



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

**An die Fernleitungsnetzbetreiber
und Marktgebietsverantwortliche**

Per E-Mail an: marktdialog@marktgebietszusammenlegung.de

17.03.2019

Stellungnahme von EFET Deutschland zu den am 6. Februar 2019 gezeigten Inhalten der Informationsveranstaltung der Fernleitungsnetzbetreiber zur Marktgebietszusammenlegung

EFET Deutschland begrüßt den im November 2018 mit dem EFET Deutschland Workshop begonnenen Dialog durch die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) zur Zusammenlegung der beiden deutschen Marktgebiete. In diesem Zusammenhang richteten am 6. Februar 2019 in Essen die Fernleitungsnetzbetreiber den „Marktdialog zum Kapazitätsmodell“ aus, zu dessen Inhalten EFET Deutschland wie folgt Stellung nehmen möchte:

Marktorientiertes Austarieren der Optionen

Im Workshop am 6. Februar 2019 haben Vertreter der Marktgebietskooperation „marco“ dargelegt, dass ohne weitere Maßnahmen im neuen Marktgebiet die derzeit als FZK vermarkteten Einspeisekapazitäten je nach Annahmen um bis zu 78 Prozent gegenüber dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2018-2028 und die langfristigen Buchungen an den Einspeisepunkten um bis zur Hälfte reduziert werden müssten. Für das zukünftige deutsche einheitliche Marktgebiet hätten Einschränkungen dieses Ausmaßes negative Effekte und würden den liquiden Handel schwächen. In solch einem Szenario wäre es wahrscheinlich, dass sich aufgrund der daraus resultierenden Einschränkung der Wettbewerbsintensität letzten Endes auch die Angebotsvielfalt und Kostenbelastung für die Endkunden in Deutschland verschlechtern. Um dasselbe Kapazitätsniveau wie im NEP 2018-28 zu erhalten, könnten – so „marco“ – kurzfristig kommerzielle Maßnahmen durchgeführt werden. Für Netzausbaumaßnahmen sei hingegen mit einer Verzögerung von fünf bis sieben Jahren zu rechnen.

Um die Ergebnisse dieser Berechnungen, insbesondere der erforderlichen Kapazitätseinschränkungen, nachvollziehen zu können, wünschen wir uns eine Offenlegung der Berechnungsmethodik und der verwendeten Szenarien.

EFET Deutschland hat sich in der Vergangenheit ausdrücklich dafür ausgesprochen, alle drei Optionen – Kapazitätsanpassung, Netzausbau und kommerzielle Produkte – gegeneinander abzuwägen und das vom Markt präferierte Gleichgewicht zwischen diesen drei Optionen zu schaffen. Die Marktgebietszusammenlegung in Frankreich hat gezeigt,

dass durch eine enge Kooperation der Marktteilnehmer eine weitreichende Kapazitätsreduzierung, die zu hohen Netzausbaukosten geführt hätte, weitgehend vermieden werden konnte.

Die gesetzliche Verpflichtung zur Marktgebietszusammenlegung soll gemäß § 21 Absatz 1 GasNZV der Erhöhung der Liquidität des Marktes dienen. Eine erhebliche Reduzierung der festen Einspeisekapazitäten steht daher im Widerspruch zu diesem Ziel.

Auch die nationalen europäischen Energieregulierer haben sich im Rahmen des Gas Target Model auf das Erreichen eines gut funktionierenden Großhandelsmarktes, insbesondere durch einen liquiden Spot- und Terminmarkt, verständigt. Eine Reduzierung von festen Einspeisekapazitäten würde dieser regulatorischen Zielsetzung, insbesondere im Terminmarkt, widersprechen.

Bestimmung des langfristigen Kapazitätsbedarfs

Auf der Veranstaltung am 6. Februar wurde darauf hingewiesen, dass die Feststellung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV eine erforderliche Voraussetzung für die Einführung marktbasierter Engpassbewirtschaftungsinstrumente wäre.

Bei der sehr komplexen Bestimmung des langfristigen Kapazitätsbedarfs für das einheitliche Marktgebiet sind zunächst bestimmte Annahmen festzulegen. In einem Extremfall würde das Netz so ausgelegt werden, dass alle Kunden versorgt werden können und die Infrastruktur gleichzeitig voll ausgelastet ist. Dies würde implizieren, dass keine Optionalitäten bezüglich der Aufkommensquellen bestehen und daher auch kein Wettbewerb zwischen verschiedenen Gas- und Flexibilitätsquellen möglich wäre. Im anderen Extremfall würde man das Netz so auslegen, dass theoretisch jeder Exit Punkt von jedem Entry Punkt beliefert werden kann, also alle erdenklichen Kombinationen möglich sind und damit maximale Optionalität geschaffen wird. Dies würde zu einer unnötigen Kostenbelastung führen. Um Wettbewerb und Liquidität auch im Sinne von Versorgungssicherheit herbeizuführen, sind Optionalitäten unabdingbar, sodass unterschiedliche Verbindungen zwischen verschiedenen Kunden und verschiedenen Gas- und Flexibilitätsquellen möglich werden. Das Ausmaß der erforderlichen Optionalitäten hängt davon ab, wie viel Liquidität ermöglicht werden soll. Dass dieser Zusammenhang besteht, ist evident. Allerdings ist uns nicht bekannt, dass dieses Verhältnis schon einmal ermittelt wurde. Das macht es schwierig, den langfristigen Kapazitätsbedarf für das neue Marktgebiet konkret zu berechnen.

Die Langfristkapazitätsbuchungen als zukünftigen Bedarf heranzuziehen, vernachlässigt verschiedene Aspekte und ist daher aus unserer Sicht ebenfalls nicht zielführend. Bei der Betrachtung von Langfristbuchungen zur Bestimmung des Kapazitätsbedarfs finden kurzfristige Handelsbuchungen keine Berücksichtigung. Um einen realistischen Bedarf zu ermitteln, müssten daher alle Arten von gebuchten Kapazitäten über alle Laufzeiten der vergangenen Jahre betrachtet und gleichzeitig erneut Annahmen zu zukünftigen Entwicklungen getroffen werden. Darüber hinaus würde eine vollständige Ausrichtung des Kapazitätsbedarfs anhand von bestehenden Langfristbuchungen wie oben beschrieben den Markt verschließen und Markteintritte erschweren.

Im Workshop wurde diskutiert, ob der Kapazitätsbedarf ggf. durch eine Open Season bestimmt werden könne. EFET Deutschland hält die Bestimmung des langfristigen Kapazitätsbedarfs durch eine Open Season für weder praktikabel noch zielführend. Um einen konkreten Kapazitätsbedarf zu ermitteln, wäre eine verbindliche Zusage notwendig. In der zur

Verfügung stehenden Zeitspanne ist dieses Verfahren realistisch jedoch nicht durchführbar. Darüber hinaus werden kurzfristige Handelsbuchungen und ein potenziell steigender Bedarf an festen Gaskapazitäten durch den vereinbarten Kohleausstieg und den Bau von LNG-Terminals nicht berücksichtigt. Hier stehen jedoch die gesetzlichen Grundlagen noch aus, so dass dieser zusätzliche Bedarf bei einer Abfrage zu diesem Zeitpunkt nicht berücksichtigt werden könnte. Tendenziell würde der tatsächliche Kapazitätsbedarf unterschätzt werden.

Daher stellt der bestehende Kapazitätsbedarf an Höhe und Art der Kapazitäten aus Sicht von EFET Deutschland zunächst den besten Ausgangspunkt dar. Ein Netzausbau ist aus zeitlicher Perspektive zum 01.10.2021 nicht umsetzbar. Es stellt sich auch die Frage des Rationals für die Folgejahre. Vor dem Hintergrund der noch verbleibenden Zeit bis zur Marktgebietszusammenlegung sollte mit marktbasierter Maßnahmen gestartet werden und die weitere Entwicklung – ggf. notwendiger Netzausbau – im Rahmen des rollierenden Prozesses des Netzentwicklungsplans gesteuert werden.

Mithilfe von kommerziellen, marktbasierter Instrumenten kann sich dann dem tatsächlichen Kapazitätsbedarf, sofern er abweichen sollte, inkremental angenähert werden. Da Kosten erst bei Abruf der kommerziellen Instrumente entstehen, hat der Netznutzer hierdurch keinen Nachteil. Er zahlt somit ausschließlich für die tatsächlich abgerufene Leistung. Das Monitoring dieser Instrumente ermöglicht dabei Rückschlüsse auf den Bedarf bzw. auf den gegebenenfalls erforderlichen Netzausbau.

Weitere marktbasierter Absicherungsprodukte über die drei vorgestellten Instrumente hinaus sollten im Vorfeld nicht kategorisch ausgeschlossen werden.

Im Workshop vorgestellte Instrumente „Wheeling“, „Drittnetznutzung“ und „börsenbasiertes Spreadprodukt“

Im Workshop am 6. Februar 2019 wurde von „marco“ drei unterschiedliche Instrumente genannt: „Wheeling“, „Drittnetznutzung“ und „börsenbasiertes Spreadprodukt“. Die Ausgestaltung dieser Instrumente wurde allerdings noch nicht erläutert, was die Bewertung in dieser Stellungnahme erschwert. Um eine abschließende Bewertung der verschiedenen Instrumente durch Marktteilnehmer zu ermöglichen, wären nähere Informationen zur Ausgestaltung, z.B. zu Ausgestaltung und Kriterien des Einsatzes der unterschiedlichen Instrumente, hilfreich.

Nach Ansicht von EFET Deutschland stellt unter diesen drei Instrumenten ausschließlich das börsenbasiertes Spreadprodukt ein marktbasierter Instrument dar.

Ausgestaltung des „börsenbasiertes Spread-Produktes“

Der positive Einfluss des börsenbasiertes Spread-Produktes auf Netzengpässe kann nur dann erzielt werden, wenn der Netzengpass über ein transparentes Orderbuch durch möglichst viele Marktteilnehmer behoben werden kann. Dafür ist es hilfreich, dass die FNBs über die Wahrscheinlichkeit des Eintretens des Engpasses, dessen voraussichtliches Ausmaß, sowie die Teilnetze, in denen die physikalischen Effekte vom Marktteilnehmer bewirkt werden müssen, in Echtzeit und diskriminierungsfrei informieren. Die Ausgestaltung könnte man an das bereits bestehende französische Produkt anlehnen.

Ausgestaltung von „Drittnetznutzung“ und „Wheeling“

Grundsätzlich stellt sich hier die Frage, warum FNBs diese beiden Instrumente besser und effizienter abbilden können als Marktteilnehmer. Sollte jedoch an den beiden Instrumenten festgehalten werden, wäre es wichtig, dass negative Auswirkungen auf den Markt ausgeschlossen werden. Dies könnte man wie folgt erreichen:

- Der Einsatz dieser Instrumente sollte nur dann erfolgen, wenn die Kosten der Engpassbehebung durch das „börsenbasierte Engpassprodukt“ bekannt sind und die Kosten von „Drittnetznutzung“ oder „Wheeling“ übersteigen.
- Die FNBs sollten für den Zweck dieser Abwägung bei „Drittnetznutzung“ und „Wheeling“ die Kosten der äquivalenten kurzfristigen (intraday-) Kapazitätsbuchungen ansetzen. Damit wird sichergestellt, dass es ein Level Playing Field gibt und es nicht zu Marktverzerrungen zu Lasten des Marktes kommt.
- Den für die Abbildung der Produkte „Drittnetznutzung“ und „Wheeling“ notwendigen Kapazitäten sollten für diesen Zweck die kurzfristigste und damit teuerste Kapazität zugewiesen werden. Auch sollte der Markt vorrangig behandelt werden. Wenn Marktteilnehmer an einem der für diesen Zweck vorgesehenen Grenzübergangspunkte die dafür vorgesehenen Kapazitäten nutzen möchten, sollte „Drittnetznutzung“ oder „Wheeling“ unterbrochen werden.
- Die Beschaffung von „Wheeling“ und „Drittnetznutzung“ durch die FNBs sollte als FNB-FNB-Produkt aufgesetzt werden, das heißt, FNBs sollten dabei nicht mit den Marktteilnehmern im Wettbewerb stehen. FNBs sollten also nicht wie Marktteilnehmer an den Prisma-Auktionen teilnehmen oder Bilanzkreise in den Nachbarmärkten aufsetzen. So könnte vermieden werden, dass dem FNB aufgrund möglicher Unterbrechungen an einem der beiden Grenzübergangspunkte ein Bilanzkreisrisiko entsteht (im Unterbrechungsfall sollte stattdessen das FNB-FNB-Produkt als Ganzes unterbrochen werden) oder dass das Auktionsergebnis auf Prisma verzerrt wird. Denn bei Prisma entstünde ansonsten durch den Umstand, dass feste Kapazität auf Basis von Annahmen zu „Wheeling“ und „Drittnetznutzung“ modelliert werden, ein ungleicher Wettbewerb zwischen Shippern und FNBs in den entsprechenden Kapazitätsauktionen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Buchungsentscheidungen von FNBs in diesen Fällen keinen marktwirtschaftlichen Prinzipien unterliegen, sondern allein die vertragliche Erfüllung von festen Kapazitäten zum Ziel hat. Dem Markt sollte maximale Transparenz über die Einsatzentscheidungen dieses Produktes gewährt werden. Dies sollte sowohl die Methodik der Abwägung zwischen verschiedenen Optionen im Voraus, als auch die konkreten Einsätze, die dafür genutzten Routen und die ihnen zugrundeliegenden Kostenabwägungen im Nachgang beinhalten.

Diese Bedingungen sind für EFET Deutschland Grundvoraussetzungen, mögliche Marktverzerrungen auszuschließen und die Einführung der Instrumente „Drittnetznutzung“ und „Wheeling“ für die FNBs mitzutragen.

Detaillierte Informationen zu den erwarteten Netzengpässen

Um frühzeitig marktbasiertere Engpassinstrumente mit den Marktteilnehmern abzustimmen, deren Unterstützung einzuholen und Engpassinstrumente bereits vor dem Start ausreichend im Markt zu testen, sind schnellstmöglich detaillierte Angaben:

- zur Anzahl, Lage und Ursachen der erwarteten Netzengpässe nach der Marktgebietszusammenlegung,
- zur Richtung und Höhe der benötigten notwendigen Gasflüsse (in MW) sowie
- zu den Teilnetzen auf beiden Seiten des Netzengpasses, in welchen im Rahmen von börsenbasierten Location-Spreadprodukten die Beseitigung der jeweiligen Netzengpässe erwirkt werden kann, notwendig.

Stakeholder-Einbindung

EFET Deutschland begrüßt den begonnenen Austausch der „marco“-Mitglieder mit den Marktteilnehmern. Nach Meinung von EFET Deutschland ist die Marktperspektive stärker als bisher in den bereits begonnenen Prozess der Marktgebietszusammenlegung einzubringen. Hierzu verweisen wir auf das verbandsübergreifende Papier „Marktgebietszusammenlegung NCG-Gaspool – Einbindungskonzept der Stakeholder“, das wir Ihnen in Kürze übermitteln werden.

EFET Deutschland bietet in diesem Zusammenhang an, in einem Workshop die Ausgestaltung der kommerziellen Instrumente zur Behebung der Netzengpässen näher zu diskutieren, um eine praktikable Umsetzung ohne Marktverwerfungen zu erreichen. Darüber hinaus bestehen neben den Kapazitätsfragen noch zahlreiche offene operative Fragestellungen, z.B. im Zusammenhang mit den Bilanzkreisen, Datenmeldungen oder Kapazitätsübertragungen. Auch hier ist ein zeitnaher Austausch mit den Marktparteien über die anstehenden Änderungen anzustreben.

Für Rückfragen und weitere Erörterung stehen wir selbstverständlich gerne zur Verfügung.

EFET Deutschland

Tel.: +49 (0) 30 2655 7824

de@efet.org