

Stellungnahme

Konsultation zum Verfahren „KAP+“ für zusätzliche Kapazitäten im deutschland- weiten Marktgebiet

Az.: BK7-19-037

Berlin, 5. Juli 2019

Vorbemerkung

Die Beschlusskammer 7 hat am 23.05.2019 unter dem Aktenzeichen BK7-19-0037 eine erste Konsultation zum Verfahren „KAP+“ für zusätzliche Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet eingeleitet.

Als Spitzenverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft nimmt der BDEW die Gelegenheit zur Stellungnahme gerne wahr und bittet darum, die folgenden Anmerkungen zu berücksichtigen.

Anmerkungen

Zu I: Verfahren der BK7-13-019

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat im Verfahren BK7-13-019 entschieden, in Deutschland kein Überbuchungs- und Rückkaufverfahren einzuführen. Durch die Renominierungsbeschränkungen findet ein etabliertes day-ahead UIOLI-Verfahren Anwendung, das die vertraglichen Engpässe auflösen kann. Im Zusammenhang mit einer möglichen Festlegung eines Überbuchungs- und Rückkaufverfahrens ist zu klären, wie dieses mit den Renominierungsbeschränkungen vereinbar ist.

Zu II: Änderung der Sach- und Rechtslage

Der BDEW stimmt mit der Bundesnetzagentur überein, dass die Marktgebietszusammenlegung tiefgreifende Auswirkungen auf die Ermittlung und das Angebot fester Kapazitäten und dem damit verbundenen Netzzugang haben wird. Werden keine weiteren Maßnahmen ergriffen, reduziert die Marktgebietszusammenlegung - wie von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) aufgezeigt - zum Oktober 2021 die Einspeisekapazitäten nach Deutschland drastisch. Eine solche Reduzierung insbesondere der fFZK an Einspeisepunkten könnte für den deutschen Gasmarkt, der im Zuge des Kernkraft- und Kohleausstiegs an Bedeutung zur Energieversorgung Deutschlands deutlich gewinnt, in seiner Funktion als europäische Drehscheibe erhebliche Auswirkungen haben:

- Solange die Einspeisekapazitäten in Summe höher sind als die inländische Nachfragekapazitäten, ermöglichen die damit verbundenen Optionalitäten zwischen den verschiedenen Aufkommensquellen (verschiedenes Pipelinegas, LNG von verschiedenen Märkten) einen entsprechenden Gas-zu-Gas-Wettbewerb. Dieser nimmt ab, wenn zunehmend jede verfügbare Einspeisekapazität im Engpassfall genutzt werden muss und alternative Gasbeschaffungen nicht mehr ermöglicht werden können.
- Sollten die fFZK durch DZK-Kapazitäten, die sich ausschließlich auf die bisherigen Marktgebiete beziehen, ersetzt werden, droht der Gasmarkt zu zersplittern. Neben dem neuen „Premium“-virtuellen Handelspunkt, über den das gesamte deutsche Marktgebiet bedient werden kann, können sich dann „Schattenmärkte“ auf Grundlage

der bisherigen Marktgebiete bilden, denn rund 80 Prozent der bisherigen fFZK-Einspeisekapazität würde der feste Zugang zum VHP fehlen. Nur diese „Schattenmärkte“ würden Gaslieferanten eine gesicherte Abnahme und Endkunden eine gesicherte Versorgung ermöglichen. Die Liquidität am VHP des deutschlandweiten Marktgebietes dürfte damit deutlich unter der jeweiligen Liquidität der virtuellen Handlungspunkte NCG und Gaspool liegen. Es ergäbe sich aus der Marktgebietszusammenlegung kein erkennbarer Vorteil, während der operative Aufwand der Systemumstellung für die Marktakteure massiv ist.

- Durch die erhöhte Komplexität des Marktzugangs entstünden Markteintrittsbarrieren für neue Marktteilnehmer. Diese müssten sich auf Grundlage des neuen Produktangebots bilaterale und punktspezifische Vertragspartner in der jeweiligen, durch die gegebene Netztopologie bestimmte Preiszone, d.h. dem „Schattenmarkt“, suchen. Dies würde, wie beschrieben, zu einer Dezentralisierung des deutschen Gasmarktes führen.
- Sowohl Händler als auch Transiteure würden aufgrund der Unsicherheit des Zugangs zum einheitlichen VHP, der dann noch angebotenen unverbindlichen bzw. zum Teil unverbindlichen Kapazitäten den deutschen Markt meiden bzw. diese Unsicherheit durch eine entsprechende Risikoprämie ausdrücken. Damit verschieben sich jedoch die Preisdifferenzen zu den benachbarten Gashandlungsplätzen. Die Commodity Gas würde sich in Deutschland deutlich verteuern, was dazu führen könnte, dass auch die von ihr in der Produktionslinie abhängigen Produkte, z.B. (Prozess-)Wärme und Strom, teurer würden.
- Darüber hinaus würde die Absicherung insbesondere von langfristigen Verträgen im Inland erheblich erschwert. Die Folge wäre eine starke Konsolidierung der Akteure auf dem deutschen Gasmarkt. Dies wiederum führt zu sinkender Liquidität in allen Orderbüchern (Termin und Spot) des Handelsmarktes. Die Möglichkeit einer (für den Endkunden) kosteneffizienten, da strukturierten Beschaffung durch Lieferanten, u.a. Stadtwerke/Weiterverteiler, wäre stark eingeschränkt. Nur auf dem Spotmarkt könnte es noch weiterhin Aktivitäten auf einem niedrigeren Niveau geben, wobei die entsprechenden Angebote das Risiko der unterbrechbaren Kapazitäten aber eingepreist hätten.
- Der mit der Reduzierung von fFZK auf der Einspeiseseite einhergehende Verlust von Liquidität würde auch zu höheren Kosten der Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit gemäß Eckpunktepapier des BMWi führen.

Durch das frühzeitige Hedging der Marktteilnehmer sind die o.g. preislichen Auswirkungen bereits in diesem Jahr sichtbar. Jeder Prozess, der jetzt zeitnah und gemeinsam mit dem Markt implementiert wird, um das Kapazitätsniveau wieder entsprechend den Marktbedürfnissen heraufzusetzen, schafft Vertrauen in den deutschen Gasmarkt und ist daher ausdrücklich zu begrüßen.

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

Zu III Nr. 1: Angebot zusätzlicher Kapazität

Der BDEW begrüßt das Bestreben der Beschlusskammer 7, kapazitätserhöhende Maßnahmen einzuführen. Ein Angebot an zusätzlichen Kapazitäten ist notwendig, da durch die Marktgebietszusammenlegung ohne weitere Maßnahmen der Großteil insbesondere der fFZK wegfallen würde. Die Ermittlung des zukünftigen präzisen Kapazitätsbedarfs ist allerdings sehr komplex. Aus Sicht des BDEW gilt es, zumindest die folgenden Punkte zu berücksichtigen:

- Für eine gewisse Liquidität des deutschen Gasmarktes müssen immer Wahlmöglichkeiten zwischen verschiedenen Quellen vorhanden sein, damit niemand die Möglichkeit erhält, durch den Handel mit Gas eine wesentliche Preisänderung zu verursachen.
- Im Rahmen einer Ermittlung des Kapazitätsbedarfs auf Basis historischer Daten sollte das Maximum aller stundenscharfen Kapazitätsbuchungen als Basis dienen.
- Eine historische Betrachtung sollte mindestens über die letzten 5 Jahre erfolgen, damit mehrere aufeinanderfolgende normale bis warme Jahre nicht einen zu niedrigen Kapazitätsbedarf suggerieren. Letztendlich sollte die Nachfrage in Extremszenarien abgebildet werden, was im Einzelfall auch eines längeren Betrachtungszeitraums oder einer Anpassung bedarf.
- Eine Betrachtung sollte alle Laufzeiten der buchbaren Kapazitätsprodukte umfassen (Jahre bis Within-Day). Aufgrund des Wettbewerbsdrucks aber auch durch die strukturierten Beschaffungsstrategien von Lieferanten/Letztverbrauchern erfolgen immer kurzfristigere - genau dem Bedarf entsprechende - Buchungen.
- Die Nachfrage nach bedingten und unterbrechbaren Kapazitätsprodukten (bFZK, DZK, BZK, uFZK) sollte Berücksichtigung finden, da bei nicht vorhandenen fFZK-Kapazitäten sich die Nachfrage teilweise auf die Buchung dieser anderen Kapazitätsprodukte verlagert.
- Im Netzentwicklungsplan absehbare Änderungen im Kapazitätsbedarf sollten bei der Ermittlung des Kapazitätsbedarfs berücksichtigt werden.

Um den möglicherweise erhöhten Liquiditätsbedarf zu decken, sollte ein zu ermittelnder Basisbedarf noch durch einen Sicherheitsaufschlag ergänzt werden. Dieser fixe Aufschlag zur Sicherstellung der Liquidität und der notwendigen Optionalitäten könnte auf Basis einer Betrachtung der Schwankungsbreite von verschiedenen Aufkommensquellen oder anhand der prognostizierten Handelsströme (z.B. auf Basis von Energy Outlooks) ermittelt werden.

Nachdem der Kapazitätsbedarf ermittelt wurde, sollten starke Schwankungen der angebotenen Kapazitäten (insb. Absenkungen) für die gleiche Laufzeit (z.B. Gaswirtschaftsjahr 2024/2025) über mehrere Jahresauktionen (z.B. 2020, 2021, 2022, 2023, 2024) vermieden werden.

Ferner sollten die erwarteten Erlöse und Buchungen für zusätzliche Kapazitäten gemeinsam mit den erwarteten Erlösen und Buchungen der „normalen“ Kapazitäten bereits bei der Ermittlung der einheitlichen Briefmarke berücksichtigt werden (ex-ante) und nicht erst ex-post an die Netznutzer ausgeschüttet werden.

Bedarf der internen Bestellung

Durch die Marktgebietszusammenlegung dürfen sich für das Verteilnetz keine Einschränkungen im Hinblick auf die Kapazitäten der internen Bestellung ergeben. Die Kapazitäten für die interne Bestellung müssen dabei zudem den Bedarf der nachgelagerten Netze abdecken, der im Netzentwicklungsplan Gas enthalten ist. Das bedeutet, dass z. B. die im Netzentwicklungsplan Gas (NEP) 2018-2028 enthaltenen Input-Werte der Verteilnetzbetreiber für das Jahr 2023 von den Fernleitungsnetzbetreibern im Jahr 2023 auch unbefristet fest bedient werden. Eine Einschränkung, insbesondere im Extremfall gar Unterbrechung dieser Kapazitäten der internen Bestellung, darf auch durch das Einbeziehen von markt- und netzbasierten Instrumenten nicht erfolgen. Auch über das Jahr 2023 hinaus sollte dieses Prinzip auf den zukünftigen Bedarf der nachgelagerten Netze übertragbar sein, der sich in den zukünftigen Netzentwicklungsplänen widerspiegeln wird.

Zu III Nr. 2: Ausgestaltung Überbuchungssystem

Grundsätzlich bezieht sich die Verordnung (EG) Nr. 715/2009 vornehmlich auf grenzüberschreitende Sachverhalte und damit Grenzübergangspunkte. Vor dem Hintergrund der Reduzierung der Kapazitäten auf der Einspeiseseite wird aber eine Anwendung eines Überbuchungssystems auf alle buchbaren Einspeisepunkte als sachgerecht angesehen. Voraussetzungen sind nach Auffassung des BDEW, dass hier ebenfalls ein entsprechender Marktbedarf vorliegen muss und den Fernleitungsnetzbetreibern keine zusätzlichen Risiken entstehen. Eine Ausweitung eines Überbuchungssystems auch auf die Ausspeisepunkte wird als nicht notwendig angesehen.

Zu III Nr. 3: Angebot zusätzlicher Kapazität im Rahmen der üblichen Kapazitätsvergabeverfahren

Es ist sachgerecht, die zusätzliche Kapazität im Rahmen des regulären Zuweisungsverfahrens als fFZK anzubieten und von einem separaten Kapazitätsprodukt abzusehen. Ein anderes Vorgehen wäre nicht vereinbar mit den Vorgaben von Punkt 2.2.2 Ziffer 3 des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 und würde der mit dem Festlegungsverfahren KASPAR verfolgten Intention der Harmonisierung und Vereinfachung der Produktpalette entgegenstehen.

Zu III Nr. 4: Angebot aller Standardkapazitätsprodukte

Es wird ebenfalls begrüßt, zum jetzigen Zeitpunkt kein Standardkapazitätsprodukt vom Überbuchungssystem auszuschließen.

Zu III Nr. 5: Vermarktungshorizont zusätzlicher Kapazität

Die Formulierung hinsichtlich des Vermarktungshorizonts ist aus Sicht des BDEW nicht eindeutig. Hier wäre eine Klarstellung wünschenswert.

Der Markt braucht einige Jahre vor dem Lieferzeitraum Verlässlichkeit über das zukünftige Kapazitätsangebot. Dieses Kapazitätsangebot sollte deshalb mehrere Jahre im Voraus feststehen, unabhängig von der aktuell vermarkteten Kapazität. Es ist daher zu begrüßen, wenn die Beschlusskammer es nicht ausschließt, die Überbuchungskapazität für mehrere zukünftige Gaswirtschaftsjahre anzubieten. Auf Grundlage des Hedgingzeitraums wäre eine Vermarktung von 3-5 Jahren im Voraus wünschenswert.

Zu III Nr. 6: Kostenanerkennung

Neben der in Punkt 2.2.2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 möglichen Rückkaufoption werden von der Beschlusskammer auch die Nutzung von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgestellten Instrumente wie „Wheeling“, „Drittnetznutzung“ und „börsenbasiertes Spreadprodukt“ zur langfristigen Absicherung erwogen. Damit würden das börsenbasierte Spreadprodukt und der Rückkauf zwei marktbasierende Instrumente, das „Wheeling“ und die „Drittnetznutzung“ zwei netzbetreiberbasierte Instrumente darstellen. Die Produktvielfalt wird grundsätzlich begrüßt, solange sich die Optionen im gleichen Level Playing Field bewegen und eine Konkurrenz zwischen Marktteilnehmern und Netzbetreibern auf der Kapazitätsbuchungsplattform ausgeschlossen wird. Um die Kosten des Gesamtsystems möglichst gering zu halten, sollte immer das günstigste Instrument zum Zuge kommen. Allerdings sichert das Instrument Rückkauf allenfalls die Reduzierung der Einspeisung im überspeisten Gebiet, nicht jedoch die gleichzeitige Erhöhung der Einspeisung im unterspeisten Gebiet. Stattdessen könnte der Anbieter für den bilanziellen Ausgleich einen anderen Einspeisepunkt im überspeisten Gebiet nutzen, wodurch der Engpass nicht aufgelöst werden würde. Das Instrument Rückkauf hat deswegen eine geringere Wirksamkeit als die anderen Instrumente.

Um Marktverwerfungen beim Einsatz der verschiedenen Instrumente entgegenzuwirken, sollte Folgendes beachtet werden:

- Der positive Einfluss des börsenbasierten 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 Fernleitungsnetzbetreiber möglichst frühzeitig über das Eintreten des Engpasses, dessen voraussichtliches Ausmaß sowie die Zonen, in denen die physikalischen Effekte vom Marktteilnehmer bewirkt werden müssen, diskriminierungsfrei informieren.

- Der Einsatz von „Wheeling“ und „Drittnetznutzung“ sollte nur dann erfolgen, wenn zumindest die Kosten der Engpassbehebung durch das börsenbasierte Spread-Produkt bekannt sind und die Kosten von „Drittnetznutzung“ oder „Wheeling“ übersteigen.
- Bei der Ausgestaltung der Produkte „Drittnetznutzung“ und „Wheeling“ sollte der Markt grundsätzlich vorrangig behandelt werden, also der Einsatz dieser Instrumente sollte nicht zu Lasten marktlich getriebener grenzübergreifender Flüsse geschehen. In dem Fall, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Beschaffung von „Wheeling“ und „Drittnetznutzung“ die Kapazitätsbuchungsplattform nutzen, müssten sie die Rolle eines Shippers mit allen Rechten und Pflichten annehmen. Dies könnte zusätzliche Kosten und Risiken für die Fernleitungsnetzbetreiber für Bilanzkreisführung, Umlagen, Ausgleichsenergie etc. nach sich ziehen und wäre nicht wünschenswert.

Die Beschlusskammer sieht vor, die Kosten der oben genannten Instrumente allenfalls als volatile Kosten anzuerkennen und dem Effizienzvergleich zu unterwerfen. Diese Vorgehensweise erzeugt finanzielle Risiken beim entsprechenden Fernleitungsnetzbetreiber, so dass in der Konsequenz zu erwarten ist, dass keine oder nur wenig zusätzliche Kapazität angeboten wird.

Sollten dauerhaft hohe Kosten durch die Auflösung möglicher, durch Überbuchung entstandene Engpässe erzeugt werden, sollte - wie unter Punkt 8 ausgeführt - ein entsprechender Netzausbau in Erwägung gezogen werden. Sollten die Maßnahmen beim Überbuchungssystem jedoch preiswerter als der Netzausbau sein, darf der Fernleitungsnetzbetreiber für die Bereitstellung der Marktkapazität - von dem das Gesamtsystem des deutschen Gasmarkts profitiert - im Vergleich zum Netzausbau oder keiner zusätzlichen Bereitstellung nicht schlechter gestellt werden. Im Gegenteil sind vielmehr geeignete Grundlagen zu schaffen, die Intelligenz statt Stahl bei Kosteneffizienz entsprechend unterstützen. Bei einem Vergleich der Kosten ist dabei die höhere Flexibilität eines Einsatzes von markt- und netzbetreiberbasierten Instrumenten bei der Anpassung an einen zukünftig veränderten Kapazitätsbedarf gegenüber einem einmal erfolgten langfristigen Ausbau des Netzes angemessen zu berücksichtigen.

Darüber hinaus ist eine verursachungsgerechte Zuordnung der Kosten auf die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber nicht möglich.

Zu III Nr. 7: Bestimmung der Höhe der Überbuchungskapazität

Die Beschlusskammer schlägt hier vor, die zukünftige zusätzliche Kapazität auch auf Grundlage der vorherig erfolgten Buchungen der vergangenen Jahre zu bestimmen. Dabei sollten aber nicht nur langfristige Buchungen, sondern Buchungen aller Vermarktungshorizonte der letzten Jahre berücksichtigt werden (vgl. Ausführungen zu III.1).

Aber auch dies wird als nicht ausreichend angesehen. Diese Ermittlung kann sich zum einen nur auf die Situation vor der Marktgebietszusammenlegung beziehen. Andernfalls würde die so ermittelte Kapazität durch die Reduzierung bei der Zusammenlegung stetig sinken. Außerdem sollten auch zukünftige Entwicklungen berücksichtigt werden. Es ist daher bedauerlich,

dass der Szenariorahmen als Instrument zur Bestimmung des Kapazitätsbedarfs nicht anerkannt wird.

Zu III Nr. 8: Alternative Maßnahmen bei hohen Kosten durch Netzengpässe im Rahmen des Überbuchungssystems

Der BDEW teilt die Auffassung der Beschlusskammer, dass alle drei Optionen – Kapazitätsanpassung, Netzausbau im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) Gas und kommerzielle Produkte – gegeneinander abzuwägen sind.

Weitere Anmerkungen

Mögliche Alternativ-Produkte für die wegfallenden FZK

Ferner weisen wir ausdrücklich darauf hin, dass der Ersatz insbesondere von wegfallenden fFZK durch DZK*-Produkte nicht zur Verbesserung der Liquidität führen wird, sondern den Gasmarkt zersplittert, da der Transport zum virtuellen Handelspunkt dann nicht mehr garantiert werden kann. Anstatt mehr Liquidität zu erzeugen, würden Marktakteure, die Gas in Deutschland vermarkten möchten, nun wieder verstärkt in bilaterale und punktspezifische Handelsgeschäfte gedrängt werden. Mithin müssten neben dem neuen virtuellen Handelspunkt die beiden derzeitigen Zonen NetConnect und GASPOOL weiterhin aufrechterhalten bleiben. Dies steht im Widerspruch zur Intention der Gesetzgebung. In Folge würde der zukünftige Handelspunkt geringere Gasvolumina aufweisen und nicht mehr die tatsächliche physische Angebots- und Nachfragesituation des Gasmarktes widerspiegeln. Durch die zusätzliche Komplexität des Handels wird der Markteintritt für neue Marktteilnehmer, die Gas nach Deutschland bringen, erschwert. Auch das Angebot einer gesicherten Versorgung für Endkunden von Händlern, die bisher am Handelspunkt beschafft haben, wird zunehmend schwieriger und teurer.

Umsetzung des MBI-Modells über § 9 Abs. 3 GasNZV

Der BDEW ist davon überzeugt, dass die Implementierung des MBI-Modells der Fernleitungsnetzbetreiber über § 9 Abs. 3 GasNZV als gangbarer Weg einzustufen ist. Die aufwändige Implementierung eines Überbuchungsmodells wäre in diesem Fall nicht erforderlich. Es steht fest, dass insbesondere die reduzierten fFZK auf der Einspeiseseite den Kapazitätsbedarf der Transportkunden nicht decken kann. Die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Instrumente stellen eine sinnvolle Alternative zu den Lastflusszusagen bzw. eine sinnvolle Weiterentwicklung dieser dar. Durch das Wort „insbesondere“ wird deutlich, dass die in § 9 Abs. 3 GasNZV enthaltene Liste von Maßnahmen keineswegs abschließend ist. Zudem wird durch die Reihenfolge und die Verordnungsbegründung deutlich, dass Maßnahmen, die die freie Zuordenbarkeit erhalten, was bei den in Rede stehenden Instrumenten der Fall ist, Vorrang haben sollen. Ferner ist die Auslegung, dass die Maßnahmen immer zwingend durch

einen Netzausbau abzulösen sind, nicht nachvollziehbar. Das Kriterium „so gering wie möglich“ ist bei dem vorgeschlagenen Ansatz gewahrt, da die Instrumente stets nur bei Bedarf und nur kurzfristig für den jeweiligen Gastag beschafft werden sollen.

IV Konsultation

Der BDEW begrüßt die von der Bundesnetzagentur aufgezeigten Konsultationsschritte.

Ansprechpartner:

Netzbereich:

Helena Faßmer

Telefon: +49 30 300199-1131

Helena.Fassmer@bdew.de

Ingride Kouengoué

Telefon: +49 30 300199-1116

Ingride.Kouengoue@bdew.de

Handelsbereich:

Katharina Stecker

Telefon: +49 30 300199-1562

Katharina.Stecker@bdew.de