

Per E-Mail an: info@netzentwicklungsplan-gas.de

Berlin, den 08.03.2013

Stellungnahme von EFET Deutschland zum Netzentwicklungsplan Gas 2013 (NEP 2013)

EFET Deutschland begrüßt die Möglichkeit, zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2013 Stellung nehmen zu können. Es ist erfreulich, dass ein im Vergleich zum Vorjahr aussagekräftigeres Dokument mit umfangreicheren Angaben bezüglich der Projekte und Maßnahmen zur Konsultation gestellt wurde. Dennoch bleibt das Dokument aus unserer Sicht an vielen Stellen, auf die wir im Folgenden näher eingehen werden, weiterhin verbesserungswürdig.

Interaktion mit dem European Ten Year Network Development Plan (TYNDP)

Parallel zum NEP erfolgt gegenwärtig eine Konsultation des aktuellen Entwurfs des TYNDP auf den seitens des NEP eingegangen wird. Hinsichtlich der Einbettung des NEP in den TYNDP stellt sich für uns jedoch die Frage, wie die gegenseitige Einbettung tatsächlich vonstattengeht. Gerade bezüglich der Bindungswirkung des NEP auf die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und die doch relativ unverbindliche Stellung des TYNDP ist aus unserer Sicht fraglich, ob die Annahme zutreffend ist, dass grenzüberschreitender Kapazitätsbedarf schon über den TYNDP festgelegt sei und im NEP nicht mehr diskutiert werden muss. Umgekehrt erscheint es ggf. für neue Projekte ein zu langwieriger Weg, erst über die §§38 und 39 der GasNZV Aufnahme in den NEP finden zu können, bevor sie dann auch in den TYNDP übernommen werden können. Wir werden diesen Punkt auch im Rahmen der Konsultation des TYNDP aufführen.

Entstehungsprozess des Netzentwicklungsplans und Konsultation der Marktteilnehmer

Als kritisch betrachten wir auch, dass die Kosten-Nutzen-Rechnungen und Aussagen bezüglich der von den FNB bevorzugten Ausbauvariante nicht im Konsultationsdokument enthalten sind. Auch war die Konsultationsfrist deutlich zu kurz; eine Frist von sechs oder acht Wochen scheint angemessen. Die fehlenden Angaben und die kurze Frist machen es nahezu unmöglich, eine fundierte Stellungnahme abzugeben und vermindern die nötige Transparenz in der weiteren Diskussion. Aufgrund der Komplexität der Aufgabe und der großen Zahl der am Prozess beteiligten Parteien gibt EFET Deutschland daher zu bedenken, ob es nicht zielführender wäre, das EnWG dahingehend zu ändern, dass nur alle zwei Jahre ein neuer Netzentwicklungsplan samt eines neuen Szenariorahmens erstellt wird. Eine intensivere Einbeziehung der Marktteilnehmer und aller weiteren interessierten Parteien sollte dabei eines der Hauptziele eines verlängerten Erarbeitungsprozesses sein.

Vorschläge bezüglich neuer Kapazitätsprodukte

Mit Hinblick auf die von den FNB vorgeschlagenen neuen Kapazitätsprodukte „Kraftwerksprodukt“ (KWP) und „Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern“ verweist EFET Deutschland auf folgende von uns seit Längerem vertretene Position:

- 1) Grundsätzlich sollten die FNB verpflichtet sein feste, frei zuordenbare Kapazitäten zur Verfügung zu stellen, wenn der Markt hierfür verbindliche Anfragen (z.B. über Open-Season-Verfahren) stellt.
- 2) FNB sollten nur zwei Typen von Kapazitäten – **feste frei zuordenbare** und **unterbrechbare frei zuordenbare** – anbieten. Die hohe Zahl von Produkten ist der Transparenz nicht förderlich und gerade für kleinere und ausländische Handelsteilnehmer schwer nachzuvollziehen. Auch steht die hohe Zahl von Kapazitätsprodukten im Widerspruch zum Ziel eines europäisch harmonisierten Marktdesigns. Daher sollten die FNB daran arbeiten, die Produktvielfalt im deutschen Netz zu reduzieren. EFET Deutschland ist daher ganz grundsätzlich darüber besorgt, dass TaK und KWP diese Vielfalt weiter erhöhen würden.

Es ist auch nicht erkenntlich, dass die FNB die Folgen von KWP und TaK für Gashändler eingehend untersucht hätten. Dies erscheint uns zwingend nötig, bevor die Diskussion über diese neuen Produkte fortgesetzt werden kann.

Anstatt neue Produkte einzuführen, sollten die FNB besser marktbasierende Instrumente aus dem Engpassmanagement (entsprechend der von der Europäischen Kommission verabschiedeten Regeln zum „Engpassmanagement bei vertraglichen Engpässen“ (Congestion Management Procedures CMP); Beschluss 2012/490/EU) einsetzen. Das Prinzip der „Kapazitätssteigerung durch ein Überbuchungs- und Rückkaufsystem“ (Overbooking and Buy Back) sollte hier insbesondere Beachtung finden.

Dementsprechend ist im Rahmen einer adäquaten Kosten-Nutzen-Analyse zwingend darauf zu achten, dass diese Alternativen zum physischen Netzausbau in der Kalkulation mit Berücksichtigung finden.

Konzept Kraftwerksprodukt

Das in der Konsultationsversion des NEP nun ausführlicher vorgestellte Kraftwerksprodukt (KWP) bleibt für Gashändler und Kraftwerksbetreiber gleichermaßen ein unattraktives Produkt. Es bringt Unsicherheiten und Risiken in Bezug auf Preis und sichere Versorgung des Kraftwerks und kann ein echtes festes Produkt keinesfalls gleichwertig ersetzen. Ein Kraftwerksbetreiber oder ein Gashändler, welcher ein von einem Dritten betriebenes Kraftwerk beliefert, würde bei Einführung des KWP zusätzlichen Kosten ausgesetzt, welche die Realisierung neuer Kraftwerke oder den wirtschaftlichen Betrieb bestehender Kraftwerke zusätzlich in Frage stellen. Anstatt das Risiko von Unterbrechungen mit einer Mischung von festen und unterbrechbaren Kapazitäten auf wirtschaftliche Weise zu reduzieren, müssten der Kraftwerksbetreiber oder sein Gaslieferant beim KWP höhere Fixkosten schultern, da zusätzlich Kapazitäten und strukturierte Gasmengen an einem alternativen Entry-Punkt (Grenzübergang, Marktgebietsübergang oder Speicher) bereitgehalten werden müssten. Damit würde sich die Schwelle für eine Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken exponentiell erhöhen, was den politisch und volkswirtschaftlich gewünschten Ausbau von Gaskraftwerkskapazitäten konterkariert.

Die feste Zuordnung auf einen alternativen Entry-Punkt würde im Übrigen das Risiko von Kraftwerksstillständen erhöhen, da es weitere Alternativen einer Belieferung ausschließt. Aufgrund der zunehmenden Integration des nordwesteuropäischen Gasmarkts darf man auch davon ausgehen, dass im Unterbrechungsfall des KWP die Versorgungssituation an angrenzenden Hubs angespannt ist, wodurch der Händler/Kraftwerksbetreiber - für den Fall, dass er kurzfristig Gasmengen beschaffen muss - einem nicht unerheblichen Preis- und Mengenrisiko ausgesetzt wird. Folglich kann trotz vorhandener Kapazitäten nicht garantiert werden, dass Gaskraftwerke im Engpassfall auch zu wirtschaftlich tragbaren Konditionen betrieben werden können. Mit Ausnahme des TTF muss bei allen anderen angrenzenden Hubs zudem darauf hingewiesen werden, dass die dortige Liquidität teils erheblich niedriger ist als an den deutschen Hubs. Dies gilt insbesondere auch für den belgischen Hub in Zeebrugge, entgegen den von den FNB auf Seite 18 des Konsultationsdokuments gemachten Aussagen.

Ferner würde die Einführung des KWP potenziell kleinere Händler/Kraftwerksbetreiber diskriminieren, da diese möglicherweise gar nicht an benachbarten Hubs aktiv sind und nicht als Shipper im Netzwerk des benachbarten FNB registriert sind.

Hinter einigen der als Alternativ-Entries ausgewiesenen Punkten (Tabelle 9 auf Seite 17 des Konsultationsdokuments) existiert im Übrigen überhaupt kein Hub (z.B. Greifswald oder Wallbach). Es ist höchst unsicher, ob und wie ein Kraftwerksbetreiber oder Händler an solchen Punkten kurzfristig Gas zu akzeptablen Preisen beschaffen könnte.

Darüber hinaus sei angemerkt, dass die FNB keine Antwort darauf geben, wie das KWP in einem europäischen Gasmarkt, der hauptsächlich auf Hub-zu-Hub Handel beruhen wird, überhaupt funktionieren könnte. Nach Umsetzung der Network Codes wird sich ab 2017/2018 der Gashandel zunehmend auf die Hubs verlagern; zudem werden gebündelte Kapazitätsprodukte die Norm werden. Es ist uns nicht ersichtlich, wie ein alternatives Sourcing von einem vorgegebenen Entrypunkt (Grenz- oder Marktübergang) in einer solchen Umgebung funktionieren könnte. Das KWP würde daher die europäische Harmonisierung und Implementierung wichtiger Bestandteile der Network Codes torpedieren.

Abschließend ist festzuhalten, dass das vorgeschlagene Kraftwerksprodukt keinerlei Vorteile gegenüber einer Lastflusszusage liefert, bzw. dass dabei de facto durch den Kraftwerksbetreiber eine Lastflusszusage eingeholt werden muss, die allerdings nicht in transparenter und diskriminierungsfreier Art und Weise vom FNB über den Markt beschafft wird, sondern von Kraftwerksbetreibern auf bilateraler Ebene ausgehandelt werden muss und deren Kosten nicht automatisch auf die Netznutzer verteilt werden.

Konzept Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern

EFET Deutschland sieht das vorgeschlagene Konzept für TaK ebenfalls als äußerst kritisch an. Wir denken, dass die Annahme einer starken Temperaturabhängigkeit nur bedingt zutrifft, da die Nutzung von Speichern durch Marktteilnehmer nicht in dem angenommenen Maße temperaturabhängig ist. Die Entscheidung, ein- oder auszuspeichern ist vor allem von den vorherrschenden Marktpreisen sowie der eigenen Handelsstrategie abhängig. Marktpreise und Temperatur wiederum sind unseres Erachtens weniger stark korreliert als von den FNB angenommen, oder auch als man allgemein „auf den ersten Blick“ vermuten würde. Dies gilt erst recht für Handelsstrategien und Temperatur, da in manchen Fällen keinerlei Korrelation zwischen der Handelsstrategie und der momentanen Außentemperatur besteht.

Als ein konkretes Beispiel sei nur die Nutzung von Gasspeichern für die Versorgung von Gaskraftwerken genannt. In diesem Fall wird man ausspeichern wenn der Strompreis hoch ist und das Gaskraftwerk produziert (zum Beispiel weil

gerade wenig Strom durch Wind und Sonne produziert wird) und nicht weil es gerade kalt ist. Mit der politisch gewünschten Zunahme von unregelmäßig produzierenden erneuerbaren Energien wird Erdgas in der Stromerzeugung zunehmend flexibel eingesetzt werden müssen. Zudem geht die Bundesregierung von einer zurückgehenden Nachfrage nach Erdgas im Wärmesektor aus. Diese beiden Entwicklungen stellen neue Anforderungen an Gasspeicher und werden zu einer immer weniger temperatur-basierten Fahrweise der Speicher führen. Man darf daher auch davon ausgehen, dass sich die Korrelation zwischen Gaspreisen und Temperatur in Zukunft weiter abschwächen wird.

Deshalb kann EFET Deutschland die Einschätzung, dass ein Kapazitätsprodukt TaK „dem Transportkunden [...] die Möglichkeit [gibt], handelsoptimiert am Markt teilzunehmen“ nicht teilen. Wir denken, dass eine Verbindung von Temperatur und Unterbrechbarkeit bei der Ausgestaltung von Transportprodukten an Speichern nur eingeschränkt angebracht ist.

Da sich zudem durch die Einführung einer TaK keine Veränderungen der Unterbrechungswahrscheinlichkeit ergeben, können wir bei diesem Produkt keinen Mehrwert im Vergleich zu herkömmlichen unterbrechbaren frei zuordenbaren Kapazitäten feststellen. Daher wäre es auch gerechtfertigt, für TaK höhere Tarife als für ein „normales“ unterbrechbares Produkt zu verlangen.

TaK würde folglich die Optionen der Gashändler eher einschränken und den Nutzen von Speichern reduzieren. Dies würde Gasspeicher in Deutschland potenziell weniger attraktiv machen als Speicher in benachbarten Märkten. Kurzum, das Produkt TaK entspricht nicht den Bedürfnissen des Marktes und erhöht unnötigerweise weiter die Komplexität des Produktangebots der deutschen FNB.

Es ist abschließend festzustellen, dass die weitere Diskussion des Konzeptes TaK erst nach Fertigstellung der beiden diesbezüglichen Kosten-Nutzen-Analysen – der Analyse der FNB und der Analyse der Speicherbetreiber – stattfinden sollte. In die weitere Diskussion sollten alle interessierten Kreise miteinbezogen werden; es erscheint daher fraglich, ob eine Projektgruppe innerhalb des BDEW der richtige Ort für solche Diskussionen ist.

Annahmen bezüglich künftiger H-Gas Quellen

EFET Deutschland begrüßt die Tatsache, dass das Konsultationsdokument die Frage nach künftigen H-Gas Quellen für Deutschland stellt. Der Rückgriff auf den World Energy Outlook der International Energy Agency erscheint dabei ein adäquater Startpunkt.

Allerdings erscheint uns, dass die Schlussfolgerungen aus den Aussagen des World Energy Outlook in Verbindung mit dem TYNDP der ENTSOG etwas zu abstrakt und linear in mögliche neue H-Gas Quellen für Deutschland übertragen wurden. Der geplante Zubau von Importkapazitäten heißt nicht unbedingt, dass Gas über diese Routen nach Deutschland gelangen wird. Stattdessen können oftmals auch unter Nutzung bestehender Kapazitäten höhere Gasmengen aus einem Land/einer Region geliefert werden. Der Zubau von LNG-Importkapazitäten bedeutet mitnichten, dass diese dann auch voll genutzt werden. Die letzten Jahre haben dabei deutlich gezeigt, wie dynamisch der zunehmend globale Gasmarkt ist und wie sich Konkurrenz zwischen Produzenten, aber auch Konkurrenz zwischen Abnehmermärkten, auf die Gasversorgungssituation Deutschlands und Europas auswirken kann.

Es erstaunt uns in diesem Kontext, dass die zukünftigen Lieferungen aus den beiden auch in Zukunft wichtigsten Quellen der deutschen H-Gas Importe – Russland und Norwegen – nicht weiter thematisiert werden. Analog zu den Aussagen

zukünftiger Importe aus den Niederlanden sollte die Bandbreite künftiger Importe aus Russland und Norwegen dargestellt und diskutiert werden.

Abschließend sei nochmals festgehalten, dass wir keinen Sinn darin sehen, die Pläne für die neuen Kapazitäts- und Speicherprodukte in ihrer jetzigen Form weiter zu verfolgen.

Für Rückfragen und Diskussion stehen wir gerne zur Verfügung.

EFET Deutschland

Tel.: +49 (0) 30 2655 7824

de@efet.org