

Karlsruhe, 05. Juli 2019

EnBW Stellungnahme zum Verfahren „KAP+“ für zusätzliche Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet

Die Bundesnetzagentur hat am 23. Mai 2019 ein Verfahren eingeleitet zur Entscheidung über die Anwendung eines von den Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam vorzuschlagenden Überbuchungssystems nach Punkt 2.2.2 des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009. Damit sollen die Voraussetzungen für eine Erhöhung des Angebots fester Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet geschaffen werden.

Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG nimmt zur Konsultation des vorgestellten Verfahrens und der ersten Überlegungen der Beschlusskammer zur Ausgestaltung eines Überbuchungssystems gern Stellung.

Die signifikante Reduktion der Entry-Kapazitäten bereits in der diesjährigen Jahresauktion für Kapazitäten nach dem 01.10.2021 bedingt ein solches Verfahren. Der Markt hat allein durch die Ankündigung der Kapazitätsreduktion dergestalt reagiert, dass aktuell am Terminmarkt in den letzten 10 Jahren noch nie dagewesene Preisspreads zwischen NCG bzw. Gaspool und dem niederländischen Handelspunkt TTF zu verzeichnen sind. Diese spiegeln die deutliche Unsicherheit bezüglich der Kapazitätsreduktion und der damit verbundenen Transporttarife wider, so dass wir für ein zügiges Verfahren plädieren, um für den deutschen Marktplatz verloren gegangenes Vertrauen zurückzugewinnen.

Ein dauerhaft stark reduziertes Angebot an Entry-Kapazitäten mit festem Zugang zum virtuellen Handelspunkt (VHP) würde die Liquidität am Terminmarkt gefährden. Es müsste dann mit weiteren Preisaufschlägen gerechnet werden. Hohe Preisaufschläge zeigen sich immer dann, wenn keine Wahlmöglichkeit mehr zwischen verschiedenen Aufkommensquellen vorhanden ist oder auch nur die Erwartung besteht, dass eine solche nicht möglich sein wird.

Zu I. Verfahren BK7-13-019

Die BK7 ist der Ansicht, dass das Vorliegen eines vertraglichen Engpasses keine Voraussetzung für die Einführung eines Überbuchungssystems sei und ein Überbuchungssystem auch ein Instrument sei, das präventiven Charakter habe. Dieser Auslegung schließen wir uns an, auch wenn die in Abschnitt III Ziff. 6 von der BK7 in ihrem Begleitdokument aufgeführten Risiken deutlich machen, dass das Überbuchungs- und insbesondere das Rückkaufssystem zumindest in seinen Grundzügen nicht für die Absicherung eines physischen Kapazitätszusatzbedarfs angelegt ist.

Zu II. Änderung der Sach- und Rechtslage

- In lit. a) wird beschrieben, dass die Ausspeisekapazitäten „ohne Einschränkung auf Basis der bisher vermarkteten Mengen im deutschlandweiten Marktgebiet angeboten werden“ können. Dabei betont die BK7, dass die internen Bestellungen der Verteilnetzbetreiber verfestigt werden könnten. Diese doch sehr vage Ausdrucksweise der Behörde diesbezüglich bleibt jedoch deutlich hinter den bisherigen, eindeutigen Zusagen sowohl der FNB als auch der BK7 hierzu in den diversen Veranstaltungen zur Marktgebietszusammenlegung zurück. Es ist unbedingt 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 Gas (NEP Gas)

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 FNB 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 markt-basierte (börsenbasiertes Spreadprodukt, Rückkauf) und netzbasierte (Wheeling und Dritt-netznutzung) Engpassinstrumente 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 gehen deshalb davon aus, dass es ab dem Bestelljahr 2022 keine unterbrechbaren oder befristet festen Anteile mehr geben wird.

In Bezug auf im NEP Gas hinterlegte Bedarfssteigerungen ist dabei anzumerken, dass zur Überbrückung des bei einer Netzausbaumaßnahme unweigerlich auftretenden Zeitverzugs bis zur Inbetriebnahme auch markt- und netzbasierte Engpassinstrumente eingesetzt werden sollten. Aus unserer Sicht wäre eine Vernachlässigung der identifizierten Engpassinstrumente 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 markt- und netzbasierten Engpassinstrumenten 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 markt- und netzbasierten Engpassinstrumenten ein gewisses Maß an Netzausbau notwendig ist.

- In lit c) wird beschrieben, dass „zum gegenwärtigen Zeitpunkt ein Rückgriff auf kapazitätserhöhende Maßnahmen im Rahmen des §9 Abs. 3 GasNZV rechtlich nicht möglich“ sei. Die FNB hätten laut BK7 „nicht hinreichend ermittelt und dargelegt, dass der Einsatz von kapazitätserhöhenden Maßnahmen erforderlich ist, um im Sinne des §9 Abs. 3 GasNZV ein „ausreichendes Maß“ an FZK in einem deutschlandweiten Marktgebiet sicherzustellen.“ Der auch von uns präferierte FNB-Ansatz, die Kapazitäten des NEP Gas als Basis für das abzusichernde Kapazitätsniveau zu wählen, sei zu pauschal, da dort keine detaillierte Bedarfsprognose für FZK zu entnehmen sei. Dieses Argument ist für uns nicht nachvollziehbar, da der NEP Gas zum einen auf entsprechend vom zuständigen Referat 609 der Behörde genehmigten Bedarfsannahmen beruht und zum anderen in der Modellierung sehr wohl zwischen unterschiedlichen Kapazitätsprodukten differenziert wird. Aus unserer Sicht ist der NEP Gas deshalb durchaus als ein Mindestmaß des Kapazitätsbedarfs für ein bundesweites Marktgebiet zu sehen.

Wir können aktuell keinen Grund dafür erkennen, warum man hier einen anderen Ansatz wählen sollte. Sollte die BK7 diesen Ansatz weiterhin vernachlässigen, sind für die Bestimmung des Kapazitätsbedarfs aber mehrere Aspekte zu berücksichtigen (vgl. unsere Anmerkung zu III.).

Auch die weiteren, in lit c) aufgeführten Argumente der BK7 zur Ablehnung der Anwendung von markt- und netzbasierten Engpassinstrumenten auf Rechtsgrundlage des § 9 Abs. 3 GasNZV greifen nicht. Dass sich die markt- und netzbasierten Engpassinstrumente dem in §9 Abs. 3 GasNZV verankerten Regel-Ausnahme-Prinzip entziehen, da sie dauerhaft und zeitlich unbefristet zum Einsatz kommen sollen, halten wir für fehlinterpretiert. Die markt- und netzbasierten Engpassinstrumente unterliegen (ganz im Sinne des §9 Abs. 3 GasNZV) der ständigen Prüfung, ob der Bedarf und die daraus resultierenden Kosten für fFZK günstiger über Netzausbaumaßnahmen modelliert werden könnten. Es kann somit auch nicht von einer grundsätzlichen „Alternative zu einem dauerhaften Netzausbau“, sondern vielmehr von einem schnell verfügbaren und flexiblen Marktinstrument zur Absicherung eines bisher nur schwer zu kalkulierenden Risikos die Rede sein, das einen unnötigen (und damit teuren) Netzausbau vermeidet. Wir sehen die vorliegende Festlegung der BK7 eines Überbuchungs- und Rückkaufssystems deshalb zwar als eine potenzielle Möglichkeit, markt- und netzbasierte Engpassinstrumente zu implementieren. Eine Implementierung dieser Engpassinstrumente über die Anwendung von §9 Abs. 3 GasNZV scheint uns jedoch rechtlich nicht ausgeschlossen und im Sinne eines möglichst einfachen und direkten Systems geeigneter und ebenso zielführend zu sein.

Zu III. Erste Überlegungen der Beschlusskammer zur Ausgestaltung eines Überbuchungssystems im Kontext der Marktgebietszusammenlegung

Wir unterstützen die BNetzA in ihrem Vorhaben, eine grundlegend neue Systematik zur Ermittlung des Kapazitätsbedarfs aufzustellen. In diesem Zusammenhang ist es von besonderer Bedeutung, zwischen der Ermittlung des Kapazitätsbedarfs und der Verknüpfung mit dem technisch möglichen Kapazitätsangebot in einem zweiten Schritt zu unterscheiden. Nur dadurch wird ersichtlich, wo Kapazitäten tatsächlich fehlen ohne einfach nur das bestehende Kapazitätsangebot fortzuschreiben.

Folgende Punkte sind aus unserer Sicht bei den beiden Schritten zu beachten:

Ermittlung des Kapazitätsbedarfs:

- Ein Bedarf kann nicht aus den tatsächlichen Buchungen bzw. den Auktionsergebnissen hergeleitet werden, da diese nur die bedienbare Nachfrage beinhalten. Um auch die nicht-bediensbare Nachfrage bei der Bedarfsermittlung zu berücksichtigen, sollte als Basis die Nachfrage nach FZK-Kapazitäten in den Auktionen betrachtet werden.
- Des Weiteren ist die Frage zu stellen, wie eine Kapazitätsnachfrage nach FZK an Punkten zu berücksichtigen ist, an denen gar keine FZK-Vergabe stattfindet (z. B. weil nur uFZK angeboten wird). Es ist ggf. notwendig, auch an solchen Punkten zumindest konkurrierend mit anderen Punkten FZK-Auktionen durchzuführen, um den Kapazitätsbedarf ermitteln zu können.
- Eine Betrachtung der historischen Nachfrage nach Kapazitäten unterliegt der Annahme, dass damit auch die in der Vergangenheit gesehene Liquidität verbunden ist. Um aber tatsächlich in der Zukunft die gewünschte Liquidität zu erreichen, kann sich der Kapazitätsbedarf nicht ausschließlich aus warmen oder durchschnittlichen Jahren ergeben, da sonst die notwendige Kapazität für kalte Winter nicht zur Verfügung gestellt wird. Aus diesem Grund sollte eine historische Betrachtung zumindest 5 Jahre umfassen.
- Es gibt eigentlich nicht den Kapazitätsbedarf, sondern der Bedarf unterscheidet sich auf der zeitlichen Achse und zwischen den Kapazitätsprodukten (Jahre bis Within-Day). Es ist daher zu überlegen, ob der Bedarf nicht je Vorlaufzeit bis zum eigentlichen Erfüllungszeitpunkt unterschieden werden sollte. In diesem Fall müsste der Bedarf entsprechend differenziert ermittelt werden. So sollte der Kapazitätsbedarf für das nächste Gaswirtschaftsjahr (GWJ) aus

der historischen Kapazitätsnachfrage immer für das jeweils nächste GWJ zzgl. den bereits davor vergebenen Kapazitäten abgeleitet werden (vgl. Abb. 1 oberes Bild).. Für das GWJ in drei Jahren wird analog der Bedarf aus den historischen Jahresauktionen, die drei Jahre vor dem jeweiligen GWJ stattgefunden haben, abgeleitet (vgl. Abb. 1 unteres Bild). Dadurch würde die Höhe des Kapazitätsbedarfs von Auktion zu Auktion steigen und somit eine Art Treppenfunktion entstehen (vgl. Abb. 2).

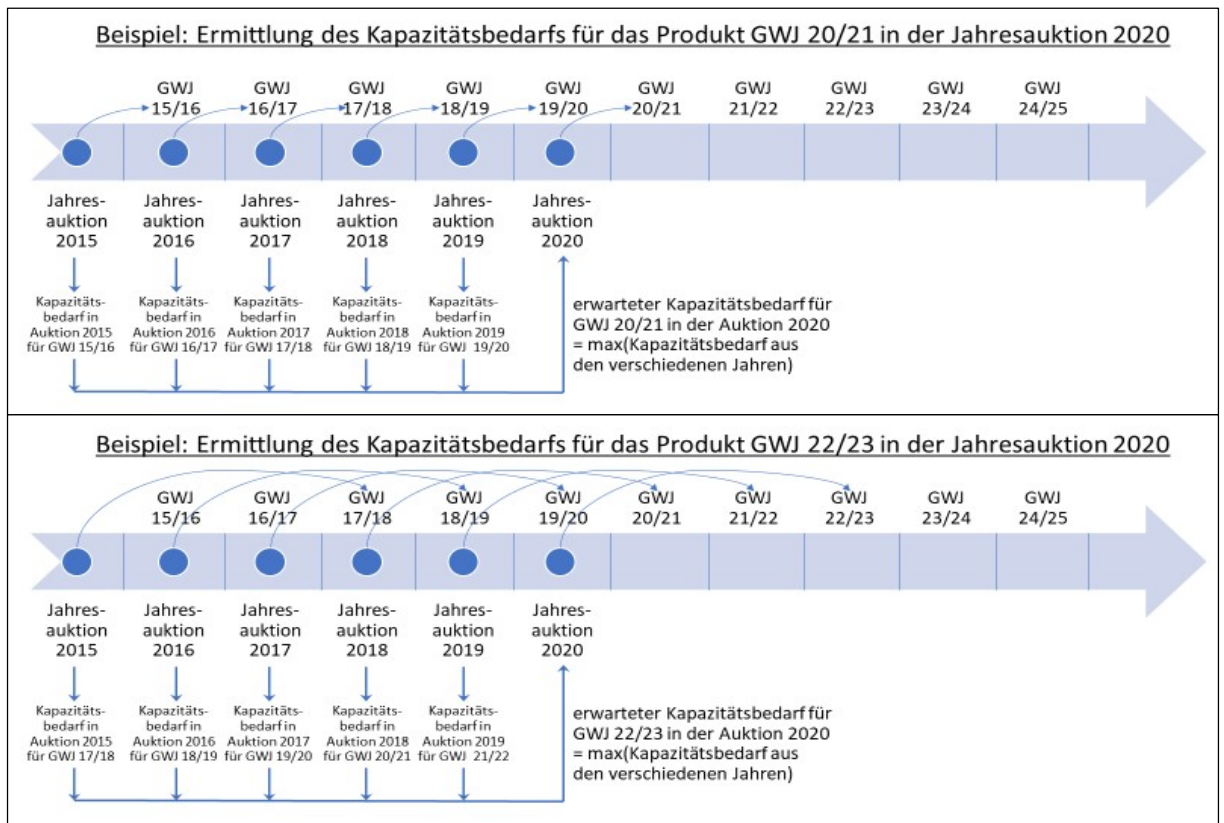


Abbildung 1: Ermittlung des Kapazitätsbedarfs in Abhängigkeit von der Produktlaufzeit

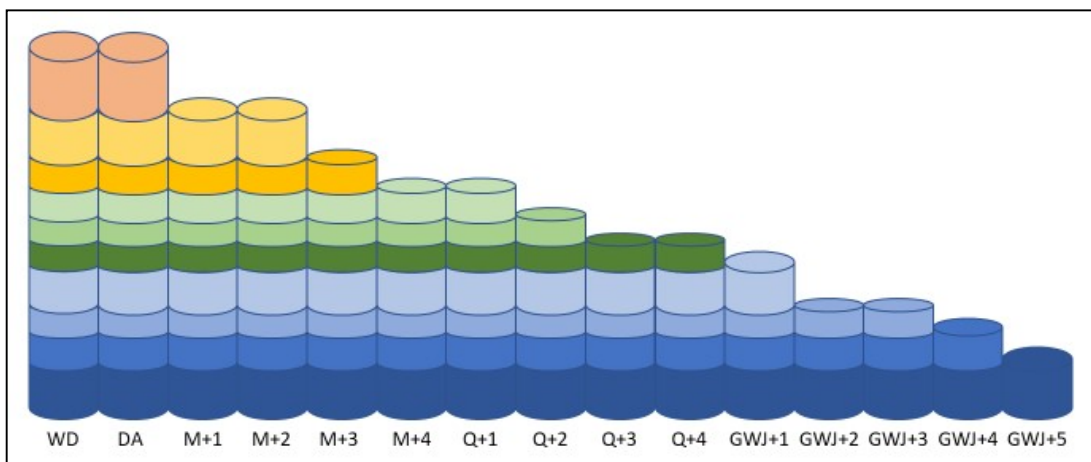


Abbildung 2: Treppenfunktion Kapazitätsniveau mit absteigenden verfügbaren Kapazitäten je weiter zeitlich entfernt der Erfüllungszeitraum liegt (von Within-Day und Day-Ahead über die nächsten Monate, Quartale zu Jahreskapazitäten).

Verknüpfung mit dem technisch möglichen Kapazitätsangebot

Der ermittelte Kapazitätsbedarf im ersten Schritt lässt sich technisch vermutlich nicht an jedem Punkt ohne weiteres darstellen. Daher muss die Nachfrage mit dem möglichen Angebot verknüpft werden, um daraus die anzubietenden Zusatzkapazitäten abzuleiten:

- Für die Verknüpfung stellt sich die Frage, ob die Obergrenze für das Kapazitätsangebot aus dem NEP Gas oder aber aus der technischen Leistungsfähigkeit am entsprechenden Buchungspunkt bzw. den dahinterliegenden Pipelines abzuleiten wäre. Würde das Maximum aus dem NEP Gas abgeleitet, sollten zumindest alle Akteure die Möglichkeit erhalten, an zusätzliche FZK zu gelangen, sofern sie bereit sind auch langfristig zu buchen. Dabei wird aktuell jedoch neuen Gasspeichern und neuen Gaskraftwerken trotz bestehender Nachfrage und verbindlicher Anträge gemäß §38/39 GasNZV ein Anspruch auf FZK (auch keine konkurrierende FZK) verwehrt. Dieser Umstand sollte aufgrund des Gleichbehandlungsgrundsatzes zwingend überdacht werden.
- Besteht an einem Punkt ein Mehrbedarf und an einem anderen Punkt ein Minderbedarf, dann sollte geprüft werden, ob Kapazitäten verlagert werden können oder zukünftig eine konkurrierende Kapazitätsvergabe erfolgen kann. Aus diesem Grund sollte die Kapazitätsbedarfsermittlung auch nicht eingeschränkt werden. Grundsätzlich sollte die Bedarfsermittlung für alle buchbaren Entry- und Exit-Punkte erfolgen, um damit erstmalig einen genauen Überblick zu erhalten, und diesen dann auch mit dem NEP Gas abzugleichen.

Je nachdem welches Modell zur Ermittlung des Kapazitätsbedarfs eingesetzt und nach welchem Schema dieser Bedarf mit dem möglichen Angebot verknüpft wird, sollte ggf. noch über einen Aufschlag nachgedacht werden, um Unwägbarkeiten zu begegnen und somit eine ausreichende Liquidität des neuen Marktgebietes zu sichern. Gerade bei einer Treppenfunktion könnte darüber gewährleistet werden, dass auf dem Terminmarkt die Preisaufschläge aufgrund von Kapazitätsengpässen nicht zu hoch ausfallen.

Neue Engpassinstrumente

Aus unserer Sicht sollten Engpassinstrumente zur Darstellung der zusätzlichen Kapazitäten genutzt werden, die

1. Kosten nur bei einem tatsächlichen Engpass verursachen,
2. den gewünschten physischen Effekt (weniger Gas oberhalb des Engpasses bei gleichzeitig mehr Gas unterhalb des Engpasses) gewährleisten,
3. keine Konkurrenzsituation zwischen Markt und Netzbetreiber verursachen und
4. die kostengünstigste Variante zur Behebung des Engpasses darstellen.

Zu 1.: Alle derzeit auf dem Tisch liegenden marktbasierenden (börsenbasiertes Spreadprodukt, Rückkauf) und netzbasierten (Wheeling und Drittnetznutzung) Engpassinstrumente können so ausgestaltet werden, dass keine dauerhaften Kosten entstehen. Aus unserer Sicht sollte hierfür ein Abruf der Engpassinstrumente auch nicht zu früh am Vortag möglich sein und am besten erst nachgelagert zu der Day-Ahead-Auktion für feste Kapazitäten. Beim Produkt Wheeling ist man jedoch auf die Kooperation der ausländischen FNB angewiesen, da diese derzeit entweder gar kein (NET4GAS) oder kein Day-Ahead-/Within-Day-Wheeling (Fluxys, GTS) anbieten. Da für den Markt dieses Produkt mit der Bildung von Virtual Interconnection Points (VIP) nicht mehr notwendig ist, hat GTS bereits angekündigt, kein Wheeling mehr für GÜPs anzubieten. Hier sollten die Netzbetreiber bereits bei der Bildung von VIP und dem dafür notwendigen Vertrag zwischen den beteiligten FNB auf eine Regelung zur Nutzung des Wheeling hinwirken (Netzbetreiberkooperation).

Zu 2.: Die netzbasierten Engpassinstrumente erfüllen die physische Wirkung solange keine Unterbrechung durch den benachbarten FNB erfolgt (im Rahmen von Notfallmaßnahmen). Auch das börsenbasierte Spreadprodukt wird über die Verpflichtung der Teilnehmer und der damit verbundenen Pönale bei Nicht-Einhaltung den physischen Effekt bewirken. Dies ist bereits heute bei den börsenbasierten lokalen und qualitätsspezifischen Regelenergieprodukten der Fall. Lediglich das Engpassinstrument Rückkauf erscheint hier ohne weiteres wenig bis gar nicht geeignet, da es eigentlich zur Behebung von vertraglichen Engpässen an einem Punkt entworfen wurde und nicht für die Verlagerung von Gas von einer Zone innerhalb eines Marktgebietes zu einer anderen Zone. Damit ergeben sich zwei Probleme, die bei diesem Produkt adressiert werden sollten:

- a) Kapazitäten können unabhängig davon, ob ein Fluss nominiert ist, zurückgekauft werden. Auch eine Verpflichtung, dass für den Rückkauf angebotene Kapazitäten bereits nominiert sein müssen, läuft aus unserer Sicht ins Leere, da diese sehr kurzfristig oder aber erst im Anschluss nominiert werden können und einen zusätzlichen Engpass verursachen.
- b) Auch wenn tatsächlich nur Kapazitäten mit nominierten Flüssen zurückgekauft werden, ist nicht klar, auf welche Weise sich der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) nach dem Rückkauf ausgleicht. Hierzu ein Beispiel:

FNB kaufen von BKV A Entry-Kapazitäten am Punkte 01 oberhalb des Engpasses und von BKV B Exit-Kapazitäten am Punkte U1 unterhalb des Engpasses zurück. Sie gehen daher davon aus, dass der Engpass behoben ist. Jedoch ist BKV A nun in seinem Bilanzkreis unterspeist und gleicht die fehlenden Mengen durch eine höhere Entry-Nominierung am Punkt 02 (oberhalb des Engpasses) aus. BKV B dagegen ist überspeist und gleicht dies durch eine höhere Exit-Nominierung am Punkt U2 (unterhalb des Engpasses) aus. Im Ergebnis stellen die FNB weder oberhalb noch unterhalb des Engpasses einen physischen Effekt dar und müssten weitere Kapazitäten zurückkaufen (ggf. wieder von BKV A und BKV B), bis sämtliche noch nicht genutzten Kapazitäten zurückgekauft sind und somit die BKV keine Möglichkeit mehr haben, als sich der anderen Engpass-Zone zu bedienen. Erst dann würde der physische Effekt eintreten.

Es wäre natürlich denkbar, den teilnehmenden BKV für den Rückkauf entsprechende Verpflichtungen aufzuerlegen. Dadurch würde sich jedoch das Rückkaufinstrument letztendlich nicht vom börsenbasierten Spreadprodukt unterscheiden. Es sollte daher darüber nachgedacht werden, ob nicht das Spreadprodukt bereits als ausreichende Möglichkeit für die Kapazitätshalter dient, zur Behebung des Engpasses beizutragen. Hierzu erscheint es sinnvoll, dass vor Nutzung des börsenbasierten Engpassinstrumentes nicht nur eine allgemeine Information an den Markt erfolgt, sondern die entsprechenden Kapazitätshalter zusätzlich separat dazu aufgerufen werden, am börsenbasierten Spreadprodukt teilzunehmen.

Zu 3.: Eine Konkurrenzsituation zwischen den Aktivitäten des Marktes und dem Engpassmanagement durch die FNB sollte aus mehreren Gründen vermieden werden:

- Nehmen die FNB an derselben Auktion wie die übrigen Marktteilnehmer teil, so kann im Ergebnis der Marktteilnehmer seinen Kapazitätsbedarf nur zu höheren Kosten eindecken. Dies würde die Marktpreise auf den europäischen Handelsmärkten verzerren.
 - Dies trifft auch dann noch zu, wenn der FNB mit der Zusatzangabe „Min-Kap=0“ in die Auktion geht, da auch andere Marktteilnehmer diese Angabe nutzen, wenn sie eine ratierte Zuteilung bevorzugen und keine „Entweder-alles-oder-nichts“-Logik (Min-Kapazität = gebotene Kapazität) verwenden.
 - Auch die in den Antworten der FNB auf den Fragenkatalog der BNetzA erwähnte Teilnahme nur an der ersten Auktionsrunde funktioniert nicht, da es bei WD- und DA-Auktionen nur eine einzige Auktionsrunde gibt.

- Haben die FNB bereits Kapazitäten vom Markt genommen (z. B. in der DA-Auktion), die ein Marktteilnehmer zur Erfüllung seiner Verpflichtung benötigt (z. B. zum Ausgleich auf Basis neuer untertägiger Verbrauchsinformationen von RLM-Kunden), so kann dieser ggf. seinen Bilanzkreis untertägig nicht mehr ausgleichen und würde zusätzliche Regelenergie verursachen oder aber er könnte z. B. sein Gaskraftwerk nicht untertägig anfahren.

Im Ergebnis sollte daher in Gesprächen mit den benachbarten FNB und Regulierungsbehörden ein Weg gefunden werden, wie die netzbasierten Engpassinstrumente Wheeling und Drittnetznutzung über Kooperationen mit den benachbarten FNB umgesetzt werden können. So wird z.B. in Frankreich ein Engpassinstrument in Kooperation mit Fluxys genutzt, um Gas zwischen verschiedenen Punkten zu tauschen:

"Implementation [...] of inter-operator mechanisms, in particular with Fluxys"
CRE: PUBLIC CONSULTATION NO. 2018-009 OF 31 MAY 2018 ON THE FUNCTIONING OF
THE SINGLE GAS MARKET AREA IN FRANCE

Es sollte darum geprüft werden, auf welcher Basis die Kooperation zwischen GRTgaz und Fluxys stattfindet und diese ggf. übernommen werden. Gerade die VIP-Bildung und die dadurch notwendige Abstimmung mit den benachbarten FNB bildet die beste Gelegenheit, um auch eine von Kapazitätsauktionen unabhängige Kooperation zu vereinbaren. Bei dieser würden im Engpassfall notwendige Mindestflüsse vom innerhalb des VIP beinhalteten Punkt A zu Punkt B (Drittnetznutzung) oder aber Wheeling innerhalb eines physischen Übergabepunktes vereinbart. Zwingend hierfür wäre dann aber tatsächlich die VIP-Bildung, da dadurch eine klare Trennung zwischen Markt (Buchung nur noch am VIP) und der eigentlichen Gasallokation bzw. dem Gasaustausch zwischen den darunterliegenden physischen Punkten durch die FNB erfolgen würde.

Zu 4.: Alle Engpassinstrumente, die den gewünschten physischen Effekt bewirken, sollten sich in einem einzigen Merit-Order-Rang befinden, so dass immer das jeweils günstigste Angebot (ob von einem Händler oder einem benachbarten FNB) gezogen wird. Nur dadurch werden die zusätzlichen Kosten für das Angebot zusätzlicher Kapazitäten möglichst gering bleiben.

Kosten- und Erlösallokation

Durch das Angebot von zusätzlichen Kapazitäten und die damit verbundenen neuen markt- und netzbasierten Engpassinstrumente sollte, wo dies zu volkswirtschaftlich günstigeren Kosten möglich ist, ein Netzausbau vermieden werden. Da die Kosten für Netzausbau vollumfänglich in die Berechnung des Entgelts der einheitlichen Briefmarke einfließen würden, sollten auch die Erlöse und Kosten für die Vermeidung dieses Netzausbaus in dieselbe Berechnung eingehen. Das heißt, dass nach unserem Verständnis die erwarteten zusätzlichen Kapazitätsbuchungen und die damit verbundenen erwarteten Erlöse sowie die erwarteten Kosten der Engpassinstrumente in die Berechnung des Entgelts der einheitlichen Briefmarke einfließen sollten. Abweichungen von diesen Erwartungen sollten analog zu den „normalen Kapazitäten“ in den Folgejahren entgelterhöhend bzw. -senkend berücksichtigt werden. Da alle Kapazitätsnutzer von dem Erhalt der Liquidität durch das Angebot von zusätzlichen Kapazitäten profitieren, sollten auch alle gemeinsam die Erlöse und Kosten tragen.

Sollten die FNB ihre Aufgabe der Beschaffung von Engpassinstrumenten auf den neuen Marktgebietsverantwortlichen (MGV) übertragen (was wir grundsätzlich unterstützen würden), so lehnen wir insbesondere eine Umlage analog Konvertierungs- bzw. Bilanzierungsumlagen ab. Diese werden derzeit erst nach der Jahresauktionen festgelegt, generieren einen zusätzlichen Bedarf an Liquidität beim MGV und damit einhergehende große Unsicherheit bei den Marktteilnehmern über die Höhe und die Volatilität (vgl. die hohen Schwankungen dieser Umlage in der Vergangenheit). Sollte daher der MGV diese Aufgabe von den FNB und damit der Kostenseite

übernehmen, sollte der MGV die Kosten aus den zusätzlichen Kapazitätseinnahmen bezahlt bekommen. Dies bedeutet jedoch nicht, dass dem FNB bzw. MGV ein zusätzliches Risiko bzgl. der Kostenanerkennung entstehen sollte.

Um ein ausreichendes Angebot an zusätzlichen Kapazitäten anzureizen, sollten die Kosten für die Engpassinstrumente daher einen durchlaufenden Posten (dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten) bedeuten. Andernfalls erwarten wir ein zu geringes und für die Aufrechterhaltung der Liquidität nicht ausreichendes Angebot an zusätzlichen Kapazitäten.

Umgang mit weiterhin reduziertem Kapazitätsumfang

Bisher angebotene FZK, die auch zukünftig nicht über zusätzliche Kapazitäten im Rahmen von KAP+ dargestellt werden können, sollten entweder als bFZK, bei der am Vortag der feste Anteil festgelegt wird (KASPAR-Festlegung vorausgesetzt), oder als uFZK angeboten werden.

Eine Darstellung über DZK*/FZK* oder sonstige neue Ausgestaltungen von Kapazitätsprodukten lehnen wir ab. Diese widersprechen in unseren Augen auch der Intention der KASPAR-Festlegung. Insbesondere möchten wir in diesem Zusammenhang erneut darauf hinweisen, dass Transit-DZK ihre Berechtigung für Transitflüsse hat, da hier der Zugang zum VHP ein Add-On darstellt, aber dieser nicht zwingend notwendig ist. Für die Belieferung von Letztverbrauchern in Deutschland ist jedoch jegliche Art von DZK - ob auf der Entry-Seite oder aber beim Exit zum Letztverbraucher - nach unserer Einschätzung eine Fehlentwicklung. Ohne einen festen Zugang zum VHP ist der Letztverbraucher oder aber der Importeur dazu genötigt, sich andere Wege und Handelspunkte zu suchen oder zu schaffen, die nur zurück zum Flanchhandel führen und damit zu ineffizienten und intransparenten Marktstrukturen. Die dadurch entstehenden Kosten fallen zwar nicht bei den Netzbetreibern an und werden daher von ihnen nicht mehr gesehen, volkswirtschaftlich bestehen sie jedoch weiterhin. Durch die Abwälzung des Engpassmanagements und der damit verbundenen Kosten können diese auch nicht mehr mit dem Netzausbau verglichen werden, so dass ein solcher auch dann nicht vorgenommen wird, wenn er zu volkswirtschaftlich geringeren Kosten führen würde. Wir verweisen in diesem Zusammenhang außerdem auf den Beschluss des Bundesrates vom 7. Juni 2019, dass „für neue Gaskraftwerke ein fester, auf frei zuordenbaren Kapazitäten beruhender Zugang zum deutschen virtuellen Handelspunkt bei der Kapazitätsbuchung zwingend erforderlich ist.“ Der Bundesrat stellt hierbei auch explizit einen Bezug zur Marktgebietszusammenlegung her: „Gerade auch im Hinblick auf die bevorstehende Marktgebietszusammenlegung darf es zu keiner Kürzung von festen Kapazitäten (FZK) kommen.“

Fazit:

Abschließend möchten wir die Bestrebung der Beschlusskammer nochmals ausdrücklich begrüßen, ein ausreichendes Kapazitätsangebot im gemeinsamen Marktgebiet herbeizuführen, das den Anforderungen des Marktes gerecht wird. Dabei sind die Kapazitätsanforderungen aller Marktakteure zu betrachten und nicht nur die Entry-Seite.