



Stellungnahme Equinor Deutschland GmbH zu

**den am 6. Februar 2019 gezeigten Inhalten in der
Informationsveranstaltung der
Fernleitungsnetzbetreiber zur
Marktgebietszusammenlegung**

Berlin, 19.03.2019

Equinor begrüßt die Möglichkeit, zu den von den deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) vorgestellten Inhalten im Zusammenhang mit der geplanten deutschen Marktgebietszusammenlegung Stellung nehmen zu können. Am 6. Februar 2019 fand in Essen ein von den FNBs initiiertes „Marktdialog zum Kapazitätsmodell“ statt, zu dessen Inhalten Equinor wie folgt Stellung nehmen möchte:

Reduzierung fester frei zuordenbarer Kapazitäten gefährdet die Liquidität und Versorgungssicherheit

Im Workshop vom 6. Februar 2019 legten die Vertreter der Marktgebietskooperation „marco“ dar, dass die derzeit als feste frei zuordenbare Kapazität (FZK) vermarkteten Einspeisekapazitäten im neuen Marktgebiet um bis zu 78 Prozent gegenüber dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2018-2028 reduziert werden müssten, wenn nicht weitere Maßnahmen beschlossen würden. Gleichfalls müssten die Langfristbuchungen an den Einspeisepunkten zwischen 36 bis 49 Prozent reduziert werden. Wünschenswert wären in diesem Zusammenhang eine verstärkte Transparenz der Annahmen und Szenarien, die zu diesem Ergebnis führten.

Eine drastische Kürzung der Einspeisekapazitäten schwächt Deutschlands Position im europäischen Wettbewerb: Deutschland ist Gasimporteuer und steht im Wettbewerb mit anderen europäischen Handelsplätzen. Ausreichende Einspeisekapazitäten nach Deutschland sind erforderlich, um Importe nach Deutschland zu lenken, Transitflüsse zu erhalten und über ausreichende Optionen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu verfügen. Eine wie oben beschriebene Einschränkung um 78 Prozent hätte negative Folgen für die Versorgungssicherheit sowie die Wettbewerbsintensität. Dies würde sich negativ auf die Angebotsvielfalt und Kostenbelastung der deutschen Endkunden auswirken. Abhängig von dem zu ersetzenden Produkt der FZK ist ebenfalls unklar, wie der Handel am gemeinsamen Virtuellen Handelspunkt funktionieren und eine gesicherte Versorgung von Endkunden gewährleistet werden würde. Deutschland ist die Gas-Drehscheibe Europas. Ein derartiges Unterbrechungsrisiko hätte demnach mit hoher Wahrscheinlichkeit auch erhebliche Auswirkungen auf die benachbarten Gasmärkte. Diese Konsequenzen stehen unserer Meinung nach im Widerspruch zu dem mit der Marktgebietszusammenlegung intendierten Ziel eines einheitlichen und liquiden Gasmarkts, der die Versorgungssicherheit gewährleisten und einen Ausgangspunkt für künftige europäische, grenzüberschreitende Entwicklungen darstellen soll.

Nach unserer Meinung sollten Kapazitätsanpassung, Netzausbau und kommerzielle Produkte gegeneinander abgewogen und das vom Markt präferierte Gleichgewicht zwischen diesen drei Optionen geschaffen werden. Erhebliche Netzausbaukosten oder Kapazitätsreduzierungen sollten dabei vermieden werden.

Heutiger Kapazitätsbedarf als Ausgangspunkt

Auf der Veranstaltung vom 6. Februar wurde darauf hingewiesen, dass die Feststellung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV eine erforderliche Voraussetzung sei um Maßnahmen wie den Netzausbau oder die Einführung marktbasierter Engpassbewirtschaftungsinstrumente umzusetzen.

In diesem Kontext wurden verschiedene Optionen zur Bestimmung des langfristigen Kapazitätsbedarfs diskutiert, zu denen wir wie folgt Stellung nehmen möchten:

- **Bestimmung des Kapazitätsbedarfs auf Grundlage des Verbrauchs:** Das Netz könnte so dimensioniert werden, dass alle Kunden exakt versorgt werden können und die Infrastruktur vollständig ausgelastet ist. Dies hätte jedoch zur Folge, dass keine Optionalitäten bezüglich der Quellen bestehen. Ein Wettbewerb zwischen den verschiedenen Versorgungsquellen wird somit von vornerein ausgeschlossen.
- **Bestimmung des Kapazitätsbedarf auf Grundlage einzelner Aufkommensquellen:** Das Netz könnte so ausgelegt werden, dass jeder Ausspeisepunkt von jedem Einspeisepunkt versorgt werden kann. Die Optionalitäten wären hier zwar maximiert, das Netz jedoch überdimensioniert und teuer. Bislang fehlt außerdem eine Analyse, zur benötigten Anzahl der Optionalitäten, um ein angestrebtes Liquiditätsziel erreichen zu können.
- **Bestimmung des Kapazitätsbedarf auf Grundlage der Langfristkapazitätsbuchungen:** In diesem Szenario finden kurzfristige Handelsbuchungen keine Berücksichtigung. Dabei war es gerade der Wunsch der nationalen und europäischen Regulierungsbehörden, die Märkte zu öffnen und die Buchungen von langfristigen auf kurzfristige Kapazitätsbuchungen zu verlagern. Um

einen realistischen Bedarf zu ermitteln, müssten daher alle Arten von gebuchten Kapazitäten über alle Laufzeiten der vergangenen Jahre betrachtet und gleichzeitig erneut Annahmen zu zukünftigen Entwicklungen getroffen werden. Darüber hinaus würde eine vollständige Ausrichtung des Kapazitätsbedarfs an bestehenden Langfristbuchungen wie oben beschrieben den Markt verschließen und Markteintritte erschweren.

- **Bestimmung des Kapazitätsbedarfs auf Grundlage einer Open Season:** Dieses Instrument halten wir in der zur Verfügung stehenden Zeit für nicht umsetzbar. Um eine belastbare Aussage zum Bedarf zu erhalten, wäre eine verbindliche Abfrage der Kapazitäten notwendig. Darüber hinaus berücksichtigt diese Option weder kurzfristige Handelsbuchungen noch den potenziell steigenden Bedarf an festen Gaskapazitäten bedingt durch den vereinbarten Kohleausstieg und den Bau von deutschen LNG-Terminals. Da die gesetzlichen Grundlagen hier noch nicht beschlossen sind, könnte dieser zusätzliche Bedarf bei einer Abfrage zum aktuellen Zeitpunkt nicht hinreichend berücksichtigt werden. Tendenziell würde der tatsächliche Kapazitätsbedarf unterschätzt werden.
- **Bestimmung des Kapazitätsbedarfs auf Grundlage des heutigen Kapazitätsangebots:** Aufgrund der vorausgegangenen Überlegungen stellen Höhe und Art der bestehenden Kapazitäten aus unserer Sicht den besten Ausgangspunkt zur Ermittlung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs dar.

Vor dem Hintergrund der geringen noch verbleibenden Zeit bis zur Marktgebietszusammenlegung sollte mit marktbasierter Maßnahmen gestartet und die weitere Entwicklung – wie ein ggfs. notwendiger Netzausbau – im Rahmen des rollierenden Prozesses des Netzentwicklungsplans gesteuert werden. Mithilfe von kommerziellen Instrumenten kann sich dann dem tatsächlichen Kapazitätsbedarf, sofern er von der Prognose abweichen sollte, schrittweise angenähert werden. Es könnte hier entgegengehalten werden, dass der tatsächliche Kapazitätsbedarf ggfs. geringer ausfallen würde. Mit der Einführung kurzfristiger kommerzieller Instrumente würde den Transportkunden jedoch keine zusätzliche Kostenbelastung entstehen, sollte der tatsächliche Bedarf vom heutigen Niveau abweichen. Der Transportkunde

zahlt ausschließlich für die tatsächlich abgerufene Leistung. Ein Netzausbau als Alternative ist aus zeitlicher Perspektive zum 01.10.2021 nicht umsetzbar und ist mit dauerhaft hohen Kosten verbunden.

„Wheeling“, „Drittnetznutzung“ und „börsenbasiertes Spreadprodukt“: Kostengünstigkeit und Vermeidung von möglichen Marktverzerrungen

Im Workshop am 6. Februar 2019 wurde von „marco“ drei unterschiedliche Instrumente vorgestellt:

- Wheeling
- Drittnetznutzung
- Börsenbasierte Spreadprodukte

Eine abschließende Bewertung der genannten Instrumente ist auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Informationen nicht möglich. Hier wären nähere Informationen zur konkreten Ausgestaltung, z.B. Zeitangaben oder Einsatzkriterien, wünschenswert.

Nach Ansicht von Equinor sollten in Hinblick auf die Sicherstellung der europäischen Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Gasmarktes die Kosten für die Engpassinstrumente so gering wie möglich gehalten werden. Daher sollte grundsätzlich immer die günstigste Option zur Behebung des Netzengpasses eingesetzt werden.

Um mögliche marktverzerrende Effekte bei der Nutzung von „Wheeling“ und „Drittnetznutzung“ im Vorfeld zu vermeiden, sollte bei der Ausgestaltung dieser Instrumente Folgendes berücksichtigt werden:

- Die Fernleitungsnetzbetreiber sollten bei der Abwägung zur Nutzung der „Drittnetznutzung“ und „Wheeling“ die Kosten der äquivalenten kurzfristigen (intraday-) Kapazitätsbuchungen ansetzen. Damit wird sichergestellt, dass es ein Level Playing Field gibt und es nicht zu Verzerrungen zu Lasten des Marktes kommt.
- Die Fernleitungsnetzbetreiber sollten grundsätzlich nicht an den Prisma-Auktionen teilnehmen und mit Marktteilnehmern im Wettbewerb um Kapazitäten stehen. Anderenfalls könnte das Auktionsergebnis verzerrt werden, da die Buchungsentscheidungen der Fernleitungsnetzbetreiber keinen marktwirtschaftlichen Abwägungen unterliegen, sondern ihrer vertraglichen Erfüllung von festen Kapazitäten dienen.

Transparenz erforderlich

Der Markt sollte maximale Transparenz über die Einsatzentscheidungen der verwendeten Produkte zur Behebung der Netzengpässe erhalten. Die zur Verfügung gestellten Informationen sollten sowohl die Methodik der Abwägung zwischen verschiedenen Optionen im Voraus als auch die konkreten Einsätze, die dafür genutzten Routen und die ihnen zugrundeliegenden Kostenabwägungen im Nachgang beinhalten.

Um das Spreadprodukt erfolgreich zu implementieren, ist sowohl eine frühzeitige Einbindung der Marktteilnehmer als auch die frühzeitige Bekanntgabe der Anzahl, Lage und Ursachen der erwarteten Netzengpässe, ihre Richtung sowie die Höhe der notwendigen Gasflüsse und die zu definierenden Teilnetze auf beiden Seiten des Netzengpasses erforderlich.

Stärkere Einbindung der Marktteilnehmer

Das Beispiel Frankreich hat gezeigt, dass die frühzeitige und enge Einbindung von Marktteilnehmern Kosten spart und zu einer hohen Akzeptanz des Ergebnisses führt. Equinor begrüßt daher den seit November 2018 aufgenommene Dialog mit den Marktteilnehmern und die aktuelle Marktkonsultation. Um konkret zur Ausgestaltungsumsetzung aus Marktperspektive beitragen zu können, wäre die Einrichtung einer kleinen, arbeitsfähigen Gruppe aus Vertretern relevanter Verbände wünschenswert.