach § [4] Ziffer 5 Standardvertrag als Primärkapazität und nach den dafür geltenden Regeln. Dies bedeutet insbesondere die Vergabe über die Primärkapazitätsplattform (§ 12 Abs. 1 GasNZV) im Rahmen des dort anzuwendenden Versteigerungsverfahrens (§ 13 Abs. 1 GasNZV). Die Klarstellung in § [4] Ziffer 1 S. 2 Standardvertrag, dass nach der Rückgabe – außer im Fall einer nicht erfolgreichen Weitervermarktung – die Sekundärvermarktung ausgeschlossen ist, betrifft das in § 16 Abs. 1 GasNZV normierte Alternativverhältnis von Rückgabe (und der sich hieran anschließenden Primärvermarktung) und Sekundärhandel.

Der Standardvertrag sieht des Weiteren vor, dass zurückgegebene Kapazität nachrangig zu anderer für den betreffenden Zeitraum verfügbarer Primärkapazität vermarktet wird (§ [4] Ziffer 5 Standardvertrag). Diese Bestimmung berücksichtigt das berechtigte Interesse der Fernleitungsnetzbetreiber an der Sicherung ihrer Erlöse durch die vorrangige Vermarktung noch verfügbarer Kapazitäten und wirkt Hortungsanreizen entgegen. Eine gewisse Einschränkung erfährt der Grundsatz nachrangiger Vermarktung allerdings, indem auf den „betreffenden Zeitraum“ Bezug genommen wird. Diese Formulierung stellt klar, dass ungeachtet der Rückgabe stets längere Zeiträume vor kürzeren zu vergeben sind. Diese Aussage wird auch dadurch noch einmal unterstrichen, dass zurückgegebene Kapazität nach den für die Primärkapazität gelten Regelungen zu vermarkten ist. Kann also beispielsweise zurückgegebene Kapazität wieder zu einem Quartalsprodukt zusammengefügt werden, dann wäre dieses Quartalsprodukt zwar nachrangig zu noch „originär“ vorhandenen Quartalsprodukten zu vermarkten, aber vorrangig im Verhältnis zu noch „originär“ verfügbaren Monats- oder Tagesprodukten.

(5) Die Bestimmung in § [4] Ziffer 7 setzt Anreize für Transportkunden zur Rückgabe von Kapazitäten an den Fernleitungsnetzbetreiber i.S.v. § 50 Abs. 1 Nr. 11 GasNZV. Werden für einen Tag Kapazitäten von mehreren Transportkunden zurückgegeben, dann werden diese im Fall eines Angebotsüberhangs in der zeitlichen Reihenfolge des Eingangs der Rückgabe bei der Wiedervermarktung berücksichtigt. Insoweit wird ein Anreiz dafür geschaffen, nicht benötigte Kapazitäten möglichst früh zurückzugeben, um die Chance einer Vermarktung zu erhöhen und damit die Befreiung von der Zahlungsverpflichtung zu erreichen.

Die Beschlusskammer hat sich zum einen für diese Form des Anreizes entschieden, weil sie in der frühzeitigen Zurverfügungstellung nicht benötigter Kapazität den wesentlichen Vorteil sieht auch Produkte längerer Laufzeit wieder an den Markt zu bringen. Überdies ist die gewählte Variante einfacher abzuwickeln als etwa eine pro rata Vermarktung, die den Vorteil hätte, dass es zu jedem Zeitpunkt für den Transportkunden gleichermaßen attraktiv ist, Kapazitäten zurückzugeben.

(6) Die Regelungen zur Zahlungspflicht und zur Befreiung von der Zahlungsverpflichtung enthalten zunächst die Klarstellung, dass die bloße Bestätigung der Rückgabe den Transportkunden noch nicht von seiner Zahlungspflicht entbindet (§ [4] Ziffer 3 S. 2 Standardvertrag). Die Befreiung von der Zahlungspflicht erfolgt dem Grunde nach erst und nur im Umfang der neuerlichen Vermarktung der zurückgegebenen Kapazitäten. Die Höhe der Befreiung ist begrenzt. Sie richtet sich im Grundsatz nach dem erzielten Gesamterlös, erreicht jedoch maximal das regulierte Entgelt nach § 17 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV. Wurden die Kapazitäten im Rahmen einer Versteigerung erworben, so bleibt die Zahlungspflicht für die in der Auktion begründeten Aufschläge auf das regulierte Entgelt unberührt.

Diese Regelungen berücksichtigen zunächst, dass es für einen Übergangszeitraum zurückgegebene Kapazitäten geben wird, die noch unter dem altem Regime erworben wurden (first come first served) und solche, die bereits in den zu implementierenden Versteigerungsverfahren zugeteilt wurden. Des Weiteren wird klargestellt, dass bei der Rückgabe von Kapazitätsrechten keine Gewinne zu erzielen sind. Dies trägt nicht nur dem Umstand Rechnung, dass die Rückgabe im Zusammenhang mit der Freigabepflicht ungenutzter Kapazität zu sehen ist. Darüber hinaus steigt durch eine eventuell vorgenommene Kombination von zurückgegebener Kapazität die neuerliche Vermarktungschance. Überdies würde die Möglichkeit, mit der Kapazitätsrückgabe Gewinne erzielen zu können, einen falschen Anreiz zur Hortung von Kapazitäten setzen. Zudem dürfen auf dem Sekundärmarkt die Entgelte für gehandelte Kapazitäten die ursprünglich für die entsprechende Primärkapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlenden Entgelte nur unwesentlich überschreiten (§ 12 Abs. 2 S. 4 GasNZV), so dass auch bei einer erfolgreichen Sekundärverwertung der Kapazität nur unwesentliche Gewinne erzielt werden dürfen.

4.5.1.6. Nominierung und Renominierung, § [5] Standardvertrag

In den folgenden Abschnitten werden die Festlegungen im Standardvertrag zur Nominierung und Renominierung dargestellt (siehe folgenden Abschnitt 4.5.1.6.1.) und eingehend begründet (siehe folgenden Abschnitt 4.5.1.6.2.).

4.5.1.6.1. Regelungen im Standardvertrag

Während in § [3] Standardvertrag die Voraussetzungen für die Nutzung der gebuchten Kapazität geregelt werden, beschreiben die Regelungen in § [5] Standardvertrag die Nutzung selbst. Die Bestimmungen zur Nominierung und Renominierung gebuchter Kapazität setzen den Rahmen, in welchem der Transportkunde einen gewünschten Gastransport beim Netzbetreiber anmelden (Nominierung) und abändern kann (Renominierung).

Hierbei erfassen die Formulierungen des Standardvertrages die Abgabe von Nominierungs- und Renominierungserklärung sowohl für gebündelte als auch für nicht gebündelte Kapazität. § [5] Ziffer 1 greift die Regelung in § [3] Ziffer 2 auf. Der Transportkunde bestimmt einen Bilanzkreisverantwortlichen, der für die Abgabe von Nominierungs- und Renominierungserklärung zuständig ist. Die zentrale und vieldiskutierte Frage, bis zu welchem Zeitpunkt die Abgabe der initialen Nominierungserklärung zur Nutzung fester Kapazität spätestens abgegeben werden muss, wird in § [5] Ziffer 2 geregelt. Dieser gibt vor, dass die initiale Nominierung bis 14:00 Uhr des Tages vor dem Liefertag erfolgen muss.

§ [5] Ziffer 3 betrifft die Möglichkeit, die Nominierungserklärung nachträglich abzuändern und regelt zugleich den Umfang der Einschränkung dieses Renominierungsrechts. Die Bestimmungen in § [5] Ziffer 3 sind im Zusammenhang mit der in § [5] Ziffer 7 festgelegten Ausnahme zu lesen. Auf Transportkunden, die weniger als 10% der ausgewiesenen technischen Jahreskapazität am Buchungspunkt fest gebucht haben, findet die Renominierungsbeschränkung keine Anwendung.

In § [5] Ziffer 8 wird festgelegt, wie im Rahmen der Nominierung und Renominierung mit der Konstellation umzugehen ist, bei der mehrere Transportkunden einen Buchungspunkt in den gleichen Bilanzkreis einbringen. § [5] Ziffer 9 Standardvertrag regelt die Abgabe der Nominierungserklärung. Insbesondere wird festgelegt, dass die Nominierung einer gebündelten Kapazität durch die Abgabe einer einheitlichen „gebündelten“ Nominierungserklärung erfolgt. § [5] Ziffer 10 betrifft die Nominierung von Day Ahead-Kapazitäten und schließt in diesem Zusammenhang eine Renominierung aus.

Die übrigen Bestimmungen in § [5] Standardvertrag enthalten Vorgaben zu verschiedenen Abwicklungsfragen, insbesondere zum Umgang mit verspätet abgegebenen Nominierungen und Renominierungen, die den zulässigen Umfang über- bzw. unterschreiten.

4.5.1.6.2. Gründe

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

(1) Dieser Ausgleich sollte nach dem ursprünglichen Konzept in der Einleitungsverfügung und auch der zur Konsultation gestellten überarbeiteten Fassung des Standardvertrages noch durch ein Zusammenwirken von Renominierungsbeschränkung und Vorverlegung der initialen Nominierung auf 10:00 Uhr hergestellt werden. In Auswertung der zahlreichen Stellungnahmen ist die Beschlusskammer nunmehr zu der Überzeugung gelangt, dass sich die wettbewerbsbelebenden Effekte eines Day Ahead-Kapazitätsmarktes bereits durch die isolierte behutsame Einschränkung des Renominierungsrechts erreichen lassen und es zur Zusammenführung der Gashandelsmärkte – soweit diese nicht bereits stattgefunden hat – zunächst ausreicht, den Zeitpunkt der initialen Nominierung bei dem derzeit praktizierten Zeitpunkt (14:00 Uhr) zu belassen (§ [5] Ziffer 2 Standardvertrag).

Die Kapazitätsversteigerung für Day Ahead-Produkte kann daher zwar erst nach 14:00 Uhr starten. Da der börsliche und vor allem der außerbörsliche Gashandel in der Regel bis 18:00 Uhr andauert, ist eine Vergabe der Day Ahead-Kapazitäten aus Sicht der Beschlusskammer immer noch ausreichend, um Handelsgeschäfte und dann auch Transporte durchführen zu können.

Ferner war ausschlaggebend für das Festhalten am bisher praktizierten Zeitpunkt 14:00 Uhr (vgl. EASEE-gas), dass die Bilanzierungsprozesse auf diesen Zeitpunkt aufbauen. Nach der Festlegung zum Bilanzkreisvertrag soll die Belieferung von Kunden mit Standardlastprofil („SLP“) im Rahmen der Tagesbilanzierung nicht zu Abweichungsrisiken führen (BNetzA, Beschluss vom 28.05.2008, Az. BK7-08-002, „GABi Gas“, S. 28 sowie Anlage 2: § [9] Ziffer 4 lit. (c) Standardbilanzkreisvertrag Gas). Diesem Grundsatz ist dadurch Rechnung zu tragen, dass Lieferanten die Informationen zum prognostizierten Verbrauch solcher SLP-Kunden vor Abgabe ihrer Einspeisenominierung erhalten. In vielen Stellungnahmen wurde deshalb gefordert, der Zeitpunkt für die Übermittlung solcher Daten sei ebenfalls nach vorn zu verlegen, wenn der Nominierungszeitpunkt auf 10:00 Uhr verlegt werde (bne, EnBW, RWE S&T, Statkraft). Hiergegen wurde in vielen Stellungnahmen eingewandt, dies führe zu einer schlechteren Prognose und damit zu einem erhöhten Regelenergiebedarf (bdew, EFET, BP, MVV, RWE Vertrieb). Die Beschlusskammer teilt diese Bedenken derzeit gerade auch vor dem Hintergrund steigender Regel- und Ausgleichsenergieumlagen in den Marktgebieten und hat sich deshalb für eine Beibehaltung des Nominierungszeitpunktes 14:00 Uhr entschieden. Schließlich wird zwar

auch auf europäischer Ebene über eine Vorverlegung der Nominierung diskutiert, eine Vorgabe hierfür fehlt jedoch sogar in den entsprechenden Entwürfen (vgl. Ziffer 5. ERGEG-Entwurf CMP).

Dies bedeutet allerdings nicht, dass dies auch in Zukunft so bleiben muss. Vielmehr wird die Beschlusskammer die Lage auf dem Day Ahead-Kapazitätsmarkt beobachten und auch weiterhin eine Vorverlegung des Nominierungszeitpunktes in Betracht ziehen, sollten hier keine Fortschritte zu verzeichnen sein. Die Beschlusskammer empfiehlt Ausspeisenetzbetreibern, Fernleitungsnetzbetreibern und Marktgebietsverantwortlichen, weiterhin an der Verbesserung der Effizienz des Austauschs von Bilanzierungsdaten zu arbeiten und sich bereits frühzeitig auf eine eventuelle Vorverlegung vorzubereiten.

Day Ahead-Kapazitäten müssen nach § [5] Ziffer 10 bis 20:00 Uhr nominiert werden. Hintergrund dieser späten Nominierung ist, dass noch ein ausreichendes Zeitfenster für den Abschluss von Handelsgeschäften, welche heutzutage schon bis 18:00 Uhr stattfinden, zur Verfügung stehen muss.

(2) Die in § [5] Ziffer 3 Standardvertrag vorgesehene behutsame 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. Entgegen einiger weniger Marktteilnehmer, die einer Renominierungsbeschränkung generell ablehnend gegenüber stehen (Fluxys), sind die meisten Marktteilnehmer trotz teilweiser Bedenken hinsichtlich des Eingriffs in bestehende Verträge bereit, die geringe Einschränkung der Renominierungsrechte zur Ermöglichung kurzfristiger Kapazitätsprodukte hinzunehmen bzw. begrüßen diese sogar ausdrücklich (BDEW, bne, GEODE, VIK u.a.)

Eine Beschränkung des Renominierungsrechts erfolgt insoweit unter zwei Gesichtspunkten:

- Renominierungen sollen zunächst unabhängig von der Höhe initialer Nominierungen bis auf 90 % bzw. bis auf 10 % der gebuchten Kapazität möglich sein (§ [5] Ziffer 3 S. 2 Standardvertrag). Nominiert der Bilanzkreisverantwortliche von 100 gebuchten Einheiten beispielsweise 55, dann dürfen von der nicht nominierten Menge (also 45 Einheiten) weitere 35 Einheiten renominiert werden. Benötigt der tatsächlich abzuwickelnde Transport daher mehr Kapazitäten als erwartet, so kann bis auf 90 Einheiten nach oben renominiert werden. Ist der durchzuführende Transport geringer, so kann mittels der Renominierung bis auf 10 Einheiten nach unten korrigiert werden. Der Fernleitungsnetzbetreiber weiß daher bereits bei Abgabe der initialen Nominierung und mithin spätestens um 14:00 Uhr, dass er jeweils 10 Kapazitätseinheiten dieses Bilanzkreisverantwortlichen Day Ahead als feste Kapazitäten in bzw. entgegen der Transportrichtung des Bilanzkreisverantwortlichen vermarkten und neuen Marktteilnehmern zur Verfügung stellen kann. Diese Regelung ermöglicht es, dem Markt

festen Transportkapazitäten auch in der Flussrichtung zur Verfügung zu stellen, in der ein physischer Transport technisch nicht durchführbar ist. Da sicher 10 bzw. 90 Einheiten des Bilanzkreisverantwortlichen transportiert werden, können diese auch in Gegenrichtung fest vermarktet werden.

- Bei besonders hohen initialen Nominierungen, also solchen, die 80 % der Buchung des Transportkunden übersteigen, wird das Renominierungsrecht auf die Hälfte des nicht nominierten Bereiches begrenzt. Analog wird für besonders niedrige initiale Nominierungen ($\leq 20\%$ der Buchung des Transportkunden) verfahren, in dem hier die Hälfte des nominierten Bereichs für eine Renominierung genutzt werden kann. Nominiert der benannte Bilanzkreisverantwortliche von 100 gebuchten Einheiten beispielsweise 90, dann dürfen von den nicht nominierten 10 Einheiten lediglich weitere 5 Einheiten renominiert werden. Die von der Renominierungsbeschränkung erfassten 5 Kapazitätseinheiten stehen wiederum für die Day-Ahead-Vermarktung zur Verfügung.

Der Standardvertrag sieht in § [5] Ziffer 7 eine Ausnahme von der Renominierungsbeschränkung für Netznutzer vor, die insgesamt, das heißt in Summe über alle Kapazitätsbuchungen am betreffenden Buchungspunkt, weniger als 10 % der ausgewiesenen technischen Jahreskapazität gebucht haben. Zur Berechnung der 10%-Grenze werden erfolgte Einzelbuchungen zusammengefasst betrachtet. Dieser Ausnahme liegt die Überlegung zugrunde, dass kleine Portfolien einen geringeren Portfolioeffekt aufweisen und zugleich in vielen Fällen über geringere Flexibilitätsinstrumente verfügen (vgl. auch bne, GEODE, VIK u.a.). Überdies rechtfertigt der bei kleineren Portfolien zu erzielende Effekt der Renominierungsbeschränkung auch nicht den für die Fernleitungsnetzbetreiber zweifelsohne entstehenden Aufwand (etwa bei der Berechnung). Im Rahmen ihrer Entscheidungsbefugnisse war von der Beschlusskammer auch zu prüfen, ob der Nutzen der beabsichtigten Festlegung in einem angemessenen Verhältnis zu den damit für die Netzbetreiber und Netznutzer verbundenen Kosten steht (vgl. Begr. zu GasNZV § 50, BR Drs. 312/10 vom 20.05.2010, S. 108). Daher soll in diesen Fällen keine Begrenzung der Renominierung wirken.

Die grundsätzliche Einschränkung der Renominierung entspricht zudem dem aktuellen Stand der europäischen Überlegungen (vgl. Ziffer 5 ERGEG-Entwurf CMP), auch wenn hier Abweichungen im Detail zu vermuten sind. Da die europäischen Diskussionen bisher über das Entwurfsstadium nicht hinausgekommen sind, kam eine unmittelbare Übernahme der derzeitigen Überlegungen zum jetzigen Zeitpunkt nicht in Betracht.

(3) Der Standardvertrag implementiert des Weiteren verschiedene Regelungen, die sicherstellen sollen, dass die Vorgaben zur Einschränkung des Nominierungsrechts nicht umgangen werden. Insoweit bestimmt § [5] Ziffer 5, dass der Teil einer Renominierung, der die zulässigen Grenzen überschreitet, wie eine Nominierung von unterbrechbarer Kapazität behandelt wird und zuerst unterbrochen wird. Es ist also ausgeschlossen, dass den Transportkunden aus der

Nichtbeachtung der Renominierungsgrenzen ungerechtfertigte Vorteile erwachsen. § [5] Ziffer 10 Standardvertrag nimmt den gesamten Bereich der Day-Ahead-Kapazität per se von der Möglichkeit zur Renominierung aus. Die Untersagung der Renominierung von Day-Ahead Kapazitäten soll hierbei verhindern, dass sich der ursprüngliche Kapazitätsinhaber über einen Erwerb der Day-Ahead-Kapazität letztlich Flexibilitäten zurückkauft, anstatt bedarfsgerecht und wohlüberlegt zu nominieren.

(4) Die Regelungen in § [5] Ziffer 8 berücksichtigen Fälle, in denen mehrere Transportkunden einen Buchungspunkt in denselben Bilanzkreis einbringen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben insbesondere im Rahmen der Anhörung am 13.08.2010 darauf hingewiesen, dass sich in diesen Konstellationen Abwicklungsfragen bei der Nominierung und Renominierung stellen. Insbesondere muss es möglich sein, transportkundenscharfe Renominierungsbeschränkungen zu berechnen und zuzuordnen. Die Beschlusskammer ist der Auffassung, dass hier eine Lösung über die Bildung von Sub-Bilanzkonten für jeden Transportkunden in diesem Bilanzkreis gefunden werden kann. Die Nominierung erfolgt in diesem Fall auf das jeweilige Sub-Bilanzkonto. Bei der Berechnung der Grenzen einer zulässigen Renominierung ist dann eine Einzelbetrachtung jedes Sub-Bilanzkontos und somit transportkundenscharf möglich. Werden keine Sub-Bilanzkonten eingerichtet, wird für die Anwendung der Renominierungsbeschränkung die Summe der Kapazitäten am Buchungspunkt im Bilanzkreis für jeden Transportkunden insgesamt zu Grunde gelegt.

Die Regelungen in § [5] Ziffer 9 runden die verschiedenen Vereinfachungen für Transportkunden im Rahmen des neugestalteten Kapazitätsmanagementsystems ab. Wenn die Buchung von gebündelter Kapazität dem Transportkunden ermöglichen soll, in einem Schritt aus einem Markt in den angrenzenden Markt zu kommen, reicht es hierfür nicht aus, dass der Transportkunde die Möglichkeit hat, ein Bündelprodukt zu erwerben. Vielmehr muss zusätzlich sichergestellt werden, dass er dieses Produkt auch möglichst unkompliziert nutzen kann. Nur dann wird sein Transaktionsaufwand deutlich verringert. Dies wird durch die Einführung einer gebündelten Nominierungserklärung erreicht. Im Zusammenwirken von Bündelbuchung und gebündelter Nominierung wird es dem Transportkunden künftig ermöglicht, einen marktgebietsüberschreitenden Transport mittels einer Buchung und einer Nominierungserklärung abzuwickeln.

(5) Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in ihrer letzten Stellungnahme vom 29.10.2010 geltend gemacht, dass insbesondere die Ermittlung der Renominierungsbeschränkung bislang nicht in den Nominierungssystemen etabliert sei und deshalb neu entwickelt und implementiert werden müsse. Dies umfasse zunächst die Einrichtung der dafür notwendigen Nachrichtenprozesse inklusive der Einführung eines neuen Nominierungsformates und die Übertragung der im Rahmen der Renominierungsbeschränkung ermittelten zusätzlichen Kapazitäten an das jeweilige Kapazitätsmanagementsystem. Da es sich hierbei um eine der wesentlichen Neuerung

des Kapazitätsmanagements handelt, ist die dafür notwendige Schnittstelle bisher nicht vorhanden. Darüber hinaus müssen sowohl die Kapazitätsmanagementsysteme als auch die Nominierungssysteme so erweitert werden, dass diese Nachrichten ausgetauscht werden können. Da dieser Datenaustausch in sehr engen Zeitfenstern erfolgen muss (rechtzeitig vor Beginn der Day Ahead-Auktion), sind die qualitativen Anforderungen an die Systeme und die Schnittstellen entsprechend hoch. Diesen Umsetzungsschwierigkeiten bei der Anpassung und Implementierung von IT-Systemen wird im Rahmen der Festlegungsentscheidung dergestalt Rechnung getragen, dass die Regelungen zur Nominierung und Renominierung gemäß § [5] Standardvertrag unbeschadet der Vorgaben der Gasnetzzugangsverordnung erst zum 01.04.2012 umzusetzen sind.

4.5.1.7. Keine Festlegung von nicht mit der Neuordnung des Kapazitätsmanagements in unmittelbarem Zusammenhang stehenden Regelungen

Das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegte Standardangebot vom 30.04.2010 sah eine Reihe von Regelungen vor, die nicht in unmittelbarem Zusammenhang mit der Neuordnung des Kapazitätsmanagements stehen. Die Beschlusskammer hat sich entschlossen, diese Regelungen nicht in die vorliegende Festlegung einzubeziehen.

(1) Hauptgrund für diese Entscheidung ist, dass in diesem Festlegungsverfahren möglichst rasche Grundentscheidungen über die Neustrukturierung eines Kapazitätsmanagements getroffen werden sollen (vgl. auch BNetzA, Beschluss vom 28.05.2008, Az. BK7-08-002, „GABI Gas“, S. 52 ff.). Einen Kapazitätsvertrag komplett festzulegen, hätte noch mehr Zeit in Anspruch genommen, da auch die „Randbereiche“ komplex und vielschichtig sind. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Verbände derzeit eine neue Kooperationsvereinbarung erarbeiten, die in der Anlage einen komplett standardisierten Kapazitätsvertrag enthalten soll (vgl. auch § 3 Abs. 3 GasNZV).

Die Beschlusskammer behält sich jedoch vor, andere Fragen des Kapazitätsvertrages zu einem späteren Zeitpunkt zu standardisieren. Im vorliegenden Verfahren kam es der Beschlusskammer aber vor allem darauf an, die Grundfragen der Buchung und Nutzung von Kapazitäten zu lösen.

(2) Aus diesen Gründen ist aus der Nichtfestlegung der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Regelungen (z.B. zum Vertragsschluss, § 4 des Standardangebots der Fernleitungsnetzbetreiber, oder zu Haftungsfragen, § 9 des Standardangebots der Fernleitungsnetzbetreiber) weder zu schließen, dass die betroffenen Materien aus Sicht der Beschlusskammer keiner gesonderten Regelung bedürften, noch dass gegen die vorliegende Ausgestaltung dieser Regelungen im Rahmen eines Standardvertrages grundsätzlich materielle Bedenken der Beschlusskammer bestehen. Vielmehr geht die Beschlusskammer davon aus, dass die festgelegten Vertragsklauseln (Anlage 1) nicht abschließend sind. Insoweit können und

müssen die Fernleitungsnetzbetreiber den festgelegten Standardkapazitätsvertrag Gas um weitere für die Abwicklung des Netzzugangs erforderliche Vertragsmaterien ergänzen.

Zudem waren in diesem Festlegungsverfahren auch nicht die Grundsätze der internen Bestellung zu regeln (so aber ENSO). Im Rahmen des Standardkapazitätsvertrages, der zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Transportkunde abgeschlossen wird, spielt die netzbetreiberinterne Abwicklung des Netzzugangs, d.h. das Verhältnis zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Ausspeisenetzbetreiber, keine Rolle. Zudem wurde das Verfahren nicht auf Regelungen zur internen Bestellung erstreckt. Da der Konzeption und Abwicklung der internen Bestellung jedoch eine erhebliche Relevanz beim internen Kapazitätsmanagement im Marktgebiet zukommt, wird sich die Beschlusskammer diesen Fragen – wie auch bisher – in anderen Zusammenhängen (z.B. Begleitung der Überarbeitung der Kooperationsvereinbarung) zuwenden.

(3) Ferner ist davon auszugehen, dass einige Regelungen des Standardkapazitätsvertrages Gas auch in anderen Verträgen umgesetzt werden müssen. Dies gilt insbesondere für die Regelungen zur Nominierung und Renominierung, die auch im Bilanzkreisvertrag abgebildet werden müssen. Ungeachtet dessen sind sie im Kapazitätsvertrag zutreffend verortet, da sie unmittelbar die Nutzung der Kapazitätsrechte betreffen.

4.5.2. Festlegung zu Ausnahmen für Grenzkopplungspunkte und Bestandsverträge hinsichtlich des Bündelungsgebots (Tenor zu 2.)

Die Ausnahmeregelung zur Bündelung von Kapazitäten in Ziffer 2. des Tenors ist in ihrer konkreten Ausgestaltung rechtmäßig. Insbesondere hat die Beschlusskammer ihr Auswahlermessen hinsichtlich der von der Bündelungspflicht ausgenommenen Tatbestände fehlerfrei ausgeübt. Dies gilt sowohl für die in Ziffer 2 lit. a) geregelte Ausnahme für Grenzkopplungspunkte als auch für die in Ziffer 2 lit. b) festgelegte Ausnahmeregelung für Altverträge.

(1) Nach Ziffer 2. lit. a) S. 1 Hs. 1 muss eine Bündelung von Kapazitäten gemäß [§ 4] Standardvertrag nicht vorgenommen werden, soweit und solange der ausländische Netzbetreiber dies für den jeweiligen Grenzkopplungspunkt nicht ermöglicht. Die Formulierung entfaltet in zweierlei Hinsicht eine Regelungswirkung in Bezug auf die Pflicht zur Bündelung von Kapazitäten:

Erstens stellt Ziffer 2. lit. a) S. 1 Hs. 1 klar, dass in diesem Fall die Regelungen des Standardvertrages zur Kapazitätsbündelung an dem betreffenden Punkt nicht gelten, wobei alle anderen Vorgaben indes auf die dann nicht gebündelte Kapazität durch den Fernleitungsnetzbetreiber anzuwenden sind. Beispielsweise gelten selbstverständlich die Einschränkungen des Renominierungsrechts auch für nicht gebündelte Kapazitäten. Ziffer 2. lit. a) hat insoweit vor allem klarstellenden Charakter. Hintergrund der Regelung ist, dass die

Beschlusskammer ausländische Netzbetreiber an Grenzübergangspunkten nicht verpflichten kann.

Zweitens werden die von der Festlegung betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die Kapazitätsbündelung dann vorzunehmen, wenn der ausländische Netzbetreiber dies ermöglicht. Die Regelung verfolgt daher die konsequente Umsetzung der Pflicht zur Kapazitätsbündelung im Rahmen des rechtlich möglichen auch an den Grenzen der Bundesrepublik Deutschland. Insoweit gelten die genannten Erwägungen für die Vorgabe von Bündelprodukten und den schrittweisen Übergang zu ausschließlichen Bündelbuchungen auch hier entsprechend (siehe oben, Abschnitt 4.5.1.2.).

(2) Die Regelung in Ziffer 2. lit. a) Satz 2 setzt Anreize zur Umsetzung einer grenzüberschreitenden Kapazitätsbündelung, indem Abweichungen von anderen Regelungen des Standardkapazitätsvertrages erlaubt werden, wenn inländischer und ausländischer Fernleitungsnetzbetreiber dergestalt zusammenarbeiten, dass sie eine Bündelung von grenzüberschreitenden Kapazitätsprodukten ermöglichen. Die Beschlusskammer berücksichtigt hier Konstellationen, in denen divergierende nationale Vorgaben eine vertiefte Zusammenarbeit über nationale Grenzen hinweg verhindern würden. Hier bedarf es flexibler Lösungsansätze. Eine konkrete grenzüberschreitende Kooperation soll dann ermöglicht werden, wenn das übergeordnete Ziel der Bündelung von Kapazitätsprodukten erreicht wird. Damit wird die Verwirklichung des europäischen Binnenmarktes aktiv vorangetrieben (vgl. § 1 Abs. 3 EnWG).

Bei der konzeptionellen Ausarbeitung dieser Ausnahmeregelung hat die Beschlusskammer insbesondere zwei Initiativen im Blick. Dies sind die Projekte GATRAC (Gas Transport Cooperation) und Link4Hubs. GATRAC ist ein Projekt der ONTRAS VNG Gastransport GmbH und der NET4GAS s.r.o., welches einen Gastransport zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik in beide Richtungen über die Buchung von fester gebündelter Day Ahead-Kapazität ermöglicht. In Abweichung von den Regelungen im Standardvertrag (§ [5]) gilt etwa der Grundsatz „nominiert wie gebucht“. Link4Hubs ist ein gemeinsames Angebot der drei Netzbetreiber Gasunie Deutschland Transport Services (Gasunie Deutschland), Deutschland, Energinet.dk, Dänemark, und Gas Transport Services B.V. (GTS), Niederlande, welches Möglichkeiten für den grenzüberschreitenden Handel mit Erdgas in Nordwest-Europa eröffnet. Auch das Link4Hubs-Projekt realisiert die Buchung fester grenzüberschreitender (gebündelter) Day Ahead-Kapazität. Auch hier gilt in Abweichung von den Regelungen im Standardvertrag (§ [5]) der Grundsatz „nominiert wie gebucht“. Die Beschlusskammer bewertet diese Initiativen positiv und verfolgt mit der Tenorierung den Zweck, diese und ähnliche Projekte zu fördern und nicht etwa zu blockieren.

(3) Die Regelung in Ziffer 2. lit. b) erster Halbsatz des Tenors bestimmt, dass Altverträge von der Pflicht zur Bündelung ausgenommen werden. Kapazitäten, die bis zum 31.07.2011 kontrahiert wurden und werden, unterliegen nicht dem Bündelungsgebot. Die Einleitungsverfügung sah

noch vor, dass die Vorgaben zur Bündelung von Kapazitäten verpflichtend auch in bereits bestehenden Kapazitätsverträgen umzusetzen sind. Hiergegen wurden in den kritischen Stellungnahmen sowohl rechtliche als auch praktische Bedenken geäußert (BDEW, bne, E.ON, RWE S&T). Diejenigen Marktteilnehmer, die eine sofortige Umstellung auf ausschließliche Bündelbuchungen begrüßten (MVV, Statkraft), haben sich demgegenüber lediglich darauf beschränkt, dies zum Ausdruck zu bringen, ohne jedoch konkrete Lösungsvorschläge für die schwierigen Umsetzungsfragen zu unterbreiten. Obgleich die Beschlusskammer nach wie vor davon ausgeht, dass ihr die GasNZV in rechtlicher Hinsicht eine Festlegungskompetenz einräumt, auch die Umstellung von Altverträgen vorzugeben, hat sie hiervon Abstand genommen. Die Umsetzung der sofortigen Umstellung aller Kapazitätsverträge hätte nicht nur zur Folge gehabt, dass sämtliche Lieferverträge neu zu verhandeln gewesen wären. Es hätten darüber hinaus alle Kapazitäten neu allokiert werden müssen. Gerade hier stellen sich eine Reihe von Abwicklungsproblemen, da Ausspeise- und Einspeisekapazitäten derzeit häufig von unterschiedlichen Marktteilnehmern gehalten werden.

Die Beschlusskammer hat sich daher für eine Lösung entschieden, die gleichermaßen dazu geeignet ist, einen Übergang zu ausschließlichen Bündelbuchungen zu vollziehen, allerdings Umsetzungsprobleme und den Eingriff in bestehende Verträge vermeidet. Da die Fernleitungsnetzbetreiber nach §12 Abs. 1 GasNZV verpflichtet sind, bis zum 01.08.2011 eine gemeinsame Plattform für die Vergabe von Kapazitäten einzurichten, wurde der 31.07.2011 als Stichtag für die Bestimmung von solchen Kapazitätsverträgen ausgewählt, die zwingend der Pflicht zur Kapazitätsbündelung unterliegen. Hierdurch wird gewährleistet, dass sämtliche Verträge, die über die Plattform vergeben werden, einheitlichen Regelungen unterfallen. Zudem wird eine doppelte Umstellung – entweder vor oder nach Umsetzung der Plattform – verhindert. Damit werden die vorzunehmenden IT-Umstellungen bei den Fernleitungsnetzbetreibern auf einen Zeitpunkt konzentriert und damit der Aufwand verringert.

(4) Obgleich Altverträge von einer Pflicht zur Bündelung ausgenommen werden, ermöglicht Ziffer 2. lit. b) Hs. 2 des Tenors eine Umstellung dieser Verträge auf die Kapazitätsbündelung. Verlangt ein Transportkunde, der Ausspeise- und damit korrespondierende Einspeisekapazität hält, die Umstellung seines Vertrages, so wird der Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, diesem Verlangen nachzukommen. Diese Regelung steht selbstverständlich unter dem Vorbehalt der Regelung in Ziffer 2 lit. a) S. 1 des Tenors. Ein ausländischer Netzbetreiber kann durch die Festlegung nicht verpflichtet werden. Wenn mithin eine Bündelung gemäß Ziffer 2 lit. a) S. 1 des Tenors generell nicht angeboten werden muss, weil ein ausländischer Netzbetreiber diese nicht ermöglicht, kann der Transportkunde eine Umstellung seines Vertrages auch nicht nach Ziffer 2. lit. b) Hs. 2 des Tenors erreichen.

Insgesamt hat die Beschlusskammer ihr Auswahlermessen dahingehend ausgeübt, dass ein Zusammenspiel der Regelungen einen behutsamen, aber perspektivisch ausschließlichen

Übergang zur Buchung gebündelter Kapazitäten gewährleisten soll. Erstens wird vorgegeben, dass auf der Plattform vergebene Kapazitäten grundsätzlich nur noch als Bündelprodukte vergeben werden. Zweitens wird für Bestandsverträge die Umstellung auf gebündelte Kapazität bei Vorliegen der Voraussetzungen auf Wunsch des Transportkunden ermöglicht. Schließlich gewährleistet die Harmonisierungsklausel in § [2] Ziffer 2 S. 5 des Standardvertrages, dass bei Auslaufen von Altverträgen auf der „einen Seite“ eines Buchungspunktes eine separate Buchung dieser Seite nur maximal bis zum Ende der Laufzeit des Altvertrages auf der „anderen Seite“ möglich ist.

4.5.3. Festlegung zur Erweiterung der Informations- und Veröffentlichungspflichten (Tenor zu 3.)

Die mit Ziffer 3 des Tenors festgelegten Veröffentlichungspflichten sind in ihrer konkreten Ausgestaltung ebenfalls ermessensfehlerfrei. Dies ergibt sich vor allem aus grundsätzlichen Erwägungen zum Transparenzgebot beim Kapazitätsmanagement sowie den Begründungen zu den im Einzelnen festgelegten Veröffentlichungspflichten.

(1) Die Veröffentlichung der in Ziffer 3 des Tenors festgelegten Informationen und die dadurch geschaffene Transparenz stellen eine zentrale Voraussetzung für ein funktionierendes Kapazitätsmanagement dar. Transparenz in der Anwendung aller Verfahren im Zusammenhang mit dem Kapazitätsmanagement zählt zu den elementaren Voraussetzungen für einen diskriminierungsfreien Netzzugang. Entsprechend sollten Netzbetreiber dem Markt alle relevanten Kapazitätsinformationen zur Verfügung stellen, d.h. über angebotene Produkte informieren und die Verfügbarkeit dieser Produkte veröffentlichen. Um ein möglichst hohes Maß an Transparenz zu erreichen, ist es erforderlich, dass allen Marktteilnehmern die zu veröffentlichenden Informationen zeitnah zur Verfügung stehen. Die Festlegung ergänzt insoweit die bereits bestehenden Veröffentlichungspflichten, insbesondere nach Art. 18 Abs. 3 i.V.m. Ziffer 3.3.1. des Anhangs I der FernleitungsVO n.F. und § 40 GasNZV.

(2) So müssen die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen, für welche Grenzkopplungspunkte sie die Ausnahme nach Ziffer 2. lit. a) des Tenors in Anspruch nehmen (Ziffer 3 lit. b) des Tenors). Hierdurch können sich Marktteilnehmer frühzeitig darauf einstellen, dass die grundsätzlich erforderliche Bündelung an den entsprechenden Punkten nicht angeboten wird.

Zudem muss veröffentlicht werden, wenn Kapazitätsverträge mit Zuordnungsaufgaben oder Nutzungseinschränkungen angeboten werden (Ziffer 3 lit. d) des Tenors). Damit wird die bisher weitgehend intransparente Verknüpfung der Punkte und Verträge mit solchen Zusatzbedingungen öffentlich, so dass Marktteilnehmer ggf. ihre Anfragen darauf ausrichten und auf der Basis des Nichtdiskriminierungsgrundsatzes auch durchsetzen können.

(3) Die Mitteilungspflichten an die Beschlusskammer sollen vor allem der Überwachung der praktischen Wirksamkeit der Festlegung und damit auch die Entscheidung über eventuell erforderlich werdende Weiterentwicklungen ermöglichen.

Dies gilt insbesondere für die Mitteilung, ob und wenn ja unter welchen Voraussetzungen Bündelprodukte angeboten werden. Nur eine Kenntnis dieser Umstände versetzt die Beschlusskammer in die Lage, einer Ausnahmeregelung an einem Grenzübergangspunkt zu widersprechen (Ziffer 3. lit. a)) oder etwa einen Überblick über den Entwicklungsstand des Übergangs zu ausschließlichen Bündelbuchungen an Marktgebietsgrenzen zu erlangen (Ziffer 3. lit. b) und c)).

Um einer Umgehung der Renominierungseinschränkung durch strategische Nominierungen entgegenzuwirken, die sich nicht an dem real erwarteten Bedarf orientieren, werden die Fernleitungsnetzbetreiber in Ziffer 3. lit. e) verpflichtet, die Nominierungs- und Renominierungsdaten zu speichern und der Beschlusskammer auf Nachfrage zu übermitteln. Sollten insoweit Fehlentwicklungen erkennbar werden, wäre ggf. nachzusteuern, indem engere Grenzen des Renominierungsrechts festgesetzt werden. Diese Mitteilungspflicht dient mithin ebenfalls der Stärkung des neuen Kapazitätsmanagementsystems und damit der Absicherung der wettbewerbsbelebenden Effekte des Day Ahead-Kapazitätshandels. Die zum Teil kritisierte Länge der Aufbewahrungspflicht von fünf Jahren (12 FNB) ist aus Sicht der Beschlusskammer insbesondere deshalb angemessen und praktikabel, weil Art. 20 FernleitungsVO n.F. den gleichen Zeitraum für die Aufbewahrung von zu veröffentlichenden Informationen vorsieht.

4.5.4. Festlegung zu Anforderungen an die Primärkapazitätsplattform (Tenor zu 4.)

Die mit Ziffer 4. des Tenors festgelegten konkreten Anforderungen an die Primärkapazitätsplattform sind ebenfalls rechtmäßig. Dies gilt sowohl für die Verpflichtung zur Selbständigkeit der Plattform und Massengeschäftstauglichkeit der Prozesse als auch für die Anforderung zur Dokumentation der Transaktionen.

(1) Nach Ziffer 4 lit. a) ist die Plattform als selbständige Plattform auszugestalten, auf der Transportkunden Kapazitätsbuchungen unmittelbar vornehmen können. Die Ausgestaltung einer eigenständigen Plattform zur Vermarktung von Kapazitäten ist sowohl im Sinne der gesetzlichen Vorgaben des § 12 GasNZV als auch mit Blick auf eine effiziente Ausgestaltung der Kapazitätsvermarktung notwendig. Die Möglichkeit der Nutzung einer einzigen und selbständigen Kapazitätsplattform vereinfacht die Kapazitätsbuchung für Transportkunden, insbesondere auch für neue Marktteilnehmer, so dass mit positiven Wettbewerbsimpulsen zu rechnen ist.

Die Festlegung stellt klar, dass eine bloße Verlinkung unterschiedlicher Plattformen der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber nicht zulässig ist. Eine Plattform, die allein die Links zu den Fernleitungsnetzbetreibern vereint, dient nicht der signifikanten Vereinfachung der

Transportabwicklung und damit einem effizienten Netzzugang. Eine solche Linksammlung könnte schon heute jeder Transportkunde ohne größeren Aufwand selbst anfertigen, allerdings wäre damit das Ziel einer übersichtlichen und einheitlichen Angebotsdarstellung von buchbaren Kapazitäten aller Fernleitungsnetzbetreiber und deren unterschiedlichen Netzentgelten, sowie die Reduzierung auf einen einzigen Kundenlogin nicht realisierbar. Auf Dauer wäre damit jedenfalls keine Vereinfachung bei der Kapazitätsbuchung verbunden.

Insbesondere die Vermarktung gebündelter Kapazitäten bringt die Notwendigkeit einer eigenständigen Plattform mit sich, auf der Transportkunden die Buchung unmittelbar ermöglicht wird. Ohne eine solche Plattform müssten sich die Netzbetreiber über den Ort der Vermarktung der gebündelten Kapazität einigen. Dies dürfte zu Verzögerungen beim Angebot solcher Kapazitäten führen. Eine gemeinsame und damit auch neutrale Plattform vermeidet solche Schwierigkeiten. Gleiches gilt für die Bildung von ggf. auch netzbetreiberübergreifenden Einspeise- und Ausspeisezonen nach § 11 Abs. 2 GasNZV.

Schließlich führt eine einzige selbständige Plattform zur Konzentration des Primärkapazitätshandels. Gerade bei ähnlichen Produkten unterschiedlicher Netzbetreiber ist es für Transportkunden deutlich einfacher, Vergleiche anzustellen und das für sie beste Produkt auszuwählen.

(2) Ziffer 4 lit. b) sieht vor, dass alle Prozesse massengeschäftstauglich und in automatisierter Form durchzuführen sind. Massengeschäftstaugliche und automatisierte Prozesse sind – nicht nur im Rahmen des Kapazitätsmanagements – wesentliche Voraussetzungen für einen effizienten Netzzugang und dienen somit auch dem übergeordneten Ziel einer möglichst preisgünstigen und effizienten Energieversorgung gemäß § 1 Abs. 1 EnWG. Solche automatisierten Prozesse gelten bereits für den Lieferantenwechsel (BNetzA, Beschluss vom 20.08.2007, Az. BK7-06-067, „GeLi Gas“) als auch für die Bilanzierung (vgl. BNetzA, Beschluss vom 28.05.2008, Az. BK7-08-002, „GABi Gas“, sowie entsprechende Leitfäden der Verbände) und in anderen Bereichen der Gastransportabwicklung, die vor allem durch Leitfäden der Verbände geregelt werden. Zudem ergibt sich aus § 20 EnWG Abs. 1 S. 4, dass Netzzugangsregelungen massengeschäftstauglich sein sollen.

Allerdings müssen auch die Transportkunden die notwendigen Voraussetzungen für massengeschäftstaugliche und automatisierte Prozesse in ihren Unternehmen umsetzen (vgl. 12 FNB). So sind beispielsweise für die Teilnahme an der Kapazitätsversteigerung entsprechende IT-Voraussetzungen herzustellen. Soweit hierfür Kosten entstehen, sieht die Beschlusskammer die Massengeschäftstauglichkeit und Automatisierung gleichwohl als notwendig an, um dem übergeordneten Ziel der Effizienzsteigerung des Kapazitätsmanagements zu entsprechen. Denn mittel- bis langfristig werden sich sowohl bei den Fernleitungsnetzbetreibern als auch bei den Transportkunden die beabsichtigen

Effizienzsteigerungen einstellen und damit auch Transaktionskosten reduziert werden können (so auch GEODE).

(3) Gemäß Ziffer 4 lit. c) sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, alle Transaktionen zu dokumentieren. Die Verpflichtung zur Dokumentation ist vor allem deshalb erforderlich, um während der vorwiegend elektronischen Abwicklung der Versteigerungsverfahren Diskriminierungsfreiheit zu belegen. Da nicht nur die Ergebnisse der Versteigerungen zu dokumentieren sind, können die Versteigerungsprozesse im Nachhinein vollständig nachvollzogen werden, sodass etwaigen Beschwerden über Unregelmäßigkeiten substantiiert nachgegangen werden kann. Die Verpflichtung dient damit dem Schutz sowohl der Transportkunden als auch der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber.

Eine Dokumentation ist auch im Hinblick auf die nach Ziffer 5 lit. b) erforderliche regelmäßige Überprüfung der Versteigerungsverfahren notwendig. Nur hierdurch kann die Evaluation substantiiert erfolgen. Ferner können die Ergebnisse der Evaluation insbesondere durch die Beschlusskammer rekonstruiert werden. Lediglich eine solche Prüfung ermöglicht es, die unter Umständen notwendigen Anpassungen der Versteigerungsbedingungen vorzunehmen. Außerdem ist durch die Dokumentation auch eine Verringerung des potentiellen strategischen Marktmissbrauchs zu erwarten (EFFET, GEODE, VVK, EnBW).

4.5.5. Festlegung zur Ausgestaltung der Versteigerungsverfahren (Tenor zu 5.)

Die in Ziffer 5 des Tenors konkret festgelegten Anforderungen zur Ausgestaltung der Versteigerungsverfahren sind ermessensfehlerfrei. Dies betrifft die Notwendigkeit einer Abstimmung des Versteigerungsverfahrens (siehe folgenden Abschnitt 4.5.5.1.), die Verpflichtung zur Evaluierung der Versteigerungsverfahren (siehe folgenden Abschnitt 4.5.5.2.) als auch die Hinweise zur Verwendung der Erlöse der Versteigerungsverfahren (siehe folgenden Abschnitt 4.5.5.3.).

4.5.5.1. Abstimmung des Versteigerungsverfahrens mit der Beschlusskammer: Das Konzept „Primärkapazitätsplattform 4.0 (Stand 25.11.2010)“ nach Ziffer 5. lit. a)

Die Festlegung eines Abstimmungsverfahrens mit den Fernleitungsnetzbetreibern über die eigentlichen Bedingungen der Versteigerungen ist nicht zu beanstanden (siehe folgenden Abschnitt 4.5.5.1.1.). Das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegte Konzept „Primärkapazitätsplattform 4.0 (Stand 25.11.2010)“, das die Bedingungen der ersten Versteigerungen ab dem 01.08.2011 enthält, ist im Großen und Ganzen zweckmäßig und gilt damit grundsätzlich als abgestimmt; lediglich einzelne Vorgaben waren zu ergänzen und zu konkretisieren (siehe folgenden Abschnitt 4.5.5.1.2.).

4.5.5.1.1. Abstimmung der Versteigerungsverfahren mit der Beschlusskammer

Die Beschlusskammer hat sich entschieden, das Versteigerungsverfahren nicht unmittelbar selbst festzulegen, sondern die konkrete Ausgestaltung unter Beteiligung der potentiellen Bieter während des Festlegungsverfahrens zunächst den Fernleitungsnetzbetreibern zu überlassen. Es bleibt allerdings erforderlich, dass die konkrete Ausgestaltung mit der Beschlusskammer abgestimmt wird.

(1) Die Beschlusskammer verzichtet auf eine Detailfestlegung zu den Versteigerungsverfahren, um zum jetzigen Zeitpunkt eine allzu starre Regelung zu vermeiden. Derzeit liegen keine aussagekräftigen Erfahrungen mit derartigen Kapazitätsversteigerungen im deutschen Gasmarkt vor (vgl. KEMA-Gutachten, S. 16 f.). Auch die internationalen Erfahrungen sind nur begrenzt verwertbar, zumal lediglich für den britischen Markt überhaupt ausreichende Erkenntnisse über Kapazitätsversteigerungen im Gasmarkt vorliegen (KEMA-Gutachten, S. 26 ff.). Ein für Europa einheitliches Auktionsdesign soll im Rahmen der im 3. Binnenmarktpaket vorgesehenen europäischen Netzkodizes erst erarbeitet werden (siehe ERGEG, Revised Pilot Framework Guideline on Capacity Allocation Mechanisms v. 07.12.2010, Az. E10-GWG-71-03, S. 9 sowie Art. 6 EG-Fernleitungsverordnung 715/2009).

Zwar sind im Elektrizitätssektor Kapazitätsauktionen weit verbreitet, jedoch werden diese in der Regel nur im Engpassfall angewendet, da Kapazitätsbuchungen grundsätzlich beim Netzzugang Strom nicht vorgesehen sind. Aus diesem Grund und weil die Marktentwicklung auf den Strommärkten mit der auf den Gasmärkten nicht vergleichbar ist, kann auf die Erfahrungen aus dem Elektrizitätssektor nicht unmittelbar zurückgegriffen werden (KEMA-Gutachten, S. 53 f.).

Aus diesen Gründen kann derzeit nicht abschließend beurteilt werden, welches der verschiedenen Auktionsdesigns tatsächlich dauerhaft die Grundlage für Kapazitätsversteigerungen nach § 12 GasNZV bilden soll. Daher vermeidet es die Beschlusskammer Vorgaben festzusetzen, die nur mittels eines langwierigen formellen Verfahrens überarbeitet werden könnten. Damit kommt die Beschlusskammer auch dem vielfach geäußerten Anliegen der Marktteilnehmer entgegen (vgl. 12 FNB, GEODE, Eni spa, RWE S&T).

(2) Vielmehr ist es erforderlich mit einem flexiblen Instrument einerseits die Rechtssicherheit zu gewährleisten, andererseits aber auf Erfahrungen in den ersten Versteigerungsrunden rasch zu reagieren. Dies wird dadurch gewährleistet, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Versteigerungsverfahren zwar zunächst selbst gestalten können, diese aber mit der Beschlusskammer abstimmen müssen.

Die Beschlusskammer kann den von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Bedingungen insbesondere dann widersprechen, wenn diese der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke entgegenstehen. Diese Einschränkung dient vor allem der Klarstellung, da diesen Vorgaben entgegenstehende

Versteigerungsbedingungen ohnehin im Rahmen der allgemeinen Aufsichtsrechte der Beschlusskammer (vgl. §§ 30, 65 EnWG) untersagt werden können.

Für die erstmals ab dem 01.08.2011 zu versteigernden Kapazitäten gilt das umfangreich auch mit den Transportkunden konsultierte Konzept der Fernleitungsnetzbetreiber „Primärkapazitätsplattform 4.0 (Stand: 25.11.2010)“ vorbehaltlich einiger Konkretisierungen durch die Beschlusskammer als abgestimmt (siehe unten, Abschnitt 4.5.5.1.2.2). Diese Abstimmung war bereits im Rahmen des Festlegungsverfahrens erforderlich, um eine rasche und mit Blick auf § 12 Abs. 1 GasNZV fristgerechte Umsetzung zu ermöglichen. Sollten sich ausgehend von der Evaluierung der Kapazitätsversteigerungen Anpassungen bestimmter Auktionsbedingungen als notwendig erweisen, wird dies für künftige Versteigerungen in Abstimmung mit der Beschlusskammer vorzunehmen sein.

4.5.5.1.2. Konzept „Primärkapazitätsplattform 4.0 (Stand 15.11.2010)“

Das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegte Konzept „Primärkapazitätsplattform 4.0 (Stand 25.11.2010)“, das die Bedingungen der ersten Versteigerungen ab dem 01.08.2011 enthält, ist mit den Marktbeteiligten umfassend diskutiert worden. Zum einen haben sich die Fernleitungsbetreiber mit verschiedenen Händlern außerhalb des Festlegungsverfahrens ausgetauscht und insgesamt drei überarbeitete Versionen ihres Konzepts vorgelegt. Zum anderen wurde das Konzept 3.0 (Stand 15.10.2010) neben einem Händlereckpunktepapier zur Kapazitätsauktion von der Beschlusskammer zur Konsultation gestellt.

Das im Nachgang zur Konsultation überarbeitete Konzept 4.0 (Stand 25.11.2010) ist grundsätzlich nicht zu beanstanden (siehe folgenden Abschnitt 4.5.5.1.2.1.). Allerdings war es erforderlich, dieses Konzept um einige Regelungen zu erweitern und einige Passagen zu konkretisieren (siehe folgenden Abschnitt 4.5.5.1.2.2.). Die Beschlusskammer erwartet deshalb, dass die Fernleitungsnetzbetreiber ihr Konzept anhand dieser Erweiterungen und Konkretisierungen anpassen und aus Gründen der Transparenz eine neue Version (5.0) veröffentlichen.

4.5.5.1.2.1. Wesentliche Elemente des Versteigerungsverfahrens

In diesem Abschnitt werden zentrale Aspekte des im Konzept der Fernleitungsnetzbetreiber geregelten Versteigerungsverfahrens dargestellt und begründet, warum die Beschlusskammer zur Überzeugung gelangt ist, dass mit diesem Auktionsdesign bei den ersten Kapazitätsversteigerungen am 01.08.2011 begonnen werden kann. Solche wesentlichen Elemente des Versteigerungsverfahrens betreffen den Versteigerungsverlauf (einstufig vs. mehrstufig und simultan vs. sequentiell), die Gebotsfenster und Preisschritte sowie die eigentliche Produktgestaltung.

(1) Hinsichtlich des Ablaufs der Kapazitätsversteigerung kann zwischen einer einstufigen und einer mehrstufigen Auktionsform unterschieden werden. Bei einer einstufigen Auktion werden Gebote bestehend aus einem Auktionspreis und einer Auktionsmenge abgegeben. Aus diesen Geboten wird eine Nachfragekurve abgeleitet. Der Schnittpunkt von Nachfragekurve einerseits und der zu bildenden Angebotskurve andererseits bildet den Markträumungspreis. Bei einer mehrstufigen Auktion wird bei einem vom Netzbetreiber vorgegebenen Preis die entsprechende Menge als Gebot abgegeben. Übersteigt die aggregierte Gebotsmenge die maximale Kapazität, wird der vorgegebene Preis erhöht. Die Auktionsteilnehmer haben die Möglichkeit, ihre Nachfragemenge unter Berücksichtigung des höheren Preises ggf. zu reduzieren. Der Auktionsaufpreis wird so lange erhöht, bis die Nachfrage der angebotenen Menge entspricht bzw. darunter liegt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber hatten zunächst für alle Versteigerungen (d.h. unabhängig vom Kapazitätsprodukt) ein einstufiges Verfahren vorgeschlagen (Konzept 2.0). Nach Diskussionen mit Marktteilnehmern sieht das Konzept nunmehr eine Unterscheidung vor: Während Jahres-, Quartals- und Monatskapazitäten mehrstufig versteigert werden sollen, gilt für Day Ahead-Auktionen ein einstufiges Verfahren. Die Beschlusskammer schließt sich der Ansicht zahlreicher Marktteilnehmer an, die eine derartige Unterscheidung für notwendig erachten (siehe EFET, bne). So wurde u.a. vorgetragen, bei Versteigerungen für Kapazitätsprodukte mit einer Laufzeit über einen Monat sei ein mehrstufiges Verfahren notwendig, um den Kapazitätskunden eine transparente Einschätzung über Angebot und Nachfrage zu ermöglichen (siehe RWE S&T). Bei Day Ahead-Auktionen könne dagegen eine Abschätzung der Kapazitätsengpasssignale und somit der Kapazitätspreise aufgrund der börslichen Handelspreise einfacher erfolgen. Daher sei ein einstufiges Verfahren ausreichend.

Die Beschlusskammer folgt diesen Einschätzungen und hält auch aufgrund der mangelnden Erfahrungen der Marktteilnehmer mit Kapazitätsauktionen (und der damit einhergehenden Unsicherheit über die Nachfrage und die Preise) ein mehrstufiges Verfahren bei der Vergabe von Kapazitätsprodukten längerer Laufzeit für grundsätzlich sinnvoll. Allerdings ist nicht ausgeschlossen, dass ausgehend von den Erfahrungen in späteren Versteigerungsrunden die Abschätzung des Marktwertes der Kapazitäten auch für kleinere und neue Marktteilnehmer einfacher wird. Unter diesen Voraussetzungen könnte zu einem späteren Zeitpunkt auch für Jahres-, Quartals- und Monatskapazitäten ein einstufiges Versteigerungsverfahren in Betracht kommen.

Für Day Ahead-Auktionen ist bereits zum jetzigen Zeitpunkt ein einstufiges Verfahren vorzugswürdig. Aufgrund der zeitlichen Restriktionen sollte hier von einem längeren Vergabeverfahren abgesehen werden, um die erworbenen Kapazitäten auch effektiv nutzen zu können. Nach längeren Diskussionen hat sich die Beschlusskammer entschlossen, den Nominierungszeitpunkt nicht zu verändern und auf 14:00 Uhr zu belassen (siehe oben, Abschnitt

4.5.1.6.). Diese Festlegung hat Auswirkungen auf den Beginn der Versteigerung von Day Ahead-Kapazitäten. Wenn erst um 14:00 Uhr feststeht, welche Transporte am nächsten Tag stattfinden werden, können die Fernleitungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung eingeschränkter Renominierungsrechte erst nach diesem Zeitpunkt sicher ermitteln, in welcher Höhe feste Kapazitäten für den nächsten Tag zusätzlich vermarktet werden können. Zwar wäre es für die Fernleitungsnetzbetreiber auch möglich, bereits am Vormittag Annahmen darüber zu treffen, in welcher Höhe die Transportkunden um 14:00 Uhr nominieren werden. Diese Annahmen unterliegen jedoch einer gewissen Prognoseunsicherheit. Es besteht die Gefahr, dass als Folge dieser Prognoseunsicherheit im Zweifel nicht an jedem Tag Day Ahead-Kapazitäten zur Verfügung gestellt werden bzw. unter Umständen ein wesentlich niedrigeres Mengenangebot eingestellt wird. Die Verknappung des Angebots an Day Ahead-Kapazitäten würde einerseits zu einer Verzerrung der Preisaufschläge führen. Andererseits würde ein nur vorübergehendes und vereinzelt Angebot von Day Ahead-Kapazitäten auch zur Folge haben, dass sich mittel- bis langfristig kein Markt für solche Produkte entwickeln kann, weil Transportkunden nicht davon ausgehen können, dass ihre Nachfrage – mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit und ggf. mit entsprechenden Preisaufschlägen – befriedigt wird. Insbesondere in Situationen, in denen die Nachfrage nach Day Ahead-Kapazitäten aufgrund von Gaspreisunterschieden auf den unterschiedlichen Handelsplätzen besonders hoch ist, würde die Nichtbefriedigung der kurzfristigen Kapazitätsnachfrage zu volkswirtschaftlich ineffizienten Ergebnissen führen: Kurzfristig würde kein Abbau von Preisdifferenzen zwischen den unterschiedlichen Handelsplätzen stattfinden. Mittel- bis langfristig bestünde sogar die Gefahr, dass Transportkunden eine Anpassung ihrer Strategie vornehmen, so dass sich ein tragfähiger kurzfristiger Gashandel zwischen verschiedenen Handelsplätzen nur schwerlich entwickeln könnte. Auf Grund der Tatsache, dass an allen Tagen in beide Flussrichtungen gesichert auf fester Basis Day Ahead-Kapazitäten angeboten werden, geht die Beschlusskammer zudem davon aus, dass sich das Buchungsverhalten der Transportkunden mittelfristig näher an deren strukturellen Bedarf orientiert und engpassverursachende langfristige Jahresbandbuchungen zurückgehen werden.

Die Beschlusskammer hält deshalb zur Zeit einen Beginn der Day Ahead-Auktionen nach 14:00 Uhr für zweckmäßig, damit sichergestellt ist, dass an jedem Tag tatsächlich auch Day Ahead-Kapazitäten zur Verfügung stehen. Da der börsliche und vor allem der außerbörsliche Gashandel in der Regel bis 18:00 Uhr abgeschlossen ist, dürfte genügend Zeit zur Verfügung stehen, um für kurzfristige Geschäfte sowohl Kapazitäten zu ersteigern als auch relevante Gasmengen zu kontrahieren. Zukünftig mag es allerdings erstrebenswert sein, die Day Ahead-Auktionen am Vormittag des Tages stattfinden zu lassen, um den bisher kaum stattfindenden kurzfristigen Gashandel weiter zu intensivieren. Auch in diesem Fall müsste aber sichergestellt sein, dass tatsächlich an jedem Tag Day Ahead-Kapazitäten angeboten werden.

(2) Alle Kapazitätsprodukte mit gleicher Laufzeit werden simultan versteigert. Auf diese Weise wird vermieden, dass das Bieterverhalten in einer Versteigerung das Ergebnis einer weiteren Versteigerung beeinflusst. Maßnahmen zur Verringerung des potentiellen strategischen Bieterverhaltens sind insbesondere bei konkurrierenden Kapazitätsprodukten notwendig. Damit werden auch die Angebote der Fernleitungsnetzbetreiber gleich behandelt, da deren Kapazitäten mit gleicher Laufzeit simultan versteigert werden.

(3) Bei den Jahres-, Quartals- und Monatskapazitäten sind maximal drei Gebotsfenster pro Tag mit einem zeitlichen Abstand von 3 Stunden und einer Auswertungszeit der Versteigerungsergebnisse von 30 Minuten vorgesehen. Bezüglich der Ausgestaltung der Preisschritte als Aufschlag auf das regulierte Entgelt findet eine Unterscheidung zwischen großen Preisschritten einerseits (10, 2,5 und 1 Cent je kWh/h) und kleinen Preisschritten andererseits (0,5 und 0,2 Cent je kWh/h) statt. Große Preisschritte werden solange gewählt bis die in der jeweiligen Versteigerung aggregierte Nachfragemenge kleiner als die zu versteigende Kapazität ist. Zum langsamen und genaueren Herantasten an den Markträumungspreis gibt es einen Rückschritt zum letzten aufgerufenen Preisschritt. Alle bei diesem Preisschritt beteiligten Bieter haben erneut die Möglichkeit an den nun maximal vier Folgeauktionen mit kleinen Preisschritten teilzunehmen.

Bei der Ausgestaltung der Gebotsfenster findet eine Abwägung zwischen einer möglichst schnellen Abwicklung der Kapazitätsversteigerungen und der Möglichkeit der Auswertung der Versteigerungsergebnisse sowie der Vorbereitung auf die neue Bierrunde für Auktionsteilnehmer statt. Die Fernleitungsnetzbetreiber tragen vor, dass der Markträumungspreis nur dann zügig erreicht wird, wenn in einem mehrstufigen Verfahren mehrere Gebotsrunden pro Tag stattfinden (so auch BDEW, ERAG). Dem schließt sich die Beschlusskammer an. Mit drei Versteigerungsrunden pro Tag dürften die Auktionsteilnehmer nicht überfordert sein. Der zeitliche Abstand zwischen den Gebotsrunden von immerhin drei Stunden sollte selbst bei simultanen Auktionen aller Netzkopplungspunkte ausreichend sein, um Ergebnisse auszuwerten und sich auf die nächste Runde einzustellen. Nur eine Gebotsrunde pro Tag hätte den entscheidenden Nachteil, dass die Versteigerungen einen zu langen Zeitraum in Anspruch nehmen. Anhand der ersten Erfahrungen bei Kapazitätsauktionen ab dem 01.08.2011 ist es durchaus denkbar, dass sich die Anzahl der Gebotsrunden zukünftig verändert.

Auch für die Wahl der Preisschritte ist das Argument der zeitlichen Ausdehnung der Versteigerung relevant. Möglichst große Preisschritte können zu einem schnellen Ende der Versteigerung führen. Allerdings erhöhen solche großen Preisschritte die Gefahr des Auftretens eines sogenannten „Undersells“, bei dem die aggregierte Nachfragemenge geringer als die angebotene Kapazität ist. Damit würde ein Teil der angebotenen Kapazität nicht vermarktet werden. Kleinere Preisschritte vermeiden diese volkswirtschaftlichen Ineffizienzen, nehmen aber

einen längeren Zeitraum in Anspruch. Die Beschlusskammer ist überzeugt, dass die in dem Konzept 4.0 vorgesehene Kombination aus großen und kleinen Preisschritten die drei genannten Ziele – schnelles Erreichen des Markträumungspreises, ausreichend Gelegenheit zur Vorbereitung auf die nächste Versteigerungsrunde sowie Gewährleistung eines möglichst geringen „Undersell“ – sachgerecht miteinander in Einklang bringt. Jedenfalls sprechen aus Sicht der Beschlusskammer zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine gewichtigen Argumente dagegen, mit einem solchen Verfahren die ersten Kapazitätsversteigerungen zu beginnen.

(4) Im Rahmen der Kapazitätsversteigerungen werden folgende Kapazitätsprodukte vermarktet: Tages-, Monats-, Quartals- und Jahresprodukte.

Die Auswahl der vier Kapazitätsprodukte unterschieden nach den jeweiligen Vertragslaufzeiten entspricht sowohl den Vorgaben des § 11 Abs. 1 GasNZV als auch den Vorstellungen der Marktteilnehmer (siehe u.a. MVV, EFET). Kontroverse Ansichten liegen bei den Marktteilnehmern lediglich hinsichtlich des Laufzeitbeginns der Jahresprodukte vor. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen in ihrem Konzept den 01.10. als einheitlichen Starttermin vor. Während einige andere Marktteilnehmer sowohl den 01.01. als auch den 01.10. als Beginn für die Jahresprodukte befürworten, schlagen andere sogar drei Startzeitpunkte – 01.01., 01.04. sowie 01.10. – vor (siehe MVV). Demgegenüber werden als Argumente gegen unterschiedliche Laufzeiten bei Jahresprodukten die Zersplitterung der Liquidität und ein Auseinanderfallen von Bündelkapazitäten angebracht (siehe EFET).

Die Beschlusskammer teilt diese Argumente und hat deshalb im Standardvertrag festgelegt, dass Jahresprodukte stets nur zu einem Starttermin – entweder 01.01 oder 01.10. – versteigert werden können (siehe § [2] Ziffer 4 Standardvertrag). Sie hat sich jedoch entschlossen, eine eigene Festlegung zum konkreten Beginn von Jahresprodukten innerhalb des genannten Rahmens nicht zu treffen (siehe oben, Abschnitt 4.5.1.2.1.) Allerdings ist es sinnvoll, dass sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf einen einheitlichen Startzeitpunkt bei Jahresprodukten einigen, weil so Bündelprodukte erst ermöglicht werden. Die Beschlusskammer sieht deshalb derzeit keinen Grund, dem im Konzept der Fernleitungsnetzbetreiber vorgesehenen Starttermin für Jahresprodukte 01.10. zu widersprechen.

(5) Zudem sind für die folgenden zwei Jahre nur Quartalsprodukte, aber keine Jahresprodukte vorgesehen. Diese als Variante A bezeichnete Produktauswahl (Rest-of-two-Years in Quartalen) hat sich in der Konsultation gegenüber der Variante B (Jahresauktionen für Y+1 und Y+2 und nur Quarter ahead) durchgesetzt (u.a. DONG, Rheinenergie). Aus Sicht der Beschlusskammer spricht für die Variante A, dass es Transportkunden ermöglicht wird, schon frühzeitig und strukturiert ein oder mehrere Quartalsprodukte innerhalb der nächsten zwei Gaswirtschaftsjahre zu buchen. Allerdings besteht die Gefahr, dass ein einzelnes Quartal für eine zusammenhängende Jahresbuchung ungeplant teurer oder gar nicht ersteigert werden kann. Für Variante B spricht, dass – unter der Voraussetzung das nach der Jahreskapazitätsauktion

noch freie Kapazitäten vorhanden sind – gesichert kurzfristig mit einigen Wochen Vorlauf dem Markt zu jedem Quartal Kapazitäten angeboten werden. Dies könnte eine noch kurzfristigere und strukturiertere Buchung der Transportkunden bewirken und somit positiv auf mögliche Kapazitätsengpässe wirken. Da sich kein Marktteilnehmer im Konsultationsverfahren für Variante B ausgesprochen hat, spricht aus Sicht der Beschlusskammer nichts gegen die Umsetzung der Variante A; allerdings könnte die Variante B eine mögliche Weiterentwicklung des zum 01.08.2011 startenden Versteigerungsverfahrens sein. Insofern sollte dies bei der Ausgestaltung der IT-Voraussetzungen berücksichtigt werden.

Schließlich ist auf folgendes hinzuweisen: Derzeit ist eine Versteigerung von vorab definierten Blockprodukten (z.B. zwei folgende Jahresprodukte) nicht vorgesehen. Dies ist zum jetzigen Zeitpunkt auch nicht zu beanstanden. Solche Blockprodukte weisen für Händler gewisse Vorteile im Hinblick auf die Planungssicherheit auf. Allerdings sieht die Beschlusskammer, dass bei der zusätzlichen Einführung von Blockversteigerungen in einer so frühen Phase der Kapazitätsversteigerung hohe Transaktionskosten auftreten. Ferner könnte aus Sicht der Beschlusskammer die zügige Umsetzung der Versteigerungsverfahren gefährdet werden. Außerdem haben sich nur wenige Marktteilnehmer für die sofortige und zwingende Einführung von Blockprodukten eingesetzt. Ungeachtet dessen sieht die Beschlusskammer in Blockprodukten eine mögliche Weiterentwicklung der zum 01.08.2011 geltenden Versteigerungsverfahren, sodass dies bei der Ausgestaltung der IT-Voraussetzungen berücksichtigt werden sollte.

(6) Die Regelung zur Beschränkung der Mengenangebote der Bieter, nach der die maximal verfügbare Kapazität die Summe der Gebote eines einzelnen Bieters begrenzt, erscheint aufgrund möglicher strategischer Blockaden eines einzelnen Bieters sachgerecht. Ein Bieter könnte ohne diese Einschränkung mit einem Mengenangebot, das die zu vergebende Kapazität überschreitet, risikolos so hohe Preisstufen erzwingen, die dazu führen, dass alle anderen Bieter aus der Auktion aussteigen. Bei der dann folgenden Preisstufe könnte dieser Bieter sein eigenes Angebot auf Null reduzieren. Damit käme es zu keiner Kapazitätszuteilung.

(7) Die Festlegung ist so ausgestaltet, dass spätere Weiterentwicklungen von Versteigerungen, z.B. durch die gemeinsame Vergabe von Day Ahead-Kapazitäten und entsprechenden Gasmengen, möglich sind. Bei dieser gemeinsamen Vergabe werden die Day Ahead-Kapazitäten vorrangig für die Erfüllung der Ergebnisse einer marktgebietsüberschreitenden Gasauktion genutzt.

4.5.5.1.2.2. Anpassungen des Versteigerungsverfahrens

Die Beschlusskammer hält allerdings bereits aufgrund des derzeitigen Kenntnis- und Verfahrenstandes einige Anpassungen an dem im Konzept der Fernleitungsnetzbetreiber geregelten Versteigerungsverfahren für erforderlich. Diese Anpassungen, die im Einzelnen

Klarstellungen, Konkretisierungen und auch echte Änderungen beinhalten, betreffen gemäß Ziffer 5 lit. a) aa) bis dd) des Tenors den Auktionsaufschlag, die Veränderung von Bieter und Gebot im laufenden Verfahren, die rechtzeitige Information über Kapazitätshöhe sowie den Zeitraum der Eingabe des Erstgebots.

(1) Bei den Kapazitätsversteigerungen für Jahres-, Quartals- und Monatskapazitäten handelt es sich grundsätzlich um Aufpreisauktionen auf das nach § 17 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV festgelegte regulierte Entgelt für die zu versteigernde Kapazität (Ziffer 5 lit. a) aa) des Tenors).

Der Kapazitätspreis setzt sich bei einer Versteigerung deshalb grundsätzlich aus dem regulierten Entgelt nach § 17 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV einerseits sowie dem bei der Versteigerung erzielten Auktionsaufschlag andererseits zusammen. Dies ist in dem Konzept der Fernleitungsnetzbetreiber bereits angelegt, bedarf jedoch der ausdrücklichen Klarstellung vor allem deshalb, weil das regulierte Entgelt nach § 17 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV Schwankungen durch Anpassung der Erlösobergrenze jeweils zum 01.01. eines Jahres unterliegt (vgl. § 4 Abs. 4 und 5 ARegV, § 17 Abs. 3 ARegV). Eine davon abweichende unterjährige Anpassung der regulierten Entgelte, beispielsweise zum Zeitpunkt der Einführung des Versteigerungsverfahrens, ist nicht zulässig. Den jährlichen Anpassungen zum 01.01. unterliegen deshalb auch die Entgelte für Kapazitäten, die ab dem 01.08.2011 zu versteigern sind. Dies gilt insbesondere für Jahreskapazitäten, deren Laufzeiten weiter in der Zukunft liegen. Die Regelung zielt darauf ab, vor dem Hintergrund nur schwer prognostizierbarer Versteigerungserlöse weiterhin eine angemessene Erlössituation des Netzbetreibers zu gewährleisten und Schwankungen der Entgelte zu vermeiden. Liegen beim Mindestpreis keine Engpässe vor, d.h. die aggregierte Kapazitätsnachfrage befindet sich unterhalb der angebotenen Kapazitätsmenge bzw. entspricht dieser genau, so erfolgt die Vergabe der Kapazität zum regulierten Entgelt ohne jeglichen Auktionsaufschlag. Übertrifft die aggregierte Kapazitätsnachfrage das Kapazitätsangebot, so wird ein Aufschlag auf das regulierte Entgelt sowie eine Anpassung der Nachfragemenge bis zum Erreichen des Marktgleichgewichts, d.h. bis zum Erreichen den Markträumungspreises, vorgenommen. Der Kapazitätsgesamtpreis setzt sich somit aus dem jeweils zum 01.01. eines Jahres festgelegten regulierten Entgelt nach § 17 Abs. 1 ARegV und §§13 ff. GasNEV sowie dem bei der Auktion als Auktionsaufschlag erzielten Preis zusammen. Der Gesamtpreis, den der Erwerber zu zahlen hat, kann daher über die Laufzeit der ersteigerten Kapazität variieren. Damit partizipiert der Erwerber an Absenkungen des Entgeltes nach § 17 ARegV und §§ 13 GasNEV, ist ggf. aber auch verpflichtet, hiernach zulässige Erhöhungen mitzutragen.

Abweichend hiervon bildet bei der Versteigerung von Day Ahead-Kapazitäten der Auktionspreis den Gesamtpreis der Day Ahead-Kapazitäten. Folglich kann bei Day Ahead-Kapazitäten der Gesamtpreis auch unterhalb des Entgeltes nach § 17 Abs. 1 ARegV und §§13 ff. GasNEV liegen. Solche kurzfristigen Kapazitäten können durch die Fernleitungsnetzbetreiber vor allem

durch die Einschränkung der Renominierungsrechte bei bereits gebuchten Kapazitäten ausgewiesen und vermarktet werden. In dem Fall der erfolgreichen Vermarktung kommt es zu einer Zweitvergütung der gleichen Kapazität, da der ursprüngliche Kapazitätsinhaber bei der Einschränkung des Renominierungsrechte nicht von seiner Zahlungsverpflichtung befreit ist und der Inhaber der Day Ahead-Kapazität den Versteigerungserlös entrichten muss. Eine angemessene Erlössituation ist bei der Vermarktung der Day Ahead-Kapazitäten deshalb bereits durch die Erstvermarktung und durch die Vorgaben in § 4 Ziffer 6 Standardvertrag gewährleistet. Der Verzicht auf einen Mindestpreis bei Day Ahead-Versteigerungen ist auch deshalb sinnvoll, weil nur so selbst geringe Preisunterschiede zwischen den Märkten auch tatsächlich ausgenutzt werden und damit eine effiziente Kopplung der Märkte hergestellt wird (vgl. bne, GEODE, MVV). Zudem wird bei Day Ahead-Auktionen auf einen Mindestpreis verzichtet, um zusätzliche Anreize zur kurzfristigen Vermarktung von Kapazitäten zu setzen.

(2) Kein Bieter kann in ein laufendes Versteigerungsverfahren einsteigen, wenn er kein Erstgebot abgegeben hat. Die Erhöhung der Nachfrage ist im laufenden Versteigerungsverfahren ebenfalls nicht möglich (Ziffer 5 lit. a) bb) des Tenors). Die Beschlusskammer geht davon aus, dass diese Grundsätze bereits im Konzept 4.0 der Fernleitungsnetzbetreiber angelegt sind, allerdings hält sie aufgrund ihrer Bedeutung für ein diskriminierungsfreies Versteigerungsverfahren eine ausdrückliche Regelung für erforderlich.

Die Beschlusskammer ist der Ansicht, dass Maßnahmen zur Minimierung der Gefahr einer strategischen Einflussnahme insbesondere dominanter Marktakteure auf die Versteigerungsergebnisse getroffen werden müssen. So sind vor allem strategische Überbuchungen mit dem Ziel der Steigerung des Auktionsaufschlages zu vermeiden. Die Vorgabe, dass eine Erhöhung der Nachfrage bei einer Erhöhung des Auktionsaufschlages nicht möglich ist, stellt sicher, dass keine steigende Nachfragekurve gebildet wird (sog. positive Preiselastizität). Eine positive Preiselastizität der Nachfrage ist ökonomisch mit dem so genannten Mittläufer-Effekt zu erklären, d.h. die eigene Nachfrage nach einem Gut nimmt zu, weil andere Wirtschaftsakteure auch dieses Gut nachfragen. Bei Kapazitäten ist ein derartiger Effekt mit dem Ziel der Marktabstottung durchaus möglich. Zudem gibt es weitere negative Auswirkungen. Neben Verzögerungen beim Versteigerungsverfahren, weil der Markträumungspreis erst deutlich später erreicht wird, werden ggf. falsche Kapazitätsengpässe signalisiert. Aufgrund solcher Unsicherheiten könnten als kurzfristige Folge neue Marktteilnehmer davon abgehalten werden, an Kapazitätsauktionen teilzunehmen. Mittel- bis langfristig besteht sogar die Gefahr von volkswirtschaftlich ineffizienten Fehlinvestitionen, wenn dauerhaft falsche Engpasssignale zu einem ineffizienten Netzausbau führen würden.

(3) Die Bekanntgabe der Höhe angebotener Kapazitäten hat rechtzeitig vor dem Beginn der Versteigerung zu erfolgen. Versteigerungen von Jahreskapazitäten und Quartalskapazitäten sind nicht gleichzeitig durchzuführen (Ziffer 5 lit. a) cc) des Tenors).

Das Konzept der Fernleitungsnetzbetreiber sieht vor, dass die Starttermine für die Versteigerungen rechtzeitig bekannt gegeben werden (vgl. hierzu auch § 40 Abs. 1 Ziffer 2 GasNZV). Aus Sicht der Beschlusskammer sollte der Auktionskalender bis spätestens Ende Mai für alle Auktionstermine des folgenden Gaswirtschaftsjahres auf der Primärkapazitätsplattform veröffentlicht sein, sofern die Primärkapazitätsplattform bis dahin umgesetzt ist. Auch ist vorgesehen, dass mindestens eine Woche vor Beginn einer Auktion die Höhe der zu versteigernden Kapazitäten veröffentlicht wird. Solche Informationen sind für Bieter wichtig, damit sie auf dieser Grundlage ihre Strategie für das Versteigerungsverfahren erarbeiten können. Folglich müssen die Informationen auch rechtzeitig vor dem Beginn der Versteigerung bekannt gegeben werden. Die Beschlusskammer verzichtet auf eine konkrete Festlegung des Zeitpunktes der Bekanntgabe, weil diese in Abhängigkeit von der konkreten Produktgestaltung stehen dürfte und gerade in Bezug auf solche Fristen eine flexible Gestaltung erforderlich ist. Die konkrete Ausgestaltung obliegt deshalb zunächst den Fernleitungsnetzbetreibern, wobei zu beachten ist, dass die Höhe der verfügbaren Day Ahead-Kapazitäten naturgemäß erst kurzfristig bestimmt werden kann, wohingegen die Höhe der Jahreskapazitäten bereits langfristig bekannt ist und bei solchen langfristigen Kapazitäten auch eine besondere Interesse der Transportkunden an einer möglichst frühen Veröffentlichung anzuerkennen ist. Für solche langfristigen Kapazitäten dürften zwei Wochen Vorankündigungsfrist für die ersten Versteigerungstermine als ausreichend angesehen werden. Die Verpflichtung zur rechtzeitigen Veröffentlichung der Höhe der zu versteigernden Kapazitäten gilt selbstverständlich unabhängig von sonstigen Veröffentlichungspflichten zu Kapazitäten (vgl. Art. 18 Ziffer 1 und Art. 23 Ziffer 1 lit. c) i.V.m. Ziffer 3.3.1. Anhang I FernleitungsVO n.F.).

Im Rahmen der Konsultation wurde von einigen Transportkunden kritisiert, dass die Versteigerungen von Jahres- und Quartalskapazitäten auf den gleichen Zeitpunkt fallen (bne, EFET, RWE S&T). Die Beschlusskammer schließt sich dieser Kritik an, weil so zum gleichen Zeitpunkt für sämtliche Buchungspunkte (mehr als 70) bis zu 21 Auktionen (acht Quartalsauktionen „Rest of two Years“ und 13 Jahresauktionen Y+3 bis Y+15) stattfinden würden. Die Vielzahl der gleichzeitigen Versteigerungen erfordert – selbst wenn ein Unternehmen nicht an allen Versteigerungen teilnehmen möchte – personelle Ressourcen, die nicht bei allen Unternehmen vorhanden sein dürften. Um dem entgegen zu wirken, ist bei der Ausgestaltung des Auktionskalenders sicherzustellen, dass die Startzeitpunkte der Versteigerung von Jahres- und Quartalskapazitäten nicht auf den gleichen Zeitpunkt zusammenfallen.

(4) Bieter können ihr Erstgebot mindestens einen Werktag vor dem Schließen des ersten Gebotsfensters einstellen. Dies gilt nicht für die Vergabe von Day Ahead-Kapazitäten (Ziffer 5 lit. a) dd) des Tenors).

Im Konzept 4.0 der Fernleitungsnetzbetreiber ist vorgesehen, dass das erste Gebotsfenster am Versteigerungstag von 08:00 Uhr bis 10:30 Uhr geöffnet ist. Diese Frist von 2,5 h für die erste und alles entscheidende Gebotseingabe erscheint der Beschlusskammer als zu kurz. Dies gilt vor allem dann, wenn am gleichen Tag Versteigerungen für mehrere Punkte und mehrere Jahre stattfinden. Hier kann es aufgrund der engen Frist zu Fehlern allein schon bei der manuellen Eingabe und deren Prüfung im Rahmen eines Vier-Augen-Prinzips kommen.

Gerade bei den ersten Versteigerungen ist zudem damit zu rechnen, dass Bieter mit dem elektronischen System nicht vertraut sind. Folglich ist hier eine deutliche Verlängerung der bisher vorgesehenen Fristen angemessen. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die Umsetzung massengeschäftstauglicher und automatisierter Prozesse (vgl. Tenor Ziffer 4 lit. b)) dazu führt, dass nach einer gewissen Eingewöhnungsphase der Versteigerungsteilnehmer das Einstellen der Gebote mit einem geringen Zeitaufwand verbunden ist. Um allerdings möglichst vielen potentiellen Auktionsteilnehmern den Zugang zu Kapazitätsversteigerungen zu erleichtern, ist deshalb ausreichend Zeit für das Einstellen der ersten Versteigerungsgebote vorzusehen. Eine Ausnahme hiervon bildet naturgemäß die Versteigerung von Day Ahead-Kapazitäten.

Zur Sicherstellung einheitlicher und festlegungsübergreifender Prozessabwicklung und Marktkommunikation sind Werktage im Sinne dieser Festlegung alle Tage, die kein Sonnabend, Sonntag oder gesetzliche Feiertage sind; wenn in einem Bundesland ein Tag als Feiertag ausgewiesen wird, gilt dieser Tag bundesweit als Feiertag. Der 24.12. und der 31.12. gelten als Feiertage. Diese Definition ist bereits aufgrund verschiedener Festlegungen der Bundesagentur etabliert (siehe BNetzA, Beschluss vom 20.08.2007, Az. BK7-06-067, „GeLi Gas“, BNetzA, Beschluss vom 09.09.2010, Az. BK7-09-001, „WIM“).

4.5.5.2. Evaluierung des Versteigerungsverfahrens nach Ziffer 5. lit. b)

Gemäß Ziffer 5. lit. b) werden Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, das Versteigerungsverfahren unter Beteiligung der tatsächlichen und potentiellen Versteigerungsteilnehmer regelmäßig zu evaluieren und der Beschlusskammer mindestens ein Mal jährlich spätestens zum 01.05. über die Ergebnisse zu berichten.

Eine regelmäßige Evaluierung ist notwendig, da bisher nur wenige Erfahrungen mit Kapazitätsversteigerungen auf dem Gasmarkt vorliegen. Die Evaluierung soll die Grundlage für eine ggf. erforderliche Anpassung der Versteigerungsverfahren sein. Auch zahlreiche Marktteilnehmer erachten eine Evaluierung der Versteigerungsverfahren für erforderlich (siehe bne, EFET, EnBW). Im Gegensatz zu dem Vorschlag einer Evaluierung der Marktergebnisse einen Monat nach dem Ende der Versteigerung für das jeweilige Produkt (siehe RWE S&T) sieht die Beschlusskammer grundsätzlich eine jährliche Evaluierung für alle Produkte als ausreichend an. Auf Grund der Erfahrungen insbesondere bei den ersten Jahreskapazitätsauktionen sind

auch frühzeitigere Anpassungen des Auktionsdesigns denkbar, da die nächsten Jahreskapazitätsauktionen erst im darauf folgenden Kalenderjahr stattfinden werden. Weitere häufigere Evaluierungen sowie eventuell eine darauf beruhende häufige Anpassung des Auktionsdesigns würde die Planungssicherheit für die Marktteilnehmer allerdings negativ beeinträchtigen. Dies schließt freilich nicht aus, dass Änderungen auch kurzfristig erfolgen können, sollte hierfür eine Notwendigkeit bestehen. Zudem ist davon auszugehen, dass bei regelmäßig häufigeren Evaluierungen die Transaktionskosten des Kapazitätsmanagements sowohl für Fernleitungsnetzbetreiber als auch für Transportkunden zunehmen, da die Beschlusskammer davon ausgeht, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Evaluierung die konkreten Erfahrungen und Bedürfnisse der Transportkunden berücksichtigen.

4.5.5.3. Verwendung der Erlöse aus dem Versteigerungsverfahren nach Ziffer 5. lit. c)

Nach Ziffer 5. lit. c) des Tenors sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, Erlöse aus den Versteigerungen, soweit sie das Entgelt nach § 17 Abs. 1 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV übersteigen (sog. „Mehrerlöse“) unter bestimmten Bedingungen zu verwenden. Beim Vorliegen dauerhafter Engpässe sind Mehrerlöse unverzüglich für Maßnahmen zur Beseitigung dieser Engpässe einzusetzen oder für solche Maßnahmen zurückzustellen. Beim Vorliegen vorübergehender Engpässe sind Mehrerlöse für Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung zurückzustellen oder entgeltmindernd in den Netzentgelten zu berücksichtigen.

(1) Die Fernleitungsnetzbetreiber sind nicht berechtigt, Erlöse aus der Versteigerung von Primärkapazitäten oder Day Ahead-Kapazitäten gewinnerhöhend zu vereinnahmen. Diese Vorgabe ergibt sich bereits unmittelbar aus § 13 Abs. 4 GasNZV bzw. § 5 Abs. 1 ARegV und ist hier der Klarstellung wegen aufgenommen worden.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Auktionserlöse nur bei Vorliegen dauerhafter oder vorübergehender Engpässe die regulierten Entgelte nach § 17 Abs. 1 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV übersteigen. Liegt weder ein dauerhafter noch ein vorübergehender Engpass vor, so können lediglich in Einzelfällen Mehrerlöse generiert werden, so z.B. bei Day Ahead-Auktionen. In diesen Fällen sind die Mehrerlöse zwangsläufig Bestandteil der erzielbaren Erlöse im Sinne des § 5 Abs. 1 ARegV. Etwaige Erlöse aus der Versteigerung von Kapazitäten wirken somit, soweit sie das Entgelt nach § 17 Abs. 1 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV übersteigen, in der Folge netzkostenmindernd.

(2) Liegt ein dauerhafter Engpass im Sinne des § 13 Abs. 4 S. 1 GasNZV vor, hat der Fernleitungsnetzbetreiber die Anschaffungs- und Herstellungskosten der zur Beseitigung des dauerhaften Engpasses erforderlichen Investitionen um die Versteigerungserlöse zu vermindern, soweit sie das Entgelt nach § 17 Abs. 1 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV übersteigen. Ist der Fernleitungsnetzbetreiber nicht in der Lage, die zur Beseitigung des dauerhaften Engpasses erforderliche Investitionen unverzüglich zu tätigen, so hat der Fernleitungsnetzbetreiber eine

Rückstellung für Zwecke der Engpassbeseitigung in entsprechender Höhe zu bilden. In diesem Falle ist der erzielbare Erlös im Sinne des § 5 Abs. 1 ARegV um den zurückgestellten Betrag zu vermindern. Der zurückgestellte Betrag ist nach Maßgabe des § 5 Abs. 2 ARegV aufzuzinsen. Nimmt der Fernleitungsnetzbetreiber sodann die Beseitigung des dauerhaften Engpasses vor, sind die Anschaffungs- und Herstellungskosten der zur Beseitigung des dauerhaften Engpasses dienenden Investitionen um den bis dahin zurückgestellten aufgezinsten Betrag zu vermindern; die gebildete Rückstellung ist entsprechend zu reduzieren.

(3) Liegt ein vorübergehender Engpass im Sinne des § 13 Abs. 4 S. 2 GasNZV vor, so ist der Fernleitungsnetzbetreiber grundsätzlich nicht verpflichtet eine Rückstellung zu bilden. Die Versteigerungserlöse sind in diesem Falle Bestandteil der erzielbaren Erlöse im Sinne des § 5 Abs. 1 ARegV. Der Fernleitungsnetzbetreiber kann aber gemäß § 13 Abs. 4 S. 2 GasNZV aus den Versteigerungserlösen, soweit sie das Entgelt nach § 17 Abs. 1 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV übersteigen, eine Rückstellung für Zwecke der Kapazitätserhöhung in entsprechender Höhe bilden. In diesem Falle ist der erzielbare Erlös im Sinne des § 5 Abs. 1 ARegV um den zurückgestellten Betrag zu vermindern. Der zurückgestellte Betrag ist nach Maßgabe des § 5 Abs. 2 ARegV aufzuzinsen. Nimmt der Fernleitungsnetzbetreiber sodann die der Kapazitätserhöhung dienenden Investitionen vor, sind die Anschaffungs- und Herstellungskosten um den bis dahin zurückgestellten aufgezinsten Betrag zu vermindern; die gebildete Rückstellung ist entsprechend zu reduzieren.

(4) Löst der Fernleitungsnetzbetreiber eine zum Zwecke der Engpassbeseitigung gebildete Rückstellung auf, ohne Investitionen zur Beseitigung eines dauerhaften Engpasses zu tätigen, so ist der Auflösungsbetrag zwangsläufig Bestandteil der erzielbaren Erlöse im Sinne des § 5 Abs. 1 ARegV im Kalenderjahr der Rückstellungsauflösung. Dies gilt auch für Auflösungsbeträge, soweit sie die Anschaffungs- und Herstellungskosten der zum Zwecke der Engpassbeseitigung getätigten Investitionen übersteigen. Die bis zum 31.12. des letzten Jahres einer Regulierungsperiode gebildeten aufgezinsten Rückstellungen sind spätestens im vorletzten Jahr der folgenden Regulierungsperiode aufzulösen und fließen damit grundsätzlich in die Ermittlung des Saldos des Regulierungskontos nach § 5 Abs. 4 S. 1 ARegV ein.

(5) Die Informationen zu den Versteigerungserlösen sind im Internet zu veröffentlichen (§ 40 Abs. 1 Ziffer 6 GasNZV). Dies gilt auch für deren Verwendung nach § 13 Abs. 4 GasNZV. Zusätzlich sind die erzielten Versteigerungserlöse und ihre Verwendung vom Fernleitungsnetzbetreiber zu dokumentieren. Aus der Dokumentation muss erkennbar werden, in welchem Umfang die Erlöse das Entgelt nach § 17 Abs. 1 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV übersteigen. Der Fernleitungsnetzbetreiber hat das Vorliegen eines vorübergehenden bzw. dauerhaften Engpasses darzulegen und in geeigneter Form nachzuweisen. Die Dokumentation ist mit der Datenübermittlung für das Regulierungskonto vorzulegen.

4.5.6. Festlegung zu Ausnahmen für gebündelte Grenzkopplungspunkte hinsichtlich der Primärkapazitätsplattform und der Versteigerungsverfahren (Tenor zu 6.)

Die Ausnahmeregelung in Tenor Ziffer 6. legt fest, dass gebündelte Kapazitäten an Grenzkopplungspunkten in Ausnahme von Ziffer 4. und Ziffer 5. lit. a) des Tenors auf einer anderen Plattform und nach einem anderen Vergabeverfahren, insbesondere einem anderen Versteigerungsverfahren, vergeben werden können. Sie ist in ihrer konkreten Ausgestaltung ermessensfehlerfrei.

(1) Nach § 50 Abs. 1 Nr. 6 GasNZV kann die Beschlusskammer nicht nur Festlegungen zu den Kapazitätsplattformen selbst treffen. Vielmehr kann sie im Rahmen des ihr eingeräumten Ermessens Abweichungen von den durch sie grundsätzlich festgelegten Vorgaben zulassen, die insbesondere dazu geeignet sind, durch eine Koppelung der Märkte die Liquidität des Gasmarktes zu erhöhen. Die Festlegungsbefugnis eröffnet hierbei ausdrücklich auch die Möglichkeit zu regeln, dass Kapazitäten in anderer Weise zugewiesen werden können. Die Beschlusskammer hat ihr Auswahlermessen fehlerfrei ausgeübt, indem sie eine entsprechende Ausnahmeregelung für gebündelte und grenzüberschreitende Kapazitäten vorsieht. Gerade Bündelprodukte sind in besonderer Weise geeignet, Märkte miteinander zu verbinden. Dies rechtfertigt es, dass grenzüberschreitende Initiativen der Fernleitungsnetzbetreiber ausnahmsweise auf anderen Plattformen und unter Anwendung anderer Vergabeverfahren, insbesondere anderer Versteigerungsverfahren, realisiert werden dürfen. Insofern verdeutlicht der Tenor der Festlegung zugleich, dass die Beschlusskammer eindeutig eine Präferenz für die Anwendung eines (ggf. im Einzelfall von der vorliegenden Festlegung abweichenden) Versteigerungsverfahrens hat.

(2) Die Ausnahme in Ziffer 6. des Tenors ist eine konsequente Fortführung der bereits in Ziffer 2. lit. a) vorgesehenen Ausnahme für grenzüberschreitende Projekte. Insoweit gelten die dortigen Ausführungen hier entsprechend (siehe oben, Abschnitt 4.5.2.). Die Regelungen sollen die Möglichkeit einer grenzüberschreitenden Kapazitätsbündelung und Kapazitätsallokation befördern, ohne dass ggf. kollidierende nationale Vorgaben eine vertiefte Zusammenarbeit über nationale Grenzen hinweg behindern. So könnte die Verpflichtung, solche grenzüberschreitenden Kapazitätsprodukte auf der nationalen deutschen Primärkapazitätsplattform anbieten zu müssen, dazu führen, dass ausländische Netzbetreiber einer Bündelung nicht zustimmen, da diese möglicherweise ihrerseits einer ähnlichen nationalen Verpflichtung unterliegen.

Bei der konzeptionellen Ausarbeitung dieser Ausnahmeregelung hat die Beschlusskammer die bisher bestehenden grenzüberschreitenden Projekte GATRAC und Link4Hubs im Blick gehabt. Diese Projekte werden von der Beschlusskammer ausdrücklich begrüßt und sollen in ihrer Konzeption – vorbehaltlich der entsprechenden Abstimmungserfordernisse - von der vorliegenden Festlegung nicht beeinträchtigt werden.

(3) Auch für diesen Teil des Tenors hat die Beschlusskammer das ihr eingeräumte Ermessen rechtsfehlerfrei durch Festlegung einer Regulierung des Verfahrens ausgeübt. Marktteilnehmer, die die Ausnahmeregelung in Anspruch nehmen wollen, müssen dies der Beschlusskammer unverzüglich mitteilen. Die Beschlusskammer kann der Ausnahme widersprechen, wenn dies zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke erforderlich ist. Der Regelungsgehalt des Tenors zu Ziffer 6. geht somit dahin, neben einem Abstimmungserfordernis festzulegen, dass es überhaupt Ausnahmen für grenzüberschreitende und damit den Binnenmarkt verwirklichende Projekte geben soll. Da die konkrete Ausgestaltung bereits bestehender und noch geplanter Initiativen eine gewisse Vielgestaltigkeit aufweisen kann, ist die Festlegung eines Abstimmungsverfahrens gegenüber einer konkreten Aufzählung abschließender Voraussetzungen für die Ausnahme vorzugswürdig.

4.5.7. Festlegung zu laufzeitsynchronen Entgeltbildung (Tenor zu 7.)

Die Festlegung regelt schließlich, dass die Entgelte für Kapazitätsprodukte mit einer Laufzeit von mehr als einem Tag der Summe der sich rechnerisch ergebenden Entgelte nach § 17 Abs. 1 ARegV und §§ 13 ff. GasNEV für Tageskapazitäten innerhalb dieser Laufzeit ergeben müssen.

Die derzeitige Entgeltpraxis der Fernleitungsnetzbetreiber mit teils hohen Aufschlägen für kurzfristige Kapazitätsprodukte führt dazu, dass Transportkunden einen wirtschaftlichen Anreiz haben, Kapazitäten mit einer längeren als der tatsächlich benötigten Laufzeit zu buchen. Zudem ergibt sich aus einem erhöhten Preis für Kapazitäten mit kurzen Laufzeiten, dass Transportkunden immer Kapazitäten für die erwartete Spitzenlast buchen müssen, weil das Hinzubuchen einer Zusatzkapazität mit einer kurzen Laufzeit unverhältnismäßig teuer wäre. Beide Effekte führen dazu, dass Transportkunden einen Anreiz haben, Kapazitäten sowohl der Höhe als auch der Laufzeit nach zu buchen, die sie tatsächlich gar nicht benötigen. Ein solches betriebswirtschaftlich nachvollziehbares Verhalten entzieht dem Markt Primärkapazität, ohne dass der Primärinhaber die Absicht hat, die Kapazität auch zu nutzen. Es führt zu einer volkswirtschaftlich ineffizienten Kapazitätsallokation und ggf. zu Fehlanreizen beim Netzausbau. Die Regelung in Ziffer 7. des Tenors zielt darauf ab, diese negativen Effekte zu beseitigen.

Das nach der Vorgabe in Ziffer 7. ermittelte Entgelt bildet grundsätzlich die Basisgröße für die Aufschlagsauktion nach Ziffer 5. lit. a) aa) S. 1 des Tenors. Dies gilt jedoch nicht für Day Ahead-Kapazitätsprodukte, bei denen nur der bei der Versteigerung erzielte Preis den Gesamtpreis bildet (siehe oben, Abschnitt 4.5.5.1.2.2.).

4.6. Widerrufsvorbehalt (Tenor Ziffer 8.)

Die Beschlusskammer behält sich gemäß § 36 Abs. 2 Ziffer 3 VwVfG den Widerruf dieser Festlegungsentscheidung vor. Dieser Vorbehalt soll insbesondere sicherstellen, dass neue Erkenntnisse berücksichtigt werden können, soweit dies erforderlich ist. Nur so kann die

Entwicklungsoffenheit aufgrund eines derzeit nicht konkret absehbaren Anpassungsbedarfs gewährleistet werden. Hiervon wird das berechnigte Bedürfnis der Unternehmen nach Planungssicherheit nicht beeinträchtigt, da solche Erwägungen in einem etwaigen Änderungsverfahren unter Beachtung der Verhältnismäßigkeit zu berücksichtigen sind.

5. Kosten (Tenor zu 9.)

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Christian Mielke
Vorsitzender

Dr. Chris Mögelin
Beisitzer

Dr. Stephanie Ruddies
Beisitzerin



- Beschlusskammer 7 -

Az.: BK7-10-001

24.02.2011

Festlegung in Sachen Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor

hier: Anlage 1: Standardkapazitätsvertrag Gas

§ [1] Definitionen

Für diesen Vertrag gelten die nachfolgenden Definitionen. Begriffe, die in der Einzahl verwendet werden, umfassen auch die Mehrzahl.

- Day Ahead-Kapazität: Kapazität, die am Tag vor dem Liefertag als Tageskapazität gebucht werden kann.
- Gebündelte Kapazität: Ausspeise- und damit korrespondierende Einspeisekapazität, die von einem Transportkunden zusammengefasst gebucht werden kann.
- Gebündelte Nominierung: Einheitliche Nominierungserklärung für einen gebündelten Buchungspunkt.
- Gebündelter Buchungspunkt: Zusammenfassung eines buchbaren Ausspeisepunktes und eines buchbaren Einspeisepunktes zwischen zwei inländischen oder einem inländischen und einem ausländischen Marktgebiet, an denen Transportkunden gebündelte Kapazität buchen können.
- Rest of the Day-Kapazität: Kapazität, die am Liefertag für den Rest des Liefertages gebucht werden kann.
- Within Day-Kapazität: Kapazität, die am Liefertag für Teile des Liefertages gebucht werden kann.

§ [2] Gebündelte Buchungspunkte, Kapazitätsprodukte

1. Die Marktgebietskopplungspunkte und Grenzkopplungspunkte, an denen Fernleitungsnetze miteinander verbunden sind, werden pro Flussrichtung zum gebündelten Buchungspunkt zusammengefasst. Für Grenzkopplungspunkte gelten ggf. Ausnahmen gemäß Ziffer 2 und Ziffer 3 der Festlegung BK7-10-001.
2. An gebündelten Buchungspunkten bucht der Transportkunde gebündelte Kapazität auf fester oder unterbrechbarer Basis. Die Buchung ermöglicht es ihm, mit einer gebündelten Nominierung den Transport über einen gebündelten Buchungspunkt abzuwickeln. Diese Regelung gilt für neu abgeschlossene Verträge. Altverträge (Verträge, die bis zum 31.07.2011 einschließlich abgeschlossen wurden) bleiben unangetastet, es sei denn der Transportkunde, der Ausspeise- und damit korrespondierende Einspeisekapazitätsverträge hält, verlangt eine Umstellung seiner Verträge. Sofern auf der einen Buchungsseite noch ein Altvertrag besteht, darf auf der anderen Buchungsseite die nicht gebündelte Kapazität maximal bis zum Ende der Laufzeit dieses Altvertrages vermarktet werden.
3. An gebündelten oder ungebündelten Buchungspunkten können die Fernleitungsnetzbetreiber gebündelte oder ungebündelte Kapazität auch mit Zuordnungsaufgaben und Nutzungseinschränkungen anbieten.
4. Jährliche Kapazitätsprodukte beginnen entweder immer am 01.01. oder immer am 01.10. eines Jahres. Quartalsprodukte beginnen am 01.01., 01.04., 01.07. oder 01.10. eines Jahres. Monatsprodukte beginnen am 01. eines Monats.

§ [3] Voraussetzung für die Nutzung der gebuchten Kapazität

1. Voraussetzung für die Nutzung der gebündelten Kapazität ist die Einbringung des gebündelten Buchungspunktes als Ausspeisepunkt in dem abgebenden und als Einspeisepunkt in dem aufnehmenden Marktgebiet in die jeweils gebildeten Bilanzkreise.
2. Der Transportkunde bestimmt einen Bilanzkreisverantwortlichen, der für die gebündelte Nominierung an einem gebündelten Buchungspunkt verantwortlich ist, und teilt dies den Fernleitungsnetzbetreibern mit.
3. Voraussetzung für die Nutzung der Kapazität ist der vorherige Abschluss eines Bilanzkreisvertrages bzw. bei gebündelten Kapazitäten der vorherige Abschluss von Bilanzkreisverträgen und die vorherige Schaffung der technischen Voraussetzungen (insb. der Kommunikationstest) zur Nutzung der Kapazitäten.

4. Der Transportkunde hat den gebündelten oder ungebündelten Buchungspunkt, an dem er gebündelte oder ungebündelte Day Ahead-Kapazität erworben hat, unverzüglich, bis spätestens 18:00 Uhr des Tages vor dem Liefertag, in die Bilanzkreise einzubringen. Zu diesem Zweck teilt er den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Day Ahead-Buchung die Bilanzkreisnummern mit. Die Einbringung innerhalb der vorgegebenen Frist setzt ebenfalls einen vorab erfolgreich durchgeführten Kommunikationstest zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und benannten Bilanzkreisverantwortlichen gemäß den Netzzugangsbedingungen der Fernleitungsnetzbetreiber sowie die einmalige Vorlage der Bestätigung gemäß § [5] Ziffer 2 voraus.
5. Der gebündelte Buchungspunkt kann in mehrere Bilanzkreise eingebracht werden. Wünscht der Transportkunde eine Aufteilung der von ihm an diesem Punkt gebuchten gebündelten Kapazität auf verschiedene Bilanzkreise/Subbilanzkonten, teilt er den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern diese Aufteilung pro gebündelten Buchungspunkt mit. Die Ziffern 2 bis 3 gelten entsprechend. Ziffer 5 Satz 1 und 2 gilt nicht für gebündelte Day Ahead-Kapazität.
6. Die Nutzung der gebuchten Kapazität hat unter Beachtung etwaiger Zuordnungsaufgaben und Nutzungsbeschränkungen zu erfolgen.
7. Die Möglichkeit der Einbringung von angebotenen Rest of the Day- oder Within Day-Kapazitäten wird sichergestellt.

§ [4] Rückgabe von Kapazität

1. Der Transportkunde kann seine gebuchte feste Kapazität ganz oder teilweise, bezogen auf Buchungszeitraum und -höhe, über die gemeinsame Buchungsplattform jederzeit, spätestens jedoch bis 14:00 Uhr des Tages vor dem Liefertag, an die jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber zurückgeben. Jede Primärnutzung oder Sekundärvermarktung der zurückgegebenen Kapazitäten durch den Transportkunden ist danach vorbehaltlich Ziffer 8 ausgeschlossen.
2. Gebündelte feste Kapazität kann nur gebündelt zurückgegeben werden.
3. Die Bestätigung der Rückgabe der Kapazität erfolgt über die gemeinsame Buchungsplattform mit einem Zeitstempel an den Transportkunden. Diese Bestätigung entbindet den Transportkunden nicht von seiner Zahlungsverpflichtung.
4. Die Rückgabe ist für beliebige in der Zukunft liegende Tage und für beliebige Anteile der ursprünglich gebuchten Kapazität möglich.

5. Die Fernleitungsnetzbetreiber vermarkten die zurückgegebenen Kapazitäten als Primärkapazität nach den dafür geltenden Regelungen. Sie können die zurückgegebenen Kapazitäten und ggf. noch verfügbare Primärkapazität zu Produkten mit längerer Laufzeit kombinieren. Zurückgegebene Kapazität wird nachrangig zu anderer für den betreffenden Zeitraum verfügbarer Primärkapazität vermarktet.
6. Vermarktet der Fernleitungsnetzbetreiber die zurückgegebene Kapazität ganz oder teilweise, wird der Transportkunde insoweit von seiner Zahlungsverpflichtung befreit. Die Höhe der Befreiung richtet sich nach dem erzielten Erlös, maximal jedoch nach dem regulierten Netzentgelt für den Zeitraum der Primärvermarktung und der Höhe der wiedervermarkteten Kapazität. Wurden die Kapazitäten vom zurückgebenden Transportkunden in einer Auktion erworben, bleibt die Zahlungspflicht für die in der Auktion begründeten Aufschläge auf das regulierte Entgelt unberührt.
7. Werden für einen Tag Kapazitäten von mehreren Transportkunden zurückgegeben, dann werden diese im Falle eines Angebotsüberhangs in der zeitlichen Reihenfolge des Eingangs der Rückgabe (Zeitstempel) bei der Wiedervermarktung durch den Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt.
8. Zurückgegebene Kapazität, die nicht wieder vermarktet werden konnte, wird dem Transportkunden täglich für den nächsten Tag nach Abschluss der Day Ahead-Vermarktung, allerdings bis spätestens 20:00 Uhr, zur Nutzung in dem Bilanzkreis, in den sie vor der Rückgabe eingebracht war, wieder zur Verfügung gestellt.
9. Der Fernleitungsnetzbetreiber erteilt dem Transportkunden eine Gutschrift für das Entgelt gemäß Ziffer 6. Die Gutschrift erfolgt monatlich und wird ggf. mit noch ausstehenden Transportentgelten verrechnet.

§ [5] Nominierung und Renominierung

1. Für die Nominierung und Renominierung ist derjenige Bilanzkreisverantwortliche verantwortlich, der hierfür vom Transportkunden benannt wurde.
2. Der Bilanzkreisverantwortliche nominiert die zu transportierenden Gasmengen im Rahmen der Nutzung fester Kapazität an einem Buchungspunkt bis 14:00 Uhr des Tages vor dem Liefertag. Diese initiale Nominierung wird berücksichtigt, wenn sie bis 14:00 Uhr beim Fernleitungsnetzbetreiber eingegangen ist. Anderenfalls gilt Null als nominierter Wert, es sei denn die Vertragspartner haben etwas Abweichendes vereinbart. Im Fall der gebündelten Nominierung muss der nominierende Bilanzkreisverantwortliche von dem anderen Bilanzkreisverantwortlichen, in dessen Bilanzkreis sich die Nominierung

auswirkt, hierzu in Textform gegenüber den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern einmalig ermächtigt worden sein.

3. Der nominierende Bilanzkreisverantwortliche kann seine initiale Nominierung mit mindestens zweistündiger Vorlaufzeit zur vollen Stunde durch eine Renominierung ersetzen. Eine Renominierung ist zulässig, wenn diese nicht 90% der vom Transportkunden insgesamt am Buchungspunkt gebuchten Kapazität überschreitet und nicht 10% der gebuchten Kapazität unterschreitet. Bei initialen Nominierungen von mindestens 80% der gebuchten Kapazität wird die Hälfte des nicht nominierten Bereiches für die Renominierung nach oben zugelassen. Bei initialen Nominierungen von höchstens 20% der gebuchten Kapazität wird die Hälfte des nominierten Bereiches für die Renominierung nach unten zugelassen. Die zulässige Renominierung wird kaufmännisch auf ganze Kilowattstunden pro Stunde gerundet.
4. Die Nominierungen werden zuerst den festen und dann den unterbrechbaren Kapazitätsprodukten zugeordnet.
5. Überschreitet eine Renominierung von fester Kapazität den nach Ziffer 3 zulässigen Bereich, wird diese maximal in Summe der gebuchten Kapazitäten angenommen. Der den zulässigen Bereich überschreitende Teil der Renominierung wird wie eine Nominierung von unterbrechbarer Kapazität behandelt und zuerst unterbrochen.
6. Unterschreitet eine Renominierung von fester Kapazität den nach Ziffer 3 zulässigen Bereich, wird diese angenommen. Falls eine Unterbrechung in Gegenstromrichtung notwendig würde, wird die Renominierung auf den minimal zulässigen Renominierungswert angehoben.
7. Auf den Transportkunden, der weniger als 10% der ausgewiesenen technischen Jahreskapazität am Buchungspunkt fest gebucht hat, findet die Renominierungsbeschränkung keine Anwendung.
8. Bringen mehrere Transportkunden einen Buchungspunkt in den gleichen Bilanzkreis ein, dann kann durch den zuständigen Bilanzkreisverantwortlichen für jeden Transportkunden in diesem Bilanzkreis jeweils ein Sub-Bilanzkonto eingerichtet werden. Die Nominierung von Gasmengen erfolgt in diesem Fall durch den zuständigen Bilanzkreisverantwortlichen für jeweils einen Transportkunden auf das entsprechende Sub-Bilanzkonto. In diesem Fall gelten die Grenzen der Renominierung nach Ziffer 3 und 7 für die Summe der in Sub-Bilanzkonten eingebrachten Kapazitäten des Transportkunden am jeweiligen Buchungspunkt. Sofern keine Sub-Bilanzkonten gebildet werden, wird für die Anwendung der Renominierungsbeschränkung die Summe der Kapazitäten am Buchungspunkt in einem Bilanzkreis zu Grunde gelegt.

Anlage 1: Standardkapazitätsvertrag Gas

9. Die Nominierung muss für jede Flussrichtung einzeln abgegeben werden. Die Nominierung von gebündelter Kapazität erfolgt durch Abgabe einer gebündelten Nominierung.
10. Day Ahead-Kapazitäten werden bis 20:00 Uhr nominiert. Eine Renominierung von Day Ahead-Kapazitäten ist ausgeschlossen. Bei der Bestimmung des zulässigen Renominierungsbereiches gemäß Ziffer 3 werden keine Day Ahead-Kapazitäten berücksichtigt.

[Weitere allgemeine Regelungen]



- Beschlusskammer 7 -

Az.: BK7-10-001

24.02.2011

Festlegung in Sachen Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor

**hier: Anlage 2: Konzept der Fernleitungsnetzbetreiber „Primärkapazitätsplattform 4.0
(Stand 25.11.2010)**

Die nachfolgenden Fernleitungsnetzbetreiber haben der Beschlusskammer ein Konzept zur Ausgestaltung einer Primärkapazitätsplattform sowie der Versteigerungsbedingungen mit Stand 25.11.2010 („Konzept Primärkapazitätsplattform 4.0“) vorgelegt:

- bayernets GmbH,
- Dong Energy Pipelines GmbH,
- Eni Gas Transport Deutschland S.p.A.,
- Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG,
- EWE NETZ GmbH,
- Gasunie Deutschland Transport Services GmbH,
- GRTgaz Deutschland GmbH,
- GVS Netz GmbH,
- ONTRAS - VNG Gastransport GmbH,
- Open Grid Europe GmbH,
- Statoil Deutschland Transport GmbH,
- Thyssengas GmbH und
- WINGAS TRANSPORT GmbH & Co. KG.

Dieses Konzept wird als Anlage 2 zum Beschluss vom 24.02.2011 genommen.

Konzept Primärkapazitätsplattform 4.0

Stand 25.11.2010

bayernets GmbH

Dong Energy Pipelines GmbH

Eni Gas Transport Deutschland S.p.A.

Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG

EWE NETZ GmbH

Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

GRTgaz Deutschland GmbH

GVS Netz GmbH

ONTRAS - VNG Gastransport GmbH

Open Grid Europe GmbH

Statoil Deutschland Transport GmbH

Thyssengas GmbH

WINGAS TRANSPORT GmbH & Co. KG

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
1. Einleitung	3
2. Ausgestaltung der gemeinsamen Kapazitätsplattform	4
3. Wichtige Rahmenbedingungen der gemeinsamen Kapazitätsplattform.....	5
4. Anforderungen an einen auktionenbasierten Vergabemechanismus	7
5. Produktgestaltung und Auktionsprozess.....	9
5.1. Grundsätze der Produktgestaltung.....	9
5.2. Gestaltung der Standardprodukte für Auktionsprozesse	10
5.3. Gestaltung des Auktionskalenders	11
5.4. Gestaltung des Auktionsprozess	13
5.4.1. Überblick	13
5.4.2. Ausgestaltung der Gebotsfenster	14
5.4.3. Ausgestaltung der Preisschritte.....	16
5.4.4. Abfolge der Gebotsfenster	17
5.4.5. Ausgestaltung der Gebotsfenster im Falle eines Undersells nach einem großen Preisschritt.....	19
5.4.6. Ausgestaltung von Day-Ahead-Auktionen.....	22
5.5. Umwandlung von unterbrechbaren Kapazitäten.....	24
6. Vergabe von nicht auktionspflichtigen Primärkapazitäten.....	25
7. Stand der Plattformentwicklung	26

1. Einleitung

Nach der Novelle der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 12 Abs. 1 verpflichtet, für die Vergabe von Ein- und Ausspeisekapazitäten zum 01.08.2011 eine gemeinsame Plattform zur Vergabe von Primärkapazitäten einzurichten und zu betreiben. An Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten müssen zudem feste Primärkapazitäten über diese Plattform versteigert werden.

Die neue GasNZV legt in diesem Zusammenhang Rahmenbedingungen für die Gestaltung und Laufzeit von Kapazitätsprodukten sowie für deren Vergabe im Rahmen eines Auktions- oder Buchungsverfahrens fest. In ihrer Einleitungsverfügung zum Festlegungsverfahren zum Kapazitätsmanagement beschreibt die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur zudem verschiedene Anforderungen und Umsetzungsvarianten für die Auktionierung von Primärkapazitäten.

Als Reaktion auf die Novelle der GasNZV haben sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in einer Arbeitsgruppe zusammengeschlossen, um die Grundlagen für die geforderte Primärkapazitätsplattform zu schaffen. Diese Arbeitsgruppe arbeitet bereits an der technischen und prozessualen Umsetzung der Primärkapazitätsplattform. Im Folgenden werden nun wichtige konzeptionelle Inhalte zu den Themenkomplexen Produktgestaltung, Auktionsprozess und zur Ausgestaltung der Primärkapazitätsplattform dargestellt.

2. Ausgestaltung der gemeinsamen Kapazitätsplattform

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben es sich zum Ziel gesetzt, den Marktteilnehmern zum 01.08.2011 eine gemeinsame, vollwertige Plattform zur Vergabe von Primärkapazitäten gemäß GasNZV zur Verfügung zu stellen. Die Vermarktung von allen Primärkapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten (GÜPs und MÜPs) in Auktionsverfahren soll zukünftig zentral für alle Netzbetreiber über diese Plattform erfolgen. Für Transportkunden entfallen damit an MÜPs und GÜPs zukünftig die dezentralen Buchungen bei den Fernleitungsnetzbetreibern. Der Fernleitungsnetzbetreiber bleibt dabei auch zukünftig der Vertragspartner der Transportkunden. Die Vergabe von nicht auktionspflichtigen Primärkapazitäten (u.a. unterbrechbare Kapazitäten an GÜP und MÜP, Ein- und Ausspeisekapazitäten zu Letztverbrauchern und Speichern, ...) wird grundsätzlich über die Plattform abgewickelt.

3. Wichtige Rahmenbedingungen der gemeinsamen Kapazitätsplattform

In diesem Kapitel soll auf folgende Aspekte der Ausgestaltung der Plattform eingegangen werden:

- Wie wird die Anonymität auf der Plattform sichergestellt?
- Wie ist der Betrieb der Plattform geplant?
- In welcher Art erfolgt die technische Umsetzung der Plattform?

Um die Anonymität des Handelsvorgangs, der abgeschlossen ist, wenn der Auktionsprozess mit Zuteilung der Kapazitäten erfolgt ist, gegenüber Dritten zu gewährleisten, sieht das Konzept Folgendes vor:

Die Plattform hält die einzelnen Gebote der Transportkunden solange anonym, bis das Auktionsverfahren abgeschlossen ist. Allein die Summe der Gebote der Vorrunde wird zu Beginn eines neuen Gebotsfensters bekannt gegeben. Die Einsichtnahme in den laufenden Auktionsprozess, z.B. das Anzeigen von Anbietern, Mengen und Preisen, ist auch für die Fernleitungsnetzbetreiber nicht möglich. Die Bieter bleiben überdies untereinander dauerhaft anonym. Damit ist gewährleistet, dass lediglich der jeweilige Bieter die Kenntnis hat, an welcher Auktion er selbst teilnimmt. Allerdings ist bei jeder Auktion im Vorhinein ersichtlich, mit welchem Netzbetreiber nach einem erfolgreichen Zuschlag ein Vertrag zustande kommen würde.

Erst die erfolgreichen Gebote, der entsprechende Markträumungspreis sowie die erfolgreichen Bieter werden dem Fernleitungsnetzbetreiber, mit dem insoweit ein wirksamer Kapazitätsvertrag zustande kommen soll, mitgeteilt. Zudem erhält der Fernleitungsnetzbetreiber die nicht erfolgreichen Gebote, da diese unter Umständen eine Verweigerung des Netzzugangs im Sinne des § 20 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz darstellen können, die der BNetzA unverzüglich mitzuteilen wären. Darüber hinaus sind diese Informationen auch über nicht erfolgreiche Gebote notwendig, damit die Fernleitungsnetzbetreiber diese u.a. auch in der nach § 17 GasNZV vorgeschriebene jährliche Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs berücksichtigen können.

Der Plattformbetreiber wird den technischen Betrieb nach einer auf einem Lastenheft basierenden Ausschreibung durch einen unabhängigen Dienstleister sicherstellen. Der Dienstleister ist verantwortlich für die Erstellung des Pflichtenheftes, die Implementierung und den technischen Betrieb der Plattform.

Anlage 2: Konzept "Primärkapazitätsplattform 4.0"

Die technische Umsetzung der Plattform erfolgt in einer dedizierten Systemarchitektur, bestehend u.a. aus Application Server, Webservice Cluster und Kommunikationsplattform. Die funktionalen Anforderungen, die aus den Prozessen resultieren (z.B.: Transportkunden-Userregistrierung, Auktionierung von Primärkapazitäten und Buchung von nicht-auktionspflichtigen Kapazitäten) werden auf der Plattform realisiert. Es handelt sich also nicht um eine reine Verlinkung der Buchungsplattform der Fernleitungsnetzbetreiber, sondern um die Abwicklung von gemeinsamer Applikationslogik auf der gemeinsamen Plattform. Dazu ist eine hohe Integration zwischen den Backend-Systemen der Fernleitungsnetzbetreiber und der Plattform vorgesehen.

Die Daten- und Zugriffssicherheit des Handelsvorgangs auf der Plattform wird durch mehrere Maßnahmen gewährleistet.

So haben nur benannte und berechtigte Teilnehmer Zugang zu Geschäftsvorgängen auf der Plattform. Dieses wird durch einen eindeutigen Prozess zur Kundenregistrierung erreicht, den Transportkunden durchlaufen müssen, bevor sie an Auktionen teilnehmen oder Buchungen durchführen können. Die Registrierung erfolgt für die Plattform und für jeden Fernleitungsnetzbetreiber separat, aber durch einen koordinierten Vorgang über die Plattform (nur ein „Klick“ des Transportkunden für die Registrierungen erforderlich).

Sicherheitsanforderungen (Logging, Monitoring und Audits) regeln den Zugriff auf die Plattform, den Zugriff auf die Backend-Systeme der Fernleitungsnetzbetreiber sowie die Dokumentation dieser Zugriffe. Der Zugang registrierter User erfolgt über Login (Benutzername + Passwort) und eine zusätzliche Authentifizierungsmethode. Der Zugriff auf Funktionen und Bereiche erfolgt rollenbasiert, d.h. jeder Nutzer kann nur diejenigen Informationen aufrufen, die für ihn bzw. seine Rolle relevant sind. Die Kommunikation zwischen Plattform und den Systemen der Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt immer über einen gesicherten und verschlüsselten Kanal. Das gilt auch für die Kommunikation von Informationen zwischen den Transportkunden und der Plattform, die einen Login erfordert. Ein sog. Logging stellt sicher, dass alle Aktionen der Plattform revisionssicher vom Plattformbetreiber dokumentiert werden.

4. Anforderungen an einen auktionbasierten Vergabemechanismus

Die GasNZV legt in §11 fest, dass als Kapazitätsprodukte mindestens Jahres-, Monats-, Quartals- und Tagesprodukte anzubieten sind. Besonderer Fokus liegt dabei auf den derzeit ca. 150 Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten, an denen für alle Produkte mit festen Kapazitätsrechten ein Auktionsverfahren angewendet werden muss. Eine wichtige Prämisse bei der Konzeption der Plattform ist daher die Schaffung von einfachen, transparenten und für alle Teilnehmer verständlichen Prozessen und Produkten, die es zudem ermöglichen, rechtzeitig zum 01.08.2011 eine funktionsfähige Plattform fertig zu stellen. Die Vermarktung der Primärkapazitäten muss für Transportkunden und Fernleitungsnetzbetreiber effizient und transparent durchführbar sein.

Die Ausgestaltung des Auktionsmechanismus soll den Anforderungen an einen effizienten Netzzugang genügen. Die gesetzlichen Grundlagen lassen verschiedene Auktionsmechanismen zu. Um fristgerecht eine funktionstüchtige Plattform fertigstellen zu können, ist es daher unerlässlich, die Anforderungen an den Auktionsmechanismus frühzeitig auszugestalten. Nur so kann mit den erforderlichen Umsetzungsarbeiten begonnen werden, ohne dass zu einem späteren Zeitpunkt Änderungen erforderlich werden, die bereits erbrachte, kostenintensive Leistungen hinfällig werden lassen. Zudem ist der Zeitplan schon jetzt sehr knapp bemessen und umfangreiche personelle Ressourcen sind mit der Planung der Primärkapazitätsplattform gebunden, so dass nachträgliche Änderungen des vereinbarten Auktionsmechanismus die rechtzeitige Fertigstellung der Plattform gefährden.

Die Anforderungen der Transparenz und der Diskriminierungsfreiheit der GasNZV an die Primärkapazitätsplattform hinsichtlich des Auktionsverfahrens werden im Folgenden näher präzisiert:

- Alle parallelen Auktionen eines Kapazitätsproduktes sollen gleichzeitig zu einem vorher bekannten Zeitpunkt beginnen. Dadurch wird das Bieterverhalten in einer Auktion das Ergebnis einer anderen Auktion möglichst wenig beeinflussen. Ferner sind manche Produkte, beispielsweise konkurrierende Kapazitäten, zwingend in parallelen bzw. synchronen Auktionen zu vergeben.
- Auch wenn das genaue zeitliche Ende einer Auktion nicht im Vorhinein feststeht, muss das Auktionsverfahren gewährleisten, dass die Gebotsschritte eine zügige Konvergenz zum markträumenden Preis erzielen.
- Da Transportkunden an vielen parallelen Auktionen teilnehmen können sollen, darf kein Anreiz bestehen ‚in letzter Sekunde‘ ein Gebot abzugeben, so dass auch Trans-

portkunden mit einer geringen Personalausstattung an allen gewünschten Auktionen gleichzeitig und mit gleichen Erfolgchancen teilnehmen können.

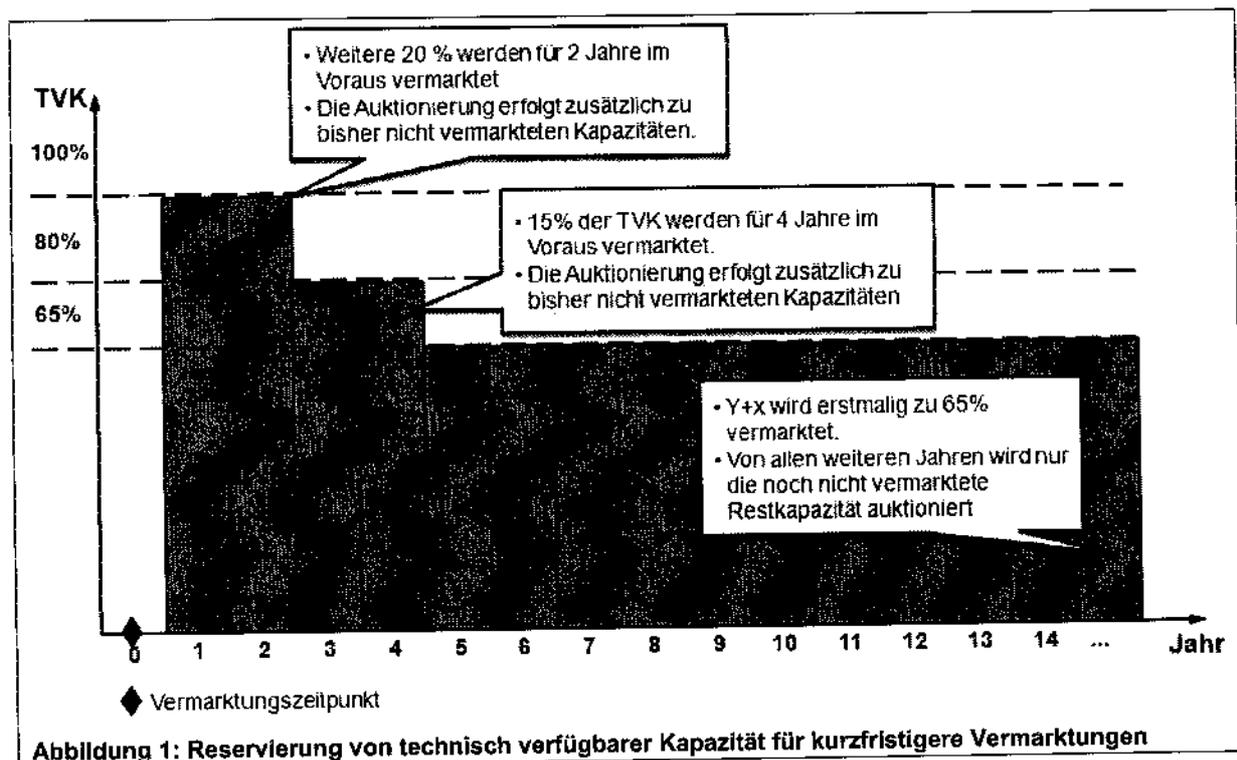
- Transportkunden sollen bewusst entscheiden können, ob sie zu einem bestimmten Preis eine Kapazität erwerben wollen oder aus dem Auktionsprozess aussteigen.
- Alle Auktionen sollen nach dem identischen Verfahren ablaufen, um eine kosteneffiziente Implementierung seitens der Plattform und Netzbetreiber einerseits und seitens der Nutzer andererseits zu gewährleisten.
- Der markträumende Preis soll sich aufgrund möglichst weniger Vorgaben des Auktionsverfahrens ausschließlich aus den Geboten der Auktionsteilnehmer ergeben und damit die potentielle Knappheit des Kapazitätsproduktes widerspiegeln.
- Die Anonymität der Auktionsteilnehmer untereinander muss ständig und gegenüber dem Netzbetreiber bis zum Ende der Auktion gewahrt sein. Es sollen keine Rückschlüsse durch das Beobachten der Anpassung der Gebote anderer Teilnehmer auf deren Identität möglich sein. Außerdem sollen die Fernleitungsnetzbetreiber Informationen über einzelne Gebote erst nach Ende der Auktion erhalten, um potentielle Diskriminierung in jedem Fall zu verhindern.
- Die Kosten einer zukünftigen Anpassung der Auktionssysteme an Vorgaben durch europäische Regulierungsvorschriften sollen möglichst gering gehalten werden, indem das vorgeschlagene Verfahren die derzeitig dort diskutierten Eckpunkte einhält.

5. Produktgestaltung und Auktionsprozess

5.1. Grundsätze der Produktgestaltung

Im Folgenden werden die Konzepte zur Ausgestaltung der Standardkapazitätsprodukte und des Auktionsprozesses beschrieben. Die hier vorgestellten Konzepte beschränken sich zunächst auf die Vergabe von festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK). Die Auktionsprozesse für weitere Kapazitätsarten (bedingt feste, frei zuordenbare Kapazitäten (bFZK) und feste, beschränkt zuordenbare Kapazitäten (BZK)) bauen auf diesen Prinzipien auf.

§14 Abs. 1 der neuen GasNZV schreibt vor, dass an den Punkten, deren Kapazitäten in Auktionen vergeben werden, 20% beziehungsweise 35% der technisch verfügbaren Kapazität (TVK) nur für maximal zwei beziehungsweise vier Jahre im Voraus vergeben werden können. Abbildung 1 zeigt diesen Zusammenhang. Mit Y wird hierbei das laufende Jahr definiert.



§11 Abs. 1 der neuen GasNZV legt fest, dass als Kapazitätsprodukte mindestens Tages-, Monats-, Quartals- und Jahresprodukte anzubieten sind. Bei diesen Kapazitätsprodukten handelt es sich um Kapazitätsrechte mit einer Vertragslaufzeit von einem Tag, einem Monat, einem Quartal bzw. einem Jahr. Nach den bisher von Marktteilnehmern u.a. im Rahmen des Festlegungsverfahrens geäußerten Meinungen scheint die Nachfrage nach Produkten mit anderen Zeiträumen (z.B. Wochenprodukte) derzeit am Markt nicht zu bestehen. Die Fernlei-

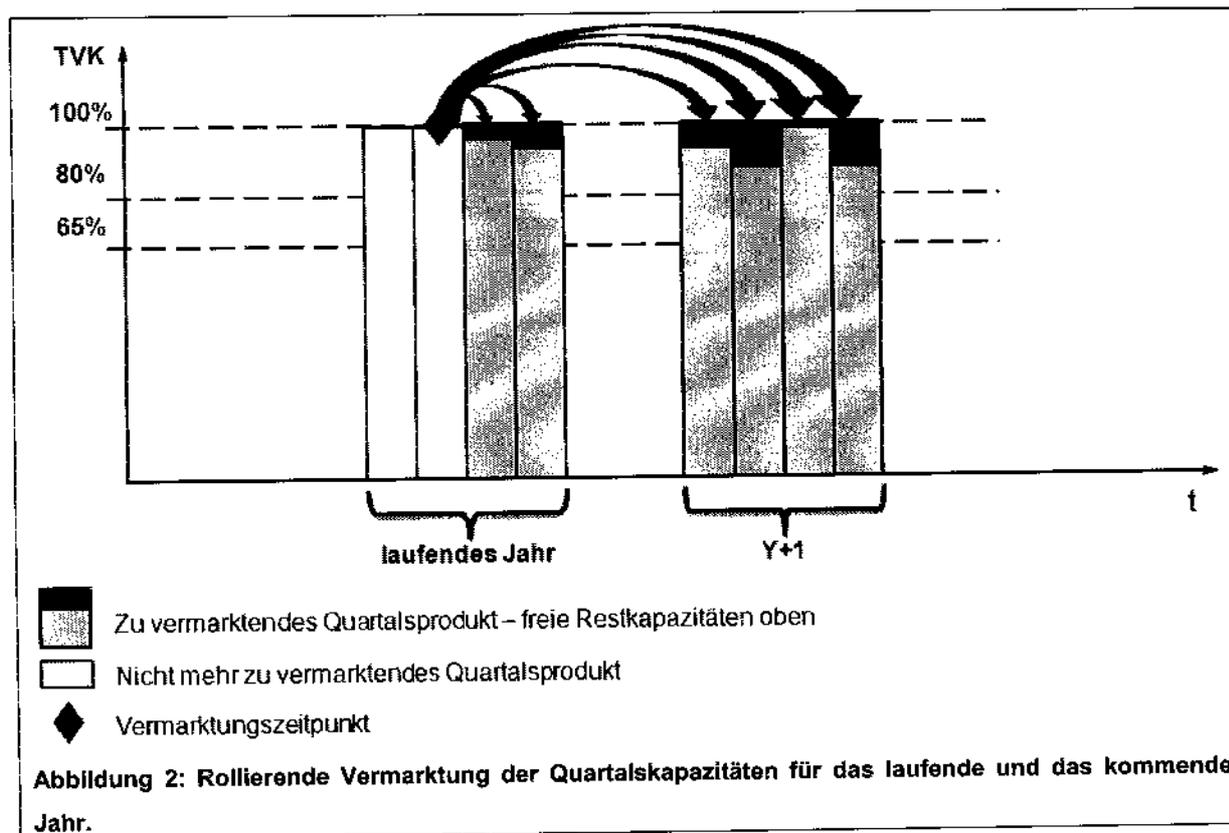
tungsnetzbetreiber werden daher zunächst das Angebot auf diese 4 Produkte beschränken. Jahresprodukte beginnen jeweils zum Gaswirtschaftsjahr am 1.10..

Um einfache und transparente Auktionen zu gewährleisten, soll sichergestellt werden, dass verfügbare Kapazitäten an einem Punkt zu einem Vermarktungszeitpunkt nur in einem Produkt und einer Auktion vermarktet werden. Dies bedeutet beispielsweise, dass die komplette verfügbare und vermarktbar Kapazität für das Jahr 2016 (65% Regel) bei einer Auktion im Jahr 2011 nur als ein Jahresprodukt versteigert wird. Zu diesem Vermarktungszeitpunkt sollen keine weiteren Produkte für dieses Jahr angeboten werden. Verbleibende Restkapazitäten oder neu hinzugekommene, vermarktbar Kapazitäten werden erst zu einem späteren Vermarktungszeitpunkt (z.B. 2012) erneut angeboten. Eine Vorstrukturierung und gleichzeitige Vermarktung von Jahres-, Quartals-, Monatsprodukten für das Jahr 2016 halten die Fernleitungsnetzbetreiber für nicht zielführend. Die Fernleitungsnetzbetreiber müssten hierzu die verfügbare Kapazität zunächst nach einer willkürlich zu treffenden Quotierung vorstrukturieren. Je nach angewandter Quotierung kann es hierbei zu einer unerwünschten Diskriminierung von Marktteilnehmern kommen.

5.2. Gestaltung der Standardprodukte für Auktionsprozesse

Oben genanntes Beispiel verdeutlicht, dass eine Abstimmung zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern über die angebotenen Produkte notwendig ist. Daher haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung der nahezu einheitlichen Forderungen der Transportkunden auf folgende Produktstrukturierung verständigt:

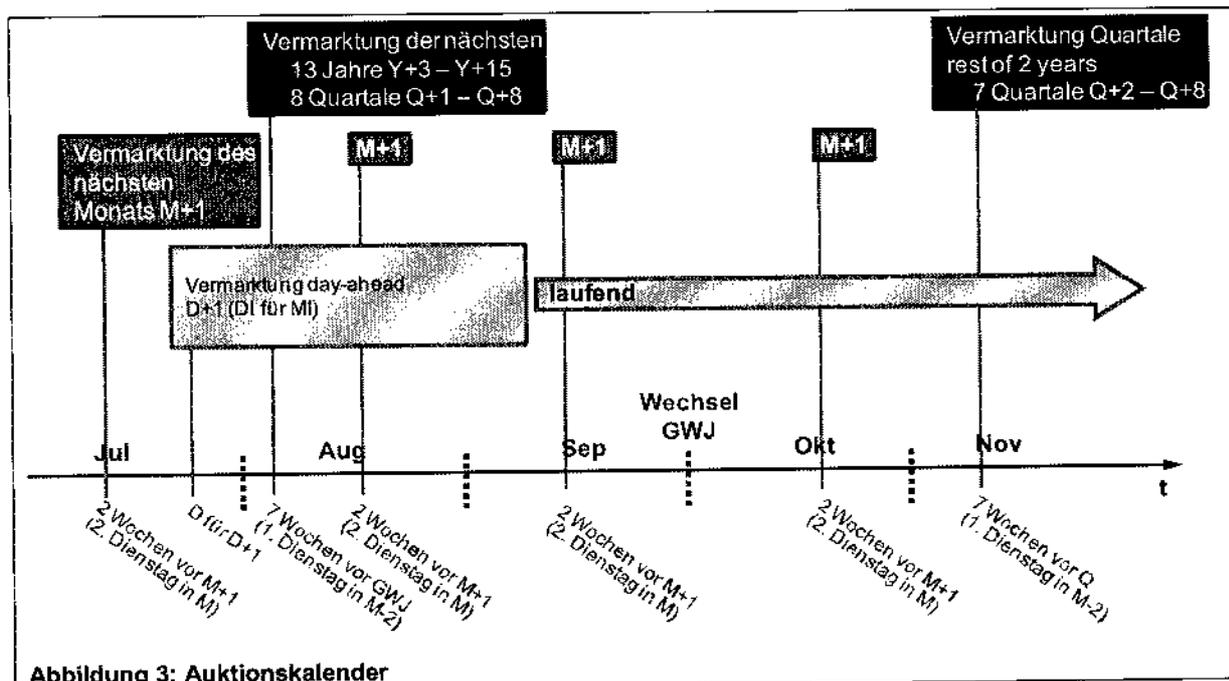
- **Jahresauktionen für die Folgejahre Y+3 bis Y+15:** nur Jahresprodukte
- **Jahresauktionen für die Folgejahre Y+1 und Y+2:** nur Quartalsprodukte
- **Laufendes Jahr Y:**
 - Verbleibende Quartale des laufenden und des nächsten Jahres (siehe Abbildung 2)
 - Month ahead
 - Day ahead



5.3. Gestaltung des Auktionskalenders

Als möglichen Auktionskalender für die Durchführung der Varianten zur Produktstrukturierung etablieren die Fernleitungsnetzbetreiber feste Wochentage für den Beginn der Auktionen. Folgende Grafik zeigt den entsprechend konzipierten Auktionskalender:

Anlage 2: Konzept "Primärkapazitätsplattform 4.0"



Die genauen Starttermine werden immer frühzeitig auf der Plattform bekannt gegeben und können jederzeit eingesehen werden.

Jahreskapazitäten:

Y+3 bis Y+15: Start der Auktion am 1. Dienstag in M-2 (7 Wochen vor dem 01.10.)

Quartalskapazitäten:

- Q+1 bis Q+8: Start der Auktion am 1. Dienstag in M-2 (7 Wochen vor 01.10.)
- Q+2 bis Q+8: Start der Auktion am 1. Dienstag in M-2 (7 Wochen vor Quartal 01.01.)
- Q+3 bis Q+8: Start der Auktion am 1. Dienstag in M-2 (7 Wochen vor Quartal 01.04.)
- Q+4 bis Q+8: Start der Auktion am 1. Dienstag in M-2 (7 Wochen vor Quartal 01.07.)

Monatskapazitäten

M: Start der Auktion am 2. Dienstag in M-1 (2 Wochen vor dem Monatsersten)

Tageskapazitäten

D: Start der Auktion an D-1 um 12 Uhr

Der Startzeitpunkt für Tageskapazitäten wurde so gewählt, dass dabei im Falle von Renominierungsbeschränkungen und einer initialen Nominierung um 10 Uhr die ggf. daraus resultierenden zusätzlich vermarktbaren Day-Ahead-Kapazitäten berücksichtigt werden können und zugleich eine Nominierung dieser Kapazitäten rechtzeitig um 14 Uhr erfolgen kann. Die Länge der Tagesauktion beträgt 1 Stunde.

5.4. Gestaltung des Auktionsprozess

5.4.1. Überblick

In ihrer zweiten Stellungnahme vom 19.5.2010 zum Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zum Kapazitätsmanagement haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber für ein einstufiges Auktionsverfahren ausgesprochen. Dies war insbesondere der Auffassung geschuldet, dass nur so die massengeschäftstaugliche, vollautomatische und in einem endlichen Zeitfenster endende Abwicklung einer großen Anzahl von zu erwartenden, gleichzeitigen Auktionen erfolgen kann.

Zwischenzeitlich haben allerdings viele Transportkunden deutliche Kritik an dem einstufigen Verfahren geäußert und ein mehrstufiges Verfahren gefordert. Gegen das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Verfahren wurde insbesondere angeführt, es sei nicht ausreichend transparent und das Ergebnis der Auktion sei gerade zu Beginn des neuen Vergabeverfahrens für keinen der Beteiligten ausreichend vorhersehbar. Durch die parallele Versteigerung von Kapazitäten an aus Sicht eines Transportkunden ggf. austauschbaren Punkten und aufgrund des unvorhersehbaren Ausgangs müssten sie zudem an mehreren Auktionen teilnehmen, wodurch die Gefahr bestünde, am Ende zu viel Kapazität ersteigert zu haben. Für das mehrstufige Verfahren spreche zudem, dass jeder Auktionsteilnehmer bei jedem Preisschritt neu und autonom entscheiden könne, ob er mitgehen, seine Gebotsmenge verringern oder ganz aussteigen möchte. Im Ergebnis habe er es damit zu jeder Zeit selbst in der Hand, ob er Kapazität erhält oder nicht. Bei einstufigen Verfahren könne er dagegen nicht entsprechend reagieren, da sich der Markträumungspreis nicht sukzessive und transparent, sondern erst am Ende des Auktionsfensters durch die Auswertung der nicht öffentlichen Gebote bildet.

Nach sorgfältiger Abwägung auch des zusätzlichen Aufwandes und der Auswirkungen auf das bereits laufende Umsetzungsverfahren schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber nun ein mehrstufiges Versteigerungsverfahren für Kapazitätsprodukte mit einer Laufzeit länger als einem Tag vor, welches folgenden Prinzipien folgt:

- Ausgehend vom regulierten Entgelt werden Preise in aufsteigender Folge in jeweils zeitlich begrenzten Gebotsfenstern so lange aufgerufen, bis die Summe der Mengengebote kleiner oder gleich der angebotenen Kapazitätsmenge ist. Der Preis wird also von der Plattform vorgegeben, die Transportkunden geben lediglich die Menge an, die sie zum aufgerufenen Preis buchen wollen.
- Der aufgerufene Preis steigt in vorher festgelegten Schritten an.
- Mit „großen Preisschritten“ wird eine zügige Konvergenz zum markträumenden Preis erreicht und ein Preiskorridor ermittelt, innerhalb dessen der markträumende Preis liegt.
- Mit anschließenden „kleinen Preisschritten“ wird der markträumende Preis innerhalb des

zuvor festgestellten Preiskorridors ermittelt.

Begründung:

Ausgestaltung des Auktionsverfahrens:

Das hier zur Konsultation gestellte Auktionsverfahren findet den markträumenden Preis durch mehrere Preiserhöhungen um große Preisschritte, ggf. einem einzigen Rückschritt und einer begrenzten Anzahl weiterer Preiserhöhungen um kleine Preisschritte. Dieses Modell erscheint den Fernleitungsnetzbetreibern im Gegensatz zu einem denkbaren alternativen Verfahren, bei dem der markträumende Preis mittels mehrfachem Ab- und Ansteigen des Auktionspreises ermittelt wird, als wesentlich einfacher, gradliniger und transparenter.

Wahl der Anwendung von „großen“ sowie „kleinen“ Preisschritten:

Während durchgängig (d.h. vom ersten Gebotsfenster an) kleine Schritte zwar sicherstellen, dass der markträumende Preis nicht verfehlt wird, kann ein solches Vorgehen sehr viele Schritte erfordern. In Gesprächen mit Transportkunden wurde für einzelne Punkte ein Preiszuschlag von 100 Cent/(kWh/h) oder gar mehr auf das regulierte Entgelt als nicht unrealistisch eingestuft. Bei Schritten von z.B. durchgängig 2 Cent würden sich so 50 (!) notwendige Gebotsschritte ergeben, was insbesondere dann nicht praktikabel erscheint, wenn für jedes Gebotsfenster ein Zeitraum von mehreren Stunden zur Verfügung stehen soll. Durch das oben skizzierte Modell wird systematisch das gleiche Ergebnis in deutlich weniger Schritten erreicht. Einen konkreten Vorschlag für die Ausgestaltung der Preisschritte finden Sie unten unter 5.4.3.

Denkbar wäre auch, die Höhe der Preisschritte variabel und in Abhängigkeit des Nachfrageüberschusses innerhalb des vorangegangenen Gebotsfensters zu gestalten. Es besteht allerdings kein zwingender Zusammenhang zwischen der Höhe der Übernachfrage und dem Nachfragerückgang bei einer Preiserhöhung bzw. der Zahlungsbereitschaft der Transportkunden. Auch bei einem kleinen Preisinkrement könnte die gesamte Übernachfrage abgebaut werden. Umgekehrt kann die Zahlungsbereitschaft auch bei einer kleinen Übernachfrage sehr hoch sein. Überdies wären die Preisschritte nicht vorhersehbar. Ein solches Modell wird aus diesen Gründen nicht weiter verfolgt.

5.4.2. Ausgestaltung der Gebotsfenster

Die folgenden Abschnitte beziehen sich auf das Vorgehen in Jahres-, Quartals- und Monatsauktionen. Das Vorgehen in Day-Ahead-Auktionen wird in Abschnitt 5.4.6 beschrieben, da es sich hierbei abweichend zu den anderen Kapazitätsprodukten um ein einstufiges Verfahren handelt. An dieser Stelle sei zudem darauf hingewiesen, dass an GÜPs ggf. Abweichungen von dem dargestellten Standardprozess in Abstimmung mit dem angrenzenden Netzbetreiber erforderlich sein werden.

Anlage 2: Konzept "Primärkapazitätsplattform 4.0"

Für die Abgabe von Geboten stehen fest vorgegebene, zeitlich begrenzte Gebotsfenster zur Verfügung. Ein Gebotsfenster definiert sich durch einen Anfangs-, einen Endzeitpunkt und einen aufgerufenen Preis.

Innerhalb eines jeden Gebotsfensters können die Transportkunden Mengengebote in Vielfachen von kWh/h abgeben. Mengengebote geben an, wie viel Kapazität ein Transportkunde zu dem jeweils aufgerufenen Preis buchen möchte. Die Mindestgröße eines Gebots beträgt 1 kWh/h und entspricht damit der kleinsten zu nominierenden Einheit. Transportkunden sind berechtigt, mehrere Gebote pro aufgerufenen Preis abzugeben. Die Maximalgröße der Summe der Gebote eines Transportkunden ist allerdings auf die verfügbare Kapazität der Auktion begrenzt. Hat ein Bieter ein Gebot abgegeben, erhält er eine E-Mail mit der Gebotsbestätigung.

Mindestens eine Woche vor Beginn einer Auktion wird die Höhe der zu vermarktenden Kapazität (angebotene Kapazität) auf der Plattform bekannt gegeben. Um an Auktionen teilzunehmen, ist eine Gebotsabgabe bereits im ersten Gebotsfenster obligatorisch. Eine Teilnahme an einer bereits laufenden Auktion ist zu einem späteren Zeitpunkt nicht möglich.

Es wird maximal drei Gebotsfenster pro Tag geben:

08.00 – 10.30 Uhr	1. Gebotsfenster am Werktag (WT)
11.00 Uhr	Gebotsauswertung, Veröffentlichung und ggf. Preiserhöhung
11.00 – 13.30 Uhr	2. Gebotsfenster am WT
14.00 Uhr	Gebotsauswertung, Veröffentlichung und ggf. Preiserhöhung
14.00 – 16.30 Uhr	3. Gebotsfenster am WT
17.00 Uhr	Gebotsauswertung, Veröffentlichung und ggf. Preiserhöhung
	Fortsetzung am nächsten WT um 8.00 Uhr

Begründung:

Begrenzung der Maximalgröße der Summe der Gebote eines Transportkunden:

Diese Beschränkung ist erforderlich, um ein missbräuchliches, strategisches Blockieren der Kapazitätsvergabe durch einen einzelnen Bieter zu verhindern: Ein Bieter könnte mit einem Mengengebot, das die zu vergebende Kapazität überschreitet, risikolos so hohe Preisstufen erzwingen, dass alle anderen Bieter aussteigen. Bei der nächsten Preisstufe könnte er dann sein Gebot auf Null reduzieren.

Bekanntgabe der angebotenen Kapazität eine Woche vor Auktionsbeginn:

Die explizite Bekanntgabe eine Woche vor Auktionsbeginn dient zum einen dazu, die jeweili-

gen Kapazitäten der Fernleitungsnetzbetreiber zu fixieren, d.h. dass ab diesem Zeitpunkt die zu vermarktende Menge feststeht und bis zum Ende der Auktion nicht mehr reduziert werden darf. Zum anderen wird dadurch den Transportkunden ausreichend Zeit zur Vorbereitung auf Grundlage dieser fixierten Basis eingeräumt. Allerdings sollte diese Fixierung nicht früher als eine Woche vor Auktionsbeginn stattfinden, denn dadurch würden ab diesem Zeitpunkt mindestens die Reservierung von Kapazitäten nach § 38 GasNZV sowie die Verlagerung auf und damit Buchungen von nicht zu verauktionierenden Punkten blockiert. Selbstverständlich können sich die Transportkunden auch bereits vorher auf den jeweiligen Seiten der Fernleitungsnetzbetreiber über deren Kapazitäten informieren.

Unmöglichkeit der späteren Teilnahme an bereits laufenden Auktionen:

Diese Regelung ist erforderlich um sicherzustellen, dass die Summe aller Gebote bei Preiserhöhungen geringer oder gleich hoch der Summe der Gebote in der niedrigeren Preisstufe ist. Nur so kann das Auktionsverfahren garantieren, dass ein eindeutiger Marktträumungspreis in einem transparenten und für alle Bieter klaren Verfahren erzielt wird.

Zeitplan der Gebotsfenster:

Damit die Bieter nach jedem Gebotsfenster die Möglichkeit haben, die Situation zu bewerten und ggf. ihre Strategie und Kapazitätsmenge auf Grundlage einer fundierten Basis anzupassen, soll es zunächst drei Gebotsfenster pro Tag geben. So wird auch gewährleistet, dass es keinen Anreiz gibt, Gebote „in letzter Sekunde“ abzugeben. Weniger als drei Gebotsfenster pro Tag sollten jedoch nicht stattfinden, um die Auktion in einer überschaubaren Anzahl von Tagen zum Ende bringen zu können.

5.4.3. Ausgestaltung der Preisschritte

Für jedes Auktionsprodukt (Monat, Quartal, Jahr) werden 2 feste Preisschritte definiert:

- Große Preisschritte betragen bei Auktionen für Jahres-, Quartals- bzw. Monats-Produkte 10, 2,5 bzw. 1 Cent je kWh/h.
- Kleine Preisschritte betragen bei Auktionen für Jahres-, Quartals- bzw. Monats-Produkte 2, 0,5 und 0,2 Cent je kWh/h.

Die Preisschritte geben Aufschläge auf das regulierte Entgelt an.

Die genaue Höhe des Entgeltaufschlags (Spanne der großen und kleinen Preisschritte) ist anpassbar, jedoch für alle Fernleitungsnetzbetreiber gleich.

Begründung:

Höhe der Preisschritte:

Die Festlegung der Preisschritte soll rechtzeitig vor der ersten Auktion nach einer Abstimmung mit den Marktparteien und der BNetzA erfolgen. Die zur Konsultation stehenden Höhen der Preisschritte stellen hierfür eine Ausgangsbasis dar. Ebenfalls soll eine regelmäßige Prüfung und ggf. eine Anpassung der Preisschritte erfolgen, v.a. wenn dies aufgrund von Erfahrungen mit Auktionsergebnissen (Höhe des Undersells, Anzahl der Stufen, Zeitfenster etc.) erforderlich ist. Die Preisschritte für die unterjährigen Kapazitätsprodukte wurden von denen der Jahresprodukte abgeleitet (z.B. für Quartale ein Viertel der Jahrespreisschritte). Der Faktor fünf zwischen kleinem und großem Preisschritt stellt sicher, dass einerseits der Preiskorridor relativ schnell ermittelt werden kann und andererseits anschließend nach dem Rückschritt nur noch wenige weitere, nämlich maximal vier, Preisschritte erforderlich sind.

5.4.4. Abfolge der Gebotsfenster

Das erste Gebotsfenster startet mit dem regulierten Entgelt (P_0 , siehe Abbildung 4).

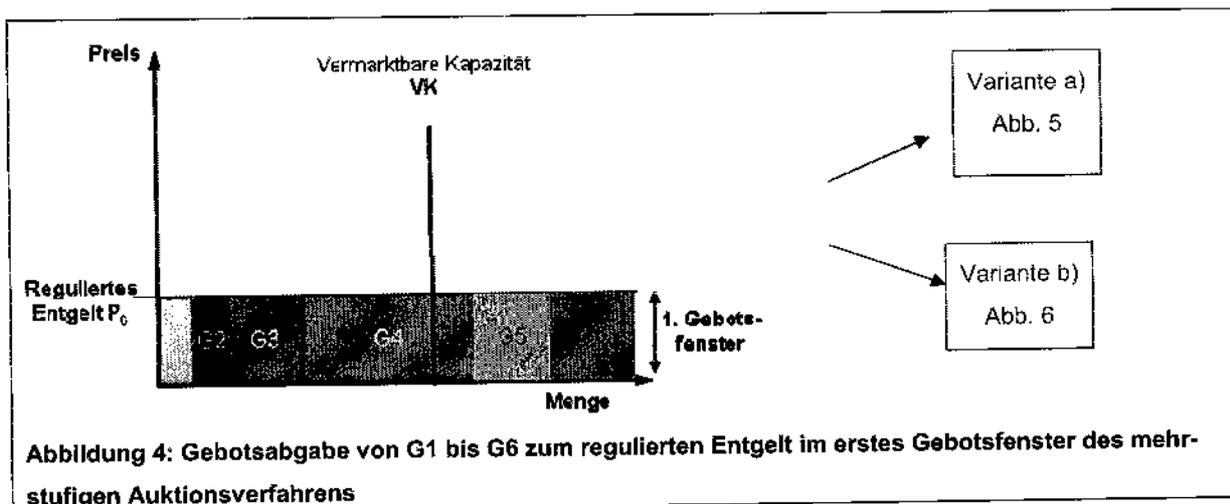


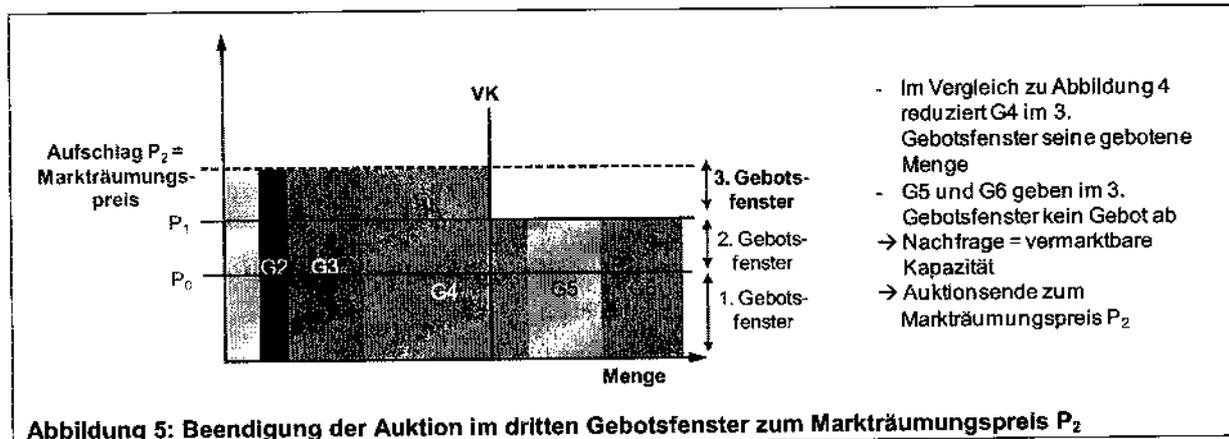
Abbildung 4: Gebotsabgabe von G_1 bis G_6 zum regulierten Entgelt im erstes Gebotsfenster des mehrstufigen Auktionsverfahrens

Ist die Summe der Kapazitätsmenge der abgegebenen Gebote dabei bereits kleiner oder gleich der vermarktbar Kapazität, ist die Auktion beendet und alle Gebote können in voller Höhe zum regulierten Entgelt zugeteilt werden.

Anderenfalls folgen weitere Gebotsfenster mit großen Preisschritten (die konkrete Vorgehensweise wird in Form von Beispielsfällen illustriert), bis entweder

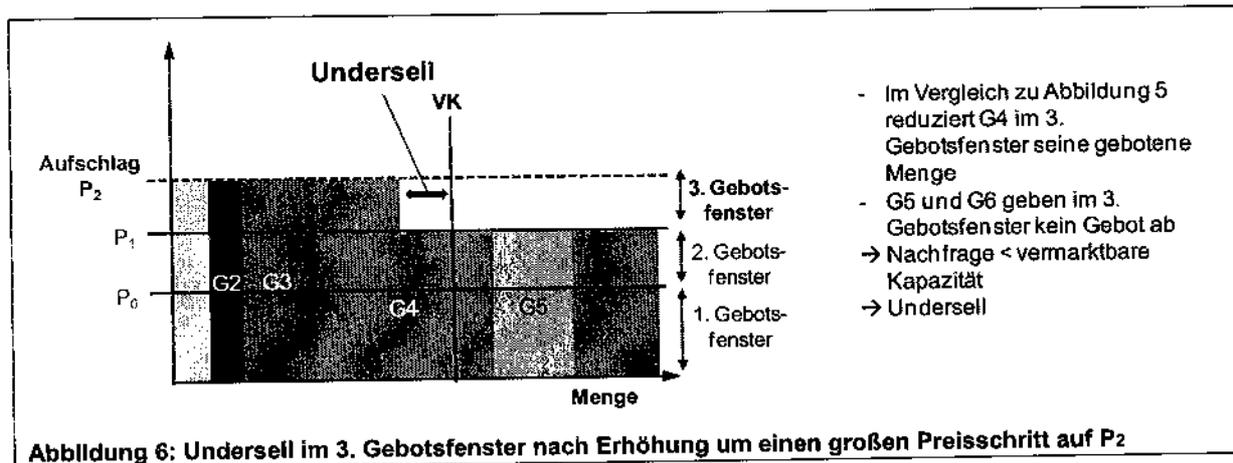
- a) die Summe der Kapazitätsmenge der abgegebenen Gebote gleich der vermarktbar Kapazität ist – in diesem Fall ist die Auktion beendet – (bei P_2 , siehe Abbildung 5),

Anlage 2: Konzept "Primärkapazitätsplattform 4.0"



oder

- b) die Summe der Gebote kleiner ist als die vermarktbare Kapazität (sog. „Undersell“ bei P_2 , siehe Abbildung 6).



Begründung:

Abfolge der Gebotsfenster:

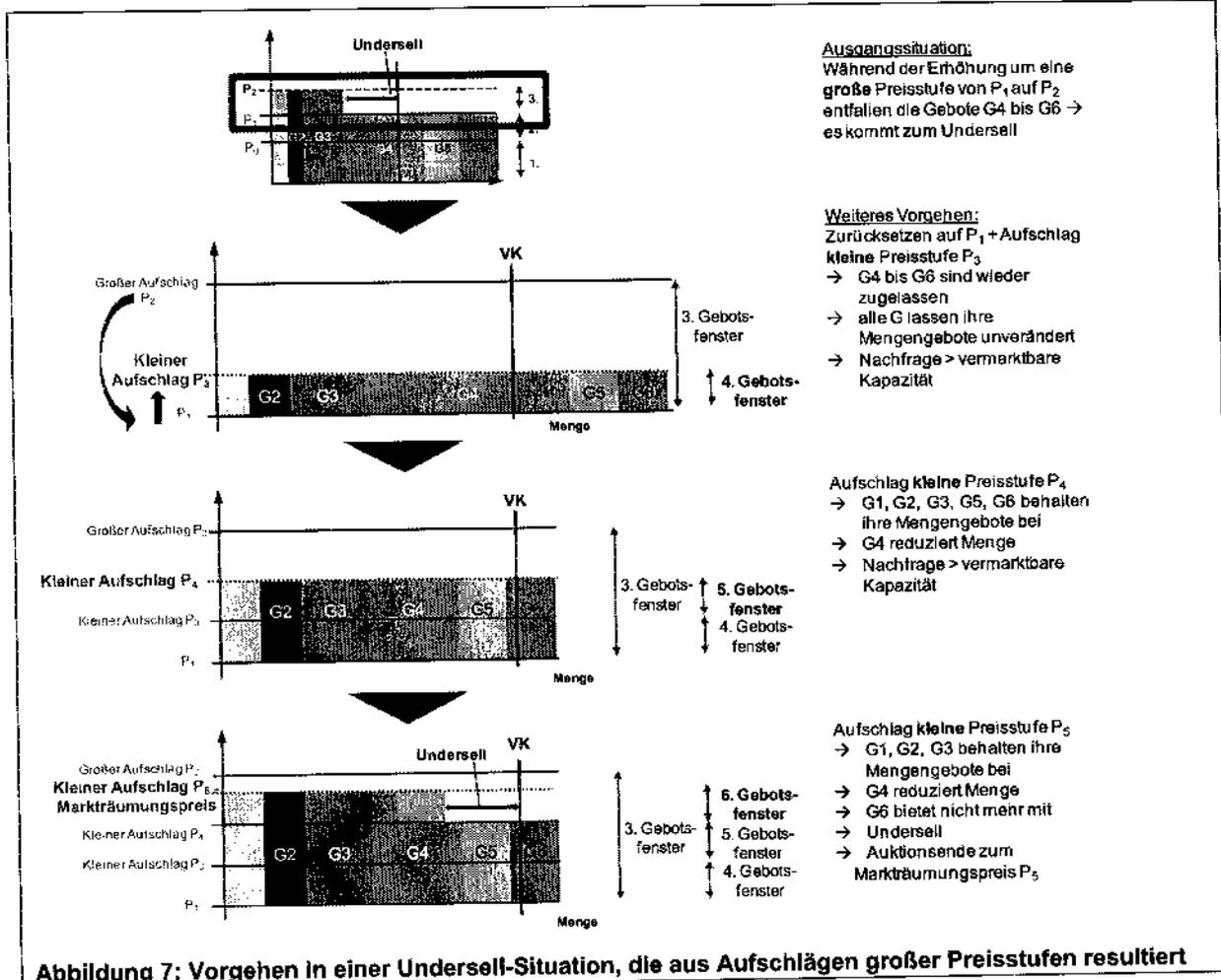
Ziel von Kapazitätsauktionen ist es, den die Knappheit der angebotenen Kapazität signalisierenden Markträumungspreis zu finden. Dieser kann an einigen Punkten bereits dem regulierten Entgelt entsprechen. An anderen Punkten kann es notwendig sein, den Preis über das regulierte Entgelt hinaus zu erhöhen, um den markträumenden Preis zu ermitteln.

5.4.5. Ausgestaltung der Gebotsfenster im Falle eines Undersells nach einem großen Preisschritt

Durch das Auftreten eines Undersells im 3. Gebotsfenster (bei P_2 , siehe Abbildung 6) haben die Bieter den vorangehenden großen Preisschritt (von P_1 auf P_2 , siehe Abbildung 6) als Preiskorridor definiert, innerhalb dessen der markträumende Preis liegen muss. Zur Vermeidung/Reduzierung des Undersells bzw. zur Findung des Marktpreises innerhalb dieses Preiskorridors wird ein neues Gebotsfenster (4. Gebotsfenster, siehe Abbildung 7) eröffnet, in dem sich der auszurufende Preis P_3 (siehe Abbildung 7) aus dem aufgerufenen Preis des vorigen Gebotsfensters (P_1) zuzüglich einer kleinen Preisstufe (vgl. 5.4.3) ergibt. Es gilt somit $P_1 < P_3 < P_2$ (siehe Abbildung 7).

Der auszurufende Preis wird fortan so lange um kleine Preisschritte erhöht, bis die Summe der Kapazitätsmenge der abgegebenen Gebote erneut entweder kleiner oder gleich der vermarktbaren Kapazität ist (bei P_5 , siehe Abbildung 7). In beiden Fällen ist nun – aufgrund der Annäherung in kleinen Preisschritten – die Auktion beendet und es erfolgt eine Zuteilung der gesamten nachgefragten Kapazität zum Markträumungspreis P_5 (siehe Abbildung 7). Nicht zugeteilte Kapazität wird in späteren Auktionen von Kapazitätsprodukten mit ggf. kürzerer Laufzeit vermarktet. Den erfolgreichen Bietern wird der Erwerb von Kapazität mitgeteilt. Informationen über andere Bieter erhalten sie nicht.

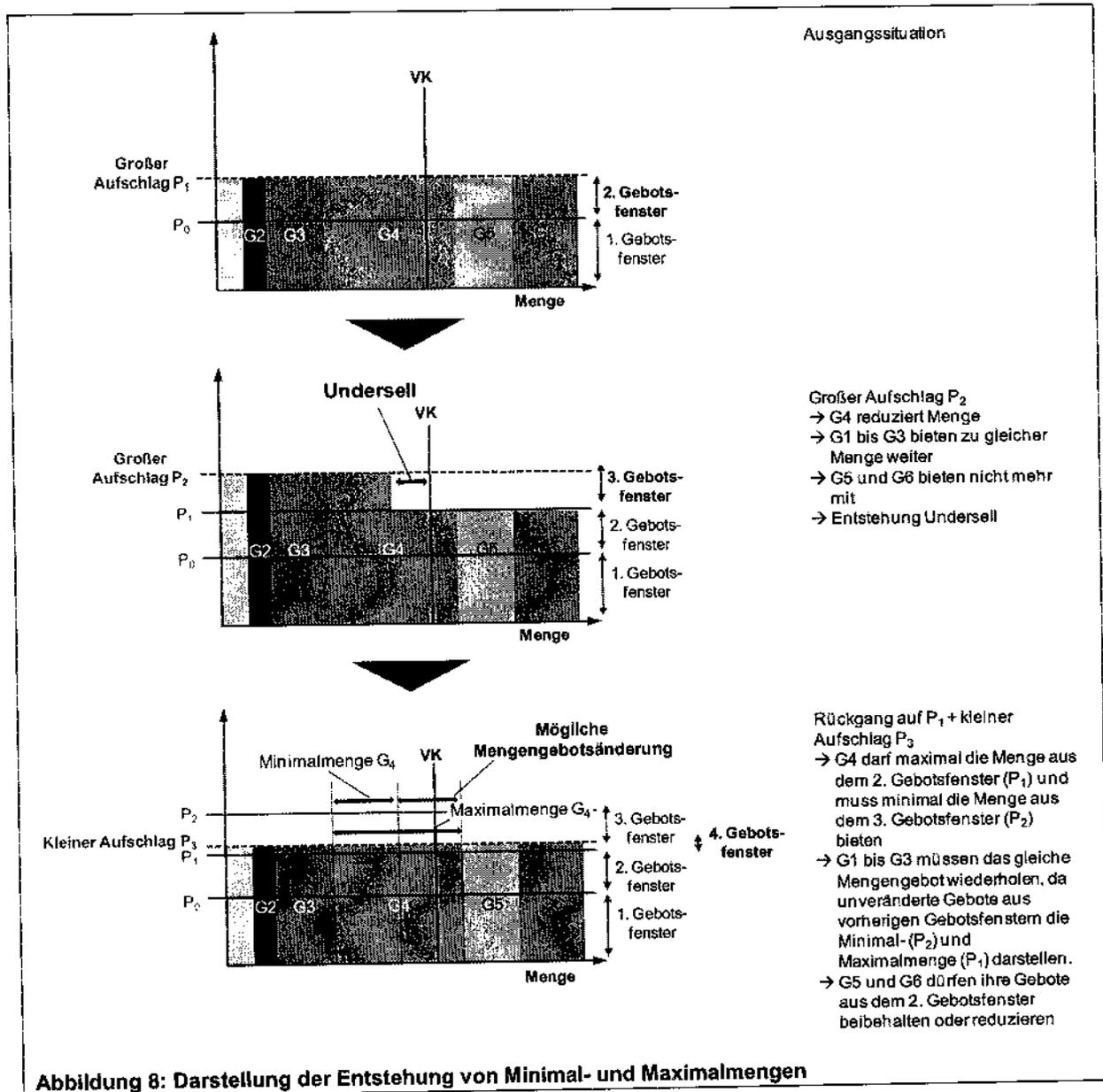
Anlage 2: Konzept "Primärkapazitätsplattform 4.0"



Die nachgefragten Mengen der Gebote, die den Undersell ausgelöst haben (bei P_2 , siehe Abbildung 8), bilden für jedes weitere Gebot in Gebotsfenstern mit kleinen Preisschritten die Mindestmenge (beispielhaft dargestellt durch die „Minimalmenge G_4 “ in Abbildung 8). Gebote dürfen in den weiteren Gebotsfenstern somit nicht unter diese Mindestmenge reduziert werden.

Die nachgefragten Mengen der Gebote des Gebotsfensters, das dem Undersell vorausging (bei P_1 , siehe Abbildung 8), bilden für jedes Gebot die Maximalmenge (beispielhaft dargestellt durch die „Maximalmenge G_4 “ in Abbildung 8). Gebote dürfen in den weiteren Gebotsfenstern nur bei dieser Menge belassen oder reduziert werden. In Abbildung 8 ist das Mengengebot für den Bieter im 4. Gebotsfenster somit durch die „Maximalmenge G_4 “ nach oben begrenzt. Wird ein Gebot reduziert, so ist die nachgefragte Menge dieses Gebots analog der Vorgehensweise bei den großen Preisschritten die neue Maximalmenge für ggf. folgende Gebotsfenster.

Anlage 2: Konzept "Primärkapazitätsplattform 4.0"



Abhängig von der Wahl der Preisschrittgrößen ist somit nach dem erstmaligen Auftreten eines Undersells ein Auktionsabschluss innerhalb weniger weiterer Gebotsfenster sichergestellt.

Begründung:

Vorgehen nach Auftreten eines Undersells nach einem großen Preisschritt:

Wenn aufgrund einer Preiserhöhung um einen großen Schritt die Bieter ihre Gebote in Summe so stark reduziert haben, dass sich die zum vorherigen Preis noch bestehende Situation einer Übernachfrage in eine Situation des Überangebots umgekehrt hat, muss zwischen diesen beiden Preisstufen der markträumende Preis liegen. Ein einmaliger Rückschritt um einen

großen Preisschritt und eine sukzessive Preiserhöhung in kleinen Schritten ermöglicht dann eine schnelle Annäherung an den markträumenden Preis und im günstigen Fall eine Verbesserung der Situation für weiterhin teilnehmende Transportkunden, die in jedem Fall ihre erwünschte Kapazität erhalten, ggf. zu einem niedrigeren Preis.

Regelung zu Mindest- und Maximalmengen:

Diese Regelung bewirkt, dass die Gebote zu den unterschiedlichen Preisschritten konsistent sind, indem durchgehend bei höheren Preisen die nachgefragten Mengen kleiner als oder gleich der nächstniedrigeren Preisstufe sind, unabhängig davon, ob die Preisstufen unmittelbar nacheinander aufgerufen wurden. Zudem wäre es nicht nachvollziehbar, dass ein Transportkunde eine Kapazität, die er zu einem höheren Preis hat buchen wollen, zu einem nun verringerten Preis nicht mehr buchen möchte. Für den Fall der zur Konsultation stehenden Preisschritte (siehe Abschnitt 5.4.3) bedeutet dies, dass es nach dem Auftreten eines Undersells nach einem großen Preisschritt maximal vier kleiner Preisschritte bedarf, um den markträumenden Preis zu ermitteln. Im fünften Preisschritt würde erneut derjenige Preis aufgerufen, der erstmalig einen Undersell verursacht hat und damit die obere Grenze des Preiskorridors definiert. Liegt bei dem vierten kleinen Preisschritt noch immer eine Übernachfrage vor, erfolgt die Zuteilung zu dem Preis, der erstmalig den Undersell bewirkt hat und somit bereits aufgerufen wurde.

5.4.6. Ausgestaltung von Day-Ahead-Auktionen

Für Day-Ahead-Auktionen wird abweichend zu den Produkten längerer Laufzeit ein einstufiges Verfahren mit Abbildung einer Gebotskurve angewendet:

Der Ablauf bei Day-Ahead-Auktionen verläuft innerhalb eines einzelnen Gebotsfensters und damit einer Stufe. Die Bieter können dabei innerhalb dieser Gebotsstufe auf der Plattform eine Gebotsliste einstellen, in der sie für unterschiedliche Preise ihr jeweiliges Mengengebot angeben. Auch hier ist der minimale Preis das regulierte Entgelt. Die Bieter können bei Bedarf für beliebige Preise, die sich aus Aufschlägen in Preisschritten von 0,005 Cent je kWh/h ergeben, ihre Mengengebote abgeben (also z.B. Menge 100 bei reguliertem Entgelt P_0 , Menge 75 bei $P_0 + 0,005 \text{ Cent}/(\text{kWh/h})$ und Menge 50 bei $P_0 + 0,020 \text{ Cent}/(\text{kWh/h})$). Es steht den Bietern allerdings frei, auch nur ein Mengenangebot mit nur einem Preis einzustellen. Wenn eine Gebotsliste erstellt wird, gilt auch hier entsprechend 5.4.5, dass zu einem höheren Preis maximal die für einen geringeren Preis angegebene Menge geboten werden darf. Für alle zwischen zwei durch den Transportkunden explizit angegebenen Preisschritten möglichen Zwischenschritte gelten automatisch die Mengen des jeweils höheren Preisschrittes (Beispiel: Gibt der Bieter eine Menge von 100 zum regulierten Entgelt P_0 und eine Menge 50 beim Aufschlag von 0,010 Cent/(kWh/h) an, so gilt die Menge 50 auch für den Aufschlag von 0,005 Cent/(kWh/h)). Für Preise oberhalb des höchsten Preisschrittes, für den explizit ein Mengengebot abgegeben wurde, gilt automatisch ein Gebot von Null.

Nach dem Schließen dieses Gebotsfensters wertet die Plattform die Gebotslisten der Bieter entsprechend der Regeln der mehrstufigen Auktion aus, ermittelt den Markträumungspreis und vergibt die Kapazität entsprechend der eingegangenen Mengengebote.

In Day-Ahead-Auktion erworbene Kapazitäten müssen unverzüglich in einen gültigen (inkl. bestandenem Kommunikationstest) und für den Transportkunden zulässigen Bilanzkreis eingebracht werden. Hierfür ist es notwendig, dass die Angabe dieses Bilanzkreises bereits bei Gebotsabgabe erfolgt.

Begründung:

Anwendung eines einstufigen Verfahrens:

Für Day-Ahead-Auktionen ist es aufgrund der Kurzfristigkeit notwendig, ein vereinfachtes Verfahren vorzusehen. Um auch für Day-Ahead-Kapazitäten das potentielle Unersehl so gering wie möglich zu halten, sehen die Fernleitungsnetzbetreiber das beschriebene Day-Ahead-Verfahren als einstufiges Verfahren mit Abbildung einer Gebotskurve vor. Dieses Verfahren verkürzt damit das sonst mehrtägig verlaufende, zuvor beschriebene Verfahren implizit ab und sorgt so dafür, dass ein für alle Laufzeiten weitgehend konsistentes Verfahren angewendet werden kann. Des Weiteren wird mit diesem Verfahren den Bietern die Flexibilität eingeräumt, selbst zu entscheiden, ob sie nur ein Gebot oder eine Gebotsliste abgeben.

Preisermittlung in Day-Ahead-Auktionen:

Da in Day-Ahead-Auktionen nach Übermittlung aller Gebotslisten sich der markträumende Preis unmittelbar ergibt, ist eine Annäherung an diesen Preis in mehreren Schritten nicht notwendig. Die Bieter geben für alle Preise, bei denen sie zum Erwerb von Kapazitäten bereit sind, vorab Mengengebote ab. Durch die oben beschriebene Logik, dass Mengengebote zu höheren Preisen zugleich auch für denkbare Zwischenschritte bis zum ausgewählten niedrigeren Preisschritt gelten, wird nicht nur ebenfalls ein oben für die übrigen Produkte beschriebener Grundsatz adaptiert, sondern die Bieter können entsprechende Mengenpyramiden schnell und einfach erstellen, ohne für jeden einzelnen Preisschritt eine Menge explizit angeben zu müssen. Da für Preise oberhalb des höchsten Preisschrittes, für das noch ein explizites Mengengebot abgegeben wurde, automatisch ein Mengengebot von Null gilt, ist gewährleistet, dass es einen Preisschritt geben wird, bei dem die Summe der Mengengebote kleiner oder gleich der vermarkteten Kapazität ist.

Die Höhe der Zwischenschritte des Preises von 0,005 Cent je kWh/h in Day-Ahead-Auktionen ergibt sich dabei als gerundetes Ergebnis von 2 Cent pro kWh/h geteilt durch 365, also dem „kleinen Preisschritt“ in einer Jahreskapazitätsauktion (siehe Abschnitt 5.4.3) geteilt durch die Anzahl der Tage eines Jahres.

Vorabangabe eines Bilanzkreises; unverzügliche Einbringung in einen Bilanzkreis:

Diese Regelung ist notwendig, um die Abwicklung der zeitkritischen Folgeprozesse nicht zu gefährden.

5.5. Umwandlung von unterbrechbaren Kapazitäten

§ 13 Abs. 2 GasNZV schreibt vor, dass Inhaber unterbrechbarer Kapazitäten bei einer Versteigerung Gebote abgeben können, um die unterbrechbaren Kapazitäten in feste Kapazitäten umzuwandeln. Sind die Inhaber unterbrechbarer Kapazitäten bei der Versteigerung nicht erfolgreich, behalten sie ihre unterbrechbare Kapazität.

Die Umsetzung dieser Vorgaben erfolgt auf der Plattform direkt bei der Gebotsabgabe. Dazu gibt der Bieter die maximal umzuwandelnde, unterbrechbar gebuchte Kapazitätsmenge und die relevanten Vertragsdaten (z.B. Vertragsnummer, Vertragsabschlussdatum) in seinem Gebot mit an. Diese Informationen werden bei erfolgreicher Ersteigerung dem betreffenden Fernleitungsnetzbetreiber durch die Plattform übermittelt. Dieser nimmt die Umwandlung der Kapazität in seinen Systemen vor und informiert im Anschluss den Transportkunden.

6. Vergabe von nicht auktionspflichtigen Primärkapazitäten

Auf der Plattform können "nach der zeitlichen Reihenfolge ihrer jeweiligen Buchung" die folgenden Arten von Kapazitäten vergeben werden:

- Unterbrechbare Kapazitäten
- Ausspeisungen zu Letztverbrauchern oder Speicheranlagen
- Einspeisung von Speicher-, Produktions- oder LNG-Anlagen
- Einspeisung von Biogas

Der Transportkunde wird – sofern von Fernleitungsnetzbetreiber angeboten – über die Primärkapazitätsplattform seine Buchungen von nicht auktionspflichtigen Primärkapazitäten vornehmen können. Die Verfügbarkeit der angefragten Kapazität wird dabei von der Primärkapazitätsplattform beim jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber angefragt und geprüft. Die Prüfung von freien Kapazitäten erfolgt dabei in den Systemen der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber. Der Transportkunde kann bei positiver Rückmeldung die angefragte Kapazität auf der Primärkapazitätsplattform buchen.

7. Stand der Plattformentwicklung

Die oben beschriebenen Prozesse und Produktgestaltungen sind ein Ausschnitt aus der derzeit gemeinschaftlich von allen Fernleitungsnetzbetreibern betriebenen Konzeption der Primärkapazitätsplattform. Um die Forderung der GasNZV nach einer Inbetriebnahme dieser Plattform zum 01.08.2011 erfüllen zu können, arbeiten die Fernleitungsnetzbetreiber intensiv an einer Detaillierung der Anforderungen, um zeitnah mit einer technischen Realisierung dieser Plattform beginnen zu können. Neben der Umsetzung der Plattform müssen auch bei allen Fernleitungsnetzbetreibern Prozesse, Produkte und IT-Systeme in großem Umfang angepasst werden, um eine kompatible Vermarktung der Kapazitäten über die Plattform sicherzustellen. Für die Fernleitungsnetzbetreiber ist hierbei die Gestaltung von transparenten und für alle beteiligten Marktpartner effizient abzuwickelnden Prozessen und Produkten von großer Wichtigkeit. Auf der Suche nach einer für alle Beteiligten möglichst optimalen Ausgestaltung von Produkten und Prozessen stellt der vorliegende Vorschlag eine Konsolidierung einer Vielzahl von viel versprechenden Lösungen dar. Um eine erfolgreiche Realisierung der Plattform zum 01.08.2011 und die notwendigen Umstellungen bei den Fernleitungsnetzbetreibern sicherzustellen, begrüßen die Fernleitungsnetzbetreiber eine frühzeitige und kurzfristige Entscheidung über realistisch umsetzbare Produkte und Prozesse.