



EFET Deutschland

Pressekonferenz

E-World, Essen, 07.02.2018

Pressemitteilung



GASHANDEL

Implementierung der Virtual Interconnection Points

Zur Zeit gibt es mehr Fragen als Antworten!

Die Verpflichtung zur Bildung von Virtual Interconnection Points (VIP) spätestens zum 1. November 2018 steht bereits seit 14. Oktober 2013 im Network Code on Capacity Allocation Mechanism (NC CAM). Während andere Länder wie die Niederlande bereits Mitte letzten Jahres ihre Konzepte veröffentlicht und konsultiert haben, ist in Deutschland nach wie vor nichts offiziell bekannt. Nach zwei Briefen an die 16 deutschen Fernleitungsnetzbetreiber und einem Briefwechsel zwischen BNetzA und der Europäischen Kommission sind nun mehr Fragen offen, als beantwortet wurden. Der niederländische Fernleitungsnetzbetreiber hat deswegen sogar die Implementierung bis auf weiteres ausgesetzt. Derzeit stellt sich die Situation so dar, dass es sich jedes Land je nach Rechtsauffassung aussuchen kann, ob überhaupt VIP gebildet werden und wenn ja, ob davon nur neu gebuchte oder auch bestehende Transportkapazitäten betroffen sind.

EFET Deutschland fordert daher, dass es Zeit ist, Klarheit über den Einföhrungstermin sowie das Konzept zu schaffen und dass hierzu eine Marktkonsultation mit den Netznutzern erfolgt. Altverträge sollten zumindest prozessual (Abwicklung) in den VIP übernommen werden. Die erhobenen Entgelte für bestehende Transportkapazitäten können aus Rechtssicherheit erst mal wie bisher einzeln pro TSO ermittelt werden anstatt hierfür auch den VIP-Tarif zu erheben. Durch die zu erwartende Einföhrung eines Einheitstarifs pro Marktgebiet zum 01. Januar 2020 im Zuge der Umsetzung des Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures (NC TAR) werden unterschiedliche Tarife dann sowieso der Vergangenheit angehören.

Was sollte bei der Ausgestaltung der Marktgebietszusammenlegung berücksichtigt werden?

Auch bezüglich der letztes Jahr in der Novelle der Gasnetzzugangsverordnung beschlossenen Zusammenlegung der Marktgebiete GASPOOL und NCG läuft die Zeit. Bis spätestens 01. April 2022 hat diese zu erfolgen und auch hier stockt unseres Erachtens der Prozess. EFET Deutschland hat nun folgende Grundprinzipien für die Zusammenlegung aufgestellt:

- 1) Erhöhung der Wettbewerbsintensität auf dem Großhandelsmarkt, um mit verlässlichen Preissignalen eine solide Basis für Hedging und Investitionen bei allen Wertschöpfungsstufen zu erlangen
- 2) Verringerung regulatorischer und administrativer Hürden beim Gashandel
- 3) Beibehalten bisheriger Marktspielregeln
- 4) Vermeidung von Einschränkungen im grenzüberschreitenden Gashandel
- 5) zukünftige Zusammenlegungen mit angrenzenden EU-Nachbarstaaten nicht behindern
- 6) Minimierung etwaig entstehender Kosten unter Berücksichtigung der Punkte 1) bis 5)

Ein Fokus sollte bei der Zusammenlegung auf kapazitätserhaltende Maßnahmen sowie einer effektiven und effizienten Steuerung der Netze liegen. Ex-ante Einschränkungen von Transportkapazitäten oder der freien unbedingten Zuordenbarkeit sollten weitestgehend vermieden werden und nicht auf unrealistischen worst-case Szenarien beruhen.

Wie bereits im französischen Gasmarkt bei der für November 2018 geplanten Marktgebietszusammenlegung vorgelebt, wünscht sich EFET auch für die geplante Marktgebietszusammenlegung in Deutschland, dass handels- und prozessrelevante Themen frühzeitig, klar, verbindlich und transparent mit den Marktteilnehmern konsultiert und die Ergebnisse daraus kommuniziert werden.

STROMHANDEL

Roulettespiel bei den Marktrollen: Kapern die Netzbetreiber zukünftig auch noch das Energiehandelsgeschäft?

Vertrauen in Preisspitzen bröckelt: EFET Deutschland kämpft für ungestörte Preisbildung

Mit Schrecken sieht der Energiehandelsverband die zunehmenden Vorstöße, wonach Netzbetreibern auf Wunsch des Bundeswirtschaftsministeriums und verschiedener politischer Akteure das Recht eingeräumt werden soll, Speicher als netzdienliche Betriebsmittel zu besitzen und zu nutzen, statt sich die nötigen Kapazitäten wettbewerblich auf dem Markt zu besorgen. „Speicher dürfen aus EFET-Sicht weder Bestandteil des Übertragungs- noch des Verteilnetzes sein“, so Stefan-Jörg Göbel, Vorstandsvorsitzender von EFET Deutschland auf der diesjährigen Pressekonferenz des Verbandes auf der E-World in Essen. Die Netzbetreiber bekommen genügend Kapazitäten vom Markt zur Verfügung gestellt – da bleibt kein Raum für ein neues Geschäftsmodell der Netzbetreiber zur Aufpolierung ihrer Bilanzen, so Göbel weiter. Das für den Energiebinnenmarkt so essentielle Gebot des unbedingten Unbundling dürfe nicht zur Disposition stehen.

Dieses Thema ist derzeit nicht das einzige Sorgenkind für EFET Deutschland: Vertrauen in die für die Energiemärkte und die darin geplanten Investitionen so wichtigen Preisspitzen scheint es in Politik und Verwaltung nicht zu geben. „Das Setzen einer Höchstpreisgrenze für Arbeitspreise im Regelenenergiemarkt war ein Zeichen dafür, dass der politische Wille zu hohen Strompreisen vielleicht doch ein Lippenbekenntnis ist.“, so Stefan-Jörg Göbel. Es muss geprüft werden, ob die Marktteilnehmer überhöhte Gebote eingestellt haben, ob die Netzbetreiber in der damaligen Situation tatsächlich richtig bezuschlagt haben und ob das Vergabedesign tatsächlich effizient ist. „Das sind die entscheidenden Fragen in diesem Verfahren“, so Göbel.

Umso mehr begrüßt EFET Deutschland die Entscheidung der Bundesnetzagentur in der letzten Woche, ein Festlegungsverfahren über die Bezuschlagungsmethode bei der Minutenreserve und Sekundärregelleistung zu eröffnen. „Auch wenn Deutschland im Rahmen des EU Network Code Balancing in den nächsten Jahren Regularitätsmärkte einrichten muss, ist eine neue Bezuschlagungsmethode mit einer Mischform von Leistungspreis und Arbeitspreis das richtige Mittel für die Übergangszeit.“, so Stefan-Jörg Göbel. EU-Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 geforderten Regularitätsmarktes.

Darüber hinaus beobachtet EFET Deutschland mit großem Interesse die aktuelle Diskussion im politischen Berlin zur Neujustierung des EEG-Umlage- und Netzentgeltregimes. „Der Gesetzgeber muss vor allem darauf achten, dass nicht einzelnen Energieträgern oder Technologien selektive Vorteile gegenüber anderen gewährt werden“, so Stefan-Jörg Göbel. „Entgelte und Umlagen müssen der realen Kostenbasis entsprechen. Die daraus erzielten Überschüsse sollten an die entsprechend belasteten Marktteilnehmer zurückgeführt und nicht zur Umverteilung genutzt werden. Sonst können die gesellschaftliche Akzeptanz und damit die politische Durchsetzbarkeit der Energiewende schnell zum Erliegen kommen“, so Göbel abschließend. Der Verband hat in einem Diskussionspapier die für die Reform notwendigen Stellschrauben zusammengefasst, das unter diesem [Link](#) abrufbar ist.

FINANZMARKTREGULIERUNG

Umsetzung der MiFID II: Der Startblock liegt hinter uns, aber die Zielgerade ist noch nicht in Sicht

EMIR Review: Die Revision geht in die richtige Richtung

Kapitaladäquanz-Verordnung (CRV IV) und REMIT: Nach dem Spiel ist vor dem Spiel

Seit Beginn des Jahres ist die MiFID II und deren nationale Umsetzungsgesetze auch im Alltag der Energiehändler, sprich am Handelsdesk angekommen. Es ist nicht überraschend, dass damit die Geschichte noch nicht zu Ende ist und natürlich bei der Umsetzung eines solchen komplexen Gesetzeswerks jetzt die Kinderkrankheiten zu bereinigen sind. „Das Go-Live von MiFID II hat grundsätzlich gut funktioniert. Aber Baustellen gibt es immer noch, vor allem bei den Themen Position Reporting und Positionlimits“, so Dr. Karl-Peter Horstmann, Leiter des Finanzmarktausschusses von EFET.

Neben technischen Schwierigkeiten bei der Erfüllung der Pflichten aus dem Position Reporting sind einige Position Limits von den Aufsichtsbehörden zu niedrig gesetzt. „Die niedrige Höhe einiger Limits behindert die Entwicklung der Energiemärkte. Hier muss seitens der Aufsichtsbehörden dringend nachgesteuert werden“, so Horstmann weiter. Ein Beispiel ist das Limit für den Phelix Power DE Future. Aufgrund des Preiszonensplits von Deutschland und Österreich wurde dieses Produkt in 2017 neu eingeführt. Leider hat

die BaFin z.T. sehr geringe Limits vorgeschlagen, insbesondere für den Peak Spot Kontrakt. Allerdings ist ein rapider Anstieg der Liquidität zu verzeichnen, u.a. weil Händler bereits eingegangene Verträge in der deutsch-österreichischen Preiszone in den Phelix Power DE Future umschichten. Die Gefahr ist somit groß, dass damit sehr schnell das gesetzte Limit erreicht wird. Dies konterkariert das Ziel der maximalen Liquidität im europäischen Strommarkt und kann nicht im Sinne der Politik sein.

Auch die EMIR steht im Moment in Brüssel wieder auf der Tagesordnung des Gesetzgebers. Hier hat sich gezeigt, dass der Gesetzgeber verstanden hat, dass Energieunternehmen nicht systemisch relevant sind und die Spezifika adäquat abgebildet werden müssen. „Die EU-Kommission und der Berichterstatter im Europäischen Parlament erkennen weiterhin die Besonderheit des Energiehandels an und verlangen vernünftige Anpassungen. Überschreitet zum Beispiel ein Unternehmen den Schwellenwert in einer bestimmten Rohstoffklasse, muss das Central Clearing und die bilaterale Besicherung auch nur für die Rohstoffklassen erfolgen und nicht für alle gehandelten OTC-Kontrakte“, so Dr. Karl-Peter Horstmann. EFET begrüßt ebenso die angestrebten Erleichterungen bei den Meldepflichten für sogenannte nicht-finanzielle Unternehmen, wie es Energieunternehmen sind.

Derzeit warten die Energiehändler vergeblich auf eine Überarbeitung der REMIT-Verordnung. „Leider hat es der EU-Gesetzgeber versäumt, eine automatische Revisionsklausel mit regelmäßigen Überprüfungen im 5-Jahres-Rhythmus in das Gesetz einzubinden“, so Dr. Karl-Peter Horstmann. Zum Beispiel erfordert die neue Market Abuse Regulation Anpassungen bei der REMIT, vor allem im Bereich der neuen Definitionen von Marktmissbrauch.

Anders verhält es sich im Gegensatz dazu mit der Kapitaladäquanz-Richtlinie (CRD IV), deren Revision die EU-Kommission vor kurzen gestartet hat. Die EU-Kommission hat Ende Dezember einen Vorschlag für ein maßgeschneidertes Eigenkapitalregime für sog. Wertpapierfirmen (Investment Firms) auf den Tisch gebracht, das ab 2021 auch für MiFID-lizenzierte Energiehändler gelten wird. „Erfreulicherweise erkennt die Kommission in ihrem Vorschlag die Besonderheit von Rohstoffhändlern an und verlangt Eigenkapitalhinterlegung erst nach einer Übergangsperiode ab dem Jahr 2026 und hat für die Zeit danach einige Kapitalanforderungen angemessener ausgestaltet“, so Dr. Karl-Peter Horstmann. Das gäbe den MiFID-lizenzierten Unternehmen ausreichend Zeit, sich auf die neuen Bestimmungen einzustellen und die interne Finanzausstattung auf darauf angepasste Beine zu stellen.