

An:

info@fnb-gas.de

Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030

Stellungnahme zum Szenariorahmen ¹

1. fDZK für neue Kraftwerke keine Modellierungsannahme

Für neue Gaskraftwerke ist ein fester, auf frei zuordenbaren Kapazitäten beruhender Zugang zum deutschen virtuellen Handelspunkt bei der Kapazitätsbuchung zwingend erforderlich. Der Bundesrat hat auf das Fehlen einer entsprechenden Zusicherung in der Gasnetzzugangsverordnung hingewiesen und deren Ergänzung gefordert.²

Auf eine Novellierung der Gasnetzzugangsverordnung zu warten, und diese Vorgabe dann erst zum NEP 2022 umzusetzen, wäre angesichts der gegebenen Dringlichkeit zur Dekarbonisierung der Energiewirtschaft geradezu willfährig.

Es ist ja auch nicht sachgerecht, jeden in der Gasnetzzugangsverordnung nicht explizit geregelten Sachverhalt als Freiheitsgrad zu verstehen und deswegen auf eine Anpassung der GasNZV zu warten, wenn der Gesetzes- und Verordnungsgeber relativ klar die frei zuordenbare Kapazität als Primat des Netzzuganges benennt.³

Ungeachtet dessen ist die Ausweisung von fDZK und deren Angebot bei neuen Kraftwerken schon deswegen ordnungswidrig, weil der Ausweisung der Zuordnungsaufgaben in Form der DZK und der dann auch tatsächlich erfolgenden Vermarktung keine Abfrage von Lastflusszusagen vorausging.

2. Die Höhe der bereits ausgewiesenen Spezialkapazitäten ist nicht angemessen

Gleiches gilt für die in erheblichem Maße ausgewiesenen Spezialkapazitäten bei Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten. Aus dem Szenariorahmen der FNB geht nicht hervor, dass die als Maßnahmen gemäß § 9 Abs. 3 Ziff. 2 GasNZV ausgewiesenen Spezialkapazitäten als Resultat der Modellierung erscheinen. Vielmehr nehmen sie als Eingangsgröße die ergebnisoffene Modellierung der Lastflüsse vorweg.

Die langfristige Ausweisung von BZK, LaFZK, bFZK und DZK reduziert jedenfalls die Liquidität für Gashandelsprodukte und untergräbt eine effiziente Abfrage von marktgebietsbezogenen

¹ Email: benedikt.schuler@visproxy.com. Diese Stellungnahme gibt die Auffassung des Autors wieder und wurde nicht im Auftrag eines Dritten erstellt.

² BR Drucksache 138/19 (Beschluss) vom 07.06.19

³ So auch in der Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber zum Verfahren „KAP+“ für zusätzliche Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet (Az.: BK7-19-037)

Lastflusszusagen gemäß § 9 Abs. 3 Ziff. 1 GasNZV, weswegen auch die Spezialkapazitäten, und die Annahmen, die zu ihrer Ausweisung geführt haben, hinterfragt werden sollten.

Dies ist übrigens auch die Empfehlung des im Auftrag der ACER erstellten Gutachtens „Study on the Conditionalities stipulated in Contracts for Standard Capacity Products for firm Capacity sold by Gas TSOs.“ vom 3. April 2019 (ACER/OP/ADMIN/13/2017/LOT 2/RFS 01).

Demnach sollten FNB und die BNetzA eine Kosten-Nutzen Analyse zur Überprüfung der bestehenden Konditionalitäten mit den folgenden Prioritäten durchführen:

- *Follow a case-by-case approach (RNr. 216 ff)*
- *Improve the procedure for the evaluation of conditional capacity products and related projects (RNr. 220 ff.)*
- *Verify pricing rules of conditional capacity products (RNr. 228 ff)*

Aus dem hier zur Konsultation gestellten Dokument zum Szenariorahmen geht gerade nicht hervor, dass die FNB in irgendeiner Form einer fallweisen Prüfung nachgekommen sind, oder der Prozedur der Evaluierung eine besondere Aufmerksamkeit haben zukommen lassen.

Besonders die im Szenariorahmen langfristig ausgewiesenen Spezialkapazitäten werden in dem ACER Gutachten als Liquiditäts-hemmend verortet. Diametral entgegengesetzt hingegen verteidigen die FNB das ausgewiesene Kapazitätsgerüst⁴, obwohl die im Szenariorahmen enthaltenen BZK, LaFZK, bFZK und DZK gerade keinen ununterbrechbaren Zugang zum VHP gewährleisten.

Im Übrigen sollte in Vorwegnahme auf das laufende Beschlusskammerverfahren KASPAR⁵ bereits die Modellierungsannahme BZK eingestellt werden.

3. Annahmen und Methodik der Lastflusssimulation sollte hinterfragt werden

Bei der Modellierung sollte ein adäquates Risikoniveau angenommen werden, eine unvoreingenommene Bereitstellung der technischen Informationen in einem einheitlichen Lastflussmodell erfolgen und die umfassende Kooperationstiefe gewährleistet sein. Hierzu habe ich in meiner Eingabe zum Beschlusskammerverfahren KAP+⁶ bereits Vorschläge unterbreitet.

Dem ist hinzuzufügen, dass sich angesichts der beachtlichen Ausweisung konditionaler Kapazitäten die Prüfung anbietet, ob die als BZK, DZK und bFZK ausgewiesenen Kapazitätspunkte nicht bereits konditional genutzt werden, so dass die dahinterliegenden Gasströme ohnehin als hoch korreliert modelliert werden können.

⁴Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber zum Verfahren „KAP+“ für zusätzliche Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet (Az.: BK7-19-037), Seite 2.

⁵Verfahren BK7-18-052 zur Standardisierung von Kapazitätsprodukten (Kapazitätsproduktstandardisierung „KASPAR“)

⁶Verfahren BK7-19-037 für zusätzliche Kapazitäten in einem deutschlandweiten Marktgebiet. Konsultation vom 23.05.2019, Stellungnahmen veröffentlicht am 09.07.2019.

Für die Ausweisung der kommerziell zu vermarktenden Kapazitäten sind wahrscheinliche und realistische Szenarien heranzuziehen (Historie wie auch Prognose)⁷. Tatsächlich wird jedoch das worst-case Szenario herangezogen.⁸

Es sollte auch sichergestellt sein, dass die FNB die Kapazitätsbedarfsermittlung mit den Betreibern angrenzender ausländischer Fernleitungsnetze, insbesondere mit den Fernleitungsnetzbetreibern in Tschechien, grenzüberschreitend durchgeführt haben.

4. Zur Vermeidung von Kapazitätsminderungen wegen der Marktgebietszusammenlegung sollten auch implizite Auktionen in Erwägung gezogen werden

Die FNB haben selbst auch marktbasierete Verfahren zur Zusammenlegung der beiden Marktgebiete zum 1. Oktober 2021 vorgeschlagen. Die Drittnetznutzung, an sich erst einmal nicht als „marktbasierete“ zu bezeichnen, bietet sich in Form einer Zusammenlegung des deutschen Marktgebietes mit dem tschechischen Netzgebiet an und sollte daher modelliert werden.⁹ Mit dem Ausbau der OPAL, der Abänderung der OPAL Freistellungsgenehmigung vom 28.11.2016¹⁰, der Inbetriebnahme der Gazelle im Jahr 2012¹¹ und dem Bau der EUGAL¹² dürfte in erheblichem Maße Austauschkapazität vorhanden sein, womit eine Zusammenlegung angemessen, sinnvoll und machbar ist. Insofern sich bei einer Zusammenlegung dennoch ein Engpasspotential ergäbe, wäre dies innerhalb von Deutschland und zwischen dem deutschen Marktgebiet und dem tschechischen Hub durch implizite Auktionen (Market Splitting) zu bewirtschaften. Damit wäre womöglich auch die Drittnetznutzung „marktbasierete“.

5. Beibehalt der Unterbrechungsanalyse

Die Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz gemäß § 17 Ziff. 4 GasNZV sollten auch weiterhin erhoben und bei der Netzausbauplanung als Entscheidungskriterium verwendet werden. Denn nur mit der Veröffentlichung kann die BNetzA feststellen, ob die FNB bei der Ausweisung wirklich der Pflicht nachkommen, die Anwendung von Maßnahmen nach § 9 Abs. 3 Satz 2 GasNZV möglichst gering zu halten.

⁷ Die Fernleitungsnetzbetreiber müssen sowohl die historische und prognostizierte Auslastung wie auch die historische und prognostizierte Nachfrage nach Kapazitäten berücksichtigen. Den Szenarien sind wahrscheinliche und realistische Lastflüsse zugrunde zu legen (§ 9 Abs. 2 GasNZV).

⁸ D. Bargmann, M. Ebbers, N. Heinecke, T. Koch, V. Kühl, A. Pelzer, M. E. Pfetsch, J. Rövekamp, K. Spreckelsen (2015): Chapter 4: State of the art in evaluating gas network capacities (S. 65-84). In: T. Koch, B. Hiller, M. E. Pfetsch and L. Schewe (2015): Evaluating Gas Network Capacities. SIAM.

⁹ Vgl. § 17 Satz 3 GasNZV

¹⁰ Hier auch Einleitung eines Verfahrens auf Wiederaufgreifen des Verfahrens BK7-08-009 zur OPAL-Freistellungsentscheidung am 9.1.2019, derzeit ruhend.

¹¹ “In 2012, the GAZELLE gas pipeline was completed to connect to the OPAL and MEGAL gas pipelines that expand to the transmission system supplying Germany and France.”

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_countryreports_czechrepublic.pdf

¹² Die jährliche Transportkapazität der EUGAL (Inbetriebnahme 2020) beträgt 55 Mrd. m³. Davon sind 45,1 Mrd. m³ nach Tschechien und 9,9 Mrd. m³ bereits nach Westdeutschland (NCG) gebucht.

<https://www.eugal.de/eugal-pipeline/>

Denn bestehende physische Engpässe werden nicht nur durch die Unterbrechungen von unterbrechbaren FZK offenkundig, sondern auch durch andere Maßnahmen, die interventionistisch als kapazitätshöhernd oder -erhaltend eingesetzt werden. Dazu gehören insbesondere

1. Unterbrechungen von TAK (temperaturabhängige Kapazitäten an Gasspeichern);
2. Abruf von Lastflusszusagen oder ggf. anderen MBI;
3. Zuordnungsabrufe der mit Zuordnungsaufgaben belegten oder bedingten Kapazitäten;
4. unter einer (perspektivisch umzusetzenden) Ausweisung von Kapazitäten über ein Überbuchungs- und Rückkaufsystem die entsprechenden Rückkaufereignisse;
5. Bei einem (hypothetisch anzunehmenden) System mit impliziten Auktionen (Market Splitting) der bislang als Marktgebiete geführten Bilanzonen, die Trennungereignisse.

Der Bericht über die jeweils durchgeführten Maßnahmen in Form einer Dauer, Leistungshöhe und Häufigkeit bietet eine Datengrundlage für die Angemessenheit des Netzausbaus. Gerade wegen der Marktgebietszusammenlegung ist die Unterbrechungsanalyse weiterhin durchzuführen.

Ebenfalls weiter zu veröffentlichen ist die Analyse der Ergebnisse der Kapazitätsvergabe gemäß § 17 Ziff. 5 GasNZV. Da mit der Ausweisung des gesamtdeutschen Marktgebietes wahrscheinlich eine Erhöhung des Basispreises für die Kapazitätsprodukte erfolgen wird und damit Transportverträge in erheblichem Maße gekündigt werden, gleichzeitig der Trend in Richtung kurzfristiger Buchungen geht, stellt sich überhaupt die Frage, wie hoch der langfristige Kapazitätsbedarf sein wird. Wie die FNB selbst darlegen, wären die Prämien bei den entsprechenden Auktionen für Marktgebiets-weite Transportprodukte ein Signal zum bestehenden Bedarf.¹³

¹³ Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber zum Verfahren „KAP+“ für zusätzliche Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet (Az.: BK7-19-037), Seite 1.