



Stellungnahme von EFET Deutschland zu den Eckpunkten der Bundesnetzagentur zur „Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Gasmarkt“

EFET Deutschland freut sich, an der Konsultation zur Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Markt teilzunehmen. In Folge der bereits früher stattgefundenen Konsultation zu „ERGEG Principles: Capacity Allocation Mechanisms and Congestion Management Procedures“ im Frühjahr 2009 begrüßen wir die weitere Ausdifferenzierung für den deutschen Markt. Insgesamt betrachtet lässt sich feststellen, dass die Eckpunkte auf wichtige Aspekte im Zusammenhang mit einer Neuordnung des Kapazitätsmanagements eingehen und wesentliche Eckpfeiler einer Neuregelung ansprechen. Aus unserer Sicht sind Leistung, Anspruch und Zielsetzung der Neugestaltung positiv zu bewerten. Wir begrüßen es, in der Frage des Kapazitätsmanagements ausgehend vom deutschen Markt ein praktikables Modell aufzusetzen und zu diesem einen intensiven Diskurs mit den Marktteilnehmern zu führen. Im Folgenden legen wir näher dar, zu welchen Vorschlägen EFET Deutschland ergänzende bzw. abweichende Positionen vertritt.

Es ist notwendig, die Vergabe von Primärkapazitäten zu verbessern, Primär- und Sekundärkapazitäten einheitlich auszugestalten und das Angebot von festen Kapazitäten zu maximieren, besonders im Fall von engpass- oder potenziell engpassbehafteten Punkten, um dadurch die Entstehung eines liquiden Sekundärmarktes in Deutschland und über seine Grenzen hinweg zu unterstützen. In Anlehnung an die Stellungnahme von EFET Europe zur ERGEG-Konsultation muss ein Engpass- und Kapazitätsmanagement demnach bezogen auf die nun vorgelegten Eckpunkte folgenden Ansprüchen gerecht werden:

- A) Kapazität wird effizient berechnet
- B) Kapazität wird effizient an Marktteilnehmer vergeben
- C) Marktteilnehmer nutzen ihre Kapazitätsrechte effizient
- D) Alle Marktteilnehmer haben zu jeder Zeit die Informationen verfügbar, die sie für den effizienten Umgang mit Kapazitäten brauchen
- E) Kapazitätsmanagementmechanismen stehen im Einklang mit Regelungen in anderen Ländern und führen zu harmonisierten grenzüberschreitenden Allokationsmethoden

Wir begrüßen den Ansatz der Bundesnetzagentur, nach dem Gasflüsse nicht mehr als rein physische, sondern auch als händlerische Wirklichkeit und Herausforderung wahrgenommen werden. Dabei sollen Transportkapazitäten in Qualität und Ausgestaltung nicht unterschieden werden. Die uneingeschränkte Kombinierbarkeit



von primären und sekundären Produkten ist einer der Schlüssel für einen zukünftig liquiden Kapazitätshandel.

Unsere Kommentare und Erläuterungen orientieren sich - abweichend von der Gliederung des Eckpunktepapiers der Bundesnetzagentur - an den in den oben beschriebenen Ansprüchen an ein Kapazitätsmanagement. Zur besseren Orientierung sind Hinweise auf die entsprechenden Kapitel im Eckpunktepapier eingefügt.

Ad A) Kapazität wird effizient berechnet

Grundlage für Handelsentscheidungen ist die richtige Berechnung von Kapazitäten und die Bereitstellung von relevanten Netzinformationen seitens des Netzbetreibers (vgl. 1.1). Unter der Berechnung und Bestimmung verstehen wir sowohl langfristige als auch kurzfristige Prognosen, historische Messwerte bis hin zum vergangenen Tag sowie alle historischen Nominierungen bis hin für den folgenden Tag an den Marktgebietsübergängen bzw. zum benachbarten Ausland. Aufgrund der Tendenz zur längerfristigen Absicherung von Handelsgeschäften ist eine reine Konzentration auf den kurzfristigen Zeithorizont nicht sinnvoll. Kapazitätsverfügbarkeitsprognosen sollten sich demnach nicht allein auf den Kurzfristbereich konzentrieren. Mit einer detaillierten Datengrundlage, die derzeit nicht zeitnah und stundengenau von den Netzbetreibern zur Verfügung gestellt wird, ist eine wesentlich bessere Nutzung der Kapazitäten möglich.

Zur Ermittlung schlägt die Bundesnetzagentur vor, kurzfristige Kapazitäten auf der Grundlage von bestimmten Parametern zu errechnen (vgl. 1.1). Wichtig ist in diesem Zusammenhang die Notwendigkeit, dass Netzbetreiber neben den erwähnten Parametern wie Temperatur, Brennwert oder Netzpufferfüllstand auch die Entwicklung von Commoditypreisen miteinbeziehen, denn neben den physischen Flüssen ist die Prognose handelsbedingter Flüsse für den Markt relevant.

Um das Maximum an festen Kapazitäten dem Markt zur Verfügung zu stellen, sieht das Eckpunktepapier unter Punkt 1.3. die Intensivierung der Kooperation der Netzbetreiber bei der Berechnung von Kapazitäten vor. Dieser Ansatz wird von EFET Deutschland sehr begrüßt. Die Bestimmung der vermarktaren Kapazität sollte wie vorgeschlagen regelmäßig stattfinden. Einige Händler verstehen unter regelmäßig eine bis zu tägliche Berechnung.¹

Zur nennenswerten Steigerung der Effizienz reicht jedoch die in den Konsultationsunterlagen geforderte bilaterale Kooperation der Netzbetreiber an den

¹ Folgendes ist von einzelnen Mitgliedern vorstellbar und wäre aus ihrer Sicht weiter zu diskutieren: Netzbetreiber entwickeln zunächst ein einheitliches Kapazitätsberechnungsmodell, das für alle dieselben Parameter enthält. In einem weiteren Schritt ist es gerade im kurzfristigen Bereich durchaus sinnvoll, ähnlich den Entwicklungen im Strommarkt, in die Richtung von lastflussbasierten Netzberechnungen zu gehen („flow based“). Diese Berechnungsmethode sehen wir als Voraussetzung für ein ebenfalls zukünftig denkbare grenzüberschreitendes Market Coupling (also die implizite Vergabe von Commodity mit unterlegter Kapazität im Vergleich zu der heute expliziten Auktion) an.



Netzkoppelpunkten bezüglich der einheitlichen Ausweisung und der gekoppelten Vergabe der Kapazitäten nicht aus. Vielmehr müssen die Netzbetreiber in den Bereichen der Netzplanung, Kapazitätsermittlung und Netzausbau gesellschafts- bzw. netzübergreifend koordiniert zusammenarbeiten, um somit die Betrachtung der gesamten deutschen Transportnetze zu ermöglichen und so den effizienten Netzausbau sicherstellen.

Wir sehen die Netzbetreiber als entscheidenden Faktor für die Bestimmung und Maximierung fester Kapazitäten (vgl. 1.3). Es ist ausgesprochen wichtig, dass die Netzbetreiber hierfür das geeignete Instrumentarium zur Verfügung gestellt bekommen. Neben der gemeinsamen Berechnung befürworten wir die folgenden Vorschläge der Bundesnetzagentur zur Optimierung des Angebots:

- Überbuchung,
- Kapazitätsrückkauf,
- Gegenstromkapazitäten
- und Lastflusszusagen

Lastflusszusagen müssen unbedingt transparent und durch Ausschreibungen vergeben werden, zudem muss das Zustandekommen der Kosten dafür nachvollziehbar sein.

Angesichts dieser weitgehenden Möglichkeiten erscheint uns die Beschränkung der freien Zuordenbarkeit von Kapazitäten nicht mehr erforderlich (vgl. 1.7). Sie nimmt den Netzbetreibern den Anreiz, Beschränkungen abzuschaffen und Kapazitäten zu optimieren.

Grundsätzlich sollten alle Kapazitätsprodukte jederzeit buchbar sein. Es ist z.B. nicht nachvollziehbar, warum Jahreskapazitäten nicht mindestens zu Beginn eines jeden Quartals buchbar sein sollten (vgl. ad B).

Ad B) Kapazität wird effizient an Marktteilnehmer vergeben

So wichtig die einheitliche Berechnungsgrundlage für Kapazitäten ist, so wichtig ist auch die effiziente Vergabe von Primär- und Sekundärkapazitäten. EFET Deutschland begrüßt ausdrücklich die Vorstellung der Bundesnetzagentur, Kapazitätsrechte in ihrer Qualität gleich auszustatten, so dass Primär- und Sekundärrechte beliebig aufbereitet und miteinander kombiniert werden können (vgl. 4.1).²

² Unter Aufbereitung verstehen wir das sogenannte „Slicing und Dicing“, d.h. die Möglichkeit z. B. ein Jahreskapazitätsprodukt in Quartale, Monate, Wochen oder Tage aufzuspalten und je nach Bedarf auf dem Sekundärmarkt zu kaufen oder zu verkaufen. Gleiches gilt für das Commodityprodukt, so dass am Ende Commodity und Kapazität passgenau übereinander gelegt werden können.



Für eine marktgerechte Vergabe von Kapazitätsrechten im Engpassfall bedarf es marktgerechter Verfahren (vgl. 3.). Grundsätzlich halten wir die Versteigerung von Jahresprodukten auf drei Jahre im Voraus für einen guten ersten Schritt. Die Voraussetzung für eine prioritäre Vergabe von Jahreskapazitäten setzt jedoch sehr wirkungsvolle Mechanismen voraus, die eine etwaige Hortung verhindern und nicht genutzte Kapazitäten dem Markt wieder zugänglich machen. Es ist dabei zudem sinnvoll, jahreszeitabhängige Kapazitäten auch mit kurzen Laufzeiten – bis „Day Ahead“ – anzubieten. Diese sollten jederzeit – auch im benachbarten Netz – buchbar sein. Dieses Vorgehen darf sich nicht nur auf das laufende Jahr beschränken, sondern muss auch für die darauf folgenden Jahre gelten. Dazu bedarf es allerdings einer Anpassung der bisherigen Buchungsregeln, die besagen, dass Kapazitäten mit einer Laufzeit kleiner als 12 Monate und größer/gleich einem Monat nur mit einer Vorlaufzeit von drei Monaten gebucht werden können. Außerdem sollten Langfristkapazitäten wie die Jahresprodukte nicht auf den Laufzeitbeginn 1. Januar und 1. Oktober eingeschränkt sein – ein Starttermin mindestens zu Beginn eines jeden Quartals wäre aus unserer Sicht praktischer.

Begrüßenswert ist die Veröffentlichung eines festen Zeitplans für die Vergabe. Schauen wir auf den Strommarkt, so gibt es dort bereits geeignete Auktionsverfahren, die auf den Gaskapazitätshandel übertragbar sind.³ Bei einer sinnvollen und marktgerechten Gestaltung der Kapazitätsentgelte wird es sich kein Transportkunde leisten können, Kapazitäten zu beschaffen, aber nicht zu nutzen.

Zum Thema effiziente Kapazitätsvergabe gehört aus unserer Sicht auf jeden Fall die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Möglichkeit für Netzbetreiber, die vermarktbare Kapazität zur Überbuchung frei zu geben und etwaige dann doch zuviel nominierte Kapazitäten zurückzukaufen (vgl. 1.5). Bei diesem Thema sind jedoch aus EFET Deutschland-Sicht mehrere Aspekte von Bedeutung:

- Wir stimmen mit den Ausführungen der Bundesnetzagentur überein, dass die Festlegung des Grades an Überbuchung regelmäßig – ggf. auch per Gutachter - überprüft werden muss. Der Umfang des Fensters ist punktspezifisch zu bestimmen und er muss in angemessener Balance zwischen den Bedürfnissen von Transportkunden und der Risikoübernahme seitens des Netzbetreibers stehen.
- Der Netzbetreiber soll anders als im Konsultationsdokument beschrieben im Falle eines drohenden Rückkaufs grundsätzlich prüfen, welches die günstigste Alternative zur Behebung des Engpasses ist. Interne Regelenergie ist die erste per Definition aus Transportkundensicht kostenlose Möglichkeit, die der Netzbetreiber auch nicht unter Kostenvorbehalt stellen darf – danach ist abzuwägen, ob der Rückkauf von Kapazitäten, der Einsatz von

³ Die Stundenvergabe von Stromprodukten bei der EEX funktioniert nach dem „One price for all“- bzw. Clearingprice-Verfahren bei Übereinanderlegen von Angebots- und Nachfragekurve (statt Pay-as-bid).



Lastflusszusagen oder der Einsatz externer Regelenergie günstiger ist. Ziel muss es sein, die Kosten für die Behebung des (kurzfristigen) Engpasses zu minimieren. Wir sprechen uns also für eine klare Priorisierung der notwendigen Maßnahmen in Abhängigkeit ihrer volkswirtschaftlichen Kosten aus.⁴

- Insbesondere in kleinen Marktgebieten besteht Missbrauchsgefahr, wenn es zu wenig unabhängige Händler mit flexiblen Portfolien gibt, die in der Ausschreibung anbieten können. Umso wichtiger ist es, dass die geplanten Zusammenlegungen von Marktgebieten tatsächlich erfolgen und die übrigen kleinen Marktgebiete aufgelöst werden.
- Für den Rückkauf von Kapazitäten sind grundsätzlich zwei Verfahren möglich – in Abhängigkeit der Vorlaufzeit. Ein geeignetes Verfahren zum Rückkauf ist eine Rückwärtsauktion. Dabei bieten Inhaber fester, bereits nominierter Kapazität, ihre Kapazität zu einem selbstgewählten Preis an. Der Netzbetreiber nimmt dann entlang einer Merit Order-Liste die günstigsten Angebote in Anspruch, bis der Bedarf gedeckt ist.
- Eine Alternative zur Rückwärtsauktion ist besonders bei kurzem Vorlauf und unter Maßgabe hoher Flexibilität eine kontinuierliche Sekundärkapazitätsplattform. Auf dieser Plattform können ähnlich des in Skandinavien üblichen Intraday-ELBAS-Handelssystems (für Strom) Bids und Offers kontinuierlich eingestellt werden. Bids und Offers werden dann nach dem FCFS-Prinzip abgeklickt. Dabei sind Anbieter und Nachfrager anonym. Kapazitäten würden so zentral gebündelt und gehandelt – diese Plattform würde die Liquidität bündeln und alle Anbieter und Bezieher von Kapazität gleichstellen, unabhängig davon, ob ein Netzbetreiber zurückkaufen muss oder ob ein Marktteilnehmer zukaufen muss. Damit wäre gewährleistet, dass marktgerechte Preise für Kapazität an einem Ort mit maximaler Liquidität (aufgrund des Designs: keine unterschiedlichen Märkte für Transportkunden- und Netzbetreiberbedarfe) entstehen.
- Ein weiterer wichtiger Baustein in diesem Zusammenhang ist die Frage nach der Incentivierung des Netzbetreibers. Die Bundesnetzagentur stellt sich ein zunächst außerhalb der Anreizregulierung liegendes Verrechnungskonto vor, auf dem die Erlöse durch Überbuchung mit den Kosten für den Rückkauf verrechnet werden.⁵ Hieraus ergibt sich keine Anreizwirkung. Aus unserer

⁴ Aus unserer Sicht sind die Kosten für externe Regelenergie ohne Weiteres abschätzbar (in Abhängigkeit der Prognostizierbarkeit der Korbpreise gemäß GABI Gas oder eines anderen zukünftigen Referenzpreises wie dem EEX-Preis, wenn sich die Beschaffung mittelfristig stärker in den Within Day-Bereich verschiebt). Die Bestimmung der Kosten des Rückkaufs von Kapazitäten dürfte auch keine große Schwierigkeit darstellen, die Marktpreisspreads und andere entscheidende Parameter (z.B. Jahreszeit, Wetter, historische Geschäfte) für die zu erwartende Angebotsabgabe von Kapazitätsinhabern sind in einem entsprechend einheitlichen Netzbetreibermodell punktspezifisch zu berechnen.

⁵ Zum Thema der Verwendung von Auktionserlösen sprechen die Eckpunkte zur Novelle des BMWi von Netzausbau und Senkung der Netznutzungsentgelte. Aus Marktsicht ist es notwendig, eine dritte Möglichkeit der Engpasserlösnutzung in Betracht zu ziehen: Engpasserlöse sollen zum Netzausbau (Verpflichtung bei physischen Engpässen) und/oder zur Capacity-Buy-Back/Kompensation zum Marktpreisspread und/oder zur Senkung der Netzentgelte eingesetzt werden. Zur Maximierung von Kapazitäten halten wir analog zur EU-Stromhandels-VO eine Priorisierung der Nutzung von Engpasserlösen zum Netzausbau und der Incentivierung von TSOs (Capacity Buyback oder Overbooking) vor Senkung von Netzentgelten für volkswirtschaftlich sinnvoll.



Perspektive müssen richtige Anreize für den Netzbetreiber geschaffen werden, die ihm erlauben durch Überbuchung auch mehr Erlöse zu erzielen. Uns ist bewusst, dass eine solche Vorstellung von Incentivierung derzeit rechtlich nicht vorgesehen ist. Wir sind jedoch der Überzeugung, dass marktwirtschaftliche Anreize ein besseres Mittel sind als regulatorischer Druck. Daher regen wir an, in diesem Zusammenhang und vor dem Hintergrund der Novellierung der GasNZV bereits jetzt eine stärker marktwirtschaftliche Herangehensweise anzuvisieren.

Die vorgeschlagenen Prozesse zur täglichen Umsetzung sind zeitlich zu knapp bemessen (vgl. 5.2 und Anhang zu Ziffer 5). Eine Portfoliobestimmung ist kaum vor 15 Uhr zu schaffen, insbesondere da bei vielen BKN und ANB noch Datenlieferprobleme im Zusammenhang mit GABi und GeLi bestehen. Auch werden erst im Laufe des Tages besondere Wettersituationen oder sogar Havariefälle sichtbar und können in der Nominierung berücksichtigt werden, so dass durch eine spätere Erstinominierung auch weniger Renominierungsbedarf entsteht. Bei einer denkbaren Erstinominierung bis 14:30 wären allerdings auch frühere Datenlieferungen von ANB und BKN an BKV nötig. So blieben noch ausreichend Möglichkeiten für einen lebhaften Gashandel auch nach 14:30 Uhr.

Beim Thema der Renominierungsmöglichkeiten gibt es innerhalb EFET Deutschlands unterschiedliche Auffassungen, also keine einheitliche Position. Die Mitglieder sind sich jedoch über den Punkt einig, dass feste Nominierungen für den Folgetag (ohne Renominierungsmöglichkeit) am Tag D dazu führen können, dass Marktgegebenheiten, die sich im Laufe des Tages D zwischen Märkten ergeben, nicht mehr genutzt werden können. Die Mengen, die bis zum Zeitpunkt der verbindlichen Nominierung nominiert werden, müssen u. a. durch den Markt gedeckt werden. Ohne Renominierungsmöglichkeit besteht also die Gefahr, Lieferungen in D-1 für D zu „zementieren“. Das bedeutet, dass die Mengen für den nächsten Tag unabhängig vom Preis zu beschaffen bzw. zu veräußern sind. Eine Optimierung der unterschiedlich zur Verfügung stehenden Beschaffungsquellen ist ergo so stark eingeschränkt, was zur Erhöhungen von Transaktionskosten führen kann.

Einige Mitglieder von EFET Deutschland lehnen einen Eingriff in die Möglichkeit der Renominierung, was sich sowohl 2+2-Regel als auch in der Idee der Premium-Unterbrechbarkeit ausdrückt, grundsätzlich ab, da die Alternativprodukte (unterbrechbare Produkte, freie Nominierungen) keine sichere Grundlage für eine Erfüllung von Kundenbelieferungen bilden.

Ein anderer Teil der Mitglieder fordert prinzipiell, dass hinreichend flexible Renominierungsmöglichkeiten erhalten bleiben müssen, so dass die Balance gehalten wird zwischen möglichst großer Flexibilität (flexible Renominierung) und Verhinderung von strategischer Renominierung. Eine gewisse feste Renominierungstoleranz ist für temperaturabhängiges Geschäft unbedingt



notwendig. Insbesondere bei schwierigen Wetterlagen kommt es leicht auch zu Abweichungen von 10% und mehr. Auf Basis der Einschätzungen einiger Mitglieder ist das vorgeschlagene Konzept (Toleranz von 2% der technischen Kapazität + 2% der gebuchten Kapazität) zu begrüßen, da es Renominierungsspielräume lässt. Diese Mitglieder empfehlen, das Konzept etwas ausführlicher darzustellen und ggf. erneut zur Konsultation zu stellen, da die Eckpunkte bisher schwer einschätzen lassen, wie groß die Toleranzbreite tatsächlich sein kann.

Nach unserer Auffassung kann ein funktionierender und liquider Sekundärhandel den Bedarf für eine Renominierung reduzieren (vgl. 5.3). Transportkunden können dann auf kurzfristige Schwankungen des Gasbedarfs dadurch reagieren, dass sie die entsprechenden Kapazitäten am Sekundärmarkt erwerben oder veräußern. In jedem Fall muss durch die Festlegung der Bundesnetzagentur sichergestellt werden – so die Befürworter der hinreichend flexiblen Renominierungsmöglichkeiten –, dass den Transportkunden im Ergebnis ein ausreichend flexibles Instrumentarium zur Verfügung steht, um auf die auftretenden Schwankungen zu reagieren.

Damit auch im Falle eines Lieferantenwechsels Kapazitäten effizient zwischen den Marktteilnehmern übergehen, ist es erforderlich, dass neben der Geltung eines umfassenden „Rucksackprinzips“ hinsichtlich der Ausspeisekapazität auch ein „Einspeiserucksack“ für die Einspeisung von Gas an der Grenze des Marktgebiets (nicht an Grenzübergangspunkten nach Deutschland) zur Anwendung kommt (vgl. 4.2). Marktteilnehmer haben damit Gelegenheit – insbesondere in nicht liquiden Marktgebieten –, zu den liquiden Handelspunkten zu gelangen. Es wird neuen Anbietern dadurch erst der Zugang zu diesen Marktgebieten ermöglicht, um in ihnen aktiv zu werden und hierdurch Wettbewerb herbeizuführen, da ein Kauf von Gas am virtuellen Handelspunkt nicht oder nur stark eingeschränkt möglich ist. Zudem ist auch das Wahlrecht des neuen Lieferanten unter den vom bisherigen Lieferanten gehaltenen Einspeisekapazitäten begrüßenswert. Umso wichtiger ist vor diesem Hintergrund die Schaffung möglichst eines Marktgebietes je Gasqualität in Deutschland mit entsprechend hohem Wettbewerb.

Das Rucksackprinzip sollte aber generell nicht nur für einen Lieferantenwechsel bei der Belieferung von Letztverbrauchern gelten. Es sollte auch dann zur Anwendung kommen, wenn ein Großhändler/Weiterverteiler als Kunde den Lieferanten wechselt, wie sich aus dem Wortlaut des § 9 Abs. 7 GasNZV („Kunde“) und dem Sinn und Zweck des Rucksackprinzips (Förderung des Wettbewerbs) ergibt. Daraus folgt dann auch, dass das Rucksackprinzip hinsichtlich der Übertragung der Einspeisekapazität auch dann eingreifen sollte, wenn die Übergabe des Gases am virtuellen Handelspunkt erfolgt. Wenn das Marktgebiet nicht über einen liquiden virtuellen Handelspunkt verfügt, kann der neue Lieferant seinen Kunden nur beliefern, wenn er über ausreichende Einspeisekapazitäten die Gasmengen in das Marktgebiet einbringen konnte, da ein Zukauf von Gas am virtuellen Handelspunkt nicht oder sehr stark eingeschränkt möglich ist.



Ad C) Marktteilnehmer nutzen ihre Kapazitätsrechte effizient

Die Bundesnetzagentur schlägt zwei Verfahren für die Berechnung einer Nichtnutzungsgebühr vor (vgl. 5.1). Auf Seite von EFET Deutschland bestehen jedoch grundsätzliche Bedenken gegenüber der Einführung einer Nichtnutzungsgebühr. Ein solches Konzept ist aus unserer Sicht kein Anreiz für Transportkunden, feste Kapazitäten effizient zu nutzen. Vielmehr steigert ein solches System die Abwicklungskomplexität für Transportkunden. Unserer Einschätzung nach nutzen Transportkunden ihre Kapazitäten umso effizienter, je stärker Anreize im langfristigen Bereich gesetzt werden. Diese Anreize wirken dann bis in den Day-Ahead- und Intradaybereich. Ist ein Transportkunde auf langfristige Sicht gezwungen, seine Kapazität zu nutzen oder abgeben zu müssen, wird er sich entsprechend verhalten. Vorausgesetzt, dass es eine einheitliche Plattform für den Sekundärhandel gibt, sind so zwei Voraussetzung für die Entstehung eines liquiden Handels mit Sekundärkapazitäten geschaffen. Die Abwicklung auf solch einer Plattform muss einfach, standardisiert und transaktionskostengünstig sein. Eine derartige Lenkungswirkung im langfristigen Bereich wäre ein wirksames Instrument, um etwaige und potentielle Hortung von Kapazitäten zu verhindern. Produkte jenseits von Day-Ahead kämen verstärkt auf den Markt. Es ist ausgesprochen wichtig zu verstehen, dass ein Kundenportfolio nicht allein aufgrund der Freisetzung von Day-Ahead-Kapazitäten entwickelt werden kann.

Die Lösung des Problems der effizienten Netznutzung - wie auch der Maximierung von vermarktbar Kapazitäten – liegt zudem schwerpunktmäßig auf der Netzbetreiberseite. Die Netzbetreiber können das bereit gestellte Instrumentarium nutzen. Wir halten es für sachgerecht, dass sie das finanzielle Risiko tragen, die verfügbaren Kapazitäten nicht optimal genutzt zu haben. Durch ein entsprechendes Entgeltsystem, das auch eine Nutzungskomponente enthält, wäre der Netzbetreiber incentiviert, tatsächlich einen effizienten Fluss in seinem Netz zu erreichen und durchzusetzen.

Anzumerken ist außerdem, dass die stündliche Pönalisierung durch die Nichtnutzungsgebühr dem Geist von GABi Gas widerspricht, indem die Vereinfachungen der eigentlichen Tagesbetrachtung dadurch aufgeweicht werden.

Wir begrüßen die Ideen der freien Nominierungen (vgl. 2.3) und der Bündelung von Kapazitäten im Grundsatz. Letztere werden die Möglichkeit des Hub-zu-Hub-Handels befördern. Bei der freien Nominierung als zusätzliches flexibilitätsbringendes Intraday-Werkzeug sind die zeitliche Abfolge, die Funktionsweise und Beziehung zu unterbrechbaren Nominierungen noch zu klären.



Ad D) Alle Marktteilnehmer haben zu jeder Zeit die Informationen verfügbar, die sie für den effizienten Umgang mit Kapazitäten brauchen

Umfassende Information über das Netz, seine Flüsse und Auslastung sind entscheidend für den effizienten Umgang mit Kapazitäten. Wir schlagen daher eine netzbetreiberübergreifende standardisierte Informationsplattform vor. Diese sollte die Transportkunden mit den folgenden Informationen versorgen:

- Echtzeitinformationen zum Zustand des Netzpuffers
- Transportrelevante Netzpunkte
- Informationen über technische, gebuchte und freie Kapazitäten, getrennt nach fest und unterbrechbar
- Informationen über bereits angemeldete Lieferungen (Nominierungen), um das Unterbrechungsrisiko abschätzen zu können
- Getrennte Ausweisung der vertraglichen und physikalischen Auslastung der Netzpunkte (ex post; Lastflüsse)
- Information über verfügbare Kapazitätsprodukte und Entgelte an diesen Punkten
- Information über mögliche Reduzierung der ausgewiesenen Kapazität im Rahmen des Vergabeverfahrens
- Information über mögliche Buchung der Gegenstromkapazitäten, Lastflusszusagen und/oder Einbringung der Punkte in einen separaten Bilanzkreis mit der Einschränkung der Zuordenbarkeit.

Ad E) Kapazitätsmanagementmechanismen stehen im Einklang mit Regelungen in anderen Ländern und führen zu harmonisierten grenzüberschreitenden Allokationsmethoden

Wir teilen die Absicht der Bundesnetzagentur, dass an nationalen Grenzen ebenfalls für alle Kapazitätsprodukte einheitliche Regeln gelten sollen (vgl. 2.1). Auch stimmen wir insoweit zu, dass an verschiedenen Grenzen/Punkten eines Marktgebietes im Detail unterschiedliche Regeln möglich sein müssen, um im Einzelfall einen grenzüberschreitenden Transport ohne Behinderungen abwickeln zu können. Im Rahmen der europäischen Harmonisierung muss es allerdings Ziel sein, diese unterschiedlichen Regeln zu vereinheitlichen. Im Sinne eines europaweit funktionierenden Gashandels sind harmonisierte Regeln an Grenzen unabdingbar und umzusetzen. Wir sehen einen Mehrwert für den Markt, wenn die Kapazitäten über die Marktgebietsgrenzen hinaus zentral und transparent ohne unverhältnismäßige Mehrkosten angeboten werden.

Eine EU-weite Harmonisierung der länderübergreifenden Allokationsmethoden ist im Sinne der zunehmendem grenzüberschreitenden Marktintegration sehr wichtig (z. B. Gastag, Gasjahr sind international zu harmonisieren). Die Behebung der Unterschiede z. B. bei den Formaten und Maßeinheiten (MWh, Therms) wären hier im Sinne des



Marktes förderlich und sollten in Rahmen regionaler Kooperationen und der Einbindung in die Zusammenarbeit mit anderen Regulieren von der Bundesnetzagentur vorangetrieben werden.

Fazit

Der Vorstoß der Bundesnetzagentur im Kapazitätsmanagement wird von EFET Deutschland grundsätzlich begrüßt. Die Anforderungen an alle Stakeholder sind in Abhängigkeit dessen, was letztlich in einer Festlegung berücksichtigt wird, hoch bis sehr hoch. Wir plädieren daher für eine entsprechend angemessene Vorlaufzeit für die Implementierung. Aus unserer Sicht erscheint das Inkrafttreten der Neuregelung ab Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2010/2011 am sinnvollsten – vorausgesetzt, nach dem Zeitpunkt der Festlegung sind noch mindestens neun Monate Zeit für eine Umsetzung. Ein unterjähriges Inkrafttreten wäre nur wünschenswert für die Neuberechnung und Maximierung der zur Verfügung stehenden Kapazitäten gemäß Abschnitt 1 des Eckpunktepapiers.

Gerne stehen wir Ihnen im Verfahren der Festlegung für weitere Erläuterungen und Diskussionen zum Thema zur Verfügung.

Berlin, im Juli 2009