



Stellungnahme Equinor Deutschland GmbH zur Konsultation der
Fernleitungsnetzbetreiber

Zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030

Berlin, 12.07.2019

I. Allgemein

Equinor begrüßt den von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) konsultierten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020-2030 und bedankt sich für die Möglichkeit der Stellungnahme.

Wichtig ist aus unserer Sicht, dass die Kapazitätszuordnung diskriminierungsfrei erfolgt. Sollte es zu einer konkurrierenden Vermarktung von Einspeisepunkten aus Norwegen, LNG-Terminals oder anderen Punkten kommen, so ist das Verfahren und die Abwägung genauer darzulegen, als es im vorliegenden Szenariorahmen der Fall ist. Zudem sollte geprüft werden, ob das Ziel einer verbesserten Gasversorgung für Deutschland erfüllt wird, wenn zuverlässiges Pipelinegas aus der geographischen Nähe durch LNG-Lieferungen ersetzt statt ergänzt wird.

Die Einbeziehung von dekarbonisierten und erneuerbaren Gasen im Netzentwicklungsplan 2020-2030 ist zu begrüßen. Hier sollt jedoch der Grundsatz der Technologieoffenheit herrschen, d.h. Wasserstoff aus Elektrolyseprozessen sollte nicht ausschließlich betrachtet werden.

Zu einzelnen Punkten der o.g. Konsultationsunterlagen möchte Equinor wie folgt Stellung zu nehmen:

II. Im Einzelnen

1. Mehr Transparenz bei der Modellierung der LNG-Terminals (Kapitel 2.4.3)

Die Kapazitäten für die LNG-Terminals sollen hiernach „*planerisch konkurrierend zu noch zu bestimmenden buchbaren Einspeisepunkten*“ angesetzt werden. Damit werden Einspeisepunkte im Norden zu den Einspeisepunkten der LNG-Terminals in Konkurrenz gebracht. Ziel der Änderung der Gasnetz Zugangsverordnung (GasNZV) vom Juni 2019 war es jedoch, die deutsche Gasversorgung mit zusätzlichen LNG-Terminals weiter zu sichern und zu diversifizieren. Wird jedoch eine Quelle lediglich durch eine andere Quelle ersetzt, verbessert dies nicht die Versorgungssicherheit. Hinzu kommt, dass Deutschland aus Norwegen – einem engen Partner Deutschlands im Europäischen Wirtschaftsraum – seit Jahrzehnten sicher und zuverlässig mit Gas versorgt wird. Darüber hinaus ist der Transportweg kurz und der THG-Fußabdruck gering. Die Gasvolumina, die über die beiden Anlandepunkte Emden und Dornum geflossen sind, waren stabil. Sollten hier Kapazitäten verlagert werden, so ist eine genauere Beschreibung erforderlich, um welche Punkte es sich

handelt und wie diese Vergabe erfolgen soll.

2. Langfristigen Kapazitätsbedarf im Kontext der Marktgebietszusammenlegung zeitnah ermitteln (Kapitel 6)

Im Dokument zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 wird erstmals das Thema der anstehenden Marktgebietszusammenlegung aufgegriffen. Es wird auf das Ziel des §21 GasNZV verwiesen, die Liquidität zu erhöhen. Darauf aufbauend wird festgestellt, dass das heutige Kapazitätsniveau der getrennten Marktgebiete aufrecht zu erhalten ist. Eine weitere Analyse fehlt jedoch. Dabei wäre der Netzentwicklungsplan nach unserer Meinung dazu geeignet, die Diskussion über ein angemessenes Kapazitätsniveau zu führen und dieses zu bestimmen. Auch wenn diese Diskussion ggf. nicht rechtzeitig bis zur nächsten Jahresauktion abgeschlossen wäre, sollte jetzt damit begonnen werden.

Die Ankündigung der BNetzA im Rahmen des öffentlichen Workshops am 1. Juli 2019, den Kapazitätsansatz für das gemeinsame Marktgebiet im Szenariorahmen des NEP 2020-2030 nicht zu genehmigen, führt zudem zu Unsicherheiten mit Blick auf die weiteren Schritte.

3. Analyse der historischen Unterbrechungen weiterhin erforderlich (Kapitel 8.3)

Die Entscheidung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB), die Analyse der historischen Unterbrechungen nicht länger im Szenariorahmen zu beschreiben, wird nicht unterstützt. Die Begründung, dass die isolierte Betrachtung der Analyse nicht als Basis für Ausbauentscheidungen gesehen werden kann, ist aus unserer Sicht unzureichend. Unterbrechungen sind für Marktteilnehmer wichtig, um das Unterbrechungsrisiko und den Wert der Kapazitäten einschätzen zu können.

Sie stellt allein aus Transparenzgründen einen erheblichen Mehrwert für die Marktteilnehmer dar und sollte dementsprechend weiterhin Bestandteil des NEP sein. Dabei sollte eine solche Analyse Unterbrechungen nicht nur der uFZK, sondern auch der bedingten Kapazitätsprodukte beinhalten, da auch diese Formen von Unterbrechungen Einfluss auf den Markt haben. Zudem ist davon auszugehen, dass eine Betrachtung und Berücksichtigung von Unterbrechungen vor dem Hintergrund der bestehenden Unsicherheiten bei der Marktgebietszusammenlegung noch weiter an Bedeutung gewinnen wird.

Wünschenswert wäre zudem eine sehr viel tiefgehender Analyse der historischen Unterbrechungen zumindest an den wichtigsten Punkten, als es in der bisherigen Betrachtung der Fall ist. Für diese begrenzte Anzahl an Punkten sollte der NEP aufgreifen, was die Ursachen der Unterbrechungen sind und wie diese künftig verhindert werden können.

4. Berücksichtigung von Grüngasprojekten und Sicherstellung eines Level Playing Field für Wasserstoff (Kapitel 2.5)

Es ist zu begrüßen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber auch den Kapazitätsbedarf für „Grüingasprojekte“, wie beispielsweise Power-to-Gas-Anlagen, im NEP berücksichtigen möchten. Aus dem Dokument wird jedoch nicht ersichtlich, wie die FNBs die Verbindlichkeit dieser Anschlüsse in ihrer Planung berücksichtigen und sicherstellen. Hier sind Kriterien und Verfahren zu bestimmen, die das Risiko von „stranded investment“ minimieren.

Ebenfalls nicht ersichtlich ist, weshalb ausschließlich Wasserstoff aus dem Elektrolyse-Prozess berücksichtigt wird. Im Sinne von verstärkten Aktivitäten im Wasserstoffbereich ist es wichtig, dass alle Quellen und Technologien für dekarbonisierten Wasserstoff sowie deren Anforderungen bei den Netzplanungen einbezogen werden und keine technologische Vorfestlegung vorgenommen wird. Insbesondere das große Dekarbonisierungspotential von Wasserstoff aus Erdgas durch Dampf- bzw. autotherme Reformierung mit CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) sollte berücksichtigt werden. Verschiedene Projekte in europäischen Nachbarländern (z.B. H2M und H-Vision in den Niederlanden und H21 North of England in Großbritannien) zeigen, wie Wasserstoff aus Erdgas mit CCS zur Treibhausgasminderung eingesetzt werden kann. Auch die vollständige Umstellung der Gasinfrastruktur auf Wasserstoff sollte daher als eine Option für die Zukunft betrachtet werden.