

Stellungnahme

Eckpunkte zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung

Konsultation des BMWi

Berlin, 17. Februar 2017

Vorbemerkung

Der BDEW begrüßt die Veröffentlichung des Eckpunktepapiers des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) und bedankt sich für die Konsultation und Einladung zur Abgabe einer Stellungnahme im Rahmen der erwägten Änderung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV).

Es wird begrüßt, dass das BMWi die Gespräche zur Einführung untertägiger Kapazitätsprodukte fortführt. Mit der Möglichkeit der Buchung untertägiger Kapazitätsprodukte wird aus Sicht des BDEW insbesondere Gaskraftwerken kurzfristige Reaktionsfähigkeit für nötige Flexibilität im Strommarkt zur Verfügung gestellt, auch wenn noch keine Kapazitäten gebucht wurden.

Eine vorgesehene Streichung des FCFS-Prinzips für alle von den Fernleitungsnetzbetreibern angebotenen Kapazitäten lehnt der BDEW hingegen ab. Eine Abschaffung des FCFS-Prinzips würde aus Sicht des Verbands für betroffene Marktbeteiligte zu zusätzlichen Herausforderungen, aufwendigen Prozessen und Kosten bei gleichzeitigem Flexibilitätsverlust führen, dem kein erkennbarer Mehrwert gegenüber steht. Die im Eckpunktepapier aufgegriffene Problematik der sog. Konkurrenzzone könnte hingegen durch zusätzliche Veröffentlichungspflichten bezogen auf Punkte in der Konkurrenzzone begegnet werden, wie dies auch in der Vergangenheit von der Bundesnetzagentur (BNetzA) skizziert wurde.

Die Anpassung der Regelungen zur Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfes an den zweijährigen Rhythmus des Netzentwicklungsplans Gas wird begrüßt. Zudem sollte auch die Harmonisierung und Zusammenführung der bestehenden Vorschriften angestrebt werden.

Einführung untertägiger Kapazitätsprodukte

Anknüpfend an die Gespräche mit dem BMWi und der BNetzA, die in den letzten Jahren geführt wurden, begrüßt der BDEW, dass die Diskussion über die Einführung untertägiger Kapazitätsprodukte fortgeführt wird.

Die Buchung untertägiger Kapazitäten durch Transportkunden kann zu einer Verbesserung der Dynamik im Strom- und Gasmarkt führen. Die Möglichkeit der Buchung untertägiger Kapazitäten bietet aus Sicht des Verbandes die Möglichkeit, im Laufe eines Gastages auf kurzfristige Flexibilitäts- bzw. Regelenergiebedarfe reagieren zu können, auch wenn noch keine Kapazitäten gebucht wurden. Dies gilt insbesondere für nötige Flexibilität von Gaskraftwerken im Strommarkt. Damit wird insbesondere dem Ansinnen der Förderung der Energiewende durch Bereitstellung von zusätzlicher Flexibilität Rechnung getragen.

Zu berücksichtigen wäre, dass die Ausweitung von untertägigen Kapazitäten auf weitere Buchungspunkte zu einem geänderten Buchungsverhalten der Transportkunden und damit zu einer Umverteilung von Transportkosten führen kann.

Daher wäre die Etablierung eines entsprechenden Evaluierungsprozesses sinnvoll. Ein solcher Prozess sollte jedoch frühestens nach zwei Jahren beginnen. Die Evaluierung sollte in Hinblick auf die Effektivität und die Nutzung der untertägigen Kapazitätsprodukte hin erfolgen.

Der BDEW begrüßt zudem ausdrücklich, dass eine Einführung der untertägigen Buchungsmöglichkeit durch eine Verordnungsänderung geplant ist, wodurch eine rechtssichere Lösung für alle Beteiligten geschaffen werden kann.

Streichung des “first come, first serve-Prinzips“ für Kapazitätszuweisungen

Eine Abschaffung des FCFS-Prinzips für alle von den Fernleitungsnetzbetreibern angebotenen Ein- und Ausspeisekapazitäten lehnt der BDEW ab. Grundsätzlich befürwortet der BDEW die Auktion als wettbewerbliches Zuteilungsverfahren von Kapazitäten. An Netzanschlusspunkten (NAP) jedoch, an denen kein Wettbewerb um Kapazität stattfindet oder stattfinden kann, da die Kapazität dort nur von einzelnen Kunden genutzt werden kann oder genutzt wird, hat sich das FCFS-Prinzip als Vergabeverfahren bewährt und sollte auch künftig beibehalten werden. Die gänzliche Abschaffung des FCFS-Prinzips in der Kapazitätsvermarktung würde an diesen marktgebietsinternen NAP (z.B. zu Letztverbrauchern, an inländischen Produktionsanlagen, Gaskraftwerken oder Gasspeichern) für die betroffenen Marktteilnehmer (Netzbetreiber und Transportkunden) zu zusätzlichen Herausforderungen, aufwendigen Prozessen und damit Kosten führen, denen keine materiellen Vorteile gegenüberstünden.

Bei Gasspeichern ist davon auszugehen, dass künftig der Auktionskalender für die NAP, welche nicht explizit dem NC CAM unterliegen, identisch mit dem an den Genz- und Marktgebietsübergangspunkten gültigen sein wird. Der Auktionskalender nach NC CAM und das „Speicherjahr“ (üblicher Vermarktungszeitraum für Speicherkapazitäten: April eines Jahres bis März des Folgejahres) sind somit nicht synchron. Die benötigte Kapazität könnte daher nur über den Erwerb von kurzfristigen Produkten (Quartale oder gar Monate) und aufgrund der Tarifstruktur zu entsprechend höheren Kosten realisiert werden.

Auch für die heimische Gasproduktion stellt die Streichung des FCFS-Prinzips eine Herausforderung dar. Denn dann könnten Kapazitäten nur noch zu den Auktionszeitpunkten erworben werden (z.B. Jahres- und Quartalskapazitäten zurzeit nur einmal jährlich). Dies führt für die heimische Gasproduktion zu erheblichen Kostennachteilen gegenüber der heutigen Systematik, da nicht lang im Vorhinein bestimmbar ist, ab welchem Zeitpunkt und in welcher Höhe Einspeisekapazitäten benötigt werden. Dies gilt für die Förderung aus Neubohrungen genauso wie für den Mehrbedarf an Kapazitäten durch Maßnahmen an bestehenden Bohrungen. Gegebenenfalls müssten Quartals- oder Monatsprodukte erworben werden, welche aufgrund der Tarifstrukturen deutlich teurer sind als Jahreskapazitäten. Dadurch werden die Kosten für die heimische Erdgasproduktion unnötig und ohne erkennbaren Mehrwert erhöht.

Bei Transporten an NAP zu Industriekunden führt der Wegfall des FCFS-Prinzips dazu, dass aufgrund des Auktionskalenders eine vollständige Entkopplung des Liefer- und Kapazitätsvertrages entstehen könnte, da die Buchung der benötigten Kapazität sich nicht mehr nach dem Abschluss des Gasliefervertrages richten könnte. Entsprechend dem Auktionskalender würde sich sogar der Prozess der Lieferantenauswahl durch die Industriekunden nach diesem richten müssen. Die benötigte Kapazität könnte zu späteren Zeitpunkten nur über den Erwerb von kurzfristigen Produkten (Monate und ggf. Quartale) und aufgrund der Tarifstruktur zu entsprechend höheren Kosten realisiert werden.

Dies gilt sogar erschwerend für Gaskraftwerke, für die vom Übertragungsnetzbetreiber für bestimmte Zeiten feste Kapazität notwendig ist. Diese Zeiträume decken sich jedoch nicht mit den im Auktionskalender bestehenden Kapazitätslaufzeiten. Unabhängig davon wäre der Zeitpunkt der Aufforderung zur Buchung dieser Kapazitäten ungleich der Auktionszeitpunkte. Gegebenenfalls müssten an Stelle von Jahresprodukten teurere Quartals- oder Monatsprodukte erworben werden. Dadurch werden sowohl Komplexität als auch Kosten für den Betrieb solcher Gaskraftwerke unnötig und ohne erkennbaren Mehrwert erhöht.

Deshalb sollte eine Kapazitätsvergabe über Auktionen ausschließlich dort Anwendung finden, an denen heute schon Auktionen durchgeführt werden. Dies sind die Netzkopplungspunkte zwischen Fernleitungsnetzbetreibern. An NAP ist die Beibehaltung des FCFS-Prinzips aus Sicht aller Marktteilnehmer im Sinne eines bewährten, schlanken und flexiblen Prozesses zu präferieren.

Der BDEW verkennt dabei allerdings nicht die in den Eckpunkten des BMWi problematisierte Vergabe von Kapazitäten in sog. Konkurrenzonen. Hierbei kann es zu einem zeitlichen Auseinanderfallen zwischen der Vergabe von Kapazitäten im Rahmen von Auktionen und der Vergabe nach dem FCFS-Prinzip kommen. Ein entsprechender Sachverhalt, bei dem es um Einspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten (Auktion) und Kapazitäten an einem Speicher (FCFS) ging, hat bereits die BNetzA beschäftigt.

Dem zeitlichen Auseinanderfallen könnte in diesem Sachverhalt damit begegnet werden, die Kapazitäten am Gasspeicher im Rahmen der Auktion der Einspeisekapazitäten zu vermarkten, also das FCFS-Prinzip außer Kraft zu setzen. Gegen eine solche Lösung spricht allerdings, dass die Anwendung des FCFS-Prinzips an Gasspeichern von allen Marktbeteiligten als zielführend und dem Flexibilitätsbeitrag von Gasspeichern zuträglich erachtet wird. Die Anwendung von Auktionen an Gasspeichern (und den anderen genannten NAP) würde demgegenüber die oben beschriebenen gravierenden Nachteile mit sich bringen, die die Rolle von Gas im Rahmen der Energiewende schwächen würden. Auch die Möglichkeit, die Abschaffung des FCFS-Prinzips auf die Gasspeicher zu beschränken, bei denen sich das Problem der Konkurrenzonen ergeben könnte, ist kein gangbarer Weg. Denn so würde es zu einer Diskriminierung der Transportkunden an diesen Gasspeicher gegenüber denjenigen kommen, die weiterhin an den nicht betroffenen Gasspeichern Transportkapazitäten nach dem FCFS-Prinzip buchen könnten. Dies gilt zudem für die Gasspeicher selbst.

Der BDEW spricht sich mithin dagegen aus, mögliche Probleme wegen des zeitlichen Auseinanderfallens von Kapazitätsbuchungen in Konkurrenzonen durch eine generelle Abschaffung des FCFS-Prinzips (am Beispiel an NAP zu Gasspeichern) anzugehen. Gleichwohl setzt sich der BDEW für eine spezifische und problemorientierte Lösung ein, die Transportkunden zuträglich ist. Eine solche Lösung hat die BNetzA in ihrem Beschluss vom 9. September 2016 (BK7-15-031) skizziert, indem sie zusätzliche Veröffentlichungspflichten vorgesehen hat. Danach muss der betroffene Fernleitungsnetzbetreiber angeben, ob den Konkurrenzonen weitere Punkte angehören, die nicht in Auktionsverfahren vergeben werden. Diese Vorabinformation soll es Auktionsteilnehmern ermöglichen, die Reichweite einer möglichen Nachfrage nach der auch von ihnen begehrten Kapazität besser zu überschauen und ihr Bietverhalten in der Auktion darauf ausrichten zu können. Dies stellt eine angemessene und

zielorientierte Lösung im Falle der Vergabe von Kapazitäten über Auktionen und FCFS in Konkurrenzonen dar.

Generell sei angemerkt, dass dauerhafte Kapazitätsengpässe, die nicht mit etablierten Kapazitätsinstrumenten beherrschbar sind, Gegenstand der Ausbauplanung im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas sein sollten.

Die vorgesehene Streichung des § 13 Abs. 1 S. 4 GasNZV im Sinne der Unzulässigkeit der Zuteilung von Kapazität nach dem FCFS-Prinzip gemäß NC CAM wird begrüßt.

Weiterentwicklung der deutschen Marktgebiete

Grundsätzlich begrüßt der BDEW, dass die GasNZV Weiterentwicklungen bzw. Änderungen zum Marktzugang abbildet. Allerdings stellt sich hierzu die Frage, ob in dem vorgesehenen Zeitrahmen bereits Ergebnisse oder Entscheidungen der BNetzA abzusehen sind und wie weitreichend der sich daraus ergebende Änderungsbedarf im Hinblick auf die GasNZV sein wird.

Der BDEW möchte auf seine Stellungnahme (Anlage) vom 18. November 2016 im Rahmen des von der BNetzA initiierten Marktdialoges zur Weiterentwicklung der Gasmarktgebiete verweisen.

Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs

Der BDEW begrüßt eine Überprüfung der derzeit bestehenden Vorschriften zur Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs mit dem Ziel, eine Harmonisierung der bestehenden Regelungen des EnWG (§ 15a) und der GasNZV (§ 17 und §§ 38, 39) sowie auch in Hinblick auf das unmittelbar geltende EU-Recht herbeizuführen. Das betrifft in erster Linie die Zusammenführung der heute existierenden unterschiedlichen Prozesse, die sich aus diesem rechtlichen Rahmen ergeben und auch die Orientierung an dem zweijährigen Rhythmus, der für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas vorgeschrieben ist.

Eine, wie vom BMWi angekündigte Abstimmung mit dem Prozess zur Erstellung des Netzentwicklungsplans erlaubt sodann auch eine inhaltliche Prüfung des § 17 und §§ 38, 39 GasNZV - u. a. auch im Zusammenhang mit dem Prozess zur Bereitstellung interner Bestellungen.

Sonstiges

Klarstellende Änderungen und Ergänzungen in Hinblick auf unmittelbar geltendes EU-Recht in Verbindung mit Festlegungen der BNetzA mit dem Ziel Schaffung von Rechtssicherheit begrüßt der BDEW. Auch in Hinblick auf alte nicht mehr geltende Regelungen sollte die GasNZV überprüft werden.

Anlage: BDEW Stellungnahme zum Marktdialog zur Weiterentwicklung der Gasmarktgebiete