

Karlsruhe, 15. März 2019

EnBW Stellungnahme zum Kapazitätsmodell im deutschlandweiten Marktgebiet

Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben im Rahmen des Marktdialogs am 06.02.2019 ihre Überlegungen zum Kapazitätsmodell im einheitlichen deutschen Marktgebiet sowie zu den daraus abgeleiteten Maßnahmen zur Deckung des künftigen Kapazitätsbedarfs vorgestellt. Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG begrüßt den gemeinsamen Dialog und nimmt die Möglichkeit zur Stellungnahme zum vorgeschlagenen Kapazitätsmodell gerne wahr.

Das von den FNB angestrebte Ziel, die freie Zuordenbarkeit der derzeitigen festen Entry-Kapazitäten zu erhalten, ist aus Sicht der EnBW uneingeschränkt zu unterstützen. Die vorgestellten marktbasierten Instrumente scheinen uns ein effizientes, geeignetes Mittel zu sein, um dieses Ziel in Anbetracht der knapp bemessenen gesetzlichen Umsetzungsfrist zu erreichen.

Dies vorweggenommen ist festzuhalten, dass ein deutlich detaillierteres Dokument in Anlehnung an den Netzentwicklungsplan kombiniert mit entsprechenden Workshops notwendig wäre, um einen möglichst transparenten Dialog zu gewährleisten. Insbesondere in Bezug auf die Ausgestaltung der marktbasierten Instrumente aber auch hinsichtlich der Herleitung der Kosten und der Prämissen für den Szenarioansatz fehlen uns wesentliche Informationen. Basierend auf dem vorliegenden Foliensatz vom 06.02.2019 können wir deshalb im Folgenden lediglich eine erste Einschätzung geben.

Kapazitätsmodell

Wir gehen davon aus, dass der zugrunde liegende Kapazitätsbedarf dem für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ermittelten Bedarf entspricht. Wir können aktuell keinen Grund dafür erkennen, warum man hier einen anderen Ansatz wählen sollte. Der Kapazitätsbedarf ergibt sich dabei ausspeiseseitig aus dem Verbrauch und den Transiten und einspeiseseitig aus den Aufkommensquellen und dem angestrebten Liquiditäts- und Wettbewerbsniveau des deutschen Marktes. Für einen Wettbewerb auf dem Großhandelsmarkt ist es dabei notwendig, dass der Markt zwischen der Aufspeisung aus verschiedenen Aufkommensquellen wählen kann. Dies setzt voraus, dass im Marktgebiet auch potentielle Buchungskonstellationen über feste, frei zuordenbare Entry-Kapazität abgebildet werden.

Eine Ermittlung des Kapazitätsbedarfs auf Basis historischer Langfristbuchungen lehnen wir hingegen aus folgenden Gründen ab:

- Der Kapazitätsbedarf drückt sich in Buchungen sämtlicher Kapazitätsprodukte (FZK, DZK, BZK, bFZK, uFZK) und sämtlicher Laufzeiten (bis hin zu Within-Day-Buchungen) aus.
- Aufgrund der mittlerweile kurzfristigeren Buchungsweise stellt die Summe aller Entry-Buchungen eines konkreten Jahres oft nur die Höhe des in dem betreffenden Jahr benötigten Exit-Bedarfs dar, jedoch nicht den Bedarf für ein möglicherweise kaltes Jahr und keinesfalls den benötigten Bedarf, um einen Wettbewerb zwischen den Aufkommensquellen zu ermöglichen.
- Bedarf, der aufgrund fehlender fester Kapazitäten zu keiner Buchung in der Vergangenheit führte, wird mit einer Ermittlung auf Basis historischer Buchungen nicht erfasst. Insbesondere neue Pipeline-Projekte, ggf. deutsche LNG-Terminals und zusätzlicher Bedarf für Gaskraftwerke aufgrund des Kohle- und Kernenergieausstiegs werden den Bedarf zukünftig verändern.

Es spricht somit alles dafür, bei der Zusammenlegung der Marktgebiete zum 01.10.2021 zunächst das aktuelle Kapazitätsangebot an FZK zugrunde zu legen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Versorgung von Letztverbrauchern auf Exit-Seite grundsätzlich uneingeschränkt fest erfolgen muss. Das betrifft zum einen Letztverbraucher direkt am Transportnetz und zum anderen Letztverbraucher in den Verteilnetzen. Wir haben bereits in unseren Stellungnahmen zum Netzentwicklungsplan mehrfach darauf hingewiesen, dass das DZK-Produkt für Letztverbraucher eine unangemessene Verlagerung der Verantwortung für das Engpassmanagement und des damit verbundenen Aufwands von den FNB auf einzelne Transportkunden darstellt. Bestehende Gasreservekraftwerke, aber auch neue Gaskraftwerke im Rahmen des Kohleausstiegs mit zum Teil geschützten Fernwärmekunden sind auf feste Kapazitäten angewiesen. Eine DZK ohne Zusicherung der ausländischen FNBs bezüglich des festen Angebots von Within-Day-Kapazitäten bis zum nächsten liquiden VHP kann jedoch eben nicht als fest genug angesehen werden. Hier wäre ebenso zu überlegen, im Rahmen der Marktgebietszusammenlegung marktbasierende Instrumente zur Absicherung dieses Kapazitätsbedarfs einzusetzen.

Auch im Hinblick auf die Internen Bestellungen der Verteilnetzbetreiber sollte im neuen Marktgebiet gelten, dass diese ausnahmslos unbefristet fest abgebildet werden - bestehende unterbrechbare oder befristet feste Anteile sollten im Zuge der Zusammenlegung in unbefristet feste Interne Bestellkapazität umgewandelt werden. Wir haben sowohl die FNB als auch die BNetzA auf den Veranstaltungen vom 21.11.2018 (EFET-Workshop) und vom 06.02.2019 so verstanden, dass dieser Grundsatz auch eingehalten wird. Wir gehen deshalb davon aus, dass es ab dem Bestelljahr 2022 keine unterbrechbaren oder befristet festen Anteile mehr geben wird. Im Hinblick auf im NEP hinterlegte Bedarfssteigerungen ist dabei anzumerken, dass zur Überbrückung des bei einer Netzausbaumaßnahme unweigerlich auftretenden Zeitverzugs bis zur Inbetriebnahme auch marktbasierende Instrumente eingesetzt werden sollten.

Aus unserer Sicht wäre eine Vernachlässigung der identifizierten Instrumente bei der Überbrückung inkonsequent und fahrlässig, weil man dadurch dem oben beschriebenen Grundsatz einer unbefristet festen frei zuordenbaren Versorgung für alle Letztverbraucher nicht konsequent nachkommen würde. Ebenso gehen wir davon aus, dass durch den Einsatz von marktbasierenden Instrumenten zur Absicherung der freien Zuordenbarkeit im gemeinsamen deutschen Marktgebiet kein zusätzliches Risiko hinsichtlich der Sicherheit oder Zuverlässigkeit der Gasversorgungssysteme gemäß §16 EnWG entsteht. Teure Engpasssituationen wären ein möglicher Indikator dafür, dass neben dem Einsatz von marktbasierenden Instrumenten ein gewisses Maß an Netzausbau notwendig ist.

Marktbasierende Instrumente

Alle drei vorgestellten Instrumente (Wheeling, Drittnutzung, Spread-Produkt) sollten so aufgesetzt werden, dass nur dann Kosten entstehen, wenn sie in Anspruch genommen werden (also keine langfristige Absicherung). Durch nutzungsvariable und ohne fixe Kosten sind die Instrumente untereinander direkt vergleichbar, was dafür spricht, immer das günstigste Instrument zur Behebung eines potentiell auftretenden Engpasses zu verwenden. Eine vorgegebene Merit-Order ist daher nicht notwendig. Allerdings sollten bei den Produkten Wheeling und Drittnutzung potentiell marktverzerrende Effekte durch entsprechende Rahmenbedingungen ausgeschlossen werden:

- Präferierte Variante: Um bei den Kapazitätsauktionen auf PRISMA nicht in Konkurrenz zum Markt in Form von regulären Kapazitätsnutzern zu treten, sollten Kapazitäten von ausländischen FNB über Kooperationsverträge zugesichert werden, die eine Nutzung ausschließlich nachgelagert zu der Auktion vorsehen. Im Rahmen der Kooperation könnten im operativen Betrieb dann benötigte Mindestflüsse abgestimmt werden. Werden diese nicht durch Nominierungen der Marktteilnehmer erreicht, übernimmt der

ausländische FNB trotzdem den Transport der Differenz gegen eine entsprechende Zahlung. Diese sollte sich an den Within-Day-Tarifen orientieren.

- Bei Berücksichtigung der nicht zu präferierenden Variante einer Buchung auf PRISMA durch die FNB sollte die Buchung so spät wie möglich erfolgen, auf keinem Fall jedoch vor Ende der Day-Ahead-Auktion für unterbrechbare Kapazitäten. Somit wäre die früheste Buchungsmöglichkeit die erste Within-Day-Auktion, die noch alle 24 Lieferstunden des nächsten Gastages enthält.
- Im Hinblick auf die Nutzung der Instrumente Wheeling/Drittnetznutzung sollte berücksichtigt werden, dass eine Unterbrechung von Kapazitäten, die vom Markt gebucht wurden, unbedingt nachrangig zu erfolgen hat. Eine Aufrechterhaltung des Gasflusses durch den Markt sollte klaren Vorrang vor der Nutzung von Wheeling/Drittnetznutzung haben. Dies könnte auch darüber umgesetzt werden, dass die FNB Kapazitäten nur auf unterbrechbarer Basis nutzen.

Weitere Themen

Beim Marktdialog am 06.02.2019 wurden eingangs allgemeine Informationen zur Ausgestaltung des Projekts „marco“ vorgestellt wie bspw. Aufgaben, Stakeholder, Zusammenführung MGV. Zur besseren zeitlichen Einordnung der nächsten Schritte bis zum Startzeitpunkt des einheitlichen Marktgebiets am 01.10.2021 wäre ein ausführlicher Projektzeitplan inkl. der wesentlichen Meilensteine wünschenswert. Insbesondere der Zeitrahmen für die Festlegung des Kapazitätsmodells ist von Bedeutung, da dieses laut Planung der FNB bereits im März/April 2019 bei der Ermittlung des Szenariorahmens zum NEP Gas 2020-2030 zur Anwendung kommen soll. Diese Anwendung scheint allerdings im Widerspruch zur Aussage der FNB zu stehen, die Rückmeldungen zum Kapazitätsmodell bei der nächsten Dialogveranstaltung am 04.06.2019 diskutieren zu wollen.

Fazit

Aufgrund der fehlenden Zeit für einen Netzausbau und der gravierenden Folgen einer starken Kapazitätseinschränkung auf die Liquidität und Wettbewerbssituation kann die Zusammenlegung der Marktgebiete zum 01.10.2021 nur durch die Nutzung von marktbasierenden Instrumenten erfolgen. Die Rahmenbedingungen sollten zeitnah zusammen mit dem Markt festgelegt werden. Ein Netzausbau sollte über den Netzentwicklungsplan auf jeden Fall das Ziel der freien Zuordenbarkeit des Bedarfs aller Letztverbraucher verfolgen, für die Einspeiseseite jedoch nur, wenn die dort eingesetzten marktbasierenden Instrumente zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen.