



EFET Deutschland
Verband Deutscher Energiehändler e.V.
Schiffbauerdamm 40
10117 Berlin
Tel: +49 30 2655 78 24
Fax: +49 30 2655 78 25
www.efet-d.org
de@efet.org

EFET Deutschland, Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin

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

Per E-Mail an: Marktgebiete@BNetzA.de

Weiterentwicklung Gasmarktgebiete

18.11.2016

Stellungnahme von EFET Deutschland zum Fragenkatalog der Bundesnetzagentur zur Weiterentwicklung der deutschen Marktgebiete

EFET Deutschland (EFET) bedankt sich für die Gelegenheit zur Stellungnahme im Rahmen des Marktdialogs zur Weiterentwicklung der deutschen Marktgebiete.

Nur ein wettbewerblicher Großhandelsmarkt kann auch für wettbewerbliche Preise für Endverbraucher sorgen. Auch deshalb zielt das ACER Gas Target Model darauf ab, das jeder Verbraucher von einem wettbewerblichen Markt profitieren soll. Grundlage für einen solchen wettbewerblichen Endkundenmarkt ist Zugang zu einem liquiden Großhandelsmarkt, der unverzerrte und robuste Preissignale generiert, welche den Wert von Erdgas (Angebot und Nachfrage) widerspiegeln.

Der Verband der europäischen Energiehändler setzt sich seit seiner Gründung für funktionierende liquide Großhandelsmärkte in Europa ein. Liquidität hat dabei keinen Selbstzweck, sondern stellt die Option bereit, dass ein Gut gekauft oder verkauft werden kann, ohne dass dadurch eine wesentliche Preisänderung oder wesentliche Transaktionskosten verursacht werden. Dies ist eine notwendige Voraussetzung für intensiven Wettbewerb im Interesse der Verbraucher. Klare und solide Preissignale sind die Basis für Investitionen in Upstream, Midstream und Downstream sowie bei Industriekunden. Liquidität ist entscheidend für das Hedging und damit für den Markteintritt von Wettbewerbern. Daher ist gerade auch im Terminmarkt eine hohe Liquidität wünschenswert. Hauptnutznier einer hohen Marktliquidität sind also vor allem die Endverbraucher, die von nachhaltig wettbewerblichen Preisen profitieren.

1. Status Quo der beiden deutschen Marktgebiete

EFET teilt die Ergebnisse des WECOM-Gutachtens bezüglich der Liquidität in den beiden deutschen Marktgebieten. Im Gutachten fehlt jedoch eine Unterscheidung zwischen dem H- und L-Gasmarkt, so dass das Gutachten in dieser Sicht angepasst werden müsste. Hinsichtlich der fehlenden Liquidität auf dem deutschen Terminmarkt sind einige Mitglieder der Meinung, dass ein Hedging über den TTF eine ausreichende Möglichkeit darstellt und es keines liquiden deutschen Terminmarktes bedarf. Andere Mitgliedsunternehmen sind dagegen der Meinung, dass das Hedging auf dem TTF eine Markteintrittsbarriere für kleinere und mittlere Endkundenlieferanten darstellt. Diese resultiert aus dem Änderungsrisiko bezüglich des Preisspreads zwischen dem TTF und NCG bzw. GASPOOL aus und den zusätzlichen Transaktionskosten, die durch ein Hedging auf dem Nachbarmarkt entstehen.

Insgesamt kann gesagt werden, dass illiquide Märkte immer einen Nachteil gegenüber liquideren Märkten haben. Ob dieser Nachteil jedoch größer ist als die Kosten von marktgebietsinternen oder –übergreifenden Maßnahmen zur Steigerung der Marktliquidität muss in jedem konkreten Fall evaluiert werden.

2. Marktgebietsinterne Maßnahmen

Manche der vorgeschlagenen Maßnahmen würden wir begrüßen und denken, dass sie sich positiv auf die allgemeine Marktentwicklung auswirken könnten. Die Auswirkungen auf die Liquidität sind allerdings direkt, wenn überhaupt, nur im kurzfristigen Markt zu erwarten. Zwar könnte diese direkte Auswirkung indirekt auch den Terminmarkt stärken, jedoch ist der Umfang dieses Effektes ungewiss.

Zu den *Maßnahmen* im Einzelnen:

- *Mehr Transparenz hinsichtlich der vielfältigen Zugänge zum organisierten Handelsmarkt:* Von dieser Maßnahme erwarten wir keine Auswirkungen auf die Handelsliquidität. Bisher war die mangelnde Transparenz hinsichtlich der Marktzugänge keinem unserer Mitgliedsunternehmen als Problem bewusst. Allerdings kann aus dieser Maßnahme auch kein negativer Effekt entstehen und die Kosten erscheinen minimal.
- *Verbesserte Transparenz für aggregierten Gasverbrauch und Systemzustand im Marktgebiet:* Verbesserte Transparenz in dieser Hinsicht wäre hilfreich, wenn zusätzlich auch noch der Bilanzkreisstatus stündlich an die BKV übermittelt werden würde. So könnte es Marktteilnehmern ermöglicht werden, sich während des Tages besser auf die Bedürfnisse des Marktgebietsverantwortlichen einzustellen sowie die eigenen Risiken besser zu bewerten. Daraus könnte sich zusätzliche Handelsaktivität ergeben und der Regelenergiebedarf durch den MGV reduziert werden.
- *Schaffung eines vereinfachten Vertragswerks (nur VHP-Zugang) für „reine Händler“:* Dieser Schritt könnte sinnvoll sein, wenn dadurch zusätzliche Händler im Markt aktiv werden. Aus den Reihen unserer Mitglieder erwarten wir dies nicht. Daher erwarten wir auch keine Auswirkung auf die Liquidität. Wir schlagen vor, hierzu die Meinung von Finanzinstitutionen einzuholen.

- *Verpflichtung/Anreize für Market Maker an den Börsen:* An den Energiebörsen sind Market Maker bereits heute aktiv und eine Ausweitung dieser Praxis wäre möglich. Dies kann die Liquidität wesentlich verbessern, auch im Terminmarkt. In welchem Ausmaß dies zu erwarten wäre, hängt von den Anreizen ab, also wieviel Geld hierfür investiert werden würde. Hier müssten also Kosten und Nutzen gegeneinander abgewogen werden. Eine Verpflichtung, als Market Maker zu agieren, halten wir nicht für sinnvoll, da daraus kaum „nützliche“ Gebote zu erwarten wären und daher das Ziel der Liquiditätssteigerung verfehlt würde.
- *Regelmäßige Durchführung von Gas-Auktionen im organisierten Markt (Erfüllungsort VHP):* Solche Auktionen finden bereits heute statt und auch eine Ausweitung dieser Praxis wäre möglich. Handelsunternehmen würden solche Auktionen aber nur durchführen, wenn diese in ihre Unternehmensstrategie passen. Der Liquiditätsgewinn wäre also nur ein Nebeneffekt. Eine Verpflichtung zu solchen Auktionen lehnen wir ab, da sie einen Eingriff in die unternehmerische Freiheit bedeuten.
- *Erweiterung des EFET-Standardvertragswerks um Appendizes für NCG und GASPOOL:* Bisher haben wir aus dem Markt keinen Bedarf für einen Appendix NCG verspürt. Für GASPOOL existiert ein solcher Appendix bereits seit Jahren. Von dieser Maßnahme erwarten wir keine Auswirkungen auf die Liquidität.
- *Grundsätzlich mindestens unterbrechbarer VHP-Zugang für sämtliche Kapazitätsprodukte:* Liquide Märkte benötigen Handlungspunkte, an denen sämtliche Mengen gehandelt werden können. Der Ausschluss von bestimmten Mengen, wie denen, die über Kapazitätsprodukte ohne VHP-Zugang transportiert werden, enthält den Märkten somit potentielle Liquidität und Markttiefe.
- *Möglichkeit untertägiger Kapazitätsbuchung an Produktions-, LNG-, Speicher- und Letztverbraucher-Punkten:* Zu diesem Punkt hat sich EFET bereits in diversen Stellungnahmen und Gesprächen (siehe unten) mit Ihnen und dem BMWi geäußert: Wir setzen uns ausdrücklich für die Einführung untertägiger Kapazitätsbuchung an Speichern und Gaskraftwerken ein. Die Beiladung der EFET zum Missbrauchsverfahren Trianel GmbH / Open Grid Europe GmbH, Aktenzeichen BK7-16-099, unterstreicht unser großes Interesse hieran. EFET sieht nach wie vor keine sachlichen Gründe für den Ausschluss von bestimmten Flexibilitätsquellen und –senken im Fernleitungsnetz vom Within-Day-Markt und die damit verbundenen Liquiditäts- und Wettbewerbseinbußen. Die Möglichkeit zur untertägigen Buchung hätte deutlich positive Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und die Liquidität im Kurzfristmarkt. Im Übrigen würde dadurch ein künstliches Flexibilitätshemmnis nicht nur für den Gas-, sondern auch für den Strommarkt entfernt, also die Sektorkopplung verbessert und die Rolle flexibler Gaskraftwerke gestärkt.

Aktuelle Stellungnahmen und Positionspapiere der EFET mit Aussagen zur untertägigen Kapazitätsbuchung:

- Positionspapier von EFET: Forderung nach Einführung von untertägigen Transportkapazitäten, 16.12.2015
- Präsentation von EFET zum Erörterungstermin mit der BK7, 25.01.2016
- Positionspapier von EFET: Entkräftung der Gegenargumente der FNB, 28.04.2016
- Stellungnahme von EFET zum Missbrauchsverfahren Trianel GmbH / Open Grid Europe GmbH, Aktenzeichen BK7-16-099, 03.08.2016

- Stellungnahme von EFET zum Impulspapier Strom 2030 des BMWi, 28.10.2016

- *Ausschließliche Treibgas-Beschaffung deutscher Fernleitungsnetzbetreiber an der Börse:* Diese Maßnahme würde die Liquidität in geringem Umfang an der Börse erhöhen, jedoch gleichzeitig Liquidität vom außerbörslichen Terminmarkt entfernen. Signifikante Auswirkungen auf die Liquidität sehen wir nicht, zumal es sich um vergleichsweise kleine Volumen handelt.
- *Einschränkung der Verbindungsmöglichkeit von Bilanzkreisen:* Eine Einschränkung von Bilanzkreis-Verbindungen halten wir aus zwei Gründen für kontraproduktiv. Erstens werden heute Bilanzkreise zum überwiegenden Teil nur zum Vermeiden von Ausgleichsenergiekosten verbunden. Eine Einschränkung könnte dafür sorgen, dass dem MGV bei gleichen Kosten höhere Erträge für das RLM-Bilanzierungskonto zufließen. Zweitens ist die Nutzung eines Unterbilanzkreises ein entscheidender Schritt von vollversorgten nicht am Markt auftretenden Endkundenlieferanten zu vollumfänglichen Marktteilnehmern mit Übernahme sämtlicher Risiken (insb. Spotpreis- und Ausgleichsenergiekostenrisiken). Durch die UBK-Stellung muss der Lieferant bei Wechsel seines Vorlieferanten nicht sämtliche Abnahmestellen in ein anderes Subbilanzkonto ummelden, sondern nur seinen eigenen Bilanzkreis unter den Bilanzkreis des neuen Vorlieferanten hängen. Außerdem tritt der Lieferant dadurch häufig selber am organisierten und unorganisierten Terminmarkt auf und lässt lediglich kurzfristig den Residualausgleich durch den Vorlieferanten durchführen.
- *Reduktion des VHP-Entgelts:* Das VHP-Entgelt stellt aufgrund seiner geringen Höhe heute keine Hürde für den Markteintritt da. Es ist wesentlich geringer als Broker- bzw. Börsenentgelte, die somit einen höheren Anteil an den Transaktionskosten einnehmen.
- *Verbesserte Planungssicherheit der „Gesamt-Transportkosten“ (Netzentgelt und Umlagen):* Transportentgelte und die Höhe der Umlagen im Fernleitungsnetz sollten grundsätzlich bei der Buchung von Kapazitäten (z.B. Juni für die Jahresauktion) bereits feststehen; das heißt, Entgelte und Umlagen sollten mit größerem Vorlauf und nach Möglichkeit zum gleichen Zeitpunkt veröffentlicht werden. Dies würde die Planungssicherheit für Transportkunden nachhaltig verbessern. Im Verteilnetz würde es dagegen schon wesentlich helfen, wenn die vorläufig festgelegten Entgelte nicht noch kurz vor Beginn des Jahres wieder revidiert werden könnten.

3. Marktgebietsübergreifende Maßnahmen

a. Wie bewerten Sie mögliche nationale oder grenzüberschreitende Marktgebietsintegrationen?

Eine Marktintegration kann entweder durch eine Zusammenlegung (entweder als Fusion oder teilweise als Trading Region) von Marktplätzen, oder durch die Verbindung von bestehenden Marktplätzen erreicht werden. Die Diskussion im Fragebogen und in der WECOM-Studie befasst sich vor allem mit der Zusammenlegung, wir würden aber grundsätzlich anmerken, dass auch mit der Verbesserung der Verbindung von Marktgebieten ein positiver Effekt, möglicherweise mit niedrigeren Kosten, erreicht werden kann. Dafür könnte man sich beispielsweise die Tarifierung (Multiplikatoren) ansehen.

Der Integration von Marktgebieten durch eine Zusammenlegung der VHPs liegt folgende Abwägung zugrunde:

- Einerseits wäre dies ein Weg zu erreichen, dass Endkunden direkteren Zugang zu einem liquiden VHP haben (vor allem, wenn einer der VHPs bereits deutlich höhere Liquidität aufweist als der andere). Außerdem werden hierdurch mehr Käufer und Verkäufer sowie größere Volumina an dem neuen VHP zusammengeführt. Auch hierdurch ist eine Liquiditätssteigerung zu erwarten.
- Andererseits kann durch eine Zusammenlegung von Marktgebieten die Diskrepanz zwischen den regulatorischen Rahmenbedingungen (bilanzielles System) und der zugrundeliegenden Physik, also dem tatsächlichen Netz, vergrößert werden. Dies kann dazu führen, dass die TSO und Marktgebietsverantwortlichen stärker in das Systemmanagement eingreifen, also eventuell auftretende lokale Systemschiefen durch größere Volumina an Regelenergie ausgleichen müssen. Dies ist z. B. bei der Bildung der deutschen qualitätsübergreifenden Gasmarktgebiete geschehen. Bei einer Integration der deutschen L-Gas Teilmarktgebiete in den niederländischen Gasmarkt würden sich die Marktgebietsgrenzen für den L-Gas-Markt aber gerade an den physischen Systemgrenzen orientieren. Hier wäre durch die Zusammenlegung von Marktgebieten sogar eine Entlastung des Systemmanagements durch die TSO und MGVs und eine Reduzierung der daraus resultierenden Kosten denkbar.

Bei der Zusammenlegung von Marktgebieten kommt es zu einmaligen Transaktionskosten und Herausforderungen im Übergang. Dauerhafte Mehrkosten, wie zum Beispiel durch einen höheren Regelenergiebedarf oder durch größeren Koordinierungsaufwand auf MGV/TSO-Seite möglicherweise in unterschiedlichen rechtlichen Rahmenbedingungen wären zu prüfen. Insbesondere muss das langfristige Optimum zwischen a) zusätzlichem Netzausbau und b) Ausgleich von veränderten Gasflüssen dauerhaft mittels Regelenergie angestrebt werden.

Die Integration mit welchen Nachbarmärkten birgt Ihrer Ansicht nach Potentiale zu einer deutlichen Verbesserung der Wettbewerbs- und Liquiditätssituation?

Der Schlussfolgerung der Studie, dass eine signifikante Erhöhung der Liquidität in Deutschland nur dann zu erwarten ist, wenn der niederländische Handel Teil des neuen zusammengelegten Marktgebietes ist, können wir zustimmen.

Welches der im Gutachten bzw. im GTM II beschriebenen Modelle einer Marktintegration (Vollintegration oder Trading Region) bevorzugen Sie?

Beide Modelle sind mit großen Herausforderungen verbunden. Eine Vollintegration wäre zwar sicherlich die sauberere und für Händler einfachste Lösung, aber im Falle eines grenzüberschreitenden Marktgebietes könnte das Ziel, die Liquidität am Großhandelsmarkt zu bündeln, sicherlich durch eine Trading Region mit weniger Aufwand erreicht werden als mit einer Vollintegration. Zudem wäre ein Modell der sukzessiven Teilintegration denkbar, welches die bestehenden physischen Systemgrenzen berücksichtigt.

- b. Im Gutachten wird festgestellt, dass ein Grund für die geringere Wettbewerbs- und Liquiditätssituation in den beiden deutschen Marktgebieten in dem relativ geringen einspeiseseitig garantierten VHP-Zugang (feste frei zuordenbare Kapazität) liegen könnte. Bei potenziellen Marktgebietsvergrößerungen kommen die Gutachter zum Ergebnis, dass mit weiteren Kapazitätseinschränkungen gerechnet werden muss. Wie bewerten Sie die eventuell auftretenden Einschränkungen des Angebotes an festen, frei zuordenbaren Kapazitäten hinsichtlich der zukünftigen Wettbewerbs- und Liquiditätssituation?**

Bei einer Marktgebietszusammenlegung könnte es zu einer Einschränkung der Netzkapazitäten durch zwei Effekte kommen:

- Bei Punkten, von denen aus heute sowohl nach TTF als auch in deutsche Marktgebiete eingespeist werden kann und Teilkapazitäten der nachgelagerten Systeme dabei zueinander in Konkurrenz stehen, kann zukünftig nur noch das fusionierte Marktgebiet mit der maximalen Kapazität des vorgelagerten Systems bespeist werden. Obwohl die danach verfügbare Kapazität nicht der Summe der vorherigen Einspeisekapazitäten entspricht, ist dies nicht unbedingt ein Nachteil, da die neue Einspeisekapazität ein wertigeres Produkt mit höherer Reichweite darstellt. Hieraus würde also nicht zwangsläufig ein Nachteil für die Wettbewerbssituation entstehen.
- Zweitens würde es dazu kommen, dass TSO an bestehenden Einspeisepunkten nach einer Marktgebietsfusion Gasflüsse ermöglichen müssten, die heute aufgrund der Marktgebietsgrenzen durch die dazwischen bestehenden Marktgebietskapazitäten eingeschränkt sind. Um hier marktgebietsinterne Engpässe zu vermeiden, würden TSO dann voraussichtlich feste Kapazitäten an den verbleibenden buchbaren Punkten verringern. Dies wäre zwar zunächst etwas Negatives, müsste bei der Bewertung aber gegen die positiven Aspekte eines größeren Marktgebietes abgewogen werden.

- c. Ergeben sich aus einer Marktgebietsintegration Ihrer Auffassung nach positive oder negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der deutschen Marktgebiete?**

Die Aufteilung von Marktgebieten hat unserer Meinung nach keine direkten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Knappheitssituationen aufgrund von lokalen Netzengpässen sind durch entsprechendes Engpassmanagement der TSO/MGV zu adressieren. Im Falle einer globalen Gasknappheit sollten Kooperationsmechanismen zwischen den TSO und Mitgliedsstaaten greifen, unabhängig von der Ausgestaltung der Marktgebiete.

Liquidere Marktgebiete könnten aber indirekt positive Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben.

- d. Worin sehen Sie nach Abwägung der oben beschriebenen möglichen Vor- und Nachteile den größeren Gesamtnutzen für den deutschen Markt?**

Dieser Gesamtnutzen, sowie die Kosten, müssten vor einer Entscheidung bezüglich einer

Marktgebietsfusion erst noch berechnet werden (siehe die vorherigen Antworten). Die Einschätzung von WECOM, dass der Liquiditätsgewinn davon abhängen würde, ob der niederländische Markt Teil des neuen Marktgebietes wäre, können wir nachvollziehen.

e. Welche wesentlichen Umsetzungshürden (rechtliche, regulatorische etc.) sehen Sie für Integrationsprojekte? Wie könnten mögliche Lösungen operativ, aber auch aus zeitlicher Sicht ausgestaltet sein, damit zum Beispiel unterschiedliche Zugangssysteme harmonisiert würden?

Eine abschließende Analyse zu dieser Frage können wir nicht durchführen. Wir sehen jedoch Herausforderungen beim Bilanzierungssystem, dem unterschiedlichen öffentlich-rechtlichen und privatrechtlichen System, der erforderlichen intensiven Kooperation zwischen TSO, der Kostenaufteilung zwischen den TSO, unterschiedlichen Ansätzen der Besteuerung und der notwendigen intensiveren Kooperation zwischen den Regulierungsbehörden.

f. Frage zu alternativem Ansatz: Als weiterer Ansatz zur Stärkung des EU-Gasmarkts wird derzeit die Verlagerung von Entgelten an Grenzübergangspunkten zwischen EU-Ländern auf Einspeisepunkte in die EU und/oder auf inländische Ausspeisepunkte debattiert. Inwieweit sehen Sie in einem solchen Ansatz eine Alternative bzw. Ergänzung zu der im GTM II beschriebenen möglichen Integration von Marktgebieten?

Der NC TAR beantwortet nicht alle Herausforderungen für die Vollendung des EU Binnenmarktes für Gas. Die Nachfrage wird sich in den kommenden Jahrzehnten verändern, neue Investitionen werden notwendig sein, unter anderem für die Versorgungssicherheit. Marktgebietsfusionen würden zusätzliche Fragen aufwerfen, zum Beispiel wie die Kosten der TSO in Europa aufgeteilt werden. Daher begrüßen wir, dass die EU Kommission eine "Quo Vadis"-Studie zu diesem Thema angestoßen hat. Alle Entgelte direkt den Endkunden-Exitpunkten zuzuordnen, würde die grenzüberschreitenden Kapazitäten davon befreien und daher zu fast vollständiger Preiskonvergenz führen. Dies könnte auch eine Alternative zu Marktgebietsfusionen darstellen, da alle Kunden unter der Voraussetzung ausreichender Transportkapazität zwischen den Märkten Zugang zum einheitlichen Preis hätten, also der gleiche Effekt erzielt würde. Wenn es allerdings zu physischen Engpässen käme, würden die Preise divergieren. Eine Herausforderung in einem solchen System stellt sicherlich die verursachungsgerechte Kostenallokation zu den nationalen Endkunden dar. Es könnten Nachteile einer Marktgebietsfusion, wie zum Beispiel die Auswirkung auf die Verfügbarkeit fester Kapazitäten oder den Umsetzungsaufwand, vermieden werden.

Für Rückfragen und weiterführende Gespräche stehen wir gerne zur Verfügung.

EFET Deutschland

Tel.: +49 (0) 30 2655 7824

de@efet.org