



Az.: 8615-NEP Gas 2014 Konsultation NEP Gas

17.11.2014

Netzentwicklungsplan Gas der Fernleitungsnetzbetreiber

Konsultationsergebnisse zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2014 –

Veröffentlichung gemäß § 15a Abs. 3 S. 1 und 5 EnWG

I. Hintergrund

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Netzentwicklungsplan Gas 2014 (NEP) gemeinsam erarbeitet und der Bundesnetzagentur am 1.4.2014 als Entwurf zur Prüfung vorgelegt. Gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) hat der NEP alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Der Plan basiert auf dem von der Bundesnetzagentur gem. § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG am 16.10.2013 bestätigten Szenariorahmen. Nach § 17 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber ebenso verpflichtet, jährlich zum 1. April den langfristigen Kapazitätsbedarf marktgebietsweit zu ermitteln. Der vorgelegte Entwurf des NEP dient der gleichzeitigen Umsetzung der Verpflichtungen sowohl aus § 17 GasNZV als auch § 15a EnWG.

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG verpflichtet, die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung zum NEP zu veröffentlichen. Die vorliegende Zusammenfassung setzt die Vorgabe um.¹

¹ Der Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2014 und die Stellungnahmen aus der Konsultation der Bundesnetzagentur befinden sich auf der Website www.bundesnetzagentur.de > Sachgebiete > Elektrizität/Gas > Gasnetzentwicklung > Netzentwicklungsplan Gas 2014, <http://www.bundesnetzagentur.de/gasnetzentwicklung>

II. Bisheriges Verfahren

Auf der Grundlage des bestätigten Szenariorahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber einen ersten Entwurf des NEP erarbeitet und am 17.2.2014 erstmalig veröffentlicht. Sie konsultierten ihn in der Zeit vom 17.2. bis zum 7.3.2014. Insgesamt gingen hierzu 49 Stellungnahmen ein.

Daraufhin haben die Fernleitungsnetzbetreiber den überarbeiteten Entwurf des NEP am 1.4.2014 an die Bundesnetzagentur übergeben und zeitgleich auf ihrer Internetseite eingestellt.

Die Bundesnetzagentur veröffentlichte nach einer zweiwöchigen Prüfung den Entwurf des NEP sowie die Anlagen in Form von Listen zu den Netzausbaumaßnahmen und zur Kapazitätsentwicklung ebenso auf der eigenen Internetseite.

Die Öffentlichkeit hatte in der Zeit vom 14.4. bis zum 6.6.2014 im Rahmen der Konsultation durch die Bundesnetzagentur gem. § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zum Entwurf des NEP. Hierfür hatte die Bundesnetzagentur einen strukturierten Fragenkatalog für die Konsultationsteilnehmer veröffentlicht.² Mit diesem wurde die Konsultation der Marktteilnehmer auf eine umfassende Beurteilung des NEP gerichtet.

Die Verteilernetzbetreiber hatten am 13.5.2014 in einer Dialogveranstaltung Gelegenheit zur Diskussion spezieller Fragen zur Berücksichtigung ihres Kapazitätsbedarfs. Am 21.5.2014 fand ein öffentlicher Workshop zum NEP allgemein statt, in dem alle potentiellen und tatsächlichen Netznutzer mündlich Stellung nehmen konnten. Die Präsentationen sind auf der Website der Bundesnetzagentur abgelegt.³

² Der Konsultationsfragebogen befindet sich unter demselben Link wie der Netzentwicklungsplan Gas 2014, s.o.

³ Veranstaltungen zum Netzentwicklungsplan Gas 2014,

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/Vortraege_und_Veranstaltungen/Vortraege_Veranstaltungen.node.html

III. Überblick über die wesentlichen Ergebnisse aus der Konsultation der Bundesnetzagentur

Aus den Beschreibungen zu den Netzausbaumaßnahmen ließen sich für einige Teilnehmer zu wenige Aussagen zur **Kapazitätsbereitstellung** für einzelne Anschlusskunden ableiten.

Bezüglich der Anzahl der zu analysierenden **Szenarien** gibt es kein einheitliches Bild: die einen Marktteilnehmer befürworten mehrere Szenarien zwecks Vergleichbarkeit, die anderen Marktteilnehmer sehen eine Varianz in den Modellierungsvarianten als wichtiger an.

Bei den **Modellierungsvarianten** begrüßten mehrere Marktteilnehmer, dass den Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber mehr Gewicht beigemessen werde – zumindest für die ersten fünf Jahre im Planungszeitraum. Die seitens der Fernleitungsnetzbetreiber angekündigte **Studie zum langfristigen Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber** wird von vielen Marktteilnehmern positiv bewertet.

Mehrere Marktteilnehmer erachten die **Kapazitätsbereitstellung für bestehende Gasspeicher** im NEP als nicht ausreichend, da der Fokus der Netzentwicklungsplanung auf die Anbindung neuer bzw. erweiterter Speicher liege.

Bei Annahmen zur **Quellenverteilung von Gasimporten** könnten zwar seitens der Marktteilnehmer nur ungefähre Hinweise gegeben werden. Jedoch werde auf eine nachfrageorientiertere Prognose der Quellenverteilung in zehn Jahren Wert gelegt. Hierfür seien sogenannte **Incremental-Capacity-Auktionen** hilfreich. Dies gelte auch für die Eingangsgrößen bei den Grenzübergangspunkten.

Die **Unterbrechungsanalysen** werden begrüßt. Sogenannte **vermiedene Unterbrechungen** könnten aus Sicht mehrerer Stellungnehmer wertvolle Hinweise für einen Netzausbaubedarf liefern.

Bei der **Marktraumumstellung** zeigt sich, dass der Markt in den Diskussionen im Vergleich zum Vorjahr weit fortgeschritten ist, aber einzelne Aspekte durchaus noch nicht geklärt sind. Mehrere Stellungnehmer verweisen auf netzentlastende Potenziale im Netz (z.B. bei Speichern), die eine Umstellung zeitlich nach hinten schieben könnten. Dies wird parallel zum NEP in Arbeitsgruppen erörtert.

Zuletzt wird vorgeschlagen, im NEP eine grobe Abschätzung zur Steigerung von **Netzentgelten** in Folge der Netzinvestitionen zu treffen.

Insgesamt gingen in der Konsultation zum Entwurf des NEP 34 Stellungnahmen ein. Die Stellungnahmen sind (bis auf eine Ausnahme aufgrund von Geschäftsgeheimnissen) auf der Internetseite der Bundesnetzagentur⁴ veröffentlicht.

Unternehmen	Gruppe	Ggf. Verweis auf andere Stellungnahme
Arbeitsgemeinschaft Erdgasumstellung	Industrie	
ARGE Gas Westfalen	Industrie	
Avacon Hochdrucknetz GmbH	VNB	
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (im Folgenden BDEW)	Verband	
Creos Deutschland GmbH (Creos)	VNB	
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)	Industrie	
E.ON SE, E.ON Energie Deutschland GmbH, E.ON Gas Storage GmbH, Avacon AG (E.ON)	Konzern	
E.ON Hanse AG	VNB	
EFET Deutschland - Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V. (EFET)	Verband	
Energie Baden-Württemberg AG (EnBW)	Konzern	
Energienetze Bayern GmbH	VNB	
Energieversorgung Limburg GmbH	VNB	Thüga AG
ENSO Netz GmbH	VNB	
Entwicklungsgesellschaft Brunsbüttel mbH	Industrie	
Etzel Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG	Gasspeicher	
EWE Gasspeicher GmbH	Gasspeicher	
EWE Netz GmbH	VNB	
ExxonMobil Gas Marketing Deutschland GmbH (ExxonMobil)	Produzent	
GEODE – Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie, EWIV (GEODE)	Verband	
Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES)	Gasspeicher	
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH (Mitnetz Gas)	VNB	
N.V. Nederlandse Gasunie (Gasunie)	FNB Ausland	
RWE Dea Speicher GmbH	Gasspeicher	
Stadtwerke Kiel Netz GmbH (SW Kiel)	VNB	
Stadtwerke Stade GmbH	VNB	Thüga AG
SWS Netze Solingen GmbH	VNB	
Thüga AG	Konzern	
Thüga Energienetze GmbH	VNB	Thüga AG
Vattenfall Europe Wärme AG (Vattenfall)	Konzern	
Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)	Verband	
Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG)	Industrie	
Wesernetz Bremen GmbH	VNB	
Wingas GmbH	Transportkunde	
Yara Brunsbüttel GmbH	Industrie	

⁴ <http://www.bundesnetzagentur.de/gasnetzentwicklung>

IV. Auswertung der Konsultationsergebnisse im Einzelnen

Die thematische Gliederung der Konsultationsergebnisse orientiert sich am eingangs erwähnten Konsultationsfragebogen vom 14.4.2014.

1. Allgemeine Anmerkungen

Transparenz

Positiv bewerten BDEW, Creos, E.ON, EFET, Energienetze Bayern, EWE Gasspeicher, Thüga und Wesernetz Bremen, dass sich die Transparenz des NEP-Entwurfs im Vergleich zum NEP Gas 2013 weiter erhöht habe. Insbesondere die Einführung des Kapitels 1.3 (Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung) werde begrüßt (BDEW). Mit Hilfe der zur Verfügung gestellten Dokumente ließen sich die einzelnen Prozessschritte sehr gut nachvollziehen, meint Thüga. Für die Verteilernetzbetreiber wäre es zusätzlich wünschenswert, wenn sich aus diesen allgemein gehaltenen Aussagen auch konkretere Kapazitätzusagen ableiten ließen.

NEP-Turnus

Angeregt wird ein zweijähriger NEP-Turnus mit einer ausführlicheren Planung und mit differenzierteren Modellierungsvarianten (BDEW, E.ON, EFET, Thüga, Vattenfall, VKU), sofern eine gesetzliche Anpassung hierzu möglich sei (VKU). Dies entzerre die Überschneidung einer Neufassung des kommenden und Abschluss des laufenden NEP und lasse mehr Zeit für Analysen und Bewertungen von Eingangsfaktoren in zukünftigen NEP zu. Die kurzen Fristen bei den Konsultationen mit dem sehr umfangreichen Material verhinderten eine intensive Auseinandersetzung, wodurch eine ausführliche und fundierte Stellungnahme erschwert werde.

Kapazitätzusagen

Zur Nachvollziehbarkeit sei eine Aussage wünschenswert, inwiefern sich die einzelnen Ausbaumaßnahmen auf das jeweils konkrete Anschlussbegehren bzw. die bereitgestellten Kapazitäten im Rahmen der internen Bestellung auswirkten, so E.ON. Auch Energienetze Bayern sieht als zentralen Kritikpunkt die fehlende Aussage im NEP, zu welchem Zeitpunkt an welchem Netzkoppelpunkt (insbesondere bei den Verteilernetzbetreibern) welche Kapazitäten fest verfügbar sein werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber hätten durchaus die Möglichkeit, kapazitative Auswirkungen regional zuzuordnen - dies müssten sie bei der internen Bestellung ohnehin auch tun.

Marktbasierte Verfahren

EFET, EWE Gasspeicher und INES kritisieren die nicht vorhandene, jedoch für die Optimierung des Netzausbaus notwendige Einbindung marktbasierter Verfahren zur Reduzierung des Kapazitätsbedarfs. Zudem sollte statt einer Einführung weiterer Kapazitätsprodukte, wie im NEP angesetzt, vor dem Hintergrund des NC CAM eine europaweite Vereinheitlichung der Kapazitätsprodukte verfolgt werden (EFET).

Versorgungssicherheit

ENSO Netz kritisiert, dass dem NEP eine Aussage zur Sensibilität der Fernleitungsnetze gegenüber einem flächenhaftem Stromausfall fehle.

Ausbaukosten

EWE Gasspeicher kritisiert die oftmalige Erhöhung der Ausbaukosten im Laufe des NEP-Prozesses, welche sehr pauschal begründet würden.

Rohdaten der Netzplanung

EWE Netz und Wesernetz Bremen fordern eine Veröffentlichung von mehr Hintergrunddaten und Prämissen zu allen Berechnungen (z.B. jene zu Benutzungsstunden). Kritisiert wird insbesondere, dass bezüglich des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber aufgrund einer rückläufigen aggregierten Menge proportional auf einen rückläufigen Leistungsbedarf geschlossen werde.

Schwerpunkt Verteilernetzbetreiber

GEODE begrüßt den Fokus auf den Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber, welcher durch die Bundesnetzagentur maßgeblich unterstützt worden sei. Es werde jedoch angezweifelt, ob der NEP das Kapazitätsproblem der Verteilernetzbetreiber löse. Zwischenlösungen zur Sicherstellung des Kapazitätsbedarfs wie ein Einsatz lokaler Flexibilität (über Speicher oder Lastflussszusagen) sollten entgeltseitig anerkannt werden.

Netzdienlichkeit von Gasspeichern

RWE Dea Speicher fordert bei der Netzausbauplanung eine stärkere Beachtung der netzstabilisierenden Wirkung von (Bestands-)Speichern.

2. Szenarien und Modellierungsvarianten

Weiterhin Analyse mehrerer Szenarien

Creos, EnBW, Gasunie, SW Kiel, Thüga und Wingas finden, dass durch die vergleichende Darstellung mehrerer Szenarien das relevante Szenario (hier: Szenario II) besser beurteilt und eingeordnet werden könne; die Darstellung sei also hilfreich. Eine Reduktion auf ein einzelnes Gasbedarfsszenario sei ein Rückschritt hinsichtlich der Transparenz. Vielmehr solle dazu übergegangen werden, die unterschiedlichen Szenarien auch tatsächlich zu modellieren. Gasunie schlägt zusätzlich vor, ein Szenario mit zusätzlichen Importmengen aus Russland aufnehmen.

Reduktion auf ein Szenario

E.ON, ExxonMobil, GEODE, VKU und Wesernetz Bremen bewerten die Erstellung lediglich eines Gasbedarfsszenarios in Zukunft für ausreichend. Dies verringere die Komplexität und vereinfache die Nachvollziehbarkeit. Dabei sollte jedoch dargelegt sein, wie die Fernleitungsnetzbetreiber das jeweils angesetzte Szenario ausgewählt haben und welche Studien herangezogen wurden.

Modellierungsvarianten

Creos, E.ON, EnBW, INES und VKU befürworten die Berücksichtigung der Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber in den Modellierungsvarianten, welche zu sachgerechteren Ergebnissen führe. Hierdurch könne der zukünftige Kapazitätsbedarf für konkrete regionale Erweiterungsmaßnahmen in nachgelagerten Netzen besser berücksichtigt werden. Die Berücksichtigung der Kapazitäten der Langfristprognosen in den Modellvarianten II.1 (und auch II.2) zumindest bis 2019 würden für angemessen erachtet. Den von den Verteilernetzbetreibern angezeigten steigenden Bedarf in den Verteilernetzen werde als passend angesehen. Dies zeige auch die Entwicklung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber über den NEP-Prozess der letzten Jahre, in der die über die Langfristprognose vorausgesagte Jahresleistung jeweils als neuer Basiswert eingetreten sei.

E.ON hält die Betrachtung verschiedener Modellierungsvarianten für sinnvoll. Dabei würde E.ON es begrüßen, wenn weiterhin jeweils eine Modellierung mit fester frei zuordenbarer Kapazität (fFZK) wie im NEP 2013 zu Vergleichszwecken erfolgen würde. Nur dadurch, dass die Kosten und der jeweilige Leitungsausbau miteinander verglichen würden, könne transparent sichergestellt werden, dass die richtige Planungsprämisse für das jeweilige Anschlussbegehren gewählt werde, insbesondere wenn die Kosten für einen Ausbau auf

Planungsbasis fFZK nur unwesentlich höher seien als für einen Ausbau auf Planungsbasis mit dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK).

EWE Netz und VKU empfehlen die Beschränkung auf zwei Modellierungsvarianten - einen realistischen und einen maximalen Ausbaupfad, bezogen auf ein mittleres Gasbedarfsszenario.

Energienetze Bayern begrüßt eine Modellierung mit temperaturabhängigen Kapazitäten (TaK) und DZK. Jedoch dürfe keine Modellierungsvariante zu einer Erhöhung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit von unterbrechbaren frei zuordenbaren Kapazitäten (uFZK) führen.

SW Kiel vergleicht Variante II.1 mit der Variante IIe aus dem NEP Gas 2013, in welcher 100% feste frei zuordenbaren Kapazitäten (fFZK) für neue Gaskraftwerke und Speicher angesetzt worden seien. Sollten diese Anschlusspetenten mit einer nur geringfügig höheren Investitionssumme ohne Auflagen mit fFZK versorgt werden können, sollte dies auch Eingang in das Änderungsverlangen des NEP Gas 2014 finden.

Modellierungsvarianten II.1, II.2 und II.3

Für ARGE Gas Westfalen, BDEW, Creos, E.ON, E.ON Hanse, Energienetze Bayern, ENSO Netz, Mitnetz Gas, SW Kiel, VKU und Wesernetz Bremen erscheint der Ansatz in II.1 sachgerecht. Konkrete Hinweise für die Annahme eines zunächst steigenden Kapazitätsbedarfs lägen bereits vor. Im Abgleich mit dem über die Langfristprognose vorausgesagten Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber im NEP 2012, NEP 2013 und NEP 2014 habe sich der Anstieg im Leistungsbedarf im bisherigen Verlauf als richtig erwiesen. Zumindest sei kein Abfall zu verzeichnen. Eine Absenkung nach 2019 sei nicht plausibel. Ein absinkender Pfad nach Prognos für die ersten fünf Jahre des Betrachtungszeitraumes sei ebenso unsachgemäß.

BDEW begrüßt die Nutzung der Langfristprognosen der nachgelagerten Netzbetreiber als Modellierungsgrundlage der Varianten II.1 und II.2. Durch die Berücksichtigung der Langfristprognosen in den Berechnungen im NEP müssten sich Maßnahmen ergeben, mit denen die aktuellen unterbrechbaren oder befristet festen Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber in unbefristet feste Kapazitäten umgewandelt würden. Der Zeitplan der Maßnahmen zeigt aber auch auf, dass der bestehende Nachfrageüberhang nach festen Kapazitäten kurzfristig nicht durch Netzausbaumaßnahmen behoben werden könne.

Energienetze Bayern sieht in der konstanten Fortschreibung ab 2019 in Modellierungsvariante II.1 einen "pragmatischen Ansatz" – wenn auch mit Unsicherheiten behaftet.

Thüga begrüßt ausdrücklich die stärkere Berücksichtigung der Langfristprognose von Verteilernetzbetreibern im Netzentwicklungsplan. Verwiesen wird auf die Prognose der Verteilernetzbetreiber im NEP 2013 für das Jahr 2014, bei der sich eine Prognosegenauigkeit von über 99,9 % (Szenario IIe im NEP 2013) ergebe, während in den Szenarien IIa, IIc und IId die Fernleitungsnetzbetreiber im NEP 2013 lediglich 96,9 % der internen Bestellung für 2014 angenommen hätten. Thüga sehe dies als Bestätigung, die Langfristprognose bis 2019 im NEP zu berücksichtigen.

Aus Sicht von E.ON Hanse sollte bei der Modellierung die möglicherweise unterschiedlich ausgeprägte Struktur der einzelnen Marktgebiete stärker berücksichtigt werden.

ARGE Gas Westfalen erwähnt, dass insbesondere in Nordrhein-Westfalen die dezentrale Erzeugung durch Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung zukünftig verstärkt gefördert werden solle, woraus sich ein zusätzlicher Effekt auf den Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber ergebe.

Vorschläge zu weiteren Modellierungsvarianten

EWE Netz schlägt eine Betrachtung von Leistungsspitzen an Netzkoppelpunkten zwischen Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber vor. E.ON erachtet weitere Ansätze als nicht notwendig.

Einschätzung zum durch die Fernleitungsnetzbetreiber prognostizierten Rückgang des Leistungsbedarfs der Verteilernetzbetreiber

ARGE Gas Westfalen, Creos, E.ON, Energienetze Bayern, ENSO Netz, EWE Netz, GEODE, Mitnetz, VKU und Wesernetz Bremen sprechen sich gegen die Prognose eines pauschalen Leistungsrückgangs in Verteilernetzen aus.

Für Creos sei nicht ausgeschlossen, dass der Kapazitätsbedarf in Verteilernetzen trotz sinkendem Erdgasverbrauch steige, da u.a. die tendenziell wegfallenden kapazitätsbedarfsmindernden Instrumente in Verteilernetzen eine wichtige Rolle spielten.

E.ON verweist auf die Bedeutung großer Industriekunden, bei denen kein Leistungsrückgang zu erwarten sei.

Für ENSO Netz sei nicht erkennbar, inwieweit die Gleichzeitigkeit der Abnahmen in den Fernleitungsnetzen bei der Netzmodellierung berücksichtigt wurde. Eine Umrechnung von Gasmengen in Leistungsangaben auf Basis durchschnittlicher Benutzungsstunden führe zu falschen Ergebnissen.

Für EWE Netz sprächen die aktuellen Erkenntnisse gegen einen pauschalen Rückgang. Die Struktur der Lastspitzen dürfte sich zukünftig eventuell verändern. Die zeitgleichen Jahreshöchstlasten an den Netzkoppelpunkten würden aber nicht wesentlich sinken.

Angekündigtes Gutachten der Fernleitungsnetzbetreiber zur Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber

ARGE Gas Westfalen, BDEW, Creos, E.ON, EWE Netz, GEODE, Mitnetz Gas, SW Kiel und VKU unterstützen den Vorschlag, mit Hilfe eines Gutachtens den Leistungsbedarf in Verteilernetzen genauer als bisher mit Prognos-Studien abzuschätzen. Diese Studie dürfe jedoch nicht dazu führen, dass es wie bisher einen einheitlichen Umrechnungsfaktor zur Ermittlung des Leistungsbedarfs gibt, so E.ON. Notwendige Ausbauten im NEP dürften nicht durch das Gutachten verzögert werden, meint GEODE hierzu.

Energienetze Bayern meint, dass das Ergebnis der Studie nicht zur Absenkung des bis 2019 gemeldeten Leistungsbedarfs der Verteilernetzbetreiber führen und auch nicht wieder die geplanten Ausbaumaßnahmen, die aus unterbrechbarer Kapazität feste Kapazität machen sollen, obsolet machen dürfe.

Systematik zur Prognose der H-Gas-Quellenverteilung

Aus Sicht von E.ON scheint die Systematik im Wesentlichen nur auf Annahmen des World Energy Outlooks der Internationalen Energieagentur zu beruhen und zusätzlich die in europäischen Netzentwicklungsplänen in Erwägung gezogenen Ausbauvorhaben (wohl wiederum basierend auf dem World Energy Outlook) in die Analyse mit einzubeziehen. Es sollte vielmehr geprüft werden, ob in Zukunft dem Faktor der Marktnachfrage (durch Incremental-Capacity-Auktionen, Open-Season-Verfahren oder ähnliches) die entscheidende Bedeutung zukommen sollte. Es sei klar, dass dies den Zeitraum, innerhalb dessen robuste Aussagen zur Netzentwicklung getroffen werden könnten, damit auf 3-5 Jahre im Voraus verkürzen würde. Dies scheine aber akzeptabel, wenn dadurch ‚Stranded Investments‘ in signifikanter Höhe vermieden werden könnten.

Nach Meinung von Gasunie seien die H-Gas-Quellenverteilung zu südlastig und das Thema Flüssigerdgas (LNG) zu unterbewertet. Gasunie stellt hierzu mehrere mögliche Alternativen

zur Prognose der H-Gasquellenverteilung auf. Hierbei wird auch aufgezeigt, dass Gasflüsse und Extremszenarien von benachbarten Ländern ebenso beachtet werden sollten.

Hinweise zur Quellenverteilung

BDEW und Wingas sprechen sich über den NEP hinaus für einen Dialog über Anreize zur Kontrahierung von Importmengen, Speicherbuchungen und Netzausbau mit allen Marktteilnehmern und der Regulierungsbehörde aus. Die derzeit beispielsweise an den Importpunkten Greifswald und Überackern kontrahierbaren Transportprodukte böten nach Ansicht der Netznutzer keine entsprechenden Anreize für den Import zusätzlicher Mengen.

Gasunie begrüßt, dass laut NEP dem Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl mehr Kapazität zukommen werde. Falls zusätzliche Mengen aus Russland kommen würden, dann müssten diese über Greifswald und Oude Statenzijl abtransportiert werden. Wenn alternativ mehr LNG in Rotterdam ankommt, dann bräuchte der deutsche Gasmarkt wiederum mehr Kapazität bei Oude Statenzijl.

Möglichkeit einer alternativen Leistungsbereitstellung aus Gasspeichern

Nach Ansicht des BDEW könne Leistung aus H-Gas-Quellen durch Leistung aus Speichern ersetzt werden, insbesondere wenn Marktanreize zur Netzdienlichkeit bei Bestandsspeichern gesetzt würden. In entsprechendem Maße könne der Netzausbau für den Transport neuer H-Gas-Mengen bzw. Spitzenlasten ab einem Importpunkt dadurch reduziert werden.

E.ON, EWE Netz und INES finden ebenso, dass die in Deutschland installierten Ausspeicherleistungen bestehender und (nach Umstellung) zukünftiger H-Gas-Speicher bei der Netzplanung berücksichtigt werden sollten. Die bestehenden Leistungen der Speicher in Deutschland würden die angebotenen festen Transportkapazitäten an den Einspeisepunkten überschreiten. Bevor an den Importpunkten der Ausbau – national wie international – weitervorangetrieben werde, sollte über einen kostenoptimierten Ausbau im absatznahen Bereich nachgedacht werden.

INES führt weiter aus, dass analog zu der im NEP bereits enthaltenen qualitätsspezifischen Leistungsbilanz für den L-Gas-Markt zusätzlich eine qualitätsübergreifende Leistungsbilanz für den Gesamtmarkt aufgestellt werden sollte, um Zusammenhänge bei der Leistungsbereitstellung aus Speichern transparent zu machen.

Wingas hingegen bezweifelt eine alternative Leistungsbereitstellung aus Gasspeichern. Die Strukturen der Gasflüsse bei Import- und Speicherpunkten seien nicht miteinander vergleichbar.

Ansatz zur Pauschalisierung von Netzausbaukosten

Aus Sicht des VKU sei die Vergleichbarkeit der verschiedenen Projekte durch einheitliche Plankostenansätze gewährleistet.

Lastflussszusagen gemäß § 9 Abs. 3 Satz 2 Ziff. 1 GasNZV

Creos fordert bei einer potentiell wiederkehrenden Berücksichtigung von Lastflussszusagen bei der Modellierung, dass auch kapazitätsmindernde Instrumente in nachgelagerten Netzen berücksichtigt werden sollten.

Fortschreibung von Lastflussszusagen erwünscht

E.ON, INES und Wingas sprechen sich dafür aus, bisher kontrahierte Lastflussszusagen über den Kontrahierungszeitraum hinaus fortzuschreiben, soweit nicht die begründete Vermutung besteht, dass diese in Zukunft nicht mehr benötigt werden. Anhand von Lastflussszusagen könnten erforderliche Netzausbaumaßnahmen reduziert werden. Wingas fordert, dass insbesondere die Grenzübergangspunkte und Speicherpunkte mit Hilfe von Lastflussszusagen mit fFZK statt uFZK oder DZK ausgestattet werden sollten.

Fortschreibung von Lastflussszusagen nicht erwünscht

Energienetze Bayern, EWE Netz, Thüga, VKU bewerten die Nichtfortschreibung nicht kontrahierter Lastflussszusagen positiv. Ihr Einsatz könne im schlimmsten Fall im Ergebnis für die Gesamtwirtschaft gar teurer werden als ein Netzausbau. Sie verschleiern zumindest den tatsächlichen Ausbaubedarf.

DZK und TaK

E.ON, EnBW, EWE Gasspeicher und INES erachten für die Zwecke der Netzplanung das DZK- bzw. TaK-Produkt als ausreichend transparent und nachvollziehbar erläutert. Für den Zweck einer Vermarktung als buchbares Kapazitätsprodukt hingegen sei die vorliegende Beschreibung nicht ausreichend. Doch auch wenn die Fernleitungsnetzbetreiber den Netzausbau mit einem Ansatz planen, der nicht von 100% fFZK ausgehe, müssten sie laut E.ON und EnBW alle Anstrengungen unternehmen, um im Ergebnis mit Hilfe grundsätzlich existierender zusätzlicher marktbasierter Maßnahmen (z.B. Lastflussszusagen, Rückkaufs- oder Überbuchungsverfahren) sicherstellen zu können, dass Transportkunden fFZK buchen

können. Diesbezüglich sei es wichtig, die sich durch das NEP-Dokument ziehende Vermischung von Planungsprämissen und vermarktbarem Produkt zu überarbeiten.

EFET lehnt DZK und TAK ab und unterstützt in Bezug auf den NEP das Trennungsmodell. Ein Zugrundlegen der Kapazitätsprodukte bei der Modellierung solle keinesfalls als Vorfestlegung für ihre spätere Vermarktung verstanden werden.

Für Vattenfall seien DZK als Planungsprämisse sinnvoll. Die Ausgestaltung sei aber noch überarbeitungswürdig. Dies zeigten auch die Diskussionen in der Projektgruppe „Kapazitäten für Gaskraftwerke“ des BDEW.

Wingas fordert, dass verbindliche Aussagen zur Kapazitätsverfügbarkeit an den zugeordneten Speicher- und Importpunkten gemacht werden, wenn es schon keinen festen Zugang zum virtuellen Handelspunkt über die genannten Produkte gäbe.

Grenzübergangspunkte Greifswald und Wallbach als Zuordnungspunkte für DZK

E.ON unterstützt die Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber, dass im Rahmen des NEP für DZK als Planungsprämisse die beiden genannten Punkte Wallbach und Greifswald bei der Netzplanung mit einbezogen werden könnten. Wie das später auf dem so geplanten und gegebenenfalls ausgebauten Netz buchbare Kapazitätsprodukt aussehe, sei eine andere Frage und gemäß des Trennungsmodells nicht Gegenstand des NEP. Selbst wenn die Bedenken einer unzulänglichen Liquidität der beiden Punkte für ein zu buchendes DZK-Produkt zuträfen, hieße das nicht, dass die genannten Punkte nicht doch mit in die Netzausbauplanung einbezogen werden könnten.

SW Kiel jedoch hat Bedenken gegen die Zuordnung zu den beiden Grenzübergangspunkten aufgrund fehlender Handelsliquidität in den nachgelagerten Märkten.

Zwischentemperaturbereiche bei der TaK

Um die geforderten Vollbenutzungstage der Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten zu Speichern zu erfüllen, sei jeweils ein mit mehreren Stufen versehenes Temperaturprofil sachgerecht, meint INES. Die im Rahmen der Netzmodellierung vorgeschlagenen 92 Vollbenutzungstage könnten aus Sicht von BDEW und E.ON auch durch eine höhere Auflösung mit mehr Berechnungspunkten erreicht werden. Dies würde aus Sicht der Netznutzer helfen, sich dem tatsächlich verfügbaren Kapazitätsverlauf besser anzunähern. Für zukünftige Netzentwicklungspläne sollte eine fortlaufende Überprüfung der

Planungsprämisse hinsichtlich der Abstufung und der Temperaturgrenzen im Zwischenbereich erfolgen, fügt E.ON hinzu.

3. Eingangsgrößen

Eingangsgrößen Gaskraftwerke

EnBW bemerkt, dass systemrelevante Gaskraftwerke in Verteilernetzen mitsamt ihrem maximalen Kapazitätsbedarf gesondert in die Liste der systemrelevanten Gaskraftwerke (Tabelle 12 im NEP-Dokument) aufgenommen werden sollten.

Eingangsgrößen Industrie

Die Entwicklungsgesellschaft Brunsbüttel hebt den Industriepark ChemCoast Brunsbüttel hervor, für welchen derzeit bei geplanten und potentiellen Neuanschlüssen nur unterbrechbare Kapazitäten beim zuständigen Verteilernetzbetreiber möglich seien.

Eingangsgrößen Gasspeicher

E.ON sieht mit Blick auf die Anbindung von Bestandsspeichern ein Defizit. Zum einen habe in der Vergangenheit die Zuweisung der transportseitigen Kapazitäten zur Speichernutzung bei Zusammenlegung der Marktgebiete in unterschiedlicher Höhe im Verhältnis zu den vorhandenen Speicherleistungen stattgefunden. Zum anderen sei der Netzausbau nach erfolgter Entflechtung im Gassektor nicht dem Speicherausbau gefolgt. Eine hinreichende gesetzliche Regelung zum Netzausbau sei erst zeitlich nachfolgend erbracht worden (verwiesen wird auf § 39 GasNZV, Anm. Bundesnetzagentur). Dadurch seien Neubauspeicher und Erweiterungen ohne Ausbauanspruch in den Status eines Bestandsspeichers gerutscht.

EWE Gasspeicher fordert eine Berücksichtigung bestehender Speicher bei der Modellierung. Bestandsspeicher, die mit bestehenden (unterbrechbaren) Kapazitäten berücksichtigt seien, erführen eine Schlechterstellung gegenüber neuen oder bestehenden Speichern, die mit TaK modelliert würden.

INES kritisiert, dass viele Speicher ganz oder teilweise nur mit unterbrechbaren Kapazitäten ausgestattet seien. Der Ansatz von TaK als Planungsprämisse dürfe zudem nicht dazu führen, dass TaK später auch als buchendes Kapazitätsprodukt am Markt generell als Ersatz für fFZK angeboten werde.

RWE Dea Speicher stellt fest, dass bei den Eingangsgrößen eines Gasspeichers nicht alle Kapazitätsbuchungen am Ein- und Ausspeisepunkt berücksichtigt worden seien. In den vergangenen Jahren seien regelmäßig höhere Leistungen erbracht und auch zum Gastransport in Anspruch genommen worden.

Eingangsgrößen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkte

E.ON sieht ein Dilemma bei der Abschätzung der Bedarfsentwicklung für den Aus- und Neubau von Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten. Netznutzer würden grundsätzlich die Möglichkeit eines Imports aus zusätzlichen Aufkommensquellen befürworten. Entscheidend für die Nutzung dieser Möglichkeit seien aber die Kosten. Solange der Preis für zusätzliche Transportrouten nicht feststehe oder abschätzbar sei, könne eine verbindliche Einschätzung der Nutzung eventuell erforderlicher zusätzlicher Infrastrukturen nicht getroffen werden. Aber auch eine unverbindliche Einschätzung könne immer nur unter dem Vorbehalt wettbewerbsfähiger Preise stehen. Diese wiederum hingen von einer Vielzahl an Variablen ab. Insofern seien verbindliche Buchungen durch Netznutzer für einen Zeitraum von höchstens drei bis fünf Jahren im Voraus anzunehmen. Es sei fraglich, ob ohne solche verbindlichen Buchungen überhaupt kostenverursachende Entscheidungen für den Aus- oder Neubau von Transportkapazitäten getroffen werden könnten. Das vorgesehene Instrument der Incremental-Capacity-Auktionen solle hierzu weiter analysiert und auf eine Anwendbarkeit auf die Kapazitätsplanung an den Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten geprüft werden.

E.ON, ExxonMobil und Wingas unterstützen eine verstärkte internationale Zusammenarbeit hinsichtlich der Kapazitätsplanung an den Grenzübergangspunkten.

Vattenfall und Wingas fordern, die Kompatibilität mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) von ENTSOG sicherzustellen. Es sei auffallend, dass nicht alle NEP-Maßnahmen im TYNDP auftauchten. Dies müsse sichergestellt sein, da fast alle Maßnahmen in Deutschland Auswirkung auf die Nachbarländer hätten.

Eingangsgrößen Verteilernetzbetreiber

ARGE Gas Westfalen und E.ON sehen in der Eingangsgrößentabelle bis 2024 für Verteilernetzbetreiber eine deutliche Verbesserung der Transparenz. Für ARGE Gas Westfalen, Avacon Hochdrucknetz und E.ON Hanse seien jedoch Angaben wünschenswert, welcher Anteil der abgegebenen internen Bestellungen nur befristet fest bzw. nur unterbrechbar bedient worden sei. Darüber hinaus könnten bisher nur jene

Verteilernetzbetreiber kontrollieren, die direkt einem Fernleitungsnetzbetreiber nachgelagert sind, ob die Angaben in der Liste korrekt seien.

4. Stand des Netzausbaus heute und Umsetzungen aus dem NEP Gas 2013

Creos, E.ON, GEODE, SW Kiel und Thüga finden, dass die Darstellungen zu den Netzausbaumaßnahmen u.a. wegen der Projektsteckbriefe transparenter als in den Vorjahren seien.

5. Analyse historischer Unterbrechungen

Vollständigkeit der Unterbrechungsliste

RWE Dea Speicher verweist auf das Thema der fehlenden vermiedenen Unterbrechungen (s.u.), die insbesondere bei den Kunden des Speichers Inzenham-West aufkämen. Detailinformationen sollten bei diesen abgefragt werden.

Wingas kritisiert, dass neben den Unterbrechungen der unterjährige Kapazitätsbedarf an Grenzübergangspunkten nicht erfasst werde. Dies führe zur Notwendigkeit, den tatsächlichen Transportbedarf gemäß § 17 GasNZV mittels einer Marktabfrage zu erkennen.

Frage des Ausbauerfordernisses aufgrund der Unterbrechungen

E.ON, EFET und RWE Dea Speicher teilen die Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber, dass aus Unterbrechungen von fFZK wegen geplanter Netzmaßnahmen oder unvorhersehbarer Beschädigungen von Anlagen kein direkter Ausbaubedarf ableitbar sei. Die Unterbrechungsstatistik zeige lediglich Indikationen über das Vorhandensein von Engpässen.

Energienetze Bayern moniert, dass Unterbrechungen an Punkten zur Verteilernetzebene zwar in Anlage 2 des NEP-Dokuments aufgeführt würden, in der Analyse aber unberücksichtigt blieben. Aus Sicht von Energienetze Bayern seien genau die Unterbrechungen vom Februar 2012 ausschlaggebend für einen Netzausbaubedarf.

Vermiedene Unterbrechungen: angebotsinduzierte Nachfrage

E.ON argumentiert, dass sich im Einzelfall Netznutzer an den vorhandenen Ausbauzustand des Netzes anpassten, falls sie gar nicht erst in voller Höhe ihrer gebuchten Kapazität unterbrechbare Transportkapazität nominierten. In der Statistik der Fernleitungsnetzbetreiber zu den historischen Unterbrechungen seien diese Nichtanfragen eigentlich nachgefragter (aber bereits ausgelasteter) Transportanbindungen nicht abgebildet.

Ursachen für Nichtnominierungen

EFET bemerkt, dass eine Einschätzung zur Ursache vermiedener Unterbrechungen schwer möglich sei. Initiale Nominierungen könnten zu hoch oder zu niedrig angesetzt sein – einen Rückschluss auf einen bestimmten Grund könne man daraus nicht direkt ziehen. Initiale Nominierungen würden häufig automatisiert erstellt und erst später an den eigentlichen Transportbedarf angepasst.

Renominierungsaufforderungen durch den Fernleitungsnetzbetreiber

Wingas lieferte der Bundesnetzagentur Beispiele, dass es Renominierungsaufforderungen durch einen Fernleitungsnetzbetreiber gegeben hat.

Einheitliche Analyse vermiedener Unterbrechungen

RWE Dea Speicher fordert, dass alle Engpässe dokumentiert und publiziert werden. Nur dann gäbe es ein sinnvolles Analyseergebnis und einen korrekt abgebildeten Ausbaubedarf. Zusätzlich sei unklar, ob bei einer Analyse vermiedener Unterbrechungen seitens der Fernleitungsnetzbetreiber einheitlich vorgegangen werde.

Einbezug vermiedener Unterbrechungen

E.ON und INES sprechen sich dafür aus, in diese Analyse zur Suche entsprechender Indikatoren auch Daten zu vermiedenen Unterbrechungen durch angepasste Nominierungen bzw. Renominierungen einzubeziehen. Die Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber, dass dadurch das Analyseergebnis künstlich in die Höhe getrieben würde, werde nicht geteilt.

6. Marktraumumstellung

Annahmen zur Leistungsbilanz L-Gas

Ob die getroffenen Annahmen zur L-Gas-Leistungsbilanz sachgerecht seien und ob sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Erfordernisse des L-Gas-Marktes in angemessener Weise berücksichtigt würden, sei aus Sicht von E.ON schwer zu bewerten. EWE Netz begrüßt die regionale Darstellung der L-Gas-Leistungs- und Energiebilanz, die zur Transparenz und zur besseren Einschätzung der Versorgungssicherheit beitragen. Andererseits fordert EWE Netz einen klareren Algorithmus mit Umstellungsrangfolge und eine Gewichtung der Kriterien. ARGE Erdgasumstellung schlägt zudem ein Notfallszenario für den Fall eines unerwarteten Rückgangs der L-Gas-Leistungsbilanz vor.

Zukunft L-Gas

Die Diskussion eines verbleibenden L-Gas Marktes ab 2030 sei aus Sicht von ExxonMobil verfrüht, da sich bis dahin Verbrauch, Kapazitätsbedarf und verfügbare

Produktionsaufkommen noch wesentlich veränderten. Für ARGE Erdgasumstellung und BDEW sei zudem erforderlich, die Umstellungsplanungen für die Verteilernetzbetreiber bis 2030 abzuschließen, und nicht nur bis 2024.

Für EWE Netz sei nicht nachvollziehbar, warum die Importleistung und -menge aus den Niederlanden für das Jahr 2029 mit Null angesetzt würden. WEG begrüßt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Prognosedaten des WEG übernommen haben. Unverständlich sei aber, warum Aussagen zur Entwicklung nach 2024 ignoriert worden seien. Auf keinen Fall sollten bereits heute Investitionsentscheidungen auf Basis der unsicheren langfristigen Prognosen getroffen, sondern diese jeweils jährlich für einen mittelfristigen Zeitraum (3 bis 5 Jahre) an die aktualisierte Planung angepasst werden.

Perspektive der Verteilernetzbetreiber

Änderungen in den Planungen seien aus Sicht von ARGE Erdgasumstellung für die Verteilernetzbetreiber nur als absoluter Ausnahmefall denkbar, da für Verteilernetzbetreiber erheblicher Planungsaufwand bestehe. Regionale und lokale Netzebenen seien im NEP grundsätzlich unzureichend berücksichtigt. Wesernetz Bremen untermauert dies mit einem Beispiel. Das Umstellungskonzept der Fernleitungsnetzbetreiber umfasse laut ARGE Erdgasumstellung die Verteilernetzbetreiber nur ungenügend - z.B. fehlten Verteilernetzbetreiber, die nicht unmittelbar einem Fernleitungsnetzbetreiber nachgelagert seien. E.ON und EWE Netz wünschen sich, dass bei der Wahl der Umstellgebiete für den einzelnen Netzbetreiber ein zeitlicher Zusammenhang der Einzelgebiete nachvollziehbar gemacht werde.

Engerer Zeitplan

Avacon Hochdrucknetz und ExxonMobil kritisieren, dass die Planungen des NEP 2014 deutliche Unterschiede zu den im NEP 2013 genannten Umstellungsgebieten und deren zeitlichen Verlauf zeigten. Damit ergäbe sich für die nachgelagerten Netzbetreiber ein deutlich größeres Umstellvolumen für die nächsten Jahre. ExxonMobil kann die beschleunigte Umstellung nicht nachvollziehen, da sich die Prognose des verfügbaren L-Gas-Aufkommens gegenüber 2013 nicht wesentlich verändert habe.

Zusätzlicher Leistungsbedarf im H-Gas

Aufgrund des Wegfalls der strukturierten Importmengen bestehe zusätzlicher Leistungsbedarf in den umgestellten H-Gas-Bereichen, meint der BDEW. Der Verband weist darauf hin, dass die in Deutschland bestehenden, in Planung oder im Bau befindlichen Flexibilitätsinstrumente wesentlich dazu beitragen könnten, diesen zusätzlichen Bedarf zu decken. Dieser Aspekt

solle im Rahmen des Ausbaukonzepts zur Versorgung der umgestellten L-Gasbereiche berücksichtigt werden. Für ARGE Erdgasumstellung fehle eine Erhebung hinsichtlich der Potentiale von zeitlich befristeter bzw. mobiler Konvertierungsmöglichkeiten.

Alternativen zur Netzumstellung

ExxonMobil ergänzt, dass eine Spitzenkapazitätsnachfrage in der Regel für nur einige Stunden im Jahr erfolge. Um diesen Bedarf zu decken, sollten immer wieder auch Alternativen zur endgültigen Netzumstellung erwogen werden. Der kurzfristige Einsatz von H-Gas mit Stickstoffbeimischung könne ein geeignetes Mittel sein, teure und ggf. frühzeitige Umstellungen zu vermeiden. Maßnahmen zur Reduzierung der Spitzenkapazitätsnachfrage, z.B. über einen Brennstoffwechsel bei bivalent befeuerbaren Kraftwerken, sollten im NEP explizit erörtert werden. ExxonMobil und WEG schreiben, dass es nicht sinnvoll sei, neue Kraftwerke aus dem L-Gas-System zu versorgen. Es böte sich an, diese direkt an das H-Gas-System anzuschließen, da dadurch kostenintensive Umstellungsmaßnahmen im Haushaltsbereich aufgeschoben werden könnten.

Netzstützende Wirkung von Speichern

Bei der Umstellung wird seitens E.ON angeraten, eine Kompensation der zuvor durch die L-Gas-Quellen dargestellten Flexibilitätsmengen und Leistungen durch die netzseitige hinreichende Integration der Gasspeicher zu ermöglichen, die u.a. für diesen Zweck ausgebaut worden seien. Dadurch könne ein Ausbau in Höhe des bisherigen Flexibilitätimports zum Anschluss neuer H-Gasquellen maßgeblich auf eine erforderliche Durchschnittslast reduziert werden. EWE Gasspeicher formuliert allgemeiner (ohne Netzintegration), dass verfügbare Speicher bei der MRU berücksichtigt werden sollten, sodass unnötiger Netzausbau vermieden werde.

Diesbezüglich sei die Einbeziehung von L-Gas-Speichern im NEP für ARGE Erdgasumstellung sachgerecht. ExxonMobil wiederum entgegnet, dass die im NEP berücksichtigten Ausspeicherleistungen aus Speichern auf Grund von Annahmen über die Abtransportierbarkeit und über Speicherkennlinien nur etwa einem Drittel der gesamten technischen Ausspeicherleistung der Speicher entsprächen. Die dem Markt in der Regel tatsächlich zur Verfügung stehende Kapazität sei somit deutlich höher.

Während die Berücksichtigung der netzersetzenden und systemstützenden Wirkung von Gasspeichern bei der Netzausbauplanung aufgrund ihrer mangelnden Planbarkeit aus grundsätzlichen Erwägungen abgelehnt werde, vertrauten laut INES die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der L-Gas Leistungsbilanz auf die fortdauernde

bedarfsgerechte Bereitstellung der Leistung aus den L-Gasspeichern, auch ohne dass es dafür irgendwelche Zusagen in Form von Lastflusszusagen o.ä. gäbe. INES fordert daher im Rahmen der Umstellungsplanung durch die Fernleitungsnetzbetreiber die verbesserte Einbindung der vorhandenen H-Gas-Speicher als mögliche zukünftige Quelle für die Leistungsbereitstellung zur Kompensation der Flexibilität aus naher L-Gas-Produktion.

Verfestigung von Kapazitäten nach der Umstellung

EWE Netz bemerkt, dass H-Gas einen höheren Energiegehalt als L-Gas habe. Im Ergebnis könnten mehr feste Kapazitäten an den Netzkoppelpunkten zur Verfügung gestellt werden.

Schrittweise Umstellung

Bei der Marktraumumstellung sei laut DVGW darauf zu achten, dass möglichst alle umzustellenden Schaltbezirke nicht zum selben Zeitpunkt (zumeist Beginn der Heizphase) umgestellt würden, sondern dass vom Fernleitungsnetzbetreiber/Verteilernetzbetreiber ein entsprechender, ausreichender Zeitversatz für die einzelnen umzustellenden Schaltbezirke vorzusehen sei.

Konkretisierung der Umstellungen

E.ON und Thüga weisen darauf hin, dass es bei der Marktraumumstellung vertriebsseitig von entscheidender Bedeutung sei, im Nachgang zum NEP-Prozess rechtzeitig eine zählpunktscharfe Liste der betroffenen Zählpunkte zu erhalten. Die zeitliche Reihenfolge der Umstellungsbereiche sei zudem laut GEODE nicht vollständig. Es seien nur Teilgebiete angegeben, der konkrete Umstellungszeitpunkt sei nicht ersichtlich und nicht unmittelbar an das Netz eines Fernleitungsnetzbetreibers angeschlossene Verteilernetzbetreiber seien gar nicht erwähnt. Auch sei nicht mit jedem betroffenen Verteilernetzbetreiber abgestimmt, wann für ihn eine Erdgasumstellung geplant ist. Die meisten betroffenen Verteilernetzbetreiber seien nicht in Anlage 3 enthalten.

Inländische L-Gas-Produktion

ExxonMobil stellt fest, dass der NEP 2014 zunächst im Wesentlichen nur Umstellungen im Gebiet der GUD und damit in produktionsnahen Gebieten vorsehe. In der Detailplanung solle weiterhin darauf geachtet werden, dass nicht Produktionsinseln geschaffen würden, die die Ableitbarkeit der Produktion beeinträchtigten. Dies bestätigt auch der WEG. Aus der Sicht von ExxonMobil sei bei der Wahl der Umstellungsreihenfolge von Netzgebieten insbesondere darauf zu achten, dass auch im Sommer – wenn die Nachfrage in der Regel niedrig ist – die produzierbaren Volumen abtransportiert werden können.

L-Gas-Konvertierungsplan

Der niederländische Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie schlägt einen separaten L-Gas-Konvertierungsplan vor. Es könnten zusätzliche H-Gas-Mengen aus NL eingeplant werden. Neue Grenzübergangspunkte zwischen NL und DE seien zudem kostengünstig darstellbar, da die Leitungen sehr nah aneinander verliefen.

Umstellungsmaßnahmen

Ob die Maßnahmen auf Ebene der Fernleitungsnetzbetreiber und die sich daraus ergebenden Umstellungsgebiete dazu geeignet sind, das erwartete L-Gas-Leistungsdefizit zu schließen, sei aus Sicht von E.ON grundsätzlich schwer zu bewerten. L-Gas-Speicher leisteten bei der Marktraumumstellung einen wesentlichen Beitrag.

7. Ergebnisse der Netzmodellierung

Ausbaumaßnahmen

Creos, GEODE, SW Kiel und Thüga bewerten die Projektsteckbriefe im Hinblick auf die Beschreibung der Ausbaumaßnahmen positiv. Die Aussagen zu den Ausbaumaßnahmen sollten jedoch zusätzlich die Information enthalten, wann welche Verteilernetzbetreiber feste Kapazitäten an ihren Netzkoppelpunkten bekämen.

Aus Netznutzersicht sei sowohl die Physik als auch die Wirtschaftlichkeit einzelner Netzausbaumaßnahmen schwer bewertbar, meint E.ON.

Energienetze Bayern schreibt bezüglich einzelner Netzausbaumaßnahmen, dass sie unter anderem zur Bedarfsdeckung nachgelagerter Netze führten. Daher sollte bei den "bedarfsauslösenden Faktoren" ebenso die "Erhöhung der Exit-Kapazitäten für nachgelagerte Netzbetreiber" genannt werden.

RWE Dea Speicher stellt ähnlich fest, dass einzelne Ausbaumaßnahmen der Bedarfsdeckung von Speichern dienten, wobei jedoch die Auswirkungen auf die Kapazitätsbereitstellung unklar blieben.

VKU schlägt eine genauere Zuordnung von Ausbaumaßnahmen zum einzelnen Bedarf vor. Die Zuordnung müsse nicht unbedingt punktgenau, jedoch wenigstens regional erfolgen.

Kombination der Modellierungsvarianten II.1 und II.2

Energienetze Bayern begrüßt die Kombination aus Variante II.1 und II.2, da in beiden Varianten alle notwendigen Maßnahmen enthalten seien, die zur Verfestigung der bislang unterbrechbaren Kapazitäten führten.

GEODE und SW Kiel sehen dies etwas kritischer, da die Auswirkungen der Netzausbaumaßnahmen zu allgemein formuliert seien und hierüber keine Einschätzung zur Kombination der Modellierungsvarianten erbracht werden könnte.

Sicht der Verteilernetzbetreiber zum Maßnahmenbedarf

SWS Netze Solingen schlägt vor, Versorgungssicherheitsaspekte für Verteilernetzbetreiber im NEP zu behandeln; insbesondere, wenn ein Teilnetz nur über eine einzige Leitung an ein Fernleitungsnetz angebunden sei. In einem solchen Fall müsse über eine redundante Anbindung nachgedacht werden.

8. Weiterentwicklung der Modellierungsvorgaben

Leistungsbedarf Verteilernetzbetreiber

VKU bemerkt, dass die Ergebnisse der geplanten Studie der Fernleitungsnetzbetreiber über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilernetzbetreiber geprüft werden müssten und bei zukünftigen Netzentwicklungsplänen berücksichtigt werden sollten.

Planerische Verlagerung nicht gebuchter fFZK

GEODE erachtet eine Umverteilung von Kapazitäten unumgänglich, wenn sie von Transportkunden nicht in Anspruch genommen würden und gleichzeitig der Kapazitätsbedarf z.B. nachgelagerter Netzbetreiber nicht erfüllt werden könne.

Keine planerische Verlagerung nicht gebuchter fFZK

BDEW meint, dass fFZK an Netzkopplungspunkten in den vergangenen Jahren aufgrund derzeitiger kommerzieller Anreize zur Day-Ahead-Buchung nicht langfristig gebucht worden seien. Die damit verbundenen Auswirkungen des Buchungsverhaltens sollen im Rahmen des Festlegungsverfahrens zur Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten (BEATE) in den kommenden Monaten analysiert werden. Erst danach sei eine mögliche Anpassung der Netzmodellierungsvorgaben mittels Reduzierung von fFZK an NKP erwägenswert.

Die Argumentation von EnBW geht in eine ähnliche Richtung. Über BEATE solle erst geklärt werden, inwiefern die derzeitige Preisgestaltung bei der Kapazitätsvermarktung mit einem

europäisch (und bisher auch national) gewollten kurzfristigen, liquiden Gasgroßhandelsmarkt kompatibel sei. Es sei daher nicht sinnvoll, planerisch Kürzungen von festen Kapazitäten vorzunehmen, die in einer wettbewerbsschädlichen Beeinträchtigung des Day-Ahead-Marktes münden könnten.

SW Kiel sieht den dreijährigen Betrachtungszeitraum kritisch, da hier kurzfristige Gasbeschaffungsstrategien unberücksichtigt bleiben könnten. Empfehlenswert sei, den Betrachtungszeitraum auf z.B. zehn Jahre auszuweiten, um auch langfristige Effekte beobachten zu können.

E.ON fordert einen Nachweis, dass die Marktteilnehmer an den angebotenen fFZK aufgrund eines veränderten Bedarfs tatsächlich nicht mehr interessiert seien.

Planerische Umwandlung nicht gebuchter fFZK in andere Kapazitäten (z.B. DZK oder TaK)

Zur Frage, ob derzeit angebotene fFZK bei bestehenden Anschlusspunkten bei längerer Nichtbuchung in andere Produktklassen umgewandelt werden sollen (TaK, DZK oder uFZK), um eine effiziente Kapazitätsbewirtschaftung zu ermöglichen, bemerkt INES, dass die Berücksichtigung des punktscharfen Kapazitätsbedarfs im Rahmen der Netzplanung gemäß des von der Bundesnetzagentur mehrfach bestätigten sogenannten Trennungsmodells von der anschließenden Kapazitätsvermarktung durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu trennen sei. Insofern könne es im Rahmen der Netzausbauplanung nicht gleichzeitig zu einer Umwandlung von fFZK in andere Kapazitätsprodukte kommen.

9. Power to Gas

BDEW, E.ON und VKU begrüßen den Vorschlag zur Erstellung eines Power-to-Gas-Potenzialatlases. Bereits durchgeführte Untersuchungen zur Aufnahmekapazität von Wasserstoff im Gasnetz und in Gasspeichern sollten weiter untersucht werden.

10. Sonstiges

SW Kiel schlägt vor, die Gesamtnetzausbaukosten der jeweiligen Modellierungsvarianten über die abgesetzte Gasmenge in Deutschland in einen spezifischen Steigerungswert des durchschnittlichen Netznutzungsentgelts umzurechnen. Dies würde einen Variantenvergleich und eine Abschätzung der Kostenauswirkungen einzelner Varianten auf den durchschnittlichen Gasendkunden ermöglichen.

Abkürzungen

BEATE	Konzept einer möglichen Festlegung zur Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazitäten
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
fFZK	Feste frei zuordenbare Kapazitäten
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
LNG	Liquefied Natural Gas, Flüssigerdgas
NEP	Netzentwicklungsplan
TaK	Temperaturabhängige Kapazitäten
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan, der gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan Gas des Netzbetreiberverbands ENTSOG
uFZK	Unterbrechbar frei zuordenbare Kapazitäten
VNB	Verteilernetzbetreiber