



EFET Deutschland - Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V.

Flottwellstraße 4-5  
10785 Berlin

Tel: +49 30 2655 78 24

Fax: +49 30 2655 78 25

[www.efet-d.org](http://www.efet-d.org)

[de@efet.org](mailto:de@efet.org)

EFET Deutschland, Flottwellstr. 4 - 5, D-10785 Berlin

An die  
**Bundesnetzagentur**  
**für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**  
Beschlusskammer 7  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

**20.05.2010**

**EFET Deutschland – Stellungnahme zum Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur  
zum Kapazitätsmanagement Gas (BK7-10-001)**

EFET Deutschland begrüßt die Entschiedenheit der Bundesnetzagentur, das Thema Kapazitätsmanagement, das bisher auf europäischer Ebene in Form der Framework Guideline CAM diskutiert wurde, auf den deutschen Markt herunterzubrechen. Gleichzeitig sehen wir ein Problem darin, das Festlegungsverfahren auf Basis der derzeit gültigen Gasnetzzugangsverordnung anzustrengen. Angesichts der weitreichenden Vorschläge empfehlen wir zwecks Rechtssicherheit und damit Risikominimierung für alle Marktteilnehmer (i.S.v. finanziellen und operativen Risiken), die Festlegung klar auf die novellierte Gasnetzzugangsverordnung zu beziehen und entsprechend zeitversetzt umzusetzen. Gleichzeitig möchten wir betonen, dass unser Interesse in der baldigen Wirkung des Festlegungsverfahrens liegt, da wir uns insgesamt neue Impulse für mehr fairen Wettbewerb im Gasmarkt in Deutschland versprechen. Der Novelle der GasNZV ist am 19. Mai 2010 durch das Bundeskabinett zugestimmt worden, so dass ihr Inkrafttreten zeitlich absehbar ist. Eine Verankerung der Festlegung zum Kapazitätsmanagement in der neuen Version dürfte unserer Einschätzung nach daher zu keiner zeitlichen Verzögerung der Festlegungsimplementierung führen.

Uns ist bewusst, dass die Umsetzung der in der Festlegungsverfügung aufgeführten Maßnahmen und Instrumente zu signifikante Veränderungen bei Abwicklungsprozessen bei allen Marktteilnehmern führen. Wir sprechen uns daher aus Erfahrung für angemessene Implementierungsfristen aus, die im Festlegungstext klar benannt werden sollten. Dabei halten wir eine Frist von max. 12 Monaten nach Inkrafttreten der Festlegung (z.B. Inkrafttreten zum 01.01.2011) für ausreichend, ideal wäre der Start spätestens zum 01.01.2012 (die Implementierungsfrist ist dann bereits abgeschlossen).

Das Standardangebot basierend auf dem Entwurf der Festlegung der Bundesnetzagentur haben wir zur Kenntnis genommen. Wir entnehmen diesem Dokument, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die abschließende vertragliche Ausgestaltung des Standardangebotes von der Klärung verschiedener Fragestellungen und Voraussetzungen abhängig gemacht haben. Wir werden daher das Standardangebot in dieser Stellungnahme nicht kommentieren, halten es aber für notwendig, dass es zu einem späteren Zeitpunkt nochmals zur Konsultation gestellt wird, wenn es als endgültig anzusehen ist.

## **1. Maximierung der zur Verfügung stehenden Kapazität**

Wir begrüßen die Vorschläge zur Maximierung der zur Verfügung stehenden Kapazität mittels Zusammenfassung und Vereinheitlichung. Wir bedauern allerdings, dass die Bundesnetzagentur mit ihrem Festlegungsentwurf hinter den zum Teil sehr innovativen Vorschlägen aus dem Eckpunktepapier „Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Gasmarkt“ vom 22.05.2009 zurückbleibt. Insbesondere vermissen wir kapazitätsmaximierende Maßnahmen. Diese sind leider nicht Gegenstand dieser Festlegung, sondern sollen gemäß Abschnitt III. zu einem späteren Zeitpunkt zusammen mit den Fernleitungsnetzbetreibern erarbeitet werden. Dabei sieht bereits die geltende Gasnetzzugangsverordnung eine Befugnis zur Ausgestaltung der von den Netzbetreibern anzuwendenden Verfahren für die Ermittlung frei zuordenbarer Kapazitäten vor. Bei einem Festlegungsverfahren, welches darauf abzielt, das Kapazitätsmanagement neu zu gestalten, dürfen wirksame Instrumente zur Maximierung von Kapazitäten nicht fehlen.

## **BNetzA I. 1: Zusammenfassung zu einheitlichen Buchungspunkten**

Eine Zusammenfassung von physischen Punkten verbreitert das Angebot an Kapazität. EFET Deutschland begrüßt daher die Zusammenfassung der einzelnen Punkte zu einheitlichen Marktgebiets- und Grenzkopplungspunkten. In diesem Zusammenhang sind allerdings die grenzüberschreitende Vereinheitlichung und Vereinfachung der Nominierungsverfahren sehr wichtig und verringern die Komplexität des Netzzugangs. Im Rahmen der ERGEG Regional (Gas) Initiative sollte die Bundesnetzagentur auf intensivere Zusammenarbeit insbesondere bei der Zusammenfassung von Buchungspunkten und Vereinfachung des Netzzugangs hinwirken und eine regionale Harmonisierung von Regulierungsrahmen mit vorantreiben. Im Sinne eines europaweit funktionierenden Gashandels sind harmonisierte Regeln an Grenzen unabdingbar.

Eine Grundvoraussetzung für jegliche Änderung im Bereich der Kapazitäten ist mindestens die Beibehaltung der derzeit verfügbaren frei zuordenbaren Kapazitäten. In der Vergangenheit mussten wir leider feststellen, dass die freie Zuordenbarkeit in manchen Fällen durch Marktgebietskonsolidierungen eingeschränkt worden ist. EFET Deutschland fordert daher, auf eine Zonung verschiedener Ein- und Ausspeisepunkte dann zu verzichten, wenn dies dazu führen würde, dass weniger frei zuordenbare Kapazität angeboten werden kann. Würde die Zonung beibehalten,

sollten zumindest entsprechend nachhaltige Maßnahmen zur Garantie der freien Zuordenbarkeit (Kapazitätsausbau netzintern und/oder netzübergreifend) veranlasst werden.

Im Bezug auf die Bündelung bestehender Ein- und Ausspeiseverträge bleibt der Festlegungsentwurf leider konkrete Antworten auf wichtige Fragen schuldig:

- Wie genau soll die Zusammenfassung/Bündelung vollzogen werden und gibt es sich daraus ergebende finanzielle Risiken bei Transportkunden?
- Sollte es finanzielle Risiken geben, wie werden diese kompensiert?
- Was passiert mit Kapazitäten von Transportkunden, die nur auf einer Seite der neuen Grenze Verträge halten?
- Was passiert mit Kapazitäten von Transportkunden, die auf beiden Seiten der Grenze unterschiedliche Mengen an Kapazitäten halten?
- Wie verändert sich die die Gesamtmenge der zwischen zwei Marktgebieten zur Verfügung stehenden Kapazitäten und wonach richtet sich die Bestimmung der Menge?

## **BNetzA I. 2: Vereinheitlichung von Kapazitätsprodukten**

EFET Deutschland unterstützt ausdrücklich eine Vereinheitlichung und Standardisierung von Kapazitätsprodukten. Als Standardprodukte halten wir Tage, Monate, Quartale und Jahre für sinnvoll. So wird einerseits die Bündelung von Liquidität erreicht und andererseits garantiert, dass durch die Kombination oder Aufspaltung der Produkte ein anderes Produkt seitens des Transportkunden „hergestellt“ werden kann (z.B.: aus einem Quartalsprodukt werden drei Monatsprodukte oder umgekehrt).

Die Festlegung des Startdatums für Jahreskapazitätsprodukte sehen wir in einem Spannungsfeld zwischen dem deutschen Gasjahr und üblicherweise dort startender Lieferverträge und marktüblicher Handelsprodukte auf Kalenderjahrbasis. Ein Schlüssel zur Entschärfung dieser Frage bilden für Transportkunden die o.a. kurzfristigeren Standardprodukte, so zum Beispiel die Quartalsprodukte. Eine Festlegung sollte im Hinblick auf die anstehende regionale Integration der Märkte getroffen werden. Gerade bei Produkten an Grenzübergangspunkten ist der gleiche Start von Jahresprodukten auf beiden Seiten der Grenze Voraussetzung für eine gemeinsame Vergabe (z.B. durch Bündelung). Wir begrüßen ausdrücklich eine Zusammenarbeit der Bundesnetzagentur mit anderen Regulierungsbehörden, in der Transitionsszenarien und –fahrpläne für Grenzübergangspunkte/Grenzen erarbeitet werden.

EFET Deutschland teilt den Vorschlag der Bundesnetzagentur, dass die Entgeltbildung für feste Kapazitätsprodukte so auszugestaltet ist, dass die regulierten Entgelte für Kapazitätsprodukte mit

einer Laufzeit von mehr als einem Tag der Summe der regulierten Entgelte der Tageskapazitäten innerhalb dieser Laufzeit entsprechen.

Der Festlegungsentwurf spricht nicht davon, wie weit in die Zukunft feste (Jahres-/Quartals-) Kapazitäten vergeben werden sollen. Die ursprünglich vorgebrachte Idee, Kapazitäten maximal drei Jahre im Voraus zu vergeben, wie im vergangenen Jahr im Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur angedeutet, vermissen wir. Diese Idee ging bereits in die richtige Richtung. Wir sprechen uns dafür aus, dass Kapazitäten für mehrere Jahre im Voraus vergeben werden.

## **2. Renominierungsmöglichkeiten und Kapazitätshortung**

Auch wenn wir Maßnahmen zustimmen, die für eine Freigabe ungenutzter Kapazitäten und die Vermeidung von Kapazitätshortung sorgen, sehen wir erhebliche Probleme bei einer Frist zur initialen Nominierung schon um 10 Uhr. Die im Entwurf vorgestellten Ansätze zur Neuregelung sind aus der Händlerperspektive im bestehenden Rahmen wenig zielführend:

- Die Datenübermittlung seitens der ANB geschieht heute wesentlich später als 10 Uhr
- Bei Belieferungen von Gaskraftwerken ist für die Nominierung der Strompreis der EEX (bzw. ausländischer Strombörsen) maßgeblich, der allerdings erst ab 12:45 Uhr feststeht
- Weiterhin ist der flexible Einsatz von Gaskraftwerken nicht bedacht, der u.U. abhängig von der windbedingten Stromerzeugung zu sehen ist

Eine Beibehaltung der initialen Nominierung um 14 Uhr ist unter diesen Gesichtspunkten im Rahmen der derzeit gültigen Prozesse vorzuziehen. Andererseits soll ungenutzte Kapazität möglichst früh in die Day-Ahead-Vermarktung gehen, damit eine maximale Anzahl an Marktteilnehmern am Day-Ahead-Handel teilnehmen kann. Dieser Zielkonflikt ist offensichtlich und unseres Erachtens lediglich innerhalb einer Revision des Ausgleichs- und Bilanzierungsregimes aufzulösen:

- Schaffung eines Tagesregimes *ohne* stündliche Einschränkungen bzw. Anreize und *mit* der Möglichkeit für Netznutzer, ihren Ausgleichsstatus untertäglich zu steuern (untertägige Informationen zu Netz- und Bilanzkreisstatus)
- Rahmenbedingungen für einen untertägigen Handelsmarkt
- Konkrete Vorgaben, wie der untertägige Zugang zu Transportkapazität sichergestellt werden kann
- Darüber hinaus ist es notwendig, dass ein 24/7-Handel mit Kapazitäten gewährleistet ist

## **BNetzA I. 4 a: Initiale Nominierung bis 10 Uhr**

Das vorgeschlagene Zeitfenster für die initiale Nominierung bis 10 Uhr lässt zu wenig Zeit für Optimierung und Handel. Eine Portfoliobestimmung findet aktuell kaum vor 15 Uhr statt: RLM-Ist-Daten gehen nicht, verspätet, unvollständig oder in falscher Höhe ein und SLP-Allokationsdaten können immer noch nicht von allen BKN übernommen werden. Erst im Laufe des Tages können exaktere Prognosen in der Nominierung berücksichtigt werden, so dass dadurch weniger Renominierungsbedarf entsteht. Vorstellbar wäre z.B. eine Erstinominierung bis 14:30 Uhr (analog zur Fahrplananmeldung Strom), die so auch zu den Handelszeitfenstern der europäischen Gasbörsen passen würde. Auch für den Zeitpunkt 14:30 Uhr müssten schon die SLP-/RLM-Datenlieferungen der ANB/BKN an die BKV für die Gasabsatzprognose früher als bisher in GABi/GeLi vorgesehen stattfinden, so dass auch hier Anpassungsbedarf besteht. Wie auch immer der initiale Nominierungszeitpunkt am Ende festgelegt wird, ein Grundsatz muss immer gelten: Dem Transportkunden dürfen keine kommerziellen Nachteile daraus entstehen, dass aus dem Vorziehen der Nominierung und den erst später durch GABi Gas erfolgenden Datenlieferungen, Differenzmengen entstehen, die dann nicht mehr im Rahmen des vorgeschlagenen Re-Nominierungsbandes ausgeglichen werden können.

Statt „Marktgebietskopplungspunkten“ müsste es außerdem „Buchungspunkte gemäß BNetzA I. 1.“ heißen, da ja bestehende Netzkoppelpunkte zu einheitlichen Buchungspunkten zusammengefasst werden sollen.

## **BNetzA I. 4 b: Renominierung und ihre Einschränkungen**

Wir entnehmen dem Festlegungsentwurf, dass die Bundesnetzagentur, anders als in ihrem Eckpunktepapier, die Renominierungsmöglichkeiten ausgeweitet hat – dennoch bedeutet dies eine Einschränkung bisher uneingeschränkt möglicher Renominierungen. Wie schon in 2009 gibt es bei diesem Thema unterschiedliche Meinungen innerhalb EFET Deutschland.

Einige Mitglieder von EFET Deutschland lehnen einen Eingriff in die Möglichkeit der kompletten Renominierung grundsätzlich ab, da sonst keine sichere Grundlage für eine Erfüllung von Kundenbelieferungen gegeben ist. Sie befürchten zudem eine Zunahme des Regelenergiebedarfs bei Einschränkung der Renominierungsflexibilitäten.

Ein anderer Teil der Mitglieder gesteht zu, dass es einen gewissen Eingriff in die Renominierungsrechte geben muss, damit die Balance gehalten wird zwischen möglichst großer Flexibilität (flexible Renominierung) einerseits und Verhinderung von strategischer Renominierung andererseits. Eine gewisse feste Renominierungstoleranz ist für temperaturabhängiges Geschäft unbedingt notwendig. Insbesondere bei schwierigen Wetterlagen kommt es leicht auch zu Abweichungen von 10% und mehr.

Wir fordern in diesem Zusammenhang eine stärkere Missbrauchskontrolle, um strategischen Nominierungen entgegenzuwirken, verbunden mit der Speicherung aller Nominierungs- und Renominierungsdaten bei den Fernleitungsnetzbetreiber (oder Marktgebietsverantwortlichen).

Angesichts des Dilemmas bezogen auf Nominierungszeitpunkt, freiwerdende Day-Ahead-Kapazitäten und Renominierungsbedarf<sup>1</sup> sehen wir an dieser Stelle eine entscheidende Stellschraube, die dem schwachen Disziplinierungs- und Prognoseeffekt durch das großzügige Renominierungsfenster entgegenwirkt. Andererseits dürfen nicht alle Risiken (z.B. aufgrund fehlender, fehlerhafter, unvollständiger Daten usw.) einzig vom Bilanzkreisverantwortlichen getragen werden. In diesem Sinne ist es daher sinnvoll, einen zuverlässigen Kontrollmechanismus zu etablieren, so dass mögliche Interventionen der Bundesnetzagentur von allen Marktteilnehmern auch tatsächlich als Anreiz wahrgenommen werden. So können wir uns vorstellen, dass die Bundesnetzagentur ein regelmäßiges Screening (z.B. ein Mal jährlich) „initiale Nominierung vs. Renominierungsumfang“ bei gleichzeitiger Weiterentwicklung des bestehenden Bilanzierungssystems in Richtung eines reinen Tagesbilanzausgleich auf Basis der bei den Fernleitungsnetzbetreibern gespeicherten Daten bilanzkreisscharf vornimmt. BKV sollen dadurch von zusätzlichen Datenlieferungen befreit werden. So werden regelmäßig und verlässlich Abweichungen erfasst und bewertet – alle Marktteilnehmer können sich darauf verlassen, dass „ggf.“ nachgesteuert wird. Die entsprechenden Kriterien müssen dem Markt gegenüber offen gelegt werden. Wir sind überzeugt, dass nur so ein Maximum im Rahmen des in diesem Festlegungsverfahren vorgeschlagenen Prozedere an Day-Ahead-Kapazität frei wird und gleichzeitig ein entsprechender Effekt in den längerfristigen Bereich wirkt. Neben dieser effektiven Überprüfung sehen wir ein unbedingtes Bedürfnis, die gesamten Marktbedingungen, bezogen auf Datenlieferung und –qualität, seitens der Ausspeisenetzbetreiber zu optimieren. Die meisten oben vorgetragenen Widersprüche können von der Bundesnetzagentur in der endgültigen Festlegung durch eine Weiterentwicklung des Bilanzierungssystems GABi Gas behoben werden können. EFET Deutschland empfiehlt die Einführung eines Balancings im Tagesregime ohne stündliche Anreize im Rahmen einer konsistenten Lösung. Wir sind offen und bereit, in den kommenden Monaten konkreter in diese Diskussion mit der Bundesnetzagentur einzusteigen.

## **BNetzA II. 1 a, b, c: Kapazitätsauktion**

Die maximale Laufzeit von zu verauktionierenden Kapazitäten von einem Jahr ist aus unserer Sicht nur im Rahmen der bestehenden GasNZV sinnvoll. Unklar ist jedoch, mit welcher Vorlaufzeit Primärkapazitäten versteigert werden sollen. Wir vermissen im Festlegungsentwurf den Vorschlag aus dem Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zum Kapazitätsmanagement aus dem Jahre 2009 zur Versteigerung von Jahreskapazitäten mehrere Jahre im Voraus.

Hinsichtlich des konkreten Ablaufs der Auktion sprechen wir uns bei kurzfristigen Produkten für ein einstufiges Verfahren aus. Schon im Strombereich hat sich dieses Verfahren bewährt und der Gasmarkt hat in Deutschland ausreichende Erfahrungen mit Auktionen zum Markträumungspreis. Eine

---

<sup>1</sup> Eine frühe initiale Nominierung bedeutet weniger frei werdende Day-Ahead-Kapazität und bedingt ein möglichst flexibles Renominierungsfenster. Eine späte initiale Nominierung setzt zwar potenziell mehr Day-Ahead-Kapazität frei, die aber dann von Dritten aufgrund des späten Zeitpunkts der Bereitstellung nicht mehr optimal ausgenutzt werden kann.

Abschätzung des Wertes der Kapazität über das regulierte Entgelt hinaus ist auf Grundlage der Marktpreise für Gas möglich.

Langfristige Auktionen sollten über ein transparentes mehrstufiges Verfahren mit Buchungsfenster erfolgen, um dem Kapazitätskunden eine transparente Einschätzung über Angebot und Nachfrage zu ermöglichen. Diese Information ist eine wesentliche Basis bei der Bestimmung der Bieterpreise und Bietertranchen

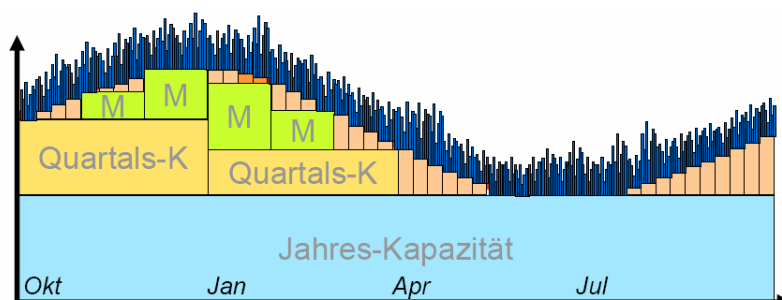
Im nationalen und europäischen Rahmen werden zurzeit zukünftige Allokationsmechanismen für Gastransportkapazität diskutiert. Dieser Diskussion muss vor und bei einer nationalen Implementierung unbedingt Rechnung getragen werden.

Ein zukunftsfähiges System der Kapazitätsallokation muss Kapazitäten auf diskriminierungsfreie, transparente und marktbasierende Weise vergeben. Im Folgenden werden folgende Fragen adressiert:

- Wie sollten im Rahmen einer zukünftigen Allokationssystematik verfügbare, d.h. freie, frei werdende und – z.B. durch aufwändigere Kapazitätsberechnungen – zusätzlich ausgewiesene Transportkapazitäten im Detail vergeben werden?
- Wie kann eine den Erfordernissen des Marktes angemessene Balance zwischen kurzfristigen und langfristigen Buchungen ermöglicht werden?

Im Rahmen einer Auktion wird immer je ein Standardprodukt auktioniert. Das pro Produktkategorie verfügbare (Mengen-)Angebot wird vom TSO ex ante veröffentlicht. In Frage kommende Standardprodukte sind (s.o.):

- Tag
- Monat
- Quartal
- Jahr



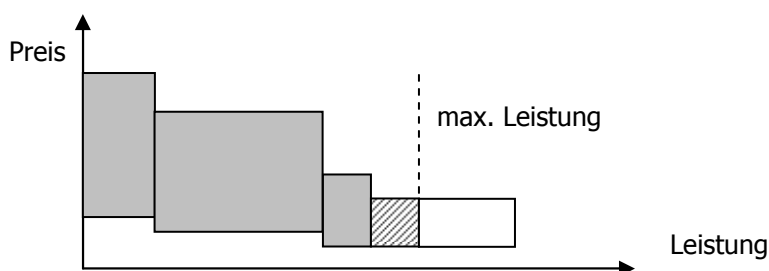
Idealerweise sollte nur ein Starttermin angeboten werden. Andere Zeiträume kann der Transportkunde über Quartale oder Monate bzw. über den Sekundärmarkt zusammenstellen. Weitere Standardprodukte sollten nicht angeboten werden, um die Liquidität des Kapazitätsmarktes nicht zu zersplittern.

### Gebote im Rahmen eines einstufigen Verfahrens:

- Inhalt:
  - Spezifischer Preis ( $\text{€}/(\text{MWh}/\text{h})$ ), = Aufpreis gegenüber dem regulierten Entgelt
  - Kapazitätsmenge (MWh/h)
  - Beispiel:  $x \text{ €}/(\text{MWh}/\text{h})$  für  $y \text{ MWh}/\text{h}$
- Gewünschte Gesamtleistung kann auf einzelne Gebote mit unterschiedlichen Gebotspreisen aufgeteilt werden (z.B. 100 MWh/h: ein Gebot über 100 MWh/h oder 2 Gebote über je 50 MWh/h)
- Keine Mindestgebotsgröße

### Vergabekriterium: Gebotspreis

- Gebot mit dem höchsten spezifischen Preis wird zuerst akzeptiert
- Danach Vergabe entlang der absteigenden Merit Order, bis die verfügbare Leistung komplett vergeben ist
- Falls Grenzgebote die verfügbare Leistung nicht komplett in Anspruch nimmt, das nächste Gebot jedoch die Restkapazität übersteigt: Einkürzung des nächsten Gebotes (falls der Transportkunde nicht FoK gewählt hat), siehe Grafik
- Bei Gleichpreisigkeit zweier Grenzgebote:
  - Abgabezeitpunkt entscheidend (eingehende Gebote erhalten typischerweise einen Zeitstempel)
  - Alternativ pro-rata-Kürzung
- Für alle Transportkunden, die Kapazität ersteigert haben, kommt der einheitliche Markträumungspreis zur Anwendung – entsprechend dem Gebotspreis des letzten Gebotes, das noch angenommen wurde.





Offen bleibt im Entwurf der Bundesnetzagentur leider, nach welchen Kriterien der Fernleitungsnetzbetreiber den Aufpreis für das Kapazitätsprodukt festlegt – diese müssen zunächst national einheitlich sein und an Grenzübergangspunkten entsprechend harmonisiert werden (ebenso wie die Auktionsverfahren) – und wir sehen nicht die Netzbetreiber, sondern die Bundesnetzagentur als diejenige Institution, die solche Marktdesignfragen in Diskussion mit dem Markt beantwortet. Zu klären bleibt zudem noch, ob alle mehrstufigen und einstufigen Auktionen zum selben Zeitpunkt stattfinden.

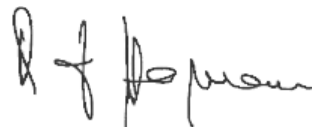
### **BNetzA II. 1 d: Auktionierung von Day-Ahead-Kapazitäten**

Die tägliche Auktion nicht nominiertes Kapazitäten ist zu begrüßen. Aus unserer Sicht ist es ein Vorteil, dass kein Mindestgebot vorgegeben werden soll. Wenn die Day-Ahead-Versteigerung bei einem Preis von 0 Euro startet, können auch kleine Preisunterschiede zwischen Marktgebieten genutzt werden.



Dirk-Christof Stüdemann

- Leiter der German Task Force Gas -



Dr. Jan Haizmann

- Geschäftsführer EFET Deutschland -